

Raport

z procesu konsultacji

projektu **Karty aktualizacji**
nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024

*w zakresie niezatwierdzonym decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.5.2024.ŁW
z dnia 11 lipca 2025 r.*

Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

**Informacja o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach
oraz sposobie ich uwzględnienia**

1. Specyfikacja działań zrealizowanych w ramach konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym

Wykaz działań PSE S.A. (dalej również „OSP”) w ramach procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 w zakresie niezatwierdzonym decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.5.2024.ŁW z dnia 11 lipca 2025 r. Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej „Karta aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym”).

Lp.	Data	Opis działań
1.	28 października 2025 r.	Opublikowanie Komunikatu OSP dotyczącego rozpoczęcia procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym.
2.	28 października - 28 listopada 2025 r.	Zbieranie uwag w ramach procesu konsultacji z użytkownikami systemu projektu Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym.
3.	29 listopada 2025 r. - 23 stycznia 2026 r.	Opracowanie Raportu z procesu konsultacji z użytkownikami systemu projektu Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym. Opracowanie Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym, po przeprowadzonym procesie konsultacji projektu tej karty aktualizacji, celem przedłożenia jej Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej „Prezes URE”) do zatwierdzenia.
4.	26 stycznia 2026 r.	Przedłożenie Prezesowi URE do zatwierdzenia Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym, opracowanej po przeprowadzonym procesie konsultacji projektu tej karty aktualizacji, wraz z Raportem z procesu konsultacji i Dokumentem wyjaśniającym. Opublikowanie Komunikatu OSP dotyczącego przedłożenia Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym Prezesowi URE do zatwierdzenia, wraz z Raportem z procesu konsultacji i Dokumentem wyjaśniającym.

2. Lista użytkowników systemu, którzy zgłosili uwagi w procesie konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym

W procesie konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym, do proponowanych zmian postanowień IRiESP uwagi zgłosili następujący użytkownicy systemu:

1. Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex” (FLEX).
2. Energa-Operator S.A. (ENERGA)
3. Stoen Operator Sp. z o.o. (STOEN)
4. PGE Dystrybucja S.A. (PGE)
5. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE)
6. Respect Energy S.A (RE)
7. TAURON Dystrybucja S.A. (TAURON)
8. Enea Operator sp. z o.o. (ENEA)
9. RWE Renewables Poland Sp. z o.o. (RWE)

3. Zestawienie uwag zgłoszonych przez użytkowników systemu do projektu Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym oraz sposób ich uwzględnienia

3.1. Uwagi ogólne

Lp.	Treść uwagi wraz z uzasadnieniem	Zgłaszający uwagę	Stanowisko OSP
O1	Załącznik nr K2- Zasady obliczania i warunki wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 nie został dodany do Tekstu Jednolitego IRIESP przekazanego w trybie śledzenia zmian.	FLEX RE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Tekst ujednolicony IRIESP zamieszczony na stronie OSP wraz z komunikatem o rozpoczęciu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym (dalej również „KA nr 2”) został udostępniony użytkownikom systemu wyłącznie pomocniczo w celu lepszej identyfikacji zmian wprowadzanych do wszystkich trzech części IRIESP. Tekst ten nie zawiera Załącznika nr K2, podobnie jak nie zawiera też Załącznika nr K1 i Załącznika nr B1, zatem nie jest pełnym tekstem ujednoliconym IRIESP, jest dokumentem pomocniczym, nie stanowiącym przedmiotu konsultacji.</p> <p>Tekst ujednolicony IRIESP publikowany na stronie OSP po zatwierdzeniu KA nr 2 przez Prezesa URE będzie pełnym tekstem ujednoliconym, bez trybu zmian, zawierającym wszystkie załączniki.</p>
O2	OSD powinni przekazywać z odpowiednim wyprzedzeniem przyjęte oferty na usługi elastyczności oraz ich aktywację w celu odpowiedniego skoordynowania przyjmowania oferty na usługi bilansujące i aktywacji usług bilansujących. Aktywowanie usług elastyczności powinno pociągać za sobą automatyczną korektę niezbilansowania danego POB na podstawie informacji przekazywanych przez OSD do OSP. OSD jako podmiot wykorzystujący usługi elastyczności powinien być odpowiedzialny za zapewnienie neutralności swoich działań względem bilansu KSE bez dodatkowych obowiązków POB w tym zakresie.	FLEX RE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>OSP zgadza się treścią uwagi dotyczącej obowiązków OSD w zakresie przekazywania z odpowiednim wyprzedzeniem informacji o przyjętych ofertach na usługi elastyczności i ich aktywacji, co potwierdza konieczność przekazywania OSP przez OSD danych i informacji oraz wdrożenia procesów planowania koordynacyjnego, o których mowa w pkt 10.5. KA nr 2.</p>

			<p><u>Wyjaśnienie dodatkowe</u></p> <p>W wyniku uwzględnienia uwag dotyczących postanowień pkt 10.5. IRiESP - Korzystanie zweryfikowano jego brzmienie. Nowe brzmienie pkt 10.5. zostało zamieszczone w pkt 4. niniejszego raportu.</p>
O3	<p>W odniesieniu do treści Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 w zakresie niezatwierdzonym decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRR.WRE.4320.5.2024.ŁW z dnia 11 lipca 2025 r. (dalej „Karta aktualizacji”) odnoszących się do usług systemowych niedotyczących częstotliwości (“USNC”), należy wskazać że proponowane przez OSP zasady koordynowania korzystania przez OSD z USNC są nadmiarowe i wykraczają poza wynikające z ustawy Prawo energetyczne zobowiązanie OSP do koordynowania korzystania przez OSD z USNC, mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Obowiązek ten został wyrażony w art. 9c ust. 2 pkt 8 i 8a ustawy Prawo energetyczne wraz z uprawnieniem do zakupu przez OSP usług systemowych, a więc i USNC. Podmiotami uprawnionymi do zakupu USNC są również operatorzy systemów dystrybucyjnych (art. 9c ust. 3 pkt 5a ustawy Prawo energetyczne). W ślad za powyższym, zarówno OSP jak i operatorzy systemów dystrybucyjnych zobowiązani są w swoich instrukcjach do określenia m.in. USNC zamawianych przez danego operatora (art. 9g ust. 4a i 5e ustawy Prawo energetyczne). Obowiązek, o którym mowa w art. 9c ust. 2 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne pozwala uznać, że na OSP ciąży obowiązek sformułowania w IRiESP zasad koordynacji korzystania z USNC jedynie w zakresie mającym wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, nie zaś zasad korzystania przez OSD z USNC. Resumując, ustawa Prawo energetyczne przewiduje uprawnienie OSP do korzystania z USNC i określenia USNC zamawianych przez danego operatora, a więc w przypadku IRiESP wyłącznie OSP. Jednocześnie dodatkową rolą OSP w omawianym zakresie, powinno być takie określenie w IRiESP zasad koordynacji, w zakresie którym korzystanie (lub brak korzystania) z USNC przez poszczególnych OSD oddziaływałoby wyłącznie na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Niewłaściwe jest przyjęte przez OSP założenie, że każda USNC świadczona na rzecz OSD ma wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Gdyby taka była intencja racjonalnego ustawodawcy, to obowiązek koordynacji przez OSP nie byłby ograniczony w</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA</p> <p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Uwaga nie uwzględnia językowej wykładni przepisu art. 9c ust. 2 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne określającego zadanie OSP w zakresie koordynowanie korzystania przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych z usług systemowych niedotyczących częstotliwości (dalej także „USNC”) i usług elastyczności, mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Pojęcie „koordynować”, zgodnie ze Słownikiem języka polskiego PWN, oznacza „zarządzać organizacją jakichś działań wykonywanych przez większą liczbę osób lub instytucji, tak aby odbywały się one w sposób jednolity”. Pojęcie „koordynacja” zgodnie z powołanym słownikiem oznacza „organizowanie działań wykonywanych wspólnie przez wiele osób”. W kontekście więc przywołanej językowej wykładni, zadanie OSP dotyczące koordynowania, wskazane w art. 9c ust. 2 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne, należy rozumieć jako obowiązek OSP zarządzania organizacją przez OSD korzystania z usług systemowych niedotyczących częstotliwości i usług elastyczności, mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Poprawność takiego rozumienia potwierdzają przepisy art. 9c ust. 3 pkt 8a i 12 ustawy Prawo energetyczne. Zgodnie z powołanym przepisem OSD ma obowiązek stosować się do warunków współpracy z OSP w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV, w tym w zakresie korzystania z usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV.</p>	

<p>ustawie Prawo energetyczne wyrażeniem „mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV”.</p> <p>Powyższe należy uzupełnić o wnioski wynikające z art. 9 ust. 3 w związku z art. 9 ust. 4 pkt 8a) ustawy Prawo energetycznego zawierającego delegację do określenia w rozporządzeniu systemowym katalogu USNC. W uzasadnieniu do ustawy zmieniającej ustawę Prawo energetyczne z 28 lipca 2023 r. jednoznacznie wskazuje się, że „katalog usług systemowych nie dotyczących częstotliwości zostanie ustalony przez ministra właściwego do spraw energii w drodze rozporządzenia, bowiem będzie odnosił się on do operatorów systemów elektroenergetycznych – zarówno dystrybucyjnego jak i przesyłowego [...]. Ze względu na różne usługi, które mogą być zamawiane przez operatorów, proponuje się, aby ich precyzyjny katalog był przez operatorów określany w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci, odpowiednio Przesyłowej (IRiESP) i Dystrybucyjnej (IRiESD).”</p> <p>Zważywszy na tak zakreślony schemat działań, można uznać, że proponowane przez OSP zapisy IRiESP zawarte w Karcie aktualizacji w odniesieniu do USNC zostały zaproponowane w sposób wykraczający poza obowiązek określenia zasad koordynacji i wchodzi w ramy określania zasad korzystania przez OSD z USNC, co z kolei jest niezgodnie z przytaczanymi wyżej regulacjami ustawy Prawo energetyczne.</p>	<p>Zasady koordynacji korzystania przez OSD z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości, określone w pkt 1.8. 2. IRiESP - Bilansowanie, ograniczono wyłącznie do usług regulacji napięcia mających wpływ na warunki napięciowe w sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV. Powołane zasady uwzględniają m.in. obowiązki współpracy OSP i OSD wynikające z przepisów rozporządzenia systemowego i obowiązki dotyczące regulacji napięcia i zrzędzania mocą bierną określone w przepisach SO GL, tj. w art. 27 - 29.</p> <p>Obowiązki OSP i OSD w zakresie współpracy określone w rozporządzeniu systemowym obejmują m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ obowiązek OSP współpracy z OSD w zakresie planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym oraz planowania i dysponowania mocą MWE przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV (§ 39 pkt 2 i pkt 5 lit. a); ▪ obowiązek OSD współpracy z OSP w celu określenia planów technicznych w zakresie możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym oraz w celu określenia zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci (§ 40 pkt 2 lit. a i pkt 3). <p>Przepisy art. 29 ust. 7 - 9 SO GL stanowią, co następuje:</p> <p><i>„7. Każdy OSP, bezpośrednio lub pośrednio, w porozumieniu z OSD przyłączonym do systemu przesyłowego, prowadzi ruch źródeł mocy biernej w ramach swojego obszaru regulacyjnego, włącznie z blokowaniem automatycznej regulacji napięcia/mocy biernej transformatorów, zmniejszaniem napięcia i odłączaniem odbiorów przy niskim napięciu, w celu zachowania granic bezpieczeństwa pracy i zapobiegania załamaniu napięcia w systemie przesyłowym.</i></p>
---	---

		<p>8. Każdy OSP określa działania w zakresie regulacji napięcia w porozumieniu z SGU i OSD przyłączonymi do systemu przesyłowego oraz z sąsiednimi OSP.</p> <p>9. Jeżeli jest to istotne dla regulacji napięcia i zarządzania mocą bierną systemu przesyłowego, OSP może, w porozumieniu z OSD, zażądać od SGU przyłączonego do systemu dystrybucyjnego wykonania poleceń dotyczących regulacji napięcia.”</p> <p>Zasady koordynacji korzystania przez OSD z USNC mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, określone w pkt 1.8. IRiESP - Bilansowanie, dotyczą przede wszystkim kwestii wpływu aktywacji tych usług na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego poza daną siecią dystrybucyjną. Zasady te mają na celu, po pierwsze unikanie negatywnego wpływu aktywacji USNC na sieć zamkniętą i na pozostałe systemy dystrybucyjne, a po drugie zapewnienie spójności w zakresie stosowania tych usług, co będzie wspierać rozwój i efektywne kosztowo oraz bezpieczne technicznie ich wykorzystywanie.</p> <p>Sieci dystrybucyjne nN, SN i WN oraz sieć przesyłowa pracują jako sieci połączone, dlatego też procesy bieżącego bilansowania generowanej mocy biernej w stosunku do zapotrzebowania na tę moc muszą być w każdej chwili czasowej skoordynowane pomiędzy OSP i OSD dla pełnego wykorzystania zdolności urządzeń technicznych do kompensacji i zakontraktowanych USNC. Powołane postanowienia nie zamykają w tym zakresie katalogu dostępnych dla OSD USNC oraz możliwości ich pełnego wykorzystania przez OSD, a określają jedynie niezbędne zasady współpracy i sposoby hierarchicznego wykorzystania tych usług dla zarządzania niezbilansowaną mocą bierną w sieciach OSP i OSD na wszystkich poziomach napięć.</p> <p>Uwzględniając, przywołane przepisy ustawy Prawo energetyczne, w szczególności językową wykładnię art. 9c ust. 2 pkt 8a, przywołane przepisy rozporządzenia systemowego i SO GL, określone w pkt 1.8. IRiESP - Bilansowanie, zasady koordynacji</p>
--	--	---

			<p>przez OSP korzystania przez OSDp z USNC mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV nie są nadmiarowe i nie wykraczają poza obowiązki OSP określone w przepisach ustawy Prawo energetyczne.</p> <p>Nie jest zasadna również uwaga, że „zasady te wchodzą w ramy określania zasad korzystania przez OSD z USNC”. Zgodnie bowiem z art. 9c ust. 3 pkt 12 ustawy Prawo energetyczne OSD w zakresie korzystania z USNC mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV ma obowiązek stosować się do warunków współpracy z OSP.</p>
O4	<p>W odniesieniu do treści Karty aktualizacji dotyczącej usług elastyczności, należy wskazać że proponowane przez OSP zasady koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności, w tym zakres proponowanych danych i informacji, są nadmiarowe i wykraczają poza – wynikające z regulacji unijnych, jak i z ustawy Prawo energetyczne – zobowiązanie OSP do koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności, mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Niewłaściwe jest przyjęte przez OSP założenie, że każda usługa elastyczności świadczona na rzecz OSD ma wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Gdyby taka była intencja racjonalnego ustawodawcy, to obowiązek koordynacji przez OSP nie byłby ograniczony w ustawie Prawo energetyczne wyrażeniem „mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV”. Tym samym postanowienia IRiESP powinny być ograniczone jedynie do takich usług elastyczności (scharakteryzowanych np. poziomem napięcia sieci dystrybucyjnej, do której przyłączony jest zasób wykorzystywany do świadczenia tej usługi lub wielkością mocy czynnej uruchamianych usług elastyczności, do której przyjmuje się, że ta wielkość nie ma wpływu na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV). Stąd proponowane przez OSP zasady koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności są określone niezgodnie z zakresem wynikającym z art. 9g ust. 4a pkt 4) ustawy Prawo energetyczne lub wykraczają poza ten zakres.</p> <p>Proponowane przez OSP zmiany IRiESP pomijają postanowienia Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE („dyrektywa 2019/944”) oraz</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE TAURON ENEA</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zarzuty sformułowane w uwadze nie uwzględniają przepisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE (dalej „dyrektywa 2019/944”) w zakresie dotyczącym obowiązku współpracy w zakresie dotyczącym odpowiednio usług systemowych nie dotyczących częstotliwości i usług elastyczności. Powołana dyrektywa w art. 31 ust. 9 wskazuje na obowiązek OSD współpracy z OSP, a w art. 32 dotyczącym wykorzystania usług elastyczności w systemach dystrybucyjnych, w ust. 2 wskazuje na obowiązek OSD wymieniania wszelkich niezbędnych informacji i koordynacji działania z OSP w celu zapewnienia optymalnego wykorzystania zasobów oraz bezpiecznego i wydajnego działania systemu, a także wspierania rozwoju rynku. Uwzględniając powyższy obowiązek OSD, implementacja do polskiego porządku prawnego zadań w zakresie usług elastyczności została dokonana z równoczesnym wskazaniem zadania OSP w zakresie „koordynowania korzystania przez OSD z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości i usług elastyczności, mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV” - art. 9c ust. 2 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne. Zważywszy na</p>

Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej ("rozporządzenie 2019/943").

W szczególności należy mieć na uwadze, że prawodawca unijny na gruncie rozporządzenia 2019/943 – jako regulacji określającej fundamentalne zasady rynku wewnętrznego energii elektrycznej – podkreśla, że państwa członkowskie, organy regulacyjne oraz odpowiedni operatorzy mają obowiązek zapewnić funkcjonowanie rynku energii elektrycznej zgodnie z zasadami rynkowymi, które „ułatwiają rozwój bardziej elastycznego wytwarzania, zrównoważonego wytwarzania niskoemisyjnego oraz bardziej elastycznego popytu” (art. 3 lit. c). Z przytoczonego art. 3 lit. c) rozporządzenia 2019/943 wynika, że odpowiednie warunki do rozwoju elastyczności powinny zostać stworzone nie tylko przez właściwe organy prawodawcze państw członkowskich, ale przede wszystkim przez operatorów systemu. W kontekście usług elastyczności rozporządzenie 2019/943 przewiduje szereg regulacji, z których jednym z najistotniejszych to nałożony na operatorów systemu obowiązek zapewnienia elastyczności swoich sieci (art. 13 ust. 5 lit. c) rozporządzenia 2019/943). Jednym z rozwiązań, które wspierają realizację ww. założeń są usługi elastyczności, których skuteczne wdrożenie przez OSD przyczyni się m.in. do rozwoju elastycznego wytwarzania i elastycznego popytu oraz do zapewnienia elastyczności sieci dystrybucyjnej.

Na regulacje rozporządzenia 2019/943 i cel prawodawcy unijnego należy nałożyć przepisy dyrektywy 2019/944, w której w motywie (90) wprost podkreślono, że normy dyrektywy 2019/944 należy odczytywać łącznie z treścią rozporządzenia 2019/943, co świadczy o konsekwencji prawodawcy w zakresie rozwoju elastyczności sieci. Powyższe znalazło swoje odzwierciedlenie w innych motywach dyrektywy 2019/944 (między innymi motywy (39), (42) czy (83)). Prawodawca unijny w treści dyrektywy 2019/944 jednoznacznie określa formy w jakich państwa członkowskie powinny działać w celu rozwoju usług na rzecz elastyczności. Zgodnie z art. 32 ust. 1 dyrektywy 2019/944 przewidzianym w rozdziale IV „Eksploracja systemu dystrybucyjnego, prawodawca unijny jednoznacznie zobowiązał państwa członkowskie do stworzenia ram regulacyjnych i odpowiednich zachęt, które mają umożliwić OSD udzielanie zamówień na usługi elastyczności, w celu zwiększenia wydajności w eksploatacji i rozwoju systemu dystrybucyjnego. Co więcej, wyraźnie przesądzono, że to „operatorzy systemów dystrybucyjnych udzielają zamówień na takie usługi z

przywołany przepis art. 32 ust. 2 dyrektywy 2019/944 celem zadania OSP w zakresie koordynowania, określonego w art. 9c ust. 2 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne, jest zapewnienie optymalnego wykorzystania zasobów oraz bezpiecznego i wydajnego działania systemu, a także wspierania rozwoju rynku. Koordynowanie przez OSP korzystania przez OSD z usług elastyczności mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV, uwzględniając konieczność zapewnienia bezpiecznego i wydajnego działania systemu, ma zapewniać, aby wykorzystanie usług przez jednego z operatorów systemu nie wpływało negatywnie - w sensie technicznym lub ekonomicznym na pracę systemu na terenie działania innego operatora systemu bądź całego systemu elektroenergetycznego, a w optymalnym przypadku wspierało tę pracę.

Ponadto tak jak w odniesieniu do koordynacji korzystania przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV, również w odniesieniu to koordynacji w tym zakresie usług elastyczności, koniecznym jest uwzględnienie językowej wykładni przepisu art. 9c ust. 2 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne, jak zostało to wyjaśnione w odpowiedzi OSP na uwagę O3.

W kontekście przywołanej wykładni językowej, zadanie OSP dotyczące koordynowania, wskazane w art. 9c ust. 2 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne, należy rozumieć jako obowiązek OSP zarządzania organizacją przez OSD korzystania z usług elastyczności, mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Poprawność takiego rozumienia potwierdzają przepisy art. 9c ust. 3 pkt 8b i 12 ustawy Prawo energetyczne. Zgodnie z powołanymi przepisami OSD ma obowiązek współpracy z OSP przy opracowywaniu zasad wykorzystywania usług elastyczności oraz obowiązek stosowania się do warunków współpracy z OSP w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV w zakresie korzystania z usług

<p>wykorzystaniem przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur zgodnych z zasadami rynkowymi”. W treści art. 32 ust. 2 dyrektywy 2019/944 doprecyzowano, że co do zasady OSD (po zatwierdzeniu przez regulatora) powinny być odpowiedzialne za opracowanie specyfikacji dotyczących zamawianych usług elastyczności w ramach przejrzystej i partycypacyjnej procedury. Celem tych specyfikacji jest zapewnienie rzeczywistego i niedyskryminacyjnego udziału uczestników rynku w ramach zamówień usług elastyczności. Po stronie OSD istnieje obowiązek wymiany informacji i koordynacji działań z OSP „w celu zapewnienia optymalnego wykorzystania zasobów oraz bezpiecznego i wydajnego działania systemu, a także wspierania rozwoju rynku.”. Tak więc, z treści art. 32 ust. 1 i 2 dyrektywy 2019/944 można jednoznacznie wywnioskować, że celem prawodawcy unijnego było to, aby państwa członkowskie stworzyły odpowiednie regulacje krajowe celem umożliwienia operatorom systemów dystrybucyjnych szerszego wykorzystywania przez OSD usług elastyczności. W tym kontekście to jedynie OSD są podmiotami odpowiedzialnymi m.in. za: (i) określenie procedur rynkowych; (ii) udzielanie zamówień na usługi elastyczności; (iii) pozyskiwanie usług elastyczności od uczestników rynku. Co istotne, w świetle art. 32 ust. 1 i 2 Dyrektywy 2019/944 operatorzy systemów przesyłowych nie są wyznaczeni do realizacji zadań związanych z pozyskaniem usług elastyczności. Zostało to wyrażone również w regulacjach ustawy Prawo energetyczne, których interpretacja pozwala na stwierdzenie, że to OSP jest odpowiedzialny za koordynowanie usług systemowych nie dotyczących częstotliwości i usług elastyczności jedynie w zakresie, w którym te usługi mają wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV (art. 9c ust. 2 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne). Analizując nadto art. 9g ust. 4a pkt 4 ustawy Prawo energetyczne, należy podkreślić, że na OSP ciąży obowiązek sformułowania w IRiESP zasad koordynacji korzystania z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, nie zaś zasad korzystania przez OSD z usług elastyczności. Resumując, ustawa Prawo energetyczne nie przewiduje uprawnienia OSP do korzystania z usług elastyczności (co przejawia się w propozycji OSP np. poprzez zobowiązanie do uruchamiania przez OSD usług elastyczności na polecenie OSP w ramach mechanizmów interwencyjnych), a podstawową rolą OSP w omawianym zakresie, powinno być takie określenie w IRiESP zasad koordynacji,</p>		<p>elastyczności mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV.</p> <p>Oczywiście słuszna jest uwaga w zakresie wskazania, że w kontekście regulacji art. 32 ust. 1 i 2 dyrektywy 2019/944 i implementacji tej regulacji dokonanej nowelizacją ustawy Prawo energetyczne, jedynie OSD są podmiotami odpowiedzialnymi m.in. za: (i) określenie procedur rynkowych; (ii) udzielanie zamówień na usługi elastyczności; (iii) pozyskiwanie usług elastyczności od uczestników rynku. Równocześnie jednak, co nie jest uwzględnione w uwadze, przywołany przepis art. 32 ust. 2 dyrektywy 2019/944 wskazuje na obowiązek OSD wymieniania wszelkich niezbędnych informacji i koordynacji działania z OSP w celu zapewnienia optymalnego wykorzystania zasobów oraz bezpiecznego i wydajnego działania systemu, a także wspierania rozwoju rynku. Realizacji powołanego obowiązku służą określone przez OSP w pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie i w pkt 1.9. IRiESP - Bilansowanie zasady koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV.</p> <p>Oczywiście słuszna jest także uwaga, że ustawa Prawo energetyczne nie przewiduje uprawnienia OSP do korzystania z usług elastyczności. Błędnie jednak w uwadze wskazano, że uprawnienie OSP do wydania, w ramach mechanizmów interwencyjnych, polecenia uruchomienia przez OSD zasobów świadczących usługi elastyczności, prowadzi do sytuacji, że to OSP korzysta z usług elastyczności. Z usługi elastyczności nadal korzysta OSD, a polecenie OSP, w ramach mechanizmów interwencyjnych dotyczących wykorzystania zasobu świadczącego usługi elastyczności, ma na celu zapewnienie optymalnego wykorzystania zasobów oraz bezpiecznego i wydajnego działania systemu. Rozwiązania w tym zakresie mają więc zapewnić realizację celu wskazanego w przywołanym przepisie art. 32 ust. 2 dyrektywy 2019/944, a więc celu realizacji zadania OSP w zakresie koordynowania, określonego w art. 9c ust. 2 pkt 8a ustawy.</p>
--	--	---

<p>w zakresie którym korzystanie z usług elastyczności przez poszczególnych OSD oddziaływałoby na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV.</p> <p>Powyższe należy uzupełnić o wnioski wynikające z art. 9 ust. 3 w związku z art. 9 ust. 4 pkt 8) ustawy Prawo energetyczne zawierającego delegację do określenia w rozporządzeniu systemowym szczegółowych warunków wykorzystania usług elastyczności przez OSD. Rozporządzenie systemowe ma docelowo określać „warunki współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych i innych zasobów użytkowników systemu, postępowania w sytuacjach awaryjnych oraz wykorzystywania usług elastyczności”.</p> <p>Mając na uwadze powyższe, należy uznać, że proponowane zapisy IRIESP nie odpowiadają ww. przepisom prawa. W szczególności proponowane zapisy IRIESP de facto odnoszą się do zasad pozyskiwania, zamawiania i rozliczeń usług elastyczności przez OSD (a kwestie te leżą wyłącznie w gestii OSD, a nie OSP). Jak już wyraźnie podkreślono, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne postanowienia IRIESP powinny określać wyłącznie zasady koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności, dodatkowo w ściśle ograniczonym zakresie, tj. „mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV”. Nie mniej istotne jest, że proponowane zapisy IRIESP w praktyce będą uniemożliwiać korzystanie przez OSD z usług elastyczności lub co najmniej istotnie ograniczać taką możliwość. Jednocześnie zakup przez OSD usług elastyczności z uwzględnieniem zasad proponowanych przez OSP prowadziłby również do ich ewentualnego pozyskania (jeśli w ogóle usługi elastyczności będą dostępne dla OSD w związku z ograniczeniami proponowanymi przez OSP) przy niewspółmiernie wysokim koszcie, a nawet bez możliwości ich zakupu w ramach niedyskryminacyjnej i rynkowej procedury zakupu (np. w wyniku braku dostępnych zasobów). Tym samym propozycje OSP zawarte w Karcie aktualizacji prowadzą do niezasadnie wysokich kosztów funkcjonowania KSE, co przekładać się będzie na nieuzasadniony wzrost opłat dystrybucyjnych, który będą musieli pokryć odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej, w tym odbiorcy w gospodarstwach domowych.</p> <p>Propozycja zapisów IRIESP nie uwzględnia również faktu, że usługi elastyczności będą przez OSD wykorzystywane nie tylko dla potrzeb zarządzania</p>	<p>Zawarta w uwadze argumentacja, z przywołaniem przepisu art. 9g ust. 5e ustawy Prawo energetyczne, że jedynie IRIESD powinna zawierać m.in. specyfikację usług elastyczności zamawianych przez OSD oraz zasady i tryb nabywania usług elastyczności i teza w oparciu o tą argumentację, że postanowienia pkt. 1.9. IRIESP-Bilansowanie są niezgodne z przepisami ustawy Prawo energetyczne jest błędna. Argumentacja ta nie uwzględnia bowiem nie tylko językowej wykładni przepisu art. 9c ust. 2 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne, jak zostało to wyjaśnione w odpowiedzi OSP na uwagę nr O3, ale w szczególności przepisów art. 9c ust. 3 pkt 6, 8a, 8b i 12 ustawy Prawo energetyczne.</p> <p>Zadania OSD, zgodnie z art. 9c ust. 3 pkt 5a, 6, 8a, 8b i 12 ustawy Prawo energetyczne obejmują:</p> <p>"5a) zakup i wykorzystywanie usług systemowych nie dotyczących częstotliwości niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewnienie niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej;</p> <p>6) zarządzanie ograniczeniami sieciowymi i zarządzanie mocą bierną z uwzględnieniem warunków technicznych pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej współpracy z siecią przesyłową elektroenergetyczną;</p> <p>8a) zakup i wykorzystanie usług elastyczności niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewniających rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się agregatorów oraz użytkowników systemu, w tym oferujących energię ze źródeł odnawialnych, zajmujących się odpowiedzialnością odbioru oraz magazynowaniem energii elektrycznej, zgodnych z zasadami koordynowania korzystania z tych usług przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym wymaganiami w zakresie planowania pracy systemu przesyłowego;</p>
--	---

<p>ograniczeniami sieciowymi (jak wynika to z dużej części zapisów IRiESP). Usługi elastyczności będą przede wszystkim wykorzystywane w celu zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, co jest zgodne z definicją usług elastyczności zawartą w art. 3 pkt 11k ustawy Prawo energetyczne. Tym samym usługi elastyczności będą wykorzystywane, co do zasady, w szerszym zakresie aniżeli wskazuje na to IRiESP, w tym m.in. do optymalizacji rozwoju sieci dystrybucyjnej, co również znajduje potwierdzenie w przepisach ustawy Prawo energetyczne odnoszących się do planów rozwoju OSD (m.in. art. 16 ust. 8c).</p> <p>Również zgodnie z art. 9g ust. 5e ustawy Prawo energetyczne, jedynie IRiESD powinna zawierać m.in. specyfikację usług elastyczności zamawianych przez OSD oraz zasady i tryb nabywania usług elastyczności. Tymczasem proponowane przez OSP zapisy IRiESP w praktyce mocno ograniczają możliwość określenia przez OSD, zgodnie z ww. przepisem, specyfikacji usług elastyczności oraz zasad ich nabywania.</p> <p>W odniesieniu do proponowanego przez OSP zakresu danych i informacji na potrzeby koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności, które OSD powinny przekazywać, należy uznać że w oparciu o przepisy ustawy Prawo energetyczne odnoszące się do usług elastyczności OSP powinien otrzymywać wyłącznie te informacje, które będą niezbędne w celu realizacji ww. obowiązku OSP. Natomiast proponowane przez OSP zapisy IRiESP w znacznym zakresie wykraczają poza ww. cel określony w ustawie Prawo energetyczne. Tym samym nadmiarowy jest np. wymóg przekazywania dostępnych wolumenów, a już w szczególności cen zakupionych usług elastyczności (informacje te są co do zasady prawnie chronione m.in. jako tajemnica handlowa lub tajemnica przedsiębiorstwa i również nie wpływają w żaden sposób na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV). Jednocześnie proponujemy ograniczenie przekazywanych danych i informacji do zasobów przyłączonych do sieci SN jako zasobów, które mogą mieć ewentualny wpływ na sieć przesyłową lub sieć koordynowaną 110 kV. Również pozostałe (niewymienione powyżej) proponowane przez OSP dane i informacje wybiegają ponad niezbędny zakres danych i informacji służących wprost celowi – koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności. Podsumowując, zakres wymaganych danych jest zbyt szeroki w odniesieniu do realizacji obowiązków OSP w zakresie koordynacji</p>	<p>8b) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu zasad wykorzystywania usług elastyczności;</p> <p>12) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV, w tym w zakresie korzystania z usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV;"</p> <p>Korzystanie z usług elastyczności wiąże się z zmianą generacji albo zużycia energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej, co ma wpływ na rozptyły mocy w sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, stąd konieczność koordynacji tego procesu z OSP. OSP koordynuje korzystanie przez OSD z usług elastyczności w powołanym zakresie w ramach procesu planowania koordynacyjnego i zasady te są zgodne z obowiązkami OSP i OSD określonymi w przywołanych powyżej, w odpowiedzi na uwagę nr O3, przepisach rozporządzenia systemowego, tj. odpowiednio: § 39 pkt 2 i pkt 5 lit. a oraz § 40 pkt 2 lit. a i pkt 3.</p> <p>Uwzględniając, wskazany w przywołanych przepisach, obowiązek OSD współpracy z OSP przy opracowywaniu zasad wykorzystania usług elastyczności, nie mają uzasadnienia uwagi, że:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ „proponowane zapisy IRiESP w praktyce będą uniemożliwiać korzystanie przez OSD z usług elastyczności lub co najmniej istotnie ograniczać taką możliwość.”; ▪ „propozycja OSP w zakresie zapisów IRiESP odnoszących się do usług elastyczności de facto w praktyce będzie blokować możliwość korzystania przez OSD z usług elastyczności”. <p>Brak uzasadnienia dotyczy też uwagi, że „propozycje OSP zawarte w Karcie aktualizacji prowadzą do niezasadnie wysokich kosztów funkcjonowania KSE, co przekładać się będzie na nieuzasadniony wzrost opłat dystrybucyjnych, który będą musieli pokryć odbiorcy</p>
---	---

<p>korzystania przez OSD z usług elastyczności. Szczegółowe propozycje zmian w tym zakresie przedstawiono w uwagach szczegółowych do IRiESP.</p> <p>W odniesieniu do propozycji zapisów IRiESP dotyczących zachowania neutralnego wpływu działań OSD (bilansu mocy w KSE) związanych z korzystaniem przez OSD z usług elastyczności, to proponujemy usunąć tą zasadę z treści IRiESP jako niezasadną i określającą (niezgodnie z ustawą Prawo energetyczne) zasady nabywania przez OSD usług elastyczności. Szersze uzasadnienie znajduje się w odrębnej uwadze ogólnej.</p> <p>Dodatkowo proponujemy wprowadzić do IRiESP jednoznaczną zasadę, tj. określenie priorytetu korzystania przez OSD z danego zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD dla potrzeb usług elastyczności, w stosunku do świadczenia przez ten zasób usług bilansujących na rzecz OSP. Proponowane przez OSP zapisy IRiESP odnoszące się do możliwości świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem danego zasobu, jeśli w tym samym czasie OSD nie wykorzystuje tego zasobu do usług elastyczności są niewystarczające. Priorytet wykorzystywania zasobu przez OSD wynika z charakteru usług elastyczności, w których istotna jest lokalizacja zasobu w sieci dystrybucyjnej, gdy usługi bilansujące nie mają istotnego charakteru „lokalizacyjnego”.</p> <p>Reasumując, propozycja OSP w zakresie zapisów IRiESP odnoszących się do usług elastyczności de facto w praktyce będzie blokować możliwość korzystania przez OSD z usług elastyczności.</p> <p>Mając na uwadze powyższe, wnosimy o istotne przeredagowanie proponowanych zapisów IRiESP w odniesieniu do usług elastyczności, w taki sposób, aby zapisy IRiESP odnosiły się ściśle do zasad koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności i, co istotne, jedynie w zakresie mającym wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, w tym również przyjęcie propozycji zmian zapisów IRiESP odnoszących się do usług elastyczności przedstawionych w uwagach szczegółowych do poszczególnych części IRiESP.</p> <p>Dodatkowo w naszej ocenie zasadne jest przeprowadzenie przez OSP analizy kosztowej proponowanych rozwiązań związanych z proponowanymi przez OSP zasadami koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności, a wręcz</p>	<p>przyłączeni do sieci dystrybucyjnej, w tym odbiorcy w gospodarstwach domowych”.</p> <p>Koordinowanie korzystania z usług elastyczności oraz zachowanie neutralnego wpływu działań OSD na bilans mocy KSE do chwili zamknięcia bramki RBN dla doby, w której OSD zaplanował wykorzystanie usług elastyczności na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi nie jest wymagane. Do chwili zamknięcia bramki RBN, OSD mogą aktywować usługi elastyczności stosując dowolne schematy ich aktywacji, w tym aktywację jednostronną. W wyniku uwzględnienia postulatu zawartego w tej i innych uwagach dotyczących m. in. zachowania neutralnego wpływu działań OSD na bilans mocy KSE zmodyfikowano, treść pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie w następującym zakresie:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Wprowadzono obowiązek zarządzania ograniczeniami sieciowymi przez OSD w promieniowej sieci dystrybucyjnej w ramach realizowanego w sposób ciągły planowania pracy sieci dystrybucyjnej niestanowiącej sieci zamkniętej, inicjowanego dla danej doby nie później niż w 9. dobie przed daną dobą, oraz wykonywanego w kolejnych iteracjach planowania. 2. Wprowadzono obowiązek minimalizowania redukcji potencjału usług bilansujących dostarczanych na rynek bilansujący przez zasoby przyłączone do promieniowej sieci dystrybucyjnej w ramach procesu zarządzania ograniczeniami sieciowymi przez OSD w tej sieci. 3. Odstąpiono od wymogu zachowania neutralnego wpływu działań OSD na bilans mocy czynnej KSE - OSD wskazuje ilości mocy czynnej z aktywowania usług elastyczności lub jednostronnego redysponowania nierynkowego do skompensowania w ramach koordynacji wykorzystania tych środków z OSP.
--	--

<p>proponowanymi przez OSP zasadami nabywania przez OSD usług elastyczności (np. w odniesieniu do obowiązku nabywania usługi elastyczności „przeciwstawnej” – w celu zachowania neutralnego wpływu działań OSD na bilans mocy czynnej KSE). Bez wątplenia propozycje OSP będą prowadzić do wzrostu kosztów funkcjonowania KSE oraz wzrostu opłat dystrybucyjnych (nieuzasadnionych w ocenie OSD). Analiza ta będzie stanowić dodatkową informację dla Prezesa URE w celu zatwierdzenia przedmiotowych zmian IRiESP, a następnie w konsekwencji zmian IRiESD i uznania ww. kosztów jako koszty uzasadnione działalności OSD zgodnie z art. 45 ust. 1n ustawy Prawo energetyczne.</p>	<p>4. Wprowadzono zasady dotyczące kompensacji mocy czynnej, w tym przypadków, w których OSD nie wskazuje OSP do skompensowania ilości mocy czynnej wynikającej z aktywacji usług elastyczności lub redysponowania w okresie od zamknięcia bramki rynku dnia następnego do zamknięcia bramki rynku dnia bieżącego.</p> <p>5. Wskazano zakres przekazywanych danych przez OSD do OSP, każdorazowo po zrealizowaniu iteracji planowania pracy promieniowej sieci dystrybucyjnej, dla każdego ORN na potrzeby koordynacji z OSP usuwania przez OSD ograniczeń sieciowych, polegającego na korzystaniu z usług elastyczności lub na jednostronnym redysponowaniu nierynkowym.</p> <p>6. Zdefiniowano zakres koordynacji z OSP wykorzystania przez OSD usług elastyczności lub jednostronnego redysponowania nierynkowego po zamknięciu bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego, obejmujący:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) skompensowanie wskazanej mocy czynnej (zarówno w zakresie zmiany generacji, jak i poboru), 2) wykorzystanie zasobów dostarczających moce bilansujące w celu utrzymania rezerw bezpieczeństwa KSE. <p>Uwzględniając postulat wprowadzenia do IRiESP zasady priorytetu korzystania przez OSD z danego zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD dla potrzeb usług elastyczności, w stosunku do świadczenia przez ten zasób usług bilansujących na rzecz OSP oraz zmiany wprowadzone do pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie, zmodyfikowano brzmienie pkt 1.9. IRiESP – Bilansowanie w następującym zakresie:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Wprowadzono zasadę pierwszeństwa w korzystaniu przez OSD przed OSP z zasobów przyłączonych do jego sieci dystrybucyjnej z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV, oraz zasadę kompensowania przez OSD kosztów dla dostawcy
---	--

		<p>usług bilansujących związane ze świadczeniem usług bilansujących w przypadkach gdy stosowanie zasady pierwszeństwa powoduje powstawania kosztów dla dostawcy usług bilansujących.</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Odstąpiono od wymogu zachowania neutralnego wpływu działań OSD na bilans mocy czynnej KSE w przypadku, gdy OSD korzysta z usług elastyczności po zamknięciu bramki RBN. 3. Wprowadzono obowiązek zdefiniowania przez OSD w IRiESD co najmniej jednego produktu elastyczności o cechach umożliwiających wykorzystanie tego produktu przez OSP w ramach procesów realizowanych na RB, wprowadzono terminy stosowania wymagań zdefiniowanych w ramach tego produktu dla poszczególnych typów MWE i MEE. <p>Nowe brzmienie pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie i pkt 1.9. IRiESP – Bilansowanie zostało zamieszczone w pkt 4. niniejszego raportu.</p> <p>Jednocześnie, w wyniku zmiany treści pkt 10.5. IRiESP - Korzystanie zmianie ulegają: pkt 5.7.5. IRiESP - Korzystanie, pkt 1.1. IRiESP - Bilansowanie oraz wprowadza się nowe definicje w pkt 2.4. IRiESP - Wprowadzenie. Zmiany te zostały zamieszczone w pkt 4. niniejszego raportu.</p> <p>W odniesieniu do wniosku o przeprowadzenie przez OSP analizy kosztowej korzystania przez OSD z usług elastyczności wskazać należy, że art. 32 ust. 2 dyrektywy 2019/944 stanowi, że „Operatorzy systemów dystrybucyjnych otrzymują odpowiednie wynagrodzenie za udzielanie zamówień na takie usługi, umożliwiające im odzyskanie przynajmniej związanych z tym uzasadnionych kosztów, obejmujących wydatki na niezbędne technologie informacyjne i komunikacyjne oraz koszty infrastruktury.” Podstawą powołanej analizy kosztowej są więc uzasadnione koszty OSD, które nie są znane OSP i z tego też</p>
--	--	---

			<p>względu wniosków o przeprowadzenie takiej analizy przez OSP nie może być zrealizowany.</p> <p>Odnosząc się do głównego zarzutu sformułowanego w uwadze, że zasady koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, określone w pkt 1.9. IRiESP-Bilansowanie są niezgodne z obowiązującymi w tym zakresie przepisami podkreślić należy, że zarzut ten jest niezasadny. Brak zasadności wynika z faktu, że zarzut ten został sformułowany z pominięciem:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ wykładni językowej przepisu art. 9c ust. 2 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne (określającego zadanie OSP dot. koordynacji korzystania przez OSD z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości i usług elastyczności, mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV); ▪ wskazanego w art. 32 ust. 2 dyrektywy 2019/944, celu koordynacji, tj. zapewnienia optymalnego wykorzystania zasobów oraz bezpiecznego i wydajnego działania systemu, a także wspierania rozwoju rynku; <p>szeregu przepisów obowiązujących w tym zakresie, w tym w szczególności: przepisów ustawy Prawo energetyczne dot. zadań OSP i OSD, tj. art. 9c ust. 2 pkt 8 i 8a oraz art.9c ust. 3 pkt 5a, 6, 8a, 8b i 12; przepisów art. 27 - 29 SO GL dot. obowiązków OSP i OSD w zakresie regulacji napięcia i zrzędzania mocą bierną, przepisów rozporządzenia systemowego w zakresie współpracy OSP i OSD w procesie planowania, tj. § 39 pkt 2 i pkt 5 lit. a) oraz § 40 pkt 2 lit. a i pkt 3).</p>
O5	W odniesieniu do treści Karty aktualizacji dotyczącej usług elastyczności i zarządzania ograniczeniami systemowymi, całkowicie niezasadne jest wprowadzenie do IRiESP proponowanej przez OSP zasady zachowania neutralnego wpływu działań OSD na bilans mocy czynnej KSE. Taki obowiązek nie wynika z ustawy Prawo energetyczne, która w relacjach OSP-OSD ogranicza się do koordynowania OSP korzystania przez OSD z usług elastyczności,	ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Konsekwencją uwzględnienia uwagi w zakresie usunięcia w pkt 10.5. 1. IRiESP - Korzystanie zasady zachowania neutralnego wpływu działań OSD na bilans mocy czynnej KSE, jest zmiana nie tylko brzmienia powołanego punktu, ale całego pkt 10.5. Usunięcie ww. zasady wymusiło również wprowadzenie zmian w pkt 1.9. IRiESP – Bilansowanie.</p>

<p>mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Nie znajdujemy uzasadnienia dla takiego wymagania, które w praktyce uniemożliwi, bądź znacznie ograniczy (z uwagi na brak dostępnych zasobów) możliwość korzystania przez OSD z usług elastyczności lub ograniczy wyrażone w ustawie Prawo energetyczne prawo OSD do redysponowania nierynkowego. Należy zaznaczyć, że przepisy zawarte w art. 7c ust. 7a – 7q ustawy Prawo energetyczne, a dotyczące redysponowania nierynkowego nie zobowiązują OSD (na marginesie: OSP również) do zachowania neutralnego wpływu swoich działań na bilans mocy czynnej KSE. Należy przy tym mieć na uwadze, że przyjęcie takiego wymagania będzie skutkowało wprost znacznie większymi kosztami zakupu przez OSD usług elastyczności, co najmniej dwukrotnie większymi, gdyż w ramach zakupu usługi elastyczności, np. produktu polegającego na zwiększeniu mocy pobieranej z sieci dystrybucyjnej, OSD będzie zobowiązany do zakupu dodatkowego produktu polegającego na zwiększeniu mocy wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej (w innym miejscu sieci). Taka zasada będzie prowadzić wprost do większych kosztów ponoszonych przez OSD, które w konsekwencji mając na uwadze art. 45 ust. 1n ustawy Prawo energetyczne będą musiały być przeniesione na odbiorców końcowych w ramach wyższych stawek opłat dystrybucyjnych. Należy mieć również na uwadze, że prawodawca unijny na gruncie rozporządzenia 2019/943 – jako regulacji określającej fundamentalne zasady rynku wewnętrznego energii elektrycznej – podkreśla, że państwa członkowskie, organy regulacyjne oraz odpowiedni operatorzy mają obowiązek zapewnić funkcjonowanie rynku energii elektrycznej zgodnie z zasadami rynkowymi, które ułatwiają rozwój bardziej elastycznego wytwarzania, zrównoważonego wytwarzania niskoemisyjnego oraz bardziej elastycznego popytu” (art. 3 lit. c), a propozycja OSP stoi w sprzeczności z ww. regułą. Co więcej, OSD co do zasady będą korzystać z usług elastyczności w okresach nadwyżek podaży (generacji źródeł OZE) nad popytem, a więc w okresach problemów ze zbilansowaniem KSE przez OSP. W tych okresach OSP stosuje dostępne środki zaradcze, w tym redysponowanie nierynkowe, co również przekłada się na wyższy koszt funkcjonowania KSE. Stąd propozycja OSP prowadzi do sytuacji, w której mimo zakupu przez OSD usług elastyczności poprawiających sytuację bilansową w KSE, odbiorcy, w tym odbiorcy w gospodarstwie domowym, będą ponosić dodatkowe koszty funkcjonowania KSE - zakup przez OSD usługi „przeciwstawnej” oraz np. koszty redysponowania nierynkowego (de facto 3-krotność minimalnych, niezbędnych kosztów, które</p>	<p>Nowe brzmienie pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie i pkt 1.9. IRiESP – Bilansowanie zostało zamieszczone w pkt 4. niniejszego raportu.</p>
	<p><u>Wyjaśnienie kontekstowe</u></p> <p>Koordynacja korzystania przez OSD z usług elastyczności i zarządzania ograniczeniami systemowymi, analogicznie jak z USNC, dotyczy przede wszystkim kwestii wpływu aktywacji tych usług na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego poza daną siecią dystrybucyjną. Zasady ujęte w projekcie zmiany IRiESP mają na celu po pierwsze zapobieżenie negatywnemu wpływowi działań pojedynczego OSD na sieć zamkniętą i na pozostałe systemy dystrybucyjne, a po drugie - zapewnienie, że wszyscy OSD postępują w tym zakresie jednolicie.</p>

<p>proponuje OSD). Jednocześnie negatywnie oceniając propozycję OSP w zakresie zachowania neutralnego wpływu działań OSD na bilans mocy czynnej KSE należy mieć na uwadze:</p> <ol style="list-style-type: none">1. OSP może korzystać (zgodnie z WDB oraz IRiESP) z zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wykorzystywanych do świadczenia usług bilansujących lub świadczenia usług typu DSR – usługa IRP i IZP). Jeśli OSP korzysta z tych zasobów, to nie ma obowiązku zapewnienia neutralności swoich działań na bilans danego obszaru sieci dystrybucyjnej (usługi bilansujące lub usługi DSR mogą negatywnie wpływać na OSD oraz na przepływy mocy czynnej w sieci dystrybucyjnej OSD powodując np. przeciążenia elementów sieci dystrybucyjnej lub pogorszenie parametrów jakościowych). Również w przypadku wydawanych przez OSP poleceń redysponowania nierynkowego dla instalacji OZE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, OSP nie prowadzi do zapewnienia neutralności swoich działań na bilans danego obszaru sieci OSD.2. POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów wykorzystywanych do świadczenia usług elastyczności będą dążyć do zbilansowania swojej pozycji handlowej na rynku bilansującym, niezależnie od działań OSD, kierując się minimalizacją swojego niezbilansowania na RB. Działanie takie jest naturalne i będzie realizowane przez POB w ramach rynku bilansującego dnia następnego lub rynku bilansującego dnia bieżącego. Tym samym zakup usługi „przeciwstawnej” nie jest receptą na zbilansowanie POB, a jedynie doprowadzi do zwiększenia kosztów funkcjonowania KSE.3. W ocenie OSD, to POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów wykorzystywanych do świadczenia usług elastyczności powinni być zobligowani do odzwierciedlenia zmian w przepływach mocy czynnej, tak aby doprowadzić do zbilansowania swojej Jednostki Bilansowej (JB). Stosowne informacje o aktywacji usług elastyczności z wykorzystaniem danego zasobu będą przekazywane przez OSD podmiotowi świadczącemu tą usługę, który poinformuje właściwego POB.4. Poszczególne zasoby mogą być (i będą) bilansowane przez różnych POB, stąd postulat OSP dotyczący zachowania neutralnego wpływu na bilans mocy czynnej w KSE nie będzie spełniony, a dodatkowo mogą pojawić się nadmierne (zbędne) odchylenia od planowanej pozycji handlowej na RB dla wielu POB.		
--	--	--

	<p>5. Proponowany przez OSP obowiązek stoi w sprzeczności z zasadą minimalizacją kosztów zarządzania ograniczeniami sieciowymi w skali całego KSE, tj. sieci przesyłowej oraz sieci dystrybucyjnej.</p> <p>Stosownie do powyższego, OSD wnosi o wykreślenie z Karty aktualizacji wszystkich postanowień odnoszących się do obowiązku OSD w odniesieniu do zachowania neutralnego wpływu działań OSD na bilans mocy czynnej KSE.</p>		
O6	<p>W odniesieniu do treści Karty aktualizacji dotyczącej redysponowania nierynkowego, zgodnie z art. 9c ust. 7c pkt 1 ustawy Prawo energetyczne, OSP może wydać polecenie redysponowania w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, dla jednostek wytwórczych, których moc zainstalowana jest większa niż 50 kW. Takie obostrzenie nie zostało przewidziane jedynie dla poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7c pkt 2 ustawy Prawo energetyczne, a więc wydawanych w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Uzupełniająco ustawa Prawo energetyczne przewiduje, że OSD może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci tego operatora w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w przypadku wydania polecenia przez OSP, na warunkach określonych w instrukcji (art. 7 ust. 8d¹⁰ ustawy Prawo energetyczne). Przepis ten nie mówi jednak o poleceniu redysponowania, jak choćby w art. 9c ust. 7c wprowadzenie do wyliczenia, a jedynie poleceniu wydawanym przez OSP. Pozwala to uznać, że w stosunku do mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW, wydawane są wyłącznie polecenia ruchowe, nie zaś polecenia redysponowania nierynkowego. Kolejno należy mieć na uwadze, że redysponowanie nierynkowe, o którym mowa w art. 9c ust. 7a i 7b ustawy Prawo energetyczne, stosuje się do jednostek wytwórczych. W tym zakresie istotna jest definicja jednostki wytwórczej określona w art. 3 pkt 43) ustawy Prawo energetyczne, która stanowi, że jednostka wytwórcza należy do przedsiębiorstwa energetycznego. Tym samym w ww. rozumieniu mikroinstalacja nie jest jednostką wytwórczą. Powyższe oznacza, że co do zasady prosumenci energii odnawialnej posiadający mikroinstalację nie jest objęty redysponowaniem nierynkowym na polecenie OSP. Co istotne, redysponowanie nierynkowe, o którym mowa w art. 9c ust. 7a i 7b ustawy Prawo</p>	ENERGA STOEN PTPIREE TAURON ENEA	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Przepis art. 7 ust. 8d¹⁰ ustawy Prawo energetyczne upoważnia OSP do wydania polecenia do „ograniczenia pracy” lub „odłączenia od sieci” mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW.</p> <p>Przepis art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne upoważnia OSP do wydania polecenia do „wyłączenia” lub „zmniejszenia mocy wytwarzanej” przez jednostkę wytwórczą.</p> <p>Brak jest argumentów, w szczególności językowych lub funkcjonalnych, dla uznania, że zakres działań, które może polecić OSP na podstawie art. 7 ust. 8d¹⁰ ustawy Prawo energetyczne nie mieści się w zakresie działań, które może polecić OSP na podstawie art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne (w szczególności, odmienne słowa użyte w omawianych przepisach są wynikiem wprowadzenia przepisów w różnym czasie: art. 7 ust. 8d¹⁰ ustawy Prawo energetyczne - 1 lipca 2016 r. [art. 7 ust. 8d¹⁰ Prawa energetycznego został zmieniony z dniem 7 września 2023 r., ale nie w zakresie omawianych pojęć], a art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne - 7 września 2023 r.; za użyciem innym słów nie idzie jednak wprowadzenie istotnej różnicy znaczeniowej. Z uwagi na powyższe, podstawą prawną dokonywania przez OSP „redysponowania nierynkowego” (oraz wprowadzenia w IRiESP stosownych postanowień):</p>

<p>energetyczne w związku z art. 13 rozporządzenia 2019/943 jest odrębnym mechanizmem zarządzania jednostkami wytwórczymi od działań podejmowanych w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w oparciu o art. 11d ustawy Prawo energetyczne. Podstawa ta daje prawo wydawania poleceń ograniczenia generacji lub wyłączenia wyłącznie OSP i z tego tytułu ponosi odpowiedzialność. Przykładowe działania podejmowane przez OSP w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej określa art. 11d ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, a nadto postanowienia IRiESP. Równolegle, ustawa Prawo energetyczne określa w sposób odmienny zasady pokrywania przez operatorów systemów elektroenergetycznych kosztów poniesionych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w związku z działaniami, o których mowa w art. 11d ust. 1 ustawy Prawo energetyczne. Zapisy IRiESP w zakresie redysponowania nierynkowego mogą przyczyniać się do niejasności w zakresie rozróżnienia ww. mechanizmów. Choćby w zakresie zasad i kryteriów doboru MWE, wprowadza się wyjątek w zakresie mikroinstalacji poniżej 10 kW, który umożliwia ich redysponowanie jednak wyłącznie pod warunkiem ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Kolejno, przykładowo można wskazać, że zgodnie z proponowanym pkt 11.4.4.2. 1 (3) IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, wyłączenie z art. 9c ust. 7f ustawy Prawo energetyczne nie ma zastosowania w przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, przy czym wyjątek ten powinien być rozumiany wyłącznie w kontekście redysponowania w zakresie równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.</p> <p>Z względu na powyższe, wnosimy o modyfikację zapisów IRiESP w zakresie redysponowania nierynkowego w zakresie mikroinstalacji, tj. wyłączenie z redysponowania nierynkowego wszystkich mikroinstalacji, z uwzględnieniem wyjątku wynikającego z art. 7 ust. 8d10 ustawy Prawo energetyczne, który odnosi się wyłącznie do mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW. Przy czym powinno być zastrzeżone, że wyjątek ten nie odnosi się do redysponowania nierynkowego, a jedynie poleceń ruchowych. Nadto, należałoby przerehabilitować proponowane zapisy IRiESP, tak by usunąć powiązanie pomiędzy redysponowaniem nierynkowym, a poleceniami wydawanymi w momencie ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Pozostawienie obecnego</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW jest art. 7 ust. 8d¹⁰ ustawy Prawo energetyczne; ▪ MWE o mocy zainstalowanej większej niż 50 kW jest art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne. <p>Kolejno, zgodnie z art. 11c ust. 2 pkt 1 ustawy Prawo energetyczne, w przypadku powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP podejmuje we współpracy z użytkownikami systemu elektroenergetycznego, w tym z odbiorcami energii elektrycznej, wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie tego zagrożenia i zapobieżenie jego negatywnym skutkom. Wskazany przepis może stanowić podstawę do ewentualnego redysponowania nierynkowego także mikroinstalacjami o mocy zainstalowanej równej lub mniejszej niż 10 kW. Powyższemu odpowiada pkt 11.4.4.2. 8. KA nr 2, zgodnie z którym „<i>W okresie, dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, jeżeli warunki bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej nie są spełnione, OSP i OSDp mają prawo odstąpić od zasad i kryteriów redysponowania nierynkowego określonych w IRiESP i zastosować alternatywny dobór wolumenu mocy MWE do redysponowania nierynkowego, kierując się wyłącznie kryterium spełnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. W takim przypadku OSP dąży do minimalizacji odstępstw od zasad i kryteriów określonych w IRiESP.</i>”.</p> <p>Z uwagi na powyższe, brak jest podstaw, aby postanowienia IRiESP dotyczące redysponowania nierynkowego nie odnosiły się do mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW, a pośrednio przewidywały także możliwość odpowiednich działań w stosunku do mikroinstalacji o mocy równej lub mniejszej niż 10 kW.</p>
--	---

	<p>brzmienia może powodować wątpliwość choćby w zakresie tego, w jaki sposób i jakie wynagrodzenie należne będzie wytwórcom. Art. 11d ustawy Prawo energetyczne przewiduje bowiem odrębne zasady zwrotu kosztów na rzecz wytwórców, którzy podporządkowali się poleceniom, o którym mowa w ust. 1 ww. artykułu.</p>		<p>Biorąc pod uwagę powyższe, brak jest też podstaw, aby z zakresu zmian IRiESP dotyczących redysponowania nierynkowego wyłączyć mikroinstalacje.</p> <p>Odnosząc się do uwagi dotyczącej preredagowania proponowanych zapisów IRiESP, tak by usunąć powiązanie pomiędzy redysponowaniem nierynkowym, a poleceniami wydawanymi w przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, zwrócić należy uwagę, że OSP podejmując działania mające wpływ na użytkowników systemu zawsze precyzyjnie określa charakter takich działań, co nie pozostawia wątpliwości, w jakim reżimie prawnym dochodzi do zmiany schematu wytwarzania, obciążenia lub obu, w odniesieniu do przyłączonych do sieci MWE.</p>
07	<p>W odniesieniu do treści Karty aktualizacji dotyczącej usług elastyczności, OSP traktuje usługi elastyczności zarówno jako usługę polegającą na zmianie wytwarzania energii elektrycznej jak i zmianie poboru energii elektrycznej. Natomiast w ocenie OSD, usługa elastyczności powinna odnosić się do zmiany zachowania użytkownika systemu dystrybucyjnego jedynie w zakresie takich działań i zachowań, które mają wpływ na zmianę poboru energii elektrycznej (odpowieź strony popytowej). Istotą usług elastyczności jest podejmowanie przez OSD takich działań i inicjatyw, które będą umożliwiać zagospodarowanie energii elektrycznej (jej wprowadzenie do sieci dystrybucyjnej) wytworzonej przez źródła energii elektrycznej, w szczególności instalacje OZE bez wprowadzania ograniczeń wytwarzania energii elektrycznej (redysponowania), z uwzględnieniem minimalizacji kosztów funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, a w konsekwencji minimalizacji kosztów usług dystrybucji dla Klientów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD. Tym samym usługa elastyczności powinna być świadczona na rzecz OSD przez Klientów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, zdolnych do zmiany swojego zachowania z wykorzystaniem zasobów umożliwiających zarządzanie popytem (zmianą profilu poboru energii elektrycznej) w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej. Usługą elastyczności nie jest redysponowanie (ograniczanie pracy, w tym wyłączanie) instalacji OZE. W szerszym kontekście</p>	ENERGA STOEN PTPIREE ENEA	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Pojęcie „usługi elastyczności” jest zdefiniowane w art. 3 pkt 11k ustawy Prawo energetyczne jako „<i>usługi świadczone na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przez agregatora lub przez użytkowników systemu będących odbiorcami aktywnymi, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej, których sieci, instalacje lub urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV, w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV;</i>”</p> <p>Uwzględniając powołaną definicję, OSP w pkt. 1.9. IRiESP-Bilansowanie, zasady koordynacji odnosi do usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV jako usług, z którymi wiąże się zmiana generacji albo zużycia energii elektrycznej.</p>

<p>„elastyczność” oznacza zdolność systemu elektroenergetycznego do dostosowania się do zmienności modeli wytwarzania i zużycia energii elektrycznej oraz dostępności sieci w odpowiednich przedziałach czasowych.</p> <p>Usługi elastyczności powinny odnosić się jedynie do strony popytowej, wówczas takie usługi elastyczności polegają wyłącznie na zmianie profilu poboru mocy czynnej z sieci dystrybucyjnej (jedynie zarządzanie stroną popytową jest zwiększaniem elastyczności sieci dystrybucyjnej) i mogą być świadczone z wykorzystaniem zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej odbiorców końcowych, a także przez posiadaczy magazynów energii elektrycznej i przedsiębiorstwa ciepłownicze (magazyny energii cieplnej, kotły elektrodowe, pompy ciepła), jak również wytwórców rozproszonych (prosumentów) oraz wytwórców posiadających jednocześnie magazyny energii elektrycznej.</p> <p>Zgodnie z art. 9c ust. 3 pkt 8a) ustawy Prawo energetyczne, OSD jest odpowiedzialny za zakup i wykorzystanie usług elastyczności niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewniających rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się agregatorów oraz użytkowników systemu, w tym oferujących energię ze źródeł odnawialnych, zajmujących się odpowiedzialnością odbioru oraz magazynowaniem energii elektrycznej.</p> <p>Zgodnie z zamierzeniem ustawodawcy, w oparciu o powyższą regulację, w zakresie podmiotów kwalifikujących się do świadczenia usług elastyczności wchodzi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>agregatorzy oraz</u> • <u>użytkownicy systemu, w tym oferujący energię z OZE,</u> <p>a zajmujący się:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> <u>odpowiedzią odbioru oraz</u> <input type="checkbox"/> <u>magazynowaniem energii elektrycznej.</u> <p>Dodatkowe argumenty za powyższym:</p> <p>1) Działania na zmniejszenie generacji mocy czynnej, w szczególności w odniesieniu do instalacji OZE, jest jedynie bieżącą reakcją na problemy w sieci</p>	<p>Zgodnie z przepisami art. 9c ust. 3 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne OSD jest odpowiedzialny za:</p> <p><i>„8a) zakup i wykorzystanie usług elastyczności niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewniających rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się agregatorów oraz użytkowników systemu, w tym oferujących energię ze źródeł odnawialnych, zajmujących się odpowiedzialnością odbioru oraz magazynowaniem energii elektrycznej, zgodnych z zasadami koordynowania korzystania z tych usług przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym wymaganiami w zakresie planowania pracy systemu przesyłowego;”.</i></p> <p>Także z powyższego przepisu wynika, że usługa elastyczności nie odnosi się tylko do zmiany zachowania użytkownika systemu dystrybucyjnego jedynie w zakresie takich działań i zachowań, które mają wpływ na zmianę poboru energii elektrycznej (odpowiedź strony popytowej). Ponadto zgłaszający uwagę wskazali, że w zakres podmiotów kwalifikujących się do świadczenia usług elastyczności wchodzi użytkownicy systemu oferujący energię z OZE oraz użytkownicy systemu zajmujący się magazynowaniem energii elektrycznej. Trudno w tym przypadku mówić, że usługa świadczona przez te zasoby będzie polegała na zmianie poboru energii elektrycznej – zarówno źródła OZE jak i magazyny energii elektrycznej mogą w ramach świadczenia usług zmieniać ilość generowanej energii.</p>
--	--

	<p>dystrybucyjnej – takie działanie nie zwiększa elastyczności sieci, a dodatkowo znacząco ogranicza sygnały elastyczności i stanowi przeszkodę w opracowywaniu rozwiązań w oparciu o magazynowanie energii, odpowiedź odbioru czy agregację.</p> <p>2) Źródła OZE nie są przyłączane po to, aby ograniczać ich generację – takie systemowe działania w odniesieniu do strony podażowej będą spowalniać transformację energetyczną (zmniejszanie udziału OZE w miksie energetycznym).</p> <p>3) Usługi elastyczności powinny wspomagać procesy transformacji energetycznej. Usługi elastyczności powinny wspierać i przyspieszać integrację OZE z systemem elektroenergetycznym, a nie prowadzić do ograniczenia generacji OZE.</p> <p>4) Usługi elastyczności kupowane od podmiotów zdolnych do zarządzania stroną popytową są optymalnie kosztowo i wpisują się w transformację energetyczną przy zachowaniu sprawiedliwego podziału kosztów tej transformacji.</p> <p>5) Takie usługi elastyczności wspierają procesy łączenia sektorów (elektroenergetycznego oraz ciepłowniczego) stawiając na zwiększenie elastyczności sieci z wykorzystaniem zasobów z sektora ciepłowniczego („elektryfikacja” ciepłownictwa).</p> <p>6) Takie usługi elastyczności stwarzają warunki dla rozwoju magazynów energii (elektrycznej lub ciepła) oraz rozwoju usług typu DSR.</p> <p>Usługa elastyczności z wykorzystaniem instalacji OZE prowadziłyby do zakłócenia pracy tych źródeł w oparciu sygnały rynkowe (np. w przypadku cen ujemnych właściciele instalacji OZE, co do zasady powinni podejmować decyzje biznesowe związane z ewentualnym ograniczeniem generacji instalacji OZE).</p>		
O8	<p>W odniesieniu do treści Karty aktualizacji dotyczącej koordynacji przez OSP zarządzania przez OSD ograniczeniami sieciowymi, które mają wpływ na pracę sieci zamkniętej (m.in. pkt. 10.5. IRiESP-Korzystanie), należy wskazać że proponowane przez OSP ww. zasady są nadmiarowe i wykraczają poza wynikające z ustawy Prawo energetyczne zobowiązanie OSP do koordynowania</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE TAURON</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W wyniku uwzględnienia postulatu zawartego w tej i innych uwagach dotyczących postanowień pkt 10.5. IRiESP</p>

	<p>korzystania przez OSD z USNC mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV oraz zobowiązanie OSP do koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Obowiązki te zostały wyrażone wprost w art. 9c ust. 2 pkt 8) i 8a) ustawy Prawo energetyczne, a OSP wykracza poza te regulacje proponując objęcie koordynacją szerszego zakresu zarządzania ograniczeniami sieciowymi.</p> <p>Należy również wskazać, że w ramach pierwszego procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 IRiESP, która została w części zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.5.2024.ŁW z dnia 11 lipca 2025 r. (Prezes URE nie zatwierdził wówczas m.in. proponowanych przez OSP zasad koordynacji korzystania przez OSD z USNC oraz z usług elastyczności), zasady koordynacji zawarte w ww. karcie aktualizacji odnosiły się jedynie do USCN i usług elastyczności, a nie do koordynacji zarządzania przez OSD ograniczeniami sieciowymi.</p> <p>Stosownie do powyższego, OSD wnosi o przerehabrowanie zapisów Karty aktualizacji w taki sposób spełniały one ściśle wymogi ustawy Prawo energetyczne.</p>	<p>ENEA</p>	<p>– Korzystanie, zmodyfikowano treść tego punktu zgodnie z odpowiedzią na uwagę nr O4.</p> <p>Nowe brzmienie pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie i pkt 1.9. IRiESP – Bilansowanie zostało zamieszczone w pkt 4. niniejszego raportu.</p> <p>Zgodnie z definicją pojęcia „usługi elastyczności”, zawartą w art. 3 pkt 11k ustawy Prawo energetyczne, usługi te są świadczone na rzecz OSD m.in. w celu zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV. Uwzględniając więc, że OSD będzie zarządzał ograniczeniami sieciowymi w swojej sieci nabywając usługi elastyczności, zasady koordynacji przez OSP zarządzania przez OSD ograniczeniami sieciowym, określone w pkt 10.5. IRiESP - Korzystanie, muszą się odnosić również do kwestii korzystania przez OSD z usług elastyczności, w zakresie w jakim ma to wpływ na pracę sieci zamkniętej. Postanowienia pkt 10.5. IRiESP - Korzystanie precyzują zasady współpracy m.in. w zakresie określonym przepisami § 39 pkt 2 i pkt 5 lit. a oraz § 40 pkt 2 lit. a i pkt 3 rozporządzenia systemowego. W konsekwencji więc nie ma uzasadnienia zarzut w uwadze, że postanowienia te wykraczają poza obowiązki OSP określone w art. 9c ust. 2 pkt 8 i 8a ustawy Prawo energetyczne.</p>
<p>O9</p>	<p>W odniesieniu do funkcjonowania portalu usług systemowych i działań interwencyjnych (portal PSDI) oraz portalu Wnioski OZE dla wytwórcy (portal WOZE), OSP powinien przekazywać użytkownikom tych portali informacje o terminie uruchomienia danego portalu lub wdrożenia danego etapu wraz ze standardami wymiany danych, w tym specyfikację techniczną stosownych dokumentów, znacznie wcześniej niż proponowany przez OSP termin co najmniej 90 dni. Termin ten jest zdecydowanie zbyt krótki na dostosowanie się użytkowników, w tym OSD do wymiany danych i informacji poprzez te portale. W tym terminie niewykonalne będzie dostosowanie posiadanych systemów informatycznych do kolejnego etapu lub do zmian w zakresie wymiany dokumentów. Proponujemy, aby OSP przekazywał informacje z wyprzedzeniem co najmniej 6-miesięcznym a nie 90-dniowym.</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE TAURON ENEA</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Wdrożenie narzędzi elektronicznych (portali) wykorzystywanych w procesie nierynkowego redysponowania, jest spowodowane dążeniem do usprawnienia tego procesu, w tym do przyspieszenia procesu obsługi wniosków o rekompensatę za redysponowanie nierynkowe. W sytuacji występowania nierynkowych redukcji OZE, a w konsekwencji bardzo dużej (idącej w tysiące) liczby wniosków o rekompensatę, wdrożenie ww. narzędzi umożliwi znaczące przyspieszenie ich obsługi, a więc również wypłaty rekompensat. Wdrożenie ww. narzędzi ułatwi również wytwórcom OZE szybsze</p>

	<p>Zaproponowana przez OSD długość ww. terminu wynika m.in. z konieczności dostosowania użytkowanych systemów informatycznych OSDp do współpracy z tymi portalami. Udział OSDp w obsłudze procesów i zadań związanych np. z redysponowaniem nierynkowym w treści proponowanej przez OSP wymaga zbudowania nowych narzędzi informatycznych po stronie OSDp (ze względu na skalę zjawiska nie jest możliwa właściwa realizacja np. w arkuszu kalkulacyjnym – excel), a zakres tych narzędzi będzie istotny.</p>		<p>składanie wniosków i ograniczenie błędów popełnianych przy ich składaniu.</p> <p>W zakresie portalu WOZE, wdrożonego w październiku 2024 r., postanowienia KA nr 2 zakładają, że w przypadku gdy zostanie zidentyfikowany wymóg w zakresie wymiany dokumentów poprzez ten portal, wówczas zgodnie z proponowanymi zapisami, OSP opublikuje z co najmniej 90 dniowym wyprzedzeniem stosowną informację i standardy wymiany danych. W ocenie OSP jest to termin wystarczający do dostosowania użytkowników systemu do przekazywania danych i informacji w określanych przez OSP standardach.</p> <p>W zakresie portalu PSDI zaproponowano etapowe wdrażanie jego poszczególnych funkcjonalności oraz wymóg informowania przez OSP z co najmniej 90 dniowym wyprzedzeniem o wdrażaniu danego etapu wraz z publikacją standardów wymiany danych. W ocenie OSP jest to termin wystarczający do dostosowania użytkowników systemu do przekazywania danych i informacji w określanych przez OSP standardach. Obecnie OSP prowadzi prace mające na celu zdefiniowanie standardów wymiany danych, a po ich zakończeniu standardy zostaną niezwłocznie opublikowane.</p>
<p>O10</p>	<p>W ramach współpracy OSP z OSDp i w związku z planowanym pozyskiwaniem od OSDp danych pomiarowych z transformatorów WN/SN, powinny w planowanych zmianach IRIESP znaleźć się również zapisy dotyczące udostępniania przez OSP poprzez WIRE do OSDp danych pomiarowych z linii 110kV ze stacji NN/110 kV w przypadku braku możliwości zainstalowania przez OSDp licznika rezerwowego. Dane te są niezbędne dla OSDp np. do wyznaczania różnicy bilansowej, wyznaczania strat w liniach OSD, itp.</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE* TAURON ENEA</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>OSP udostępnia z punktów pomiarowych tylko te dane, które są objęte postanowieniami umowy o świadczenie usług przesyłania, w szczególności stanowią podstawę, prowadzonych pomiędzy OSP i OSDp rozliczeń. Dodatkowo, zgodnie z dokumentem stanowiącym standardową specyfikację techniczną - Lokalizacja układów pomiarowych energii elektrycznej w obiektach elektroenergetycznych PSE S.A., opublikowanym na stronie internetowej OSP, w zakładce https://www.pse.pl/dokumenty, dane</p>

			z układów pomiarowych bilansowo - kontrolnych są wykorzystywane wyłącznie na potrzeby OSP w celu bilansowania sieci przesyłowej oraz stacji elektroenergetycznych i nie podlegają udostępnianiu dla kontrahentów OSP poprzez systemy teleinformatyczne, ani też w inny sposób. Powyższa zasada dotyczy m.in. danych z układów pomiarowych bilansowo - kontrolnych zainstalowanych w polach liniowych 110 kV w rozdzielniach 110 kV będących własnością OSP. Powyższe jest podyktowane obowiązującymi w PSE S.A. procedurami w zakresie bezpieczeństwa i dostępu do danych pomiarowych.
011	<p>W odniesieniu do treści Karty aktualizacji, w szczególności Załącznika nr K2, dotyczącej zasad obliczania rekompensaty finansowej za redysponowanie nierynkowe, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, OSP proponuje zasadę, że rekompensata ta jest ustalana jedynie w odniesieniu do wartości utraconego przychodu z systemu wsparcia, pomijając wartość utraconej (niewytworzonej) energii elektrycznej przez redysponowany zasób, przyjmując, że „redysponowany wolumen energii uznaje się jako wprowadzony do sieci w przypadku ograniczenia wprowadzania mocy czynnej lub uznaje się jako niewprowadzony do sieci w przypadku zwiększenia wprowadzania mocy czynnej i dokonuje się jego rozliczenia poprzez uwzględnienie wolumenu redysponowanej energii w odniesieniu do zasobu podlegającego redysponowaniu nierynkowemu przy wyznaczaniu niezbilansowania POB w ramach bilansowania handlowego, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania” – takie uzasadnienie zawiera dokument wyjaśniający do projektu karty aktualizacji. Jednocześnie OSP wskazuje, że stosowne zmiany zostaną również zaproponowane przez OSP do obowiązujących Warunków Dotyczących Bilansowania. Obecnie nie znamy zakresu tych zmian i ich wpływu na OSDp, w szczególności w odniesieniu do zasad wyznaczania Jednostki Bilansującej OSDp i wpływu tych propozycji na wyznaczanie przez OSDp danych pomiarowych dla poszczególnych POB.</p> <p>Propozycje OSP w tym zakresie oceniamy negatywnie, przede wszystkim w zakresie negatywnego wpływu tych zmian na funkcjonowanie OSD na rynku bilansującym oraz w odniesieniu do propozycji „sztucznego” określania na rynku bilansującym ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci (która de facto nie została fizycznie wprowadzona). OSP w swojej propozycji skupia się na zasadach</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE TAURON ENEA</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Dane pozyskane lub wyznaczone przez operatorów systemu dotyczące wolumenu energii niewyprodukowanej, nie będą nadpisywane czy też nie będą modyfikowały podstawowych danych zarejestrowanych przez układy pomiarowo - rozliczeniowe, które to dane są i będą wykorzystywane do rozliczeń z użytkownikami systemu za energię elektryczną, do wydawania zielonych certyfikatów czy gwarancji pochodzenia.</p> <p>Zakłada się, że obok danych faktycznie zmierzonych lub estymowanych, zgodnie z regułami obecnie obowiązującymi, powstanie nowa kategoria/seria danych w odniesieniu do zasobu podlegającego redysponowaniu nierynkowemu, która będzie określała ilość energii niewyprodukowanej na podstawie poleceń operatorów system elektroenergetycznego, i która to ilość energii będzie uwzględniana jedynie przy wyznaczaniu niezbilansowania POB w ramach bilansowania handlowego, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania (dalej: „WDB”). Tak ustalone niezbilansowanie będzie uwzględniane w rozliczeniach OSP z POB tej instalacji OZE oraz MEE na RB – tj. faktyczne niezbilansowanie wyznaczone na podstawie rzeczywistych wskazań układów pomiarowo – rozliczeniowych</p>

<p>dokonywania zgłoszeń umów sprzedaży na rynku bilansującym (ZUSE), pomijając przy tym zasady funkcjonowania rynku detalicznego, w tym stosowane zasady rozliczeń ilości energii wprowadzonej do sieci pomiędzy wytwórcą lub posiadaczem magazynu energii a sprzedawcą/POB. OSP w swojej propozycji pomija fakt, że rozliczenia za energię elektryczną w odniesieniu do podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej odbywają się w praktyce na podstawie ilości energii elektrycznej zarejestrowanej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe. Powyższe oznaczać będzie, że w praktyce dla każdego przypadku wydania polecenia zgodnie z art. 9c ust. 7a lub 7b, ilości energii zarejestrowane przez układ pomiarowo-rozliczeniowy powinny być powiększone o ilości energii elektrycznej niewyprodukowanej w wyniku wydania polecenia przez OSP lub OSD. Rozwiązanie to będzie prowadzić to takiej sytuacji, gdzie POB będzie zbilansowany handlowo na rynku bilansującym, natomiast wytwórca rozliczy się ze sprzedawcą (kupującym energię wprowadzoną do sieci dystrybucyjnej) z ilości rzeczywiście wprowadzonej. Wówczas nieuzasadniony przychód (różnica pomiędzy energią na RB a energią rzeczywiście kupioną od wytwórcy) będzie po stronie POB.</p>	<p>będzie korygowane o wyznaczone niezbilansowanie wynikające z nierynkowego redysponowania.</p>
<p>Należy również wskazać, że proponowane przez OSP zasady rozliczeń i redysponowania nierynkowego będą odnosić się również do mikroinstalacji, w tym prosumentów energii elektrycznej. Pozostawiając, na tym etapie, problemy i ryzyka związane z wyznaczaniem dla prosumentów ilości energii niewyprodukowanej, który co do zasady wytwarzają energię elektryczną z mikroinstalacji na własny użytek (autokonsumpcją), to taki sposób wyznaczania danych pomiarowych będzie zaburzał zasady rozliczeń prosumentów odpowiednio w systemie net-metering i net-biling, jak również istotnie zaburzał zasady wyznaczania ilości energii elektrycznej dla potrzeb naliczania opłat z tytułu świadczonych usług dystrybucji tym prosumentom.</p>	<p>W zależności od warunków i szczegółowych postanowień umów sprzedaży energii zawieranych przez uczestników rynku, ta dodatkowa seria danych będzie mogła być dodatkowo wykorzystywana do rozliczeń między stronami, w ramach którego odbiorca energii/POB z uwagi na fakt, iż POB zostanie zbilansowany handlowo na rynku bilansującym, dokona z wytwórcą lub MEE rozliczenia za energię niewprowadzoną do sieci.</p>
<p>W ocenie OSD propozycja OSP jest również niewłaściwa, mając na uwadze obowiązujące regulacje prawne. Zmiana tych zasad jest proponowana przez OSP pomimo tego, że nie uległy zmianie przepisy prawa w tym zakresie. Regulacje wynikające z ustawy Prawo energetyczne (m.in. art. 7c ust. 7a i 7b) wprost wskazują, że redysponowanie nierynkowe podlega (z wyjątkami przewidzianymi w przepisach) rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. Z kolei art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 wprost odnosi się do sposobu wyznaczania rekompensaty finansowej, gdzie jednym z</p>	<p>Wprowadzane zasady mają na celu uregulowanie kwestii związanych z redysponowaniem nierynkowym, w związku z czym brak jest podstaw by kwalifikować energię elektryczną niewytworzoną w wyniku redysponowania nierynkowego na potrzeby inne niż wynikające z redysponowania nierynkowego, tj. przykładowo potwierdzania przez OSD ilości energii elektrycznej we wnioskach o wydanie gwarancji pochodzenia czy świadectw pochodzenia i tym samym wprowadzane zasady nie będą miały na te procesy wpływu. Szczegółowe zasady wyznaczania niezbilansowania POB będą określone w WDB. Z uwagi na fakt, że jak wskazano powyżej nie będą korygowane podstawowe dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych, przez co nie będzie określany sztucznie wolumen energii wprowadzanej do sieci, ale korygowane o wolumen energii redysponowanej będzie bezpośrednio niezbilansowanie POB redysponowanego zasobu, nie wpłynie to negatywnie na działania realizowane przez OSD, wolumen różnicy bilansowej w sieciach OSD i sam zakup energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej, realizowanej z wykorzystaniem jednostki bilansującej OSDp. Z uwagi na fakt, iż wolumen redysponowanej energii będzie traktowany jako dodatkowa seria danych, nie wpłynie to również negatywnie na realizację zadań OSD w zakresie zarządzania danymi pomiarowymi. W przypadku redysponowania nierynkowego operatorzy systemu zobowiązani są do wyznaczania i wypłaty rekompensat, a w ramach tego procesu konieczne jest wyznaczenie i odpowiednie przechowywanie wolumenów energii</p>

<p>elementów rekompensaty są przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które zostałyby wprowadzone, gdyby nie wydano polecenia redysponowania.</p> <p>W odniesieniu do funkcjonowania OSDp na rynku energii elektrycznej, w naszej ocenie ww. przepisy w sposób negatywny wpłyną na działalność OSD, w szczególności w obszarze rynku bilansującego jak również w odniesieniu do zadań OSD w zakresie zarządzania danymi pomiarowymi, co w konsekwencji będzie miało również negatywny wpływ na inne istotne obszary działalności OSD, np. w zakresie wyznaczania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią (tzw. różnica bilansowa) i realizacji ustawowego obowiązku stosowania przez OSD przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie energii elektrycznej na pokrycie tych strat. Rynek bilansujący jest rynkiem technicznym i takim powinien pozostać. W szczególności odnosi się to do danych pomiarowych przekazywanych przez OSDp w zakresie wynikającym z potrzeb funkcjonowania rynku bilansującego, które powinny odzwierciedlać wyłącznie faktyczne przepływy energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetyczny wynikające z fizycznych pomiarów zarejestrowanych przez układy pomiarowo-rozliczeniowe. Wynikające z przedstawionej propozycji korygowanie danych pomiarowych w stosunku do wielkości zmierzonych przez układy pomiarowo-rozliczeniowe wprowadzi istotne zaburzenia w obrazie funkcjonowania KSE, co prowadzić będzie do wielu istotnych problemów. Przykładem obrazującym zasadność funkcjonowania rynku bilansującego jako rynku technicznego (mimo wprowadzonych ustawowo odrębnych zasad rozliczeń w ramach zawartych umów sprzedaży lub umów kompleksowych) jest uwzględnianie przez OSD dla potrzeb rynku bilansującego danymi pomiarowych prosumentów energii odnawialnej zgodnie z fizycznymi pomiarami zarejestrowanym przez układy pomiarowo-rozliczeniowe (przed tzw. sumarycznym bilansowaniem), gdy rozliczenia za energię elektryczną lub świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej są realizowane w odniesieniu do ilości energii elektrycznej wyznaczonej przez OSD po godzinowym sumarycznym bilansowaniu (zgodnie z przepisami ustawy o odnawialnych źródłach energii).</p> <p>Mając na uwadze, wynikające z WDB, zasady wyznaczania jednostki bilansującej będącej w posiadaniu OSDp oraz, wynikające z IRIESD, zasady wyznaczania danych pomiarowych dla POB sprzedawców z urzędu, skutkiem przedstawionej</p>	<p>podlegającej redysponowaniu. Wyznaczanie tych wolumenów, ich przechowywanie i przypisywanie do POB nie zaburzy i nie wpłynie negatywnie na procesy realizowane obecnie przez OSD.</p> <p>Odnosząc się do zarzutu niezgodności proponowanych rozwiązań z przepisami prawa wskazać należy, że zgodnie z art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, rekompensata finansowa z tytułu redysponowania nierynkowego musi być uzasadniona. Za nieuzasadnienie wysoką rekompensatę należy uznać taką rekompensatę, która uwzględniałaby przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, w sytuacji gdy zawarta przez wytwórcę umowa sprzedaży energii elektrycznej zostanie zrealizowana. Uwzględniając, że w przypadku redysponowania nierynkowego w modelu, który kształtowany jest postanowieniami KA nr 2, wytwórca osiąga przychód ze sprzedaży energii elektrycznej, to jedynym przysporzeniem finansowanym, które nie zostałby pokryty w przypadku braku rekompensaty finansowej, jest przysporzenie finansowe z tytułu utraconych przychodów z systemów wsparcia. Stąd prawidłowe jest rozwiązanie, zaproponowane w KA nr 2, zgodnie z którym rekompensata finansowa sprowadza się do przysporzenia finansowego obliczanego na podstawie nieuzyskanych przysporzeń finansowych z systemów wsparcia.</p> <p>Jak zostało to wskazane w uwadze, art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 nawiązuje do przychodu netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego. Należy jednak zwrócić uwagę na dokładną treść przepisu.</p> <p>Po pierwsze, nawiązuje on do przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej, które jednostka wytwarzania energii „wygenerowałyby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania”. W proponowanym modelu nie istnieją w ogóle takie „niewygenerowane” przychody, ponieważ, jak wskazano powyżej, wszystkie umowy sprzedaży energii zostaną zrealizowane.</p> <p>Po drugie, abstrahując od powyższego, przychody ze sprzedaży energii elektrycznej nie są obligatoryjnym elementem</p>
---	--

	<p>propozycji będzie to, że koszty niezbilansowania ponosić będą sprzedawcy z urzędu lub OSDp, w tym jednostka bilansująca będąca w posiadaniu OSDp będzie mogła przyjmować wielkości "ujemne". Konsekwencją przedstawionych propozycji będzie również to, że OSDp będą zobligowani do prowadzenie niejako „podwójnej” sprawozdawczości i realizacji swoich obowiązków i działań w oparciu o odrębnie wyznaczone dane pomiarowe (dwa zestawy danych pomiarowych, mające odrębne zastosowanie w zależności od potrzeb – na rynek bilansujący, dla potrzeb sprzedawców, dla potrzeb realizacji obowiązków OSD, w tym prowadzenia rozliczeń usług dystrybucji).</p> <p>Dodatkowo proponowane przepisy budzą wątpliwości w odniesieniu do właściwego funkcjonowania systemów wsparcia wynikających ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz potwierdzania przez OSD ilości energii elektrycznej na wnioskach o wydanie gwarancji pochodzenia, które powinny być potwierdzane przez OSD jedynie w oparciu o wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego.</p> <p>Stosownie do powyższego, uważamy za zasadne wprowadzenie istotnych korekt w treści załącznika nr K2 poprzez uwzględnienie ww. uwag w zasadach wyznaczania rekompensaty finansowej z tytułu redysponowania nierynkowego, a ewentualne wprowadzenie nowych zasad rozliczeń z tytułu energii elektrycznej dla podmiotów podlegających poleceniom OSP lub OSD związanym z redysponowaniem nierynkowym powinno odbywać się poza rynkiem bilansującym, tym samym nie wpływając negatywnie na funkcjonowanie OSD na rynku bilansującym.</p>		<p>rekompensaty. Przepis art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 stanowi bowiem, że rekompensata może być niższa niż wyższa z kwot wskazanych w tym przepisie, „jeżeli zastosowanie jedynie wyższej kwoty prowadziłoby do (...) nieuzasadnienie wysokiej rekompensaty.”</p>
012	<p>Należy w całym dokumencie dostosować nomenklaturę do zapisów art. 9c ust 7a ustawy Prawo energetyczne w zakresie „zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej”. W tekście Karty aktualizacji występuje zamiennie „wystąpienie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej” co może być niejednoznaczne z zapisami ustawy Prawo energetyczne i może pozostawiać pole do dowolnej interpretacji zapisów.</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA PGE*</p> <p><small>* z dokładnością do różnic edycyjnych</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zastosowane w KA nr 2 pojęcia „zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci” i „zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej” zostały użyte odpowiednio w odniesieniu do intencji zapisu danego punktu. Zgodnie z definicją pojęcia „zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej”, sformułowaną w art. 3 ust. 16d ustawy Prawo energetyczne, pojęcie to oznacza stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający</p>

			<p>zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Jednocześnie pojęcie „bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej”, zdefiniowane w art. 3 ust. 16b oznacza nieprzerwaną pracę sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy tej sieci.</p> <p>W związku z powyższym poprawne jest różnicowanie użytych odpowiednio pojęć, a tym samym nie jest uzasadnione ujednolicanie tych pojęć w treści całej KA nr 2.</p>
O13	<p>Potrzebne jest przywołanie dokumentu, w / z którym definicja „zasobu” jest przywołana / koresponduje, ponieważ przy braku tej definicji można interpretować np., że zasób może zawierać kilka MWE i MEE czego prawdopodobnie autor nie miał w zamiarze opisując „zasób”.</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA PGE*</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Pojęcie „zasób” zostało zdefiniowane w pkt 2.4. IRiESP - Wprowadzenie Definicje stosowanych pojęć, które to pojęcie dla celów IRiESP zostało użyte w rozumieniu § 2 pkt 48 rozporządzenia systemowego, tj. moduł wytwarzania energii, w tym instalacja OZE, magazyn energii elektrycznej, instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej.</p>
O14	<p>Monitorowanie pracy systemu jest możliwe (przy braku obecnie wszystkich informacji mogącym się przedłużyć procesie akceptacji KA) do zrealizowania nie wcześniej niż 31 grudnia 2028r., ze względu na konieczność zakupu zgodnie z ustawą PZP systemów IT niezbędnych do realizacji powyższych zadań oraz pozyskania zgód korporacyjnych, które w zależności od skomplikowania systemu i wykorzystywanych interfejsów mogą trwać nawet kilka miesięcy zaś wdrożenie oprogramowania nawet 2 lata zważywszy, że OSD posiadają jako dostawców systemów tych samych producentów co stwarza zagrożenie braku wystarczających mocy w postaci kadry IT do realizacji w zamierzonym czasie.</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA PGE*</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Treść uwagi nie jest zrozumiała. Nie jest klarowane o jakim monitorowaniu pracy systemu jest mowa w uwadze.</p> <p>Jeżeli zgłaszający mieli na myśli monitorowanie pracy KSE w czasie rzeczywistym, to projekt KA nr 2 nie wprowadza zmian w tym zakresie. Natomiast jeżeli zgłaszający mieli na uwadze monitorowanie poprawności planów pracy oraz dotrzymywanie dyscypliny ruchowej przez MWE i MEE, to należy przypomnieć, że</p>

		<i>różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</i>	proces ten, zgodnie z informacją i deklaracjami przekazywanymi przez OSD, jest już obecnie realizowany.
O15	Do wyjaśnienia „węzeł sieci zamkniętej” (11.9. 10. (2).) – Definicję węzła należy uspołnić z zasadami określonymi w TCM (w zakresie danych planistycznych).	ENERGA STOEN PTPiREE TAURON PGE ENEA	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Korekta zapisu uwzględnia pojęcie węzła sieci, które zostało przywołane w pkt 10.5. 11., w zdaniu wprowadzającym i w pkt (1). Jednocześnie OSP wprowadził uzupełnienie dot. publikacji informacji odnośnie do sposobu agregacji, wynikające z uwagi nr K101. W pkt 11.9. 10. pkt (2) otrzymuje brzmienie: <i>(2) dla zasobów przyłączonych do sieci o napięciu poniżej 110 kV - w formie zagregowanych wielkości dla każdego OREB i poszczególnych węzłów sieci, określanych jako sekcja szyn SN transformatora 110 kV/SN, w podziale na zasoby, o których mowa w pkt 4. Sposób agregacji będzie określony w komunikacie OSP opublikowanym na stronie internetowej OSP.</i>
O16	Plan odbudowy w zakresie niezbędnym do współpracy pomiędzy OSDp a OSP powinien być przekazywany do zapoznania się przez wskazane uprawniane osoby w OSDp. Obecnie brak znajomości może uniemożliwić podejmowanie racjonalnych decyzji technicznych i finansowych po stronie OSD. Należy zauważyć, że OSDp jest niezbędnym i głównym przedstawicielem służb koniecznych do odbudowy systemu, którego głównym celem jest dostarczanie energii do odbiorcy końcowego a nie sama odbudowa sieci NN.	ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA PGE* <i>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</i>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Zagadnienie opracowania, uzgadniania, udostępniania i współpracy pomiędzy OSDp a OSP w odniesieniu do planu odbudowy nie było przedmiotem zmian IRiESP objętych KA nr 2. Jednocześnie zwrócić należy uwagę, że OSP jako podmiot odpowiedzialny, zgodnie z NC ER, za opracowanie planu odbudowy, konsultuje ten dokument z zainteresowanymi stronami, w trybie opisanym w art. 5 ust. 1 w zw. z art. 23 ust. 1 NC ER, tj. m.in. z właściwymi OSD. Ponadto elementy składowe planu odbudowy takie jak wykaz SGU, wykaz rozdzielni istotnych dla procedur ujętych w planie odbudowy oraz instrukcje odbudowy, są opracowywane i aktualizowane przy współpracy z właściwymi OSD, w zakresie ich dotyczącym.
O17	Zwracamy uwagę, że wdrożenie obowiązków w zakresie PSDI powinno nastąpić nie wcześniej niż po okresie testowym trwającym 12 miesięcy od uruchomienia portalu, przy czym odpowiedzialność za integralność danych ponosi operator	ENERGA STOEN	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>

	systemu, który prowadzi portal. Brak okresu testowego współdziałania pomiędzy systemami właściwych operatorów jest dobrą praktyką przy prawidłowym działaniu łączących się systemów dostarczanych przez różnych dostawców.	PTPiREE TAURON ENEA PGE* <i>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</i>	<u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr O9.
O18	Dostępność portalu WOZE powinna być zdefiniowana we wszystkich obecnych regulacjach i instrukcjach OSP, jako portal wymiany danych o rekompensatach pomiędzy OSP a jednostkami redysponowanymi.	ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Treść uwagi nie jest zrozumiała. Nie jest klarowane o jakich regulacjach i instrukcjach OSP, jest mowa w uwadze? W zakresie związanym z tematyką uwagi, patrz odpowiedź na uwagę nr O9.
O19	W szeregu projektowanych postanowień (np. 11.4.3.pkt 6; załącznik nr K2 – pkt 1.2. i 1.3) znajdują się zapisy wyłączające prawo do rekompensaty w przypadku, gdy w umowie o przyłączenie do sieci, umowie przesyłania lub umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej znajdują się postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezwodnych dostaw. Wnosimy o każdorazowe usunięcie odwołania do umów przesyłania i umów o świadczenie dystrybucji energii elektrycznej, ponieważ pozbawianie właścicieli redysponowanych zasobów prawa do rekompensaty ze względu na treść tych umów byłoby niezgodne z art. 13 ust. 7 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5.06.2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz z art. 9c ust. 7g Prawa Energetycznego, z których jasno wynika, że prawo do rekompensaty może być ograniczone wyłącznie w przypadku, gdy w umowie przyłączeniowej znajdują się ww. postanowienia. Wyłączenie prawa do rekompensaty z powodu zapisów znajdujących się w umowach przesyłania lub w umowach dystrybucyjnych wypaczy sens regulacji unijnych i krajowych, jako że inwestor powinien mieć informację na temat ryzyka braku rekompensat przed realizacją inwestycji, aby móc świadomie podjąć decyzję inwestycyjną z	RWE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Przepis art. 9c ust. 7g ustawy Prawo energetyczne należy wyklądać łącznie z normą prawną wynikającą z art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. Użyte w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 pojęcie „umowa przyłączeniowa” należy rozumieć w odniesieniu do krajowego (polskiego) porządku prawnego szeroko (dokonując wykładni celowościowej), jako każdą umowę, zawartą pomiędzy właściwym operatorem systemu a operatorem (właścicielem) jednostki wytwórczej, regulującą warunki funkcjonowania (w tym przyłączenia) danej jednostki wytwórczej w systemie elektroenergetycznym, a zatem zarówno umowę o przyłączenie do sieci, jak i umowę o świadczenie usług dystrybucji albo umowę o świadczenie usług przesyłania. Zwrócić należy uwagę, iż przepisy rozporządzenia 2019/943 są adresowane do państw członkowskich UE, w których obowiązują różne

<p>uwzględnieniem takiego ryzyka (podczas gdy umowy dystrybucyjne / umowy przesyłania zawiera się już na etapie operacyjnym).</p> <p>Ponadto uważamy, że prawo do rekompensaty powinno być wyłączone w zakresie, w jakim przewiduje to umowa przyłączeniowa. Jesteśmy świadomi tego, że z ww. przepisów wynika wyłączenie prawa do rekompensaty w przypadku, gdy umowa przyłączeniowa zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw. Niemniej, w praktyce postanowienia umów przyłączeniowych najczęściej nie wyłączają całkowicie prawa do rekompensaty, tylko uzależniają możliwość otrzymania rekompensaty od spełnienia się określonych warunków (w szczególności w przypadku redysponowania wprowadzanego ze względu na potrzebę równoważenia dostaw i zapotrzebowania na energię).</p>	<p>rozwiązania prawne w aspekcie umów przyłączeniowych, np. w niektórych reżimach prawnych zawierana jest jedna umowa regulująca przyłączenie oraz przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej, w związku z czym obowiązuje ona przez cały czas funkcjonowania danego obiektu w sieci, a w innych, np. w Polsce, mamy do czynienia z modelem dwóch umów, gdzie wykonanie umowy przyłączeniowej jest elementem prowadzącym do zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania/dystrybucji energii elektrycznej. W rezultacie zasadnym jest przyjęcie tezy, że zastosowanie przepisów art. 9c ust. 7g ustawy Prawo energetyczne w związku z art.13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 nie powinno być uzależnione od obowiązującego w danym państwie członkowskim modelu przyłączania do sieci. Podkreślenia wymaga przy tym, iż umieszczenie odpowiednich postanowień niegwarantujących niezawodnych dostaw energii elektrycznej w umowie o świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, będzie pochodną określonych warunków przyłączenia danego obiektu do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, przyjmowanych w procesie przyłączania danego obiektu do sieci. Ponadto, w krajowej praktyce niejednokrotnie zawierane umowy o przyłączenie do sieci nie zawierają wprost zapisów niegwarantujących niezawodnych dostaw energii, ale zobowiązanie do uwzględnienia określonych w nich warunków ograniczających niezawodne dostawy energii w zawieranych w przyszłości umowach o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. Przyjęcie odmiennej wykładni prowadziłoby do faktycznego co najmniej istotnego ograniczenia ww. regulacji prawnej w części dotyczącej wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej.</p> <p>Ponadto podkreślenia wymaga, iż rozwiązania przyjmowane w KA nr 2 uzależniają zastosowanie wyjątku w postaci wyłączenia prawa do rekompensaty wprost w odniesieniu do takiego zakresu redysponowania nierynkowego, który związany jest z powodem redysponowania (innymi słowy, postanowienia w umowach dotyczące braku gwarancji niezawodnych dostaw mogą stanowić</p>
---	--

		<p>podstawę do wyłączenia prawa do rekompensaty tylko łącznie ze wskazaniem przyczyny redysponowania). W tym kontekście należy zwrócić uwagę na postanowienia pkt 1. 3. Załącznika K2 do KA nr 2, który stanowi:</p> <p><i>„W przypadku ograniczenia wprowadzania mocy czynnej do sieci przez MWE lub MEE, rekompensata nie przysługuje, jeżeli umowa o przyłączenie do sieci, umowa przesyłania lub umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej dotycząca tego MWE lub MEE zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, które to postanowienia odnoszą się lub pozostają w związku z:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>– zapewnieniem równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;</i> <i>– dokonaniem na polecenie OSP redysponowaniem nierynkowym”.</i>
--	--	---

3.2. Uwagi szczegółowe do IRiESP - Wprowadzenie

W procesie konsultacji nie zostały zgłoszone przez użytkowników systemu uwagi szczegółowe do IRiESP - Wprowadzenie.

3.3. Uwagi szczegółowe do IRiESP - Korzystanie

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagę	Stanowisko OSP
K1	5.7.5. 2. (6)	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„przekazywania przez OSDp do OSP:</p> <p>(a) wykazu JG, których zasoby są planowane do świadczenia na rzecz tego OSDp usług elastyczności w danej dobie, wraz z wykazem OREB, w których OSDp planuje wykorzystać te zasoby do świadczenia usług elastyczności,</p> <p>(b) wykazu zasobów przyłączonych do sieci SN, co do których OSDp ma prawo do ich wykorzystania w ramach świadczenia na jego rzecz usług elastyczności,</p> <p>(c) maksymalnej i minimalnej sumarycznej dopuszczalnej wielkości mocy generowanej w węzłach 110 kV/SN,</p> <p>(d) sumarycznego zapotrzebowania na moc instalacji odbiorczych w węzłach 110 kV/SN,</p> <p>(e) wolumenu aktywowanych usług elastyczności przez zasoby przyłączone do sieci SN,</p> <p>(f) sprawozdania z monitorowania poprawności planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej przez MWE i MEE.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak do uwagach ogólnych (nr 2,3 i 5) (wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 04, 05 i 07) dotyczących koordynowania korzystania przez OSD z usług</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA*</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W wyniku uwzględnienia postulatu zawartego w tej i innych uwagach dotyczących postanowień pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie zmodyfikowano jego treść, w tym zakres danych przekazywanych przez OSD do OSP na potrzeby koordynacji wykorzystania usług elastyczności i jednostronnego redysponowania nierynkowego. Nowe brzmienie pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie i pkt 1.9. IRiESP - Bilansowanie zostało zamieszczone w pkt 4. niniejszego raportu. Zakres danych przekazywanych przez OSDp do OSP poprzez portal PSDI jest skorelowany z postanowieniami pkt 10.5. IRiESP - Korzystanie oraz pkt 1.8. i 1.9. IRiESP - Bilansowanie.</p> <p>W związku z powyższym w zakresie pkt 5.7.5. 2. (6) patrz odpowiedź na uwagę nr K2.</p> <p>Zweryfikowany zakres danych zapewnia prawidłową realizację przez OSP zadań w ramach koordynacji wykorzystania przez OSD zasobów do zarządzania ograniczeniami sieciowymi, a także umożliwienia wykorzystania przez OSP zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wyłącznie w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej, na przykład jako jeden ze środków poprzedzających wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Wymóg pozyskiwania cen zmian generacji lub zużycia energii umożliwi optymalizację wykorzystywanych przez OSP środków w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej i ich kosztów.</p> <p>Nie ma uzasadnienia zarzut, że zakres informacji objętych obowiązkiem przekazywania jest zbyt szeroki, bowiem wskazane w tym punkcie dane są niezbędne dla prowadzenia współpracy w ramach realizacji przez OSP obowiązku koordynacji zarządzania przez OSD ograniczeniami sieciowymi, które ma wpływa na pracę sieci zamkniętej oraz obowiązku koordynacji przez</p>

		<p>elastyczności. Jednocześnie w odniesieniu do danych i informacji dla potrzeb koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności:</p> <p>1. zakres proponowanych danych i informacji jest nadmiarowy i wykracza poza wynikające z ustawy Prawo energetyczne zobowiązanie do koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności, mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV; powyższe oznacza, że OSP powinien otrzymywać te informacje, które są niezbędne w celu realizacji ww. obowiązku, tym samym zbędny jest m.in. wymóg przekazywania dostępnych wolumenów, a już w szczególności cen zakupionych przez OSD usług elastyczności (informacje te są co do zasady prawnie chronione m.in. jako tajemnica handlowa lub tajemnica przedsiębiorstwa i również nie wpływają w żaden sposób na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV);</p> <p>2. zasadne jest jednocześnie ograniczenie przekazywanych danych i informacji do zasobów przyłączonych do sieci SN jako zasobów, które mogą mieć ewentualny wpływ na sieć koordynowaną 110 kV, również inne proponowane przez OSP dane i informacje wybiegają ponad niezbędny zakres danych i informacji służących wprost celowi – koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności.</p> <p>ponadto/Ponadto wymagany zakres informacji jest za szeroki nie znajduje uzasadnienia ani nie stanowi wartości dodanej dla procesu operacyjnego zarządzania systemem.</p>		<p>OSP korzystania przez OSDp z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości i usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV.</p> <p>Nie jest trafny zarzut, że OSDp nie może przekazywać OSP danych dotyczących „dostępnych wolumenów, a już w szczególności cen zakupionych przez OSD usług elastyczności (informacje te są co do zasady prawnie chronione m.in. jako tajemnica handlowa lub tajemnica przedsiębiorstwa i również nie wpływają w żaden sposób na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV)”. Powołane informacje są OSP niezbędne w celu realizacji procesów w ramach koordynacji przez OSP zarządzania przez OSD ograniczeniami sieciowymi, które ma wpływ na pracę sieci zamkniętej. Zgodnie z definicją pojęcia „usługi elastyczności”, zawartą w art. 3 pkt 11k ustawy Prawo energetyczne, OSD nabywa usługi elastyczności m.in. w celu zarządzania ograniczeniami sieciowymi. W odniesieniu do zarzutu, że powołane informacje co do zasady są prawnie chronione wyjaśnić należy, że zakres tej ochrony powinien być tak ukształtowany w IRiESD oraz w umowie zawieranej przez OSD z dostawcą usług elastyczności, aby zapewniał OSD możliwość wykonywania obowiązków w zakresie przekazywania danych OSP.</p> <p>Nadto, zgodnie z pkt 13.3. 1. IRiESP - Korzystanie, w odniesieniu do informacji otrzymanych od użytkowników systemu, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z tymi podmiotami, OSP jest obowiązany przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych, a ich wykorzystanie może mieć miejsce w sposób wyłączający możliwość spowodowania zagrożenia lub naruszenia prawnie chronionych interesów użytkownika systemu.</p>
K2	5.7.5.3.	<p><u>Korekta zapisu:</u></p> <p>Portal WOZE jest dedykowany do wymiany danych i informacji pomiędzy OSP, —OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu, w zakresie wniosków o wypłatę</p>	ENERGA STOEN PTPiREE PGE TAURON	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Portal WOZE jest udostępniany podmiotom wnioskującym o wypłatę rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, tj. właścicielom redysponowanych zasobów, a dostęp do portalu</p>

	<p>rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Portal WOZE służy do kontaktów pomiędzy OSP a właścicielem redysponowanego zasobu. Zgodnie z przyjętymi zasadami OSD nie będzie miał dostępu do tego kanału komunikacji.</p>	<p>ENEA</p>	<p>WOZE jest realizowany z wykorzystaniem Portalu Partnera Biznesowego (PPB). OSP ani OSDp nie mają dostępu do tego portalu. Analogicznie jak powyżej, OSP nie ma dostępu portalu PSDI, który jest udostępniany OSDp. Wymiana danych i informacji między wymienionymi podmiotami obsługującymi proces rozliczeń redysponowania nierynkowego odbywa się poprzez zapewnienie współdziałania tych portali, umożliwiając sprawną i bezpieczną komunikację pomiędzy OSP, OSDp a właścicielami redysponowanych zasobów. W związku z powyższym OSP dokonuje korekty pkt 5.7.5.</p> <p>W pkt 5.7.5. dotychczasowe pkt 1. – 4. otrzymują oznaczenie 2. - 5., a pkt 5. skreśla się.</p> <p>W pkt 5.7.5. wprowadza się pkt 1. w brzmieniu:</p> <p><u>1. Portal PSDI i portal WOZE służą do wymiany danych i informacji w konfiguracji pomiędzy odpowiednio OSP, OSDp i właścicielami redysponowanych zasobów. Dostęp do portali OSP zapewnia dedykowanym użytkownikom systemu na zasadach określonych poniżej, przy czym portal PSDI jest udostępniany OSDp, a portal WOZE jest udostępniany właścicielom redysponowanych zasobów. Wymiana danych i informacji odbywa się poprzez zapewnienie współdziałania tych portali, które umożliwia sprawną i bezpieczną komunikację pomiędzy wskazanymi podmiotami.</u></p> <p>W pkt 5.7.5. pkt 2. – 5. otrzymują brzmienie:</p> <p><u>2. Portal PSDI jest dedykowany do wymiany danych i informacji na potrzeby:</u></p> <p>(1) parametryzacji oraz rozliczania poleceń redysponowania wydanych przez OSP, o których mowa w pkt 11.4.;</p> <p>(2) koordynacji przez OSP korzystania przez OSD z usług systemowych niedotyczących częstotliwości i usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, o których mowa w pkt 1.8. i 1.9. IRiESP - Bilansowanie;</p> <p>(3) koordynacji przez OSP zarządzania przez OSD ograniczeniami sieciowymi, które ma wpływ na pracę sieci zamkniętej, o której mowa w</p>
--	---	-------------	--

				<p><i>pkt 10.5. oraz monitorowania poprawności planów pracy i dotrzymania dyscypliny ruchowej przez MWE i MEE, o których mowa w pkt 11.9.</i></p> <p><i>3. Portal PSDI służy w szczególności do:</i></p> <p><i>(1) obsługi przez OSDp wniosków o rekompensatę finansową, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 (<u>dalej także „wniosek o rekompensatę”</u>), złożonych przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn;</i></p> <p><i>(2) przekazywania przez OSDp informacji rozliczeniowych do właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn;</i></p> <p><i>(3) rozpatrywania reklamacji w zakresie, o którym mowa w pkt (1) - (2);</i></p> <p><i>(4) przekazywania przez OSDp do OSP:</i></p> <p><i>(a) wykazu JG, których zasoby są planowane do świadczenia na rzecz tego OSDp usług elastyczności w danej dobie, wraz z wykazem OREB, w których OSDp planuje wykorzystać te zasoby do świadczenia usług elastyczności,</i></p> <p><i>(b) wykazu zasobów, co do których OSDp ma prawo do ich wykorzystania w ramach świadczenia na jego rzecz usług elastyczności,</i></p> <p><i>(c) planowanej ilości wprowadzania do sieci albo poboru z sieci mocy czynnej, o której mowa w pkt 10.5. 9 (1),</i></p> <p><i>(d) wprowadzanej do sieci oraz pobieranej z sieci mocy czynnej wynikającej z aktywowanych przez OSD usług elastyczności lub jednostronnego redysponowania nierynkowego,</i></p> <p><i>(e) potencjał regulacyjności, o którym mowa w pkt. 10.5. 9. (3),</i></p> <p><i>(f) sprawozdania z monitorowania poprawności planów pracy oraz dotrzymywania dyscypliny ruchowej przez MWE i MEE,</i></p>
--	--	--	--	---

				<p><u>(g) raportu z rekompensat i raportu z opłat za niewykonanie poleceń redysponowania.</u></p> <p><u>(h) informacji o niewystarczającym poziomie środków do regulacji napięć lub ich wyczerpaniu w węzłach sieci 110 kV innych niż węzły NN/110 kV.</u></p> <p><u>(5) przekazywania przez OSP do OSDp wykazu zasobów, które tworzą JG na RB oraz listy zasobów planowanych przez OSP do dostarczania mocy bilansujących.</u></p> <p>4. Portal WOZE jest dedykowany do wymiany danych i informacji <u>na potrzeby obsługi wniosków o rekompensatę.</u></p> <p>5. Portal WOZE służy w szczególności do:</p> <p>(1) składania, przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej lub do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, wniosków o wypłatę rekompensaty finansowej;</p> <p>(2) obsługi przez OSP wniosków o rekompensatę złożonych przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej;</p> <p>(3) przekazywania przez OSP informacji rozliczeniowych <u>oraz not obciążeniowych za niewykonanie polecenia redysponowania do właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej;</u></p> <p>w tym składania i rozpatrywania reklamacji w powyższym zakresie.</p> <p>W pkt 5.7.5. 9. odwołanie do pkt 2. zastępuje się odwołaniem do pkt 3.</p> <p>W związku z dokonanymi zmianami w ww. postanowieniach, w celu uspoźnienia zapisów, w pkt 11.4.5. wprowadza się drobną zmianę redakcyjną i pkt 1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>1. OSP, w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, stosuje redysponowanie nierynkowe, zgodnie z pkt 11.4.1. w odniesieniu do</p>
--	--	--	--	--

			<p>zasobów, o których mowa w pkt 11.4.1.1., tj. przyłączonych do sieci przesyłowej lub do <u>sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn</u>.</p> <p>Analogicznie w pkt 11.4.7. 1 pkt (3) pierwszy akapit otrzymuje brzmienie:</p> <p>(3) dane o redysponowanych zasobach przyłączonych do <u>sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn</u> tego OSDp na potrzeby tworzenia wykazu redysponowanych zasobów do redysponowania nierynkowego i aktualizuje te dane, w szczególności:</p> <p>Analogicznie w pkt 11.4.7. 1 pkt (4) pierwszy akapit otrzymuje brzmienie:</p> <p>(4) dane o redysponowanych zasobach przyłączonych do <u>sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn</u> tego OSDp na potrzeby rozliczania redysponowania nierynkowego, w szczególności:</p> <p>Analogicznie w pkt 11.4.7. 1 (5) pkt (a) otrzymuje brzmienie:</p> <p>(a) moc zainstalowana MWE typu A dla FW oraz PV, przyłączonych do <u>sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn</u> tego OSDp, odrębnie dla FW oraz PV, w sposób określony poniżej:</p> <p>Analogicznie w pkt 11.9. pkt 1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>1. OSP w przypadku MWE oraz MEE przyłączonych do sieci przesyłowej oraz OSDp w przypadku MWE oraz MEE przyłączonych do <u>sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn</u>, monitoruje i weryfikuje jakość otrzymywanych planów pracy MWE oraz MEE oraz dotrzymywanie dyscypliny ruchowej w zakresie poleceń wydawanych przez operatora systemu.</p> <p>Analogicznie w pkt 11.9. pkt 10. Pierwszy akapit otrzymuje brzmienie:</p> <p>10. OSDp przekazuje OSP sprawozdanie z monitorowania poprawności planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej przez zasoby przyłączone do <u>sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn</u> dotyczącej danej doby, w terminie do końca kolejnej doby. Sprawozdanie zawiera informacje o wielkości niedokładności planów pracy oraz poziomie niedotrzymywania dyscypliny ruchowej:</p>
--	--	--	---

K3	5.7.5. 5.	<p><u>Korekta zapisu:</u></p> <p>Portal PSDI i portal WOZE jest udostępniany dedykowanym reprezentantom OSP, OSDp i właścicielom redysponowanych zasobów.</p> <p>Portal WOZE jest udostępniany dedykowanym reprezentantom OSP i właścicielom redysponowanych zasobów.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Doszczegółowienie zasad wykorzystywania portali przez podmioty- plus jak w powyżej w uwadze do pkt. 5.7.5.3.</p>	<p>ENERGA STOEN PGE PTPIREE* TAURON ENEA</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K2.</p>
K4	5.7.5. 8.	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„W przypadku zmian w zakresie wymiany dokumentów poprzez portal WOZE, OSP z co najmniej 180 - dniowym wyprzedzeniem opublikuje informację w tym zakresie, na stronie internetowej OSP, wraz ze standardami wymiany danych, w tym specyfikacją techniczną dokumentów w postaci elektronicznej wymienianych za pomocą portalu WOZE.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwadze ogólnej nr 7/6 dotyczącej portalu PSDI oraz portalu WOZE. (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr O9</i>).</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE TAURON* ENEA</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr O9.</p>
K5	5.7.5. 9.	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„Portal PSDI będzie wdrażany etapowo, a w poszczególnych etapach wdrażane będą jedna albo więcej funkcjonalności, o których mowa w pkt 2. OSP opublikuje na stronie internetowej OSP informację o terminie wdrażania danego etapu i standardy wymiany danych, w tym specyfikację techniczną dokumentów w postaci elektronicznej wymienianych za pomocą portalu PSDI z co</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE TAURON* ENEA</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr O9.</p>

		najmniej 180 - dniowym wyprzedzeniem, w stosunku do daty wdrożenia zmian w danym etapie.” <u>Uzasadnienie:</u> Jak w uwadze ogólnej nr 7/6 dotyczącej portalu PSDI oraz portalu WOZE. (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 09</i>).	<i>interpunkcyjnych i formatowania</i>	
K6	5.7.5. 10. <i>(nowy punkt)</i>	<u>Propozycja nowego zapisu.</u> Portal PSDI oraz portal WOZE mogą być wykorzystywane do wyliczenia rekompensat związanych z redysponowaniem nierynkowym na polecenia wydawane przez OSP na zasadach uzgodnień dokonanych przez OSP a OSDp. <u>Uzasadnienie:</u> Doszczegółowienie zasad wykorzystywania portali przez podmioty.	ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Portale PSDI oraz WOZE będą wykorzystywane do przekazywania danych i informacji na potrzeby parametryzacji oraz rozliczania poleceń redysponowania wydanych przez OSP. Ich funkcjonalność nie będzie obejmowała wyliczania rekompensat.
K7	10.5.	Proponujemy istotnie przeredagować cały pkt 10.5. w taki sposób, aby jego treść nie wykraczała poza przepisy ustawy Prawo energetyczne. <u>Uzasadnienie:</u> Należy wskazać, że proponowane przez OSP zasady koordynacji przez OSP zarządzania przez OSD ograniczeniami sieciowymi, które mają wpływ na pracę sieci zamkniętej są nadmiarowe i wykraczają poza wynikające z ustawy Prawo energetyczne zobowiązanie OSP do koordynowania korzystania przez OSD z USNC mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV oraz zobowiązanie OSP do koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Obowiązki te zostały wyrażone wprost w art. 9c ust. 2 pkt 8) i 8a) ustawy Prawo energetyczne, a OSP wykracza poza te regulacje proponując objęcie koordynacją szerszego zakresu zarządzania ograniczeniami sieciowymi.	ENERGA STOEN PTPIREE TAURON ENEA	<u>Uwaga została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> W wyniku uwzględnienia postulatu zawartego w tej i innych uwagach dotyczących zachowania neutralnego wpływu działań OSD na bilans mocy KSE zmodyfikowano treść pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie zgodnie z odpowiedzią do uwagi nr O4. Nowe brzmienie pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie i pkt 1.9. IRiESP – Bilansowanie zostało zamieszczone w pkt 4. niniejszego raportu.

		Należy również wskazać, że w ramach pierwszego procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 IRiESP, która została w części zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.5.2024.ŁW z dnia 11 lipca 2025 r. (Prezes URE nie zatwierdził wówczas m.in. proponowanych przez OSP zasad koordynacji korzystania przez OSD z USNC oraz z usług elastyczności), zasady koordynacji zawarte w ww. karcie aktualizacji odnosiły się jedynie do USCN i usług elastyczności, a nie do koordynacji zarządzania przez OSD ograniczeniami sieciowymi.		
K8	10.5. 1	<p>Proponujemy usunięcie punktu/Należy usunąć punkt albo jego istotne przeredagowanie/go przeredagować i przyjęcie następującej treści/przyjąć jego następującą treść:</p> <p>„OSD zarządza ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem warunków technicznych pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej współpracy z siecią przesyłową. OSD podejmuje działania w sposób zapewniający, w miarę możliwości technicznych, minimalizację wpływu na bilans mocy czynnej KSE, przy czym odpowiedzialność za utrzymanie tego bilansu spoczywa na OSP.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Proponowana przez OSP treść punktu jest niezgodna z ustawą Prawo energetyczne. Obowiązki te dotyczą bilansowania systemu i są właściwe dla OSP a nie dla OSD. Zapis prowadzi do przerwania odpowiedzialności za bilansowanie na OSD co stoi w sprzeczności z obowiązującym prawem polskim i unijnym (2019/493 art 36.). Zgodnie z art. 9c ust. 3 pkt 6) ustawy Prawo energetyczne OSD jest zobowiązany do zarządzania ograniczeniami systemowymi z uwzględnieniem warunków technicznych pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej współpracy z siecią przesyłową. Dodatkowo art. 9c ust. 3 pkt 7) ustawy Prawo energetyczne stanowi, że OSD jest również zobowiązany do zarządzania</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA*</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K7.</p>

		<p>przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej, w tym w koordynowanej sieci 110 kV, przy czym wówczas zarządzanie przepływami w tej sieci odbywa się we współpracy z OSP.</p> <p>W zakresie zasadności usunięcia treści związanej z obowiązkiem zachowania neutralnego wpływu swoich działań na bilans mocy czynnej KSE, uzasadnienie jak do uwagi ogólnej nr 3. (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 05</i>).</p>		
K9	10.5. 1	<p><u>Propozycja zmiany zapisu.</u></p> <p>"OSD podejmuje działania w sposób zapewniający, w miarę możliwości technicznych, minimalizację wpływu na bilans KSE, przy czym odpowiedzialność za utrzymanie bilansu spoczywa na OSP".</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Obecne brzmienie nakłada na OSD dodatkowe obowiązki które nie wynikają z uPE. Obowiązki te dotyczą bilansowania systemu i są właściwe dla OSP nie OSD. OSD nie ma technicznych możliwości zapewnienia neutralności bilansu KSE w czasie rzeczywistym - zwłaszcza przy aktywacjach lokalnych. Zapis prowadzi do przerzucenia odpowiedzialności za bilansowanie na OSD co stoi w sprzeczności z obowiązującym prawem polskim i unijnym (2019/493 art 36.).</p> <p>W praktyce utrudni to korzystanie z usług elastyczności z powodu obaw przed naruszeniami i karami.</p>	PGE	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K7.</p>
K10	10.5. 2.	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„W przypadku niewystarczalności zasobów w sieci dystrybucyjnej danego OSD, OSD może korzystać z zasobów w sieciach innych OSD.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p>	ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K7.</p>

		<p>OSD dla potrzeb zarządzania ograniczeniami sieciowymi (z wyłączeniem usług elastyczności) może korzystać z zasobów przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV. Jednocześnie OSD nie przewiduje korzystania z zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej.</p> <p>Dodatkowe uzasadnienie jak do uwagi szczegółowej nr 5 (dotyczącej pkt. 10.5. 1.). (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr K8</i>)</p>		
K11	10.5. 3	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„Korzystanie przez OSD z zasobów przyłączonych do sieci innych OSD, po zamknięciu bramki RBN, wymaga koordynacji wykorzystania tych zasobów z OSP oraz z innymi OSD w zakresie dopuszczalnych warunków pracy sieci zamkniętej i sieci dystrybucyjnej (dopuszczalnych rozplywów mocy czynnej oraz poziomów napięć w KSE, w sieci zamkniętej oraz sieciach dystrybucyjnych innych OSD). W przypadku, gdy po zamknięciu bramki RBN działania OSD mają charakter interwencyjny, wówczas koordynacja odbywa się w trybie informacyjnym, bez wymogu uprzedniej zgody OSP.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>W zakresie zasadności usunięcia treści związanej z obowiązkiem zachowania neutralnego wpływu swoich działań na bilans mocy czynnej KSE, uzasadnienie jak do uwagi ogólnej nr 3. (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr O5</i>) Jednocześnie dokonano korekt redakcyjnych celem doprecyzowania treści punktu.</p> <p>Ponadto OSD jest zobowiązany do zakupu usług elastyczności w oparciu o zasady rynkowe, w ściśle określonych miejscach/lokalizacjach w sieci dystrybucyjnej, oceniając przy tym czy usługi elastyczności są rozwiązaniem optymalnym kosztowo w stosunku do innych rozwiązań alternatywnych (np. nakłady inwestycyjne). Tym samym,</p>	ENERGA STOEN PTPIREE TAURON ENEA	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K7.</p> <p>Treść pkt 10.5. 3. nie zawiera postanowień zobowiązujących OSD do uzyskania zgody OSP na redysponowanie po zamknięciu bramki RBN, a zasady koordynacji zarządzania ograniczeniami sieciowymi przez OSD nie ograniczają korzystania przez OSD z usług elastyczności. Po zamknięciu bramki RBN, OSD może korzystać z usług elastyczności w miarę potrzeb oraz, stosując jednostronne redysponowanie nierynkowe. Zasady koordynacji wymagają od OSD przekazania odpowiednich danych, w tym ilości energii podlegającej skompensowaniu na podstawie których OSP w ramach koordynacji pozyskuje energię na skompensowanie redysponowania jednostronnego OSD przy zapewnieniu dopuszczalnych warunków pracy sieci zamkniętej i sieci dystrybucyjnej.</p>

		koordynacja korzystania przez OSD z usług elastyczności nie może ograniczać lub blokować zakupu tych usług przez OSD.		
K12	10.5. 3	<p><u>Propozycja zmiany zapisu.</u></p> <p>"Koordynacja działań z OSP po zamknięciu bramki RBN odbywa się w trybie informacyjnym, bez wymogu uprzedniej zgody OSP, jeżeli działania OSD mają charakter interwencyjny wymagający natychmiastowego działania"</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Ryzyko uzależnienia działań OSD od decyzji OSP, co narusza zasadę autonomii operacyjnej.</p>	PGE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K11.</p>
K13	10.5. 4	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„Na potrzeby koordynacji przez OSP korzystania przez OSD z usług elastyczności, OSDp przekazuje OSP dla każdego OREB następujące dane i informacje:</p> <p>(1) ograniczenia sieciowe zidentyfikowane przez OSD jako:</p> <p>(a) maksymalna sumaryczna dopuszczalna wielkość mocy generowanej przez wszystkie MWE i MEE przyłączone do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110 kV/SN,</p> <p>(b) minimalna sumaryczna wymagana wielkość mocy generowanej przez wszystkie MWE i MEE przyłączone do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110 kV/SN;</p> <p>(2) wolumen aktywowanych przez OSD usług elastyczności z wykorzystaniem zasobów przyłączonych do sieci SN, w podziale na:</p> <p>(a) aktywowany wolumen energii elektrycznej skutkujący zwiększeniem poboru mocy przez instalacje odbiorcze lub MEE, w tym MEE stanowiące część MWE,</p>	<p>ENERGA</p> <p>STOEN</p> <p>PTPIREE</p> <p>TAURON*</p> <p>ENEA</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K1.</p>

		<p>(b) aktywowany wolumen energii elektrycznej skutkujący zmniejszeniem poboru mocy przez instalacje odbiorcze lub MEE, w tym MEE stanowiące część MWE,</p> <p>(c) sumaryczne zapotrzebowanie na moc instalacji odbiorczych przyłączonych do sieci SN i nN, zasilanych z tej samej sekcji szyn SN transformatora 110 kV/SN;"</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Uzasadnienie jak do uwagach ogólnych nr 2,3, 5/4 i 6/5. (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr O4, O5, O7 i O8).</i></p>		
K14	10.5.4 .(2)	<p>„wolumen aktywowanych przez OSD usług elastyczności oraz wolumeny zmian generacji wynikających z redysponowania w celu spełnienia ograniczeń sieciowych” – Czy w tym przypadku mowa jest o redysponowaniu nierynkowym?</p>	FLEX RE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W tym przypadku mowa jest o redysponowaniu na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi, w tym w szczególności redysponowaniu w wyniku wykorzystania usług elastyczności lub jednostronnego redysponowania nierynkowego.</p> <p><u>Dodatkowe wyjaśnienia</u> – patrz odpowiedź na uwagę nr K1.</p>
K15	10.5.6 .	<p>Korzystanie przez OSD z usług elastyczności lub z redysponowania nierynkowego na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi po zamknięciu bramki RBN dla doby, w której OSD zaplanował wykorzystanie tych środków powinno, w maksymalnym, uzasadnionym warunkami pracy sieci dystrybucyjnej zakresie, następować do 9 godzin przed rozpoczęciem OREB, w którym OSD zaplanował wykonanie danej usługi elastyczności lub ma nastąpić redysponowanie. Korzystanie z usług elastyczności lub z redysponowania w okresie bliższym OREB niż 9 godzin jest ograniczone wyłącznie do konieczności reakcji na wystąpienie ograniczeń sieciowych, które nie mogły być usunięte na etapie planowania koordynacyjnego, w okresie do 9 godzin przed rozpoczęciem tego OREB.</p> <p>Czy wybór jednostki do świadczenia usług elastyczności lub redysponowania oznacza a) zablokowanie jej punktu pracy</p>	FLEX RE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Korzystanie przez OSD z usług elastyczności lub z redysponowania na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi powinno być realizowane w ramach procesów planowania koordynacyjnego tego OSD. W ramach tego procesu OSD powinien z odpowiednim wyprzedzeniem informować podmioty świadczące na jego rzecz usługi, o aktywacji tych usług, przekazując tym podmiotom wymagany poziom dostaw energii elektrycznej w każdym okresie redysponowania, wynikający z poleceń redysponowania. Oznacza to, że rzeczywista ilość energii dostarczonej przez redysponowany zasób powinna odpowiadać poziomom dostaw energii elektrycznej wynikających z poleceń redysponowania.</p> <p>Projekt KA nr 2 nie określa relacji pomiędzy terminami wskazanymi w drugiej części uwagi.</p> <p><u>Dodatkowe wyjaśnienia</u> – patrz odpowiedź na uwagę nr K7.</p>

		<p>czy b) ograniczenie zakresu dopuszczalnych punktów pracy na 9 godzin przed rozpoczęciem OREB?</p> <p>Jaka jest relacja pomiędzy terminem maksymalnie 10 minut na aktywację usługi elastyczności względem podanego terminu 9-godzinnego. Który z tych terminów jest wiążący dla operatorów i uczestników rynku oraz w jakich sytuacjach?</p>		
K16	10.5. 6	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„Korzystanie przez OSD z usług elastyczności po zamknięciu bramki RBN dla doby, w której OSD zaplanował wykorzystanie tych środków powinno, w maksymalnym, uzasadnionym warunkami pracy sieci dystrybucyjnej zakresie, następować do 9 godzin przed rozpoczęciem OREB, w którym OSD zaplanował wykonanie danej usługi elastyczności. Korzystanie z usług elastyczności w okresie bliższym OREB niż 9 godzin jest ograniczone do konieczności reakcji na wystąpienie ograniczeń sieciowych, które nie mogły być usunięte na etapie planowania koordynacyjnego, w okresie do 9 godzin przed rozpoczęciem tego OREB.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak do uwag ogólnych/<u>uwagi ogólnej</u> nr 5 i 6. (<u>wskazanie OSP</u>: w Raporcie uwaga nr O7 i O8).</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE TAURON* ENEA</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K7.</p>
K17	10.5. 7	<p>„W celu spełnienia warunku neutralnego wpływu działań OSD, dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi, na bilans mocy czynnej KSE przy jednoczesnym zachowaniu warunków bezpiecznej pracy KSE, podejmowane są następujące działania”</p> <p>OSP przejmuje rolę centralnego optymalizatora, zarządzającego zasobami na wszystkich poziomach napięć. Rola OSD w ramach rynku elastyczności zostaje ograniczona do wyznaczania zapotrzebowania na usługi i</p>	<p>FLEX RE</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Rolą OSP, zgodnie z postanowieniami pkt 10.5. KA nr 2, jest koordynacja zarządzania ograniczeniami sieciowymi przez OSD po zamknięciu bramki RBN z OSP. W żaden sposób nie ogranicza to korzystania przez OSD z usług elastyczności.</p> <p><u>Dodatkowe wyjaśnienia</u> – patrz odpowiedź na uwagę nr K7.</p>

		przekazywania dostępnych zleceń do OSP. Czy taka była intencja OSP?		
K18	10.5. 7 . 10.5. 1 0.	Należy usunąć punkty. Uzasadnienie: Uzasadnienie jak do uwag ogólnych nr 2, 3 i 5/3. (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 04, 05 i 07</i>). Dodatkowo należy wskazać, że OSP proponuje wprowadzić dla siebie prawo do decydowania o specyfikacji poleceń jakie będą wydawane przez OSD w ramach usług elastyczności. Treść ta jest niezgodna z ustawą Prawo energetyczne, która stanowi, że usługi elastyczności są zarezerwowane wyłącznie dla OSD, a specyfikacja usług elastyczności, w tym poleceń i produktów, powinna być określona wyłącznie przez OSD w IRIESD.	ENERGA STOEN PTPIREE TAURON* ENEA <small>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Z treści pkt 10.5. 7. - 10.5. 10. nie wynika, że OSP wprowadza dla siebie prawo do decydowania o specyfikacji poleceń jakie będą wydawane przez OSD w ramach usług elastyczności. Nie wynika z nich także, że OSP będzie korzystał z usług elastyczności, ani ingerował w specyfikację usług elastyczności. Z treści tych punktów wynika, że w ramach koordynacji przez OSP zarządzania ograniczeniami sieciowymi przez OSD, OSP będzie dobierał zasoby, dla których OSD przekazał potencjał redysponowania wyznaczony jako maksymalny możliwy wolumen zmian wprowadzania oraz poboru mocy czynnej, dostępny przy spełnieniu ograniczeń w sieci dystrybucyjnej niestanowiącej sieci zamkniętej, w podziale na zasoby świadczące usługi elastyczności oraz pozostałe zasoby, wraz z określeniem cen zmiany tych wolumenów. <u>Dodatkowe wyjaśnienia</u> – patrz odpowiedź na uwagę nr K7.
K19	10.5. 7 .	Punkt w całości do usunięcia. OSP nie może wykorzystywać usług elastyczności, które są zarezerwowane z mocy prawa energetycznego dla potrzeb OSDp.	PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr K18.
K20	10.5. 8 .	Punkt w całości do usunięcia. W nawiązaniu do pkt. 10.5. 7.	PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr K18.
K21	10.5. 9 .	Punkt w całości do usunięcia. W nawiązaniu do pkt. 10.5. 7.	PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr K18.

K22	10.5. 10.	Punkt w całości do usunięcia. W nawiązaniu do pkt. 10.5. 7.	PGE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K18.</p>
K23	10.5. 10.	<p>„Koszty dostawy energii elektrycznej wymaganej do spełnienia warunku neutralnego wpływu działań OSD dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi na bilans mocy czynnej KSE, poniesione przez OSP w wyniku działań określonych w pkt 9., pokrywają odpowiedni OSDp. Koszty są ustalane w cyklach dobowych dla każdego OREB na podstawie ceny energii odpowiadającej jednostkowemu kosztowi działań podjętych przez OSP, lecz nie niższej niż cena energii niezbilansowania (CEN) wyznaczana na RB w przypadku zakupu energii elektrycznej przez OSD z RB i nie wyższej niż cena CEN w przypadku sprzedaży energii elektrycznej przez OSD na RB.”</p> <p>Czy zostanie zapewnione, że wartości rozliczeniowe pomiędzy OSD i zasobami również będą uwzględniały warunek aby ceny nie były niższe/wyższe od CEN?</p>	FLEX RE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>OSP nie ingeruje w zasady rozliczeń OSDp z użytkownikami systemu świadczącymi na rzecz tych OSDp usługi w ramach zarządzania przez OSD ograniczeniami sieciowymi.</p>
K24	10.5. 11.	<p>„W przypadku niewystarczalności zasobów w sieci zamkniętej (mocy bilansujących), OSP może korzystać w ramach działań zaradczych (interwencyjnych dostaw energii elektrycznej) z zasobów w sieciach dystrybucyjnych OSD. OSP dobiera zasoby w sieci dystrybucyjnej kierując się kryterium minimalizacji wolumenu energii elektrycznej niezbędnej do spełnienia ograniczeń sieciowych w sieci zamkniętej oraz uwzględniając warunki pracy sieci dystrybucyjnej, określone jako ograniczenia sieciowe w węzłach sieci, określanymi jako sekcja szyn SN transformatora 110 kV/SN. Jeżeli OSP korzysta z interwencyjnych dostaw energii elektrycznej realizowanych przez zasoby w sieci dystrybucyjnej OSD, to:”</p>	FLEX RE* <small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Działania zaradcze, o których mowa w treści punktu, będą realizowane przez OSP po wyczerpaniu zasobów w sieci zamkniętej. Oznacza to, że w przypadku, o którym mowa w uwadze, zabrakło zasobów zapewniających rezerwy zastępcze (RR).</p> <p><u>Dodatkowe wyjaśnienia</u> – patrz odpowiedź na uwagę nr K7.</p>

		Czy warunek ten będzie spełniony w przypadku, w którym PSE nie zakontraktowało RR w dół w przypadku nadmiaru generacji (niedobór mocy bilansujących w dół w sytuacjach nadmiaru generacji)?		
K25	10.5.11.	Należy usunąć punkt. <u>Uzasadnienie:</u> Propozycja OSP jest niezgodna z ustawą Prawo energetyczne, gdyż de facto oznacza, że usługi elastyczności mają być świadczone na rzecz OSP. Definicja usług elastyczności jednoznacznie określa, że usługi elastyczności są świadczone wyłącznie na rzecz OSD. Jednocześnie OSP na dziś możliwość, dla własnych potrzeb, korzystania z zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej w ramach usług bilansowania (zgodnie z WDB) lub w ramach usług typu DSR (interwencyjne usługi systemowe w zakresie dostawy mocy czynnej określone w IRiESP). Z drugiej strony ustawa Prawo energetyczne określa, że OSP ma możliwość wykorzystywania zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, jedyne w przypadku gdy wystąpi zagrożenie bezpieczeństwa dostaw, co wynika wprost z art.11d ust.1 pkt 3) i 4) ustawy Prawo energetyczne.	ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Z treści tego punktu nie wynika, że OSP będzie korzystał z usług elastyczności, ale z „interwencyjnych dostaw energii elektrycznej realizowanych przez zasoby w sieciach dystrybucyjnych”. Interwencyjna dostawa energii elektrycznej, o której mowa w pkt 10.5. 11. jest wskazana w katalogu usług świadczonych na rzecz OSP w pkt 1.1. 2. (3) (c) i pkt 1.1. 3. (2) IRiESP - Bilansowanie. Zasady określone w pkt 10.5. 11. umożliwiają OSP skorzystanie z zasobów z sieci dystrybucyjnej wyłącznie w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej jako jeden ze środków poprzedzających wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. <u>Dodatkowe wyjaśnienia</u> – patrz odpowiedź na uwagę nr K7.
K26	10.5.11.	<u>Zmiana zapisu</u> W przypadku niewystarczalności zasobów w sieci zamkniętej (mocy bilansujących), OSP może korzystać w ramach działań zaradczych (interwencyjnych dostaw energii elektrycznej) z zasobów w sieciach dystrybucyjnych OSD. OSP dobiera zasoby w sieci dystrybucyjnej kierując się kryterium minimalizacji wolumenu energii elektrycznej mocy czynnej niezbędnej do spełnienia ograniczeń sieciowych w sieci zamkniętej oraz uwzględniając warunki pracy sieci dystrybucyjnej, określone jako ograniczenia sieciowe w węzłach sieci, określanymi jako sekcja szyn SN	PGE	<u>Uwaga została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> W ramach koordynacji zarządzania ograniczeniami sieciowymi przez OSD, OSP kieruje się kryterium minimalizacji wolumenu energii elektrycznej niezbędnej do spełnienia ograniczeń sieciowych. Interwencyjna dostawa energii elektrycznej, o której mowa w pkt 10.5. 11. jest wskazana w katalogu usług świadczonych na rzecz OSP w pkt 1.1. 2. (3) (c) i pkt 1.1. 3. (2) IRiESP - Bilansowanie. <u>Dodatkowe wyjaśnienia</u> – patrz odpowiedź na uwagę nr K7.

		<p>transformatora 110 kV/SN. Jeżeli OSP korzysta z działań zaradczych interwencyjnych dostaw energii elektrycznej w zakresie mocy czynnej realizowanych przez zasoby w sieci dystrybucyjnej OSD, to:</p> <p>(1) OSP przekazuje odpowiednim OSDp wolumeny energii elektrycznej mocy czynnej jakie należy redysponować w poszczególnych węzłach sieci, określanych jako sekcja szyn SN transformatora 110 kV/SN;</p> <p>(2) OSDp jest obowiązany do doboru redysponowanych zasobów w poszczególnych węzłach sieci i przekazywania poleceń do operatorów tych zasobów, kontroli wykonania dostaw energii elektrycznej wolumenu mocy czynnej wynikających z tych poleceń oraz ich rozliczenia;</p> <p>(3) OSP pokrywa rozliczone przez OSDp koszty wynikające z działań wymienionych w ppkt. 1 i 2 interwencyjnych dostaw energii elektrycznej.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>OSD nie posiada usług i umów w zakresie interwencyjnych dostaw energii elektrycznej, a tym samym nie może realizować takich usług i ich rozliczać.</p>		
K27	10.5. 11. (1)	<p>„OSP przekazuje odpowiednim OSDp wolumeny energii elektrycznej jakie należy redysponować w poszczególnych węzłach sieci, określanych jako sekcja szyn SN transformatora 110 kV/SN;”</p> <p>Czy w pierwszej kolejności OSP nie powinno w takiej sytuacji wykorzystać istniejących (niewykorzystanych) usług elastyczności?</p>	FLEX RE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W przypadku skorzystania przez OSP z zasobów w sieci dystrybucyjnej w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej obejmującej interwencyjne dostawy energii elektrycznej, OSP dobiera zasoby w sieci dystrybucyjnej kierując się kryterium minimalizacji wolumenu energii elektrycznej niezbędnej do spełnienia ograniczeń sieciowych w sieci zamkniętej oraz uwzględniając warunki pracy sieci dystrybucyjnej. W ramach tego procesu nie rozróżnia się podziału na zasoby świadczące usługi elastyczności oraz na pozostałe zasoby.</p>
K28	10.5. 12. –	<p>Należy usunąć punkty.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p>	ENERGA STOEN	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p>

	10.5.19.	Usunięcie przedmiotowych punktów jest konsekwencją propozycji usunięcia pkt. 10.5.7. - 10.5.11. (uwagi szczegółowe nr 13 i 14). (wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr K18 i K25).	PTPIREE TAURON ENEA	Pkt 10.5.12. – 10.5.19. określają zasady rozliczeń kosztów wykorzystania zasobów, o których mowa w pkt 10.5.7. i 10.5.11. Postanowienie te, jako szczególnie istotne i ważne dla procesu, nie mogą zostać usunięte. <u>Dodatkowe wyjaśnienia</u> – patrz odpowiedź na uwagę nr K7.
K29	10.5.12.	<u>Zmiana zapisu</u> Koszty wykorzystania zasobów, o których mowa w pkt 7. i 11. są płatne przez OSP na podstawie faktury wystawianej przez OSDp. Podstawą do wystawienia faktury jest miesięczny raport handlowy, opracowany przez OSDp, zawierający dla każdego OREB miesiąca kalendarzowego zestawienie wykorzystanych w tym miesiącu usług elastyczności i redysponowań wraz z wynikającymi z tego kosztami lub raport handlowy korygujący. <u>Uzasadnienie:</u> OSD nie posiada usług i umów w zakresie interwencyjnych dostaw energii elektrycznej, a tym samym nie może realizować takich usług i ich rozliczać.	PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Z postanowień pkt 10.5. nie wynika obowiązek posiadania przez OSD umów na świadczenie usług interwencyjnych dostaw energii elektrycznej. Zgodnie z pkt 10.5.7. OSP w celu spełnienia warunku neutralnego wpływu działań OSD dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi na bilans mocy czynnej KSE korzysta m.in. z udostępnionych przez OSD zasobów świadczących usługi elastyczności na rzecz OSD, dla których OSD przekazał wolumeny zmian generacji oraz zużycia energii elektrycznej wraz z określeniem cen zmian tych wolumenów. Dane te przekazane przez OSD będą podstawą dokonania rozliczeń dokonanych przez OSP redysponowań zasobów w sieci OSD. Z powołanych względów zawarte w pkt. 10.5.12. odesłanie do pkt 7 nie może być skreślone. <u>Dodatkowe wyjaśnienia</u> – patrz odpowiedź na uwagę nr K7.
K30	10.5.13. do 10.5.19.	Zagadnienia związane z rozliczeniami nie powinny być zawarte w IRIESP. Właściwym miejscem na rozstrzygnięcie tych zagadnień jest Taryfa oraz umowy pomiędzy podmiotami. Ponadto, w rozliczeniach pomiędzy OSD a OSP powinny być uwzględnione koszty ponoszone przez OSD, a które są związane z obsługą działań realizowanych przez OSD na rzecz OSP.	PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> W odniesieniu do lokowania, wskazanego w uwadze zagadnienia, w taryfie wskazać należy, że zakres przedmiotowy taryfy określa § 4 rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2024 r. poz. 904 z późn. zm.) i zakres ten nie obejmuje przedmiotu regulacji jak w pkt 10.5.13 do 10.5.19. Pozostawienie kwestii objętych powołanymi punktami do uzgodnień na poziomie umowy z OSP nie zapewni jednolitych rozwiązań i skutkować będzie naruszeniem zasady równoprawnego traktowania.

				<p>W odniesieniu do postulatu „uwzględnienia kosztów związanych z obsługą działań na rzecz OSP” wyjaśnić należy, że nie są to działania na rzecz OSP, ale działania OSD w ramach realizacji ustawowych zadań wskazanych w art. 9c ust. 3 pkt 5a i 6, pkt 8a i 8b ustawy Prawo energetyczne, tj. odpowiednio:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ zarządzanie ograniczeniami sieciowymi i zarządzanie mocą bierną z uwzględnieniem warunków technicznych pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej współpracy z siecią przesyłową elektroenergetyczną; ▪ zakup i wykorzystywanie usług systemowych niedotyczących częstotliwości niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewnienie niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej; ▪ zakup i wykorzystanie usług elastyczności niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, (...), zgodnych z zasadami koordynowania korzystania z tych usług przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym wymaganiami w zakresie planowania pracy systemu przesyłowego; ▪ współpraca z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu zasad wykorzystywania usług elastyczności. <p>Zgodnie z art. 45 ust. 1 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez OSD w związku z realizacją powołanych zadań powinna zapewniać taryfa OSD.</p>
K31	10.5.20.	<p>Proponujemy zmianę/Należy zmienić treść punktu i przyjęcie następującej jego treści: „ Postanowienia dotyczące koordynacji przez OSP korzystania przez OSD z usług elastyczności obowiązują od dnia 1 stycznia 2029 r., przy czym koordynacji nie podlega korzystanie przez OSD z usług elastyczności z wykorzystaniem zasobów przyłączonych bezpośrednio do sieci:</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE TAURON* ENEA*</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W KSE funkcjonuje obecnie już ponad 35 GW źródeł OZE, tj. ponad 24 GW w instalacjach fotowoltaicznych oraz ponad 11 GW w instalacjach farm wiatrowych. W perspektywie do roku 2030 moc zainstalowana źródeł OZE może wzrosnąć do 95 GW. Ponad 90% mocy źródeł OZE jest przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na poziomach napięć od nN do WN. Powyższe oznacza, że praca sieci dystrybucyjnej wpływa bezpośrednio na bezpieczeństwo pracy KSE,</p>

		<p>1) o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i niższym niż 110 kV i gdy moc czynna usługi elastyczności nie jest większa niż 2 MW;</p> <p>2) o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak do uwag ogólnych nr 2 i 6/5 (dotyczących usług elastyczności i zarządzania ograniczeniami systemowymi) oraz jak do uwagi szczegółowej nr 4 (dotyczącej pkt. 10.5.) (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr O4, O8 oraz K4</i>). Dodatkowo proponujemy wprowadzić, aby postanowienia dotyczące koordynacji obowiązywały od 1 stycznia 2029 r. (rok później niż proponuje OSP). Przesunięcie wynika z tego, że w najbliższym czasie usługi elastyczności będą dopiero się rozwijać, a ich wpływ na funkcjonowanie KSE i działania OSP będzie marginalny lub żaden. Ponadto dodatkowy czas jest potrzebny OSD do przygotowania się, w tym w zakresie zakupu bądź modyfikacji systemów informatycznych, do wymiany danych i informacji niezbędnych w procesie tej koordynacji.</p> <p>Dodatkowo wymagania zawarte w nowym pkt. 10.5 wymagają dostosowania systemów i organizacji OSD, dlatego zaproponowany termin wejścia w życie postanowień, powinien uwzględniać proces zakupowy systemów wsparcia (SIWZ, proces zakupowy, procesy odwoławcze KIO, a następnie wdrożenia zmian w IT) oraz przygotowania organizacji OSD do nowych zadań.</p>	<p><i>interpunkcyjnych i formatowania</i></p>	<p>w szczególności praca sieci dystrybucyjnej ma podstawowe znaczenie dla bezpieczeństwa pracy KSE w okresach dużej generacji źródeł OZE. Środkiem do zapewnienia tego bezpieczeństwa są m. in. usługi elastyczności pozyskiwane i aktywowane przez OSD do zarządzania ograniczeniami w sieci dystrybucyjnej. Biorąc pod uwagę dynamiczny rozwój źródeł OZE, nie można opóźnić proponowanego rozwiązania ani określić bezpiecznego progu mocowego, poniżej którego nie byłaby konieczna koordynacja przez OSP zarządzania ograniczeniami sieciowymi przez OSD.</p> <p>Dodatkowe wyjaśnienia – patrz odpowiedź na uwagę nr O5 i K7.</p>
K32	10.5. 20.	<p>Wymagania zawarte w nowym pkt. 10.5 wymagają dostosowania systemów i organizacji OSD, dlatego zaproponowany termin wejścia w życie postanowień, powinien uwzględniać proces zakupowy systemów wsparcia (SIWZ, proces zakupowy, procesy odwoławcze KIO, a następnie wdrożenia zmian w IT) oraz przygotowania organizacji OSD do nowych zadań.</p>	PGE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zaproponowany termin wejścia w życie wymagań zawartych w pkt. 10.5. to 1 czerwca 2028 r. Jest to wystarczający okres na przygotowanie odpowiednich narzędzi informatycznych. Problemy z budową narzędzi i zmianami organizacyjnymi zgłoszone w uwadze również dotyczą OSP.</p>

				<u>Dodatkowe wyjaśnienia</u> – patrz odpowiedź na uwagę nr K7.
K33	11.4.2.5.	<p><u>Zmiana zapisu</u></p> <p>Polecenie redysponowania, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, określa co najmniej:</p> <p>(1) numer kolejnego polecenia, oznaczenie okresu redysponowania nierynkowego w zakresie doby oraz numeru okresu w dobie, przy czym polecenie redysponowania jest wydawane dla okresów w zakresie doby obejmujących obejmujące poszczególne określone godziny doby ORN;</p> <p>(2) maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy wprowadzanej do sieci operatora systemu albo pobieranej z sieci operatora systemu przez poszczególne redysponowane zasoby lub grupę redysponowanych zasobów w okresie redysponowania nierynkowego.</p> <ul style="list-style-type: none"> - maksymalną dopuszczalną wielkość mocy czynnej wprowadzanej do sieci operatora systemu lub - maksymalną dopuszczalną wielkość mocy czynnej pobieranej z sieci operatora systemu lub - minimalną dopuszczalną wielkość mocy czynnej pobieranej z sieci operatora systemu <p>przez poszczególne redysponowane zasoby lub grupę redysponowanych zasobów w okresie redysponowania nierynkowego</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Proponujemy zmianę redakcji w celu poprawy czytelności tekstu. Ponadto dla poboru nie ma możliwości ustalenia minimum i maksimum w sposób automatyczny poprzez</p>	ENERGA STOEN PTPiREE PGE TAURON	<p><u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u> (w zakresie poprawy czytelności punktu)</p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zaproponowane zmiany są nie do przyjęcia, ponieważ polecenie redysponowania na potrzeby równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, powinno określać co najmniej oznaczenie doby oraz okresu w dobie, w których redysponowanie nierynkowe ma być realizowane. Przedmiotowe informacje są niezbędne, aby podmiot do którego polecenie zostanie skierowane wiedział w jakim okresie czasu ma dokonać redysponowania.</p> <p>W przypadku pkt (2) autorzy zmiany redakcyjnej proponowanej w celu poprawy czytelności tekstu nie uwzględnili wszystkich możliwych przypadków, które obejmują przedmiot konsultowanego postanowienia, tj. pominieli minimalną wymaganą wielkość mocy wprowadzanej do sieci operatora systemu. Należy wyjaśnić, że pkt (2) obejmuje:</p> <ul style="list-style-type: none"> - maksymalną dopuszczalną wielkość mocy wprowadzanej do sieci operatora systemu, lub - minimalną wymaganą wielkość mocy wprowadzanej do sieci operatora systemu, <p>albo</p> <ul style="list-style-type: none"> - maksymalną dopuszczalną wielkość mocy pobieranej z sieci operatora systemu, lub - minimalną wymaganą wielkość mocy pobieranej z sieci operatora systemu. <p>W związku z wyjaśnieniem, w celu poprawy czytelności, a bez konieczności nadmiarowego rozbudowywania postanowień IRIESP, w pkt 11.4.2.5. wprowadza się drobne zmiany redakcyjne i pkt (2) otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>(2) maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy, wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci operatora systemu przez poszczególne redysponowane zasoby lub grupę redysponowanych zasobów w okresie redysponowania nierynkowego.</i></p>

		systemy SCADA. W związku z powyższym konieczne jest przekazanie polecenia w sposób indywidualny do MWE (telefon, email) co nie daje możliwości w trybie OREB.		<p>Analogicznie w pkt 11.4.2. 2. (1) pkt (a) otrzymuje brzmienie:</p> <p>(a) <i>płynny, określając maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy, wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób (wyrażoną MW z dokładnością do trzech miejsc po przecinku),</i></p> <p>Analogicznie w pkt 11.4.2. 9. pkt (2) otrzymuje brzmienie:</p> <p>(2) <i>maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy, wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób.</i></p> <p>Analogicznie w pkt 11.4.7. 1. (3) pkt (f) otrzymuje brzmienie:</p> <p>(f) <i>proponowane maksymalne dopuszczalne lub minimalne wymagane wartości mocy, wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób, do których redysponowane zasoby mogą podlegać redysponowaniu nierynkowemu w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.</i></p> <p>Analogicznie w pkt 11.4.10. 1. pkt (2) otrzymuje brzmienie:</p> <p>(2) <i>maksymalnej dopuszczalnej lub minimalnej wymaganej wielkości mocy, wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób, albo ograniczenia generacji mocy czynnej wytwarzanej przez zasoby wytwarzające energię elektryczną również na własne potrzeby i niewprowadzanej do sieci elektroenergetycznej.</i></p>
K34	11.4.2. 6.	<p>Polecenie redysponowania, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, OSP wydaje:</p> <p>(1) w sposób indywidualny - dla redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej PZ ≥ 200 kW;</p> <p>(2) w sposób zagregowany - dla redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej w przedziale $40 < PZ <= 50$ kW</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE TAURON PGE*</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr O6.</p> <p>Zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne (art. 9c ust. 7c) dobór MWE do redysponowania nierynkowego powinien odbywać się zgodnie z kryterium minimalizacji prognozowanego kosztu zmniejszenia wytwarzania.</p>

		<p>50 200 kW, w ramach poszczególnych grup mocowych, o których mowa w pkt 11.4.3. 2.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Plany pracy przekazywane są indywidualnie dla typów D, C i B w związku z tym określenie wielkości generowanej i planowanej do redysponowania dla typu A jest niespójne co do zasad przyjętych w TCM.</p> <p>Wolumen wielkości redysponowanych jednostek w przedziale $10 \text{ kW} < P_Z < 50 \text{ kW}$ nie podlega redysponowaniu zgodnie z ustawy Prawo energetyczne art. 9c ust. 7c, a ponadto stanowi niewielką możliwość redysponowania dla obecnie wskazanych obszarów w OSD.</p> <p>Ponadto uzasadnienie jak do uwagi ogólnej nr 4 dotyczącej zasad redysponowania nierynkowego. (wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr O6).</p>	<p><i>interpunkcyjnych i formatowania</i></p>	<p>Celem wypełnienia powyższego wymagania ustawowego, w szczególności w zakresie minimalizacji prognozowanego kosztu zmniejszenia wytwarzania, niezbędne jest, aby dobór MWE na potrzeby redysponowania nierynkowego ze względów bilansowych odbywał się w sposób indywidualny na podstawie rankingu kosztowego, a co za tym idzie polecenia redysponowania powinny być wydawane również w trybie indywidualnym. Biorąc powyższe pod uwagę, określenie szczegółowych rozwiązań w IRiESP dla indywidualnego doboru do redysponowania nierynkowego MWE o mocy zainstalowanej $P_Z > 50 \text{ kW}$ (a nie o mocy zainstalowanej $P_Z \geq 200 \text{ kW}$), tj. indywidualnego sterowania tymi MWE, jest jedynie wypełnieniem obowiązków wynikających z obowiązujących przepisów ustawy Prawo energetyczne.</p> <p>Dodatkowo w związku z tym, że sumaryczna moc zainstalowana (P_Z) MWE o mocy poniżej 200 kW wynosi już ponad 13,5 GW i ciągle się zwiększa, a za istotną część tego wolumenu odpowiadają MWE o mocy zainstalowanej z przedziału $10 \text{ kW} \leq P_Z \leq 50 \text{ kW}$, OSP nie może pozwolić na nieuwzględnienie tych MWE w procesie redysponowania nierynkowego. Nieuwzględnienie tej grupy mocowej w redysponowaniu nierynkowym mogłoby się wiązać z tym, że OSP po wyczerpaniu wszystkich zasobów o mocy powyżej 50 kW, w ramach redysponowania nierynkowego mógłby nie być zdolny do zbilansowania KSE. Powyższe wiązałoby się z ryzykiem utraty stabilności systemu elektroenergetycznego. Utrata stabilności może prowadzić do awarii polegającej na utracie zdolności systemu do zasilania odbiorców na dużym obszarze lub nawet w całym KSE.</p> <p>Jednocześnie zwracamy uwagę, że nawet MWE typu A (w tym o mocy zainstalowanej z przedziału $10 \text{ kW} \leq P_Z < 200 \text{ kW}$), zgodnie z wymaganiami rozporządzenia 2016/631 (NC RfG) powinny być zdolne do zaprzestania generacji mocy czynnej w ciągu pięciu sekund od przyjęcia polecenia w porcie wejściowym, a właściwy operator systemu ma prawo określić wymogi dla urządzeń w celu zapewnienia zdalnego sterowania obiektem (art. 13 ust. 6 przywołanego rozporządzenia).</p>
K35	11.4.2. 7.	<p><u>Zmiana zapisu</u></p> <p>Polecenie redysponowania, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię,</p>	ENERGA STOEN PTPiREE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p>

		<p>wydawane za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp, o którym mowa w pkt 1. (2), OSDp otrzymują od OSP nie później niż 40 75 minut przed danym okresem redysponowania, tj. danym ORN.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Wskazujemy, że okresy wyprzedzenia wprowadzenia redysponowania nierynkowego nie są realne do wprowadzenia w większości redysponowanych zasobów bez wcześniejszego przygotowania i wdrożenia narzędzi wspomagających redysponowanie oraz uzupełnienia zasobów kadrowych po stronie OSD. Wdrożenie narzędzi po stronie OSD wymaga wcześniejszego przedstawienia przez OSP sposobu przekazywania poleceń i ewentualnych stosowanych przez OSP rozwiązań technicznych w celu umożliwienia współpracy przez systemy OSD.</p> <p>Podane czasy przekazania poleceń redysponowania od OSP są mało prawdopodobne do dotrzymania jeżeli mamy na myśli skuteczne działanie ze strony OSD. OSD nie są przygotowani do działania grupowego zarówno pod kątem formalnym (przekazanie polecenia) jak i technicznie poprzez samodzielne działanie.</p> <p>Okres 75 minut wynika z ustaleń pomiędzy Operatorami na podstawie uzgodnień operacyjnych służb ruchowych OSD zrzeszonych w PTPiREE i OSP.</p> <p>OSDp zrzeszeni w PTPiREE nigdy nie wyrazili zgody na krótsze czasy, z uwagi na brak możliwości technicznych.</p>	<p>PGE TAURON ENEA</p>	<p>Rozwiązanie zakłada dwustopniowe ograniczanie redysponowanych zasobów ze względu na warunki bilansowe KSE:</p> <p>a) przez uczestników rynku, w odpowiedzi na ceny energii elektrycznej (redukcja rynkowa),</p> <p>b) przez OSP w ramach redysponowania nierynkowego w zakresie uzupełniającym redukcję rynkową z pkt a).</p> <p>Redukcja rynkowa realizowana przez uczestników rynku, w odpowiedzi na ceny energii elektrycznej, powinna zakończyć się przed zamknięciem bramki na przekazanie umowy sprzedaży energii elektrycznej (USE) do OSP w ramach Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego (RBB) dla danego ORN. Zwracamy jednocześnie uwagę, że zaproponowane rozwiązanie określone w pkt 11.4.4.1. 5. (2) KA nr 2, przewiduje możliwość przekazywania planów pracy do OSP przez podmioty posiadające redysponowane zasoby najpóźniej na 20 minut przed ORN, którego dotyczą te plany. W związku z powyższym, żeby wypełnić podstawowe założenia przedmiotowego rozwiązania niezbędne jest, żeby po jego wdrożeniu, tj. od 1 stycznia 2027 r. polecenia redysponowania były realizowane zgodnie z wymaganiami określonymi w KA nr 2, w szczególności z pkt 11.4.2. 5. oraz 11.4.2. 7. W przeciwnym razie mechanizm ograniczania redysponowanych zasobów w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię nie będzie mógł uwzględnić ograniczania w pierwszej kolejności uczestników rynku w odpowiedzi na ceny energii elektrycznej (redukcja rynkowa). Doprowadziłoby to do tego, że podmioty posiadające redysponowane zasoby same by się nie ograniczały ze względu na ujemne ceny energii elektrycznej i tym samym redysponowanie byłoby jednostopniowe, którego koszty zawsze poniósłby OSP. Konsekwencją takiego podejścia byłyby wyższe koszty z tytułu redysponowania nierynkowego, które zostałyby przeniesione na odbiorcę końcowego. Zatem w celu uniknięcia wyższych kosztów OSDp powinni rozwijać swoje zdolności techniczne w zakresie realizacji poleceń redysponowania.</p>
K36	11.4.2.8.	<p><u>Zmiana zapisu</u></p> <p>W okresie, dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat związany z koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej e</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr O6 i O12.</p>

		<p>wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może nie stosować postanowień pkt 7., jeżeli jest to podyktowane brakiem pewności odnośnie do skuteczności ograniczenia wprowadzania mocy do sieci operatora systemu przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie.</p> <p>Uwaga:</p> <p>Należy doprecyzować jak należy rozumieć „podanie do publicznej wiadomości komunikatu”, np. komunikat w radio, email, sms RCB.</p> <p>Zmiana zapisu zgodnie z brzmieniem ustawy Prawo energetyczne art. 9c ust 7a.</p>	<p>PGE TAURON ENEA</p>	<p>Zgodnie z pkt 11.7.1. 6. obowiązującej IRiESP - Korzystanie, OSP podaje do publicznej wiadomości komunikaty o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach. Komunikaty te OSP publikuje na stronie internetowej OSP. Jednocześnie na bieżąco prowadzona jest także wymiana informacji pomiędzy służbami dyspozytorskimi OSP a służbami dyspozytorskimi i służbami ruchowymi użytkowników systemu.</p> <p>Powyższe wskazuje na poprawność postanowienia pkt 11.4.2. 8. KA nr 2 w kwestii określenia przedmiotowego komunikatu oraz na brak konieczności doprecyzowania tego punktu w kwestii sposobu podawania tego komunikatu do publicznej wiadomości.</p>
K37	11.4.2. 9. (1)	<p>Prosimy o doprecyzowanie „ciągłego podokresu doby” z uwagi na brak takiej definicji, co może stanowić niezrozumienie w zakresie interpretacji poleceń.</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE PGE TAURON ENEA</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>W pkt 11.4.2. 9. pkt (1) otrzymuje brzmienie: <i>(1) <u>okres redysponowania, w formie ciągłego podokresu doby, tj. okresu, który stanowi pojedynczy niepodzielny okres czasu w danej dobie, oraz</u></i></p>
K38	11.4.2. 9. (2)	<p>Należy zmienić redakcję, zgodnie z uwagą <u>szczegółową nr 18</u> do pkt. 11.4.2. 5 (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr K33</i>).</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA PGE*</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K33.</p>

K39	<p>11.4.2 (10)</p> <p>Właściwy punkt: 11.4.2.10.</p>	<p>„Polecenie redysponowania, o którym mowa w pkt 1. (2), wydane w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, wykonywane jest niezwłocznie, ale w czasie nie dłuższym niż 10 minut, chyba, że służby dyspozytorskie OSP, wydające polecenie redysponowania, określą inny czas wykonania tego polecenia.”</p> <p>Poinformowanie Wytwórcy o zmianie mocy czynnej 10 min przed tą zmianą jest wymaganiem bardziej restrykcyjnym niż FAT dla rezerwy mFRR. Mając na uwadze strukturę usług bilansujących (RR jako produkt nie został uwzględniony w związku z zamknięciem projektu TERRE oraz planowanym przejściem zamknięcia bramek Rynku dnia bieżącego na 30 minut przed wystąpieniem OREB) oraz naturę redysponowania nierynkowego rozumianą jako środek zaradczy, kiedy dostępne dla OSP usługi bilansujące nie są wystarczające do zbilansowania KSE proponujemy powiadamianie Wytwórców o redysponowaniu nierynkowym z co najmniej 25 min wyprzedzeniem</p>	FLEX RE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K35.</p> <p>Zwracamy jednocześnie uwagę, że dla prowadzenia handlu energią elektryczną, od 1 stycznia 2029 r. ma być wdrożona bramka czasowa, która zapewni możliwość handlu energią elektryczną do 30 minut przed jej dostawą. Powyższe oznacza, że proces zbilansowania KSE oraz zarządzania ograniczeniami sieciowymi musi zostać zrealizowany w bardzo krótkim czasie po zamknięciu wyżej przytoczonej bramki. Biorąc powyższe pod uwagę oraz potrzeby wynikające z procesu zarządzania ograniczeniami sieciowymi, realizacja poleceń na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej jest wymagana zgodnie z czasem zaproponowanym w KA nr 2. Informujemy, że wymogi dotyczące zmiany punktów pracy MWE na Rynku Bilansującym określają, że zmiana punktu pracy ma się rozpocząć najpóźniej po 2,5 minutach od otrzymania polecenia. W związku z powyższym jest to wymaganie bardziej restrykcyjne niż wymaganie określone w pkt 11.4.2. 10 KA nr 2.</p>
K40	<p>11.4.2.10.</p>	<p><u>Zmiana zapisu</u></p> <p>Polecenie redysponowania, o którym mowa w pkt 1. (2), wydane w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, wykonywane jest niezwłocznie, ale w czasie nie dłuższym niż 10 minut, chyba, że służby dyspozytorskie OSP, wydające polecenie redysponowania, określą inny czas wykonania tego polecenia.</p> <p><u>Uwaga:</u></p> <p>Czas nie dłuższy niż 10 minut może być niewykonalny ze względów technicznych i organizacyjnych, w tym z uwagi na konieczność przekazania polecenia do właściwych służb (w tym służb innych podmiotów). Pozostawienie zapisu w</p>	ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K39.</p>

		obecnym brzmieniu może skutkować konsekwencjami dla OSD, w przypadku niewykonania polecenia.		
K41	11.4.3.	Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne art. 9c w obecnym brzmieniu dotyczy jedynie redysponowania PV i FW. Dlatego uwzględnienie BG na potrzeby redysponowania jest nieuprawnione.	ENERGA STOEN PTPiREE PGE TAURON ENEA	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Przepis art. 7 ust. 2f pkt 2 w zw. z ust. 2e ustawy Prawo energetyczne wprost przewiduje możliwość redysponowania MWE typu BG. Postanowienia umowy o przyłączenie takiej jednostki zawierają postanowienia uprawniające przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub wprowadzania ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, zgodnie z warunkami określonymi w IRIESP. Umowa o przyłączenie takiego MWE zawiera szczegółowe zasady stosowania ograniczeń mocy wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej, w szczególności określają okresy doby w poszczególnych miesiącach roku, w których ograniczenia mogą zostać wprowadzone oraz nie może ograniczyć możliwości tej instalacji do wprowadzania energii elektrycznej do sieci z gwarantowaną mocą przyłączeniową przez co najmniej 12 godzin w ciągu doby bez wypłaty rekompensaty finansowej z tytułu redysponowania nierynkowego, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.</p> <p>Zgodnie z art. 9c ust. 7i ustawy Prawo energetyczne, do zasad wydawania poleceń wyłączenia MWE typu BG oraz do zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę instalację, obliczania i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, żądania wypłaty, a także jej rozliczenia przez operatora systemu stosuje się odpowiednio przepisy art. 9c ust. 7a - 7f i 7j - 7m tej ustawy.</p>
K42	11.4.3. 2.	Wykreślenie punktu w całości <u>Uzasadnienie:</u>	ENERGA STOEN PTPiREE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K34.</p>

		Wolumen wielkości redysponowanych jednostek w przedziale $10 \text{ kW} < PZ < 50 \text{ kW}$ nie podlega redysponowaniu zgodnie z ustawy Prawo energetyczne art. 9c ust. 7c, a ponadto stanowi niewielką możliwość redysponowania dla obecnie wskazanych obszarów w OSD.	PGE TAURON ENEA	
K43	11.4.3.8.	<u>Zmiana zapisu</u> Właściwy Operator systemu przesyłowego opracowuje ranking kosztowy w dobie d-1, tj. poprzedzającej dobę, w której planowane jest redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, który obowiązuje w dobie d. <u>Uzasadnienie:</u> Z uwagi na wykreślenie pkt. 11.4.3. 2, właściwym, jedynym operatorem jest OSP.	ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Zasadne jest pozostawienie treści pkt 11.4.3. 8. bez proponowanych w uwadze zmian, w związku z odpowiedzią OSP na uwagę nr K34 i pozostawieniem pkt 11.4.3. 2.
K44	11.4.4.1.2.	<u>Zmiana zapisu</u> Plany pracy, o których mowa w pkt 1., są przekazywane: (1) dla MWE w formie: (a) indywidualnej, wraz z określeniem podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) tego zasobu , dla każdego MWE typu FW, PV lub BG o mocy zainstalowanej $PZ \geq 200 \text{ kW}$, (b) zagregowanej dla MWE o mocy zainstalowanej w przedziale $50 \text{ kW} < PZ < 200 \text{ kW}$, (c) zagregowanej dla MWE o mocy zainstalowanej w przedziale $10 \text{ kW} < PZ \leq 50 \text{ kW}$, (d) zagregowanej dla MWE o mocy zainstalowanej w przedziale $0,8 \text{ kW} \leq PZ \leq 10 \text{ kW}$;	ENERGA STOEN PTPIREE TAURON ENEA PGE* <small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr K41 w zakresie BG (zgodnie z rozumieniem tego skrótu, wskazanym w pkt 2.1. IRiESP - Wprowadzenie). W związku z tym, że OSP zamierza realizować proces bilansowania KSE na podstawie planów pracy MWE i MEE, ważne jest, żeby OSP realizował przedmiotowy proces posiadając plany pracy MWE oraz MEE z możliwie największego wolumenu mocy zainstalowanej MWE oraz MEE, w tym również dla redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej (P_z) z przedziału $0,8 \text{ kW} \leq P_z < 200 \text{ kW}$. Biorąc powyższe pod uwagę, w przedmiotowym punkcie nie mogą być usunięte postanowienia odnośnie do planów pracy dla redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej (P_z) z przedziału $0,8 \text{ kW} \leq P_z < 200 \text{ kW}$, w szczególności, że moc zainstalowana MWE typu A (o mocy zainstalowanej nie większej niż 200 kW) przyłączonych do KSE przekracza już $13,5 \text{ GW}$ i ciągle się zwiększa.

		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uwzględnienie BG na potrzeby redysponowania jest nieuprawnione.</p> <p>Zgodnie z zasadami opisanymi w TCM, przypisanie POB do zasobu, nie jest określone w zakresie wymiany danych.</p> <p>Zgodnie z zasadami opisanymi w TCM dla modułów poniżej 200kW nie są opracowywane dane planistyczne (plany pracy).</p> <p>W odniesieniu do usunięcia obowiązku przekazywania przez OSD informacji o POB danego zasobu, należy mieć na uwadze, że zgodnie z propozycją OSP (określoną w pkt. 11.4.1. 5.), cały punkt 11.4.4.1. ma wejść w życie od dnia 1 stycznia 2027 r., a więc po przystąpieniu do CSIRE wszystkich użytkowników rynku, w tym tzw. „dużych” OSDp. Oznacza to, że OSP informacje o tym jaki podmiot odpowiedzialny za bilansowanie został ustanowiony przez MWE posiada w swoich systemach informatycznych. Co więcej, to OSP w ramach procesów rynku energii realizowanych w CSIRE będzie przeprowadzało w CSIRE proces zmiany lub ustanowienia POB przez MEE. Z drugiej strony OSP nie bierze pod uwagę, że zgodnie z zaproponowanymi przez OSP mechanizmami i zasadami, w CSIRE będą występować również MWE, dla których nie będzie ustanawiany POB – wówczas dla takiego MWE będzie wskazywany jedynie sprzedawca energii elektrycznej.</p> <p>Mając na uwadze powyższe, całkowicie niezasadne jest pozyskiwanie przez OSP informacji o POB od OSDp.</p>		<p>Informacja odnośnie do przypisania MWE lub MEE do właściwego POB jest niezbędna na potrzeby wdrożenia zmian w zakresie fizycznego znoszenia skutków redysponowania nierynkowego. Przedmiotowa zmiana spowoduje przeniesienie odpowiedzialności za bilansowanie MWE lub MEE na POB i w konsekwencji może doprowadzić do ograniczenia stosowania przez OSP redysponowania nierynkowego ze względów bilansowych.</p> <p>Dodatkowo, w zakresie POB, patrz odpowiedź na uwagę nr K45.</p>
K45	11.4.4.1. 2. (2)	<p>Proponujemy zmianę podpunktu i przyjęcie następującej jego treści: „dla MEE w formie indywidualnej dla każdego MEE przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, o</p>	ENERGA STOEN PTPiREE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p>

		<p>mocy zainstalowanej $P_z > 50$ kW i objętego redysponowaniem nierynkowym.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Zgodnie z propozycją OSP (określoną w pkt. 11.4.1. 5.), cały punkt 11.4.4.1. ma wejść w życie od dnia 1 stycznia 2027 r., a więc po przystąpieniu do CSIRE wszystkich użytkowników rynku, w tym tzw. „dużych” OSDp. Oznacza to, że OSP informacje o tym jaki podmiot odpowiedzialny za bilansowanie został ustanowiony przez MEE posiada w swoich systemach informatycznych. Co więcej, to OSP w ramach procesów rynku energii realizowanych w CSIRE będzie przeprowadzało w CSIRE proces zmiany lub ustanowienia POB przez MEE.</p> <p>Mając na uwadze powyższe, całkowicie niezasadne jest pozyskiwanie przez OSP informacji o POB od OSDp.</p> <p>Dodatkowo zgodnie z zasadami opisanymi w TCM, przypisanie POB do zasobu, nie jest określone w zakresie wymiany danych.</p>	TAURON ENEA	<p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K44.</p> <p>Informacja odnośnie do przypisania właściwego POB do zasobu lub zagregowanej grupy zasobów jest niezbędna dla obsłużenia procesu redysponowania nierynkowego, w tym do rozliczania i weryfikacji rozliczenia redysponowania nierynkowego. Przedmiotowy zapis pkt 11.4.4.1. 2. (2) nie określa jaką drogą OSD prześle niezbędne informacje, a jedynie wskazuje na obowiązek ich przekazania. Obsługa procesów związanych z redysponowaniem nierynkowym nie może być uzależniona od harmonogramu realizowanego projektu CSIRE. Informujemy, że w przypadku gdy pojawią się zarówno możliwości techniczne jak i formalnoprawne pozyskiwania przedmiotowych danych z CSIRE, OSP z takich możliwości skorzysta.</p>
K46	11.4.4.1. 2. (2)	<p><u>Zmiana zapisu</u></p> <p>dla MEE w formie indywidualnej, wraz z określeniem podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) tego zasobu, dla każdego MEE przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, o mocy zainstalowanej $P_z > 50$ kW i objętego redysponowaniem nierynkowym. Informację o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie (POB), OSDp przekazuje OSP na bieżąco i aktualizuje niezwłocznie po każdej zmianie dla każdego MEE.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Zgodnie z zasadami opisanymi w TCM, przypisanie POB do zasobu, nie jest określone w zakresie wymiany danych.</p>	PGE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr K44 i K45.</p>
K47	11.4.4.1. 4.	Wykreślenie punktu w całości	ENERGA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>

		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zgodnie z zasadami opisanymi w TCM dla modułów poniżej 200kW nie są opracowywane dane planistyczne (plany pracy).</p> <p>Ponadto w zakresie przekazywania przez OSD informacji o POB danego zasobu uzasadnienie jak do uwag szczegółowych nr 27 i nr 28. (wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr K44 i K45)</p>	<p>STOEN PTPIREE TAURON ENEA PGE*</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K44 i K45.</p>
K48	11.4.4. 1. 7. (1) i (2)	<p>Wykreślenie ppunktu (1) i (2)</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Ppkt. (1). W zakresie danych planistycznych nie są przekazywane polecenia ruchowe.</p> <p>Ppkt (2) Plany pracy nie przewidują przekazywania informacji o generacji minimalnej. Systemy nadzoru ruchowego nie zapewniają technicznych możliwości określenia minimalnego poziomu generacji. Obecnie brak określonych zasad dla MEE, w związku z tym nieuprawnione jest wprowadzenie zasad w tej karcie aktualizacji.</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Plany pracy MWE oraz MEE powinny zawierać również informacje o poleceniach ruchowych OSD, niezależnie od tego czy jest to polecenie określające wartość maksymalnej dopuszczalnej czy minimalnej wymaganej mocy do wprowadzenia do sieci. Wydawanie poleceń w zakresie minimalnej wymaganej mocy do wprowadzenia do sieci może wynikać zarówno z potrzeby zbilansowania KSE jak i na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi. W związku z powyższym, wymóg przekazania informacji dotyczącej minimalnej wymaganej mocy redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów jest niezbędny na potrzeby obsłużenia procesu bezpiecznego prowadzenia ruchu KSE. Kompletne i poprawne informacje w zakresie planów pracy MWE lub MEE mają podstawowe znaczenie dla utrzymywania bezpiecznej pracy KSE, w szczególności dla zapewniania ciągłych dostaw energii elektrycznej do krajowych odbiorców oraz niezakłóconej pracy źródeł wytwórczych. Natomiast niekompletne lub niepoprawne informacje o planowanej pracy MWE lub MEE mogą prowadzić do znaczących nieprawidłowości w planowaniu pracy oraz funkcjonowaniu KSE, skutkujących naruszeniem warunków bezpiecznej pracy KSE, w tym w zakresie bezpiecznego planowania redysponowania nierynkowego. Polecenia ruchowe OSD wpływają na bilans KSE oraz na pracę sieci zamkniętej, tym samym wpływają na bezpieczeństwo pracy KSE. Celem odpowiedniego zarządzania ryzykiem przez OSP, związanym z wprowadzanymi przez OSD poleceniami ruchowymi dla MWE lub MEE, OSP musi mieć pełną informację o wydawanych</p>

				przez OSD poleceniach ruchowych. Ponadto informacje o poleceniach ruchowych OSD służą do weryfikacji poprawności przekazanych planów pracy.
K49	11.4.4.1. 7. (3)	<p><u>Zmiana zapisu</u></p> <p>maksymalną dopuszczalną moc redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów, która może być wprowadzana do sieci dystrybucyjnej albo pobierana z sieci dystrybucyjnej, uwzględniając ograniczenia sieciowe OSD.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Plany pracy są opracowywane indywidualnie dla jednostek typu B, C i D. Obecnie brak określonych zasad dla MEE, w związku z tym nieuprawnione jest wprowadzenie zasad w tej karcie aktualizacji.</p> <p>Zapis dotyczy planów jednostek wytwórczych, dlatego plany poboru z sieci dystrybucyjnej nie są prawidłowe.</p>	ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K48 w zakresie planów pracy MEE.</p> <p>Jednocześnie przypominamy, że wdrożenie obowiązku pozyskiwania planów pracy dla MEE będzie miało miejsce dopiero od 1 stycznia 2027 r., wraz z wejściem w życie przedmiotowego pkt 11.4.4.1. Biorąc powyższe pod uwagę, na wypracowanie i wdrożenie stosownych rozwiązań z tym związanych jest jeszcze czas.</p>
K50	11.4.4.2. 1. (3)	<p><u>Zmiana zapisu</u></p> <p>obowiązek/Obowiązek wyposażenia MWE w układy, o których mowa w art. 9c ust. 7f ustawy Prawo energetyczne, lub ich posiadania przez MWE. MWE – MWE MWE mające obowiązek wyposażenia w takie układy lub wyposażone w takie układy podlegają redysponowaniu nierynkowemu w pierwszej kolejności. MWE nie objęte tym obowiązkiem oraz niewyposażone w powyższe układy mogą podlegać redysponowaniu nierynkowemu w okresie dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu związanym z koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Błąd edycyjny (w zakresie MWE. MWE – MWE MWE).</p>	ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA*	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u> (w zakresie zmiany dot. zagrożenia bezpieczeństwa dostaw)</p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr O6, O12 oraz K36 w zakresie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw.</p> <p><u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u> (w zakresie redakcji punktu)</p> <p>W pkt 11.4.4.2. 1. pkt (1) - (3) otrzymują brzmienie:</p> <p>(1) <i>prawo MWE w zakresie podlegania priorytetowemu dysponowaniu zgodnie z art. 12 ust. 2 oraz ust. 6 rozporządzenia 2019/943 w ramach poszczególnych grup mocowych określonych w art. 9c ust. 7c pkt 1 oraz art. 7 ust. 8^{d10} ustawy Prawo energetyczne;</i></p>

*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania

		Zmiana zapisu zgodnie z brzmieniem ustawy Prawo energetyczne art. 9c ust. 7c.		<p><i>MWE nieposiadające tego prawa podlegają redysponowaniu nierynkowemu w pierwszej kolejności, natomiast MWE posiadające to prawo w drugiej kolejności.</i></p> <p>(2) koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego MWE, określony w pkt 11.4.3. 4. zgodnie z podziałem mocy zainstalowanych MWE określonych w art. 9c ust. 7c pkt 1 oraz art. 7 ust 8^{d10} ustawy Prawo energetyczne, przy uwzględnieniu prawa MWE do priorytetowego dysponowania zgodnie z art. 12 ust. 2 oraz ust. 6 rozporządzenia 2019/943;</p> <p><i>MWE z niższym kosztem jednostkowym redysponowania nierynkowego podlegają redysponowaniu nierynkowemu przed MWE z wyższym kosztem, zgodnie z rankingiem kosztowym MWE, o którym mowa w pkt 11.4.3.</i></p> <p>(3) obowiązek wyposażenia MWE w układy, o których mowa w art. 9c ust. 7f ustawy Prawo energetyczne, lub ich posiadania przez MWE;</p> <p><i>MWE mające obowiązek wyposażenia w takie układy lub wyposażone w takie układy podlegają redysponowaniu nierynkowemu w pierwszej kolejności.</i></p> <p><i>MWE nie objęte tym obowiązkiem oraz nie wyposażone w powyższe układy mogą podlegać redysponowaniu nierynkowemu w okresie dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.</i></p>
K51	11.4.4. 2. 2.	<p>Zmiana zapisu</p> <p>Dobór MWE do redysponowania nierynkowego na podstawie kryteriów określonych w pkt 1. jest dokonywany w ramach następujących grup mocowych, tworzonych ze względu na moc zainstalowaną MWE, w kolejności od grupy (1) do grupy (4):</p> <p>(1) $PZ \geq 400$ kW;</p> <p>(2) $200 \text{ kW} \leq PZ < 400$ kW;</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE PGE TAURON ENEA*</p> <p><small>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K34.</p>

		<p>(3) 50 kW < PZ < 200 kW;</p> <p>(4) 10 kW < PZ ≤ 50 kW.</p> <p>Dobór MWE w ramach grup mocowych (1) - (3) jest dokonywany przez OSP, a w ramach grupy mocowej (4) jest dokonywany przez OSDp w odniesieniu do redysponowanego zasobu przyłączonego do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn na zasadach określonych w IRiESP oraz IRiESD.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Zmiana zapisu zgodnie z brzmieniem ustawy Prawo energetyczne art. 9c ust. 7c.</p>	interpunkcyjnych i formatowania	
K52	11.4.4.2. (3)	<p>„OSP w procesie doboru MWE do redysponowania nierynkowego, kierując się względami zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej może uwzględniać uwarunkowania mające wpływ na skuteczność oraz trafność redysponowania nierynkowego:</p> <p>(3) czas przekazywania polecenia przez OSDp lub realizacji polecenia przez podmioty posiadające MWE;”</p> <p>Powyższy element jest krzywdzący dla podmiotów reagujących sprawnie na polecenia operatora, zwiększa to prawdopodobieństwo do bycia redysponowanym. Proponujemy usunięcie tego punktu.</p>	FLEX RE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>OSP przy doborze MWE do redysponowania nierynkowego będzie postępował zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.4.4.2., przy czym w wyjątkowych przypadkach, gdy skuteczność realizacji poleceń redysponowania przez redysponowane zasoby może zagrażać bezpieczeństwu pracy sieci elektroenergetycznej, o czym mowa w pkt 5. i 6., może odstąpić od zasad i kryteriów doboru MWE określonych w pkt 11.4.4.2.</p> <p>Zwracamy jednocześnie uwagę, że niestosowanie się do poleceń redysponowania przez redysponowane zasoby będzie traktowane, jako naruszenie dyscypliny ruchowej i będzie skutkowało nałożeniem kary finansowej. Szczegółowe zasady rozliczeń z tytułu niewykonania poleceń redysponowania są określone w Załączniku nr K2 do IRiESP.</p>
K53	11.4.4.2. 4.	<p>W procesie doboru MWE do redysponowania nierynkowego, które jest realizowane w okresie bez ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, wyklucza się te MWE, które równocześnie:</p>	ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W pierwszej części zapisu pkt 11.4.4.2. 4. jest informacja o tym, które MWE wyklucza się przy doborze dla okresu bez ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, a w drugiej części zapisu jest</p>

		<p>(1) nie mają obowiązku być wyposażone odpowiednio w układy regulacji mocy czynnej zapewniającej zdolność do płynnej redukcji wytwarzanej mocy czynnej lub układy umożliwiające zaprzestanie generacji mocy czynnej lub zapewniające zdolność do płynnej redukcji wytwarzanej mocy czynnej, o których mowa w art. 9c ust. 7f ustawy Prawo energetyczne; oraz</p> <p>(2) nie są wyposażone w takie układy.</p> <p>Takie MWE mogą podlegać redysponowaniu nierynkowemu w okresie, dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zapis całego punktu 11.4.4.2., zgodnie z jego tytułem, dotyczy równoważenia dostaw, dlatego nie należy wprowadzać zbędnych zapisów zaburzających cel zapisu.</p> <p>Zbędny zapis w zakresie tytułu tego punktu. Korzystanie z tych źródeł jest ujęte w sytuacji opisanej w punkcie 11.4.5.</p>	ENEA	informacja uzupełniająca, w jakim okresie takie MWE mogą być dobierane i podlegać redysponowaniu. W związku z tym, że nie dla wszystkich uczestników rynku może być to oczywiste dla jakiego okresu takie MWE mogą być dobierane do redysponowania, dlatego proponujemy pozostawić zapis w kształcie określonym w KA nr 2.
K54	11.4.4.2. 5.	<p>OSP lub, OSDp po uprzednim uzgodnieniu z OSP, ma prawo odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (1), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na brak skuteczności redysponowania nierynkowego mającego na celu ograniczenie wprowadzenia mocy do sieci przez MWE, tj. brak uzyskania wymaganej wielkości tego ograniczenia w zadanym czasie dla wymaganego okresu.</p> <p><u>Uwaga:/Uzasadnienie:</u></p> <p>Konieczne przereklamowanie zapisu w celu jego zrozumienia. W obecnym brzmieniu jest niezrozumiałe i</p>	<p>ENERGA</p> <p>STOEN</p> <p>PTPIREE</p> <p>PGE</p> <p>TAURON</p> <p>ENEAA*</p> <p><small>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zgłoszona uwaga nie jest precyzyjna, nie wskazano jakie postanowienia przedmiotowego punktu budzą wątpliwości, które postawienia są niezrozumiałe, i co więcej, mogą stanowić zagrożenie realizacji działań służb ruchowych.</p> <p>Zgodnie z postanowieniami przywołanego w uwadze pkt 11.4.4.2. 1. (1), OSP przy doborze MWE do redysponowania nierynkowego będzie postępował zgodnie z zasadami określonymi w tym punkcie, przy czym w wyjątkowych przypadkach, gdy skuteczność realizacji poleceń redysponowania będzie niewystarczająca i zagrazać będzie bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, o czym mowa w pkt 11.4.4.2. 5. i 11.4.4.2. 6., możliwe</p>

		może stanowić zagrożenie realizacji działań służb ruchowych.		<p>będzie odstępianie od zasad i kryteriów doboru MWE określonych w pkt 11.4.4.2. 1. (1). Należy podkreślić, że jedynym powodem, odstąpienia przez operatora systemu (OSP albo OSDp, po uprzednim uzgodnieniu z OSP) od stosowania kryterium, określonego w pkt 11.4.4.2. 1. (1) jest zagrożenie bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności uwzględniając brak skuteczności redysponowania nierynkowego.</p> <p>Zapis w zakresie odstąpienia od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 11.4.4.2. 1. (1) jest precyzyjny i klarownie reguluje sposób działania OSP oraz OSDp.</p> <p>Jednocześnie, zważywszy na treść zgłoszonej uwagi, dokonuje się korekty ostatniego akapitu w pkt 11.4.4.2. 5., w związku z czym akapit ten otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>OSP lub OSDp₁ po uprzednim uzgodnieniu z OSP, mogą odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (1), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na brak skuteczności redysponowania nierynkowego, tj. brak uzyskania wymaganej wielkości ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez MWE w zadanym czasie dla wymaganego okresu.</i></p>
K55	11.4.4.2. 6.	<p>OSP lub, OSDp po uprzednim uzgodnieniu z OSP, ma prawo odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (2), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na brak skuteczności redysponowania nierynkowego mającego na celu ograniczenie wprowadzenia mocy do sieci przez MWE, tj. brak uzyskania wymaganej wielkości tego ograniczenia w zadanym czasie dla wymaganego okresu.</p> <p><u>Uwaga:/Uzasadnienie:</u></p> <p>Konieczne przeredagowanie zapisu w celu jego zrozumienia. W obecnym brzmieniu jest niezrozumiałe i</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE PGE TAURON ENE[*]</p> <p><small>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zgłoszona uwaga analogiczna do treści uwagi nr K54, z dokładnością do powołania się na drugie kryterium, z zestawu kryteriów, o których mowa w pkt 11.4.4.2. 1.</p> <p>Zapis w zakresie prawa do odstąpienia od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 11.4.4.2. 1. (2) jest precyzyjny i klarownie reguluje sposób działania OSP oraz OSDp.</p> <p>Patrz (odpowiednio) odpowiedź na uwagę nr K54.</p>

		może stanowić zagrożenie realizacji działań służb ruchowych.		<p>Jednocześnie, zważywszy na treść zgłoszonej uwagi, dokonuje się korekty pisarskiej w pkt 11.4.4.2. 6., która polega na tym, że ostatni akapit tego punktu otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>OSP lub OSDp, po uprzednim uzgodnieniu z OSP, <u>moga</u> odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (2), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na brak skuteczności redysponowania nierynkowego, tj. brak uzyskania wymaganej wielkości ograniczenia <u>wprowadzenia mocy do sieci przez MWE</u> w zadanym czasie dla wymaganego okresu.</i></p>
K56	11.4.4.2.7.	Należy zdefiniować i wskazać na podstawie punktów IRiESP „pozostałe kryteria” redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na obszarze sieci OSDp/OSDn/OSP.	ENERGA STOEN PTPiREE PGE TAURON ENEA	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>W pkt 11.4.4.2. pkt 7. otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>7. OSP dokonuje doboru MWE do redysponowania nierynkowego, na podstawie zasad określonych w pkt 5. i 6., dla grup mocowych, o których mowa w pkt 2. (1) - (3), przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na obszarze sieci OSP <u>określonych w pkt 11.4.</u> oraz we współpracy z OSDp na obszarze sieci OSDp/OSDn.</i></p> <p><i>OSP dla grupy mocowej, o której mowa w pkt 2. (4), przydziela moce do redysponowania na poszczególnych OSDp, w sposób proporcjonalny do mocy zainstalowanej MWE typu FW, PV lub BG na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp.</i></p> <p><i>OSDp na podstawie przydzielonych przez OSP wolumenów mocy na potrzeby redysponowania nierynkowego, dokonuje redysponowania nierynkowego na podstawie zasad określonych w pkt 5. i 6., przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, <u>określonych w pkt 11.4.</u> na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp.</i></p>
K57	11.4.4.2.7.	OSP dla grupy mocowej, o której mowa w pkt 2. (4), przydziela moce do redysponowania na poszczególnych OSDp, w sposób proporcjonalny do mocy zainstalowanej	ENERGA STOEN	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p>

		<p>MWE typu FW, PV lub BG na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Usunięcie treści zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne art. 9c ust. 7c.</p>	<p>PTPIREE PGE TAURON ENEA</p>	<p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K34.</p>
K58	11.4.4.2. 8.	<p>Punkt do przeniesienia do rozdziału „Zasady i kryteria doboru redysponowanych zasobów do redysponowania nierynkowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej”</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zapis dotyczy przypadku kiedy OSP i OSD mają prawo odstąpić od zasad i kryteriów redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, w przypadku gdy, ze względu na warunki bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Punkt, którego uwaga dotyczy, nie odnosi się do zasad i kryteriów doboru redysponowanych zasobów do redysponowania nierynkowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Zwracamy uwagę, że pkt 11.4.4.2. 8. zawiera się w pkt 11.4.4.2., którego tytuł brzmi: „Zasady i kryteria doboru MWE typu FW, PV lub BG do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię”.</p>
K59	11.4.4.2. 9.	<p><u>Uwaga:</u></p> <p>Konieczne jest doprecyzowanie zapisów pozwalających na właściwe wykonanie redysponowania przez OSD. Służby ruchowe OSD nie posiadają wiedzy o składzie jednostek graficznych i ich ofertach na energię bilansującą.</p> <p>Budowane systemy do grupowych redysponowań nie uwzględniają redysponowania związanego z ofertami na energię bilansującą.</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W uwadze nie wskazano o jakie doprecyzowanie chodzi, w związku z czym trudno dokonać prawidłowej zmiany redakcji tego punktu.</p> <p>W związku z tym, że dobór MWE dokonywany przez OSP ze względu na kryterium kosztowe, będzie realizowany indywidualnie, OSP będzie uwzględniał przy doborze MWE oraz przy wydawaniu poleceń złożone przez podmioty posiadające MWE oferty na energię bilansującą umożliwiające zmianę obciążenia. Dodatkowo zwracamy uwagę, że OSD określają możliwość uczestnictwa takiego podmiotu w rynku bilansującym, wskutek czego OSD będą</p>

				doskonale wiedzieć, które MWE będą mogły świadczyć usługi na rynku bilansującym.
K60	11.4.4.2. 12. (nowy punkt)	OSP, w procesie redysponowania nierynkowego redysponuje nierynkowo MWE dopiero po wyczerpaniu dostępności MEE, zgodnie z zasadami oraz kryteriami określonymi w pkt 11.4.4.3. Uzasadnienie: Poprawa czytelności zasad i korelacji pomiędzy MEE i MWE.	ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA* <small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Zważywszy na postanowienia pkt 9. mówiącego, że OSP, w procesie redysponowania nierynkowego, w pierwszej kolejności redysponuje nierynkowo MEE, zgodnie z zasadami oraz kryteriami określonymi w pkt 11.4.4.3., a po wyczerpaniu dostępności tych MEE, redysponuje nierynkowo MWE zgodnie z zasadami oraz kryteriami określonymi w pkt 11.4.4.2., wprowadzanie proponowanego punktu jest nadmiarowe.
K61	11.4.4.3. (3) Właściwy punkt: 11.4.4.3. 3. (3)	„OSP w procesie doboru MEE do redysponowania nierynkowego, kierując się względami zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej może uwzględniać uwarunkowania mające wpływ na skuteczność oraz trafność redysponowania nierynkowego: (3) czas przekazywania polecenia przez OSDp lub realizacji polecenia przez podmiot posiadające MEE;” Powyższy element jest krzywdzący dla podmiotów reagujących sprawnie na polecenia operatora, zwiększa to prawdopodobieństwo do bycia redysponowanym. Proponujemy usunięcie tego punktu.	FLEX RE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> OSP przy doborze MEE do redysponowania nierynkowego będzie postępował zgodnie z zasadami określonymi w punkcie 11.4.4.3., tj. w szczególności kryterium spełnienia warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, przy czym w wyjątkowych przypadkach gdy skuteczność realizacji poleceń redysponowania przez redysponowane zasoby może zagrażać bezpieczeństwu pracy systemu elektroenergetycznego, o czym mowa w pkt 4. i 5., może odstąpić od zasad i kryteriów doboru MEE określonych w punkcie 11.4.4.3. Jednocześnie, niestosowanie się do poleceń redysponowania przez redysponowane zasoby będzie traktowane jako naruszenie dyscypliny ruchowej i będzie skutkowało nałożeniem kary finansowej. Szczegółowe zasady rozliczeń z tytułu niewykonania poleceń redysponowania są określone w Załączniku nr K2 do IRiESP.
K62	11.4.4.3. (4)	„W procesie doboru MEE do redysponowania nierynkowego stosuje się jako uzupełniające, w odniesieniu do kryterium, o którym mowa w pkt 2., kryterium zmniejszenia liczby	FLEX RE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u>

	<p>Właściwy punkt: 11.4.4.3.4</p>	<p>redysponowanych MEE, tj. MEE dobierane są od największej mocy zainstalowanej do najmniejszej. MEE z równą mocą zainstalowaną są redysponowane nierynkowo w sposób proporcjonalny."</p> <p>Zapis jest krzywdzący dla dużych magazynów energii. Powoduje to, że duże magazyny energii będą redysponowane priorytetowo.</p> <p>Proponujemy usunięcie tego punktu.</p>		<p>OSP przy doborze MEE do redysponowania nierynkowego, kieruje się m.in. kryterium zmniejszenia kosztów tego redysponowania. W związku z powyższym, OSP przy doborze MEE do redysponowania nierynkowego zamierza również minimalizować liczbę redysponowanych MEE, wskutek czego będzie się to przyczyniało do zmniejszenia kosztów obsługi redysponowania nierynkowego. Dodatkowo należy podkreślić, że MEE, które wchodzi w skład JG, dla których zostały złożone oferty na energię bilansującą umożliwiające zmianę obciążenia w pełnym zakresie mocy dyspozycyjnej, nie będą podlegały nierynkowemu redysponowaniu. W związku z powyższym, podmioty posiadające duże MEE, które będą składały oferty na energię bilansującą, nie powinny obawiać się nierynkowego redysponowania, ponieważ takie MEE będą redysponowane rynkowo, na podstawie złożonych ofert rynkowych na RB.</p>
K63	11.4.4.3.5.	<p>OSP lub OSDp po uprzednim uzgodnieniu z OSP, ma prawo odstąpić od stosowania kryterium określonego w pkt 4., jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na brak skuteczności ograniczenia wprowadzenia do sieci lub poboru mocy z sieci przez MEE, tj. brak uzyskania wymaganej wielkości tego ograniczenia w zadanym czasie dla wymaganego okresu.</p> <p><u>Uwaga:/Uzasadnienie:</u></p> <p>Konieczne przereformowanie zapisu w celu jego zrozumienia. W obecnym brzmieniu jest niezrozumiałe i może stanowić zagrożenie realizacji działań służb ruchowych</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA*</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zgłoszona uwaga analogiczna do treści uwagi nr K54, z dokładnością do odniesienia się do MEE, oraz w odniesieniu do kryterium uzupełniającego, o którym mowa w pkt 11.4.4.3. 4.</p> <p>Zapis w zakresie prawa do odstąpienia od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 11.4.4.3. 4. jest precyzyjny i klarownie reguluje sposób działania OSP oraz OSDp.</p> <p>Patrz (odpowiednio) odpowiedź na uwagę nr K54.</p> <p>Jednocześnie, zważywszy na treść zgłoszonej uwagi, dokonuje się korekty pisarskiej w pkt 11.4.4.3. 5., która polega na tym, że pkt 5. otrzymuje brzmienie:</p> <p>5. <i>OSP lub OSDp, po uprzednim uzgodnieniu z OSP, mogą odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 4., jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na brak skuteczności <u>redysponowania nierynkowego</u>, tj. brak uzyskania wymaganej wielkości ograniczenia <u>wprowadzenia mocy do sieci lub poboru mocy z sieci przez MEE w zadanym czasie dla wymaganego okresu.</u></i></p>

K64	11.4.4.3. 6.	<p><u>Uwaga:</u></p> <p>Konieczne jest doprecyzowanie zapisów pozwalających na właściwe wykonanie redysponowania przez OSD. Służby ruchowe OSD nie posiadają wiedzy o składzie jednostek graficznych i ich ofertach na energię bilansującą.</p> <p>Budowane systemy w OSD do grupowych redysponowań nie uwzględniają redysponowania związanego z ofertami na energię bilansującą.</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE TAURON ENEA PGE*</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K59 (odpowiedź analogiczna jak w przypadku MWE).</p>
K65	11.4.5. (3,4) Właściwy punkt: 11.4.5.3. 11.4.5.4.	<p>„OSP w corocznym sprawozdaniu do Prezesa URE składanym zgodnie z art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943 i art. 9c ust. 7q ustawy Prawo energetyczne wskazuje przypadki odstąpienia od zasad, o których mowa w pkt 3. wraz z motywami odstąpienia od tych zasad i podaniem zasad oraz kryteriów zastosowanych na podstawie oceny eksperckiej.”</p> <p>Rozumiemy, że za działania na rzecz bezpieczeństwa systemu decyzje podejmowane są w czasie rzeczywistym jednakże informowanie w kwestii użycia oceny eksperckiej wraz z podaniem zasad oraz kryteriów zastosowanych do podjęcia decyzji powinno odbywać się transparentnie. Raport powinien być udostępniany uczestnikom rynku. Dodatkowo przepis zawarty w 11.4.5 (3) daje OSP pełne możliwości w zakresie prowadzenia ruchu sieci. Raport powinien również uwzględniać informacje o alternatywnych środkach zaradczych, z których OSP zdecydował się nie skorzystać oraz powódzie takiego działania.</p>	<p>FLEX RE</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zgodnie z przytoczonymi przepisami art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943 i art. 9c ust. 7q ustawy Prawo energetyczne, OSP jest zobowiązany do przekazania Prezesowi URE sprawozdania w terminie do dnia 1 marca każdego roku. Zwracamy uwagę, że w przytoczonym przepisie ustawy Prawo energetyczne nie ma mowy o udostępnianiu sprawozdania innym podmiotom poza URE. Jednocześnie zwracamy uwagę, że ze względu na wciąż ograniczoną skuteczność krajowych mechanizmów rynkowych w zakresie bilansowania KSE, OSP jest obowiązany do jednostronnego redysponowania zasobów w celu utrzymania równowagi systemu. W pierwszej kolejności wykorzystuje środki rynkowe, a dopiero w dalszej nierynkowe. Spośród dostępnych środków interwencyjnych, redysponowanie nierynkowe źródeł OZE stosowane jest jako rozwiązanie ostateczne. Zarówno środki rynkowe, jak i nierynkowe są stosowane przez OSP zgodnie z obowiązującymi zasadami europejskiego i krajowego rynku energii.</p>
K66	11.4.6.	<p>Punkt podzielić na dwie sekcje opisujące zasady i kryteria ustalenia operatora wydającego redysponowanie i ponoszącego koszty związane z tym redysponowaniem:</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p>

		<p>Sekcja 1 – redysponowanie związane z równoważeniem dostaw</p> <p>Sekcja 2 – redysponowanie związane z zapewnieniem bezpieczeństwa</p> <p>Pozwoli to na uniknięcie błędnych interpelacji obecnych zapisów. Jak również przypominamy, że OSDp nie może wydawać poleceń redysponowania w celu równoważenia, dlatego nie może ponosić części kosztów związanych z tym redysponowaniem.</p>	<p>PGE TAURON ENEA</p>	<p>Pkt 11.4.6. jednoznacznie określa zasady i kryteria ustalania operatora systemu, który wydaje polecenie redysponowania w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na energię lub w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej, oraz który jest obowiązany do zapłaty rekompensaty finansowej, dlatego uwaga wydaje się niezasadna. Z żadnego z punktów w pkt 11.4.6. nie można wyciągnąć wniosku, że OSDp ponosi części kosztów związanych z redysponowaniem nierynkowym w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.</p>
K67	11.4.6.2.	<p>OSP jest uznawany za wydającego polecenie w przypadku gdy zaakceptuje zgłoszoną przez OSDp potrzebę redysponowania nierynkowego danego redysponowanego zasobu ze względu na ograniczenia sieciowe w koordynowanej sieci 110 kV.</p> <p><u>Uwaga:/Uzasadnienie:</u></p> <p>Należy przereklamować brzmienie punktu w aspekcie ujednolicenia opisu ograniczeń sieciowych w porównaniu obecnych zapisów w IRiESP i IRiESD, które różnie definiują ograniczenia sieciowe.</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE PGE TAURON ENEA*</p> <p><small>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Uwaga jest niezrozumiała w kontekście przedmiotu zagadnień regulowanych pkt 11.4.6.2. Przeredagowanie brzmienia pkt 11.4.6.2. nie wpłynie na ujednolicenie opisu ograniczeń sieciowych, gdyż punkt ten ich nie definiuje, tylko się do nich odwołuje.</p> <p>Dodatkowo OSP wyjaśnia, że ograniczenia sieciowe zostały zdefiniowane w IRiESP jako „ograniczenia sieciowe w rozumieniu art. 3 pkt 23d ustawy Prawo energetyczne, tj. ograniczenia przesyłowe w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943”, zakładając zgodność postanowień IRiESD z regulacjami przywołanymi powyżej, nie powinna wystąpić sprzeczność opisu ograniczeń sieciowych w IRiESP i IRiESD.</p>
K68	11.4.6.3.	<p>OSDp jest uznawany za wydającego polecenie, jeżeli polecenie OSDp jest wydane w celu:</p> <p>(1) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci o napięciu 110 kV nie będącej siecią koordynowaną lub sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV; lub</p> <p>(2) zapewnienia bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV i nie zostało zaakceptowane przez OSP.</p>	<p>ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA PGE*</p> <p><small>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków</small></p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona częściowo, ze zmianą redakcji</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zgodnie z treścią przedmiotowego punktu OSDp jest uznawany za wydającego polecenie, jeżeli wydane przez OSDp polecenie miało na celu zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci 110 kV nie będącej koordynowaną siecią 110 kV lub sieci o napięciu poniżej 110 kV, lub zapewnienie bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV, ale nie zostało w tym przypadku zaakceptowane przez OSP. Powyższe stanowi zasadę, która wynika z odpowiedzialności OSP</p>

		<p>Uzasadnienie:</p> <p>W przypadku konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110kV odpowiedzialność za pracę tej sieci leży po stronie OSP i OSD. W takiej sytuacji z uwagi na czas reakcji i potrzebę działania każdorazowe uzyskanie akceptacji OSP na działania związane z redysponowaniem jest nieuzasadnione, a w niektórych przypadkach wręcz nie możliwe ze względu na konieczny czas reakcji służb OSD. Działania podejmowane w trybie nagłym przez OSD służą zawsze jedynie ratowaniu systemu dystrybucyjnego a co za tym idzie utrzymaniu prawidłowej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.</p>	<p><i>interpunkcyjnych i formatowania</i></p>	<p>za bezpieczeństwo funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Uwzględniając fakt, iż w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV, reakcja służb dyspozytorskich OSDp powinna być odpowiednio szybka, to powykonawczo OSP, na podstawie przekazanych przez OSDp danych i informacji, które dotyczą wydanego przez OSDp polecenia redysponowania, dokona każdorazowo analizy przypadku czy polecenie redysponowania wydane przez OSDp przyczyniło się do zapewnienia bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV. Na podstawie powyższych danych i informacji, oraz przeprowadzonej analizy OSP ustala operatora systemu, który obowiązany jest do zapłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, tj. operatora systemu, który uznawany jest za wydającego polecenie redysponowania.</p> <p>W związku z powyższym w pkt 11.4.6. pkt 3 otrzymuje brzmienie:</p> <p>3. OSDp jest uznawany za wydającego polecenie, jeżeli polecenie OSDp jest wydane w celu:</p> <p>(1) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci o napięciu 110 kV nie będącej koordynowaną siecią <u>110 kV lub sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV; lub</u></p> <p>(2) zapewnienia bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV i nie zostało zaakceptowane przez OSP, przy czym w przypadku, gdy nie jest możliwe uzyskanie akceptacji OSP, w szczególności ze względu na wymagany czas reakcji służb dyspozytorskich, OSP na podstawie przekazanych przez OSDp danych i informacji w odniesieniu do wydanego polecenia przez OSDp, powykonawczo dokonuje analizy i ustala operatora systemu, który obowiązany jest do zapłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.</p>
K69	11.4.7.1. (2)	<p>Cały zapis ppkt. do usunięcia/Cała treść podpunktu.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>1. Brak podstawy prawnej</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE TAURON ENEA*</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Należy zwrócić uwagę, że struktura wytwarzania w KSE w ostatnich kilku latach uległa zdecydowanemu przeformułowaniu. Znaczące wolumeny mocy zainstalowanej, w szczególności rozproszonej generacji OZE, zostały</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • Prawo energetyczne i IRiESP jasno określają role: OSP, OSD, wytwórca, agregator, operator rynku. Nie przewidują dodatkowej funkcji „operatora technicznego” jako podmiotu formalnego. • Wprowadzenie takiej roli w IRiESP byłoby sprzeczne z zasadą, że dokument ten implementuje przepisy ustawowe i rozporządzenia UE, a nie tworzy nowych kategorii uczestników rynku. • Rozporządzenie (UE) 2019/943 i NC ER wymagają przejrzystości i nie dyskryminacyjności w procesach redysponowania natomiast wprowadzenie dodatkowego „operatora technicznego” mogłoby być postrzegane jako bariera wejścia dla wytwórców lub agregatorów, co narusza zasadę otwartego rynku. <p>2. Odpowiedzialność za bezpieczeństwo sieci jest ściśle określona dla operatorów:</p> <ul style="list-style-type: none"> • OSD ponosi pełną odpowiedzialność za eksploatację i bezpieczeństwo sieci dystrybucyjnej. • Wprowadzenie „operatora technicznego” mogłoby rozmyć odpowiedzialność i stworzyć niejasności w zakresie: <ul style="list-style-type: none"> o kto wydaje polecenia redukcji mocy, o kto odpowiada za skutki techniczne (np. przeciążenia, awarie). <p>3. Redysponowanie i komunikacja/ W zakresie redysponowanie i komunikacji należy stwierdzić że:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mechanizmy redysponowania (nierynkowego) są realizowane przez OSP/OSD zgodnie z IRiESP i procedurami OSP. 	<p>PGE*</p> <p><i>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</i></p>	<p>przyłączone do sieci niskiego i średniego napięcia, i w sposób istotny oddziałują na bezpieczeństwo pracy całego KSE, przy czym zaznaczyć należy, że nie są to profesjonalne, w rozumieniu prowadzenia ruchu sieci, instalacje wytwórcze. Podmioty, które pełniłyby rolę operatora technicznego będą mogły prowadzić ruch takich zasobów (zarówno zasobu jak i sieci, do której dany zasób jest przyłączony), przyjmować i wykonywać polecenia redysponowania, opracowywać i przysyłać do właściwego operatora systemu plany pracy oraz pełnić wiele innych zadań, za które podmiot posiadający MWE lub MEE jest odpowiedzialny, a ich nie realizuje ze względu na brak wiedzy, kompetencji i doświadczenia. Należy tu podkreślić, że brak profesjonalnego podejścia do, realizowanych przez podmioty posiadające MWE lub MEE, obowiązków istotnie wpływa na zapewnienie bezpiecznej pracy sieci. Wprowadzenie roli operatora technicznego istotnie poprawi sytuację w zakresie obsługi ruchowej rozproszonych zasobów przyłączonych do sieci, a w konsekwencji istotnie przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa pracy całego KSE.</p> <p>W związku z powyższym koniecznym jest usankcjonowanie w IRiESP funkcji operatora technicznego, posiadającego zdolności techniczne do zdalnego sterowania zmianą mocy czynnej MWE lub MEE i upoważnionego do działania w tym zakresie przez podmiot posiadający MWE lub MEE, a dane określone w pkt 11.4.7.1.(2), są niezbędne dla dochowania poprawnej obsługi realizowanych procesów, w szczególności procesu redysponowania nierynkowego.</p>
--	---	---	--

		<ul style="list-style-type: none"> • Dodanie dodatkowego podmiotu w procesie komunikacji zwiększa ryzyko opóźnień i błędów, co jest krytyczne w sytuacjach awaryjnych. <p>4. Koszty i efektywność</p> <ul style="list-style-type: none"> • W obszarze kosztów i efektywności utworzenie /Utworzenie roli „operatora technicznego” oznaczałoby dodatkowe koszty organizacyjne i IT (systemy komunikacji, integracja z SCADA, certyfikacja). • Nie ma uzasadnienia ekonomicznego, skoro OSD już dysponuje strukturą i narzędziami do obsługi MWE (np. poprzez systemy dyspozytorskie i IRiESP). <p>5. Zgodność z unijnymi regulacjami</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rozporządzenie (UE) 2019/943 i NC-ER wymagają przejrzystości i nie dyskryminacyjności w procesach redysponowania. • Wprowadzenie dodatkowego „operatora technicznego” mogłoby być postrzegane jako bariera wejścia dla wytwórców lub agregatorów, co narusza zasadę otwartego rynku. <p>Wniosek:</p> <p>IRiESP powinien/powinna opisywać procedury i role wynikające z prawa (OSP, OSD, wytwórca, agregator), a nie tworzyć nowych bytów organizacyjnych. Obsługa MWE jest zadaniem OSD w ramach istniejących struktur dyspozytorskich i systemów SCADA, bez potrzeby formalizowania „operatora technicznego”.</p>		
K70	11.4.7. 1. (3) (c)	<p><u>Proponujemy uzupełnienie zapisu:</u></p> <p>„OSP dokonuje samodzielnej oceny w tym zakresie”.</p>	ENERGA STOEN PTPiREE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p>

		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>OSD przekazuje niezbędne informacje dla dokonania przez OSP weryfikacji skutków redysponowania w zakresie wypłaty Wytwórcy rekompensaty finansowej lub odmowy jej wypłacania.</p> <p>OSP dokonuje samodzielnej oceny w tym zakresie. Gdyby przekazane już przez OSD informacje o zapisach umowy przyłączeniowej MWE okazały się niewystarczające do dokonania przez OSP weryfikacji, OSP może wystąpić do OSD o udostępnienie kopii przedmiotowej umowy przyłączeniowej.</p>	TAURON PGE ENEA	Dane przekazywane w pkt(c) są wymagane do tworzenia wykazu redysponowanych zasobów do redysponowania nierynkowego, kierując się kryterium zmniejszenia kosztu redysponowania nierynkowego. Przedmiotowe dane są również niezbędne do obsłużenia procesu rozliczeń nierynkowego redysponowania. Nie jest możliwe, żeby OSP analizował zapisy umów zawartych przez OSD z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej, taki proces musi być prowadzony przez stronę tych umów, tj. OSD.
K71	11.4.7. 1. (3) (e1)	<p>(e1) możliwych do zastosowania trybów poleceń redysponowania,</p> <p><u>Uwaga:/Uzasadnienie:</u></p> <p>Należy dopisać odnośnik definiujący tryby poleceń redysponowania bez pozostawiania możliwości interpretacji lub przenoszenia na inne dokumenty nie sformalizowane w IRiESP</p>	ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA* PGE*	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W związku z tym, że nie ma zestandaryzowanych u wszystkich OSD, możliwych do zastosowania trybów poleceń redysponowania, nie jest możliwe określenie wszystkich dostępnych do zastosowania trybów poleceń redysponowania. Należy tu podkreślić, że liczba OSD nie ogranicza się jedynie do pięciu największych OSD w Polsce. Mniejsze OSD, do których przyłączone są również redysponowane zasoby, mogą stosować inne tryby poleceń redysponowania, niż te, które są stosowane przez OSDp, którzy zgłosili uwagę.</p>
K72	11.4.7. 1. (3) (e3)	<p>(e3) zdolności technicznych po stronie redysponowanych zasobów w zakresie wprowadzania zmian w generowanej, wprowadzanej lub pobieranej mocy czynnej do sieci przez redysponowane zasoby,</p> <p><u>Uwaga:/Uzasadnienie:</u></p> <p>Wymagane dane są danymi strukturalnymi MWE, dla / dlatego też w celu zachowania jednoznaczności przekazywania danych należy wpisać je do dokumentu</p>	ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA* PGE*	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Celem zapewnienia spójności oraz właściwego zrozumienia zapisów w KA nr 2 w obszarze dotyczącym nierynkowego redysponowania, zakres danych do pozyskania powinien znajdować się właśnie w KA nr 2, w tym również w zakresie, które są niezbędne na potrzeby obsłużenia procesu wyznaczania rekompensaty z tytułu nierynkowego redysponowania. Zwracamy uwagę, że dane, które są określone w KA nr 2 będą również wykorzystywane w procesie</p>

		jakim jest TCM - wymiana danych pomiędzy MWE a OSD (kodeks SO-GL).	<i>interpunkcyjnych i formatowania</i>	wyliczania rekompensaty na podstawie reguł oraz zasad określonych w załączniku nr K2, który stanowi integralną część KA nr 2.
K73	11.4.7.1. (3)(f)	(f) proponowane maksymalne dopuszczalne lub minimalne wymagane wartości mocy wprowadzanej do sieci operatora systemu albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób, do których redysponowane zasoby mogą podlegać redysponowaniu nierynkowemu w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. <u>Uwaga:/Uzasadnienie:</u> Zapis wymaga wyjaśnienia w aspekcie wartości minimalnych w odniesieniu do procesu redysponowania.	ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA* <i>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</i>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Definicja redysponowania wskazuje, że jest to środek polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu. Pkt 11.4.2. 2. wskazuje, że właściwy operator systemu, tj. OSP albo OSDp, dokonuje redysponowania nierynkowego określając maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób. Pkt 11.4.2.5. 2. wskazuje, że polecenie redysponowania określa maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci operatora systemu. Aby operator mógł wydać polecenie redysponowania w sposób racjonalny i możliwy do wykonania przez redysponowany zasób, musi on znać maksymalne dopuszczalne lub minimalne wymagane wartości mocy wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób, do których redysponowane zasoby mogą podlegać redysponowaniu nierynkowemu. Jednocześnie patrz odpowiedź na uwagę nr K33.
K74	11.4.7.1. (4)	Wymagania należy przerehabilitować, bez konieczności powielania z wymaganiami TCM w zakresie wymaganych danych strukturalnych.	ENERGA STOEN PTPiREE PGE TAURON ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiednio odpowiedź na uwagę nr K72.
K75	11.4.7.1. (4)(h)	Proponujemy usunąć literę (h) o treści: „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie (POB) redysponowanego zasobu (nazwa oraz NIP)”. .	ENERGA STOEN PTPiREE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u>

		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak do uwag szczegółowych nr 27 i nr 28 (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr K44 i K45</i>)</p>	TAURON Enea	Patrz odpowiedź na uwagę nr K44 i K45.
K76	11.4.7.1. (4) (h)	<p>(h) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie (POB) redysponowanego zasobu (nazwa oraz NIP)</p> <p><u>Uwaga:</u></p> <p>Zapis do wykreślenia, dane nie służą do rozliczenia rekompensaty, ponadto informacja o POB jest aktualizowana przez OSD w innych systemach.</p>	PGE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K44 i K45.</p>
K77	11.4.7.1. (4) (i)	<p>(i) dane dotyczące poleceń redysponowania wydanych przez właściwego OSD,</p> <p><u>Uwaga:/Uzasadnienie:</u></p> <p>Powyższy zapis należy uszczegółwić w nawiązaniu do punktu 11.4.6 (polecenia redysponowania wdane przez właściwego OSD przy jednoczesnym wydaniu poleceń redysponowania dla tych samych MWE).</p>	ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON Enea*	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Punkt 11.4.6. w KA nr 2 określa zasady przesądzania, który z operatorów systemu jest wydającym polecenie redysponowania, zatem wskazuje w jakich przypadkach dochodzi do wydania polecenia redysponowania przez OSD, zgodnie z postanowieniami art. 9c ust. 7b ustawy Prawo energetyczne. W tym pkt 11.4.6. 4. reguluje wskazaną w uwadze kwestię gdy polecenie redysponowania zostało wydane przez OSDp oraz OSP na pełny lub częściowy okres tego samego ORN oraz dla tego samego redysponowanego zasobu. W konsekwencji nie ma potrzeby uszczegóławiania pkt 11.4.7. 1. (4) (i) w kontekście wskazanym w uwadze.</p> <p>Patrz także odpowiedź na uwagę nr K78.</p>
K78	11.4.7.1. (4) (j)	<p>(j) dane dotyczące poleconych czasów redysponowania nierynkowego i mocy czynnej generowanej przez MWE oraz mocy pobieranej lub wprowadzanej przez MEE przez właściwego OSD, podlegających redysponowaniu nierynkowemu na polecenie OSP,</p> <p><u>Uwaga:/Uzasadnienie:</u></p> <p>Konieczna zmiana redakcji i doprecyzowanie zapisów, ponieważ informacja zwrotna od OSD dla poszczególnych</p>	ENERGA STOEN PGE TAURON Enea*	<p><u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Pkt (4) został doprecyzowany w zakresie poleceń redysponowania oraz uzupełniony o MEE. Jednocześnie odniesienie do systemu WIRE zastąpiono odniesieniem do systemu CSIRE ze względu na fakt, iż dane o których mowa w pkt (k) będą przekazywane przez system CSIRE, a obowiązkowy termin przystąpienia wszystkich OSD do CSIRE przypada przed planowaną datą obowiązywania postanowień niniejszego punktu, tj. przed 1 stycznia 2027 r.</p>

*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków

		<p>czasów redysponowania będzie odnosiła się do czasów wynikających z polecenia redysponowania otrzymanego od OSP, a nie będzie odnosiła się do rzeczywistych czasów redysponowania.</p>	<p><i>interpunkcyjnych i formatowania</i></p>	<p>W związku z powyższym w pkt 11.4.7. 1. pkt (4) otrzymuje brzmienie:</p> <p>(4) dane o redysponowanych zasobach przyłączonych do <u>sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn</u> tego OSDp na potrzeby rozliczania redysponowania nierynkowego, w szczególności:</p> <p>(a) kody PPE przypisane do redysponowanego zasobu,</p> <p>(b) norma określania mocy zainstalowanej PV po stronie DC (dla instalacji PV),</p> <p>(c) moc zainstalowana po stronie AC (dla instalacji PV),</p> <p>(d) moc zainstalowana po stronie DC (dla instalacji PV),</p> <p>(e) moc osiągalna redysponowanego zasobu,</p> <p>(f) moc maksymalna redysponowanego zasobu,</p> <p>(g) moc przyłączeniowa redysponowanego zasobu,</p> <p>(h) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie (POB) redysponowanego zasobu (nazwa oraz NIP),</p> <p>(i) dane dotyczące poleceń redysponowania wydanych przez właściwego OSD, <u>nie wynikających z poleceń OSP.</u></p> <p>(j) dane dotyczące poleconych <u>przez właściwego OSD</u> czasów redysponowania nierynkowego i mocy czynnej generowanej przez MWE oraz mocy pobieranej lub wprowadzanej przez MEE, podlegających redysponowaniu nierynkowemu na polecenie OSP,</p> <p>(k) dane pomiarowo - rozliczeniowe obejmujące rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych punktów pomiarowych dotyczących MWE oraz MEE.</p> <p>Powyższe dane i informacje, OSDp aktualizuje i przekazuje OSP odpowiednio, tj.:</p> <ul style="list-style-type: none"> - w odniesieniu do pkt (a) - (h) - po każdej zmianie, poprzez portal PWDS, - w odniesieniu do pkt (i) i (j) - zgodnie z zasadami określonymi w Załączniku nr K2 do IRIESP - Korzystanie, poprzez system PSDI, - w odniesieniu do pkt (k) - za pośrednictwem systemu <u>CSIRE.</u> <p>Do czasu uruchomienia portalu PWDS oraz portalu PSDI, OSDp przekazuje dane i informacje określone w pkt (a) - (j) w postaci powiadomienia w formie elektronicznej, przekazane przez upoważnione osoby na właściwy adres poczty elektronicznej, <u>określony w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a OSDp.</u></p>
--	--	--	---	---

				<p>Jednocześnie w pkt 2.4. IRiESP – Wprowadzenie, wprowadza się pojęcie „centralny system informacji rynku energii (dalej również w skrócie „system CSIRE”)”, w brzmieniu:</p> <p><i>System informacyjny służący do przetwarzania informacji rynku energii na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej oraz wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego.</i></p>
K79	11.4.7. 1. (5) (a3)	<p>(a3) udział mocy zainstalowanej w każdym węźle siatki geograficznej w podziale na transformatory WN/SN,</p> <p>Uwaga:</p> <p>Określenie węzła powinno być spójne z zasadami określonymi w TCM w zakresie danych planistycznych (kodowanie agregatu).</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K80 i K81.</p> <p>Dodatkowo w wyniku tej uwagi w pkt 11.4.7. 1. (5) pkt (b) i (c) otrzymują brzmienie:</p> <p>(b) <i>bieżące przepływy mocy czynnej na transformatorach <u>110 kV/SN</u>,</i></p> <p>(c) <i>planowane wyłączenia eksploatacyjne oraz informacje o bieżących, awaryjnych wyłączeniach transformatorów <u>110 kV/SN</u> wraz z przypisaniem mocy przepływającej przez transformator przed jego wyłączeniem do transformatorów pozostających w pracy oraz wskazaniem mocy zainstalowanej wytwórczej i odbiorczej, przypisanej do tego transformatora z podziałem na technologie wytwarzania w horyzoncie od doby d-9 do doby d,</i></p>
K80	11.4.7. 1. (5) (a5) oraz 11.4.7. 1. (5) (a6)	<p>Uwaga:</p> <p>Punkt do usunięcia, dane są nadmiarowe ponieważ są zawarte w punktach od a1 do a4.</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u> (ze zmianą redakcji)</p> <p>W pkt 11.4.7. 1. (5) pkt (a) otrzymuje brzmienie:</p> <p>(a) <i>moc zainstalowana MWE typu A dla FW oraz PV, przyłączonych do <u>sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn</u> tego OSDp, odrębnie dla FW oraz PV, w sposób określony poniżej:</i></p> <p>(a1) <i>łączna moc zainstalowana (w kW) przypisana do poszczególnych węzłów siatki geograficznej ($0,025 \times 0,025$ stopnia),</i></p> <p>(a2) <i>liczba MWE przypisanych do <u>poszczególnych węzłów</u> siatki geograficznej ($0,025 \times 0,025$ stopnia),</i></p>

				(a3) udział <u>łącznej</u> mocy zainstalowanej w <u>poszczególnych węzłach</u> siatki geograficznej ($0,025 \times 0,025$ stopnia) w podziale na transformatory 110 kV/SN, <u>będący wartością pomiędzy 0 a 1, przy czym suma udziałów dla danego węzła siatki geograficznej wynosi 1.</u>
K81	11.4.7. 1. (5) (c) Właściwy punkt: 11.4.7.1. (5) Tiret 4	<p>Aktualne brzmienie: w odniesieniu do pkt (d) – za pośrednictwem systemu WIRE, zgodnie z brankami czasowymi trybu d+1 do d+4.</p> <p>Nowe brzmienie: w odniesieniu do pkt (d) - zgodnie z trybami korekty danych obowiązującymi na rynku bilansującym, za pośrednictwem systemu WIRE.</p> <p>Uzasadnienie: zapis spójny z punktem 11.4.7.1 (4) (c) oraz biznesowo nie będziemy w stanie zapewnić 100% danych w trybie już d+4 z liczników z transformatorów WN/SN</p> <p>c) w odniesieniu do pkt (k) - zgodnie z trybami korekty danych obowiązującymi na rynku bilansującym, za pośrednictwem systemu WIRE.</p>	ENERGA STOEN PTPIREE TAURON ENEA	<p><u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u></p> <p>W pkt 11.4.7. 1. (5) pkt (d) i pierwszy akapit poniżej otrzymują brzmienie: (d) <u>przepływy energii elektrycznej na transformatorach 110 kV/SN zmierzone przez liczniki energii.</u></p> <p><i>Powyższe dane i informacje, OSDp aktualizuje i przekazuje OSP odpowiednio, tj.:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - w odniesieniu do pkt (a) - cyklicznie, raz na kwartał poprzez portal PWDS, - w odniesieniu do pkt (b) - w czasie rzeczywistym do systemu SCADA, - w odniesieniu do pkt (c) - po każdej zmianie poprzez portal PWDP, - w odniesieniu do pkt (d) - <u>za pośrednictwem systemu WIRE w maksymalnym zakresie, podstawowo zgodnie z brankami czasowymi trybu d+1 do d+4 obowiązującymi na rynku bilansującym, a w uzasadnionych przypadkach, pozostały zakres danych nie przekazanych w ww. trybie, przekazywane są zgodnie z miesięcznymi trybami korekty danych obowiązującymi na rynku bilansującym.</u>
K82	11.4.8.	<p><u>Uwaga:</u></p> <p>Należy uwzględnić uwagi do pkt 11.4.4.2. i 11.4.4.3. (wskazanie OSP: w Raporcie uwagi nr K50, K51, K53-K60, K63 i K64)</p>	ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagi do pkt 11.4.4.2. i 11.4.4.3., tj. uwagi nr K50, K51, K53-K60, K63 i K64.</p>
K83	11.4.9.	<p><u>Uwaga:</u></p>	ENERGA STOEN	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p>

		<p>Brak umocowania do nakładania sankcji.</p> <p>Brak zdefiniowania „nienależytego wykonania polecenia redysponowania”. Proponujemy usunąć w całości zapis „nienależytego wykonania polecenia redysponowania” lub w przypadku pozostawienia określić katalog/słownik dla obszaru „nienależytego wykonania polecenia redysponowania”, np. ciągłe lub metodyczne zrywanie transmisji danych, itd. (krotność i częstotliwość nienależytego wykonania polecenia).</p>	<p>PTPIREE PGE TAURON ENEA</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Pkt 11.4.9. stanowi wykonanie przez OSP obowiązku, wynikającego z art. 9g ust. 4 pkt 6a ustawy Prawo energetyczne, określenia w IRIESP „zasad rozliczeń za niewykonanie poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b”.</p> <p>Nienależyte wykonanie polecenia redysponowania powinno być traktowane głównie jako niezachowanie przez redysponowany zasób, okresu redysponowania nierynkowego lub wielkości mocy wprowadzanej do sieci operatora systemu albo pobieranej z sieci tego operatora. Szczegółowe kwestie dotyczące nienależytego wykonania polecenia redysponowania określone zostały w pkt 11.9., w szczególności w pkt 5., który wskazuje, że monitorowanie dyscypliny ruchowej jest prowadzone na podstawie porównania poleconych przez operatora systemu poziomów dostaw energii elektrycznej, w tym wynikających z poleceń redysponowania w ramach redysponowania nierynkowego, z rzeczywistą ilością energii dostarczonej. Jednakże zważywszy na brak możliwości przewidzenia wszystkich zdarzeń skutkujących nienależytym wykonaniem polecenia redysponowania oraz brak możliwości opracowania pełnego katalogu kryteriów tego naruszenia, w tym tych wskazanych w uwadze, nie jest możliwe określenie ich w IRIESP.</p>
K84	11.4.10.	<p><u>Uwaga:</u></p> <p>Należy doprecyzować definicję „podmiot posiadający redysponowany zasób”. Obecna forma dotyczy operatora technicznego. Należy doszczegółowić zapisy również w zakresie wykonania redysponowania w sposób zdalny z systemów zdalnego sterowania zasobami przez OSD.</p>	<p>ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Użyte sformułowanie „podmiot posiadający redysponowany zasób” oznacza podmiot, który na mocy właściwego stosunku prawnego włada redysponowanym zasobem, tj. MWE (FW, PV lub MWE, dla którego paliwem pierwotnym jest biogaz) lub przyłączonym do sieci przesyłowej albo do sieci dystrybucyjnej 110 kV MEE, w odniesieniu do którego to zasobu, operator systemu może wydać polecenie redysponowania.</p> <p>W odniesieniu do kwestii doszczegółowienia postanowień IRIESP w zakresie „wykonania redysponowania w sposób zdalny z systemów zdalnego sterowania zasobami przez OSD” uwaga nie jest zrozumiała w kontekście przywołanego w uwadze pkt 11.4.10., nie wskazuje także oczekiwanego zakresu doszczegółowienia, w związku z czym nie została uwzględniona.</p>

K85	11.4.1 1.	<p>Proponujemy zmianę stylistyczną:</p> <p>„Redysponowanie nierynkowe MWE, w skład których wchodzi urządzenia wytwórcze pozyskujące energię co najmniej z dwóch technologii - wiatru lub słońca lub z biogazu, lub są instalacjami, w skład których wchodzi urządzenia wytwórcze pozyskujące energię z wiatru lub słońca lub z biogazu oraz urządzenia do magazynowania energii elektrycznej”</p>	ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA	<p>Uwaga została uwzględniona</p> <p>Pkt 11.4.11. otrzymuje brzmienie:</p> <p>11.4.11. Redysponowanie nierynkowe MWE, w skład których wchodzi urządzenia wytwórcze pozyskujące energię co najmniej z dwóch technologii - wiatru lub słońca lub z biogazu, lub są instalacjami, w skład których wchodzi urządzenia wytwórcze pozyskujące energię z wiatru lub słońca lub z biogazu oraz urządzenia do magazynowania energii elektrycznej</p>
K86	11.4.1 1. 6. (1) i (2)	<p><u>Uwaga:</u></p> <p>Konieczne preredagowanie zapisu w celu jego zrozumienia. W obecnym brzmieniu jest niezrozumiałe i może stanowić zagrożenie realizacji działań służb ruchowych.</p> <p>Zapis może spowodować błędną interpretację a tym samym spowodować zwiększenie kosztów.</p>	ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W pkt 11.4.11. 6. (1) wskazano w jakich punktach (jednostkach redakcyjnych IRIESP) zostały uregulowane zasady doboru redysponowanych zasobów w przypadkach odpowiednio: doboru redysponowanych zasobów przez OSP na potrzeby równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oraz doboru redysponowanych zasobów na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Natomiast w pkt 11.4.11. 6. (2) został uregulowany przypadek redysponowania nierynkowego MWE, w sytuacji gdy w jednym miejscu przyłączenia przyłączonych jest więcej niż jeden MWE.</p> <p>Celem poprawy rozumienia i czytelności obu punktów, dokonano korekty redakcyjnej postanowień w pkt 11.4.11. 6., w związku z czym pkt (1) i (2) otrzymują brzmienie:</p> <p>(1) OSP <u>dokonyje doboru redysponowanych zasobów:</u></p> <p>(a) na potrzeby równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię - zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.4.4.2., 11.4.4.3. i 11.4.11.,</p> <p>(b) na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej - zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.4.5. i 11.4.11.;</p>

				(2) <u>dobór na potrzeby redysponowania nierynkowego, zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt (1), co najmniej jednego z wielu MWE przyłączonych w tym samym miejscu przyłączenia, odnosi skutek także w stosunku do pozostałych MWE, przyłączonych w tym samym miejscu przyłączenia, bez odrębnego zastosowania zasad określonych w pkt (1).</u>
K87	11.7.1. 3. (1) 11.7.1. 3. (3)	Punkty (1) oraz (3) powinny zostać uzupełnione o zapis: „w pierwszej kolejności wykorzystując złożone oferty na usługi bilansujące dla zasobów, które są lub wchodzą w skład JG, a w następnej kolejności dysponując pozostałą mocą nieobjętą ofertami na usługi bilansujące. Jeżeli OSP wyda polecenie ruchowe dla zasobu świadczącego usługi elastyczności na rzecz OSD skutkujące niedotrzymaniem dyscypliny ruchowej na rzecz OSD, to wypłaca wytwórcy rekompensatę równą karze za niedotrzymanie tej dyscypliny bez względu na to czy zasób posiada zapis w umowie o przyłączenie dotyczący gwarancji niezawodnych dostaw, czy nie”	FLEX RE* <small>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Zmiany postanowień w zakresie punktów wskazanych w uwadze, stanowi wyłącznie uzupełnienie obowiązujących postanowień IRIESP, które polega na dodaniu do tych postanowień odwołania do MEE oraz zastąpieniu określeń JWCD i nJWCD określeniem MWE i wynikającą z tego tytułu koniecznością doprecyzowania w pkt (1), że chodzi o MWE lub MEE przyłączone do sieci zamkniętej oraz doprecyzowania w pkt (3), że chodzi o MWE lub MEE przyłączone do sieci dystrybucyjnej, które nie są MWE lub MEE, o których mowa w pkt (1). Zmiana ta wynika wprost z art. 11d ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, w związku z czym zmiana nie wprowadza modyfikacji w zakresie prawa OSP do sterowania źródłami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej, a w konsekwencji modyfikacja tych postanowień nie jest uzasadniona.
K88	11.7.1. (1) i (3) Właściwy punkt 11.7.1. 3. (1) i (3)	Nie należy zmieniać obecnie obowiązujących zapisów. Proponowane zapisy należy wykreślić w całości, ponieważ stoją w sprzeczności z zapisami umów podpisanych z MWE przez OSD i sterowanie nimi może stanowić poważne zagrożenie dla pracy sieci dystrybucyjnej oraz wykorzystania ewentualnych usług elastyczności. Sterowanie źródłami przyłączonymi do sieci OSD przez OSP jest niezgodne z obowiązującymi przepisami prawa.	ENERGA STOEN PTPIREE PGE TAURON ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr K87.
K89	11.9. 3. (2)	Proponujemy następujące zmiany w celu poprawnego zrozumienia zapisów: (a) dla MWE nie są większe od 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej wprowadzanej jest	ENERGA STOEN PTPIREE PGE	<u>Uwaga została uwzględniona</u> W pkt 11.9. 3. (2) pkt (a) i (b) otrzymują brzmienie:

	<p>mniejsza lub równa 0 MWh, a w przypadku MEE są równe 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej jest równa 0 MWh,</p> <p>(b) dla MWE nie są równe 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej wprowadzanej jest większa od 0 MWh, a w przypadku MEE nie są równe 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej jest różna od 0 MWh,</p> <p>(c) nie różnią się od zmierzonej ilości energii elektrycznej o więcej niż określone przez OSP procentowe odchylenie od mniejszej z dwóch wielkości: (i) mocy zainstalowanej i (ii) mocy przyłączeniowej,</p> <p><u>Uwaga:</u></p> <p>Dla punktu (b) i (c) – zapisy punktów są niemożliwe do spełnienia w zakresie przekazywania prawidłowych planów pracy uwzględniających redysponowanie ze względu na zbyt krótki czas realizacji pomiędzy poleceniem a zamknięciem OREB.</p> <p><u>Obecne zapisy powodują że cały plan może zostać uznany za niepoprawny w przypadku niespełnienia warunku przynajmniej dla jednego OREB w dobie, co skutkuje działaniami OSD w stosunku do MWE i MEE w zakresie niedotrzymania dyscypliny ruchowej.</u></p> <p>Incydentalne zdarzenie powoduje nadmiarowe działania OSD i URE w stosunku do MWE i MEE.</p>	TAURON ENEA	<p>(a) dla MWE nie są większe od 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej <u>wprowadzanej do sieci</u> jest równa 0 MWh, a w przypadku MEE są równe 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej jest równa 0 MWh,</p> <p>(b) dla MWE nie są równe 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej <u>wprowadzanej do sieci</u> jest większa od 0 MWh, a w przypadku MEE nie są równe 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej jest różna od 0 MWh,</p> <p><u>Wyjaśnienie dodatkowe</u></p> <p>Zgodnie z nową wersją dokumentu „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE” (TCM - zakres wymienianych danych) i KA nr 3/CK-3/2025 IRiESP, po wdrożeniu zasad zawartych w tych dokumentach, korygowanie planu pracy dla danego OREB będzie możliwe w ramach tego OREB, co umożliwi właścicielom MWE i MEE odzwierciedlenie poleceń operatora lub sytuacji awaryjnych w ich planach pracy.</p>
K90	<p>11.9. 3. (2) (d)</p> <p><u>Uwaga:</u></p> <p>Zapisy punktu nie pozwalają na spełnienie warunku poprawności planu pracy przy wydawaniu poleceń typu uzupełniającego i interwencyjnego ze względu na czas</p>	ENERGA STOEN PTPiREE PGE TAURON	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K89.</p>

		otrzymywania takich poleceń z OSP i ich realizacji w sposób automatyczny. Proponujemy punkt poprawić lub wykreślić.	ENEA	
K91	11.9 (4) Właściwy punkt: 11.9. 4.	„Procentowe odchylenie, o którym mowa w pkt 3. jest parametrem monitorowania, który OSP publikuje na stronie internetowej OSP wraz z metodą wyznaczenia” Informacja zawarta w tym podpunkcie jest lakoniczna i daje OSP pełną dowolność w kształtowaniu tego mechanizmu. Prosimy o informacje o jakim rzędzie wielkości jest mowa w dokumencie. Przed akceptacją Karty Aktualizacji dobrze byłoby wiedzieć jaki jest pierwszy proponowany mechanizm wyznaczenia akceptowalnego odchylenia od planu pracy oraz proponowana metodyka jego wyznaczenia. Dodatkowo, zwracamy uwagę, że zmiana parametru powinna być konsultowana z rynkiem oraz akceptowana przez podmiot niezależny od OSP np. URE.	FLEX RE* <small>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Wraz z opublikowaniem parametru, o którym mowa w pkt 4, OSP opublikuje metodę jego wyznaczenia z uwzględnieniem typów MWE i ich technologii wytwarzania, co wyklucza „pełną dowolność” zarzucaną w uwadze. W dniu wejścia w życie zmian IRiESP objętych KA nr 2, powołany parametr będzie równy 100% co oznacza, że warunek, o którym mowa w pkt 3. (2) (c) nie będzie sprawdzany, do czasu wejścia w życie nowej wartości tego parametru, tj. upływu 30 dni od daty jego opublikowania. Dopuszczalna wielkość procentowego odchylenia średnich wielkości generacji mocy czynnej określonych w planie pracy od zmierzonej ilości energii elektrycznej będzie stopniowo zmniejszana wraz z poprawą jakości zgłaszanych planów pracy MWE i MEE.
K92	11.9. 4	Uwaga: Procentowe odchylenie – o którym mowa w zapisach powinno być konsultowane z MWE i MEE.	ENERGA STOEN PTPiREE PGE TAURON ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr K91.
K93	11.9. 5	Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści: „Monitorowanie dyscypliny ruchowej jest prowadzone na podstawie porównania poleconych przez OSP lub OSDp poziomów dostaw energii elektrycznej, w tym wynikających z poleceń redysponowania w ramach redysponowania nierynkowego, z rzeczywistą ilością energii dostarczonej przez MWE lub MEE.”.	ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> OSP nie kwestionuje faktu, że usługi elastyczności mogą być świadczone wyłącznie na rzecz OSD i jedynie OSD powinien określać mechanizmy funkcjonowania usług elastyczności. Jednak jak to przedstawiono w odpowiedzi na uwagę nr O5, OSD realizując zadania zarządzania przepływami mocy czynnej oraz zarządzania napięciami w swojej sieci, w tym wykorzystując do

		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Proponowane przez OSD postanowienia dotyczące monitorowania poprawności planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej nie powinny dotyczyć usług elastyczności. Usługi elastyczności mogą być świadczone wyłącznie na rzecz OSD i jedynie OSD w IRiESD lub w umowie o świadczenie usług elastyczności, powinien określać mechanizmy funkcjonowania usług elastyczności, w tym ewentualne zasady i odpowiedzialności związane z brakiem wykonania usługi elastyczności. Wprowadzenie w tym zakresie zapisów do IRiESP wykracza poza delegację wynikającą z ustawy Prawo energetyczne oraz wykracza poza zasady koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności.</p>		<p>tego celu usługi elastyczności, muszą uwzględnić fakt, że ingerencja w pracę zasobów wytwórczych lub odbiorczych będzie miała wpływ na bezpieczną pracę sieci zamkniętej, obejmującej sieć przesyłową 400 kV i 220 kV oraz koordynowaną sieć 110 kV. Dotrzymanie dyscypliny ruchowej przez redysponowane zasoby jest gwarantem poprawnego planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE.</p> <p>Z powyższych względów istotne jest, aby operatorzy systemów identyfikowali wszystkie naruszenia dyscypliny ruchowej.</p> <p>W odniesieniu do zarzutu, że postanowienia pkt 11.9.5. wykraczają poza delegację wynikającą z ustawy Prawo energetyczne oraz wykraczają poza zasady koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności - patrz odpowiedź na uwagę nr O8.</p>
K94	11.9 (6) Właściwy punkt: 11.9.6.	<p>„Do naruszenia dyscypliny ruchowej dochodzi w następujących przypadkach: (1) gdy redysponowany zasób nie dostarczył planu pracy, a dotrzymywanie poziomu mocy wprowadzanej do sieci lub pobieranej z sieci odbywa się z dokładnością mniejszą niż 10% poziomu wprowadzanej lub pobieranej mocy przez redysponowany zasób, określonego w deklarowanym planie pracy określonym przez OSP”</p> <p>Czy jakkolwiek odchyłka od zadanego punktu pracy w przypadku redysponowania jest naruszeniem dyscypliny ruchowej? Nie ma żadnego bufora?</p>	FLEX RE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zgodnie z postanowieniami pkt 11.9.6. (1) do naruszenia dyscypliny ruchowej dochodzi, gdy redysponowany zasób nie dostarczył planu pracy, a dotrzymywanie poziomu mocy wprowadzanej do sieci lub pobieranej z sieci odbywa się z dokładnością mniejszą niż 10% poziomu wprowadzanej lub pobieranej mocy przez redysponowany zasób, określonego w deklarowanym planie pracy określonym przez OSP. Plan ten jest wyznaczany przez OSP zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.4.4.1.5. W tym przypadku, oprócz naruszenia dyscypliny ruchowej (w przypadku niedotrzymywania wymaganego poziomu mocy wprowadzanej do sieci lub pobieranej z sieci) dochodzi również do stwierdzenia niepoprawności planów pracy. Szczegółowe przesłanki do monitorowania dotrzymywania dyscypliny ruchowej redysponowanego zasobu nieobjętego poleceniem redysponowania zawiera pkt 11.9.7.</p>
K95	11.9.6.	<p><u>Proponujemy nowe brzmienie zapisów:</u></p> <p>Do naruszenia dyscypliny ruchowej dochodzi w następujących przypadkach:</p>	ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Brak planu pracy lub brak spełnienia warunków, które plan pracy powinien spełniać, określonych w pkt 11.9.3. nie jest kwalifikowane jako niedotrzymanie</p>

	<p>(1) jeżeli plan pracy dla danej /zasobu MWE lub MEE i przekazywany do OSP lub OSD dla danej doby nie jest zgodny z zapisami punktu 11.9.3; albo</p> <p>(2) gdy redysponowany zasób MWE lub MEE przyłączony do OSP lub OSD nie dostarczył planu pracy, albo</p> <p>(3) gdy redysponowany zasób przyłączony do OSP nie dostarczył planu pracy, a dotrzymywanie poziomu mocy wprowadzanej do sieci lub pobieranej z sieci odbywa się z dokładnością mniejszą niż 10% poziomu wprowadzanej lub pobieranej mocy przez redysponowany zasób, określonego w deklarowanym planie pracy określonym przez OSP; albo</p> <p>(4) gdy redysponowany MWE lub MEE nie wykonuje albo nienależycie wykonuje polecenia redysponowania wydane przez właściwego Operatora oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem realizacji redysponowania nierynkowego, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez właściwego Operatora, bez względu na stopień niewykonania polecenia redysponowania; albo</p> <p>(5) gdy aktywowany zasób w ramach świadczenia usług elastyczności nie wykonuje albo nienależycie wykonuje polecenia wydane przez OSDp oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem realizacji poleceń wynikających z aktywacji usług elastyczności, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez OSDp, bez względu na stopień niewykonania polecenia.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Z uwagi na brak wyraźnego określenia dla jednostek wytwórczych przyłączonych do OSD dodano punkt (1) i (2). W punkcie (3) doprecyzowano miejsce przyłączenia zasobu w którym OSP określa plan pracy, a OSD nie posiada</p>	<p>PGE*</p> <p><i>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</i></p>	<p>dyscypliny ruchowej. Takie przypadki wskazują na niepoprawność planów pracy.</p> <p>W przypadku gdy redysponowany zasób nie dostarczył planu pracy, to plan pracy na potrzeby wyznaczania wolumenu mocy do ograniczenia w danym ORN w ramach redysponowania nierynkowego jest wyznaczany przez OSP zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.4.4.1. 5. Plan ten jest wyznaczany dla wszystkich MWE i MEE, które nie dostarczyły planu pracy, a nie tylko, jak to jest w propozycji zmiany brzmienia obecnego pkt (1), do zasobów przyłączonych do sieci OSP.</p> <p>Postanowienia obecnego pkt(2) wskazują na polecenia redysponowania wydane przez OSP lub OSDp, a więc właściwego operatora systemu.</p>
--	---	---	---

		powyższych informacji i nie może tego kontrolować. W punkcie (4) doprecyzowano zapis.		
K96	11.9. 6 . (3)	Proponujemy usunięcie podpunktu. <u>Uzasadnienie:</u> Uzasadnienie jak do uwagi szczegółowej nr 68 (dotyczącej pkt. 11.9. 5.). (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr K93</i>)	ENERGA STOEN PTPiREE TAURON ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr K93.
K97	11.9. 7.	„W przypadku redysponowanego zasobu nieobjętego poleceniem redysponowania, przesłanką do monitorowania dotrzymywania dyscypliny ruchowej są zmiany deklarowanego planu pracy w relacji do poziomu zbilansowania POB. Dopuszcza się zmiany deklarowanego planu pracy dokonywane w okresie od 45. minuty do 20. minuty przed OREB, mające na celu poprawę zbilansowania POB, pod warunkiem, że takie zmiany zostały odwzorowane w skorygowanym planie pracy zgłoszonym OSP do 20. minuty przed OREB. Zmiana ilości generowanej lub pobieranej energii elektrycznej w stosunku do planu pracy aktualnego na 20. minutę przed rozpoczęciem OREB nie wynikająca z uwarunkowań technicznych funkcjonowania redysponowanego zasobu, na które podmiot posiadający redysponowany zasób nie mógł oddziaływać w celu dotrzymania planu pracy, oraz zmiana ilości generowanej lub pobieranej energii elektrycznej nie wynikająca z nagłej i nieprzewidzianej potrzeby w zakresie zbilansowania POB, może być uznana za naruszenie dyscypliny ruchowej jeżeli wielkość tej zmiany wyniesie przynajmniej 10 % wolumenu zgłoszonego w planie pracy. W każdym przypadku dokonania zmiany generowanej lub pobieranej energii elektrycznej, o której mowa powyżej, niezależnie od jej wielkości, na żądanie operatora systemu podmiot posiadający redysponowany zasób przedstawia uzasadnienie dokonania tej zmiany.”	FLEX RE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr K93.

		Jak to się ma do wyrażonej wyżej generalnej zasady, że niewykonanie polecenia redysponowania zawsze uznaje się za naruszenie dyscypliny ruchowej? Usługi elastyczności są oddzielnymi produktami na rynku usług systemowych i dotrzymanie dyscypliny ruchowej w ich zakresie powinno być weryfikowane bezpośrednio przez właściwego OSD. Co więcej dotrzymanie dyscypliny ruchowej w związku z aktywacją usług elastyczności powinno odpowiednio korygować niezbilansowanie POB. Zasada działania powinna być analogiczna jak dla usług bilansujących, co w zaproponowanej formie nie jest zachowane.		
K98	11.9.7.	Punkt do wyjaśnienia lub zmiany redakcji / redakcyjnych w kontekście niezbędnego wyjaśnienia ewentualnych obowiązków dla OSD.	ENERGA STOEN PTPIREE TAURON ENEA PGE* <i>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</i>	<u>Wyjaśnienie</u> Postanowienia pkt 11.9.7. zawierają przesłanki do monitorowania dotrzymywania dyscypliny ruchowej przez redysponowany zasób nieobjęty poleceniem redysponowania oraz warunki, których spełnienie jest uznawane za naruszenie dyscypliny ruchowej. Obowiązki OSD w procesie monitorowania poprawności planów pracy lub niedotrzymywania dyscypliny ruchowej przez MWE lub MEE są określone w pozostałych postanowieniach pkt 11.9.
K99	11.9.8.	<u>Proponujemy zmianę brzmienia zapisów:</u> W przypadku stwierdzenia niepoprawności planów pracy lub niedotrzymywania dyscypliny ruchowej przez MWE lub MEE, właściwy Operator OSP lub OSDp występują pisemnie do posiadacza MWE lub MEE z wezwaniem do usunięcia powołanych naruszeń w terminie nie dłuższym niż 30 dni od daty wezwania.	ENERGA STOEN PTPIREE TAURON PGE ENEA	<u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u> W pkt 11.9. pkt 8. otrzymuje brzmienie: <i>8. W przypadku stwierdzenia niepoprawności planów pracy lub niedotrzymywania dyscypliny ruchowej przez MWE lub MEE, <u>OSP albo OSDp</u> występuje pisemnie do posiadacza MWE lub MEE z wezwaniem do usunięcia powołanych naruszeń w terminie nie dłuższym niż 30 dni od daty wezwania.</i> <u>Wyjaśnienie</u>

				Uwzględniając, że OSDp zgodnie z pkt 11.9. 1. monitoruje poprawność planów oraz dotzymanie dyscypliny ruchowej przez MWE i MEE przyłączone do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp przyjęcie redakcji punktu jak w uwadze nie jest poprawne. Z tego względu użycie sformułowania „właściwy operator” mogłoby być mylące w przypadku zasobu przyłączonego do sieci OSDn, dla którego na gruncie postanowień pkt 11.9. IRiESP - Korzystanie, w związku z art. 9c ust. 3a ustawy Prawo energetyczne właściwym operatorem jest w tym przypadku OSDp, na którego obszarze sieci OSDp/OSDn jest przyłączony ten zasób.
K10 0	11.9. 10.	Należy zdefiniować „wielkości niedokładności planów pracy” oraz „poziom niedotrzymywania dyscypliny ruchowej” z uwagi na możliwą dowolność interpretacji oraz ewentualne problemy przy analizie.	ENERGA STOEN PTPiREE PGE TAURON ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> „niedokładność planów pracy” oraz „poziom niedotrzymywania dyscypliny ruchowej” są zdefiniowane odpowiednio w pkt 11.9. 3. i 11.9. 6. Punkty te wskazują, że jasno precyzuje, że odpowiedzialność zasobu odnosi się do czynności niewykonanych albo nienależycie wykonanych.
K10 1	11.9. 10. (2)	W jaki sposób mają być agregowane wielkości dla każdego OREB i każdego węzła sieci zamkniętej?	ENERGA STOEN PTPiREE PGE TAURON ENEA	<u>Wyjaśnienie</u> Sposób agregacji informacji o wielkości niedokładności planów pracy oraz poziomie niedotrzymywania dyscypliny ruchowej dla zasobów przyłączonych do sieci o napięciu poniżej 110 kV będzie określony w komunikacie OSP publikowanym na stronie internetowej OSP. Dodatkowo patrz odpowiedź na uwagę nr O15.

3.4. Uwagi szczegółowe do Załącznika nr K2 do IRiESP - Korzystanie

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagę	Stanowisko OSP
Z1	Cała treść załącznika	<p>Postanowienia załącznika nr K2 do IRiESP, w szczególności w zakresie zasady obliczania rekompensaty finansowej powinny odzwierciedlać przepisy ustawy Prawo energetyczne oraz pozostawać bez negatywnego wpływu na funkcjonowanie OSDp na rynku bilansującym, stąd proponujemy istotne przereformowanie treści załącznika z uwzględnieniem uwagi ogólnej nr 9/8. (wskazanie OSP: w <i>Raporcie uwaga nr O11</i>)</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak do uwagi ogólnej nr 9/8 dotyczącej zasad obliczania rekompensaty finansowej za redysponowanie nierynkowe, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.</p>	<p>ENERGA STOEN TAURON* PTPiREE ENEA</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Uzasadnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr O11.</p>
Z2	1. 2.	<p><u>Proponujemy zmianę:</u></p> <p>Rekompensata obliczana i wypłacana jest przez OSP:</p> <p>(1) OSP — w przypadku wykonania polecenia redysponowania przez redysponowany zasób przyłączony do sieci przesyłowej;</p> <p>(2) OSDp — w przypadku wykonania polecenia redysponowania przez redysponowany zasób przyłączony do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, gdy polecenie redysponowania zostało wydane przez OSP za pośrednictwem tego OSDp</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>W przypadku wykonania polecenia przez OSP rekompensata jest obliczana i wypłacana przez OSP,</p>	<p>ENERGA STOEN TAURON PTPiREE PGE ENEA</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Proponowane w uwadze rozwiązanie, zgodnie z którym w przypadku polecenia wydanego przez OSP rekompensata jest obliczana i wypłacana przez OSP, niezależnie od miejsca przyłączenia, jest wprost sprzeczne z art. 9c ust. 7j ustawy Prawo energetyczne, zgodnie z którym rekompensatę finansową, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943:</p> <p>1) oblicza i wypłaca operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej, którego dotyczyło polecenie, o którym mowa w ust. 7a lub 7b,</p> <p>2) w przypadku, o którym mowa w ust. 7a pkt 2 lub ust. 7b pkt 2, oblicza i wypłaca operator systemu elektroenergetycznego, za pośrednictwem którego jest przekazywane polecenie, o którym mowa w ust. 7a lub 7b, działając w</p>

		niezależnie od miejsca przyłączenia. Obecnie prowadzone spotkania konsultacyjne pomiędzy OSD a OSP przyjmują powyższą zasadę jako standard, ponieważ OSP opracowuje portal do zbierania informacji redysponowania PSDI oraz portal WOZE.		<p>imienu własnym, lecz na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego wydającego polecenie,</p> <p>- przy czym rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 tego rozporządzenia, jest rozliczana w ramach umowy o świadczenie usług przesyłania albo umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zgodnie z warunkami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1.</p> <p>W związku z powyższym w projekcie przyjęto, że wolumen niewyprodukowanej energii dla redysponowanych na polecenie OSP instalacji OZE lub MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, obliczał będzie OSP, zaś rekompensaty zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne będzie obliczał i wypłacał właściwy OSD. Rekompensaty będą wyliczane zgodnie z zasadami określonymi w Załączniku K2, zaimplementowanymi w portalu PSDI, który zostanie opracowany przez OSP i udostępniony OSD.</p> <p>Jedynie w okresie przejściowym, do czasu określenia szczegółowych zasad ustalania i wypłaty rekompensat za nierynkowe redysponowanie w IRIESP, które będą w pełni implementowały postanowienia ustawy Prawo energetyczne, m.in. ze względu na brak narzędzi informatycznych po stronie OSD do obsługi wniosków o rekompensaty, ustalania rekompensat oraz ich wypłaty, a także aby zapewnić jednolitość stosowanych zasad w całym KSE, rekompensaty dla wszystkich MWE redysponowanych na polecenie OSP oblicza i wypłaca OSP.</p>
Z3	1. 4.	<p>Zapis do wykreślenia.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Nie mogą istnieć dwa polecenia w tym samym czasie na jeden zasób.</p> <p>Polecenie następnego redysponowania skutkuje zakończeniem redysponowania wynikającego z poprzedniego polecenia.</p>	<p>ENERGA STOEN TAURON PTPIREE PGE ENEA*</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Dla danego okresu redysponowania mogą wystąpić przypadki wydania dwóch poleceń na jeden zasób. Dla przykładu, dla jednego zasobu może zostać wydane polecenie redysponowania o określonym wolumenie mocy wynikające ze względów bilansowych, a następnie w związku z sytuacją sieciową może być wydane kolejne polecenie redysponowania wynikające ze względów sieciowych ze zmienionym, pogłębionym poziomem mocy redysponowania. Biorąc pod uwagę postanowienia umów o przyłączenie do sieci, umów przesyłania lub umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, które to umowy mogą zawierać różne postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej (np. odnosić się lub pozostawać w</p>

				związku z zapewnieniem równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub z zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej), niezbędne jest doprecyzowanie, jak należy ustalać rekompensatę finansową w sytuacji gdy dla danego okresu redysponowania zostały wydane oba rodzaje poleceń.
Z4	1. 9.	<p><u>Proponujemy zmianę:</u></p> <p>W przypadku redysponowania nierynkowego dokonanego na polecenie OSP wolumen redysponowanej energii dla MWE lub MEE przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn wyznacza OSP i udostępnia OSDp. w celu obliczenia i wypłaty rekompensaty.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Wykreślenie jest konsekwencją uwagi szczegółowej nr 2 do punktu 1. 2 (wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr Z2)</p>	<p>ENERGA STOEN TAURON PTPiREE PGE* ENEA</p> <p><small>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr Z2.</p>
Z5	1. 10.	<p><u>Proponujemy zmianę:</u></p> <p>OSDp przekazuje OSP dane i informacje niezbędne do wyznaczenia wolumenu redysponowanej energii, dla podlegających redysponowaniu nierynkowemu MWE lub MEE przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, o których mowa w pkt 4- i 6.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Wykreślenie jest konsekwencją uwagi szczegółowej nr 3 punktu 1.4. / usunięcia punktu (wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr Z3)</p>	<p>ENERGA STOEN TAURON PTPiREE PGE* ENEA</p> <p><small>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Pogrubiony pkt 4. to „Zasady wyznaczania wolumenu redysponowanej energii w wyniku wykonania polecenia redysponowania”.</p> <p>W celu prawidłowego wyznaczenia wolumenu redysponowanej energii, niezbędne jest uwzględnienie danych i informacji określonych zarówno w pkt 4. jak i pkt 6., posiadanych przez OSD, dotyczących redysponowanych zasobów oraz parametrów redysponowania.</p>
Z6	1. 11.	<p><u>Proponujemy zmianę:</u></p> <p>Sprzedawca zobowiązany przekazuje OSDp OSP dane i informacje niezbędne do obliczenia wysokości rekompensaty, dotyczące MWE lub MEE przyłączonych do</p>	<p>ENERGA STOEN TAURON PTPiREE</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr Z2.</p>

		<p>sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, od których jest obowiązany zakupić energię elektryczną.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Wykreślenie jest konsekwencją <u>uwagi szczegółowej nr 2 do punktu 1. 2 (wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr Z2)</u></p>	<p>PGE*</p> <p>ENEA</p> <p><i>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</i></p>	
Z7	1. 12.	<p><u>Proponujemy zmianę:</u></p> <p>Korespondencja pomiędzy OSP albo OSDp a właścicielem redysponowanego zasobu, w szczególności w zakresie wniosków o wypłatę rekompensat, informacji rozliczeniowych, raportów z rekompensat, reklamacji i dokumentacji będącej podstawą do wyliczenia rekompensat, odbywa się poprzez portal WOZE. Korespondencja i wymiana informacji pomiędzy OSP i OSDp dotycząca ustalania rekompensat oraz rozliczeń, w tym w szczególności w zakresie raportów z rekompensat, raportów z odchyłeń i raportów z opłat, reklamacji i dokumentacji będącej podstawą do wyliczenia rekompensat odbywa się poprzez portal PSDI. Portale WOZE i PSDI oraz sposób korzystania z nich, zostały opisane szczegółowo w pkt 5.7.5. IRiESP - Korzystanie.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Wykreślenie jest konsekwencją <u>uwagi szczegółowej nr 2 do punktu 1. 2 (wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr Z2)</u></p>	<p>ENERGA</p> <p>STOEN</p> <p>TAURON</p> <p>PTPiREE</p> <p>PGE*</p> <p>ENEA</p> <p><i>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</i></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr Z2.</p>
Z8	1. 14.	<p><u>Punkt do korekty w całości z uwagi na konsekwencję zmian w punkcie 1. 2.</u></p> <p>OSP może obliczać rekompensaty wynikające z poleceń OSDp na podstawie odrębnych uzgodnień zgodnie z zasadami ustalania rekompensat określonymi w niniejszym załączniku, z wykorzystaniem portalu PSDI udostępnianego przez OSP.</p>	<p>ENERGA</p> <p>STOEN</p> <p>TAURON</p> <p>PTPiREE</p> <p>PGE</p> <p>ENEA</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr Z2.</p>

		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zmiana jest konsekwencją zmian w punkcie 1. 2 oraz 5.7.5. 10 IRIESP Korzystanie (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr Z2 oraz nr K6</i>)</p>		
Z9	2.	<p>Uwaga ogólna:</p> <p>Proces opisany w punkcie 2 jest bardzo skomplikowany i nieczytelny zarówno dla kadry OSD jak również MWE.</p> <p>Zwracamy uwagę, że proces rozpatrzenia redysponowania powinien rozpocząć się nie wcześniej niż 14 dni po wykonanym redysponowaniu z uwzględnieniem art. 93 uOZE.</p> <p>Zaproponowany harmonogram działań dla OSDp bez wdrożenia niezbędnych systemów wsparcia nie jest wykonalny w terminie 1 stycznia 2028r. Procesy zakupowe oraz wdrożenia mogą niestety trwać dłużej niż proponowany termin wdrożenia.</p> <p>Wdrożenie wymagań wymagać będzie przystosowania organizacji OSDp do realizacji proponowanych wymagań.</p>	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE PGE ENEA	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Proces opisany w pkt 2. wynika z mechanizmu ustalania rekompensat, zgodnie z którym przyjęto następujące rozwiązanie:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. rekompensata jest ustalana jako wartość utraconego przychodu z systemu wsparcia, którego podmiot nie może uzyskać ze względu na niewyprodukowanie określonej ilości energii elektrycznej w wyniku wykonania polecenia redysponowania w odniesieniu do jego zasobów (dla podmiotów, które z systemów wsparcia korzystają); 2. skutek utraconych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej znoszony jest poprzez uznanie, że redysponowany wolumen energii uznaje się jako wprowadzony do sieci w przypadku ograniczenia wprowadzania mocy czynnej lub uznaje się jako niewprowadzony do sieci w przypadku zwiększenia wprowadzania mocy czynnej i dokonuje się jego rozliczenia poprzez uwzględnienie wolumenu redysponowanej energii w odniesieniu do zasobu podlegającego redysponowaniu nierynkowemu przy wyznaczaniu niezbilansowania POB w ramach bilansowania handlowego, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania. Tak ustalone niezbilansowanie jest uwzględniane w rozliczeniach POB tej instalacji OZE oraz MEE na RB. <p>Z tego względu, po wykonaniu nierynkowego redysponowania realizowane będą dwa procesy, tj.: (i) wyznaczanie niezbilansowania POB wynikające z niezbilansowań redysponowanych MWE i MEE które reprezentuje oraz (ii) wyznaczenie wartości rekompensaty i jej wypłaty.</p> <p>W zakresie wyznaczania niezbilansowania POB, zgodnie z TCM – Warunki dotyczące Bilansowania, proces ten rozpoczyna się już w dniu następującym po</p>

				<p>danym dniu. Z tego względu, aby zachować spójność z procesami wyznaczania niezbilansowań i ich rozliczeń, realizowanymi na rynku bilansującym, zaproponowane rozwiązania w zakresie wyznaczania niezbilansowania POB w związku z redysponowaniem nierynkowym realizowane są już w dniu następującym po dniu redysponowania, a następnie do dnia d+4 w którym wykonywane jest pierwsze rozliczenie na RB. Z tego względu odpowiednie wyznaczenie niezbilansowań POB w dniu d+1 i d+4 wymagają odpowiednich działań opisanych w projektowanych zapisach, ze strony zarówno OSP jak i OSDp. Szczegóły tego procesu zostaną określone w TCM - Warunki Dotyczące Bilansowania.</p> <p>W zakresie wyznaczania wartości rekompensaty jako wartości utraconego przychodu z systemu wsparcia, to proces ten realizowany jest od 17-tego dnia po dniu, w którym wystąpiło redysponowanie – czyli zgodnie z uwagą, nie wcześniej niż 14 dni po dniu redysponowania. Taki harmonogram działań przyjęto, aby odpowiednio uwzględnić postanowienia art. 93 uOZE. Do tego dnia właściwy operator wyznacza i zamieszcza w portalu WOZE informacje o wartości rekompensat albo informacje o wolumenie niewyprodukowanej energii, przy czym w ramach realizacji tego procesu mogą być wykorzystane/przyjęte ustalone wcześniej wolumeny służące do wyznaczenia niezbilansowania POB, o których mowa powyżej.</p> <p>Proponowaną przez OSP datą wejścia w życie postanowień załącznika nr K2 do IRiESP - Korzystanie jest 1 stycznia 2028 r. Tak długi okres uwzględnia konieczność realizacji przez OSP i OSD odpowiednich działań dostosowawczych i wdrożeniowych w szczególności w systemach informatycznych, jak również zmian organizacyjnych.</p> <p>Niezrozumiałym jest wskazanie w uwadze, że proces jest skomplikowany i nieczytelny również dla MWE. W procesie konsultacji nie wpłynęły uwagi od MWE czy też organizacji reprezentujących MWE wskazujące na kwestie podnoszone w uwadze.</p>
Z10	2. 3.	<p><u>Punkt do korekty</u></p> <p>OSDp do godziny 12.00 w pierwszym dniu po dniu, w którym wystąpiło redysponowanie nierynkowe, uwzględniając</p>	ENERGA STOEN TAURON*	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p>

		<p>wolumeny redysponowanej energii MWE lub MEE przekazane przez OSP, o których mowa w pkt 1. oraz wynikające z poleceń własnych OSDp/OSDn, w związku z zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, dla których ustalana jest wartość utraconego przychodu z systemów wsparcia, o której mowa w pkt 6. 1. (1), lub dokonywane jest rozliczenie wolumenu redysponowanej energii, o którym mowa w pkt 6. 1. (1), przekazuje te wolumeny jako dodatkową serię danych do CSIRE. oraz Natomiast OSP udostępnia informacje o wolumenach redysponowanej energii właścicielom MWE lub MEE poprzez portal WOZE. Wolumeny redysponowanej energii dla MWE lub MEE przyłączonych do sieci OSDn przekazywane są przez OSDp do OSDn, a następnie przez OSDn do CSIRE.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zmiana jest konsekwencją uwagi szczegółowej nr 2 do punktu / zmian w punkcie 1. 2 oraz uwagi nr 9 ogólnej/szczęgółowej nr 9/ nr 8 do punktu 2. (wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr Z2, Z9 oraz O11)</p>	<p>PTPiREE PGE* ENEA*</p> <p><small>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p>Patrz odpowiedź na uwagę nr Z2 oraz nr Z9.</p>
Z11	<p>2. 19. 2. 24. 2. 25.</p>	<p>Należy doprecyzować, że właściwym Operatorem Systemu, wskazanym w tych punktach jest OSP, w konsekwencji zmian jakie zostały wprowadzone w punkcie 1. 2.</p>	<p>ENERGA STOEN TAURON PTPiREE PGE ENEA</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr Z2.</p>
Z12	<p>3.</p>	<p>Uwaga ogólna:</p> <p>Punkt wymaga przeredagowania z uwzględnieniem zmian wprowadzonych w punkcie 1. 2 Załącznika nr K2.</p>	<p>ENERGA STOEN TAURON PTPiREE ENEA*</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona.</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr Z2.</p>

			<p>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</p>	
Z13	<p>7. 1.</p> <p><i>uwaga przeniesiona z uwag szczegółowych IRiESP - Bilansowanie</i></p>	<p><u>Proponujemy zmianę zapisu:</u></p> <p>W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania wydanego przez OSP, w tym za pośrednictwem OSDp, z zastrzeżeniem pkt 5., właściciel redysponowanego zasobu jest obowiązany do zapłaty na rzecz OSP, opłaty za niewykonanie polecenia redysponowania. W przypadku zasobu przyłączonego do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, płatność realizowana jest za pośrednictwem OSDp.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zapis należy usunąć „W przypadku zasobu przyłączonego do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, płatność realizowana jest za pośrednictwem OSDp.”, ponieważ powoduje to nieuzasadnione przenoszenie kosztów na OSD związanych z obsługą płatności na rzecz OSP i obsługi ewentualnych reklamacji. Ponadto powyższy zapis generuje konieczność utworzenia dodatkowych etatów w OSD dla potrzeb realizacji tego procesu co nie jest uzasadnione. Koszty ponoszone przez OSD musiałyby zostać przeniesione wprost do Taryfy, a tym samym na odbiorców końcowych, w szczególności na gospodarstwa domowe.</p>	<p>ENERGA</p> <p>STOEN</p> <p>TAURON</p> <p>PTPiREE</p> <p>ENEA</p> <p>PGE</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr Z2.</p>

3.5. Uwagi szczegółowe do IRiESP - Bilansowanie

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagę	Stanowisko OSP
B1	1.8. 1.	Należy doszczegółowić zapisy ze względu na zmiany w STOEN Operator w zakresie węzłów NN.	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE PGE ENEA	<u>Uwaga została uwzględniona</u> W pkt 1.8. 2. pkt (2) otrzymuje brzmienie: (2) OSDp w porozumieniu z OSP opracowuje plany napięć dla węzłów innych niż wykazane w pkt (1), uzgodnionych z OSP, należących do koordynowanej sieci 110 kV lub sieci NN, której właścicielem jest OSDp, określonych w dokumencie zawierającym ocenę pracy obszarowej sieci 400/110 kV. OSDp prowadzi regulację napięć w tych węzłach utrzymując w nich napięcie poniżej wartości napięć występujących w węzłach sieci 110 kV, za których regulację napięć odpowiada OSP;
B2	1.8. 2. (2)	<u>Proponujemy zmianę brzmienia zapisów:</u> OSDp w porozumieniu z OSP opracowuje plany napięć dla węzłów innych niż wykazane w pkt (1), uzgodnionych z OSP, należących do koordynowanej sieci 110 kV określonych w dokumencie „Ocena pracy obszarowej sieci 400/110kV” . OSDp prowadzi regulację napięć w tych węzłach utrzymując w nich napięcie poniżej wartości napięć występujących w węzłach sieci 110 kV, za których regulację napięć odpowiada OSP;	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE PGE ENEA	<u>Uwaga została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr B1.
B3	1.8. 2. (3)	<u>Proponujemy zmianę brzmienia zapisów:</u> w celu regulacji napięć w węzłach, o których mowa w pkt (2), OSDp wykorzystuje może wykorzystywać wszystkie zasoby przyłączone do jego sieci, z wyłączeniem zasobów przyłączonych w węzłach sieci NN oraz w węzłach WN w stacjach NN/WN, w których węzeł NN należy do sieci przesyłowej, o ile pozwalają na to regulacje zawarte w umowach dystrybucyjnych oraz zgodnie z	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE PGE ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Z treści punktu nie wynika, że OSDp do regulacji napięć w swojej sieci będzie korzystał z zasobów innych operatorów systemu, jak to opisano w uzasadnieniu uwagi.

		<p>postanowieniami instrukcji współpracy lub współdziałania służb dyspozytorskich i ruchowych;</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>OSDp nie może regulować zasobem który podlega bezpośrednio OSP lub nie jest uregulowany w umowie z OSDp. Sterowanie źródłami przyłączonymi do sieci innego Operatora jest niezgodne z intencją ustawodawcy.</p>		
B4	1.8. 2. (5)	<p><u>Proponujemy zmianę brzmienia zapisów:</u></p> <p>„na potrzeby utrzymania bezpiecznych warunków pracy sieci zamkniętej, OSP może korzystać ze wszystkich dostępnych środków i podejmować działania określone w pkt 11.6. IRiESP - Korzystanie, w tym wykorzystywać zasoby zlokalizowane w węzłach koordynowanej sieci 110 kV określonych w pkt (2), chyba że OSDp wykaże poinformuje o braku możliwości skorzystania z tych środków przez OSP;</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Doprecyzowanie OSD informuje o braku możliwości, nie tworzy dodatkowych uzasadnień</p>	ENERGA STOEN TAURON PTPiREE PGE ENEA	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>W pkt 1.8. 2. pkt (5) otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>(5) na potrzeby utrzymania bezpiecznych warunków pracy sieci zamkniętej, OSP może korzystać ze wszystkich dostępnych środków i podejmować działania określone w pkt 11.6. IRiESP - Korzystanie, w tym wykorzystywać zasoby zlokalizowane w węzłach koordynowanej sieci 110 kV określonych w pkt (2), chyba że OSDp <u>poinformuje o braku możliwości skorzystania z tych środków przez OSP ze względu na dopuszczalne warunki pracy sieci dystrybucyjnej;</u></i></p>
B5	1.8. 2. (6)	<p><u>Proponujemy usunięcie zapisów:</u></p> <p>OSDp prowadząc regulację napięć w węzłach, o których mowa w pkt (2), zapewnia zachowanie neutralnego wpływu swoich działań na bilans mocy czynnej KSE</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak do uwagi ogólnej nr 3. (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr O5</i>) OSD jest zobowiązany do zarządzania ograniczeniami systemowymi na podstawie art. 9c ust. 3 pkt 6) ustawy Prawo energetyczne. Dodatkowo zobowiązanie w zakresie korzystania z usług elastyczności wynika m.in. z</p>	ENERGA STOEN TAURON PTPiREE PGE ENEA	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>W pkt 1.8. 2. pkt (6) i (7) skreśla się. Konsekwentnie zmianie uległa numeracja kolejnych punktów i odwołania do nich.</p>

		<p>art. 9c ust. 3 pkt 8a) ww. ustawy. Jednocześnie usługi elastyczności nie służą wyłącznie do zarządzania ograniczeniami sieciowymi, ale przede wszystkim są wykorzystywane „w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego”.</p> <p>Najistotniejsze jest, że OSD nie powinien być zobowiązany do „zachowania neutralnego wpływu swoich działań na bilans mocy czynnej KSE”. Taki obowiązek nie wynika z ustawy Prawo energetyczne, które w relacjach OSP-OSD ogranicza współpracę do koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności, <u>mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV”.</u></p>		
B6	1.8. 2. (7)	<p>Należy usunąć podpunkt (7).</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak do uwagi ogólnej nr 3. (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr O5</i>) Jednocześnie regulacja napięcia przez OSD odbywać się może w sposób automatyczny (MWE lub MEE pracują w trybie automatycznym) lub z zastosowaniem mechanizmów, co do których całkowicie bezzasadna jest proponowana przez OSP zasada zachowania neutralnego wpływu działań na bilans mocy czynnej KSE.</p>	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE ENEA	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr B5.</p>
B7	1.8. 2. (9)	<p><u>Proponujemy usunięcie zapisów:</u></p> <p>Wymagania zawarte w pkt. 1.8. 2. (9) wymagają dostosowania systemów i organizacji OSD, dlatego zaproponowany termin wejścia w życie postanowień, przedmiotowej KA powinien uwzględniać proces zakupowy systemów wsparcia (SIWZ, proces zakupowy, procesy odwoławcze KIO, a następnie wdrożenia zmian w IT) oraz przygotowania organizacji OSD do nowych zadań.</p>	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE PGE ENEA	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>W pkt 1.8. 2. dotychczasowy pkt (9) otrzymuje oznaczenie (7) i brzmienie: <i>(7) w celu zapewnienia warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej, OSDp na bieżąco przekazuje OSP w dobie d informacje o niewystarczającym poziomie <u>lub</u> o wyczerpaniu środków do regulacji napięć dla węzłów sieci 110 kV innych niż węzły NN/110 kV.;</i></p>

		<p>Obecne i przyszłe systemy estymacji na sieci koordynowanej będą wymagały znaczących modyfikacji w celuapełnienia wymiany informacji pomiędzy Operatorami.</p> <p>W przypadku pozostawienia zapisu należy uwzględnić powyższe uzasadnieni i określić okres przejściowy po uzgodnieniu z poszczególnymi OSD zakupu lub modyfikacji istniejących estymatorów.</p>		
B8	1.8. 2. (10)	<p><u>Proponujemy usunięcie zapisów:</u></p> <p>dane i informacje określone w pkt (9), OSDp przekazuje OSP za pośrednictwem portalu PSDI. Do czasu uruchomienia portalu PSDI, OSDp przekazuje OSP te informacje w ramach współpracy służb dyspozytorskich, w zakresie w jakim te informacje są wymagane przez OSP, ze względu na zapewnienie warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej;</p> <p>W konsekwencji 1.8. 2. (9), proponujemy usunięcie zapisu w całości.</p> <p>Przy pozostawieniu pozostaje zapis „dane i informacje określone w pkt (9), OSDp przekazuje OSP za pośrednictwem portalu PSDI.”, natomiast przekazywanie tak sformułowanych danych przez służby operatorskie nie jest możliwe do wykonania przez wszystkie OSD, ze względu na brak oprogramowania w systemach nadzoru.</p>	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE PGE ENEA	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W ramach uwzględnienia uwagi nr B7, obowiązek OSD do przekazywania informacji dotyczących możliwości regulacji napięcia został ograniczony do bieżącego przekazywania w dobie d informacji o niewystarczającym poziomie lub o wyczerpaniu środków do regulacji napięć.</p>
B9	1.8. 2. (11)	<p><u>Proponujemy korektę i uzupełnienie zapisów:</u></p> <p>„.....Koszty Rozliczenia wykorzystania tych środków w części dotyczącej usług regulacji napięcia w stanach ustalonych ponosi OSDp, zgodnie z uzgodnionymi zapisami w umowie przesyłowej.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p>	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE PGE ENEA	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Uwaga jest niezrozumiała – ponosi się koszty a nie rozliczenia. Ponadto z treści punktu nie wynika, że działania służb dyspozytorskich w zakresie regulacji napięć mają uwzględniać koszty tych działań. Pkt 1.8. 2. (11) i (12) stanowią o kosztach wykorzystania środków w części dotyczącej usług regulacji napięcia w stanach ustalonych. Zgodnie z pkt 1.1. 2. (1) (a) usługi</p>

		<p>Współpraca OSD i OSP w zakresie regulacji napięć w KSE powinna opierać się na bieżących działaniach służb dyspozytorskich zgodnie z wiedzą techniczną. Aspekt ekonomiczny nie powinien stanowić bariery do podejmowania działań operacyjnych i co do zasady powinien stanowić minimalną część tych działań.</p> <p>W umowie przesyłowej musi być określony rodzaj usługi i jej rozliczenie.</p>		<p>regulacji napięcia w stanach ustalonych obejmują usługę udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE) oraz usługę pracy kompensatorowej. Koszty te mają być rozliczone powykonawczo zgodnie z pkt 1.8. 2. (14). Z tego też względu, nie ma uzasadnienia dodanie odwołania do uzgodnień w umowie przesyłania.</p> <p>Ponadto pozostawienie kwestii objętych powołanymi punktami do uzgodnień na poziomie umowy przesyłania nie zapewni jednolitych rozwiązań i skutkowałoby naruszeniem zasady równoprawnego traktowania.</p>
B10	1.8. 2. (12)	<p><u>Proponujemy korektę i uzupełnienie zapisów:</u></p> <p>„...Koszty Rozliczenia wykorzystania tych środków w części dotyczącej usług regulacji napięcia w stanach ustalonych ponosi OSP, zgodnie z uzgodnionymi zapisami w umowie przesyłowej.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Współpraca OSD i OSP w zakresie regulacji napięć w KSE powinna opierać się na bieżących działaniach służb dyspozytorskich zgodnie z wiedzą techniczną. Aspekt ekonomiczny nie powinien stanowić bariery do podejmowania działań operacyjnych i co do zasady powinien stanowić minimalną część tych działań.</p> <p>W umowie przesyłowej musi być określony rodzaj usługi i jej rozliczenie.</p>	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE PGE ENEA	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr B9.</p>
B11	1.8. 2. (13)	<p><u>Prosimy o uzupełnienie punktu 1.8. 2. (13) o dostępny katalog.</u></p> <p>„...dostępne środki, z wyłączeniem usług regulacji napięcia w stanach ustalonych,”</p> <p>Konieczne doprecyzowanie i ustalenie katalogu co to są „dostępne środki, z wyłączeniem usług regulacji napięcia w stanach ustalonych,”</p>	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE PGE ENEA	<p><u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Dostępne środki i działania, z których OSP może korzystać i podejmować działania na potrzeby regulacji napięć w sieci przesyłowej są określone w pkt 11.6. IRiESP – Korzystanie. Analogiczny katalog działań i środków powinny zawierać IRiESD.</p>

		Brak definicji i katalogu w obowiązujących dokumentach opisujących dostępne środki .		W pkt 1.8. 2 pkt (11) otrzymuje brzmienie: <i>(11) w ramach działań, o których mowa w pkt (9) i (10) OSP i OSDp w pierwszej kolejności wykorzystują dostępne środki, z wyłączeniem usług regulacji napięcia w stanach ustalonych, a po ich wyczerpaniu wykorzystują najbardziej skuteczne i efektywne ekonomicznie <u>środki dostępne w ramach usług regulacji napięcia</u>;</i>
B12	1.8. 3. (2) (a)	<u>Zapis do usunięcia w całości.</u> Wszystkie niezbędne dane są przekazywane zgodnie z obowiązującą umową przesyłkową, a w przyszłości będą przekazywane na portal PWDS, co powoduje że zapis jest zbędny.	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE PGE ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Treść pkt 1.8. 3. (2) (a) nie zawiera postanowień dotyczących obowiązku przekazywania danych przez OSD.
B13	1.8. 3. (2) (b)	<u>Zapis do usunięcia w całości.</u> OSD nie posiada ani nie otrzymuje informacji o niezbędnych opracowaniach, które są zawarte w tajnym planie odbudowy OSP.	ENERGA STOEN PTPIREE PGE ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr O16.
B14	1.8. 3. (2) (c)	<u>Zapis do usunięcia w całości.</u> OSD nie posiada ani nie otrzymuje informacji o niezbędnych opracowaniach, które są zawarte w tajnym planie odbudowy OSP.	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE PGE ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr O16.
B15	1.8. 3. (2)	<u>Zapis do usunięcia w całości w związku z usunięciem punktów a, b i c.</u>	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr O16.

			PGE ENEA	
B16	1.8. 3. (3)	<u>Zapis do usunięcia w całości w związku z tajnym planem odbudowy OSP, w którym nie uczestniczą OSD.</u>	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE PGE ENEA	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr O16.
B17	1.9.	<p>Proponujemy istotne przeredagowanie treści pkt 1.9. w sposób, który będzie zgodny z przepisami ustawy Prawo energetyczne w odniesieniu do obowiązku OSP koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV oraz niezbędnej zawartości IRiESP w ww. zakresie. Przedstawiona propozycja OSP w pkt 1.9. IRiESP istotnie wykracza poza zapisy związane z koordynowaniem, de facto określając w wielu miejscach lub istotnie wpływając na katalog usług elastyczności, który będzie określony w IRiESD.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak do uwagach ogólnych nr 2,3,5i 6/5 (dotyczących usług elastyczności). (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr O4, O5, O7 i O8</i>)</p>	ENERGA STOEN PTPIREE ENEA TAURON*	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W wyniku uwzględnienia postulatu zawartego w tej i innych uwagach zmodyfikowano, treść pkt 1.9. IRiESP – Bilansowanie i pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie.</p> <p>Nowe brzmienie pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie i pkt 1.9. IRiESP – Bilansowanie zostało zamieszczone w pkt 4. niniejszego raportu.</p> <p>Usługi elastyczności mające wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV to usługi, z którymi wiąże się zmiana generacji albo zużycia energii elektrycznej. OSP koordynuje korzystanie przez OSD z usług elastyczności w powołanym zakresie w ramach procesu planowania koordynacyjnego i zasady te są zgodne z obowiązkami OSP i OSD określonymi w przepisach rozporządzenia systemowego w zakresie współpracy, tj. odpowiednio:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ obowiązek OSP współpracy z OSD w zakresie planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym oraz planowania i dysponowania mocą MWE przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV (§ 39 pkt 2 i pkt 5 lit. a); ▪ obowiązek OSD współpracy z OSP w celu określenia planów technicznych w zakresie możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym oraz w

				celu określenia zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci (§ 40 pkt 2 lit. a i pkt 3).
B18	1.9 (3) Właściwy punkt: 1.9. 3.	„Jeżeli OSDp planuje korzystać z usług elastyczności świadczonych przez zasoby, które składają się na JG na RB, to taka JG nie może świadczyć usług bilansujących na RB w okresach rozliczania energii bilansującej (OREB) danej doby, w których OSDp korzysta z usług elastyczności świadczonych przez te zasoby, niezależnie od tego z jakiej części tych zasobów korzysta OSDp.” Co w przypadku gdy kilka z wielu zasobów przyłączonych do JG (dotyczy to JGz3 oraz JGa) bierze udział w usługach elastyczności. To czy cała JG nie może świadczyć usług na RB w danym OREB?	FLEX RE	<u>Wyjaśnienie</u> Zgodnie z pkt 1.9. 3. w przypadku gdy chociaż jeden zasób tworzący JG bierze udział w usługach elastyczności, to w przypadku, gdy OSD aktywował ten zasób do świadczenia usługi elastyczności, to JG, w skład której wchodzi ten zasób nie może świadczyć usług na RB w okresie, w którym aktywowany przez OSD zasób świadczy usługi elastyczności.
B19	1.9. 3.	Proponujemy uzupełnienie punktu poprzez dodanie drugiego zdania w treści: „OSD ma prawo pierwszeństwa w korzystaniu z zasobów elastyczności przyłączonych do swojej sieci dystrybucyjnej na potrzeby usług elastyczności przed OSP.”. <u>Uzasadnienie:</u> Dla uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, proponujemy doprecyzować punkt. Proponujemy wprowadzić do IRiESP jednoznaczną zasadę, tj. określenie priorytetu korzystania przez OSD z danego zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD dla potrzeb usług elastyczności, w stosunku do świadczenia przez ten zasób usług bilansujących na rzecz OSP. Proponowane przez OSP zapisy IRiESP odnoszące się do możliwości świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem danego zasobu, jeśli w tym samym czasie OSD nie wykorzystuje tego zasobu do usług elastyczności, są niewystarczające. Priorytet wykorzystywania zasobu przez OSD wynika z charakteru usług elastyczności, w których istotna jest lokalizacja zasobu w sieci dystrybucyjnej, gdy usługi bilansujące nie mają istotnego charakteru „lokalizacyjnego”, że OSD ma	ENERGA STOEN TAURON PTPIREE ENEA ENEA	<u>Uwaga została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie</u> Do treści pkt 1.9. wprowadzono postulowaną zasadę pierwszeństwa OSD w korzystaniu z zasobów przyłączonych do swojej sieci dystrybucyjnej. Nowe brzmienie pkt 1.9. IRiESP – Bilansowanie zostało zamieszczone w pkt 4. niniejszego raportu.

		pierwszeństwo w wykorzystaniu danego zasobu, gdyż usługi elastyczności mają charakter ściśle lokalizacyjny, a OSP dla potrzeb świadczenia usług bilansujących może korzystać z innych zasobów świadczących usługi bilansujące.		
B20	1.9. 4. (1)	<p>„OSDp przekazuje do OSP wykazy: (1) JG, których zasoby są planowane do świadczenia na jego rzecz usług elastyczności w danej dobie, wraz z wykazem OREB, w których OSDp planuje wykorzystać te zasoby do świadczenia usług elastyczności - informacja jest przekazywana w terminie do zamknięcia bramki dla zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RBN (bramka RBN) dla tej doby;”</p> <p>JG, których zasoby są planowane do świadczenia na jego rzecz usług elastyczności w danej dobie, wraz z wykazem OREB, w których OSDp planuje wykorzystać te zasoby do świadczenia usług elastyczności - informacja jest przekazywana w terminie do zamknięcia bramki dla zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RBN (bramka RBN) dla tej doby.</p> <p>Co w przypadku gdy OSP z danej JG nabyło moce bilansujące od danego DUB w procesie zgłoszeń ofert portfolio mocy bilansujących? Dodatkowo, DUB powinien mieć wystarczająco dużo czasu na dokonanie zmiany rozłożenia grafików mocy bilansujących po otrzymaniu informacji, że część jego JG została wykluczona z możliwości świadczenia tych usług.</p>	<p>FLEX RE*</p> <p><i>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</i></p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W przypadku, gdy OSD aktywował usługi elastyczności świadczone przez zasób, dla którego OSP w ramach rynku mocy bilansujących przyjął ofertę portfolio na moce bilansujące świadczone przez JG obejmującą ten zasób, to OSD powinien skompensować koszty związane z niewywiązaniem się ze świadczenia usług bilansujących przez JG obejmującą ten zasób, poniesione przez DUB.</p>
B21	1.9. 5.	<p><u>Prosimy o korektę zapisu:</u></p> <p>Wykazy wymienione w pkt 4. OSDp przekazuje OSP za pośrednictwem portalu PSDI. Do czasu uruchomienia portalu PSDI, OSDp przekazuje powyższe informacje do</p>	<p>ENERGA STOEN TAURON ENEA PTPIREE</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Celem OSP nie było organizowanie pracy służb operatorskich OSDp. Zgodnie z postanowieniami IRiESP za bieżące prowadzenie ruchu sieci zamkniętej odpowiadają działające w układzie hierarchicznym służby</p>

		<p>OSP w sposób określony przez danego OSDp. te informacje w ramach współpracy służb dyspozytorskich.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>OSP nie może organizować pracy służb operatorskich OSDp. Informacje mogą być przekazywane przez inne działy, które zostaną wskazane przez danego OSDp.</p>	PGE	<p>dyspozytorskie OSP i OSD, służby ruchowe wytwórców, MEE i odbiorców końcowych przyłączonych bezpośrednio do sieci zamkniętej oraz obsługa ruchowa stacji. Wzajemne relacje pomiędzy tymi służbami są uregulowane odpowiednimi instrukcjami, zawierającymi wykaz osób uprawnionych i upoważnionych do przekazywania informacji ruchowych, wydawania i wykonywania poleceń ruchowych oraz prowadzenia uzgodnień wraz z wykazem środków łączności głosowej.</p> <p>Zgodnie z pkt 11.2. 15. IRiESP – Korzystanie wykaz osób uprawnionych i upoważnionych do przekazywania informacji ruchowych, wydawania i wykonywania poleceń ruchowych oraz prowadzenia uzgodnień wraz z wykazem środków łączności głosowej jest opracowywany, na bieżąco aktualizowany i wzajemnie przekazywany przez podmioty, w ramach których działają służby dyspozytorskie oraz służby ruchowe. Powołane postanowienie daje OSDp możliwość aktualizacji wykazu stosownie do przyjętej w tym zakresie organizacji pracy. Proponowane rozwiązanie, że powyższe informacje są przekazywane „w sposób określony przez danego OSDp” nie zapewni jednolitego rozwiązania, tj. jednolitego trybu dla wszystkich OSDp.</p>
B22	1.9. 7.	<p>Proponujemy zmianę wyliczenia i przyjęcie następującej jego treści: „Korzystanie przez OSDp z usług elastyczności jest uwzględniane.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak do uwagach ogólnych nr 2,3,5 i 6/5 (dotyczących usług elastyczności). (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr O4, O5, O7 i O8</i>)</p>	<p>ENERGA STOEN TAURON* ENEA PTPIREE</p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W wyniku uwzględnienia postulatu zawartego w tej i innych uwagach zmodyfikowano, treść pkt 1.9. IRiESP – Bilansowanie i pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie.</p> <p>Nowe brzmienie pkt 10.5. IRiESP – Korzystanie i pkt 1.9. IRiESP – Bilansowanie zostało zamieszczone w pkt 4. niniejszego raportu.</p>
B23	1.9. 8. oraz 1.9. 9.	<p>Należy usunąć punkty.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak do uwag ogólnych nr 2,3 i 5/3. (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr O4, O5 i O7</i>)</p>	<p>ENERGA STOEN TAURON* ENEA PTPIREE</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr B22.</p>

			* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania	
B24	1.9. 8.	<p>Zastąpienie całego zapisu, poniższą propozycją</p> <p>"Dwustronne redysponowanie stosuje się, o ile jest technicznie i ekonomicznie uzasadnione; dopuszcza się możliwość aktywacji jednostronnej w przypadkach zagrożenia pracy sieci lub braku dostępnych zasobów.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Najistotniejsze jest, że OSD nie powinien być zobowiązany do „zachowania neutralnego wpływu swoich działań na bilans mocy czynnej KSE”. Taki obowiązek nie wynika z ustawy Prawo energetyczne, które w relacjach OSP-OSD ogranicza współpracę do koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności, <u>mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV”</u>.</p> <p>Taki zapis wymusza, aby OSD każdą aktywowaną usługę elastyczności równoważył inną w przeciwnym kierunku. To nadmiarowy, skomplikowany i kosztowy mechanizm który może wpłynąć niekorzystnie na zarządzanie siecią w sytuacjach awaryjnych. Wymaga on istnienia zasobów kompensujących w każdej lokalizacji - co w praktyce jest nierealne. Ponadto prowadzi do administracyjnego zamiast rynkowego sposobu korzystania z elastyczności.</p>	PGE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr B22.</p>
B25	Nowy ppkt w pkt 1.9.	<p>Należy wprowadzić nowy punkt o następującej treści:</p> <p>„Koordynacji nie podlega korzystanie przez OSD z usług elastyczności z wykorzystaniem zasobów przyłączonych bezpośrednio do sieci:</p>	ENERGA STOEN TAURON* ENEA PTPIREE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr K31.</p>

		<p>1) o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i niższym niż 110 kV i gdy moc czynna usługi elastyczności nie jest większa niż 2 MW;</p> <p>2) o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Uzasadnienie jak do uwagach ogólnych nr 2,3,5 i 6/5 (dotyczących usług elastyczności). (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr O4, O5, O7 i O8</i>)</p>	<p>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</p>	
B26	1.9. 9.	<p>Niezbędne jest zdefiniowanie pojęć „kierunek pierwotny” oraz „kierunek wtórny” w rozdziale definicje, a nie w teście.</p>	PGE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Pojęcia wymienione w uwadze występują tylko w pkt 1.9. 9. i nie ma potrzeby lokalizowania ich w zestawie definicji.</p>

4. Specyfikacja zmian wynikających z procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym

Zważywszy na stanowisko OSP przedstawione w pkt 3. niniejszego raportu, stanowiące odpowiedź na uwagi otrzymane w wyniku procesu konsultacji z użytkownikami systemu projektu Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym, OSP dokonał następujących zmian postanowień Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym, w stosunku do opublikowanego i poddanego procesowi konsultacji projektu tej karty aktualizacji:

Do IRiESP - Wprowadzenie

- 1) W pkt 2.4. 1. wprowadza się definicję pojęcia „centralny system informacji rynku energii”, która otrzymuje brzmienie:
centralny system informacji rynku energii (dalej również w skrócie „system CSIRE”) - System informacyjny służący do przetwarzania informacji rynku energii na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej oraz wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego.
- 2) W pkt 2.4. 1. wprowadza się definicję pojęcia „aktywowanie usługi elastyczności”, która otrzymuje brzmienie:
aktywowanie usługi elastyczności – Wezwanie dostawcy usługi elastyczności do realizacji zobowiązania wynikającego z zawartej umowy o świadczenie usług elastyczności.
- 3) W pkt 2.4. 1. wprowadza się definicję pojęcia „produkt elastyczności”, która otrzymuje brzmienie:
produkt elastyczności – Produkt określony przez operatora systemu dystrybucyjnego w ramach usługi elastyczności.
- 4) W pkt 2.4. 1. wprowadza się definicję pojęcia „promień sieci dystrybucyjnej / promieniowa sieć dystrybucyjna”, która otrzymuje brzmienie:
promień sieci dystrybucyjnej / promieniowa sieć dystrybucyjna – Fragment sieci dystrybucyjnej niestanowiącej koordynowanej sieci 110 kV, przyłączony do węzła sieci zamkniętej.
- 5) W pkt 2.4. 1. wprowadza się definicję pojęcia „jednostronne redysponowanie nierynkowe”, która otrzymuje brzmienie:
jednostronne redysponowanie nierynkowe – Nierynkowe redysponowanie w rozumieniu art. 13 ust. 7 rozporządzeniu 2019/943, realizowane przez operatora systemu w kierunku zmiany wprowadzania mocy czynnej do sieci albo zmiany poboru mocy czynnej z sieci, bez skompensowania tego redysponowania poprzez redysponowanie w przeciwnym kierunku.
- 6) W pkt 2.4. 1. wprowadza się definicję pojęcia „środki topologiczne”, która otrzymuje brzmienie:
środki topologiczne – Działania operatora systemu polegające na zmianie układu pracy sieci, w szczególności poprzez wykonywanie przełączeń, wyłączeń lub załączeń linii oraz elementów rozdzielni.
- 7) W pkt 2.4. 1. wprowadza się definicję pojęcia „węzeł sieci zamkniętej”, która otrzymuje brzmienie:

węzeł sieci zamkniętej – System niesekcjonowany lub pojedyncza sekcja lub kilka sekcji lub systemów szyny rozdzielni o tym samym potencjale w rozdzielni 110 kV, 220 kV albo 400 kV w stacji elektroenergetycznej stanowiącej część sieci zamkniętej.

Do IRiESP - Korzystanie

8) W pkt 5.7.5. dotychczasowe pkt 1. – 4. otrzymują oznaczenie 2. - 5., a pkt 5. skreśla się.

9) W pkt 5.7.5. wprowadza się pkt 1. w brzmieniu:

1. Portal PSDI i portal WOZE służą do wymiany danych i informacji w konfiguracji pomiędzy odpowiednio OSP, OSDp i właścicielami redysponowanych zasobów. Dostęp do portali OSP zapewnia dedykowanym użytkownikom systemu na zasadach określonych poniżej, przy czym portal PSDI jest udostępniany OSDp, a portal WOZE jest udostępniany właścicielom redysponowanych zasobów. Wymiana danych i informacji odbywa się poprzez zapewnienie współdziałania tych portali, które umożliwia sprawną i bezpieczną komunikację pomiędzy wskazanymi podmiotami.

10) W pkt 5.7.5. pkt 2. – 5. otrzymują brzmienie:

2. Portal PSDI jest dedykowany do wymiany danych i informacji na potrzeby:

- (1) parametryzacji oraz rozliczania poleceń redysponowania wydanych przez OSP, o których mowa w pkt 11.4.;
- (2) koordynacji przez OSP korzystania przez OSD z usług systemowych niedotyczących częstotliwości i usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, o których mowa w pkt 1.8. i 1.9. IRiESP - Bilansowanie;
- (3) koordynacji przez OSP zarządzania przez OSD ograniczeniami sieciowymi, które ma wpływ na pracę sieci zamkniętej, o której mowa w pkt 10.5. oraz monitorowania poprawności planów pracy i dotrzymania dyscypliny ruchowej przez MWE i MEE, o których mowa w pkt 11.9.

3. Portal PSDI służy w szczególności do:

- (1) obsługi przez OSDp wniosków o rekompensatę finansową, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 (dalej także „wniosek o rekompensatę”), złożonych przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn;
- (2) przekazywania przez OSDp informacji rozliczeniowych do właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn;
- (3) rozpatrywania reklamacji w zakresie, o którym mowa w pkt (1) - (2);
- (4) przekazywania przez OSDp do OSP:
 - (a) wykazu JG, których zasoby są planowane do świadczenia na rzecz tego OSDp usług elastyczności w danej dobie, wraz z wykazem OREB, w których OSDp planuje wykorzystać te zasoby do świadczenia usług elastyczności,

- (b) wykazu zasobów, co do których OSDp ma prawo do ich wykorzystania w ramach świadczenia na jego rzecz usług elastyczności,
 - (c) planowanej ilości wprowadzania do sieci albo poboru z sieci mocy czynnej, o której mowa w pkt 10.5. 9 (1),
 - (d) wprowadzanej do sieci oraz pobieranej z sieci mocy czynnej wynikającej z aktywowanych przez OSD usług elastyczności lub jednostronnego redysponowania nierynkowego,
 - (e) potencjał regulacyjności, o którym mowa w pkt. 10.5. 9. (3),
 - (f) sprawozdania z monitorowania poprawności planów pracy oraz dotrzymywania dyscypliny ruchowej przez MWE i MEE,
 - (g) raportu z rekompensat i raportu z opłat za niewykonanie poleceń redysponowania,
 - (h) informacji o niewystarczającym poziomie środków do regulacji napięć lub ich wyczerpaniu w węzłach sieci 110 kV innych niż węzły NN/110 kV.
- (5) przekazywania przez OSP do OSDp wykazu zasobów, które tworzą JG na RB oraz listy zasobów planowanych przez OSP do dostarczania mocy bilansujących.
4. Portal WOZE jest dedykowany do wymiany danych i informacji na potrzeby obsługi wniosków o rekompensatę.
5. Portal WOZE służy w szczególności do:
- (1) składania, przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej lub do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, wniosków o wypłatę rekompensaty finansowej;
 - (2) obsługi przez OSP wniosków o rekompensatę złożonych przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej;
 - (3) przekazywania przez OSP informacji rozliczeniowych oraz not obciążeniowych za niewykonanie polecenia redysponowania do właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej;
- w tym składania i rozpatrywania reklamacji w powyższym zakresie.
- 11) W pkt 5.7.5. 9. odwołanie do pkt 2. zastępuje się odwołaniem do pkt 3.
- 12) Pkt 10.5. otrzymuje brzmienie:

10.5. Koordynacja przez OSP zarządzania przez OSD ograniczeniami sieciowymi, które ma wpływ na pracę sieci zamkniętej

(Postanowienia pkt 10.5. obowiązują od dnia 1 czerwca 2028 r.)

1. OSD zarządza ograniczeniami sieciowymi w promieniowej sieci dystrybucyjnej w ramach realizowanego w sposób ciągły planowania pracy sieci dystrybucyjnej niestanowiącej sieci zamkniętej, inicjowanego dla danej doby nie później niż w 9. dobie przed daną dobą, oraz wykonywanego w kolejnych iteracjach

- planowania realizowanych synchronicznie co 30 minut, o pełnej i w połowie godziny, oraz asynchronicznie, jeżeli jest to wymagane ze względu na warunki pracy sieci.
2. OSD zarządza ograniczeniami sieciowymi w promieniowej sieci dystrybucyjnej, stosując środki topologiczne i usługi elastyczności oraz, jeżeli jest to wymagane, jednostronne redysponowanie nierynkowe.
3. OSD w ramach planowania pracy promieniowej sieci dystrybucyjnej dąży do usunięcia wszystkich ograniczeń sieciowych w promieniowej sieci dystrybucyjnej, przy jednoczesnym minimalizowaniu redukcji potencjału usług bilansujących dostarczanych na rynek bilansujący przez zasoby przyłączone do tej sieci.
4. Usuwanie ograniczeń sieciowych przez OSD polegające na korzystaniu z usług elastyczności lub na jednostronnym redysponowaniu nierynkowym zasobów przyłączonych do promieniowej sieci dystrybucyjnej, w okresie od zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia następnego do zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego, wymaga koordynacji wykorzystania tych środków z OSP w zakresie skompensowania wskazanej przez OSD ilości mocy czynnej wynikającej z korzystania z usług elastyczności lub jednostronnego redysponowania nierynkowego, zarówno w zakresie zmiany wprowadzania mocy czynnej do sieci, jak i w zakresie zmiany poboru mocy czynnej z sieci.
5. W ramach kompensowania mocy czynnej, o którym mowa w pkt 4., OSD nie wskazuje do skompensowania tej ilości mocy czynnej z aktywowania usług elastyczności lub jednostronnego redysponowania nierynkowego dokonanego w tym okresie:
- (1) w odniesieniu do zasobów, dla których postanowienia umowy o przyłączenie do sieci lub umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawierają postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej;
 - (2) która stanowi znoszące się ilości mocy czynnej wynikające z wykorzystania usług elastyczności lub jednostronnych redysponowań nierynkowych dokonanych w przeciwnym kierunku w tym samym węźle sieci zamkniętej;
 - (3) która wynika z awarii sieciowej jeszcze nieuwzględnionej w toku realizacji procesu planowania, o którym mowa w pkt 1.
6. Usuwanie ograniczeń sieciowych przez OSD polegające na korzystaniu z usług elastyczności lub na jednostronnym redysponowaniu nierynkowym zasobów przyłączonych do promieniowej sieci dystrybucyjnej w okresie po zamknięciu bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego, wymaga koordynacji wykorzystania tych środków z OSP w zakresie:
- (1) skompensowania wskazanej przez OSD ilości mocy czynnej wynikającej z korzystania z usług elastyczności lub jednostronnego redysponowania nierynkowego, zarówno w zakresie zmiany wprowadzania mocy czynnej do sieci, jak i w zakresie zmiany poboru mocy czynnej z sieci;
 - (2) zastosowania tych środków w odniesieniu do zasobów dostarczających moce bilansujące w ramach rynku bilansującego, na potrzeby utrzymania wymaganego poziomu rezerw zapewniającego bezpieczeństwo pracy KSE.
7. W ramach kompensowania mocy czynnej, o którym mowa w pkt 6., OSD nie wskazuje do skompensowania ilości mocy czynnej z aktywowania usług elastyczności lub jednostronnego redysponowania nierynkowego w tym okresie:

- (1) w odniesieniu do zasobów, dla których postanowienia umowy o przyłączenie do sieci lub umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawierają postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej;
- (2) która stanowi znoszące się ilości mocy czynnej wynikające z aktywowania usług elastyczności lub redysponowań nierynkowych dokonanych w przeciwnym kierunku w tym samym węźle sieci zamkniętej;
- (3) która wynika z awarii sieciowej jeszcze nieuwzględnionej w toku realizacji procesu planowania, o którym mowa w pkt 1.;
- (4) jeśli przyczyną jej wprowadzenia do sieci lub pobrania z sieci jest zadziałanie układów automatyki zabezpieczającej pracę elementów sieciowych.

8. Koordynacja, o której mowa w pkt 4. i pkt 6., jest realizowana w sposób zapewniający:

- (1) zachowanie dopuszczalnych warunków pracy sieci zamkniętej i sieci dystrybucyjnej innych OSD, w szczególności w zakresie dopuszczalnych rozplywów mocy czynnej oraz poziomów napięć w KSE;
- (2) zachowanie wymaganych warunków pracy KSE w zakresie jego zbilansowania oraz dostępności mocy bilansujących zapewniających wymagany poziom rezerw mocy;
- (3) skompensowanie mocy czynnej usług elastyczności oraz jednostronnego redysponowania nierynkowego wykorzystanych przez OSD, w zakresie adekwatnym do spełnienia warunku zbilansowania KSE.

9. OSD po zamknięciu bramki międzystrefowego rynku dnia następnego, każdorazowo po zrealizowaniu iteracji planowania pracy promieniowej sieci dystrybucyjnej, o której mowa w pkt 1., oraz w przypadku zmiany dowolnej z wielkości wymienionych w pkt (1) - (3) poniżej, przekazuje OSP następujące dane i informacje dla każdego węzła sieci zamkniętej oraz dla każdego z ORN objętego planowaniem pracy promieniowej sieci dystrybucyjnej, odnoszące się do każdego promienia sieci dystrybucyjnej:

- (1) planowaną ilość wprowadzania do sieci albo poboru z sieci mocy czynnej;
- (2) wprowadzaną do sieci oraz pobieraną z sieci moc czynną wynikającą z aktywowanych przez OSD usług elastyczności lub jednostronnego redysponowania nierynkowego w celu zapewnienia dopuszczalnych warunków technicznych pracy promieniowej sieci dystrybucyjnej, w szczególności w zakresie rozplywów mocy czynnej oraz poziomów napięcia w tej sieci, a także wynikającą z awarii sieciowej moc czynną niepobieraną z sieci oraz niewprowadzaną do sieci, wraz z określeniem ilości mocy czynnej wymagającej skompensowania, o którym mowa w pkt 4. i pkt 6.;
- (3) potencjał regulacyjności, określany jako maksymalna możliwa zmiana wprowadzania mocy czynnej do węzła sieci zamkniętej albo poboru mocy czynnej z węzła sieci zamkniętej przez zasoby przyłączone do danego promienia sieci dystrybucyjnej przyłączonego do tego węzła sieci zamkniętej, przy spełnieniu ograniczeń w tym promieniu sieci dystrybucyjnej, obejmujący zasoby dostępne w ramach świadczenia usług elastyczności oraz zasoby dostępne w ramach jednostronnego redysponowania nierynkowego, wraz z określeniem monotonicznych cen za wykorzystanie tych ilości mocy czynnej dla zasobów świadczących usługi elastyczności.

10. W potencjale regulacyjności, o którym mowa w pkt 9. (3), OSD uwzględnia zasoby dostępne w ramach świadczenia usług elastyczności, poprzez produkt elastyczności, o którym mowa w pkt 1.9. 10. IRIESP – Bilansowanie, oraz zasoby dostępne w ramach jednostronnego redysponowania nierynkowego.
11. OSDn realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, określone w pkt 10.5., za pośrednictwem OSDp, z którego siecią jest połączony.
12. Dane i informacje, o których mowa w pkt 9., dotyczą obszaru sieci OSDp/OSDn i są przekazywane przez OSDp do OSP za pośrednictwem portalu PSDI.
13. Na potrzeby spełnienia warunków bezpiecznej pracy KSE, w tym zarządzania ograniczeniami w sieci zamkniętej i zbilansowania mocy czynnej w KSE, oraz skompensowania ilości mocy czynnej aktywowanych usług elastyczności oraz jednostronnego redysponowania nierynkowego przez OSD, OSP podejmuje następujące działania:
- (1) OSP dobiera zasoby dostępne:
- (a) w ramach usług systemowych, o których mowa w pkt 1.1. 2. (2)-(3) IRIESP - Bilansowanie, oraz
- (b) w ramach potencjału regulacyjności, o którym mowa w pkt 9. (3), świadczące usługi elastyczności na rzecz wszystkich OSD, kierując się kryterium minimalizacji kosztów wykorzystania tych zasobów.
- (2) w drugiej kolejności, w przypadku niewystarczalności zasobów, o których mowa w pkt (1), OSP dobiera zasoby dostępne:
- (a) w sieci zamkniętej i nieuczestniczące w rynku bilansującym, podlegające jednostronnemu redysponowaniu nierynkowemu, w koordynacji z właściwym OSD w zakresie wykorzystywania zasobów przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, oraz
- (b) w ramach potencjału regulacyjności, o którym mowa w pkt 9. (3), podlegające jednostronnemu redysponowaniu nierynkowemu u wszystkich OSD, oraz
- (c) w ramach innych środków dostępnych dla OSP, w tym pomocy międzyoperatorskiej,
- kierując się kryterium minimalizacji wolumenu energii elektrycznej.
14. W wyniku doboru zasobów, o których mowa w pkt 13.:
- (1) OSP przekazuje odpowiednim OSD specyfikację poleceń, jakie należy przekazać operatorom zasobów podlegających redysponowaniu;
- (2) OSD przekazuje polecenia operatorom tych zasobów, kontroluje wykonanie poleceń przez operatorów oraz rozlicza się z nimi na warunkach określonych w odpowiednich umowach.
15. OSD przenosi na OSP poniesione koszty wynikające z aktywowanych zasobów świadczących usługi elastyczności oraz z wykorzystania zasobów podlegających jednostronnemu redysponowaniu nierynkowemu, o których mowa w pkt 13.

16. Koszty, o których mowa w pkt 15., są wyznaczone w cyklach dobowych dla każdego ORN, w zakresie zasobów świadczących usługi elastyczności na podstawie cen określonych w potencjale regulacyjności, o którym mowa w pkt 9. (3), natomiast w zakresie zasobów podlegających jednostronnemu redysponowaniu nierynkowemu na podstawie zasad stosowanych przy wyznaczeniu rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.
17. OSP przenosi poniesione koszty podjętych działań, o których mowa w pkt 13., na poszczególnych OSD, których działania związane z zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi wymagały zapewnienia tożsamej zmiany generacji lub zużycia energii elektrycznej w przeciwnym kierunku niż zmiana generacji albo zużycia energii elektrycznej zrealizowane przez OSD w danym kierunku.
18. Koszty, o których mowa w pkt 17., są ustalane w cyklach dobowych dla każdego ORN, na podstawie ceny energii odpowiadającej jednostkowemu kosztowi działań podjętych przez OSP, lecz nie niższej niż cena energii niezbilansowania (CEN) wyznaczana na RB w przypadku zakupu energii elektrycznej przez OSD z RB, i nie wyższej niż cena CEN w przypadku sprzedaży energii elektrycznej przez OSD na RB.
19. Koszty, o których mowa w pkt 15., są płatne przez OSP na podstawie faktury wystawianej przez OSD. Podstawą do wystawienia faktury jest miesięczny raport handlowy, opracowany przez OSD, zawierający dla każdego ORN miesiąca kalendarzowego zestawienie wykorzystanych w tym miesiącu usług elastyczności i jednostronnych redysponowań nierynkowych, wraz z wynikającymi z tego kosztami, lub raport handlowy korygujący.
20. OSD wystawia fakturę nie później niż 15. dnia po zakończeniu danego miesiąca kalendarzowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. OSD sporządził raport handlowy korygujący. Terminem płatności faktur jest 25. dzień po zakończeniu danego miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono raport handlowy korygujący.
21. Koszty, o których mowa w pkt 17., są płatne przez OSD na podstawie faktury wystawianej przez OSP. Podstawą do wystawienia faktury jest miesięczny raport handlowy, opracowany przez OSP, zawierający zestawienie dla każdego ORN miesiąca kalendarzowego wartość ceny energii elektrycznej oraz ilość energii elektrycznej, wraz z wynikającymi z tego kosztami, lub raport handlowy korygujący.
22. OSP wystawia fakturę nie później niż 20. dnia po zakończeniu danego miesiąca kalendarzowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. OSP sporządził raport handlowy korygujący. Terminem płatności faktur jest 25. dzień po zakończeniu danego miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono raport handlowy korygujący.
23. Do rozliczeń finansowych kosztów, o których mowa w pkt 19. i 21. stosuje się odpowiednio zasady określone w pkt 1.7. 3. - 10. i 12. IRiESP - Bilansowanie.
24. W przypadku niedotrzymania terminu płatności odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z przepisami prawa, poczynając od następnego dnia po upływie terminu płatności, ustalonego zgodnie z pkt 20. i 22. Jeżeli faktura albo faktura korygująca, stanowiąca podstawę zapłaty, zostanie dostarczona do jej odbiorcy później niż 7 dni przed upływem terminu płatności, wówczas odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z przepisami prawa, poczynając od następnego dnia po upływie 7 dni od dnia otrzymania faktury albo faktury korygującej przez jej odbiorcę.

25. Reklamacje dotyczące dokumentów rozliczeniowych przekazanych OSP albo OSD mogą być zgłaszane najpóźniej w terminie 14 dni od dnia otrzymania tych dokumentów.

26. Rachunki bankowe do rozliczeń oraz sposób dostarczania dokumentów rozliczeniowych oraz adresy do zgłaszania reklamacji dotyczące dokumentów rozliczeniowych są określone w umowie przesyłania.

13) W pkt **11.4.2. 2.** (1) pkt (a) otrzymuje brzmienie:

(a) *płynny, określając maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy_z wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób (wyrażoną w MW z dokładnością do trzech miejsc po przecinku),*

14) W pkt **11.4.2. 5.** pkt (2) otrzymuje brzmienie:

(2) *maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy_z wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci operatora systemu przez poszczególne redysponowane zasoby lub grupę redysponowanych zasobów w okresie redysponowania nierynkowego.*

15) W pkt **11.4.2. 9.** pkt (1) otrzymuje brzmienie:

(1) *okres redysponowania, w formie ciągłego podokresu doby, tj. okresu, który stanowi pojedynczy niepodzielny okres czasu w danej dobie, oraz*

16) W pkt **11.4.2. 9.** pkt (2) otrzymuje brzmienie:

(2) *maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy_z wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób.*

17) W pkt **11.4.4.2. 1.** pkt (1)-(3) otrzymują brzmienie:

(1) *prawo MWE w zakresie podlegania priorytetowemu dysponowaniu zgodnie z art. 12 ust. 2 oraz ust. 6 rozporządzenia 2019/943 w ramach poszczególnych grup mocowych określonych w art. 9c ust. 7c pkt 1 oraz art. 7 ust. 8d¹⁰ ustawy Prawo energetyczne;*

MWE nieposiadające tego prawa podlegają redysponowaniu nierynkowemu w pierwszej kolejności, natomiast MWE posiadające to prawo w drugiej kolejności.

(2) *koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego MWE, określony w pkt 11.4.3. 4. zgodnie z podziałem mocy zainstalowanych MWE określonych w art. 9c ust. 7c pkt 1 oraz art. 7 ust 8d¹⁰ ustawy Prawo energetyczne, przy uwzględnieniu prawa MWE do priorytetowego dysponowania zgodnie z art. 12 ust. 2 oraz ust. 6 rozporządzenia 2019/943;*

MWE z niższym kosztem jednostkowym redysponowania nierynkowego podlegają redysponowaniu nierynkowemu przed MWE z wyższym kosztem, zgodnie z rankingiem kosztowym MWE, o którym mowa w pkt 11.4.3.

(3) *obowiązek wyposażenia MWE w układy, o których mowa w art. 9c ust. 7f ustawy Prawo energetyczne, lub ich posiadania przez MWE.*

MWE mające obowiązek wyposażenia w takie układy lub wyposażone w takie układy podlegają redysponowaniu nierynkowemu w pierwszej kolejności.

MWE nie objęte tym obowiązkiem oraz nie wyposażone w powyższe układy mogą podlegać redysponowaniu nierynkowemu w okresie dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

18) W pkt **11.4.4.2.** pkt 5. ostatni akapit otrzymuje brzmienie:

OSP lub OSDp₁ po uprzednim uzgodnieniu z OSP, mogą odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (1), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na brak skuteczności redysponowania nierynkowego, tj. brak uzyskania wymaganej wielkości ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez MWE w zadanym czasie dla wymaganego okresu.

19) W pkt **11.4.4.2.** pkt 6. ostatni akapit otrzymuje brzmienie:

OSP lub OSDp₁ po uprzednim uzgodnieniu z OSP, mogą odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (2), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na brak skuteczności redysponowania nierynkowego, tj. brak uzyskania wymaganej wielkości ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez MWE w zadanym czasie dla wymaganego okresu.

20) W pkt **11.4.4.2.** pkt 7. otrzymuje brzmienie:

7. OSP dokonuje doboru MWE do redysponowania nierynkowego, na podstawie zasad określonych w pkt 5. i 6., dla grup mocowych, o których mowa w pkt 2. (1) - (3), przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na obszarze sieci OSP określonych w pkt 11.4. oraz we współpracy z OSDp na obszarze sieci OSDp/OSDn.

OSP dla grupy mocowej, o której mowa w pkt 2. (4), przydziela moce do redysponowania na poszczególnych OSDp, w sposób proporcjonalny do mocy zainstalowanej MWE typu FW, PV lub BG na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp.

OSDp na podstawie przydzielonych przez OSP wolumenów mocy na potrzeby redysponowania nierynkowego, dokonuje redysponowania nierynkowego na podstawie zasad określonych w pkt 5. i 6., przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, określonych w pkt 11.4., na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp.

21) W pkt **11.4.4.3.** pkt 5. otrzymuje brzmienie:

5. OSP lub OSDp₁ po uprzednim uzgodnieniu z OSP, mogą odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 4., jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na brak skuteczności redysponowania nierynkowego, tj. brak uzyskania wymaganej wielkości ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci lub poboru mocy z sieci przez MEE w zadanym czasie dla wymaganego okresu.

22) W pkt **11.4.5.** pkt 1. otrzymuje brzmienie:

*1. OSP, w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, stosuje redysponowanie nierynkowe, zgodnie z pkt **11.4.1.** w odniesieniu do zasobów, o których mowa w pkt **11.4.1.** 1., tj. przyłączonych do sieci przesyłowej lub do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.*

23) W pkt **11.4.6.** pkt 3. otrzymuje brzmienie:

3. *OSDp jest uznawany za wydającego polecenie, jeżeli polecenie OSDp jest wydane w celu:*

- (1) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci o napięciu 110 kV nie będącej koordynowaną siecią 110 kV lub sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV; lub*
- (2) zapewnienia bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV i nie zostało zaakceptowane przez OSP, przy czym w przypadku, gdy nie jest możliwe uzyskanie akceptacji OSP, w szczególności ze względu na wymagany czas reakcji służb dyspozytorskich, OSP na podstawie przekazanych przez OSDp danych i informacji w odniesieniu do wydanego polecenia przez OSDp, powykonawczo dokonuje analizy i ustala operatora systemu, który obowiązany jest do zapłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.*

24) W pkt **11.4.7.** 1.pkt (3) pierwszy akapit otrzymuje brzmienie:

- (3) dane o redysponowanych zasobach przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp na potrzeby tworzenia wykazu redysponowanych zasobów do redysponowania nierynkowego i aktualizuje te dane, w szczególności:*

25) W pkt **11.4.7.** 1. (3) pkt (f) otrzymuje brzmienie:

- (f) proponowane maksymalne dopuszczalne lub minimalne wymagane wartości mocy, wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób, do których redysponowane zasoby mogą podlegać redysponowaniu nierynkowemu w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.*

26) W pkt **11.4.7.** 1. pkt (4) otrzymuje brzmienie:

- (4) dane o redysponowanych zasobach przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp na potrzeby rozliczania redysponowania nierynkowego, w szczególności:*
 - (a) kody PPE przypisane do redysponowanego zasobu,*
 - (b) norma określania mocy zainstalowanej PV po stronie DC (dla instalacji PV),*
 - (c) moc zainstalowana po stronie AC (dla instalacji PV),*
 - (d) moc zainstalowana po stronie DC (dla instalacji PV),*
 - (e) moc osiągalna redysponowanego zasobu,*
 - (f) moc maksymalna redysponowanego zasobu,*
 - (g) moc przyłączeniowa redysponowanego zasobu,*

- (h) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie (POB) redysponowanego zasobu (nazwa oraz NIP),
- (i) dane dotyczące poleceń redysponowania wydanych przez właściwego OSD, nie wynikających z poleceń OSP,
- (j) dane dotyczące poleconych przez właściwego OSD czasów redysponowania nierynkowego i mocy czynnej generowanej przez MWE oraz mocy pobieranej lub wprowadzanej przez MEE, podlegających redysponowaniu nierynkowemu na polecenie OSP,
- (k) dane pomiarowo - rozliczeniowe obejmujące rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych punktów pomiarowych dotyczących MWE oraz MEE.

Powyższe dane i informacje, OSDp aktualizuje i przekazuje OSP odpowiednio, tj.:

- w odniesieniu do pkt (a) - (h) - po każdej zmianie, poprzez portal PWDS,
- w odniesieniu do pkt (i) i (j) - zgodnie z zasadami określonymi w Załączniku nr K2 do IRiESP - Korzystanie, poprzez system PSDI,
- w odniesieniu do pkt (k) - za pośrednictwem systemu CSIRE.

Do czasu uruchomienia portalu PWDS oraz portalu PSDI, OSDp przekazuje dane i informacje określone w pkt (a) - (j) w postaci powiadomienia w formie elektronicznej, przekazane przez upoważnione osoby na właściwy adres poczty elektronicznej, określony w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a OSDp.

27) W pkt 11.4.7. 1. (5) pkt (a) otrzymuje brzmienie:

- (a) moc zainstalowana MWE typu A dla FW oraz PV, przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, odrębnie dla FW oraz PV, w sposób określony poniżej:
 - (a1) łączna moc zainstalowana (w kW) przypisana do poszczególnych węzłów siatki geograficznej ($0,025 \times 0,025$ stopnia),
 - (a2) liczba MWE przypisanych do poszczególnych węzłów siatki geograficznej ($0,025 \times 0,025$ stopnia),
 - (a3) udział łącznej mocy zainstalowanej w poszczególnych węzłach siatki geograficznej ($0,025 \times 0,025$ stopnia) w podziale na transformatory 110 kV/SN, będący wartością pomiędzy 0 a 1, przy czym suma udziałów dla danego węzła siatki geograficznej wynosi 1.

28) W pkt 11.4.7. 1. (5) pkt (b)-(c) otrzymują brzmienie:

- (b) bieżące przepływy mocy czynnej na transformatorach 110 kV/SN,
- (c) planowane wyłączenia eksploatacyjne oraz informacje o bieżących, awaryjnych wyłączeniach transformatorów 110 kV/SN wraz z przypisaniem mocy przepływającej przez transformator przed jego wyłączeniem do transformatorów pozostających w pracy oraz wskazaniem mocy zainstalowanej wytwórczej i odbiorczej, przypisanej do tego transformatora z podziałem na technologie wytwarzania w horyzoncie od doby d-9 do doby d,

29) W pkt **11.4.7.** 1. (5) pkt (d) i pierwszy akapit otrzymują brzmienie:

(d) przepływy energii elektrycznej na transformatorach 110 kV/SN zmierzone przez liczniki energii.

Powyższe dane i informacje, OSDp aktualizuje i przekazuje OSP odpowiednio, tj.:

- w odniesieniu do pkt (a) - cyklicznie, raz na kwartał poprzez portal PWDS,
- w odniesieniu do pkt (b) - w czasie rzeczywistym do systemu SCADA,
- w odniesieniu do pkt (c) - po każdej zmianie poprzez portal PWDP,
- w odniesieniu do pkt (d) - za pośrednictwem systemu WIRE w maksymalnym zakresie, podstawowo zgodnie z bramkami czasowymi trybu d+1 do d+4 obowiązującymi na rynku bilansującym, a w uzasadnionych przypadkach, pozostały zakres danych nie przekazanych w ww. trybie, przekazywane są zgodnie z miesięcznymi trybami korekty danych obowiązującymi na rynku bilansującym.

30) W pkt **11.4.10.** 1. pkt (2) otrzymuje brzmienie:

(2) *maksymalnej dopuszczalnej lub minimalnej wymaganej wielkości mocy, wprowadzanej do sieci albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób, albo ograniczenia generacji mocy czynnej wytwarzanej przez zasoby wytwarzające energię elektryczną również na własne potrzeby i niewprowadzanej do sieci elektroenergetycznej.*

31) Pkt **11.4.11.** otrzymuje brzmienie:

11.4.11. Redysponowanie nierynkowe MWE, w skład których wchodzi urządzenia wytwórcze pozyskujące energię co najmniej z dwóch technologii - wiatru lub słońca lub z biogazu, lub są instalacjami, w skład których wchodzi urządzenia wytwórcze pozyskujące energię z wiatru lub słońca lub z biogazu oraz urządzenia do magazynowania energii elektrycznej

32) W pkt **11.9.** pkt 1. otrzymuje brzmienie:

1. OSP w przypadku MWE oraz MEE przyłączonych do sieci przesyłowej oraz OSDp w przypadku MWE oraz MEE przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, monitoruje i weryfikuje jakość otrzymywanych planów pracy MWE oraz MEE oraz dotrzymywanie dyscypliny ruchowej w zakresie poleceń wydawanych przez operatora systemu.

33) W pkt **11.9.** 3. (2) pkt (a) i (b) otrzymują brzmienie:

- (a) dla MWE nie są większe od 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej wprowadzanej do sieci jest równa 0 MWh, a w przypadku MEE są równe 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej jest równa 0 MWh,
- (b) dla MWE nie są równe 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej wprowadzanej do sieci jest większa od 0 MWh, a w przypadku MEE nie są równe 0 MW, dla przypadków gdy zmierzona ilość energii elektrycznej jest różna od 0 MWh,

34) W pkt **11.9.** pkt 8. otrzymuje brzmienie:

8. *W przypadku stwierdzenia niepoprawności planów pracy lub niedotrzymywania dyscypliny ruchowej przez MWE lub MEE, OSP albo OSDp występuje pisemnie do posiadacza MWE lub MEE z wezwaniem do usunięcia powołanych naruszeń w terminie nie dłuższym niż 30 dni od daty wezwania.*

35) W pkt **11.9.** pkt 10. pierwszy akapit otrzymuje brzmienie:

10. *OSDp przekazuje OSP sprawozdanie z monitorowania poprawności planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej przez zasoby przyłączone do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn dotyczącej danej doby, w terminie do końca kolejnej doby. Sprawozdanie zawiera informacje o wielkości niedokładności planów pracy oraz poziomie niedotrzymywania dyscypliny ruchowej:*

36) W pkt **11.9.** 10. pkt (2) otrzymuje brzmienie:

(2) *dla zasobów przyłączonych do sieci o napięciu poniżej 110 kV - w formie zagregowanych wielkości dla każdego OREB i poszczególnych węzłów sieci, określanych jako sekcja szyn SN transformatora 110 kV/SN, w podziale na zasoby, o których mowa w pkt 4. Sposób agregacji będzie określony w komunikacie OSP opublikowanym na stronie internetowej OSP.*

Do IRiESP - Bilansowanie

37) W pkt **1.1.** 2 (3) pkt (c) skreśla się. Konsekwentnie zmianie uległa numeracja kolejnego punktu oraz odwołanie w pkt 3 (2) do pkt (a - c) zastępuje się odwołaniem do pkt (a - b).

38) W pkt **1.8.** 2. pkt (2) otrzymuje brzmienie:

(2) *OSDp w porozumieniu z OSP opracowuje plany napięć dla węzłów innych niż wykazane w pkt (1), uzgodnionych z OSP, należących do koordynowanej sieci 110 kV lub sieci NN, której właścicielem jest OSDp, określonych w dokumencie zawierającym ocenę pracy obszarowej sieci 400/110 kV. OSDp prowadzi regulację napięć w tych węzłach utrzymując w nich napięcie poniżej wartości napięć występujących w węzłach sieci 110 kV, za których regulację napięć odpowiada OSP;*

39) W pkt **1.8.** 2. pkt (5) otrzymuje brzmienie:

(5) *na potrzeby utrzymania bezpiecznych warunków pracy sieci zamkniętej, OSP może korzystać ze wszystkich dostępnych środków i podejmować działania określone w pkt **11.6.** IRiESP - Korzystanie, w tym wykorzystywać zasoby zlokalizowane w węzłach koordynowanej sieci 110 kV określonych w pkt (2), chyba że OSDp poinformuje o braku możliwości skorzystania z tych środków przez OSP ze względu na dopuszczalne warunki pracy sieci dystrybucyjnej;*

40) W pkt **1.8.** 2. pkt (6) i (7) skreśla się. Konsekwentnie zmianie uległa numeracja kolejnych punktów i odwołania do nich.

41) W pkt **1.8.** 2. dotychczasowy pkt (9) otrzymuje oznaczenie (7) i brzmienie:

(Z) w celu zapewnienia warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej, OSDp na bieżąco przekazuje OSP w dobie d informacje o niewystarczającym poziomie lub o wyczerpaniu środków do regulacji napięć dla węzłów sieci 110 kV innych niż węzły NN/110 kV.;

42) W pkt 1.8. 2. pkt (11) otrzymuje brzmienie:

(11) w ramach działań, o których mowa w pkt (9) i (10) OSP i OSDp w pierwszej kolejności wykorzystują dostępne środki, z wyłączeniem usług regulacji napięcia w stanach ustalonych, a po ich wyczerpaniu wykorzystują najbardziej skuteczne i efektywne ekonomicznie środki dostępne w ramach usług regulacji napięcia;

43) Pkt 1.9. otrzymuje brzmienie:

1.9. Zasady koordynacji przez OSP korzystania przez OSD z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV

1. Usługa elastyczności jest wykorzystywana przez OSD w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV.

2. Zasoby, które świadczą usługę elastyczności mogą tworzyć jednostki grafikowe (JG) na RB ze znacznikiem aktywności ZAK=2 lub ZAK=3.

3. Jeżeli OSD planuje korzystać z usług elastyczności świadczonych przez zasoby, które składają się na JG na RB, to taka JG nie może świadczyć usług bilansujących na RB w okresach rozliczania energii bilansującej (OREB) danej doby, w których OSD korzysta z usług elastyczności świadczonych przez te zasoby, niezależnie od tego z jakiej części tych zasobów korzysta OSD.

4. OSD przekazuje do OSP wykazy:

(1) JG, których zasoby są planowane do świadczenia na jego rzecz usług elastyczności w danej dobie, wraz z wykazem OREB, w których OSD planuje wykorzystać te zasoby do świadczenia usług elastyczności - informacja jest przekazywana w terminie do zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia następnego dla tej doby;

(2) zasobów, co do których OSD ma prawo do wykorzystania w ramach świadczenia na jego rzecz usług elastyczności - informacja jest przekazywana w terminie do 5. dnia roboczego każdego miesiąca kalendarzowego według stanu na ostatni dzień poprzedniego miesiąca kalendarzowego.

5. OSP przekazuje OSD wykaz zasobów, które tworzą JG na RB oraz listę zasobów planowanych przez OSP do dostarczania mocy bilansujących, dla każdego OREB.

6. Wykazy wymienione w pkt 4. i 5. są przekazywane za pośrednictwem portalu PSDI, a do czasu uruchomienia portalu PSDI wykazy te są przekazywane w ramach współpracy służb dyspozytorskich.

7. OSD na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi ma prawo pierwszeństwa przed OSP w korzystaniu z zasobów przyłączonych do swojej sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV.

8. W przypadku, gdy korzystanie z pierwszeństwa, o którym mowa w pkt 7., powoduje koszty dla dostawcy usług bilansujących związane ze świadczeniem usług bilansujących z wykorzystaniem danego zasobu, to OSD kompensuje te koszty temu dostawcy, z wyłączeniem przypadków gdy jest to skutkiem awarii elementów sieciowych w promieniowej sieci dystrybucyjnej, w odniesieniu do których ma zastosowanie brak gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej na podstawie postanowień umowy o przyłączenie do sieci lub umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.
9. Korzystanie przez OSD z usług elastyczności powinno być uwzględnione:
- (1) przez podmioty odpowiedzialne za zgłaszanie planów pracy dla zasobów świadczących usługi elastyczności poprzez odwzorowanie w planie pracy aktywowanej usługi i niezwłocznego przekazania zaktualizowanych danych planistycznych, zgodnie z zasadami określonymi w TCM - zakres wymienianych danych i pkt 12.3. IRIESP - Korzystanie, w przypadku, gdy usługi świadczy MWE lub MEE;
 - (2) przez podmioty odpowiedzialne za bilansowanie dostaw energii elektrycznej przez zasoby świadczące usługi elastyczności, poprzez zapewnienie tożsamej, w rozumieniu ilości energii elektrycznej, zmiany wprowadzania mocy czynnej do sieci albo poboru mocy czynnej z sieci w przeciwnym kierunku niż zmiana wprowadzonej mocy czynnej do sieci albo poboru mocy czynnej z sieci wynikająca z wykorzystania usługi elastyczności, w przypadku gdy wykorzystanie tej usługi zostało zaplanowane przed zamknięciem bramki dla międzystrefowego rynku dnia następnego albo w przypadku, gdy wykorzystanie tej usługi zostało zaplanowane po zamknięciu bramki dla międzystrefowego rynku dnia następnego i OSD jest uprawniony do jej niekompensowania w odniesieniu do zasobów, dla których umowy o przyłączenie do sieci lub umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawierają postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej.
10. OSD w IRIESP definiuje znormalizowane produkty elastyczności na potrzeby świadczenia usług elastyczności, przy czym w ramach tych produktów OSD definiuje co najmniej jeden produkt elastyczności o następujących cechach:
- (1) ilości mocy do aktywacji dla danego kierunku zmiany wprowadzania mocy czynnej do sieci lub zmiany poboru mocy czynnej z sieci przez zasoby świadczące usługę elastyczności wraz z wartościami ceny oferowanej za zmianę ilości mocy powinny być określone dla każdego okresu planowania czasu rzeczywistego na RB (OPCR);
 - (2) minimalny czas wyprzedzenia, z jakim aktywacja mocy może być najpóźniej polecona przez OSP przed rozpoczęciem OPCR, którego ona dotyczy wynosi 2,5 minuty;
 - (3) w odniesieniu do MWE typu B, C lub D oraz MEE o mocy równej 200 kW i większej wymagana jest liniowa, o stałym gradiencie, realizacja osiągnięcia punktu pracy poleconego przez OSP w każdym OPCR, przy czym wartość aktywowanej mocy przez OSP dotyczy końca tego okresu.
11. Polecenie i wykonanie polecenia jednostronnego redysponowania nierynkowego oraz usługi elastyczności, na podstawie innych produktów elastyczności niż produkt elastyczności określony w pkt 10., dotyczy okresu rozliczania energii niezbilansowania.
12. OSD korzystając z usług elastyczności zobowiązany jest do stosowania zasad określonych w pkt 10.5. IRIESP - Korzystanie.
13. OSDn realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, określone w pkt 1.9., za pośrednictwem OSDp, z którego siecią jest połączony.
14. Zasady, o których mowa w pkt 10. (3) stosuje się:

- (1) dla MWE typu C i D oraz MEE o mocy 10 MW i większej, w terminie od 1 stycznia 2027 r. w odniesieniu do zaprzestania oraz rozpoczęcia wprowadzania mocy czynnej do sieci albo poboru mocy czynnej z sieci, oraz w terminie od 1 stycznia 2028 r. w pozostałym zakresie;
- (2) dla MWE typu B oraz MEE, których moc mieści się w przedziale od 200 kW do mniej niż 10 MW, w terminie od 1 czerwca 2027 r. w odniesieniu do zaprzestania oraz rozpoczęcia wprowadzania mocy czynnej do sieci albo poboru mocy czynnej z sieci, oraz w terminie od 1 czerwca 2028 r. w pozostałym zakresie.

5. Specyfikacja zmian wynikających z autokorekty OSP

W Karcie aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym przedkładanej Prezesowi URE do zatwierdzenia, OSP dokonał następujących autokorekt postanowień tej karty aktualizacji, w stosunku do opublikowanego i poddanego procesowi konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym, które mają charakter porządkowy i redakcyjny lub stanowią usunięcie oczywistej omyłki pisarskiej, w szczególności:

Do IRiESP - Wprowadzenie

- 1) W pkt **2.4.** 1. aktualizuje się definicję pojęcia „redysponowany zasób”, która otrzymuje brzmienie:

redysponowany zasób - MWE typu FW, PV lub MWE, dla którego paliwem pierwotnym jest biogaz, któremu może być wydane polecenie redysponowania, zgodnie z art. 7 ust. 8d¹⁰ albo art. 9c ust. 7a - 7p ustawy Prawo energetyczne, a także przyłączony do sieci przesyłowej albo do sieci dystrybucyjnej 110 kV MEE, któremu może być wydane polecenie redysponowania, zgodnie z art. 9c ust. 7a - 7p ustawy Prawo energetyczne.

Uzasadnienie: zmiana ma na celu zapewnienie spójności pomiędzy definicją zawartą w pkt **2.4.** IRiESP – Wprowadzenie a postanowieniami IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

Do IRiESP - Korzystanie

- 2) W pkt **11.4.** pod tytułem rozdziału „Redysponowanie nierynkowe” wprowadza się akapity w brzmieniu:

*(Postanowienia pkt **11.4.2.** (z wyłączeniem pkt **11.4.2.** 6.), pkt **11.4.4.1.**, pkt **11.4.7.** oraz pkt **11.4.10.**, obowiązują od dnia 1 stycznia 2027 r.)
(Postanowienia pkt **11.4.2.** 6., pkt **11.4.3.**, pkt **11.4.4.** (z wyłączeniem pkt **11.4.4.1.**), pkt **11.4.5.** pkt **11.4.6.**, pkt **11.4.8.**, pkt **11.4.9.**, pkt **11.4.11.** i pkt **11.4.12.** obowiązują od dnia 1 stycznia 2028 r.)*

Jednocześnie w pkt **11.4.1.** usuwa się pkt 5. i 6.

Uzasadnienie: zmiana ma charakter porządkowy i polega na przeniesieniu postanowień dotyczących terminów obowiązywania poszczególnych punktów pkt **11.4.** z końca pkt **11.4.1.** na początek pkt **11.4.**, w celu zwiększenia czytelności postanowień IRiESP.

- 3) W pkt **11.4.2.** 2. pkt (1) i (2) otrzymują brzmienie:

(1) oddziaływanie na regulator mocy czynnej albo inny element wykonawczy sterowania redysponowanego zasobu, w sposób:

(a) płynny, określając maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy, wprowadzanej do sieci operatora systemu albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób, (wyrażoną w MW z dokładnością do trzech miejsc po przecinku),

(b) *dwustanowy, określając maksymalną dopuszczalną lub minimalną wymaganą wielkość mocy wprowadzanej do sieci operatora systemu albo pobieranej z sieci operatora systemu przez redysponowany zasób w ilości:*

(b1) *0 (zero) MW, albo*

(b2) *mniejszej z dwóch wielkości: mocy zainstalowanej oraz mocy przyłączeniowej redysponowanego zasobu (wyrażoną w MW z dokładnością do trzech miejsc po przecinku);*

(2) *odziaływanie na łącznik, którego zadziałanie skutkuje zaprzestaniem wprowadzania mocy do sieci operatora systemu przez redysponowany zasób przy jednoczesnym utrzymaniu zasilania potrzeb własnych redysponowanego zasobu;*

Uzasadnienie: zmiana ma charakter uzupełniający, poprzez dodanie minimalnej wymaganej wielkości mocy wprowadzanej do sieci lub pobieranej z sieci operatora systemu dla oddziaływania na regulator mocy czynnej albo inny element wykonawczy sterowania redysponowanego zasobu w sposób dwustanowy, o którym mowa w pkt (1) (b) oraz dodanie dokładności określanych wielkości mocy, o których mowa w pkt (1) (b1).

4) W pkt 11.4.3. 4. definicja K^{JR} otrzymuje brzmienie:

K^{JR}	–	prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego dla MWE typu FW, PV lub BG [zł/MWh]
----------	---	--

Uzasadnienie: zmiana ma charakter redakcyjny i polega na usunięciu słowa „szacunkowy”, które jest zbędne oraz nie występuje w dalszej części postanowień tego punktu.

5) W pkt 11.4.4., tytuły nagłówków pkt 11.4.4.1 - 11.4.4.3. otrzymują brzmienie:

11.4.4.1. Zasady wyznaczania wolumenu mocy do redysponowania nierynkowego

11.4.4.2. Zasady i kryteria doboru MWE typu FW, PV lub BG do redysponowania nierynkowego

11.4.4.3. Zasady i kryteria doboru MEE do redysponowania nierynkowego

Uzasadnienie: zmiany mają charakter redakcyjny, polegający na usunięciu wyrażenia „w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię” z uwagi na jego wcześniejsze umieszczenie w tytule pkt 11.4.4. Zmiany te nie wpływają na merytorykę wprowadzanych zmian.

6) W pkt 11.4.4.1. pkt 4 wprowadza się ostatni akapit i otrzymuje brzmienie:

Do czasu uruchomienia PWDP, plany pracy, o których mowa w pkt 2. (1) (b) - (d), są przekazywane w postaci powiadomienia w formie pisemnej lub w formie elektronicznej, przekazane przez osoby i na właściwy adres korespondencyjny lub adres poczty elektronicznej, wskazane w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a OSDp.

Uzasadnienie: zmiana uzupełniająca, w celu doprecyzowania postaci przekazywanych planów pracy, do czasu uruchomienia portalu PWDP, pozostając w analogii do pozostałych punktów.

7) W pkt **11.4.8.** 1. pkt (1) otrzymuje brzmienie:

(1) *zasady określone w pkt **11.4.4.2.** i **11.4.4.3.** w przypadku redysponowania nierynkowego, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, w zakresie energii elektrycznej, która jest wprowadzana do sieci operatora systemu, przy czym OSP redysponuje nierynkowo mocą czynną poprzez wydanie polecenia redysponowania skutkującego zaprzestaniem lub ograniczeniem wprowadzania mocy do sieci przez redysponowany zasób;*

Uzasadnienie: zmiana uzupełniająca, gdyż wprowadzone wyrażenie pozostaje w pełnej analogii do rozwiązania przyjętego w pkt (2). Zmiana nie wpływa na merytorykę postanowień.

8) W Załączniku nr K2 pod tytułem tego załącznika „Zasady obliczania i warunki wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943” wprowadza się akapit w brzmieniu:

(Postanowienia Załącznika nr K2 obowiązują od dnia 1 stycznia 2028 r.)

Jednocześnie w pkt **1.** usuwa się pkt 17.

Uzasadnienie: zmiana ma charakter porządkowy i polega na przeniesieniu postanowień dotyczących terminów obowiązywania Załącznika nr K2 z pkt **1.** na początek tego załącznika, w celu zwiększenia czytelności postanowień IRiESP.

Ogólnie do Karty aktualizacji nr 2 w zakresie niezatwierdzonym

1) dniem 1 lutego 2026 r. przedsiębiorcy będą podlegać obowiązkowi wystawiania faktur sprzedaży oraz odbierania faktur zakupu poprzez Krajowy System e-Faktur (KSeF), którego uruchomienie jest częścią reformy podatkowej wprowadzonej przez nowelizację ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz.U. z 2025 poz. 775, z późn. zm.) oraz rozporządzeń wykonawczych do tej ustawy. W związku z faktem, iż system ten stanie się obligatoryjny od dnia 1 lutego 2026 r. dla przedsiębiorców, których wartość sprzedaży w 2025 r. podatkowym przekroczyła kwotę 200 mln zł, a od dnia 1 kwietnia 2026 r. dla wszystkich pozostałych przedsiębiorców, OSP dostosowuje postanowienia IRiESP do nowych regulacji.

W związku z powyższym w pkt **6.6.1.** 3. IRiESP - Korzystanie oraz w pkt **1.7.** 9. IRiESP - Bilansowanie wprowadza się akapit w brzmieniu:

Z dniem wejścia w życie obowiązku wystawiania faktur ustrukturyzowanych z wykorzystaniem Krajowego System e-Faktur (KSeF), OSP i podmiot świadczący usługi na rzecz OSP są obowiązani do stosowania faktur ustrukturyzowanych.

2) Dokonano zmian polegających na usunięciu oczywistych omyłek pisarskich oraz zastosowaniu nazewnictwa stosowanego w IRiESP i wprowadzeniu poprawek interpunkcyjnych, nie wpływających na merytorykę wprowadzanych zmian.