



AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE
ÎN DOMENIUL ENERGIEI



ARERA
Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente



CNMC
COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE



ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS



Urząd Regulacji
Energetyki

Ramy wdrażania wymiany energii bilansującej z Rezerw
Zastępczych zgodnie z art. 19 Rozporządzenia Komisji (UE)
2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego
wytyczne dotyczące bilansowania

10 Marca 2023

Spis treści

Motywy	3
Skróty	6
Artykuł 1 Przedmiot i zakres stosowania	6
Artykuł 2 Definicje i interpretacja	6
Artykuł 3 Ogólny projekt Platformy RR	8
Artykuł 4 Plan działania i harmonogramy wdrożenia Platformy RR	9
Artykuł 5 Funkcje Platformy RR	10
Artykuł 6 Definicja Produktu standardowego RR	11
Artykuł 7 Czas zamknięcia bramki dla ofert Produktu standardowego RR	12
Artykuł 8 Czas zamknięcia bramki dla złożenia oferty dotyczącej energii elektrycznej przez OSP obejmujący RR	12
Artykuł 9 Ustalanie list rankingowych za pomocą funkcji optymalizacji aktywacji	12
Artykuł 10 Zasady dotyczące zarządzania Platformą RR i prowadzenia tej Platformy oraz wyznaczenia podmiotu	13
Artykuł 11 Ramy harmonizacji warunków	13
Artykuł 12 Zasady podziału kosztów	15
Artykuł 13 Opis algorytmu optymalizacji	16
Artykuł 14 Język	17
Artykuł 15 Transparentność i sprawozdawczość	17
Załącznik Zasady dotyczące zarządzania Platformą RR i eksploatacji tej Platformy oraz wyznaczenia podmiotu zgodnie z art. 19 ust. 3 EBGL	19

Motywy

- (1) Niniejszy dokument stanowi wspólną propozycję opracowaną przez wszystkich Operatorów Systemów Przesyłowych prowadzących proces zastępowania rezerw (zwanymi dalej "OSP RR") zgodnie z Częścią IV Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (zwanego dalej "SOGL"), dotyczącą Ram Wdrażania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z Rezerw Zastępczych (zwanej dalej "Platformą RR").
 - (2) Niniejsza propozycja dotycząca Ram Wdrażania Rezerwy Zastępczej (zwanymi dalej "RRIF") uwzględnia ogólne zasady i cele określone w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (zwanym dalej "EBGL"), SOGL oraz w Rozporządzeniu (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (zwanym "Rozporządzeniem o energii elektrycznej").
 - (3) RRIF ustalają wymagania dotyczące projektowania, funkcjonalności, zarządzania oraz podziału kosztów związanych z Platformą RR. Ponadto, RRIF zawierają propozycję dotyczącą podmiotu pełniącego funkcje zdefiniowane w propozycji. Europejska Platforma RR zdolna będzie pełnić funkcje opisane w art. 5 niniejszych RRIF, a także w sposób opisany w art. 19 ust. 3 EBGL.
 - (4) Integracja rynków energii bilansującej w Unii Europejskiej została wyszczególniona wśród celów EBGL, opisanych w art. 3 ust. 1 EBGL. Na potrzeby wsparcia tego celu, konieczne jest opracowanie Ram Wdrażania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych z nieautomatycznym albo automatycznym trybem aktywacji oraz kompensowaniem niezbilansowań. W odniesieniu do rezerw zastępczych, podstawę prawną dla niniejszej propozycji stanowią art. 19 ust. 1, art. 19 ust. 2 oraz art. 19 ust. 3 EBGL.
 - (5) Celem wsparcia wdrażania EBGL ustanowiono szereg inicjatyw pilotażowych. Projekt pilotażowy został potwierdzony przez ENTSO-E dla procesu zastępowania rezerw (RR).
 - (6) Art. 19 ust. 1 EBGL określa termin na złożenie propozycji dotyczącej RRIF:

„1. W terminie sześciu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wszyscy OSP przeprowadzający proces zastępowania rezerw zgodnie z częścią IV rozporządzenia (UE) 2017/1485 opracowują propozycję dotyczącą ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych.” W konsekwencji, zachować należało termin do dnia 18 czerwca 2018 roku.
 - (7) Art. 19 ust. 2 i art. 19 ust. 3 EBGL określają szereg szczególnych wymagań w zakresie propozycji dotyczącej RRIF:

„2. Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych, obsługiwana przez OSP lub za pośrednictwem podmiotu utworzonego samodzielnie przez OSP, opiera się na wspólnych zasadach zarządzania i procesach biznesowych i zawiera co najmniej funkcję optymalizacji aktywacji i funkcję rozliczania OSP-OSP. Wspomniana europejska platforma stosuje wielostronny model OSP-OSP ze wspólnymi listami rankingowymi w celu wymieniać się wszystkimi ofertami dotyczącymi energii bilansującej z wszystkich produktów standardowych dla rezerw zastępczych, z wyjątkiem ofert niedostępnych zgodnie z art. 29 ust. 14.

3. Propozycja, o której mowa w ust. 1, obejmuje co najmniej:

 - (a) ogólny projekt europejskiej platformy;*
 - (b) plan działania i harmonogramy wdrożenia europejskiej platformy;*
-

- (c) definicję funkcji wymaganych do zarządzania i prowadzenia europejskiej platformy;*
 - (d) propozycję zasad dotyczących zarządzania europejską platformą i prowadzenia tej platformy, które opierają się na zasadzie niedyskryminacji i zapewniają równe traktowanie wszystkich członkowskich OSP oraz zapewniają, że żaden OSP nie będzie czerpał nieuzasadnionych korzyści ekonomicznych podczas korzystania z funkcji europejskiej platformy;*
 - (e) propozycję wyznaczenia podmiotu lub podmiotów, które będą pełnić funkcje zdefiniowane w propozycji. Jeżeli OSP proponują wyznaczenie więcej niż jednego podmiotu, we wniosku należy przedstawić i zapewnić:
 - (i) spójne przydzielenie funkcji podmiotom zarządzającym i prowadzącym europejską platformą. W propozycji należy w pełni uwzględnić potrzebę koordynacji różnych funkcji przydzielanych podmiotom prowadzącym europejską platformę;*
 - (ii) aby proponowana struktura europejskiej platformy i przydzielenie funkcji zapewniały efektywne i skuteczne zarządzanie europejską platformą, prowadzenie tej platformy i nadzór regulacyjny nad tą platformą oraz aby były zgodne z celami niniejszego rozporządzenia;*
 - (iii) efektywną koordynację i proces decyzyjny, za pomocą których będzie możliwe rozwiązanie kwestii sprzecznych stanowisk między podmiotami zarządzającymi i prowadzącymi europejską platformę;**
 - (f) ramy harmonizacji warunków dotyczących bilansowania opracowanych zgodnie z art. 18;*
 - (g) szczegółowe zasady podziału wspólnych kosztów, w tym szczegółową kategoryzację wspólnych kosztów zgodnie z art. 23;*
 - (h) ustalenie czasu zamknięcia bramki dla energii bilansującej w odniesieniu do wszystkich produktów standardowych dla rezerw zastępczych zgodnie z art. 24;*
 - (i) definicję produktów standardowych energii bilansującej dla rezerw zastępczych z aktywacją automatyczną zgodnie z art. 25;*
 - (j) ustalenie czasu zamknięcia bramki dla złożenia oferty dotyczącej energii elektrycznej przez OSP zgodnie z art. 29 ust. 13;*
 - (k) ustalenie – za pomocą wspólnej funkcji optymalizacji aktywacji – list rankingowych zgodnie z art. 31;*
 - (l) opis algorytmu zarządzania funkcją optymalizacji aktywacji dla ofert dotyczących energii bilansującej dla wszystkich produktów standardowych dla rezerw zastępczych z aktywacją automatyczną zgodnie z art. 58.”*
- (8) Terminy dotyczące uruchomienia Platformy RR zostały określone w art. 19 ust. 5 EBGL. Z uwagi na fakt, że państwa posiadają różne punkty wyjściowe w odniesieniu do krajowych warunków związanych z bilansowaniem, zainteresowani OSP zainicjowali podejście inwestycyjne. Podejście to ułatwi dochowanie terminów, przewidując, w możliwym zakresie, wczesne uruchomienie Platformy RR dla państw, które przed upływem terminów określonych w art. 19 ust. 5 EBGL spełniają część spośród propozycji dotyczących RRIF.
- (9) Art. 4 - 14 niniejszej propozycji dotyczącej RRIF wypełniają treść wskazaną w art. 19 ust. 3 EBGL.
- (10) RRIF sprzyjają osiągnięciu celu w postaci niedyskryminacji i transparentności na rynkach bilansujących zgodnie z art. 3 ust. 1 lit. a), ust. 2 lit. a) oraz b) EBGL, albowiem ta sama metoda znajduje zastosowanie do wszystkich OSP RR oraz wszystkich DUB w sposób niedyskryminujący. Wszyscy OSP RR posiadać będą dostęp do takich samych wiarygodnych informacji w zakresie rozliczonych wolumenów w tym samym czasie i w sposób transparentny. Wszyscy DUB posiadać
-

będą dostęp do tych samych wiarygodnych informacji w zakresie rozliczonych wolumenów w tym samym czasie i w sposób transparentny.

- (11) RRIF sprzyjają osiągnięciu celu w postaci zwiększenia efektywności bilansowania, jak również efektywności europejskich i krajowych rynków bilansujących zgodnie z art. 3 ust. 1 lit. b) oraz ust. 2 lit c) EBGL - poprzez minimalizację kosztów aktywowanych rezerw zastępczych w Europie oraz na krajowych rynkach bilansujących, a także poprzez wzmocnienie korzyści społecznej.
- (12) RRIF sprzyjają osiągnięciu celu w postaci zintegrowania rynków bilansujących zgodnie z art. 3 ust. 1 lit c) EBGL - poprzez wdrożenie Platformy RR, która ma być wykorzystywana przez wszystkich OSP RR w ich obszarach regulacyjnych mocy i częstotliwości (LFC).
- (13) RRIF sprzyjają osiągnięciu celu w postaci uczestnictwa w bezpieczeństwie pracy zgodnie z art. 3 ust. 1 lit c), ust. 2 lit. d) oraz f) EBGL, ponieważ proponowane zasady optymalizacji zmniejszają aktywację rezerw zastępczych wskutek kompensowania potrzeb w zakresie energii bilansującej z rezerw zastępczych przy jednoczesnej optymalizacji wykorzystania połączeń wzajemnych pomiędzy OSP RR, a zatem maksymalizują one ogólną korzyść społeczną.
- (14) RRIF sprzyjają osiągnięciu celu w postaci ułatwiania efektywnego i spójnego funkcjonowania rynków bilansujących zgodnie z art. 3 ust. 1 lit. d) EBGL - poprzez minimalizację ogólnych kosztów aktywowanej wymiany mocy bilansującej w Europie, a także poprzez wzmocnienie korzyści społecznej.
- (15) RRIF służą osiągnięciu wymagań art. 3 ust. 2 lit e) EBGL, albowiem jedynie dostępne zdolności przesyłowe po zakończeniu horyzontów czasowych poprzedniego rynku są wykorzystywane przy wymianie mocy bilansującej i w ten sposób zapewnione jest, że rozwój rynku terminowego, rynku dnia następnego oraz rynku dnia bieżącego nie jest zagrożony.
- (16) RRIF służą osiągnięciu wymagań art. 3 ust. 2 lit h) EBGL, albowiem zaproponowane ramy techniczne bazują na uzgodnionych normach europejskich, które są obecnie wykorzystywane.
- (17) Podsumowując, RRIF sprzyjają osiągnięciu ogólnych celów EBGL.

Skróty

Poniższa lista dotyczy skrótów, które pojawiają się i są wykorzystywane w niniejszych RRIF więcej niż jeden raz:

AOF: Funkcja optymalizacji aktywacji

CMOL: Listy rankingowe

FAT: Czas pełnej aktywacji

RR: Rezerwa zastępcza

RRIF: Ramy Wdrażania Rezerwy Zastępczej (RR)

LFC: Regulacja mocy i częstotliwości

EBGL: Wytyczne w sprawie bilansowania

SOGL: Wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej

NRA: Krajowy organ regulacyjny

Artykuł 1 Przedmiot i zakres stosowania

- (1) Platforma RR określona w niniejszych RRIF zgodnie z art. 19 EBGL stanowi wspólną propozycję OSP RR oraz OSP zamierzających rozwijać proces zastępowania rezerw.
- (2) W sytuacji gdyby OSP zamierzał wdrożyć Platformę RR na późniejszym etapie:
 - (a) Niniejsze RRIF nie zostaną ponownie złożone do NRA, który uprzednio zatwierdził propozycję poczynioną zgodnie z art. 19 EBGL;
 - (b) Wymagane będzie złożenie przez nowego OSP niniejszej propozycji do właściwego NRA.
- (3) Niniejsze RRIF stosuje się jedynie do wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych. Europejskie platformy dla prowadzenia kompensacji niezbilansowań oraz nieautomatycznych i automatycznych rezerw odbudowy częstotliwości są poza zakresem niniejszych RRIF.
- (4) Platforma RR wdraża wymianę i aktywację produktów standardowych wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych poprzez algorytm optymalizacyjny przy jednoczesnym przestrzeganiu ograniczeń w zakresie parametrów międzyobszarowej zdolności.
- (5) Art. 30 EBGL dotyczący wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych oraz art. 50 EBGL dotyczący rozliczeń OSP-OSP są poza zakresem niniejszych RRIF i odniesienie do nich przedstawione zostanie w odrębnej propozycji. Jednakże niniejsze RRIF obejmują pewne zasady zgodne z przepisami tych przepisów.

Artykuł 2 Definicje i interpretacja

- (1) Na potrzeby niniejszych RRIF, stosowane pojęcia i warunki będą miały znaczenie nadane im przez art. 2 EBGL, art. 3 SOGL oraz art. 2 Rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 roku.
- (2) Dodatkowo, w niniejszych RRIF zastosowanie mają następujące pojęcia:

- (a) **Podmiot wyznaczony:** oznacza podmiot wyznaczony przez OSP RR na potrzeby obsługi wszystkich funkcji Platformy RR;
 - (b) **Międzyobszarowość:** oznacza zespół fizycznych linii przesyłowych łączących najmniejsze obszary pomiędzy sąsiadującymi obszarami LFC oraz obszarami rynkowymi;
 - (c) **Międzyobszarowe zdolności przesyłowe:** to międzyobszarowe zdolności przesyłowe pomiędzy dwoma obszarami rynkowymi należącymi do tego samego OSP RR lub pomiędzy OSP RR lub pomiędzy obszarami gdzie tworzony jest model OSP-DUB;
 - (d) **Parametry międzyobszarowej zdolności przesyłowej:** to parametry określone przez sąsiadujących OSP RR lub przez OSP (w przypadku dwóch lub więcej obszarów rynkowych należących do tego samego obszaru kontrolnego OSP), takie jak maksymalne i minimalne limity międzyobszarowej zdolności przesyłowej;
 - (e) **Grupa(y) ekspercka(ie):** oznacza zespół składający się z ekspertów wyznaczonych przez wszystkich OSP RR (Członków i Obserwatorów) Projektu wdrożeniowego i Platformy RR w celu spełnienia wymagań określonych w RRIF;
 - (f) **Projekt wdrożeniowy:** oznacza projekt wdrażający Platformę RR;
 - (g) **Regulacyjność połączenia wzajemnego, lub Pożądany zakres przepływu:** to ograniczenie wyrażone jako minimalny i/lub maksymalny przepływ na połączeniu międzysystemowym, które może być wymagane przez OSP RR w celu zapewnienia bezpieczeństwa i stabilności sieci;
 - (h) **Członek:** oznacza OSP RR będącego członkiem Projektu wdrożeniowego lub Platformy RR i posiada uprawnienie do podejmowania decyzji w zakresie uczestnictwa w procesie decyzyjnym zgodnie z art. 10;
 - (i) **Uczestnicy Rynku:** oznaczają takich dostawców usług bilansujących (DUB) i podmioty odpowiedzialne za bilansowanie (POB), na których wpływ wywiera Projekt wdrożeniowy lub wdrożenie Platformy RR w Państwach RR;
 - (j) **Pozycja netto:** to suma netto eksportu i importu energii elektrycznej dla każdego okresu dostaw w obszarze rynkowym. W zakresie niniejszych RRIF, pozycja netto odpowiada sumie netto eksportu i importu energii elektrycznej dla każdego okresu dostaw w obszarze rynkowym, wynikającej z Platformy RR;
 - (k) **Obserwator:** oznacza:
 - (i) OSP RR uczestniczących w Projekcie wdrożeniowym lub Platformie RR, niebędących Członkami, nieposiadających uprawnień do podejmowania decyzji oraz nieposiadających sąsiadującego OSP RR; albo
 - (ii) OSP uczestniczących w Projekcie wdrożeniowym, niebędących Członkami, nieposiadających uprawnień do podejmowania decyzji.
 - (l) **Region:** oznacza obszar geograficzny obejmujący wszystkich OSP RR, którzy korzystać będą z Platformy RR;
 - (m) **Platforma RR:** to europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych;
 - (n) **OSP RR:** oznacza OSP prowadzących proces zastępowania rezerw zgodnie z art. 144 i Częścią IV SOGL;
 - (o) **Państwo RR:** oznacza państwo posiadające OSP RR;
-

- (p) **Korzyść społeczna:** w kontekście Funkcji optymalizacji aktywacji, to całkowita nadwyżka uczestniczących OSP uzyskana z zaspokajania ich zapotrzebowania na RR złożonego na Platformie RR oraz całkowita nadwyżka DUB wynikająca z aktywacji ich powiązanych złożonych Ofert. Krzywa obejmująca dodatkowo zapotrzebowanie OSP na energię bilansującą z rezerw zastępczych złożone na Platformie RR oraz Oferty w dół dotyczące rezerw zastępczych złożone przez DUB na Platformie RR stanowią krzywą konsumpcji (poboru), tym samym wskazując maksymalną cenę, którą odbiorcy (OSP i DUB) skłonni są zapłacić za konsumpcję energii bilansującej z rezerw zastępczych. Z drugiej strony, krzywa obejmująca ujemne zapotrzebowanie OSP na energię bilansującą z rezerw zastępczych złożone na Platformie RR oraz Oferty w górę złożone przez DUB na Platformie RR stanowią krzywą podaży, tym samym wskazując minimalną cenę, którą są oni skłonni otrzymać za dostawę energii bilansującej z rezerw zastępczych. Korzyść społeczna stanowi całkowity zysk z transakcji energii bilansującej z rezerw zastępczych, a tym samym składa się z obszaru odpowiadającego nadwyżce konsumpcji i podaży;
- (q) **Oferta na Produkt standardowy RR:** oznacza ofertę na energię bilansującą dla Produktu standardowego RR albo dla OSP RR stosującego model centralnego dysponowania, będącą rezultatem przekształcenia ofert zintegrowanego grafikowania na produkty standardowe zgodnie z art. 27 EBGL. W dalszej części zwana jest „Ofertą”;
- (r) **Komitet Sterujący albo „SC”:** to organ decyzyjny na potrzeby Projektu wdrożeniowego i Platformy RR opisany szerzej w art. 10 RRIF;
- (s) **Rozdzielczość horyzontów czasowych:** to rozdzielczość produktu standardowego RR, zapotrzebowania OSP na energię bilansującą oraz AOF.

Artykuł 3 **Ogólny projekt Platformy RR**

- (1) Za pomocą Platformy RR OSP RR wdrażają wymianę i optymalizację aktywacji produktu standardowego na potrzeby bilansowania energii z rezerw zastępczych, za pośrednictwem algorytmu optymalizującego i z zachowaniem dostępności międzyobszarowych zdolności przesyłowych:
 - (a) OSP otrzymują Oferty od DUB. Oferty są anonimizowane i przekazywane do Platformy RR. OSP podają również na platformie swoje zapotrzebowanie na bilansowanie energii z rezerw zastępczych, jak również dostępne międzyobszarowe zdolności przesyłowe.
 - (b) OSP RR posiadać będą możliwość podania pożądanego zakresu przepływu dla konkretnych połączeń międzysystemowych, które zostaną dotrzymane przez algorytm optymalizacyjny o ile będzie to wykonalne i nie pogorszy stopnia zaspokojenia nieelastycznych potrzeb któregośkolwiek OSP.
 - (c) Zgodnie z art. 27 EBGL, OSP stosujący model centralnego dysponowania przekształcać będą oferty zintegrowanego procesu grafikowania otrzymane od DUB na Oferty, a następnie przekazywać będą te Oferty do Platformy RR.
 - (d) Platforma RR będzie zbierać wszystkie Oferty RR z lokalnych rynków bilansujących OSP RR oraz zapewniać będzie zoptymalizowaną aktywację energii RR celem zaspokojenia zapotrzebowania OSP na energię bilansującą z rezerw zastępczych.
 - (e) Platforma RR wykonywać będzie algorytm dokonujący rozliczenia krzywej konsumpcji w stosunku do krzywej podaży, zgodnie z art. 2 ust. 2 lit. o) niniejszych RRIF. Platforma RR przekazuje zwrócić do OSP zaakceptowane Oferty, zaspokojone zapotrzebowania oraz ceny. W oparciu o taką alokację rezerw zastępczych, Platforma RR oblicza przepływ międzyobszarowy na połączeniach wzajemnych w Regionie. Wynikowe międzyobszarowe grafiki i zaktualizowane parametry międzyobszarowych

zdolności przesyłowych są przekazywane do OSP. Grafiki w Pozycji netto są przesyłane do platform weryfikacyjnych.

- (f) Platforma RR przesyłać będzie dane odnoszące się do przepisu art. 17 ust. 1 lit j) Rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013 w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej (Rozporządzenie w sprawie przejrzystości) do centralnej platformy na rzecz przejrzystości.
- (g) Platforma RR przesyłać będzie dane odnoszące się do przepisu art. 12 EBGL do centralnej platformy na rzecz przejrzystości.
- (h) Wreszcie, informacje wymagane w celu rozliczenia wydatków i dochodów pomiędzy OSP, tj. finansowej wartości przepływów energii pomiędzy granicami, wykorzystywane będą do generowania faktur potrzebnych do zakończenia rozliczeń OSP - OSP.

Artykuł 4

Plan działania i harmonogramy wdrożenia Platformy RR

- (1) W ciągu dwunastu miesięcy po zatwierdzeniu RRIF, Projekt wdrożeniowy spełniać będzie wszystkie wymogi określone w RRIF i dalszych wymaganiach EBGL, konstytuując tym samym Platformę RR.
- (2) Harmonogram wdrożenia obejmuje kilka kroków.
 - (a) Pierwszym etapem jest złożenie niniejszych RRIF do właściwego NRA celem zatwierdzenia, po spełnieniu poniższych kroków:
 - (i) cyklu zatwierdzania przez OSP RR składających niniejsze RRIF zgodnie z opisem w art. 10 niniejszych RRIF;
 - (ii) konsultacji publicznych z europejskimi interesariuszami (długość trwania - 6 tygodni);
 - (iii) oceny i odpowiedniej analizy odpowiedzi interesariuszy.
 - (b) W terminie sześciu miesięcy po zatwierdzeniu niniejszej propozycji, wszyscy OSP prowadzący proces zastępowania rezerw wyznaczają proponowany podmiot w oparciu o niniejsze RRIF (art. 19 ust. 4 EBGL).
 - (c) Wszyscy OSP RR posiadający co najmniej jednego połączonego z nimi, sąsiedniego OSP RR wdrażają i uruchamiają Platformę RR na potrzeby wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych nie później niż w terminie jednego roku od zatwierdzenia propozycji dotyczącej RRIF dla Platformy RR. OSP może wnieść do swojego organu regulacyjnego o przyznanie odstępstwa od przedmiotowego wymogu (art. 62 EBGL). Wniosek ten musi zostać należycie uzasadniony stosownie do art. 62 ust. 5 EBGL.
 - (d) Projekt wdrożeniowy ma za zadanie ugruntować funkcjonowanie Platformy RR zgodnie z art. 5 niniejszych RRIF.
 - (i) Równoległe z rozwojem centralnej platformy odbywać się będzie wdrażanie lokalne, tak aby zapewnić gotowość do wymiany z Platformą RR po jej uruchomieniu. Dostosowywanie krajowych procesów zastępowania rezerw w celu integracji z Platformą RR leży poza zakresem niniejszych RRIF i będzie przedmiotem wdrażania na poziomach lokalnych.
 - (ii) Projekt wdrożeniowy obejmuje główne aspekty harmonizacji rynków RR celem stworzenia równych warunków konkurencji dla uczestników rynku w Regionie. Szczegóły dotyczące harmonizacji w Regionie zostaną omówione w art. 11 niniejszych RRIF.

(iii) Faza równoległego biegu obejmować będzie uczestnictwo OSP RR oraz krajowych DUB, stosownie do potrzeb¹. Faza ta stanowi kompleksowe badanie sprawdzające gotowość Platformy RR, OSP oraz lokalnych DUB. Zweryfikowane zostaną komunikacja, wymiana informacji, procedury awaryjne oraz procesy doraźne.

(iv) Przedmiotowa faza równoległego biegu przewidywana jest w drugiej połowie 2019 roku.

(v) Uruchomienie Platformy RR nastąpi nie później niż w terminie jednego roku po zatwierdzeniu RRIF.

(vi) Przyszły rozwój Platformy RR opisany został w art. 7, art. 11 ust. 5 oraz art. 13 ust. 3 niniejszych RRIF. W przypadku, gdy przyszłe zmiany będą wymagały zmiany RRIF, konsultacje społeczne będą trwały przez okres nie krótszy niż jeden miesiąc, zgodnie z art. 10 ust. 1 i 4 EBGL w związku z art. 5 ust. 3 lit. a) EBGL.

Artykuł 5 **Funkcje Platformy RR**

(1) Platforma RR składać się będzie z następujących funkcji:

(a) AOF (Funkcja optymalizacji aktywacji): Cel AOF został opisany w art. 13 niniejszych RRIF:

(b) Międzyobszarowa zdolność przesyłowa: Celem tej funkcji jest obliczenie - pod nadzorem OSP - parametrów Międzyobszarowej zdolności przesyłowej, jeżeli zostanie to uznane za efektywne dla wdrażania metody wyznaczania Międzyobszarowej zdolności przesyłowej (CZC).

W razie gdyby było to istotne, celem funkcji Międzyobszarowej zdolności przesyłowej będzie wdrożenie metody wyznaczania CZC dla horyzontów czasowych bilansowania zgodnie z art. 37 ust. 3 EBGL.

(c) Rozliczanie OSP-OSP: Celem funkcji Rozliczania OSP-OSP będzie obliczanie kwoty rozliczenia, która obciążać będzie każdego OSP RR połączonego z Platformą RR z tytułu wymiany energii z procesu zastępowania rezerw.

(i) Dane wejściowe funkcji Rozliczania OSP-OSP stanowić będą co najmniej ilość energii z rezerw zastępczych wymienionej pomiędzy obszarami LFC oraz ceny określone stosownie do metody zaproponowanej zgodnie z art. 30 EBGL. Dalsze dane wejściowe mogą zostać określone zgodnie z art. 50 EBGL.

(ii) Dane wyjściowe funkcji Rozliczania OSP-OSP stanowić będą co najmniej:

(1) obliczenie planowanej wymiany energii bilansującej oraz powiązanej kwoty rozliczenia wynikającej z procesu szybkiej aktywacji Międzyobszarowej rezerwy zastępczej dla każdego Członka Platformy RR, stosownie do metody zaproponowanej zgodnie z art. 50 EBGL;

(2) obliczenie i rozdzielenie opłaty z tytułu ograniczeń sieciowych poniesionej stosownie do metody zaproponowanej zgodnie z art. 50 EBGL;

(iii) Każdy Członek zobowiązany jest aktywnie współpracować ze wszystkimi innymi Członkami w celu:

(1) opracowania i weryfikacji koncepcji związanych z rozliczaniem planowanej wymiany energii, wynikającej z Platformy RR;

¹ Za krajowe i lokalne zaangażowanie DUB odpowiedzialny jest podłączający OSP

- (2) monitorowania prawidłowego wdrożenia i wykonywania rozliczeń planowanej wymiany energii, wynikającej z Platformy RR;
- 2) Podmiot wyznaczony odpowiedzialny jest za prowadzenie i monitorowanie Platformy RR oraz za dostarczenie odpowiednich obiektów hostingowych, zgodnie z opisem zawartym w art. 10 niniejszych RRIF.

Artykuł 6

Definicja Produktu standardowego RR

- (1) Produktem wymienionym za pośrednictwem Platformy RR jest produkt standardowy na potrzeby bilansowania energii z rezerw zastępczych (zwany dalej „**Produktem standardowym RR**”).
- (2) Z handlowego punktu widzenia, Produkt standardowy RR stanowi zaplanowany produkt blokowy, który może zostać aktywowany przez sztywny kwadrans bądź też wielokrotność sztywnych kwadransów, dochowując minimalnego i maksymalnego czasu trwania okresu dostawy.
- (3) Czas pełnej aktywacji (FAT) Produktu standardowego RR to 30 minut. Czas zmiany przesyłanej mocy może wynosić od 0 do 30 minut.
- (4) Poniższa tabela zawiera główne parametry Produktu standardowego RR:

Tryb aktywacji	Zaplanowany z aktywacją nieautomatyczną
Czas przygotowania	Od 0 do 30 min
Czas zmiany przesyłanej mocy	Od 0 do 30 min
FAT	30 min
Czas dezaktywacji	Zakres krajowy
Minimalna ilość	1 MW
Maksymalna ilość	W przypadku oferty podzielnej, zamiast maksymalnej ilości wymagany jest jedynie limit techniczny (limit IT). W przypadku oferty niepodzielnej, stosowane będą zasady krajowe.
Minimalny czas trwania okresu dostawy	15 min
Maksymalny czas trwania okresu dostawy	60 min ²
Lokalizacja	Co najmniej najmniejszy obszar LFC lub obszar rynkowy. Bardziej szczegółowe informacje odnośnie lokalizacji znajdują się w zakresie krajowym
Okres ważności	Określony przez DUB i dotrzymujący minimalnych i maksymalnych okresów dostawy
Minimalny okres pomiędzy końcem okresu dezaktywacji oraz następną aktywacją	Czas odzyskiwania = określony przez DUB
Podzielność	Dopuszczalne są oferty podzielne lub niepodzielne

² Maksymalny okres dostawy zależny jest od liczby dziennych bramek. Platforma RR uruchomiona zostanie z 24 dziennymi bramkami (jedna optymalizacja, która obejmować będzie 60 min bilansowania) i maksymalnym okresem dostawy 60 min. Przykładowo, w przypadku przestawienia Platformy RR na 48 bramek, maksymalny okres dostawy wynosić będzie 30 min (dla 96 dziennych bramek, maksymalny okres dostawy wynosić będzie 15 min).

Cena i rozdzielczość oferty	Określona przez DUB. Rozdzielczość oferty to 0,01 €/MWh.
Rozdzielczość horyzontów czasowych	15 min

- (5) W przypadku modelu centralnego dysponowania, w każdym przypadku, gdy w tabeli w ustępie 4 jest mowa o DUB, oznacza to że podłączający OSP może zdefiniować albo określić właściwą cechę Produktu standardowego RR w oparciu o oferty zintegrowanego procesu grafikówania złożone przez DUB zgodnie z krajowymi zasadami przekształcania ofert w modelu centralnego dysponowania na podstawie art. 27 EBGL.

Artykuł 7

Czas zamknięcia bramki dla ofert Produktu standardowego RR

Czas zamknięcia bramki (GCT) dla składania Ofert przez DUB do podłączających OSP wynosić będzie 55 minut przed upływem okresu obejmującego aktywację Produktu standardowego RR w celu zaspokojenia zapotrzebowania OSP na bilansowanie energii.

Dla OSP stosujących model centralnego dysponowania, GCT dla ofert zintegrowanego procesu grafikówania zostanie określony stosownie do przepisów art. 24 ust. 5 oraz art. 24 ust. 6 EBGL.

Artykuł 8

Czas zamknięcia bramki dla złożenia oferty dotyczącej energii elektrycznej przez OSP obejmujący RR

Czas zamknięcia bramki dla składania Ofert przez podłączających OSP do list rankingowych wynosić będzie 40 minut przed upływem okresu obejmującego aktywację Produktu standardowego RR w celu zaspokojenia zapotrzebowania OSP na bilansowanie energii.

OSP będą podawać na Platformie RR zapotrzebowanie na bilansowanie energii z rezerw zastępczych oraz międzyobszarowe zdolności przesyłowe przed czasem zamknięcia bramki dla złożenia oferty dotyczącej energii elektrycznej przez OSP obejmującym RR

Artykuł 9

Ustalanie list rankingowych za pomocą funkcji optymalizacji aktywacji

- (1) Każdy DUB w systemie samodysponowania składał będzie Oferty do podłączających OSP.
- (2) Każdy DUB w systemie centralnego dysponowania składał będzie oferty zintegrowanego procesu grafikówania do podłączających OSP, którzy przekształcać będą oferty zintegrowanego procesu grafikówania otrzymane od DUB na Oferty.
- (3) Możliwe formaty Ofert to:
 - (a) W pełni podzielna, podzielna albo niepodzielna;
 - (b) Wyłączna w zakresie wolumenu albo czasu lub wieloczęściowa w zakresie wolumenu i ceny;
 - (c) Połączona w czasie.
- (4) Możliwe formaty zapotrzebowania na bilansowanie energii z rezerw zastępczych to:
 - (a) W pełni podzielne;
 - (b) Połączone w czasie;

- (5) Podłączający OSP składać będzie Oferty do list rankingowych.
- (6) Listy rankingowe składać się będą z dwóch list rankingowych zawierających wszystkie zaangażowane Oferty oraz zapotrzebowania na bilansowanie energii z rezerw zastępczych złożone do OSP:
 - (a) Pierwsza lista rankingowa obejmować będzie Oferty w górę oraz zapotrzebowania w dół na bilansowanie energii z rezerw zastępczych posortowane rosnąco w zależności od ceny;
 - (b) Druga lista rankingowa obejmować będzie Oferty w dół oraz zapotrzebowania w górę na bilansowanie energii z rezerw zastępczych posortowane malejąco w zależności od ceny.

Artykuł 10

Zasady dotyczące zarządzania Platformą RR i prowadzenia tej Platformy oraz wyznaczenia podmiotu

- (1) OSP RR wyznaczą podmiot albo podmioty obsługujące Platformę RR zgodnie z opisem zawartym w załączniku.
- (2) Zasady dotyczące zarządzania Platformą RR i prowadzenia tej Platformy zostały opisane w załączniku.

Artykuł 11

Ramy harmonizacji warunków

- (1) Głównym celem EBGL jest integracja rynków w zakresie usług bilansowania, a przez to zwiększenie efektywności europejskiego systemu bilansowania. Wymaga to pewnego poziomu harmonizacji zarówno w zakresie wymagań technicznych, jak i zasad rynkowych. Ramy harmonizacji uwzględnią będą różnice pomiędzy OSP stosującymi model centralnego dysponowania i model samodysponowania.
- (2) W celu umożliwienia bilansowania i zabezpieczenia swoich systemów w optymalnych kosztach, OSP RR określą zapotrzebowanie na energię bilansującą z rezerw zapasowych na podstawie prognoz i przewidywania w zakresie sytuacji systemu elektrycznego oraz w zakresie odzyskiwania Rezerwy przywracania częstotliwości.

Zapotrzebowanie na energię bilansującą z rezerw zapasowych złożone przez OSP na Platformie RR posiada kilka cech.

Poniższa tabela zawiera główne parametry zapotrzebowania na energię bilansującą z rezerw zapasowych:

Minimalny rozmiar wolumenu	1 MW	
Maksymalny rozmiar wolumenu	Maksymalny rozmiar zapotrzebowania na energię bilansującą z rezerw zapasowych złożony przez OSP dla jego obszaru LFC powinien być mniejszy lub równy sumie wspólnych Ofert złożonych w tym samym kierunku. W sytuacji zagrożenia dla systemu lub sieci, OSP może zgłosić ten fakt do danego systemu, który będzie mógł wnioskować o zwolnienie od powyższej zasady	
Minimalny okres dostawy	15 min	
Maksymalny okres dostawy	60 min	
Lokalizacja	Obszary rynkowe	
Rozdzielczość wolumenu	1 MW	
Rodzaj zapotrzebowania	Elastyczne	Podanie wolumenu i ceny

	Nieelastyczne	Podanie wolumenu
Rozdzielczość ceny		0,01 €/MWh.
Rozdzielczość horyzontów czasowych		15 min
Gwarantowanie		Tak
Kierunek		Dodatni (deficyt systemu) albo Ujemny (nadwyżka systemu)
Zakres tolerancji dla wolumenu ³		Wolumen podzielny podany do rozdzielczości 1 MW (opcjonalny dla OSP RR)

- (3) Regulacyjność połączeń wzajemnych: Zgodnie z art. 3 ust. 2 lit d) EBGL, OSP RR będą mieć możliwość podania do Platformy RR pożądanego przepływu dla konkretnego połączenia wzajemnego.
- (4) Techniczne limity cenowe: OSP RR będą stosować techniczne limity cenowe określone w zatwierdzonej metodzie zgodnie z art. 30 ust. 1 EBGL.
- (5) Wszyscy OSP RR będą harmonizować liczbę dziennych rozliczeń:
- (a) Przy uruchomieniu Platformy RR, liczba dziennych bramek wynosić będzie 24. OSP RR będą ograniczać czas kroków zaplanowanych wymian transgranicznych do mniej niż 60 minut dla granic znajdujących się w Regionie. Terminem końcowym będzie data wymagana przez EBGL na potrzeby wykorzystywania Europejskiej Platformy do wymiany pomiędzy obszarami regulacyjnymi energii bilansującej z rezerwy wtórnej aktywowanej w trybie ręcznym (mFRR), która w dalszym ciągu podlega możliwemu odstępstwu, a także data wymagana przez Rozporządzenie CACM na potrzeby określenia częstotliwości zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego.
 - (b) Poczawszy od tego terminu, kroki zaplanowanych wymian transgranicznych liczyć będą 15 minut, tym samym ocenić można możliwość zwiększenia liczby dziennych bramek stosownie do dojrzałości europejskiego rynku bilansującego w rozpatrywanym czasie.
- (6) Warunki określone w art. 18 EBGL pozostają w gestii krajowej, jednakże wymagane jest, aby były one zgodne z ramami harmonizacji wynikającymi z art. 19 ust. 3 lit. f) EBGL.
- (7) Warunki dotyczące DUB składających Oferty:
- (a) Aby zostać DUB, konieczne jest przejście wstępnej kwalifikacji;
 - (b) DUB na potrzeby zastępowania rezerw powinien mieć możliwość dostarczania Produktu standardowego RR (w zatwierdzonym kształcie bądź w kształcie, który może zostać przekształcony na Produkt standardowy RR zgodnie z art. 26 ust. 3 albo art. 27 EBGL) oraz wymiany koniecznych informacji z OSP;
 - (c) DUB rozliczany będzie w oparciu o żądany wolumen energii;
 - (d) DUB otrzyma międzyobszarową cenę krańcową. W przypadku gdy podłączający OSP przekształci ofertę złożoną na Platformie RR z oferty zintegrowanego procesu grafikowania albo z oferty na produkt specyficzny, rozliczenie DUB może zostać odpowiednio przystosowane w celu zagwarantowania neutralności finansowej OSP zgodnie z art. 26 ust. 4 oraz 27 ust. 3 EBGL.

³ Jest to parametr zapotrzebowania na energię bilansującą podany przez OSP jako dodatkowy dopuszczalny wolumen, który może optymalizować pokrycie zapotrzebowania

- (e) DUB określi lokalizację produktu pochodzącego z pozaportfelowych systemów ofertowych;
- (f) W przypadku deficytu albo nadwyżki w dostawie energii bilansującej, DUB ponosił będzie konsekwencje finansowe bezpośrednio bądź za pośrednictwem podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB)

Artykuł 12 **Zasady podziału kosztów**

- (1) Podział kosztów pomiędzy OSP w różnych państwach RR oparty będzie o zasady wskazane w art. 23 EBGL.
 - (2) Koszty związane z ustanowieniem, zmianą i prowadzeniem Platformy RR dzielą się na:
 - (a) **Koszty wspólne** obejmujące koszty opracowywania Platformy RR, koszty związane z zewnętrznym wsparciem projektu oraz koszty Biura Zarządzania Projektem (BZP). Koszty te są konieczne do ustanowienia, zmian i prowadzenia Platformy RR.
 - (b) **Koszty historyczne** (art. 23 ust. 6 EBGL) obejmować będą wszelkie koszty wspólne, wyszczególnione w art. 12 ust. 2 lit. a) niniejszych RRIF, poniesione począwszy od stycznia 2017 roku z wyłączeniem kosztów BZP.
 - (3) OSP partycypujący w Projekcie wdrożeniowym i/lub Platformie RR jako Członkowie uczestniczyć będą w kosztach wyszczególnionych w art. 12 ust. 2 lit. a) niniejszych RRIF.
 - (4) Obserwatorzy którzy przyłączyli się już do Projektu wdrożeniowego i na późniejszym etapie staną się Członkami albo OSP którzy bezpośrednio wstąpili do Projektu wdrożeniowego jako Członkowie uczestniczyć będą w kosztach wyszczególnionych w art. 12 ust. 2 lit. a) oraz art. 12 ust. 2 lit. b) niniejszych RRIF.
 - (5) Krajowe koszty wdrożeniowe nie są zarządzane w ramach Projektu wdrożeniowego i tym samym będą zarządzane na poziomie lokalnym podlegając zatwierdzeniu przez organ nadzoru.
 - (6) Koszty wspólne wskazane w art. 12 ust. 2 lit. a) i b) niniejszych RRIF będą rozdzielane pomiędzy OSP RR w Państwach RR zgodnie z art. 23 EBGL:
 - (a) Jedna ósma kosztów zostanie podzielona równo pomiędzy każde Państwo RR posiadające jednego albo więcej OSP RR;
 - (b) Pięć ósmych kosztów zostanie podzielone pomiędzy każde Państwo RR posiadające jednego albo więcej OSP RR proporcjonalnie do ich konsumpcji;
 - (c) Dwie ósme kosztów zostanie podzielona równo pomiędzy OSP RR według kosztów wspólnych zgodnie z art. 12 ust. 2 lit. a) i b) niniejszych RRIF;
 - (d) Udział Państwa RR w kosztach obciążeń będzie OSP RR funkcjonującego/funkcjonujących na terytorium danego Państwa RR. W przypadku gdy w Państwie RR funkcjonuje kilku OSP RR, udział Państwa RR w kosztach zostanie rozdzielony pomiędzy tych OSP RR proporcjonalnie do konsumpcji na obszarze LFO albo na obszarach rynkowych tych OSP.
 - (e) Celem uwzględnienia zmian w kosztach wspólnych bądź kosztach OSP RR, wyliczenie kosztów wspólnych będzie regularnie korygowane
-

Artykuł 13 **Opis algorytmu optymalizacji**

- (1) Dane wejściowe algorytmu optymalizacji to:
 - (a) CMOL, zgodnie z art. 9 niniejszych RRIF;
 - (b) Międzyobszarowa zdolność przesyłowa obliczana zgodnie z art. 37 EBGL.
- (2) Funkcje celu algorytmu optymalizacji to:
 - (a) Po pierwsze, maksymalizacja korzyści społecznej;
 - (b) Po drugie, minimalizacja ilości wymiany mocy bilansującej z rezerw zastępczych pomiędzy obszarami rynkowymi;
 - (c) Wreszcie, maksymalizacja całkowitej ilości aktywacji RR w razie istnienia wielu optymalnych rozwiązań.

Algorytm optymalizacji gwarantuje, że nieelastyczne zapotrzebowanie na energię bilansującą określonych OSP RR zostanie zaspokojone jeżeli będzie istniała możliwość jego zaspokojenia przez Oferty złożone przez danego OSP RR.
- (3) Ograniczenia algorytmu optymalizacji będą co najmniej następujące:
 - (a) Suma wszystkich grafików handlowych pozycji netto na przestrzeni wszystkich obszarów rynkowych musi wynosić zero;
 - (b) Międzyobszarowa wymiana energii z rezerw zastępczych nie może przekroczyć międzyobszarowej zdolności przesyłowej obliczanej zgodnie z art. 37 EBGL;
 - (c) Międzyobszarowa wymiana energii z rezerw zastępczych nie może przekroczyć limitów żądanych przez zainteresowanych OSP zgodnie z art. 150 SOGL;
 - (d) Wymiana energii z rezerw zastępczych dla każdego obszaru rynkowego nie może przekroczyć limitów żądanych przez zainteresowanych OSP zgodnie z art. 150 SOGL;
 - (e) W optymalizacji należy uwzględnić straty w liniach HVDC;
 - (f) W odpowiednich przypadkach należy uwzględnić regulacyjność połączeń wzajemnych.
- (4) Dane wynikowe algorytmu optymalizacji to:
 - (a) Zaakceptowane Oferty;
 - (b) Zaspokojone zapotrzebowania na energię bilansującą z rezerw zastępczych;
 - (c) Wykorzystana międzyobszarowa zdolność przesyłowa;
 - (d) Pozycja netto wynikająca z Platformy RR;
 - (e) Międzyobszarowe ceny krańcowe.
- (5) AOF Platformy RR umożliwiać będzie aktywacje przeciwne. OSP RR monitorują, oceniają i raportują wpływ aktywacji przeciwnych na ceny energii bilansującej oraz na efektywne funkcjonowanie Platformy RR, zgodnie z art. 15. W przypadku zidentyfikowania nieefektywności w procesie monitorowania, zarówno OSP RR, jak i krajowe organy regulacyjne RR mogą wnioskować o zmianę tego postanowienia, zgodnie z art. 6 ust. 3 EBGL.
- (6) W wypadku gdy algorytm optymalizacji nie dostarczy wyników, zastosowana zostanie procedura awaryjna wymagana zgodnie z art. 28 EBGL. W wypadku gdy algorytm optymalizacji nie dokona

przekształcenia, algorytm zostanie wykonany z wykorzystaniem poprzednio złożonych Ofert i zapotrzebowań OSP na energię bilansującą, wymogów oraz innych ograniczeń, z międzyobszarową zdolnością przesyłową pomiędzy wszystkimi obszarami rynkowymi równymi 0. Co więcej, każdy OSP RR zagwarantuje, że krajowe rozwiązania awaryjne będą odpowiednie i może podjąć decyzję o stosowaniu krajowego rozwiązania awaryjnego albo rozwiązania zapewnianego przez procedurę awaryjną Platformy RR.

- (7) W przypadku gdy Platforma RR nie otrzyma żadnych zapotrzebowań, algorytm optymalizacji nie zostanie wykonany

Artykuł 14 **Język**

Językiem odniesienia niniejszych RRIF jest język angielski. W celu uniknięcia wątpliwości, w razie konieczności przetłumaczenia niniejszych RRIF przez OSP na języki narodowe, w przypadku niezgodności między wersją angielskojęzyczną opublikowaną przez OSP zgodnie z art. 21 EBGL a jakąkolwiek wersją w innym języku, właściwi OSP zobowiązani są do usunięcia wszelkich niespójności, dostarczając odpowiednim krajowym organom regulacyjnym zaktualizowane tłumaczenie niniejszych RRIF.

Artykuł 15 **Transparentność i sprawozdawczość**

- (1) OSP RR publikują odpowiednie informacje zgodnie z art. 3 Rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013 i art. 12 EBGL we wspólnie uzgodnionym zharmonizowanym formacie za pośrednictwem ustanowionej centralnej platformy informacyjnej na rzecz przejrzystości ENTSO-E. Ponadto OSP RR przedstawiają sprawozdania uzupełniające opisane w poniższych artykułach.
- (2) OSP RR monitorują, oceniają i składają sprawozdania co najmniej w odniesieniu do następujących aspektów funkcjonowania Platformy RR co miesiąc i co rok. Wspólne sprawozdanie jest przesyłane krajowym organom regulacyjnym RR w odpowiednim terminie i publikowane na stronie internetowej ENTSO-E najpóźniej trzy miesiące po zakończeniu danego okresu, zawierając co najmniej następujące wartości jako średnią lub sumę w danym okresie:
- (a) wolumen ofert w górę i w dół składanych na platformie, wymaganych przez OSP i zaakceptowanych przez AOF;
 - (b) składanie sprawozdań na temat wniosków o pomoc złożonych przez OSP, w tym co najmniej o wnioskowanym wolumenie;
 - (c) wolumen i stosunek niedostępnych ofert przypadających na OSP;
 - (d) wolumen i stosunek ofert w pełni podzielnych, ofert podzielnych i ofert blokowych przypadających na OSP, w tym analizę wielkości części ofert niepodzielnych przypadającej na OSP;
 - (e) wykorzystanie zapotrzebowania elastycznego przez OSP, w tym stosunek zapotrzebowania elastycznego, średnie zaspokojenie zapotrzebowania oraz, wyłącznie w sprawozdaniach przesyłanych krajowym organom regulacyjnym, średnią cenę zapotrzebowania elastycznego;
 - (f) wykorzystanie zakresu tolerancji przypadającego na OSP;
 - (g) stosowanie ograniczeń systemowych przez OSP;
 - (h) średnią cenę dzienną i przedział cenowy dla każdego OSP i dla każdego obszaru rynkowego;

- (i) średnie, minimalne i maksymalne oferowane i wykorzystane międzyobszarowe zdolności przesyłowe oraz występowanie ograniczeń przesyłowych;
 - (j) stosunek aktywacji przeciwnej do aktywowanych i dostępnych wolumenów, ogółem i w podziale na obszary rynkowe;
 - (k) wolumen URB i stosunek do aktywowanych wolumenów na obszarze rynkowym;
 - (l) udział niepodzielnych ofert złożonych w CMOL w przedziale cenowym.
- (3) OSP RR opracowują i co roku przedkładają krajowym organom regulacyjnym RR sprawozdanie zawierające szczegółową analizę wystąpienia aktywacji przeciwnych i URB, w tym co najmniej:
- (a) Wolumeny i wskaźniki aktywacji przeciwnych, ze wskazaniem rozkładu geograficznego i szczegółami dotyczącymi występowania lokalnego i międzyobszarowego, w porównaniu również do lat poprzednich;
 - (b) Ocena przyczyn aktywacji przeciwnych, możliwych rozwiązań i wdrożonych środków łagodzących;
 - (c) wolumen URB i stosunek w porównaniu z aktywowanymi wolumenami na obszar rynkowy w porównaniu z poprzednimi latami;
 - (d) ocenę powodów zastosowania niepodzielnych ofert, możliwych rozwiązań i wdrożonych środków łagodzących;
- (4) Sprawozdania zgodnie z art. 15 ust. 2 i 3 są dostępne najpóźniej 6 miesięcy po zatwierdzeniu zmiany wprowadzającej art. 15, aby umożliwić wdrożenie techniczne.
- (5) wykazy w art. 15 ust. 1 i art. 15 ust. 3 pozostają bez uszczerbku dla dodawania do sprawozdań nowych wskaźników przez OSP RR w celu poprawy monitorowania wyników Platformy RR.

Załącznik

Zasady dotyczące zarządzania Platformą RR i eksploatacji tej Platformy oraz wyznaczania podmiotu zgodnie z art. 19 ust. 3 EBGL

Celem niniejszego załącznika jest opis zasad dotyczących zarządzania Platformą RR i prowadzenia tej Platformy oraz wyznaczania podmiotu albo podmiotów pełniących funkcje, jednocześnie wykazując w jaki sposób to wyznaczenie oraz procesy pozwolą zachować dobrą koordynację oraz efektywne prowadzenie Platformy RR.

OSP podkreślają, że podczas stosowania procesu zastępowania rezerw, każdy OSP RR pozostaje wyłącznie odpowiedzialnym za bezpieczeństwo funkcjonowania jego sieci przesyłowej, w tym za funkcjonowanie i aktywację Rezerw Zastępczych, niezależnie od procedur wyznaczania.

Ponadto, OSP określili prowadzenie Platformy RR jako proces w oparciu o który podejmowane będą decyzje w zakresie funkcjonowania, konserwacji i rozwijania Platformy RR. Sama Platforma RR składa się z rozwiązania informatycznego oraz całego zespołu usług wspierających rozwiązanie informatyczne za pomocą których OSP pełnią funkcje opisane w art. 5 Ram Wdrażania Rezerwy Zastępczej (RRIF). W konsekwencji, Platformę RR należy rozumieć jako „Rynek RR” w całości, i rozumienie to nie powinno być ograniczane, przykładowo, wyłącznie do narzędzia informatycznego.

Wszyscy OSP RR wyznaczać będą jeden bądź kilka podmiotów pełniących funkcje Platformy RR. W przypadku kilku podmiotów, wszyscy OSP RR zostaną wyznaczeni jako podmioty pełniące funkcje Platformy RR.

Wyznaczony podmiot bądź podmioty będą odpowiedzialne za prowadzenie Funkcji optymalizacji aktywacji (AOF), Funkcji międzyobszarowej zdolności przesyłowej (CZCF) oraz Funkcji Rozliczania OSP-OSP (TTSF) określonych w art. 5 RRIF, zgodnie z art. 19 ust. 4 EBGL.

Hosting i monitorowanie LIBRA, platformy TERRE, zlecone zostanie przez OSP RR dostawcy usług informatycznych gwarantującemu automatyczne prowadzenie AOF, CZCF oraz TTSF przez 24 godziny na dobę i 7 dni w tygodniu.

Taki układ został wybrany przez OSP z poniższych przyczyn:

- Jest to układ stosowany od samego początku przez Projekt TERRE, który pozwolił OSP na skuteczne opracowanie projektu (przeprowadzenie w szczególności sześciu postępowań europejskich było zarządzane w ten sposób) oraz przekazanie Platformy RR zgodnie z harmonogramem określonym w EBGL (pomimo, że termin ten był niezwykle krótki).
- Podmioty te będą się koordynować dzięki zapisom określonym w Umowie o współpracy w zakresie TERRE (TCA). Treść i funkcjonowanie takich umów zostały określone w niniejszym dokumencie.

W jaki sposób działa obsługa funkcji i dlaczego OSP uznają, że taka obsługa będzie efektywna w świetle art. 19 ust. 3 oraz art. 19 ust. 4 EBGL:

Powyższe funkcje będą obsługiwane przez podmiot bądź podmioty wyznaczone zgodnie z zasadami opisanymi w TCA. Zasady obsługi zostały szczegółowo opisane w Podręczniku obsługi, stanowiącym załącznik nr 8 do TCA, który wyjaśnia podstawowe zasady obsługi:

- Sposób w jaki OSP RR korzystać będą z Platformy RR;
- Wymianę danych pomiędzy lokalnymi systemami u OSP oraz Platformą RR;
- Obsługę wyłączeń, środki awaryjne; oraz
- Procedury przeciwdziałania pojawianiu się i narastaniu zaburzeń.

Konkretnie:

- Obsługa Platformy RR oznacza podejmowanie decyzji w dwóch różnych „horyzontach czasowych”: z jednej strony istnieją decyzje podejmowane na bieżąco/w czasie rzeczywistym;
- Z drugiej strony istnieją również decyzje „długofalowe”, w szczególności zmierzające do określenia:
 - i) Dopuszczalnego budżetu dla projektu;
 - ii) Alokacji środków dla projektu;
 - iii) Zmian w rozwiązaniu informatycznym w zakresie potrzeb Platformy RR.

Decyzje podejmowane na bieżąco/w czasie rzeczywistym, które mają być przesłane dostawcy usług informatycznych, podejmowane będą przez Członków TERRE za pośrednictwem Grupy roboczej ds. obsługi (OWG) zgodnie z TCA. OWG gwarantować będzie współpracę kilku podmiotów, lecz odpowiedzialność prawna za te decyzje ciążyć będzie na każdym z OSP. Grupa ta upoważniona będzie do podejmowania wiążących decyzji dotyczących wszystkich niżej wskazanych kwestii, w oparciu o procedury obsługi. Grupa będzie w szczególności odpowiedzialna za:

- Obsługę Platformy RR, co oznacza, że OWG podejmować będzie wszelkie decyzje dotyczące obsługi w zakresie rozwiązania informatycznego w imieniu Członków TERRE w odniesieniu do warunków nadzwyczajnych, zawieszenia/ponownego uruchomienia procesu zastępowania rezerw w związku z rozwiązaniem informatycznym itd.;
- Podejmowanie bieżących decyzji dotyczących obsługi związanych z prowadzeniem Platformy RR oraz, w konsekwencji, obsługą rozwiązania informatycznego;
- Zarządzanie zaburzeniami.

OSP podkreślają, że zasady zarządzania poświęcone OWG pozwalają na:

- Reprezentację każdego OSP, oznaczającego każde państwo zaangażowane w wymianę energii z rezerw zastępczych, która to reprezentacja jest konieczna w celu umożliwienia każdemu OSP posiadania odpowiednich informacji, zapewniających bezpieczną obsługę sieci na poziomie krajowym;
- Zasady podejmowania decyzji gwarantują, że taka grupa ma możliwość podejmowania szybkich decyzji i w sytuacji wystąpienia problemów wymagających niezwłocznej decyzji, OWG posiada uprawnienie (art. 6 ust. 11 TCA) do podjęcia takiej decyzji, która następnie zgłaszana jest do Komitetu Sterującego TERRE (TSC) na potrzeby zapewnienia dobrej i płynnej komunikacji w ramach wszystkich grup prowadzących współpracę.

Ponadto, w skład OWG wchodzić będzie przeszkolony i wykwalifikowany personel każdego z OSP. Co więcej, funkcjonowanie Platformy RR szczególnie wymaga posiadania dostępu do personelu, który będzie mieć wiedzę odnośnie:

- i) Funkcjonowania sieci;
- ii) Koniecznych do zastosowania procedur awaryjnych;
- iii) Zasad bezpieczeństwa dla bezpiecznej obsługi sieci;

- iv) Ogólnie rzecz ujmując, jest to personel przeszkolony w zakresie funkcjonowania narzędzi informatycznych konkretnej sieci, który może podjąć działania korekcyjne/naprawcze w pierwszej linii.

Brak jest rozwiązań alternatywnych mogących zapewnić zaopatrzenie w personel przeszkolony w taki sposób przy minimalnych i zoptymalizowanych kosztach dla odbiorców. Stanowią oni jedyne zasoby posiadające know-how, doświadczenie i w konsekwencji możliwość obsługi takiego procesu w czasie zbliżonym do rzeczywistego.

Co więcej, taka grupa korzystać będzie ze wsparcia wspomnianego wyżej dostawcy usług monitorowania informatycznego, którego rolą jest zagwarantowanie, że proces RR będzie prowadzony 24 godziny na dobę, 7 dni w tygodniu. Tym samym, monitorujący personel informatyczny upoważniony będzie do:

- Prowadzenia działań w ramach rutynowej konserwacji, wyszczególnionych w Standardowych Procedurach Monitorowania zatwierdzonych przez OWG;
- Obsługi zaburzeń zaistniałych w rozwiązaniu informatycznym oraz, w odniesieniu do tego, do zbierania OWG w razie konieczności.

Dostawca usług odpowiedzialny za monitorowanie informatyczne odpowiedzialny jest wobec OWG, w której reprezentowani są wszyscy uczestniczący OSP.

Proces zastępowania rezerw został zaprojektowany jako solidny, celem zagwarantowania, że wykonywanie wspólnego rozwiązania informatycznego będzie kontynuowane niezależnie od tego czy jeden czy kilku OSP doświadczając będzie trudności eksploatacyjnych czy też problemów w wymianie danych. W przypadku, gdy niektóre z oczekiwanych danych wejściowych nie zostaną otrzymane i skutecznie zweryfikowane przez rozwiązanie informatyczne przed czasem zamknięcia bramki, zaangażowany dostawca danych zostanie powiadomiony o tym fakcie. Jednakże, domyślnie proces będzie prowadzony w dalszym ciągu. Podobnie proces będzie prowadzony w dalszym ciągu w przypadku gdy niektóre dane wyjściowe nie zostaną uznane przez odbiorcę danych. Wszystkie strony uczestniczące w procesie zastępowania rezerw otrzymają automatyczne powiadomienie jeśli odbiorca danych odrzuci dane wyjściowe uznane za krytyczne (tj. wynikające z międzyobszarowych przepływów albo ofert oraz wybranych zapotrzebowań na aktywację). W tym scenariuszu, OSP stosować będą środki dla obsługi ewentualnych niezbilansowań zgodnie z ich lokalnymi procedurami.

Jeśli chodzi o „decyzje długofalowe” to decyzje takie podejmowane będą następnie przez TSC. Przedmiotowy organ zarządzający będzie podejmującym decyzje odnośnie bardziej ogólnego funkcjonowania współpracy i stanowić będzie forum pozwalające OSP na omówienie sposobów usprawnienia funkcjonowania Platformy RR w celu utrzymania jej efektywności i opłacalności kosztowej tak dalece, jak to możliwe.

Konkretnie, TSC składać się będzie z reprezentantów spośród Członków i Obserwatorów TERRE. Jednakże, tylko reprezentanci spośród Członków TERRE posiadać będą prawo głosu. TSC posiada przewodniczącego, którym będzie jeden z reprezentantów spośród Członków TERRE. Przewodniczący będzie zmieniać się co sześć miesięcy, chyba że w ramach TSC ustalono inaczej. Efektywna koordynacja i proces podejmowania decyzji w celu rozstrzygnięcia jakichkolwiek sprzecznych stanowisk w ramach tych grup oparta będzie na następujących zasadach: decyzje podejmowane będą jednomyślnie przez wszystkich Członków TERRE albo, w przypadku niemożności osiągnięcia konsensusu, po przeprowadzeniu głosowania i zastosowaniu klucza podziału decyzyjnego, w następujący sposób:

- (a) Zgodnie z art. 4 ust. 4 EBGL, z uwagi na fakt że Platforma RR składa się z więcej niż pięciu Państw RR, decyzje wymagać będą większości:
 - i. Członków reprezentujących co najmniej 72% zainteresowanych Państw RR; oraz
 - ii. Członków reprezentujących Państwa RR obejmujące co najmniej 65% populacji regionu, którego to dotyczy.
- (b) Blokująca mniejszość dla decyzji, zgodnie z art. 5 ust. 3 EBGL, obejmować musi co najmniej minimalną liczbę Członków reprezentujących ponad 35% populacji uczestniczących Państw RR plus Członków reprezentujących co najmniej jedno dodatkowe zainteresowane Państwo RR. W braku spełnienia powyższych wymogów, uznaje się, że większość kwalifikowana została osiągnięta.

Ponadto, TCA ustanowi Kierownictwo Projektu Libra (LPMB), które będzie organem decyzyjnym podejmującym wszelkie istotne decyzje na potrzeby zarządzania projektem Libra. LPMB składać się będzie z reprezentantów będących zarówno Członkami TERRE, jak i Członkami Projektu. Posiadać również będzie przewodniczącego, którym może zostać reprezentant będący Członkiem TERRE albo Członkiem Projektu.

Tak jak w przypadku OWG, zasoby alokowane do TSC stanowiąc będą zasoby OSP stanowiące personel dobrze przeszkolony w zakresie funkcjonowania procesów bilansowania oraz bezpiecznej obsługi sieci. Każdy OSP jest reprezentowany w TSC, którego zasady podejmowania decyzji oparte są na zasadach rozdziału kosztów i podejmowania decyzji wynikającymi z EBGL, zapewniającego sprawiedliwe i zbilansowane zarządzanie.

Brak jest rozwiązań alternatywnych mogących zapewnić wdrożenie tak efektywnego zarządzania przy jednoczesnym zachowaniu możliwości podejmowania decyzji przez każdego OSP. W szczególności, OSP podkreślili, że to na nich spoczywa odpowiedzialność w zakresie obsługi każdej z ich krajowych sieci. W konsekwencji, odłączenie od albo ponowne przyłączenie do Platformy RR stanowi decyzję, która może zostać samodzielnie podjęta wyłącznie przez danego OSP w oparciu o rzeczywiste przepływy w jego sieci. Zarządzanie nieobejmujące wszystkich OSP stwarza ogromne ryzyko dla bezpieczeństwa sieci, albowiem pojawić się może ryzyko niezgodności pomiędzy realiami sieci a wynikami Platformy.

Tym samym, konfiguracja ta jest nie tylko efektywna, ale jest jedyną, która zapewnia bezpieczną obsługę tych funkcji, a oprócz tego zapewnia bezpieczną pracę sieci.