WARUNKI DOTYCZĄCE BILANSOWANIA

Na podstawie:
Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania

zatwierdzone decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.35.2019.PSt
z dnia 5 marca 2020 r.

Tekst jednolity uwzględniający zmiany wprowadzone:

- Zmianami nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania z dnia 20 listopada 2020 r. zatwierdzonymi decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.22.2020.ŁW z dnia 1 grudnia 2020 r.
- Zmianami nr 2/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania z dnia 30 listopada 2020 r. zatwierdzonymi decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.28.2020.MZS z dnia 16 grudnia 2020 r.
- Zmianami nr 3/2021 Warunków Dotyczących Bilansowania z dnia 26 kwietnia 2021 r. zatwierdzonymi decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.12.2021.MZS z dnia 14 maja 2021 r. sprostowaną postanowieniem wydanym w tym samym dniu.
- Zmianami nr 4/2021 Warunków Dotyczących Bilansowania z dnia 29 września 2021 r. zatwierdzonymi decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.23.2021.ŁW z dnia 29 października 2021 r.

- Zmianami nr 5/2021 Warunków Dotyczących Bilansowania z dnia 15 lutego 2022 r. zatwierdzonymi decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.9.2022.MZS z dnia 10 marca 2022 r.

- Zmianami nr 6/2022 Warunków Dotyczących Bilansowania z dnia 1 września 2022 r. zatwierdzonymi decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.19.2022.AOr z dnia 2 listopada 2022 r.

- Zmianami nr 7/2022 Warunków Dotyczących Bilansowania z dnia 7 listopada 2022 r. zatwierdzonymi decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.29.2022.ŁW z dnia 25 listopada 2022 r.

- Zmianami nr 8/2022 Warunków Dotyczących Bilansowania z dnia 22 listopada 2022 r. zatwierdzonymi decyzjami Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.26.2022.AOr z dnia 3 lutego 2023 r. oraz 13 kwietnia 2023 r.

oraz planowane do wprowadzenia:

- Projektem Zmian nr 11/2023 Warunków Dotyczących Bilansowania z dnia 10 października 2023 r.

Spis treści:

I. *Podstawa prawna i cel dokumentu* 8

II *Warunki dotyczące bilansowania w kontekście celów Rozporządzenia 2017/2195* 8

III. *Harmonogram wdrożenia Warunków Dotyczących Bilansowania* 10

IV. *Wejście w życie Warunków Dotyczących Bilansowania oraz tryb dokonywania i wprowadzania zmian Warunków Dotyczących Bilansowania* 11

1. WYKAZ SKRÓTÓW, DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ ORAZ WYKAZ AKTÓW PRAWNYCH 14

1.1. WYKAZ SKRÓTÓW 14
1.2. DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ 25
1.3. WYKAZ AKTÓW PRAWNYCH POWOŁANYCH W NINIEJSZYM DOKUMENCIE 34

2. WARUNKI BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 36

2.1. UWARUNKOWANIA PRAWNE I ORGANIZACYJNE 36
2.1.1. Podmioty Rynku Bilansującego 36
2.1.2. Obszar Rynku Bilansującego 39
2.1.3. Obiekty Rynku Bilansującego 40
2.1.4. Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami Rynku Bilansującego 54
2.1.5. Bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym 59
2.1.5.1. Zasady prowadzenia bilansowania handlowego przez URB 59
2.1.5.2. Administrowanie przez OSP i OSD bilansowaniem handlowym 63
2.1.6. Podstawowe funkcje podmiotów na Rynku Bilansującym 65
2.1.7. Podmioty wymiany międzysystemowej i ich funkcje 67
2.1.7.1. Realizacja wymiany międzysystemowej w procesie aukcji jawnych 67
2.1.7.2. Realizacja wymiany międzysystemowej w procesie jednolitego łączenia rynków 68
2.1.8. Umowy Sprzedaży Energii realizowane przez poszczególne rodzaje Jednostek Grafikowych ... 70
2.1.9. Katalog usług systemowych 71
2.1.10. Charakterystyka regulacyjnych usług systemowych JG Wytwórczych aktywnych 72
2.1.10.1. Udział w regulacji pierwotnej 72
2.1.10.2. Udział w regulacji wtórnej 73
2.1.10.3. Praca z zaniżeniem/ przeciążeniem 73
2.1.10.4. Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej jednostek wytwórczych reprezentowanych w JG_{Wa} 73
2.1.11. Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej 74
2.2. WARUNKI UCZESTNICTWA W BILANSOWANIU SYSTEMU I ZARZĄDZANIU OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 84
2.2.1. Warunki uczestnictwa w Rynku Bilansującym 84
2.2.1.1. Warunki i wymagania formalno-prawne 84
2.2.1.2. Wymagania dotyczące zabezpieczenia należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym 97
2.2.1.3. Warunki dla aktywnego udziału sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym reprezentowanych w JG_{Oa} 107
2.2.1.4. Warunki dla aktywnego udziału jednostek wytwórczych elektrowni szczytowo pompowych oraz magazynów energii elektrycznej w Rynku Bilansującym reprezentowanych w JG_{Ma} 107
2.2.1.5. Warunki dla aktywnego udziału jednostek wytwórczych w Rynku Bilansującym reprezentowanych w JG_{Wa}, JG_{FWa} i JG_{PVa} 108
2.2.2. Warunki uczestnictwa w świadczeniu usług systemowych w zakresie RUS oraz uruchomień .. 109
2.2.3. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach rezerwacji ZPW 109
2.2.3.1. Warunki formalno-prawne 109
2.2.3.2. Rezerwacja ZPW w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej w ramach fizycznych oraz finansowych praw przesyłowych 110
2.2.3.3. Redukcje wielkości zdolności wymiany międzysystemowej 111

2.2.4. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego ... 112
2.2.5. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego ... 112
2.3. ZASADY DOTYCZĄCE PROCESU KWALIFIKOWANIA DOSTAWCY USŁUG BILANSUJĄCYCH ... 112

3. PROCEDURY ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA DO REALIZACJI PRZEZ OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ PROGRAMÓW DOSTARCZANIA I ODBIORU ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA POTRZEBY GRAFIKOWANIA I STEROWANIA RUCHEM SIECIOWYM ... 113

3.1. PROCEDURA ZGŁASZANIA DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH NA RYNKU BILANSUJĄCYM ... 113
3.1.1. Ogólne zasady zgłaszania danych handlowych i technicznych ... 113
3.1.2. Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych ... 117
3.1.2.1. Tryb i harmonogram zgłaszania USE ... 117
3.1.2.2. Tryb i harmonogram zgłaszania Ofert Bilansujących ... 120
3.1.2.3. Tryb i harmonogram zgłaszania Ofert Redukcji Obciążenia ... 124
3.1.3. Zgłaszanie Umów Sprzedaży Energii w ramach RBN i RBB ... 129
3.1.4. Weryfikacja Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii ... 131
3.1.4.1. Weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBN ... 131
3.1.4.2. Weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBB ... 133
3.1.5. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej ... 137
3.1.5.1. Ogólne zasady zgłaszania Ofert Bilansujących – części handlowej ... 137
3.1.5.2. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 ... 142
3.1.5.3. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=2 ... 144
3.1.5.4. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych ... 146
3.1.5.5. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 pracujących w usztywnieniach ... 146
3.1.5.6. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 niedyspozycyjnych ... 147
3.1.5.7. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 i ZAK=2 ... 148
3.1.5.8. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 pracujących w usztywnieniach ... 150
3.1.5.9. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 niedyspozycyjnych ... 152
3.1.5.10. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych ... 152
3.1.6. Oferty Zastępcze ... 153
3.1.6.1. Ogólne zasady ... 153
3.1.6.2. Oferty Zastępcze dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 ... 153
3.1.6.3. Oferty Zastępcze dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 ... 155
3.1.7. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej ... 156
3.1.7.1. Ogólne zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej ... 156
3.1.7.2. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych ... 158
3.1.7.3. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych ... 165
3.1.7.4. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych pracujących w usztywnieniach ... 166
3.1.7.5. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych ... 167
3.1.7.6. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych ... 167
3.1.7.7. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych pracujących w usztywnieniach ... 177
3.1.7.8. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych niedyspozycyjnych ... 178

3.1.7.9. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych 179
3.1.8. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części technicznej 180
3.1.9. Weryfikacja Ofert Bilansujących – części technicznej 182
3.1.10. Zgłaszanie Ofert Redukcji Obciążenia 183
3.1.11. Zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia 184
3.2. PROCEDURA ZGŁASZANIA DANYCH PRZEZ UWM W RAMACH RYNKU DNIA NASTĘPNEGO WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ 188
3.2.1. Ogólne zasady 188
3.2.2. Tryb i harmonogram zgłaszania GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej 189
3.2.3. Zgłaszanie GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej .....194~~192~~
3.2.4. Weryfikacja Zgłoszonych GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej .....195~~193~~
3.2.5. Uzgadnianie Zweryfikowanych GWM z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej .....195~~193~~
3.3. PROCEDURA ZGŁASZANIA DANYCH PRZEZ NEMO OFERUJĄCYCH USŁUGI OBROTU ENERGIĄ W POLSKIM OBSZARZE RYNKOWYM UCZESTNICZĄCYCH W PROCESIE JEDNOLITEGO ŁĄCZENIA RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO .....198~~195~~
3.3.1. Ogólne zasady .....198~~195~~
3.3.2. Tryb i harmonogram zgłaszania WMC w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego .....199~~197~~
3.3.3. Zgłaszanie WMC w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego .....200~~197~~
3.3.4. Weryfikacja Zgłoszonych WMC w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego .....201~~198~~
3.3.5. Tryb i harmonogram zgłaszania GMC w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego .....202~~199~~
3.3.6. Zgłaszanie GMC w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego .....202~~199~~
3.3.7. Weryfikacja Zgłoszonych GMC w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego .....203~~200~~
3.3.8. Uzgadnianie Zweryfikowanych GMC z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego .....203~~201~~
3.3.9. Zgłaszanie GCE w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego .....204~~202~~
3.4. PROCEDURA PRZYJMOWANIA DANYCH W RAMACH PROCESU JEDNOLITEGO ŁĄCZENIA RYNKÓW DNIA BIEŻĄCEGO .....205~~202~~
3.4.1. Ogólne zasady .....205~~202~~
3.4.2. Tryb i harmonogram przyjmowania danych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego .....205~~203~~
3.4.3. Pozyskiwanie i weryfikacja wyników procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego 206~~204~~
3.4.4. Uzgadnianie wyników procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych .....207~~205~~
3.5. GRAFIKOWANIE I STEROWANIE RUCHEM SIECIOWYM .....208~~206~~
3.5.1. Zasady ogólne .....208~~206~~
3.5.2. Zasady działania Zintegrowanego Procesu Grafikowania .....209~~207~~
4. PROCEDURA ROZLICZANIA KOSZTÓW BILANSOWANIA SYSTEMU I KOSZTÓW OGRANICZEŃ SYSTEMOWYCH .....211~~209~~
4.1. ZASADY WYZNACZANIA POZYCJI KONTRAKTOWYCH ORAZ CEN ZA WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....211~~209~~
4.1.1. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Deklarowanych .....211~~209~~
4.1.2. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Zweryfikowanych .....211~~209~~
4.1.3. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Skorygowanych .....220~~218~~
4.1.4. Wyznaczanie cen za wytwarzanie i redukcję energii elektrycznej .....224~~222~~
4.2. ZASADY PRZETWARZANIA DANYCH POMIAROWYCH I WYZNACZANIA RZECZYWISTEJ ILOŚCI DOSTAW ENERGII .....227~~225~~

4.2.1. Wymagania techniczne ... 227225
4.2.2. Zasady ogólne ... 227225
4.2.3. Procedura konfigurowania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych ... 230228
4.2.3.1. Procedura konfigurowania danych pomiarowych ... 230228
4.2.3.2. Procedura konfigurowania danych pomiarowo-rozliczeniowych ... 231229
4.2.4. Procedura pozyskiwania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych ... 231229
4.2.4.1. Procedura pozyskiwania danych pomiarowych ... 231229
4.2.4.2. Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych ... 232230
4.2.4.3. Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla FDMB typu MBPEO ... 233232
4.2.5. Procedura wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii (ER) ... 235233
4.2.5.1. Procedura wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD, MB i JG ... 235233
4.2.5.2. Procedura substytucji danych pomiarowo-rozliczeniowych ... 238236
4.2.6. Procedura udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych ... 241239
4.2.6.1. Procedura udostępniania danych pomiarowych ... 241239
4.2.6.2. Procedura udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych ... 241240
4.3. PROCEDURY ROZLICZEŃ ILOŚCIOWYCH I WARTOŚCIOWYCH ... 243241
4.3.1. Rozliczenia na Rynku Bilansującym ... 243241
4.3.1.1. Ogólne zasady rozliczeń ... 243241
4.3.1.2. Zasady oznaczeń, dokładność i konwencja znaków w modelu rozliczeń ... 245243
4.3.1.3. Procedura rozliczeń godzinowych ... 246244
4.3.1.4. Procedura rozliczeń dobowych ... 285283
4.3.1.5. Procedura rozliczeń dekadowych ... 286284
4.3.1.6. Procedura korygowania rozliczeń ... 287285
4.3.1.7. Rozliczanie kosztów uruchomień JG_{Wa} z ZAK=1 ... 288286
4.3.1.8. Rozliczanie dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG_{Wa} 290288
4.3.2. Rozliczenia Regulacyjnych Usług Systemowych JG_{Wa} ... 294292
4.3.2.1. Ogólne zasady rozliczeń ... 294292
4.3.2.2. Dokładność rozliczeń ... 296294
4.3.2.3. Procedury rozliczeń ilościowych i wartościowych ... 296294
4.3.2.4. Zasady odpłatności za energię elektryczną związaną ze świadczeniem RUS ... 304302
4.3.2.5. Opłaty za niedotrzymanie dyscypliny ruchowej ... 304302
4.3.3. Rozliczenia nieuzgodnionej wymiany międzysystemowej ... 305303
4.4. PROCEDURY FAKTUROWANIA I ROZLICZEŃ FINANSOWYCH ... 306304
4.4.1. Zasady ogólne ... 306304
4.4.2. Procedury dotyczące Rynku Bilansującego ... 307305
4.4.3. Procedury dotyczące świadczenia RUS ... 310308
4.4.4. Procedury dotyczące rozliczania kosztów uruchomień JG_{Wa} z ZAK=1 ... 311309
4.4.5. Procedury dotyczące rozliczania dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG_{Wa} z ZAK=1 ... 312310
4.5. PROCEDURY UDOSTĘPNIANIA DANYCH ROZLICZENIOWYCH ... 313311
4.5.1. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rynku bilansującego ... 313311
4.5.1.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy ... 313311
4.5.1.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych dekadowych – Raport Handlowy ... 314312
4.5.1.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący ... 315313
4.5.2. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących świadczenia RUS ... 316314
4.5.2.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy ... 316314
4.5.2.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy ... 317315
4.5.2.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący ... 318316
4.5.3. Procedura udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących kosztów uruchomień JG_{Wa} z ZAK=1 ... 320318
4.5.3.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy ... 320318
4.5.3.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy ... 320318
4.5.3.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący ... 320318
4.5.4. Procedura udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG_{Wa} z ZAK=1 ... 321319
4.5.4.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy ... 321319
4.5.4.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy ... 322320
4.5.4.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący ... 322320

5. PROCEDURY I ZAKRES WYMIANY INFORMACJI NIEZBĘDNYCH DO BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 324322

5.1. INFORMACJE OGÓLNE 324322
5.2. SYSTEM WYMIANY INFORMACJI O RYNKU ENERGII (WIRE) 324322
5.2.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne 324322
5.2.2. Zakres wymiany informacji na rynku bilansującym 324322
5.2.3. Zakres przesyłanych dokumentów 324322
5.2.4. Zasady rejestracji dokumentów 324322
5.3. SYSTEM OPERATYWNEJ WSPÓŁPRACY Z ELEKTROWNIAMI (SOWE) 325323
5.3.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne 325323
5.3.2. Zakres danych wymienianych pomiędzy OSP i służbami ruchowymi 325323
5.3.3. Zakres dokumentów przesyłanych poprzez SOWE 326324
5.3.4. Zasady rejestracji dokumentów 326324
5.4. PORTAL WYMIANY DANYCH PLANISTYCZNYCH (PWDP) 326324
5.4.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne 326324
5.5. ZAKRES INFORMACJI O RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PUBLIKOWANYCH PRZEZ OSP 327325

6. ZASADY ZAWIESZANIA I PRZYWRACANIA DZIAŁAŃ RYNKOWYCH ORAZ ZASADY ROZLICZANIA W PRZYPADKU ZAWIESZENIA DZIAŁAŃ RYNKOWYCH 329327

7. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE 329327

8. ZAŁĄCZNIKI 331329

I. Podstawa prawna i cel dokumentu

1. Niniejszy dokument opracowany został przez Operatora Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego (dalej „OSP") na podstawie art. 18 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz.Urz.UE L 312/6 z 28 listopada 2017 r.); dalej „Rozporządzenie 2017/2195".
2. Celem niniejszego dokumentu (dalej „Warunki Dotyczące Bilansowania" lub „Warunki") jest ustalenie warunków dla dostawców usług bilansujących oraz warunków dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie zgodnie z art. 18 Rozporządzenia 2017/2195. Zestawienie zawierające listę postanowień Warunków mających zastosowanie do dostawców usług bilansujących oraz podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie zawiera Załącznik nr 3 do Warunków.
3. Warunki Dotyczące Bilansowania są regulaminem w rozumieniu art. 384 § 1 Kodeksu cywilnego.
4. Warunki Dotyczące Bilansowania sporządzone zostały w języku polskim i ta wersja językowa jest obowiązująca. Inne wersje językowe mają charakter wyłącznie informacyjny.

II. Warunki Dotyczące Bilansowania w kontekście celów Rozporządzenia 2017/2195

Przedstawiane w niniejszym dokumencie warunki bilansowania w Polsce są zgodne z celami Rozporządzenia 2017/2195, określonymi w art. 3 ust. 1:

1. Wzmocnienie efektywnej konkurencji, niedyskryminacji oraz przejrzystości na rynkach bilansujących.
    1) Usługi bilansujące oraz energia bilansująca pozyskiwane są na konkurencyjnych zasadach rynkowych. Wszystkie podmioty spełniające warunki uczestnictwa w Rynku Bilansującym są traktowane na równych zasadach, określonych w Warunkach, co zapewnia niedyskryminację i przejrzystość.
    2) Warunki Dotyczące Bilansowania zapewniają publikację wszystkich danych dotyczących funkcjonowania Rynku Bilansującego istotnych dla uczestników rynku. Zakres publikowanych informacji został określony w pkt 5.5. Warunków.
2. Zwiększenie efektywności bilansowania, a także efektywności europejskich i krajowych rynków bilansujących.

    Energia bilansująca pozyskiwana jest w ramach mechanizmu rynkowego opartego o cenę krańcową wyznaczaną na podstawie zgłoszonych przez uczestników rynku ofert bilansujących oraz z uwzględnieniem aspektów technicznych pracy systemu elektroenergetycznego, co zapewnia efektywność krajowego Rynku Bilansującego.
3. Zintegrowanie rynków bilansujących i promowanie możliwości wymian usług bilansujących przy jednoczesnym przyczynianiu się do bezpieczeństwa pracy systemu.

1) Określony w Warunkach Dotyczących Bilansowania katalog usług bilansowania oraz zasady wyceny energii bilansującej oparte na cenach krańcowych umożliwiają efektywną integrację krajowego Rynku Bilansującego, w oparciu o mechanizmy integracji systemów centralnie dysponowanych przewidzianych w Rozporządzeniu 2017/2195, z rynkami europejskimi, po uruchomieniu europejskich platform wymiany energii bilansującej.

2) Zasady stosowane na Rynku Bilansującym zapewniają bezpieczne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego poprzez uwzględnienie aspektów technicznych w mechanizmach Rynku Bilansującego, co zapewnia wykonalne i zgodne z wymogami bezpiecznego prowadzenia ruchu systemu plany pracy jednostek.

4. Przyczynienie się do efektywnej, długofalowej pracy i rozwoju systemu przesyłowego energii elektrycznej i sektora energii elektrycznej w Unii przy jednoczesnym ułatwianiu efektywnego i spójnego funkcjonowania Rynków Dnia Następnego (RDN), Rynków Dnia Bieżącego (RDB) oraz Rynków Bilansujących (RB).

   1) Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego zdefiniowane w Warunkach Dotyczących Bilansowania umożliwiają fizyczną realizację zgłoszonych Umów Sprzedaży Energii (USE), które mogą wynikać z kontraktów handlowych zawartych na rynku terminowym, Rynku Dnia Następnego, Rynku Dnia Bieżącego lub transakcji bilateralnych oraz zapewniają spójne działanie wszystkich segmentów rynku.

   2) Spójne i efektywne działanie rynków, przy jednoczesnym uwzględnieniu aspektów technicznych pracy systemu ma pozytywny wpływ na bezpieczne funkcjonowanie i rozwój systemu elektroenergetycznego w krótkim, średnim i długim horyzoncie czasowym.

5. Zapewnienie możliwości sprawiedliwego, obiektywnego, przejrzystego i rynkowego zakupu usług bilansujących, a także, aby przy takim zakupie unikano nadmiernych barier dla nowych instalacji i wzmacniano płynność rynków bilansujących, zapobiegając jednocześnie niepotrzebnym zakłóceniom na rynku wewnętrznym energii elektrycznej.

   1) Energia bilansująca pozyskiwana jest w ramach konkurencyjnego mechanizmu rynkowego, maksymalizującego efektywność ekonomiczną procesu, gdzie wszystkie podmioty uprawnione do udziału w Rynku Bilansującym traktowane są na przejrzystych i równych zasadach.

   2) Warunki Dotyczące Bilansowania zapewniają publikację wszystkich danych dotyczących funkcjonowania Rynku Bilansującego istotnych dla uczestników rynku.

   3) Wymogi dla udziału w Rynku Bilansującym odzwierciedlają niezbędne do spełnienia warunki techniczne i ekonomiczne wymagane na fizycznym rynku działającym blisko czasu rzeczywistego.

6. Ułatwienie udziału usług zarządzania stroną popytową, w tym zagregowanych instalacji odbiorczych oraz magazynów energii, przy jednoczesnym zapewnieniu im równych szans w konkurencji z innymi usługami bilansującymi, a w razie potrzeby zapewnieniu im możliwości niezależnego działania przy obsłudze pojedynczej instalacji odbiorczej.

Warunki Dotyczące Bilansowania określają zasady dla aktywnego udziału sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym na analogicznych zasadach jak wytwórcy.

7. Ułatwienie udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz wspieranie osiągnięcia celu Unii Europejskiej dotyczącego wzrostu produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

   1) Warunki Dotyczące Bilansowania określają zasady udziału w Rynku Bilansującym dla źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru oraz źródeł fotowoltaicznych.

   2) Właściwe uwzględnienie źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru oraz źródeł fotowoltaicznych na Rynku Bilansującym umożliwia im udział w rynku energii i pozwala na dalszy rozwój.

III. Harmonogram wdrożenia Warunków Dotyczących Bilansowania

1. Planowany harmonogram wdrożenia Warunków Dotyczących Bilansowania jest następujący:

   1) 17 czerwca 2018 r. – przedłożenie przez OSP Warunków do zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej „Prezesa URE”);

   2) złożenie przez OSP do Prezesa URE stosownych Kart aktualizacji Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej „IRiESP”) lub stosownych wniosków w terminie umożliwiającym ich zatwierdzenie przez Prezesa URE przed datą wejścia w życie Warunków;

   3) 7 kwietnia 2020 r. wejście Warunków w życie;

   4) opracowanie i przedłożenie przez OSP w poniższych terminach do zatwierdzenia przez Prezesa URE zmian Warunków:

      a) do 1 stycznia 2021 r. – w zakresie umożliwiającym zagregowanym instalacjom odbiorczym, zakładom magazynowania energii oraz zakładom wytwarzania energii świadczenie usług bilansujących zgodnie z art. 18 ust. 4 lit. b Rozporządzenia 2017/2195,

      b) do 1 stycznia 2021 r. – w zakresie umożliwiającym osobom trzecim oraz właścicielom zakładów wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii, a także właścicielom jednostek magazynowania energii, uzyskanie statusu dostawców usług bilansujących zgodnie z art. 18 ust. 4 lit. c Rozporządzenia 2017/2195,

      c) do 31 października 2020 r. – w zakresie uwzględnienia czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania zgodnie z art. 24 ust. 5 i art. 18 ust. 8 lit. b Rozporządzenia 2017/2195,

      d) przynajmniej na dwa miesiące przed planowaną datą przyłączenia i rozpoczęcia wymiany energii bilansującej z wykorzystaniem jednej z platform wymiany energii bilansującej (zgodnie z art. 19 ust. 5, 20 ust. 6, 21 ust. 6 Rozporządzenia

2017/2195) – w zakresie uwzględnienia zasad aktualizacji ofert dotyczących zintegrowanego procesu grafikowania po czasie zamknięcia każdej bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania zgodnie z art. 24 ust. 6 i art. 18 ust. 8 lit. b Rozporządzenia 2017/2195,

e) przynajmniej na dwa miesiące przed planowaną datą przyłączenia i rozpoczęcia wymiany energii bilansującej z wykorzystaniem jednej z platform wymiany energii bilansującej (zgodnie z art. 19 ust. 5, 20 ust. 6, 21 ust. 6 Rozporządzenia 2017/2195) – w zakresie uwzględnienia zasad przekształcania ofert dotyczących zintegrowanego procesu grafikowania zgodnie z art. 27 i art. 18 ust. 8 lit. d Rozporządzenia 2017/2195,

f) przynajmniej na dwa miesiące przed planowaną datą przyłączenia i rozpoczęcia wymiany energii bilansującej z wykorzystaniem poszczególnych platform wymiany energii bilansującej (zgodnie z art. 19 ust. 5, 20 ust. 6, 21 ust. 6 Rozporządzenia 2017/2195) w zakresie przestrzegania ram ustanawiających europejskie platformy wymiany energii bilansującej zgodnie z art. 19, 20 i 21 oraz art. 18 ust. 3 lit. b Rozporządzenia 2017/2195,

g) do dwóch miesięcy od daty opublikowania decyzji w przedmiocie ram wdrażania platformy dla procesu kompensowania niezbilansowań zgodnie z art. 22 Rozporządzenia 2017/2195 w zakresie w jakim będzie konieczne dostosowanie Warunków do zatwierdzonych ram wdrażania platformy dla procesu kompensowania niezbilansowań.

2. Do czasu wejścia w życie Warunków Dotyczących Bilansowania, w zakresie zasad funkcjonowania Rynku Bilansującego stosuje się zasady wynikające z IRiESP – Bilansowanie.

IV. Wejście w życie Warunków Dotyczących Bilansowania oraz wprowadzanie zmian Warunków

1. Wejście w życie Warunków Dotyczących Bilansowania:

   1) Warunki Dotyczące Bilansowania oraz zmiany Warunków, podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej.

   2) Warunki Dotyczące Bilansowania oraz zmiany Warunków wchodzą w życie z datą określoną w harmonogramie wdrożenia przedstawionym w Warunkach Dotyczących Bilansowania lub zmianie Warunków, ewentualnie, w stosownym przypadku, z datą określoną przez Prezesa URE w decyzji zatwierdzającej Warunki Dotyczące Bilansowania lub zmianę Warunków.

   3) Data wejścia w życie Warunków Dotyczących Bilansowania lub w przypadku dokonania zmian Warunków, data obowiązywania tekstu ujednoliconego, jest wpisywana na ich stronie tytułowej.

   4) OSP publikuje obowiązujące Warunki Dotyczące Bilansowania na swojej stronie internetowej.

2. Wprowadzanie zmian Warunków Dotyczących Bilansowania:

   1) Tryb dokonywania i wprowadzania zmian Warunków Dotyczących Bilansowania określa Rozporządzenie 2017/2195. Poniższe postanowienia, mają charakter informacyjny i doprecyzowujący proces zmiany Warunków.

   2) Zmiana Warunków Dotyczących Bilansowania przeprowadzana jest poprzez opracowanie nowych Warunków albo poprzez opracowanie i publikację na stronie OSP, na potrzeby procesu konsultacji społecznych i celem ich sprawnego przeprowadzenia, wyłącznie projektowanych zmian obowiązujących Warunków (dalej „projekt zmian Warunków").

   3) Każda zmiana Warunków Dotyczących Bilansowania jest poprzedzona procesem konsultacji społecznych.

   4) Przy każdej zmianie Warunków, OSP określa nowe brzmienie postanowień Warunków Dotyczących Bilansowania oraz przyczynę, dla której OSP aktywuje proces zmiany Warunków.

   5) Proces wprowadzania zmian Warunków Dotyczących Bilansowania obejmuje następujące działania:

      a) OSP opracowuje projekt nowych Warunków Dotyczących Bilansowania albo projekt zmian Warunków, publikując dokument na swojej stronie internetowej;

      b) wraz z projektem nowych Warunków Dotyczących Bilansowania albo projektem zmian Warunków, OSP publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji społecznych zmian Warunków Dotyczących Bilansowania, miejscu i sposobie zgłaszania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje;

      c) konsultacje społeczne, zgodnie z art. 10 ust. 1 i 5 Rozporządzenia 2017/2195, trwają co najmniej jeden miesiąc od daty opublikowania projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania albo projektu zmian Warunków.

      d) OSP, po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje społeczne:

         - dokonuje analizy zgłoszonych uwag i propozycji;

         - wnosi w uzasadnionych przypadkach własne uzupełnienia lub poprawki, w tym gdy potrzeba ich wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag lub propozycji, albo jeżeli mają one charakter redakcyjny lub polegają na usunięciu oczywistej omyłki pisarskiej;

         - opracowuje nową wersję Warunków Dotyczących Bilansowania albo zmian Warunków, należycie uwzględniającą zgłoszone uwagi i propozycje;

         - opracowuje raport z konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag lub propozycji, informacje o sposobie ich uwzględnienia lub o przyczynach ich nieuwzględnienia oraz zestawienie własnych uzupełnień lub poprawek, których potrzeba wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag lub propozycji;

- przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia Warunki Dotyczące Bilansowania albo zmianę Warunków, wraz z raportem z procesu konsultacji społecznych oraz ewentualną informacją o uwagach zgłoszonych po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje społeczne i stanowiskiem OSP wobec tych uwag;
- publikuje na swojej stronie internetowej przedłożone Prezesowi URE nowe Warunki Dotyczące Bilansowania albo zmianę Warunków wraz z raportem z konsultacji społecznych.

6) Warunki Dotyczące Bilansowania albo zmianę Warunków, po ich zatwierdzeniu przez Prezesa URE, OSP publikuje na swojej stronie internetowej, zgodnie z art. 12 ust. 3 lit. g) Rozporządzenia 2017/2195, wraz z informacją o dacie wejścia w życie.

7) Warunki Dotyczące Bilansowania lub zmiany Warunków, zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują od daty określonej zgodnie z pkt IV.1.2).

1. WYKAZ SKRÓTÓW, DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ ORAZ WYKAZ AKTÓW PRAWNYCH

1.1. Wykaz skrótów

~~AAC~~	~~–~~	~~(*Already Allocated Capacity*) Dotychczas Przydzielone Zdolności Przesyłowe na przekrojach handlowych tworzących dany przekrój techniczny~~
ARNE	–	Automatyczna Regulacja Napięcia Elektrowni
AWE	–	Algorytm Wyznaczania Energii
AWEP	–	Algorytm Wyznaczania Energii Podstawowy
AWER	–	Algorytm Wyznaczania Energii Rezerwowy
AWMC	–	Informacja o akceptacji, odrzuceniu Wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego
BPKD	–	Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy
BPKD/BO	–	Bieżący plan koordynacyjny dobowy swobodnie zbilansowany, wyznaczony przy pominięciu wszystkich ograniczeń systemowych
BPKD/OS	–	Bieżący plan koordynacyjny dobowy wyznaczony z uwzględnieniem ograniczeń systemowych
BTHD	–	Bilans Techniczno-Handlowy Dobowy
BZOBH	–	Brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej
BZOBT	–	Brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej
BZUSE	–	Brak Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego
C^{ARNE}	–	Cena za udział w ARNE
CAI	–	Unikalny Identyfikator ZPW (*Capacity Agreement Identification*)
CBD	–	Cena rozliczeniowa dobowa za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w danej dobie
CBDD	–	Cena rozliczeniowa dekadowa za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w danej dekadzie
CBO	–	Cena rozliczeniowa dobowa za energię bilansującą odebraną z Rynku Bilansującego w danej dobie
CBOD	–	Cena rozliczeniowa dekadowa za energię bilansującą odebraną z Rynku Bilansującego w danej dekadzie
CEW	–	Średnia ważona z cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej
CG	–	Cena energii elektrycznej określona w systemie kursu jednolitego na sesji Rynku Dnia Następnego URB_{GE}
CO	–	Cena za wytwarzanie energii elektrycznej
COA	–	Znacznik czasu nadawany komunikatom wysyłanym i odbieranym w węźle centralnym WIRE
CR	–	Cena za redukcję energii elektrycznej

CRA – Cena rozliczeniowa energii awarii

CRE – Cena rozliczeniowa energii ograniczeń elektrownianych

CRK – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej

CRO – Cena rozliczeniowa odchylenia

CRO^- – Cena CRO wyznaczona w dobie *n*-1 dla celów informacyjnych dla zapotrzebowania KSE niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE

CRO^+ – Cena CRO wyznaczona w dobie *n*-1 dla celów informacyjnych dla zapotrzebowania KSE wyższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE

CRO_S – Cena rozliczeniowa sprzedaży energii z rynku bilansującego

CRO_Z – Cena rozliczeniowa zakupu energii na rynek bilansujący

CS – Cena uprawnień do emisji CO_2 na rynku spot

CSPR – Centralny System Pomiarowo Rozliczeniowy

CT – Cena uprawnień do emisji CO_2 w kontrakcie terminowym

CU – Cena jednostkowa uruchomienia JG_{Wa} z ZAK=1 z danego stanu cieplnego

CW – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej

CWD – Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej

CWO – Cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej

ΔB – Składnik bilansujący

EA – Energia awarii

EB – Energia Bilansująca

EBD – Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez Jednostkę Grafikową w danej dobie

EBDD – Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez Jednostkę Grafikową w dekadzie

EBN – Energia Bilansująca Nieplanowana

EBO – Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez Jednostkę Grafikową w danej dobie

EBOD – Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez Jednostkę Grafikową w dekadzie

EBP – Energia Bilansująca Planowana

ED – Deklarowana ilość dostaw energii elektrycznej

EE – Estymowana ilość dostaw energii elektrycznej

EG – Ilość energii elektrycznej stanowiąca wolumen obrotu na sesji Rynku Dnia Następnego z określaniem ceny energii w systemie kursu jednolitego

EIC – Unikalny kod identyfikujący Uczestników Wymiany Międzysystemowej w realizacji procesów wymiany międzysystemowej (*Energy Identification Code*)

EOE – Energia wytwarzana ze względu na ograniczenia elektrowniane

ENTSO-E	–	The European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej)
ENW	–	Energia Nieuzgodniona Wymiany Międzysystemowej
ER	–	Rzeczywista ilość dostaw energii elektrycznej
ES	–	Skorygowana ilość dostaw energii elektrycznej
ESO	–	Ilość dostaw energii elektrycznej przyjęta w operatywnym planie pracy systemu elektroenergetycznego
EZ	–	Zweryfikowana ilość dostaw energii elektrycznej
FCR	–	Rezerwa utrzymania częstotliwości
FPP	–	Fizyczny Punkt Pomiarowy
FPPP	–	Fizyczny Punkt Pomiarowy Podstawowy
FPPR	–	Fizyczny Punkt Pomiarowy Rezerwowy
aFRR	–	Rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną
GCE	–	Giełdowe Ceny Energii
GMC	–	Grafiki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego
GMC_U	–	Uzgodnione Grafiki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego
GMC_W	–	Zweryfikowane Grafiki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego
GMC_Z	–	Zgłoszone Grafiki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego
GMCB	–	Grafiki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego
$GMCB_U$	–	Uzgodnione Grafiki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego
GWM	–	Grafik Wymiany Międzysystemowej
GWM_U	–	Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej
GWM_W	–	Zweryfikowane Grafiki Wymiany Międzysystemowej
GWM_Z	–	Zgłoszone Grafiki Wymiany Międzysystemowej
IGMC	–	Informacja o Niezgodności ZGMC
IGWM	–	Informacja o Niezgodności ZGWM
IRiESP	–	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
IUZUSE	–	Informacja Uzupełniająca o niezgodności Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego
IZOBH	–	Informacja o niezgodności Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część handlowa
IZOBT	–	Informacja o niezgodności Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część techniczna
IZUSE	–	Informacja o niezgodności Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego

JG	–	Jednostka Grafikowa
JG_{BI}	–	Jednostka Grafikowa Bilansująca
JG_{FWa}	–	Jednostka Grafikowa Farm Wiatrowych aktywna
JG_{GE}	–	Jednostka Grafikowa Giełdy Energii
JG_{GEp}	–	Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa
JG_{GEpS}	–	Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Sprzedaży
JG_{GEpZ}	–	Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Zakupu
JG_{GZ}	–	Jednostka Grafikowa Generacji Zewnętrznej
JG_{Ma}	–	Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna
JG_{Mr}	–	Jednostka Grafikowa Magazynu rozliczeniowa
JG_{O}	–	Jednostka Grafikowa Odbiorcza
JG_{Oa}	–	Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna
JG_{OSP}	–	Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego
JG_{OSPa}	–	Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego aktywna
JG_{OSPp}	–	Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego pasywna
JG_{PVa}	–	Jednostka Grafikowa Fotowoltaiczna aktywna
JG_{W}	–	Jednostka Grafikowa Wytwórcza
JG_{Wa}	–	Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna
JG_{Wp}	–	Jednostka Grafikowa Wytwórcza pasywna
JG_{Wr}	–	Jednostka Grafikowa Wytwórcza rozliczeniowa
JG_{WM}	–	Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej
JG_{WMO}	–	Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego
JG_{WMU}	–	Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego
JG_{WMUmc}		Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego jednolitego łączenia rynków
JG_{WMUr}		Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległa
JW	–	Jednostka Wytwórcza
JWCD	–	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
nJWCD	–	Jednostka wytwórcza nie będąca JWCD
JWCK	–	Jednostka Wytwórcza Centralnie Koordynowana
KB	–	Koszt bilansowania energii zapotrzebowania odbiorców
KC^{CO2}	–	Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 wyznaczony jako średnia arytmetyczna z KC^{CO2_D} i KC^{CO2_O}

KC^{CO2_D} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla dostawy energii bilansującej na Rynek Bilansujący

KC^{CO2_O} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla odbioru energii bilansującej z Rynku Bilansującego

KCZ – Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego

KO – Koszt usuwania ograniczeń systemowych

KOE – System Konfiguracji Obiektów Energetycznych

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny

LSPR – Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy

LU – Liczba uruchomień Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=1 z danego stanu cieplnego

MaxCO – Maksymalna cena ofertowa

maxRM – Maksymalna ilość redukcji poboru mocy JG_{Oa}

MB – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego

$_{F}$MB – Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego

$_{FZ}$MB – Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, określone dla lokalizacji sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego, w którym są realizowane dostawy energii w obszarze Rynku Bilansującego

$_{FD}$MB – Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, określone dla lokalizacji sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego, w którym są reprezentowane dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nie objętej obszarem Rynku Bilansującego

$_{W}$MB – Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego

MB_{AFW} – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

MB_{AM} – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych albo magazyny energii elektrycznej, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

MB_{AO} – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory energii, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym

MB_{APV} – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących źródła fotowoltaiczne aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym

MB_{AW} – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących jednostki wytwórcze inne niż: farmy wiatrowe, źródła fotowoltaiczne, jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

MB_{O} – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD typu odbiorca energii elektrycznej, reprezentujących odbiory energii elektrycznej

MB_{OSD} – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE należących do Uczestnika Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{OSD}), reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy dwoma obszarami sieci OSDp/OSDn na napięciu niższym niż 110 kV

MB_{PEO} – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE reprezentujący dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej do sieci OSD posiadającego bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową, który w ramach zawartych umów świadczy usługi dystrybucji dla co najmniej 200 000 odbiorców końcowych

MB_{W} – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej, reprezentujących źródła wytwarzania energii elektrycznej

MD – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej

MNA OA – MNA Operational Agreement

NB – Należność za energię bilansującą dostarczoną lub odebraną z Rynku Bilansującego (w danej godzinie, dla danej JG)

NBD – Należność za dostawę energii bilansującej przez Jednostkę Grafikową w danej dobie.

NBDD – Należność za dostawę energii bilansującej przez Jednostkę Grafikową w dekadzie.

NBO – Należność za odbiór energii bilansującej przez Jednostkę Grafikową w danej dobie.

NBOD – Należność za odbiór energii bilansującej przez Jednostkę Grafikową w dekadzie.

NDKW – Należność za dodatkowe koszty wytwarzania energii wynikające z realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych

$NDKW^{MAX}$ – Maksymalna wartość należności za dodatkowe koszty wytwarzania energii wynikające z realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych

NDZ – Należność dla Jednostki Grafikowej za energię bilansującą nieplanowaną (ΔEDZ) – rozliczenie zweryfikowanej ilości dostaw

NEMO – Wyznaczony operator rynku energii elektrycznej (*Nominated Electricity Market Operator)*

NSR – Należność dla Jednostki Grafikowej za energię bilansującą nieplanowaną (ΔESR) – rozliczenie rzeczywistej ilości dostaw

NU – Należność za uruchomienia JG_{Wa} z ZAK=1

NZS – Należność dla Jednostki Grafikowej za energię bilansującą planowaną (ΔEZS) – rozliczenie skorygowanej ilości dostaw

OGMC – Nieprzyjęcie do Uzgodnienia ZGMC

OGWM – Nieprzyjęcie do Uzgodnienia ZGWM

OH – Operator Handlowy

OHT – Operator Handlowo-Techniczny

OP – Operator Pomiarów

OR – Operator Rynku

ORed – Obiekt Redukcji

OSD – Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego

OSDn – Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową

OSDp – Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową

OSP – Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego

OWMC – Nieprzyjęcie ZWMC

OZOBH – Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część handlowa

OZOBT – Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część techniczna

OZORO – Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia

OZUSE – Odrzucenie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego

OZUSEB – Odrzucenie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego

P^{DYSPe} – Moc dyspozycyjna JG reprezentującej jednostkę wytwórczą albo grupę jednostek wytwórczych dostępna dla OSP ze względu na warunki pracy elektrowni

P^{DYSPen} – Moc dyspozycyjna JG reprezentującej jednostkę wytwórczą albo grupę jednostek wytwórczych dostępna dla OSP ze względu na warunki pracy elektrowni, wyrażona w wielkościach netto

P^{OS} – Moc osiągalna jednostki wytwórczej

P^{P} – Moc przyłączeniowa sterowanych odbiorów energii wchodzących w skład danej JG_{Oa}

PAWMC – Potwierdzenie odebrania AWMC

PD – Planowana wielkość poboru mocy przez JG_{Oa}

PDE – Punkt Dostarczania Energii

PG^{DYSPen} – Moc dyspozycyjna w zakresie generacji JG reprezentującej jednostkę wytwórczą elektrowni szczytowo-pompowych albo magazyn energii elektrycznej lub grupę tych jednostek, magazynów, dostępna dla OSP ze względu na warunki pracy elektrowni, wyrażona w wielkościach netto

PGMC – Przyjęcie do Uzgodnienia ZGMC

PGWM – Przyjęcie do Uzgodnienia ZGWM

PH – Partner Handlowy UWM

PKD – Plan Koordynacyjny Dobowy

PL^{DYSPen} – Moc dyspozycyjna w zakresie ładowania JG reprezentującej jednostkę wytwórczą elektrowni szczytowo-pompowych albo magazyn energii elektrycznej lub grupę tych jednostek, magazynów, dostępna dla OSP ze względu na warunki pracy elektrowni, wyrażona w wielkościach netto

PO – Przedsiębiorstwo Obrotu

POB – Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie handlowe

POBH – Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa

POBT – Przyjęta Oferta Bilansująca – część techniczna

POWMC – Potwierdzenie wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego

PPE – Punkt Poboru Energii

PRG – Polecenie redukcji generacji

PUSE – Przyjęte Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego

PWDP – Portal Wymiany Danych Planistycznych

PWI – Prognozowany średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, uznany przez Prezesa URE za uzasadniony w ramach zatwierdzonej Taryfy OSP

PWMC – Przyjęcie ZWMC

PZOBH – Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część handlowa

PZOBT – Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część techniczna

PZORO – Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia

PZUSE – Przyjęcie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego

PZUSEB – Przyjęcie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego

PZZUSE – Przyjęcie ze zmianami Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego

PZZUSEB – Przyjęcie ze zmianami Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego

RB – Rynek Bilansujący

RBB – Rynek Bilansujący Dnia Bieżącego

RBN – Rynek Bilansujący Dnia Następnego

RC^{CO2} – Rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO_2

RCE – Rynkowa cena energii elektrycznej

RD – Raport Dobowy

RDDKW – Raport dobowy rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii

RDKU – Raport dobowy rozliczenia kosztów uruchomień

RER – Faza rozliczenia rzeczywistej ilości dostaw energii

RES – Faza rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii

REZ – Faza rozliczenia zweryfikowanej ilości dostaw energii

RH – Raport Handlowy

RHDKW – Raport handlowy rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii

RHER – Raport Hierarchiczny Energii Rzeczywistej

RHK – Raport Handlowy Korygujący

RHKDKW – Raport handlowy korygujący rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii

RHKU – Raport handlowy rozliczenia kosztów uruchomień

RHKKU – Raport handlowy korygujący rozliczenia kosztów uruchomień

RPP – Rozliczeniowy Punkt Pomiarowy

$RUSE^{-}$ – Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym z JG Wytwórczej aktywnej

$RUSE^{+}$ – Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym na JG Wytwórczą aktywną

SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition* – system wspomagania dyspozytorskiego

SOWE – System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami

SOWE/EL – System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (moduł dostępowy, zlokalizowany po stronie elektrowni)

UGMC – Uzgodnione Grafiki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego

UGMCB – Dokument zawierający Uzgodnione Grafiki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego

UGWM – Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Następnego

URB – Uczestnik Rynku Bilansującego

URB_{BIL} – Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące

URB_{GE} – Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii

URB_{GE} NEMO – Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii pełniący funkcję NEMO

URB_{W} – Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii elektrycznej

URB_{O} – Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii elektrycznej:

- URB_{SD} – odbiorca sieciowy
- URB_{OK} – odbiorca końcowy

URB_{OSD} – Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową

URB_{PO} – Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną

URD – Uczestnik Rynku Detalicznego

URE – Urząd Regulacji Energetyki

USE – Umowa Sprzedaży Energii

USE_{WM} – Umowa sprzedaży energii w obrocie międzynarodowym

UWM – Uczestnik Wymiany Międzysystemowej

W^{CO2} – Jednostkowy wskaźnik emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2

WE^{D} – Ilość energii wymaganej do zbilansowania systemu w planie BPKD/BO ze zdolności wytwórczych JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} z ceną *CO* równą cenie *CRO*, reprezentująca dostawę energii na Rynek Bilansujący

WE^{O} – Ilość energii wymaganej do zbilansowania systemu w planie BPKD/BO ze zdolności wytwórczych JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} z ceną *CO* równą cenie *CRO*, reprezentująca odbiór energii z Rynku Bilansującego

WIRE – System Wymiany Informacji o Rynku Energii

WIRE/UR – System Wymiany Informacji o Rynku Energii (moduł dostępowy, zlokalizowany po stronie OR)

WIRE/RP – System Wymiany Informacji o Rynku Energii (moduł rezerwowy)

WMC – Wyniki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego

WMR – Wykorzystana moc redukcyjna

WPD – Współczynnik określający w jakiej części dostawa energii na Rynek Bilansujący ze zdolności wytwórczych JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} z ceną *CO* równą cenie *CRO* ma charakter zmiany swobodnej

WPKD – Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy

WPO – Współczynnik określający w jakiej części odbiór energii z Rynku Bilansującego ze zdolności wytwórczych JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} z ceną *CO* równą cenie *CRO* ma charakter zmiany swobodnej

ZAK – Znacznik Aktywności

ZGMC	–	Zgłoszenie Grafików Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego
ZGWM	–	Zgłoszenia Grafików Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Następnego
ZOBH	–	Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa
ZOBT	–	Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna
ZORO	–	Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia
ZP	–	Znacznik wykorzystania pasma
ZPW	–	Zdolności Przesyłowe Wymiany Międzysystemowej na danym przekroju handlowym
ZRB	–	Zapotrzebowanie na energię w obszarze Rynku Bilansującego
ZUSE	–	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego
ZUSEB	–	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego
ZWMC	–	Zgłoszenie Wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego
ZZUSEB	–	Zapytanie o Zgłoszenie USE dla Dnia Bieżącego

1.2. Definicje stosowanych pojęć

Na potrzeby Warunków Dotyczących Bilansowania mają zastosowanie definicje, o których mowa w art. 2. Rozporządzenia 2017/2195. Ponadto mają zastosowanie poniższe definicje.

Automatyczna regulacja częstotliwości i mocy (ARCM)	Układ automatycznej regulacji częstotliwości i mocy czynnej w połączonych systemach elektroenergetycznych, uwzględniający jednocześnie kryteria dotrzymania salda wymiany międzysystemowej i utrzymania częstotliwości, zgodnie z określonym algorytmem.
Układ ARNE	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości powyżej 5 % bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej	Nieprzerwana praca 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.
Biuro Przetargów	Uprawniony podmiot organizujący Przetargi roczne, miesięczne, dobowe oraz w ramach Procesu Rezerwowego Przetargi dobowe na rezerwację Zdolności Przesyłowych Wymiany Międzysystemowej.
CCP NEMO	Podmiot, o którym mowa w art. 2 pkt 42 Rozporządzenia 2015/1222, wskazany Operatorowi Systemu Przesyłowego przez NEMO w umowie MNA OA, który prowadzi zgodnie z art. 68 Rozporządzenia 2015/1222, rozliczenie i rozrachunek transakcji sprzedaży i zakupu energii elektrycznej zawieranych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego lub Dnia Bieżącego lub organizuje transfer sald wynikający z alokacji zdolności przesyłowych w ramach wymiany międzysystemowej.
Centralny System Pomiarowo Rozliczeniowy (CSPR)	System informatyczny OSP dedykowany do wyznaczania ilości dostaw energii elektrycznej do celów rozliczeniowych.
Dana pomiarowa	Wielkość zmierzona w FPP.
Dana pomiarowo-rozliczeniowa	Wielkość wyznaczona dla MD, MB i JG.

Doba handlowa	Okres od godziny 0.00 do godziny 24.00 każdego dnia, w którym następuje fizyczna realizacja umów sprzedaży energii elektrycznej.
Dostawca usług bilansujących	Uczestnik rynku z jednostkami zapewniającymi rezerwę lub grupami zapewniającymi rezerwę, który może świadczyć usługi bilansujące na rzecz OSP, tj. Uczestnik Rynku Bilansującego, który posiada Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną (JG_{Wa}) lub Jednostkę Grafikową Magazynu aktywną (JG_{Ma}) lub Jednostkę Grafikową Farm Wiatrowych aktywną (JG_{FWa}) lub Jednostkę Grafikową Fotowoltaiczną aktywną (JG_{PVa}) lub Jednostkę Grafikową Odbiorczą aktywną (JG_{Oa}).
Dzień roboczy	Okres od godziny 0.00 do godziny 24.00 każdego dnia, który nie jest sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy.
Elektrownia	Zakład wytwarzania energii, tj. obszarowo wyodrębniona część przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność polegającą na przekształcaniu energii pierwotnej w energię elektryczną, składająca się z jednego modułu wytwarzania energii lub z większej liczby modułów wytwarzania energii mających jedno lub kilka miejsc przyłączenia do sieci.
Energia Bilansująca Nieplanowana (EBN)	„Niezbilansowanie” w rozumieniu art. 2 pkt 8) Rozporządzenia 2017/2195.
Energia Bilansująca Planowana (EBP)	„Energia bilansująca” w rozumieniu art. 2 pkt 4) Rozporządzenia 2017/2195.
Energia dostarczona	Energia elektryczna stanowiąca różnicę pomiędzy energią oddaną i pobraną w miejscu dostarczania.
Energia oddana	Energia elektryczna wprowadzona do sieci w miejscu dostarczania.
Energia pobrana	Energia elektryczna odebrana z sieci w miejscu dostarczania.
Farma wiatrowa (FW)	Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii, wykorzystująca turbiny wiatrowe do wytwarzania energii elektrycznej z energii wiatru. Farma wiatrowa stanowi jednostkę wytwórczą.
Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{F}$MB)	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w $_{F}$MB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE.

Grafik	Zbiór wartości referencyjnych przedstawiających wytwarzanie, pobór lub wymianę energii elektrycznej dla danego okresu, tj. zbiór danych określających ilość energii dostarczanej albo odbieranej w kolejnych okresach zadanego horyzontu czasowego.
Jednolite łączenie Rynków Dnia Bieżącego	Zgodnie z art. 2 pkt 27 Rozporządzenia 2015/1222 proces ciągły, w którym złożone zlecenia są kojarzone, a jednocześnie alokowane są międzyobszarowe zdolności przesyłowe dla różnych Obszarów Rynkowych na Rynku Dnia Bieżącego.
Jednolite łączenie Rynków Dnia Następnego	Zgodnie z art. 2 pkt 26 Rozporządzenia 2015/1222 proces aukcyjny, w którym złożone zlecenia są kojarzone, a jednocześnie alokowane są międzyobszarowe zdolności przesyłowe dla różnych Obszarów Rynkowych na Rynku Dnia Następnego.
Jednostka Grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
Jednostka Wytwórcza	Moduł wytwarzania energii, tj. wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci. W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą. Rozporządzenie 2016/631 w art. 5 ust. 2 określa cztery kategorie (typy) modułów wytwarzania energii, tj. typ A, B, C i D oraz wartości graniczne progów mocy dla tych modułów. Na podstawie art. 5 ust. 3 powołanego rozporządzenia zostały opracowane przez OSP i zatwierdzone przez Prezesa URE dla obszaru Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy maksymalnych dla ww. modułów wytwarzania energii typu B, C i D.
Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana (JWCD)	Moduł wytwarzania energii typu D przyłączony do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, o mocy conajmniej 50 MW, podlegający centralnemu dysponowaniu przez OSP.
Jednostka Wytwórcza Centralnie Koordynowana (JWCK)	Moduł wytwarzania energii, którego praca podlega koordynacji przez OSP.
KOE	Moduł systemu SIRE zawierający konfigurację obiektów elektroenergetycznych stanowiący bazę danych stałych OSP, która zawiera dane techniczne obiektów elektroenergetycznych, w tym jednostek wytwórczych.
Krajowy system elektroenergetyczny (KSE)	System elektroenergetyczny na terenie kraju.

Magazyn energii elektrycznej	Instalacja służąca do przechowywania energii, przyłączona do sieci, mająca zdolność do dostawy energii elektrycznej do sieci.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego, reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią", w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Minimum techniczne	Moc czynna wytwarzana przez jednostkę wytwórczą albo magazyn energii elektrycznej przy minimalnym poziomie dostarczania energii pierwotnej wymaganej do stabilnej pracy jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej, przy zachowaniu zdolności do regulacji pierwotnej i wtórnej.
MNA Operational Agreement	Dwustronna umowa zawarta pomiędzy OSP a NEMO określająca szczegółowe zasady operacyjnego działania Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego lub Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego w polskim obszarze rynkowym w formule wielu NEMO, wdrażająca „Warunki dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce" zatwierdzone decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 5 czerwca 2017 r. (znak: DDR.WRE.7128.5.20016.JPa2, z późn. zm.).
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej pomniejszona o ubytki mocy.
Moc osiągalna	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza albo magazyn energii elektrycznej może pracować bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki, magazynu przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.
NEMO	Podmiot, o którym mowa w art. 2 pkt 23 Rozporządzenia 2015/1222, wyznaczony przez Prezesa URE albo właściwy organ regulacyjny w innym państwie członkowskim do wykonywania zadań związanych z Jednolitym łączeniem Rynków Dnia Następnego lub Dnia Bieżącego.
Obszar Rynkowy	Największy obszar geograficzny, w obrębie którego uczestnicy rynku mają możliwość wymiany energii elektrycznej bez alokacji zdolności przesyłowych.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.

Obszar niezbilansowania	Obszar, dla którego oblicza się niezbilansowanie, tj. obszar definiowany dla poszczególnych Jednostek Grafikowych i dla danej Jednostki Grafikowej odpowiadający zbiorowi Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego reprezentowanemu przez tą jednostkę.
Obszar sieci OSDp/OSDn	Obszar sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sieci dystrybucyjnych OSDn, dla których OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.
Odnawialne źródło energii	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
Ograniczenia alokacji	Ograniczenia alokacji, o których mowa w art. 2 pkt 6. Rozporządzenia 2015/1222, których należy przestrzegać podczas alokacji zdolności przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków.
Okres Rozliczania Niezbilansowania	Okres rozliczania niezbilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10) Rozporządzenia 2017/2195 oznaczający jednostkę czasu, w odniesieniu do której oblicza się niezbilansowanie podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, równy Podstawowemu Okresowi Handlowemu.
Operator Handlowo-Techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator Handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator Pomiarów (OP)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za pozyskiwanie danych pomiarowych energii elektrycznej z układów pomiarowo-rozliczeniowych i przekazywanie ich do OSP lub innego operatora prowadzącego procesy rozliczeń.
Operator Systemu	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (OSD)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Platforma XBID	Informatyczna platforma handlowa transgranicznego Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego, opierająca się na centralnym systemie informatycznym połączonym z lokalnymi systemami transakcyjnymi NEMO i operatorów systemów przesyłowych, umożliwiająca Jednolite łączenie Rynków Dnia Bieżącego.
Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie	Uczestnik Rynku Bilansującego lub umocowany przez niego inny URB odpowiedzialny za jego niezbilansowania.
Podstawowy okres handlowy	Okres handlowy na Rynku Bilansującym energii elektrycznej, równy jednej godzinie, oznacza „okres rozliczania niezbilansowania” w rozumieniu art. 2 pkt 10) Rozporządzenia 2017/2195.
Polski Obszar Rynkowy	Obszar Rynkowy odpowiadający obszarowi geograficznemu Polski.
Portal Wymiany Danych Planistycznych (PWDP)	System informatyczny przeznaczony do wymiany informacji planistycznych pomiędzy służbami ruchowymi OSDp i Wytwórców, zarządzających jednostkami wytwórczymi lub magazynami energii elektrycznej, a systemami planistycznymi OSP.
Proces Rezerwowy	Proces alokacji zdolności przesyłowych pomiędzy Obszarami Rynkowymi realizowany zgodnie z TCM dla poszczególnych regionów wyznaczania zdolności przesyłowych ustalonych zgodnie z art. 15 ust. 1 rozporządzenia 2015/1222 w sytuacji, gdy nie zostały uzyskane wyniki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.
Przekrój handlowy	Zbiór połączeń międzysystemowych (linii przesyłowych) pomiędzy dwoma Obszarami Rynkowymi.
Punkt Dostarczania Energii (PDE)	Miejsce przyłączenia użytkownika systemu do sieci, poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których jest realizowany proces bilansowania handlowego.

Punkt Poboru Energii (PPE)	Punkt w sieci dystrybucyjnej, w którym produkty energetyczne (energia, moc, itp.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych) lub są wyznaczane na potrzeby rozliczeń. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Regulacja pierwotna	Regulacja mocy jednostki wytwórczej za pomocą indywidualnego regulatora prędkości obrotowej w funkcji częstotliwości sieci. Odpowiada pracy jednostki wytwórczej w trybie FSM w rozumieniu art. 2 pkt 36) Rozporządzenia 2016/631, która aktywuje rezerwę utrzymania częstotliwości (FCR) w rozumieniu art. 3 pkt 6) Rozporządzenia 2017/1485..
Regulacja wtórna	Regulacja częstotliwości i mocy w systemie elektroenergetycznym realizowana za pomocą skoordynowanego oddziaływania na poziom generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych celem utrzymania częstotliwości i mocy na zadanym poziomie. Regulacja wtórna jest realizowana w warunkach normalnej pracy systemu automatycznie poprzez skoordynowane oddziaływanie regulatora centralnego na indywidualne regulatory wybranych jednostek wytwórczych w ramach centralnego systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy. W stanach awaryjnych pracy KSE regulacja wtórna może być realizowana w sposób manualny, zgodnie z odrębnymi procedurami. . Odpowiada pracy jednostki wytwórczej w trybie regulacji odbudowy częstotliwości w rozumieniu art. 15 i 16 Rozporządzenia 2016/631, która aktywuję rezerwę odbudowy częstotliwości (FRR) w rozumieniu art. 3 pkt 7) Rozporządzenia 2017/1485.
Równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię	Zaspokojenie możliwego do przewidzenia, bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną i moc, bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w jej dostarczaniu i poborze.
Rynek Bilansujący	Wszystkie ustalenia instytucjonalne, handlowe i operacyjne ustanawiające rynkowe zarządzanie bilansowaniem co jest realizowane za pomocą mechanizmu bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSP.
Sieć zamknięta	Sieć przesyłowa i koordynowana sieć 110 kV.

Spedytor	Podmiot, o którym mowa w art. 2 pkt 43 Rozporządzenia 2015/1222, odpowiedzialny za transfer sald pomiędzy NEMO lub CCP NEMO w ramach Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego.
Synchronizacja	Operacja ruchowa polegająca na połączeniu z systemem elektroenergetycznym jednostki wytwórczej lub połączeniu różnych systemów elektroenergetycznych po wyrównaniu częstotliwości, fazy i napięcia, prowadzącym do zmniejszenia różnicy wektorów łączonych napięć do wielkości bliskiej zeru.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z tymi sieciami lub instalacjami.
System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE)	System umożliwiający OSP komunikację pomiędzy służbami ruchowymi elektrowni i bezpośrednie przekazywanie do służb ruchowych wytwórców przez służby ruchowe OSP planów obciążeń jednostek wytwórczych na okresy 15 minutowe i poleceń ruchowych.
System pomiarowo – rozliczeniowy	Teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo - rozliczeniowych pochodzących z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych oraz z innych systemów.
System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE)	System teleinformatyczny dedykowany do wymiany informacji handlowych, technicznych, pomiarowych i rozliczeniowych Rynku Bilansującego oraz regulacyjnych usług systemowych, pomiędzy służbami handlowymi oraz technicznymi OSP i Operatorów Rynku.
Uczestnik Wymiany Międzysystemowej	Uczestnik Rynku Bilansującego, który zawarł umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP regulującą w szczególności warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach procesów rezerwacji ZPW organizowanych przez Biuro Przetargów.
Układ pomiarowo–rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię.
Układ pomiarowo–rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych.
Układ pomiarowo–rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.

Układ pomiarowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej.
Wirtualne Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (wMB)	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią"). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w $_{W}$MB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego jednostki wytwórcze lub magazyny energii elektrycznej przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	Stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Zintegrowany Proces Grafikowania	Iteracyjny proces z wykorzystaniem ofert bilansujących zawierających dane handlowe i dane techniczne poszczególnych JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} lub JG_{Oa}, uwzględniający charakterystyki rozruchu, najnowszą analizę wystarczalności obszaru regulacyjnego oraz granice bezpieczeństwa pracy systemu, jako dane wejściowe do tego procesu.
Źródło fotowoltaiczne (PV)	Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii, wykorzystująca energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej. Źródło fotowoltaiczne stanowi jednostkę wytwórczą.

1.3. Wykaz aktów prawnych powołanych w niniejszym dokumencie

Dyrektywa 2010/75	-	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (*zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola*) (Dz.Urz. UE L 334, s. 17, z późn. zm).
Rozporządzenie 2009/714	-	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.8.2009, str. 15 z późn. zm).
Rozporządzenie 2015/1222	-	Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm)
Rozporządzenie 2016/631	-	Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.4.2016, str. 1)
Rozporządzenie 2017/1485	-	Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.8.2017, str. 1)
Rozporządzenie 2017/2195	-	Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6)
Rozporządzenie 2017/2196	-	Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54)
Rozporządzenie 2019/942	-	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 22).
Rozporządzenie 2019/943	-	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54).
Kodeksy sieci	-	Rozporządzenia wydane na podstawie art. 6 lub 18 rozporządzenia 2009/714 oraz na podstawie art. 59 lub 61 rozporządzenia 2019/943.
TCM	-	Metody, warunki, wymogi i zasady przyjęte na podstawie rozporządzenia 2009/714, rozporządzenia 2019/943 lub Kodeksów sieci (ang. „terms, conditions and methodologies").
Ustawa o giełdach towarowych	-	Ustawa z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312)

Ustawa o obrocie instrumentami finansowymi	-	Ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2020 r. poz. 89, z późn. zm.)
Ustawa o odnawialnych źródłach energii	-	Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2020 r. poz. 261, z późn. zm.)
Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji	-	Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 2020 r. poz. 250, z późn. zm.)
Ustawa o świadczeniu usług drogą elektroniczną	-	Ustawa z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz.U. z 2020 r. poz. 344, z późn. zm.)
Ustawa Prawo energetyczne	-	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833 t.j., z późn. zm.)
Rozporządzenie ws. wprowadzania ograniczeń	-	Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 133, poz. 924).
Rozporządzenie systemowe	-	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.)

2. WARUNKI BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

2.1. Uwarunkowania prawne i organizacyjne

2.1.1. Podmioty Rynku Bilansującego

2.1.1.1. W Rynku Bilansującym uczestniczą następujące podmioty:

(1) Uczestnicy Rynku Bilansującego (URB).

(2) Operatorzy Rynku (OR).

(3) Operatorzy Systemu.

2.1.1.2. Uczestnikiem Rynku Bilansującego, z uwzględnieniem zdania drugiego, jest podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP (dalej nazywaną Umową przesyłania), na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w Warunkach. Uczestnikiem Rynku Bilansującego jest także NEMO, który ma zawartą umowę MNA OA z OSP albo, za zgodą OSP, CCP NEMO wskazany OSP przez NEMO w umowie MNA OA.

2.1.1.3. Uczestnikiem Rynku Bilansującego może być:

(1) Podmiot, którego urządzenia i instalacje są fizycznie przyłączone do sieci przesyłowej lub fragmentów sieci dystrybucyjnych objętych obszarem Rynku Bilansującego, lub

(2) Podmiot, który nie posiada urządzeń i instalacji fizycznie przyłączonych do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej, objętej obszarem Rynku Bilansującego, a jedynie jest stroną transakcji sprzedaży lub kupna energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego.

2.1.1.4. Wyróżnia się następujące typy Uczestników Rynku Bilansującego:

(1) Wytwórcy energii elektrycznej (URB_W) – podmioty posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, których jednostki wytwórcze lub magazyny energii elektrycznej są przyłączone do sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego (nazywane również „Wytwórcami”).

(2) Odbiorcy energii elektrycznej (URB_O), w tym:

(2.1) Odbiorcy końcowi energii elektrycznej (URB_{OK}) – podmioty pobierające energię elektryczną na własny użytek, których instalacje są przyłączone do sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego (nazywane również „Odbiorcami końcowymi”); do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.

(2.2) Odbiorcy sieciowi (URB_{SD}) – podmioty pełniące na obszarach sieci poszczególnych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych Elektroenergetycznych (OSD) funkcje sprzedawcy energii elektrycznej odbiorcom w gospodarstwach domowych, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.

(3) Przedsiębiorstwa Obrotu (URB_{PO}) – podmioty posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, będące stroną transakcji sprzedaży lub zakupu energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego.

(4) Giełdy Energii (URB_{GE}) – (i) podmioty prowadzące giełdę towarową, w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, na której są zawierane transakcje sprzedaży i zakupu energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego lub (ii) podmioty pełniące funkcję giełdowej izby rozrachunkowej w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych lub pełniące funkcję giełdowej izby rozrachunkowej na podstawie przepisów ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, które prowadzą rozliczenia i rozrachunki transakcji sprzedaży i zakupu energii elektrycznej zawieranych na giełdzie towarowej, w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, lub w obrocie pozagiełdowym, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego lub (iii) podmioty pełniące funkcję NEMO, tj. NEMO oferujący usługi obrotu energią na Rynkach Dnia Następnego lub Dnia Bieżącego w polskim obszarze rynkowym, w wyniku których są zawierane transakcje sprzedaży i zakupu energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego albo, z uwzględnieniem pkt 2.1.1.2 zdanie drugie, podmioty pełniące funkcję CCP NEMO, które prowadzą rozliczenia i rozrachunek transakcji sprzedaży i zakupu energii elektrycznej zawieranych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego lub Dnia Bieżącego organizowanego przez NEMO, lub organizują transfer sald wynikający z alokacji zdolności przesyłowych w ramach wymiany międzysystemowej.

(5) Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych Elektroenergetycznych, których sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (URB_{OSD}) – Przedsiębiorstwa Bilansujące, które dokonują zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieciach dystrybucyjnych podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz mogą dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSD związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

(6) Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego (URB_{BIL}) – Przedsiębiorstwo Bilansujące, które (i) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz (ii) może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSP związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej, oraz (iii) może dokonywać odsprzedaży nadwyżek energii elektrycznej zakupionej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią, wynikających ze zmiany zapotrzebowania na tę energię.

2.1.1.5. Operatorem Rynku jest podmiot, który świadczy usługi operatorskie na rynku energii na podstawie umowy zawartej z OSP określającej zakres i sposób realizacji działalności operatorskiej na Rynku Bilansującym, a w przypadku gdy jego działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej również z właściwym OSD.

2.1.1.6. Operatorami Rynku są:

(1) Operatorzy Handlowo-Techniczni (OHT).

(2) Operatorzy Handlowi (OH).

(3) Operatorzy Pomiarów (OP).

2.1.1.7. Operatorami Systemu są:

(1) Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego (nazywany dalej również „OSP" lub „Operator Systemu Przesyłowego").

(2) Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych Elektroenergetycznych (nazywani dalej również łącznie lub osobno „OSD" a także „Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych" lub „Operator Systemu Dystrybucyjnego").

2.1.1.8. Operatorem Systemu Przesyłowego jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

2.1.1.9. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. W zależności od relacji sieci dystrybucyjnej danego OSD z siecią przesyłową wyróżnia się następujące typy Operatora Systemu Dystrybucyjnego:

(1) Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (nazywany dalej w skrócie również „OSDp").

(2) Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową (nazywany dalej w skrócie również „OSDn").

2.1.1.10. Każdy OSDn realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, za pośrednictwem odpowiednich OSDp, z których sieciami są połączone jego sieci. Obszar sieci, dla którego OSDp wykonuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP jest nazywany dalej również „obszarem sieci OSDp/OSDn", rozumianym jako pojedynczy obszar sieci składający się z sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sieci dystrybucyjnych OSDn, dla których OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP.

2.1.1.11. W zakresie przyporządkowania OSDn do OSDp w związku z realizacją obowiązków, o których mowa w pkt 2.1.1.10., stosuje się następujące zasady szczególne:

(1) W przypadku, gdy dany OSD ma fragmenty sieci posiadające bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową oraz fragmenty sieci nieposiadające bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową, to występuje on zarówno w roli OSDp, jak i w roli OSDn.

(2) W przypadku, gdy dany OSDn ma fragmenty sieci połączone wyłącznie z sieciami innych OSDn (nazywanymi dalej „sąsiednimi OSDn"), to taki OSDn realizuje obowiązki, o których mowa w pkt 2.1.1.10., za pośrednictwem jednego spośród OSDp realizujących te obowiązki dla jednego z sąsiednich OSDn.

2.1.2. Obszar Rynku Bilansującego

2.1.2.1. Obszar Rynku Bilansującego jest to część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.

2.1.2.2. Podstawowym obszarem Rynku Bilansującego są:

(1) Sieć przesyłowa.

(2) Miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze będące JWCD.

(3) Miejsca w sieci SN, które stanowią dodatkowe wyprowadzenia mocy jednostek wytwórczych będących JWCD, przyłączonych do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej o napięciu 110kV.

(4) Punkty „ponad siecią", poprzez które w Rynku Bilansującym uczestniczą podmioty nieprzyłączone do sieci przesyłowej oraz nieposiadające miejsc, o których mowa w ppkt (2), (3) i (5).

(5) Miejsca w sieci dystrybucyjnej, w których są reprezentowane jednostki wytwórcze niebędące JWCD, magazyny energii elektrycznej lub sterowane odbiory energii, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

2.1.2.3. Obszar Rynku Bilansującego może być rozszerzany o:

(1) Nowe fragmenty sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV wchodzące w skład sieci zamkniętej. Rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego następuje poprzez wprowadzanie zmian do Umów przesyłania zawartych pomiędzy OSP i odpowiednimi OSD oraz podmiotami, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do fragmentu sieci dystrybucyjnej, o który ma być rozszerzony obszar Rynku Bilansującego. Odpowiednie zmiany są również wymagane w Umowach przesyłania z OSD lub Uczestnikami Rynku Bilansującego, dla których rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego zmienia warunki uczestniczenia w tym rynku.

(2) Miejsca w sieci SN i nN zlokalizowane w stacjach elektroenergetycznych NN/WN i NN/SN, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez OSD od OSP, w celu zasilania potrzeb własnych OSD, związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

Miejsca w sieci SN i nN, o których mowa powyżej, są reprezentowane na Rynku Bilansującym poprzez fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{F}$MB).

Rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego następuje poprzez wprowadzenie zmian do Umów przesyłania zawartych pomiędzy OSP i danym OSD.

(3) Miejsca w sieci SN i nN, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej na potrzeby OSP związane z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej, w tym w stacjach elektroenergetycznych NN/WN i NN/SN, tj.:

(3.1) w przypadku stacji sieciowych są to miejsca, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez OSP od OSD,

(3.2) w przypadku stacji przyelektrownianych są to miejsca, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez OSP od Wytwórcy.

Miejsca w sieci SN i nN, o których mowa powyżej, są reprezentowane na Rynku Bilansującym poprzez fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{F}$MB).

Rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego następuje poprzez wprowadzenie zmian do Umów przesyłania zawartych pomiędzy OSP i danym OSD albo OSP i danym Wytwórcą.

2.1.2.4. Rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego może nastąpić tylko wtedy, jeżeli we fragmentach sieci dystrybucyjnej, o których mowa w pkt 2.1.2.3.(1) lub w miejscach w sieci SN i nN, o których mowa w pkt 2.1.2.3.(2) i (3), zostaną spełnione wszystkie warunki techniczne wymagane dla podstawowego obszaru Rynku Bilansującego.

W uzasadnionych przypadkach, w zakresie miejsc, o których mowa w pkt 2.1.2.3.(2) i (3), OSP może dopuścić inne wymagania, określone indywidualnie dla danego przypadku, w tym w zakresie wymagań dla układów i systemów pomiarowo - rozliczeniowych, uzgodnione i odzwierciedlone w Umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSD albo OSP i danym Wytwórcą.

2.1.2.5. Obszar działania Rynku Bilansującego jest określony przez zbiory obiektów Rynku Bilansującego: zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz zbiór Jednostek Grafikowych (JG), które spełniają następujące warunki:

(1) Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego muszą obejmować wszystkie połączenia obsługiwane przez Uczestników Rynku Bilansującego w ramach prowadzonego przez nich bilansowania handlowego.

(2) Jednostki Grafikowe muszą pokrywać wszystkie Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

2.1.3. Obiekty Rynku Bilansującego

2.1.3.1. Na Rynku Bilansującym wyróżnia się następujące obiekty:

(1) Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP).

(2) Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB).

(3) Jednostka Grafikowa (JG).

2.1.3.2. Fizyczny Punkt Pomiarowy reprezentuje pomiar przepływającej energii elektrycznej.

2.1.3.3. Fizyczne Punkty Pomiarowe są definiowane w Umowie przesyłania zawartej między Uczestnikiem Rynku Bilansującego a OSP lub właściwym OSD.

2.1.3.4. Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego jest to, określany przez OSP, punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego, reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią", w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.

2.1.3.5. Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego jest określane jako Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{F}$MB), jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii. W danej lokalizacji sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego może być zdefiniowanych wiele $_{F}$MB, które mogą reprezentować dostawy energii realizowane bezpośrednio w tej lokalizacji sieci ($_{FZ}$MB), jako w obszarze Rynku Bilansującego, oraz dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, przyłączonych i reprezentowanych w tej lokalizacji sieci ($_{FD}$MB).

2.1.3.6. Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego jest określane jako Wirtualne Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{W}$MB), jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią"). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w $_{W}$MB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

2.1.3.7. Dla Fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{F}$MB) są zdefiniowane następujące atrybuty:

(1) *Atrybut lokalizacji* w obszarze Rynku Bilansującego, określający fizyczne miejsce w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego (węzeł lub grupę węzłów tej sieci), do którego są przyłączeni użytkownicy systemu reprezentowani w danym $_{F}$MB.

(2) *Atrybut typu* użytkownika systemu, określający rodzaj użytkowników systemu reprezentowanych w danym $_{F}$MB.

2.1.3.8. Dla $_{F}$MB reprezentujących dostawy energii użytkowników systemu, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, nazywanych dalej również Uczestnikami Rynku Detalicznego (URD), obowiązują następujące wartości atrybutów:

(1) *Atrybut lokalizacji* w obszarze Rynku Bilansującego ma następujące wartości:

(1.1) Obszar sieci OSDp/OSDn.

(2) *Atrybut typu* użytkownika systemu ma następujące wartości:

(2.1) „O" – Punkty Dostarczania Energii (PDE) należące do URD typu odbiorca energii elektrycznej, reprezentujące odbiory energii elektrycznej nieuczestniczące aktywnie w Rynku Bilansującym.

(2.2) „W" – PDE należące do URD typu wytwórca energii elektrycznej, reprezentujące jednostki wytwórcze i magazyny energii elektrycznej nieuczestniczące aktywnie w Rynku Bilansującym.

2.1.3.9. Ze względu na wartości atrybutów MB, reprezentujących dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, dla obszaru sieci OSDp/OSDn obowiązują następujące oznaczenia typów $_{FD}$MB:

(1) MB_O – zbiór PDE należących do URD typu odbiorca energii elektrycznej, reprezentujących odbiory energii elektrycznej.

(2) MB_W – zbiór PDE należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej, reprezentujących jednostki wytwórcze i magazyny energii elektrycznej.

2.1.3.10. Niezależnie od postanowień pkt 2.1.3.8. i 2.1.3.9. wprowadza się wartości atrybutów dla $_{F}$MB określone w ppkt od 2.1.3.10.1. do 2.1.3.10.4.

2.1.3.10.1. Dla $_{F}$MB reprezentujących dostawy energii dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej URD aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym, obowiązują następujące wartości atrybutów:

(1) *Atrybut lokalizacji* w obszarze Rynku Bilansującego:

(1.1) Węzeł sieci 110kV albo 110kV/SN w obszarze sieci OSDp/OSDn.

(2) *Atrybut typu* użytkownika:

(2.1) „AFW" – PDE należące do URD, reprezentujące farmy wiatrowe aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

(2.2) „APV" – PDE należące do URD, reprezentujące źródła fotowoltaiczne aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

(2.3) „AM" – PDE należące do URD, reprezentujące jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych albo magazyny energii elektrycznej, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

(2.4) „AW" – PDE należące do URD, reprezentujące jednostki wytwórcze inne niż wymienione w ppkt (2.1) – (2.3) powyżej, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

Ze względu na wartości atrybutów MB, reprezentujących dostawy energii dla jednostek wytwórczych albo magazynów energii elektrycznej aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym, w obszarze sieci OSDp/OSDn obowiązują odpowiednio następujące oznaczenia typów $_{FD}$MB: MB_{AFW}, MB_{APV}, MB_{AM}, MB_{AW}.

2.1.3.10.2. Dla $_{F}$MB reprezentujących wymianę energii elektrycznej na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci OSDp/OSDn obowiązują następujące wartości atrybutów:

(1) *Atrybut lokalizacji* w obszarze Rynku Bilansującego:

(1.1) Obszar sieci OSDp/OSDn.

(2) *Atrybut typu* użytkownika:

(2.1) „OSD" – Wszystkie PDE należące do Uczestnika Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{OSD}), reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy dwoma obszarami sieci OSDp/OSDn na napięciu niższym niż 110 kV.

Ze względu na wartości atrybutów MB, reprezentujących wymianę energii elektrycznej pomiędzy dwoma obszarami sieci OSDp/OSDn na napięciu niższym niż 110 kV, obowiązuje następujące oznaczenie typów $_{FD}$MB: MB_{OSD}.

2.1.3.10.3. Dla $_{F}$MB reprezentujących dostawy energii dla sterowanych odbiorów energii URD aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym, obowiązują następujące wartości atrybutów:

(1) *Atrybut lokalizacji* w obszarze Rynku Bilansującego:

(1.1) Węzeł sieci 110kV albo 110kV/SN w obszarze sieci OSDp/OSDn.

(2) *Atrybut typu* użytkownika:

(2.1) „AO" – PDE należące do URD, reprezentujące sterowane odbiory energii aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

Ze względu na wartości atrybutów MB, reprezentujących dostawy energii dla sterowanych odbiorów energii URD, aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym, w obszarze sieci OSDp/OSDn obowiązuje następujące oznaczenie typów $_{FD}$MB: MB_{AO}.

2.1.3.10.4. Dla $_{F}$MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej w rozumieniu art. 2 pkt 27a Ustawy o odnawialnych źródłach energii i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, w rozumieniu art. 2 pkt 27c Ustawy o odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci OSDp, który w ramach zawartych umów świadczy usługi dystrybucji dla co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązują następujące wartości atrybutów:

(1) *Atrybut lokalizacji* w obszarze Rynku Bilansującego:

(1.1.) Obszar sieci OSDp,

(2) *Atrybut typu* użytkownika:

(2.1.) „PEO" – Wszystkie PDE reprezentujące dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej do sieci OSDp.

Ze względu na wartości atrybutów MB, reprezentujących dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej do sieci OSDp, obowiązuje następujące oznaczenie typu $_{FD}$MB: MB_{PEO}.

Dla każdego obszaru sieci OSDp zdefiniowane jest jedno MB_{PEO}.

MB_{PEO} nie bierze udziału w wyznaczaniu rzeczywistej ilości dostaw energii na Rynku Bilansującym.

2.1.3.11. Jednostka Grafikowa jest to zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego. Jednostki Grafikowe są określane, na podstawie zasad zawartych w Warunkach, przez poszczególnych Uczestników Rynku Bilansującego w uzgodnieniu z OSP oraz z odpowiednimi OSD, w przypadku gdy fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego znajduje się w sieci dystrybucyjnej lub reprezentuje dostawy energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.

2.1.3.12. Fizyczne Punkty Pomiarowe, Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego i Jednostki Grafikowe oraz ich wzajemne powiązania definiuje

Umowa przesyłania zawarta między Uczestnikiem Rynku Bilansującego i OSP lub właściwym OSD.

2.1.3.13. Procesy planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń realizowane na Rynku Bilansującym, a w ramach tego wyznaczane dane handlowe i techniczne, dotyczą poszczególnych Jednostek Grafikowych.

2.1.3.14. Dla Jednostek Grafikowych w ramach procesów realizowanych na Rynku Bilansującym są wyznaczane następujące wielkości:

(1) Planowane ilości dostaw energii, w tym deklarowana, zweryfikowana i skorygowana ilość dostaw energii.

(2) Rzeczywiste ilości dostaw energii.

(3) Odchylenia pomiędzy planowanymi oraz rzeczywistymi ilościami dostaw energii.

(4) Wielkości należności i zobowiązań wynikających z odchyleń pomiędzy planowanymi i rzeczywistymi ilościami dostaw energii.

2.1.3.15. Jednostki Grafikowe mogą uczestniczyć w Rynku Bilansującym w sposób aktywny lub pasywny.

(1) Jednostka Grafikowa uczestniczy w Rynku Bilansującym w sposób aktywny, jeżeli bierze udział w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi, zwanymi dalej bilansowaniem zasobów KSE. Dla takiej JG, jeżeli w zasadach szczegółowych Warunków nie określono inaczej, muszą być realizowane następujące działania:

(1.1) Zgłaszanie do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii.

(1.2) Zgłaszanie do OSP ofert bilansujących.

(1.3) Uczestniczenie w bilansowaniu generacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego.

(1.4) Uczestniczenie w działaniach dostosowawczych mających na celu uwzględnienie ograniczeń systemowych.

(1.5) Uczestniczenie w optymalizacji obciążenia zgodnie z Algorytmem Rozdziału Obciążeń podczas tworzenia Planów Koordynacyjnych Dobowych (PKD) i Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych (BPKD).

(1.6) Uczestniczenie w rozliczaniu Rynku Bilansującego w zakresie wykorzystania ofert bilansujących i odchyleń od planowanych ilości dostaw energii.

(2) Jednostka Grafikowa uczestniczy w Rynku Bilansującym w sposób pasywny, jeżeli nie bierze udziału w bilansowaniu zasobów KSE. Dla takiej JG, jeżeli w zasadach szczegółowych Warunków nie określono inaczej, muszą być realizowane następujące działania:

(2.1) Zgłaszanie do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii.

(2.2) Zgłaszanie do OSP ofert bilansujących, o ograniczonym zakresie przekazywanych informacji.

(2.3) Uczestniczenie w rozliczaniu Rynku Bilansującego w zakresie odchyleń od planowanych ilości dostaw energii.

2.1.3.16. Jednostka Grafikowa uczestnicząca w Rynku Bilansującym w sposób aktywny podlega dysponowaniu przez OSP, w zależności od wartości Znacznika Aktywności (ZAK):

(1) ZAK=1 – w zakresie zmiany wielkości obciążenia oraz zmiany stanu pracy Jednostki Grafikowej, w ramach pełnej mocy dyspozycyjnej Jednostki Grafikowej, w wyniku wykorzystania danych handlowo-technicznych zgłoszonych dla Jednostki Grafikowej.

(2) ZAK=2 – w zakresie zmiany wielkości obciążenia Jednostki Grafikowej, w ramach zaoferowanej mocy dyspozycyjnej Jednostki Grafikowej, w wyniku wykorzystania danych handlowo-technicznych zgłoszonych dla Jednostki Grafikowej.

2.1.3.17. Każda Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana cieplna lub szczytowo-pompowa oraz każdy magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci przesyłowej albo sieci dystrybucyjnej 110kV uczestniczy w Rynku Bilansującym w sposób aktywny w zakresie ZAK=1. Pozostałe jednostki wytwórcze, w tym Jednostka Wytwórcza Centralnie Koordynowana, oraz magazyny energii elektrycznej przyłączone na napięciu niższym niż 110kV mogą uczestniczyć w Rynku Bilansującym w sposób aktywny w zakresie ZAK=1 albo ZAK=2 albo w sposób pasywny.

2.1.3.18. Na Rynku Bilansującym wyróżnia się następujące rodzaje Jednostek Grafikowych:

(1) Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_W).

(1.1) Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna (JG_{Wa}).

(1.2) Jednostka Grafikowa Wytwórcza pasywna (JG_{Wp}).

(1.3) Jednostka Grafikowa Wytwórcza rozliczeniowa (JG_{Wr}).

(2) Jednostka Grafikowa Magazynu (JG_M).

(2.1) Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna (JG_{Ma}).

(2.2) Jednostka Grafikowa Magazynu rozliczeniowa (JG_{Mr}).

(3) Jednostka Grafikowa Farm Wiatrowych aktywna (JG_{FWa}).

(4) Jednostka Grafikowa Fotowoltaiczna aktywna (JG_{PVa}).

(5) Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG_O).

(6) Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna (JG_{Oa}).

(7) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej (JG_{WM}).

(7.1) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}).

(7.2) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{WMU}).

(8) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{OSP}).

(8.1) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego aktywna (JG_{OSPa}).

(8.2) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego pasywna (JG_{OSPp}).

(9) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG_{GE}).

(9.1) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Zakupu (JG_{GEpZ}).

(9.2) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Sprzedaży (JG_{GEpS}).

(10) Jednostka Grafikowa Bilansująca (JG_{BI}).

(11) Jednostka Grafikowa Generacji Zewnętrznej (JG_{GZ}).

2.1.3.19. Poszczególne rodzaje Jednostek Grafikowych charakteryzują się następującymi cechami:

(1) Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_W) jest zbiorem Fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_F$MB), w których do obszaru Rynku Bilansującego przyłączone są urządzenia lub instalacje jednostek wytwórczych ($_{FZ}$MB), bądź są w nich reprezentowane ($_{FD}$MB).

(2) Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_W) uczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Wytwórczą aktywną (JG_{Wa}).

(2.1) W skład Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{Wa}) wchodzi dokładnie jedna jednostka wytwórcza będąca Jednostką Wytwórczą Centralnie Dysponowaną (JWCD).

JG_{Wa} reprezentująca JWCD uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=1.

(2.2) W skład Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{Wa}) wchodzi jedna albo więcej jednostek wytwórczych niebędących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD), przyłączonych do tego samego węzła sieci dystrybucyjnej 110kV objętego obszarem RB albo reprezentowanych w węźle 110kV lub 110kV/SN, o łącznej mocy osiągalnej co najmniej 1 MW brutto.

JG_{Wa} reprezentująca pojedynczą nJWCD uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=1 albo ZAK=2.

JG_{Wa} reprezentująca grupę nJWCD uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=2.

(2.3) Operator Systemu Przesyłowego w pełni dysponuje mocą jednostki wytwórczej wchodzącej w skład JG_{Wa} z ZAK=1.

(2.4) Operator Systemu Przesyłowego dysponuje mocą jednostek wytwórczych wchodzących w skład JG_{Wa} z ZAK=2 w zakresie w jakim moce tych jednostek zostały zgłoszone w Ofercie Bilansującej.

(2.5) Nie jest wymagane by URB był właścicielem urządzeń lub instalacji jednostek wytwórczych reprezentowanych w $_{FD}$MB JG_{Wa}.

(3) Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_W) nieuczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Wytwórczą pasywną (JG_{Wp}).

(3.1) W skład Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej (JG_{Wp}) wchodzi jedna albo więcej jednostek wytwórczych nie będących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD) lub magazyny energii elektrycznej przyłączone na napięciu niższym niż 110kV.

(3.2) Operator Systemu Przesyłowego w ograniczonym zakresie dysponuje mocą jednostek wytwórczych niebędących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD), które są jednocześnie Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Koordynowanymi (JWCK) wchodzącymi w skład JG_{Wp}.

(3.3) Operator Systemu Przesyłowego nie dysponuje mocą jednostek wytwórczych niebędących JWCK oraz magazynów energii elektrycznej wchodzących w skład JG_{Wp}.

(3.4) Konfigurację JG_{Wp} oraz zasady i zakres dysponowania mocą JWCK wchodzących w skład tej jednostki ustala OSP w uzgodnieniu z właściwym Uczestnikiem Rynku Bilansującego.

(4) Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_W) służąca do rozliczenia ilościowego i wartościowego energii bilansującej planowanej oraz energii awarii (ΔEA) i energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych (ΔEOE) wszystkich Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 danego URB_W jest Jednostką Grafikową Wytwórczą rozliczeniową (JG_{Wr}). Na Jednostkę Grafikową Wytwórczą rozliczeniową (JG_{Wr}) składają się:

(4.1) Wszystkie Jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne z ZAK=1 danego URB_W, lub

(4.2) Wszystkie Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{OSPa}) danego URB_W, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza.

(5) Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna (JG_{Ma}) jest zbiorem Fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_F$MB), w których do obszaru Rynku Bilansującego przyłączone są urządzenia lub instalacje jednostek wytwórczych elektrowni szczytowo-pompowych lub magazynów energii elektrycznej aktywnie uczestniczących w bilansowaniu zasobów KSE ($_{FZ}$MB), bądź są w nich reprezentowane ($_{FD}$MB).

(5.1) W skład Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej (JG_{Ma}) wchodzi dokładnie jedna jednostka wytwórcza elektrowni szczytowo-pompowych będąca Jednostką Wytwórczą Centralnie Dysponowaną (JWCD) albo jeden magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci przesyłowej albo sieci dystrybucyjnej 110kV.

JG_{Ma} reprezentująca JWCD albo magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci przesyłowej albo sieci dystrybucyjnej 110kV, uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=1.

(5.2) W skład Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej (JG_{Ma}) wchodzi jedna albo więcej jednostek wytwórczych należących do jednej elektrowni szczytowo-pompowej, niebędących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD) albo magazynów energii elektrycznej innych niż w ppkt (5.1), przyłączonych do tego samego węzła sieci dystrybucyjnej 110kV objętego obszarem RB albo reprezentowanych w węźle 110kV lub 110kV/SN, o łącznej mocy osiągalnej co najmniej 1 MW brutto.

JG_{Ma} reprezentująca jedną jednostkę wytwórczą elektrowni szczytowo-pompowej niebędącą JWCD albo jeden magazyn energii elektrycznej przyłączony na napięciu niższym niż 110kV, uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=1 albo ZAK=2.

JG_{Ma} reprezentująca grupę jednostek wytwórczych elektrowni szczytowo-pompowej albo grupę magazynów energii elektrycznej, uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=2.

(5.3) Operator Systemu Przesyłowego w pełni dysponuje mocą jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej wchodzącego w skład JG_{Ma} z ZAK=1.

(5.4) Operator Systemu Przesyłowego dysponuje mocą jednostek wytwórczych elektrowni szczytowo-pompowej lub magazynów energii elektrycznej wchodzących w skład JG_{Ma} z ZAK=2 w zakresie w jakim moce tych jednostek, magazynów zostały zgłoszone w Ofercie Bilansującej oraz zgłoszony został dopuszczalny zakres zmian stanu ich naładowania.

(5.5) Nie jest wymagane by URB był właścicielem urządzeń lub instalacji jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej reprezentowanych w $_{FD}$MB JG_{Ma}.

(6) Jednostka Grafikowa Magazynu (JG_M) służąca do rozliczenia ilościowego i wartościowego energii bilansującej planowanej wszystkich Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych składających się na jedną elektrownię szczytowo-pompową albo jednej Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej reprezentującej jeden magazyn lub grupę magazynów energii elektrycznej danego URB_W jest Jednostką Grafikową Magazynu rozliczeniową (JG_{Mr}). W ramach JG_{Mr} jest również rozliczana ilościowo i wartościowo energia wytwarzana z powodu ograniczeń elektrownianych (ΔEOE) JG_{Ma} z ZAK=1. Na Jednostkę Grafikową Magazynu rozliczeniową (JG_{Mr}) składają się:

(6.1) Wszystkie Jednostki Grafikowe Magazynu aktywne składające się na jedną elektrownię szczytowo-pompową, posiadające wspólny rezerwuar energii, albo

(6.2) Jedna Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna reprezentująca magazyn lub grupę magazynów energii elektrycznej.

Wszystkie JG_{Ma} składające się na jedną JG_{Mr} muszą mieć tą samą wartość znacznika ZAK=1 albo ZAK=2.

(7) Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG_O) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, w których do obszaru Rynku Bilansującego są przyłączone urządzenia lub instalacje odbiorcy energii ($_{FZ}$MB reprezentujące odbiorców) lub zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, poprzez które jest realizowana dostawa energii dla URD ($_{FD}$MB). W ramach JG_O mogą być również reprezentowane, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.1.5.1.3., źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru przyłączone do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego.

(7.1) Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG_O) jest jednostką pasywną, przyłączoną do sieci.

(7.2) Nie jest wymagane by URB był właścicielem urządzeń lub instalacji przyłączonych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) Jednostki Grafikowej Odbiorczej.

(8) Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna (JG_{Oa}) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, w których do obszaru Rynku Bilansującego są przyłączone urządzenia lub instalacje odbiorcze, które mogą podlegać bezpośredniemu sterowaniu przez OSP (sterowane odbiory energii), lub poprzez które są reprezentowane w obszarze Rynku Bilansującego dostawy energii dla sterowanych odbiorów energii URD.

(8.1) Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna (JG_{Oa}) jest jednostką aktywną, przyłączoną do sieci, uczestniczącą w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=2.

(8.2) W skład Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej (JG_{Oa}) wchodzi jeden albo więcej sterowanych odbiorów energii przyłączonych do tego samego węzła sieci przesyłowej albo węzła sieci dystrybucyjnej 110kV objętego obszarem RB albo reprezentowanych w węźle 110kV lub 110kV/SN, o łącznej mocy przyłączeniowej co najmniej 1 MW.

(8.3) Nie jest wymagane by URB był właścicielem urządzeń lub instalacji przyłączonych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej.

(9) Jednostka Grafikowa Farm Wiatrowych aktywna (JG_{FWa}) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{F}$MB), w których do obszaru Rynku Bilansującego są przyłączone farmy wiatrowe ($_{FZ}$MB), albo poprzez które są reprezentowane w obszarze Rynku Bilansującego dostawy energii elektrycznej farm wiatrowych URD ($_{FD}$MB), aktywnie uczestniczących w bilansowaniu zasobów KSE.

(9.1) Jednostka Grafikowa Farm Wiatrowych aktywna (JG_{FWa}) jest jednostką aktywną, przyłączoną do sieci, uczestniczącą w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=2.

(9.2) W skład Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej (JG_{FWa}) wchodzi jedna albo więcej farm wiatrowych, przyłączonych do tego samego węzła sieci przesyłowej albo węzła sieci dystrybucyjnej 110kV objętego obszarem RB albo reprezentowanych w węźle 110kV lub 110kV/SN, o łącznej mocy osiągalnej co najmniej 1 MW brutto.

(9.3) Nie jest wymagane by URB był właścicielem urządzeń lub instalacji farm wiatrowych przyłączonych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej.

(10) Jednostka Grafikowa Fotowoltaiczna aktywna (JG_{PVa}) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{F}MB$), w których do obszaru Rynku Bilansującego są przyłączone źródła fotowoltaiczne energii elektrycznej ($_{FZ}MB$), albo poprzez które są reprezentowane w obszarze Rynku Bilansującego dostawy energii ze źródeł fotowoltaicznych URD ($_{FD}MB$), aktywnie uczestniczących w bilansowaniu zasobów KSE.

(10.1) Jednostka Grafikowa Fotowoltaiczna aktywna (JG_{PVa}) jest jednostką aktywną, przyłączoną do sieci, uczestniczącą w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=2.

(10.2) W skład Jednostki Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej (JG_{PVa}) wchodzi jedno albo więcej źródeł fotowoltaicznych energii elektrycznej, przyłączonych do tego samego węzła sieci przesyłowej albo węzła sieci dystrybucyjnej 110kV objętego obszarem RB albo reprezentowanych w węźle 110kV lub 110kV/SN, o łącznej mocy osiągalnej co najmniej 1 MW brutto.

(10.3) Nie jest wymagane by URB był właścicielem urządzeń lub instalacji źródeł fotowoltaicznych energii elektrycznej przyłączonych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) Jednostki Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej.

(11) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej (JG_{WM}) jest zbiorem Fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{F}MB$) albo zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{W}MB$).

(11.1) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, w których występują połączenia międzysystemowe.

(11.1.a) Połączenia międzysystemowe łączą obszar Rynku Bilansującego z systemami elektroenergetycznymi, w których ruch sieciowy jest prowadzony przez zagranicznych Operatorów Systemów Przesyłowych lub zagranicznych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych.

(11.1.b) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}) jest jednostką pasywną, przyłączoną do sieci.

(11.2) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{WMU}) jest zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, poprzez które są realizowane dostawy energii w ramach wymiany międzysystemowej.

W podstawowym zastosowaniu JG_{WMU} służy do reprezentacji dostaw energii w ramach wymiany międzysystemowej równoległej, realizowanych na podstawie udostępnionych przez OSP zdolności

przesyłowych w aukcjach jawnych (tj. alokacji zdolności przesyłowych – udostępnianie typu „explicit") oraz zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii w obrocie międzynarodowym (USE_{WM}). W takim zastosowaniu JG jest oznaczana jako JG_{WMU} równoległa (JG_{WMUr}) i jest przydzielana wszystkim Uczestnikom Wymiany Międzysystemowej.

Dodatkowo JG_{WMU} może służyć do reprezentacji dostaw energii w ramach procesu jednolitego łączenia rynków, realizowanego na zasadach określonych w Rozporządzeniu 2015/1222. W takim zastosowaniu JG jest oznaczana jako JG_{WMU} jednolitego łączenia rynków (JG_{WMUmc}) i jest przydzielana URB_{GE} pełniącym funkcję NEMO albo CCP NEMO po zawarciu przez NEMO z OSP umowy MNA OA.

(11.2.a) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego jest jednostką pasywną, nieprzyłączoną do sieci.

(11.2.b) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległa (JG_{WMUr}) należy do Uczestnika Rynku Bilansującego, który jest równocześnie Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.

(12) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{OSP}) jest zbiorem Fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{F}MB$), w których do obszaru Rynku Bilansującego są przyłączone urządzenia lub instalacje jednostek wytwórczych lub odbiorców energii w pełni dysponowane i bezpośrednio sterowane przez OSP.

(12.1) Nie jest wymagane aby OSP był właścicielem urządzeń lub instalacji przyłączonych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{OSP}).

(12.2) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{OSP}) należy do OSP jako Uczestnika Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}) lub do Uczestnika Rynku Bilansującego będącego właścicielem urządzeń lub instalacji. Decyzję w zakresie przynależności podejmuje OSP w uzgodnieniu z podmiotem, który jest właścicielem urządzeń lub instalacji.

(12.3) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{OSP}) uczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego aktywną (JG_{OSPa}) ze Znacznikiem Aktywności równym 1 (ZAK=1).

(12.3.a) W skład Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG_{OSPa}) wchodzi nie więcej niż jedna jednostka wytwórcza będąca Jednostką Wytwórczą Centralnie Dysponowaną (JWCD).

(12.3.b) Operator Systemu Przesyłowego w pełni dysponuje i bezpośrednio steruje Jednostką Wytwórczą Centralnie Dysponowaną (JWCD) wchodzącą w skład JG_{OSPa}.

(12.4) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{OSP}) nieuczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego pasywną (JG_{OSPp}).

(12.4.a) W skład Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego pasywnej (JG_{OSPp}) mogą wchodzić jednostki wytwórcze niebędące Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD) lub sterowane odbiory energii.

(12.4.b) Operator Systemu Przesyłowego część lub całość swoich uprawnień do dysponowania i bezpośredniego sterowania urządzeniami (jednostkami wytwórczymi i odbiorami) wchodzącymi w skład JG_{OSPp} ma prawo przekazać innym Uczestnikom Rynku Bilansującego.

(12.4.c) Konfigurację JG_{OSPp} oraz zasady i zakres dysponowania i sterowania urządzeniami oraz instalacjami wchodzącymi w skład tej jednostki, ustala OSP w uzgodnieniu z podmiotem, który jest właścicielem urządzeń lub instalacji.

(12.5) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego, aktywnych oraz pasywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, w procesach realizowanych na Rynku Bilansującym: Zgłaszania danych handlowych i technicznych oraz Rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych, stosuje się odpowiednio zasady jak dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 oraz pasywnych, chyba że w zasadach szczegółowych Warunków określono inaczej.

(12.6) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego, pasywnych, w skład których wchodzi sterowany odbiór energii, w procesach realizowanych na Rynku Bilansującym: Zgłaszania danych handlowych i technicznych oraz Rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych, stosuje się zasady jak dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych, chyba że w zasadach szczegółowych Warunków określono inaczej.

(13) Jednostka Grafikowa Bilansująca (JG_{BI}) jest zbiorem Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, poprzez które jest domykany bilans energii elektrycznej w obszarze Rynku Bilansującego lub w danym obszarze sieci OSDp/OSDn.

(13.1) Jednostka Grafikowa Bilansująca (JG_{BI}) jest jednostką pasywną, nieprzyłączoną do sieci.

(13.2) Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), poprzez Jednostkę Grafikową Bilansującą (JG_{BI}):

(13.2.a) Dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSP związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej.

(13.2.b) Może dokonywać odsprzedaży nadwyżek energii elektrycznej, zakupionej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią, wynikających ze zmiany zapotrzebowania na tę energię, na giełdach towarowych, rynku regulowanym, zorganizowanej platformie obrotu lub w ramach Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego lub Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego.

(13.3) Operator Systemu Dystrybucyjnego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{OSD}), poprzez Jednostkę Grafikową Bilansującą (JG_{BI}) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSD związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

(13.4) Operator Systemu Dystrybucyjnego będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo i zwolniony, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, z obowiązku pozostawania niezależnym - pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji - od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej, może realizować funkcje JG_{BI} w ramach należącej do tego przedsiębiorstwa JG_O.

(14) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG_{GE}) jest zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_WMB$), poprzez które URB typu Giełda Energii (URB_{GE}) realizuje w obszarze RB obrót energią elektryczną „ponad siecią".

(14.1) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG_{GE}) jest jednostką pasywną, nieprzyłączoną do sieci.

(14.2) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa (JG_{GEp}) jest zawsze definiowana jako podwójna, składająca się z Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG_{GEpZ}) i sprzężonej z nią Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG_{GEpS}).

Poprzez te jednostki jest realizowany obrót energią elektryczną „ponad siecią” (transakcje giełdowe).

(15) Jednostka Grafikowa Generacji Zewnętrznej (JG_{GZ}) jest definiowana przez zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) reprezentujących generację energii przez wytwórców lub pobór energii przez odbiorców poza obszarem Rynku Bilansującego. Operatorami Rynku dla JG_{GZ} są OSP lub OSD, pełniący w tym przypadku funkcje Operatora Handlowego. JG_{GZ} jest jednostką rezerwową, niewykorzystywaną w podstawowym modelu Rynku Bilansującego, która może być wykorzystana do obsługi sytuacji wyjątkowych lub awaryjnych.

2.1.4. Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami Rynku Bilansującego

2.1.4.1. Zbiór Jednostek Grafikowych danego Uczestnika Rynku Bilansującego musi obejmować jego wszystkie Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego w obszarze Rynku Bilansującego.

2.1.4.2. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca (URB_W) musi posiadać co najmniej jedną:

(1) Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną (JG_{Wa}), lub

(2) Jednostkę Grafikową Wytwórczą pasywną (JG_{Wp}), lub

(3) Jednostkę Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego aktywną (JG_{OSPa}), lub

(4) Jednostkę Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego pasywną (JG_{OSPp}), lub

(5) Jednostkę Grafikową Magazynu aktywną (JG_{Ma}), lub

(6) Jednostkę Grafikową Farm Wiatrowych aktywną (JG_{FWa}), lub

(7) Jednostkę Grafikową Fotowoltaiczną aktywną (JG_{PVa}).

2.1.4.3. Uczestnik Rynku Bilansującego, który ma co najmniej jedną Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną (JG_{Wa}) lub Jednostkę Grafikową Magazynu aktywną (JG_{Ma}) lub Jednostkę Grafikową Farm Wiatrowych aktywną (JG_{FWa}) lub Jednostkę Grafikową Fotowoltaiczną aktywną (JG_{PVa}) jest Wytwórcą (URB_W).

2.1.4.4. Uczestnik Rynku Bilansującego, który posiada co najmniej jedną Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną (JG_{Wa}) z ZAK=1 lub jedną Jednostkę Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego aktywną (JG_{OSPa}) musi posiadać także Jednostkę Grafikową Wytwórczą rozliczeniową (JG_{Wr}).

Uczestnik Rynku Bilansującego, który posiada co najmniej jedną Jednostkę Grafikową Magazynu aktywną (JG_{Ma}) musi posiadać także co najmniej jedną Jednostkę Grafikową Magazynu rozliczeniową (JG_{Mr}).

2.1.4.5. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca (URB_W) może również posiadać:

(1) Jednostki Grafikowe Wytwórcze pasywne (JG_{Wp}).

(2) Jednostki Grafikowe Odbiorcze (JG_O), jeżeli posiada Fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_FMB$), do których przyłączone są urządzenia lub instalacje odbiorcy energii.

(3) Jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległą (JG_{WMUr}), jeżeli jest Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.

(4) Jednostki Grafikowe Odbiorcze aktywne (JG_{Oa}), jeżeli posiada Fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{F}MB$), do których są przyłączone lub, w których są reprezentowane sterowane odbiory energii.

2.1.4.6. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca (URB_W) nie może posiadać żadnej:

(1) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii (JG_{GE}).

(2) Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}).

(3) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}).

(4) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego jednolitego łączenia rynków (JG_{WMUmc}).

2.1.4.7. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) musi posiadać co najmniej jedną Jednostkę Grafikową Odbiorczą (JG_O).

2.1.4.8. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) może również posiadać:

(1) Jednostki Grafikowe Wytwórcze pasywne (JG_{Wp}), jeżeli ma uprawnienia do dysponowania Fizycznymi Miejscami Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{F}MB$), do których są przyłączone urządzenia lub instalacje jednostek wytwórczych.

(2) Jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległą (JG_{WMUr}), jeżeli jest Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.

(3) Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{OSPa}) lub Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne (JG_{OSPp}), jeżeli OSP przekazał te jednostki do Odbiorcy sieciowego (URB_{SD}).

(4) Jednostki Grafikowe Odbiorcze aktywne (JG_{Oa}), jeżeli posiada Fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{F}MB$), do których są przyłączone lub, w których są reprezentowane sterowane odbiory energii.

2.1.4.9. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) nie może posiadać żadnej:

(1) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{Wa}).

(2) Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{Wr}).

(3) Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej (JG_{Ma}).

(4) Jednostki Grafikowej Magazynu rozliczeniowej (JG_{Mr}).

(5) Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej (JG_{FWa}).

(6) Jednostki Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej (JG_{PVa}).

(7) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii (JG_{GE}).

(8) Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}).

(9) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}).

(10) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego jednolitego łączenia rynków (JG_{WMUmc}).

2.1.4.10. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca końcowy (URB_{OK}) musi posiadać jedną Jednostkę Grafikową Odbiorczą (JG_O) i może posiadać jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległą (JG_{WMUr}), jeżeli jest Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej lub Jednostkę Grafikową Odbiorczą aktywną (JG_{Oa}), jeżeli posiada Fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_F$MB), do których są przyłączone lub, w których są reprezentowane sterowane odbiory energii. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca końcowy (URB_{OK}) nie może posiadać żadnej innej Jednostki Grafikowej.

2.1.4.11. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Obrotu (URB_{PO}) musi posiadać co najmniej jedną Jednostkę Grafikową Odbiorczą (JG_O) przeznaczoną do prowadzenia bilansowania handlowego URD lub URB_{OK}.

2.1.4.12. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Obrotu (URB_{PO}) może również posiadać:

(1) Jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległą (JG_{WMUr}), jeżeli jest Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.

(2) Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{OSPa}) lub Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne (JG_{OSPp}), jeżeli OSP przekazał te jednostki do Przedsiębiorstwa Obrotu (URB_{PO}).

(3) Jednostki Grafikowe Odbiorcze aktywne (JG_{Oa}), jeżeli posiada Fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_F$MB), do których są przyłączone lub, w których są reprezentowane sterowane odbiory energii.

2.1.4.13. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Obrotu (URB_{PO}) nie może posiadać żadnej:

(1) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{Wa}).

(2) Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej (JG_{Wp}).

(3) Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{Wr}).

(4) Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej (JG_{Ma}).

(5) Jednostki Grafikowej Magazynu rozliczeniowej (JG_{Mr}).

(6) Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej (JG_{FWa}).

(7) Jednostki Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej (JG_{PVa}).

(8) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii (JG_{GE}).

(9) Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}).

(10) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}).

(11) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego jednolitego łączenia rynków (JG_{WMUmc}).

2.1.4.14. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB_{GE}) musi posiadać jedną (podwójną) Jednostkę Grafikową Giełdy Energii podstawową (JG_{GEp}) oraz może posiadać jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego jednolitego łączenia rynków (JG_{WMUmc}), w przypadku gdy ma zawartą umowę MNA OA z OSP. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB_{GE}) nie może posiadać żadnej innej Jednostki Grafikowej.

2.1.4.15. Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), definiuje i posiada Jednostkę Grafikową Bilansującą (JG_{BI}) oraz Jednostkę Grafikową Generacji Zewnętrznej (JG_{GZ}).

2.1.4.16. Operator Systemu Przesyłowego definiuje wszystkie Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{OSPa}) i Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne (JG_{OSPp}) oraz, z zastrzeżeniem pkt 2.1.4.17., posiada te jednostki.

2.1.4.17. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo przekazać wybrane przez niego Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{OSPa}) oraz Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne (JG_{OSPp}) w posiadanie innego Uczestnika Rynku Bilansującego typu Wytwórca (URB_{W}), Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) lub Przedsiębiorstwo Obrotu (URB_{PO}). W takim przypadku OSP może zachować prawo do dysponowania i bezpośredniego sterowania tymi jednostkami. Podstawą do przekazania przez OSP Jednostek Grafikowych JG_{OSPa} lub JG_{OSPp} w posiadanie innemu URB jest odpowiednia umowa pomiędzy OSP a tym URB.

2.1.4.18. Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), może posiadać również:

(1) Jednostki Grafikowe Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}), jeżeli dysponuje połączeniami międzysystemowymi i jest rozliczany na Rynku Bilansującym z odchyleń od planowanych ilości energii na tych połączeniach, oraz Jednostki Grafikowe Wytwórcze rozliczeniowe (JG_{Wr}), jeżeli posiada Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{OSPa}).

2.1.4.19. Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), nie może posiadać żadnej:

(1) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{Wa}).

(2) Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej (JG_{Wp}).

(3) Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{Wr}).

(4) Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej (JG_{Ma}).

(5) Jednostki Grafikowej Magazynu rozliczeniowej (JG_{Mr}).

(6) Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej (JG_{FWa}).

(7) Jednostki Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej (JG_{PVa}).

(8) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii (JG_{GE}).

(9) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{WMU}).

(10) Jednostki Grafikowej Odbiorczej (JG_{O}).

(11) Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej (JG_{Oa}).

2.1.4.20. Operator Systemu Dystrybucyjnego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{OSD}), musi posiadać jedną Jednostkę Grafikową Bilansującą (JG_{BI}).

2.1.4.21. Operator Systemu Dystrybucyjnego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{OSD}), może posiadać jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległą (JG_{WMUr}).

2.1.4.22. Operator Systemu Dystrybucyjnego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{OSD}), nie może posiadać żadnej:

(1) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{Wa}).

(2) Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej (JG_{Wp}).

(3) Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{Wr}).

(4) Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej (JG_{Ma}).

(5) Jednostki Grafikowej Magazynu rozliczeniowej (JG_{Mr}).

(6) Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej (JG_{FWa}).

(7) Jednostki Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej (JG_{PVa}).

(8) Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG_{OSPa}).

(9) Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego pasywnej (JG_{OSPp}).

(10) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii (JG_{GE}).

(11) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}).

(12) Jednostki Grafikowej Odbiorczej (JG_{O}).

(13) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego jednolitego łączenia rynków (JG_{WMUmc}).

(14) Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej (JG_{Oa}).

2.1.4.23. Uczestnik Rynku Bilansującego, który posiada Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną (JG_{Wa}) lub Jednostkę Grafikową Odbiorczą aktywną (JG_{Oa}) lub Jednostkę Grafikową Magazynu aktywną (JG_{Ma}) lub Jednostkę Grafikową Farm Wiatrowych aktywną (JG_{FWa}) lub Jednostkę Grafikową Fotowoltaiczną aktywną (JG_{PVa}) jest Dostawcą Usług Bilansujących w rozumieniu Rozporządzenia 2017/2195.

2.1.4.24. Jednostka Grafikowa, z zastrzeżeniem postanowień pkt 2.1.4.26., może mieć tylko jednego Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania nią

i jest odpowiedzialny za wymianę określonych danych handlowych i technicznych pomiędzy OSP a Uczestnikiem Rynku Bilansującego.

2.1.4.25. Operatorem Rynku dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych, Jednostek Grafikowych Magazynu, Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych, Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych, Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego oraz Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych jest Operator Handlowo-Techniczny. Operatorem Rynku dla pozostałych rodzajów Jednostek Grafikowych jest Operator Handlowy.

2.1.4.26. Część działań Operatora Rynku związanych z przekazywaniem danych z Fizycznych Punktów Pomiarowych Uczestnika Rynku Bilansującego do OSP w zakresie danych pomiarowych może realizować odrębny podmiot Rynku Bilansującego – Operator Pomiarów.

2.1.4.27. Operatora Rynku dla swoich Jednostek Grafikowych wyznacza Uczestnik Rynku Bilansującego, przy czym Operatorem Rynku dla JG_{GE} jest Uczestnik Rynku Bilansującego posiadający JG_{GE}.

2.1.4.28. Uczestnik Rynku Bilansującego może wyznaczyć, dla poszczególnych Jednostek Grafikowych, różnych Operatorów Rynku.

2.1.4.29. Jeżeli Uczestnik Rynku Bilansującego nie wyznaczy Operatora Rynku dla Jednostki Grafikowej, oznacza to, że sam pełni rolę Operatora Rynku dla tej Jednostki Grafikowej.

2.1.4.30. W przypadku gdy (i) Uczestnik Rynku Bilansującego nie wyznaczy Operatora Rynku dla Jednostki Grafikowej oraz (ii) nie jest w stanie sam pełnić roli Operatora Rynku dla tej Jednostki Grafikowej, to ulega rozwiązaniu Umowa przesyłania zawarta z danym Uczestnikiem Rynku Bilansującego, ze skutkiem na ostatni dzień okresu rozliczeniowego na Rynku Bilansującym, w którym dla danej Jednostki Grafikowej realizowane były działania Operatora Rynku.

2.1.5. Bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym

2.1.5.1. Zasady prowadzenia bilansowania handlowego przez URB

2.1.5.1.1. Uczestnik Rynku Bilansującego dokonuje zbilansowania handlowego swoich dostaw energii poprzez:

(1) Zgłaszanie do realizacji Umów Sprzedaży Energii.

(2) Rozliczanie z OSP niezbilansowania wynikającego z różnicy pomiędzy rzeczywistą ilością dostaw energii oraz ilością energii z przyjętych do realizacji Umów Sprzedaży Energii.

2.1.5.1.2. Każdy uczestnik Rynku Bilansującego jest podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie w rozumieniu Rozporządzenia 2017/2195, a obszar niezbilansowania w rozumieniu Rozporządzenia 2017/2195 jest definiowany dla poszczególnych Jednostek Grafikowych i dla danej Jednostki Grafikowej odpowiada zbiorowi Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego reprezentowanemu przez tą jednostkę.

2.1.5.1.3. Użytkownik systemu będący Odbiorcą końcowym (URB_{OK}) jest odpowiedzialny za bilansowanie handlowe swoich dostaw energii na Rynku Bilansującym, przy czym użytkownik systemu będący URB_{OK} przyłączonym

do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego może umocować innego URB, który w ramach swojej JG odbiorczej będzie odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym. Jeżeli URB umocowany przez URB_{OK} zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym, to URB_{OK} staje się odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe swoich dostaw energii ze skutkiem od dnia zaprzestania przez tego URB działalności na Rynku Bilansującym.

Powyższe zasady stosuje się również w stosunku do URB posiadającego źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru przyłączone do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego, reprezentowane w JG_{Wp}. Taki URB może umocować innego URB, który w ramach swoich JG_O będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym tych źródeł. Obowiązuje następująca zasada:

Źródła energii elektrycznej danego URB wykorzystujące energię wiatru reprezentowane w ramach JG_{Wp} mogą być bilansowane handlowo w JG_O innego URB.

2.1.5.1.4. Podstawą do dokonania zmiany umocowania, o którym mowa w pkt 2.1.5.1.3. są stosowne aneksy do Umów przesyłania pomiędzy OSP i URB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz pomiędzy OSP i URB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe a w wymagających tego przypadkach również pomiędzy OSP i URB, który był dotychczas odpowiedzialny za bilansowanie handlowe. Wyżej wymienione zmiany obowiązują od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na RB następującego po dacie otrzymania przez OSP wyżej wymienionych, podpisanych aneksów, lecz nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty.

2.1.5.1.5. Użytkownik systemu będący Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na Rynku Bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej funkcje Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie handlowe (POB).

2.1.5.1.6. Podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe dla danego URD, przyłączonego do sieci danego OSD, może być URB, który wykonuje funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe w sieci tego OSD. Warunki formalne i techniczne, jakie musi spełniać URB w celu wykonywania funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe w sieci danego OSD oraz zasady zapewniania realizacji funkcji POB dla URD, są określane w części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, o której mowa w artykule 9g ustawy Prawo energetyczne.

2.1.5.1.7. Przyporządkowanie URD do URB, jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe tego URD na RB, jest realizowane poprzez przyporządkowanie URD do $_{FD}$MB o odpowiednich atrybutach, przy czym:

(1) Każdy Punkt Dostarczania Energii (PDE) danego URD typu odbiorca musi być przyporządkowany tylko do jednego URB.

(2) Każde PDE lub zbiór PDE należących do danego URD typu wytwórca, definiujący pojedynczą jednostkę wytwórczą lub pojedynczy magazyn energii elektrycznej lub zagregowaną jednostkę wytwórczą lub zagregowany magazyn energii elektrycznej, tj. odpowiednio jednostkę składającą się z kilku pojedynczych jednostek wytwórczych lub magazyn składający się z kilku pojedynczych magazynów energii elektrycznej, musi być przyporządkowany tylko do jednego URB.

2.1.5.1.8. Poszczególne $_{FD}$MB danego URB mogą być reprezentowane w pojedynczej albo w wielu JG Odbiorczych (JG_O) lub JG Odbiorczych aktywnych (JG_{Oa}) lub JG Wytwórczych aktywnych (JG_{Wa}) lub JG Magazynu aktywnych (JG_{Ma}) lub JG Farm Wiatrowych aktywnych (JG_{FWa}) lub JG Fotowoltaicznych aktywnych (JG_{PVa}) lub JG OSP pasywnych (JG_{OSPp}) tego URB, przy czym dane $_{FD}$MB danego URB musi być przyporządkowane do odpowiedniej, jednej JG.

2.1.5.1.9. Dla potrzeb realizacji funkcji POB każdemu URB, z wyłączeniem URB_{OSD}, URB_{BIL} oraz URB_{GE}, niezależnie od zakresu bilansowania handlowego prowadzonego przez tego URB w sieciach poszczególnych OSD, tzn. bez względu na zakres bilansowanych przez niego handlowo typów URD, są przyporządkowane dla każdego obszaru sieci OSDp/OSDn następujące $_{FD}$MB: MB_O oraz MB_W. Przyporządkowane MB_O i MB_w służą do reprezentacji URD przyłączonych do sieci danego OSDp oraz do sieci tych OSDn, dla których ten OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP.

Wprowadzenie $_{FD}$MB dla danego URB odbywa się zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.1.5.1.10 i nie jest uzależnione od spełnienia przez tego URB jakichkolwiek warunków, innych niż określone w Warunkach, zarówno w relacji z OSP, jak i w relacji z OSD.

2.1.5.1.10. Wprowadzenie $_{FD}$MB dla potrzeb reprezentacji dostaw energii realizowanych we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego jest realizowane według następujących zasad:

(1) W Umowie przesyłania z URB są wprowadzone $_{FD}$MB (MB_O, MB_W) do definicji JG_O tego URB dla każdego obszaru sieci OSDp/OSDn.

(2) Umowa przesyłania z URB wchodzi w życie w dacie określonej w tej umowie z wyłączeniem postanowień w zakresie $_{FD}$MB, tj. MB reprezentujących dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.

(3) W terminie 15 dni od daty wejścia w życie Umowy przesyłania z URB, OSP przesyła do każdego OSDp aneks do Umowy przesyłania wprowadzający listę $_{FD}$MB przyporządkowanych temu URB dla danego obszaru sieci OSDp/OSDn. Dany OSDp jest zobowiązany do podpisania i odesłania do OSP przedmiotowego aneksu w terminie nie później niż 15 dni od daty jego otrzymania.
W przypadku, gdy z danym OSDp jest zawierana nowa Umowa przesyłania lista $_{FD}$MB jest zapisywana w Umowie przesyłania.

(4) $_{FD}$MB danego URB dla danego obszaru sieci OSDp/OSDn są uaktywniane (wchodzą w życie) od początku nowego okresu rozliczeniowego na RB, przypadającego po dacie otrzymania przez OSP podpisanego aneksu do Umowy przesyłania od danego OSDp oraz w przypadku gdy jest zawierana

nowa Umowa przesyłania z danym OSDp, po dacie wejścia w życie Umowy przesyłania z tym OSDp, lecz nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych po dacie otrzymania aneksu lub wejścia w życie Umowy przesyłania. OSP informuje odpowiedniego OSDp oraz odpowiedniego URB o dacie uaktywnienia $_{FD}$MB danego URB dla danego obszaru sieci OSDp/OSDn na trzy dni robocze przed datą ich uaktywnienia.

OSP na wniosek URB oraz po uzyskaniu zgody danego OSDp, może uaktywnić $_{FD}$MB danego URB dla danego obszaru sieci OSDp/OSDn w krótszych terminach niż wymienione powyżej.

(5) Pozyskiwanie danych pomiarowo-rozliczeniowych dla aktywnych $_{FD}$MB danego URB, dotyczących danego obszaru sieci OSDp/OSDn, jest realizowane przez OSP w okresach prowadzenia przez tego URB bilansowania handlowego na tym obszarze sieci OSDp/OSDn, stosownie do informacji przekazanych przez OSDp zgodnie z pkt 2.1.5.2.5.(1).

W przypadku wprowadzania dla URB nowych $_{FD}$MB, w związku z rozszerzeniem ich zakresu na nowe obszary sieci OSDp/OSDn, tj. takie, które powstały w trakcie obowiązywania Umowy przesyłania z URB, stosuje się odpowiednio powyższą procedurę.

2.1.5.1.11. MB_{OSD} są wprowadzane wyłącznie dla tych par URB_{OSD}, którzy wystąpią wspólnie z wnioskiem do OSP o przydzielenie MB. We wniosku powinien być wskazany URB_{OSD}, który będzie przekazywał dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB_{OSD}.

MB_{AO} są wprowadzane wyłącznie dla tych URB, którzy w ramach JG_{Oa} reprezentują na Rynku Bilansującym sterowane odbiory energii URD, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

MB_{AM} są wprowadzane wyłącznie dla tych URB, którzy w ramach JG_{Ma} reprezentują na Rynku Bilansującym jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych lub magazyny energii elektrycznej URD, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

MB_{AFW} są wprowadzane wyłącznie dla tych URB, którzy w ramach JG_{FWa} reprezentują na Rynku Bilansującym farmy wiatrowe URD, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

MB_{APV} są wprowadzane wyłącznie dla tych URB, którzy w ramach JG_{PVa} reprezentują na Rynku Bilansującym źródła fotowoltaiczne URD, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

MB_{AW} są wprowadzane wyłącznie dla tych URB, którzy w ramach JG_{Wa} reprezentują na Rynku Bilansującym jednostki wytwórcze URD inne niż jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych, źródeł fotowoltaicznych, farm wiatrowych, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

2.1.5.1.12. W przypadku, gdy dany URB zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym, to w zakresie należących do niego MB_O, MB_W, MB_{AO}, MB_{AM}, MB_{AFW}, MB_{APV} i MB_{AW} dotyczących poszczególnych

obszarów sieci OSDp/OSDn, są dokonywane następujące zmiany w konfiguracji RB.

(1) MB_O, MB_{AO}, dotyczące obszaru sieci OSDp/OSDn danego OSDp, jest uwzględniane albo usuwane z konfiguracji RB zgodnie z poniższymi zasadami.

(1.1) Jeżeli w Umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSDp została wskazana JG_O reprezentująca podmiot będący dla odbiorców, reprezentowanych w tym MB_O oraz MB_{AO}, sprzedawcą w przypadku zaprzestania dostarczania energii elektrycznej przez wybranych przez tych odbiorców sprzedawców (nazywany dalej również „sprzedawcą rezerwowym"), to odpowiednio MB_O oraz MB_{AO} zostaje przyporządkowywane do tej JG_O.

(1.2) Jeżeli w Umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSDp nie została określona JG_O reprezentująca sprzedawcę rezerwowego, to MB_O oraz MB_{AO} zostaje usunięte z konfiguracji RB i w wyniku tego jest reprezentowane w JG_{BI} należącej do danego OSDp.

(2) MB_W, MB_{AM}, MB_{AFW}, MB_{APV} i MB_{AW} dotyczące obszaru sieci OSDp/OSDn danego OSDp, jest usuwane z konfiguracji RB i w wyniku tego jest reprezentowane w JG_{BI} należącej do tego OSDp.

Powyższe korekty konfiguracji RB są realizowane bez dokonywania zmian w Umowach przesyłania.

Jeżeli URB, który zaprzestał działalności na Rynku Bilansującym, jest jednocześnie Operatorem Rynku dla innych URB, to w okresie zaprzestania działalności na Rynku Bilansującym może on realizować funkcje Operatora Rynku dla tych URB.

2.1.5.1.13. W celu rozpoczęcia przez URB, który zaprzestał działalności na RB a następnie ją wznowił, bilansowania handlowego URD na RB jest wymagane ponowne przydzielenie $_{FD}MB$ temu URB. Do ponownego przydzielenia $_{FD}MB$ stosuje się odpowiednio procedurę określoną w pkt 2.1.5.1.10. i 2.1.5.1.11.

2.1.5.2. Administrowanie przez OSP i OSD bilansowaniem handlowym

2.1.5.2.1. Zmiana konfiguracji RB, w przypadku zaprzestania przez URB działalności na Rynku Bilansującym od doby *n*, jest realizowana, z uwzględnieniem pkt 2.1.5.2.2., według następującej procedury:

(1) OSP przesyła danemu URB, wszystkim OSDp, URB_{GE} oraz Prezesowi URE informację o dacie zaprzestania przez URB działalności na RB. Informacja jest przesyłana niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 8.30 doby *n*-1.

W przypadku, gdy zaprzestanie przez URB działalności na RB następuje z powodu wstrzymania przez OSP świadczenia usług przesyłania temu URB na podstawie pkt 2.2.1.2.2.7., to OSP zamieszcza w ww. informacji termin (tj. datę i godzinę), od którego ogranicza temu URB świadczenie usług przesyłania określonych w Umowie przesyłania w zakresie przyjmowania do realizacji Zgłoszeń USE w kierunku sprzedaży energii elektrycznej i Zgłoszeń GWM w kierunku eksportu energii elektrycznej, jeżeli URB jest jednocześnie UWM.

(2) OSP do godziny 9.00 doby *n*-1 wprowadza do konfiguracji RB datę doby *n*-1, jako datę ostatniego dnia udziału tego URB w RB. Tym samym od dnia następującego po tej dacie przestają być aktywne wszystkie JG należące do tego URB, przy czym w przypadku, gdy URB jest jednocześnie Operatorem Rynku dla innych URB, to nadal może on realizować funkcje w tym zakresie.

(3) OSP do końca doby *n* wprowadza dla obszaru sieci każdego OSDp wymagane zmiany w zakresie konfiguracji RB, dotyczące przyporządkowania $_{FD}$MB do Jednostek Grafikowych.

2.1.5.2.2. W celu skoordynowania działań oraz przygotowania odpowiednich zmian w systemach informatycznych, OSP ma prawo z wyprzedzeniem powiadomić URB_{GE} o zaprzestaniu działalności URB na RB, a także o kodzie tego URB, kodach JG należących do tego URB oraz kodzie Operatora Rynku tego URB.

2.1.5.2.3. Poczynając od doby zaprzestania działalności przez danego URB na Rynku Bilansującym, OSDp przekazuje do OSP dane o rzeczywistej ilości dostaw energii dla wszystkich $_{FD}$MB zdefiniowanych w konfiguracji RB dla tego URB. Przekazywane dane powinny odpowiadać URD reprezentowanym w poszczególnym $_{FD}$MB, w kolejnych dobach, z uwzględnieniem ewentualnych zmian w zakresie przyporządkowania URD do tych $_{FD}$MB.

2.1.5.2.4. Usunięcie z konfiguracji RB danego $_{FD}$MB, należącego pierwotnie do URB, który zaprzestał działalności na RB, a następnie przyporządkowanego do innego URB, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.1.5.1.12., jest dokonywane w przypadku, gdy w tym $_{FD}$MB nie jest reprezentowany żaden URD. Usunięcie takiego $_{FD}$MB odbywa się na wniosek OSDp.

2.1.5.2.5. W celu zarządzania konfiguracją RB są wymieniane następujące informacje pomiędzy OSP i OSDp:

(1) OSDp informuje OSP o dacie rozpoczęcia oraz dacie zakończenia (wstrzymania) przez danego URB bilansowania handlowego na obszarze sieci tego OSDp oraz sieci OSDn, dla których ten OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP. Powyższe zdarzenia są definiowane odpowiednio jako: włączenie do MB należącego do tego URB co najmniej jednego URD oraz usunięcie z MB należącego do tego URB ostatniego URD. Informacja o dacie rozpoczęcia oraz dacie zakończenia bilansowania handlowego jest przesyłana faksem lub pocztą elektroniczną (e-mail), odpowiednio pod numer faksu lub na adres poczty elektronicznej określone w Umowie przesyłania pomiędzy OSDp i OSP, w możliwie najwcześniejszym terminie przed tymi datami lecz nie później niż w dniu poprzedzającym.

(2) OSP informuje wszystkich OSDp o otrzymaniu od nowego podmiotu kompletnego wniosku o zawarcie Umowy przesyłania lub otrzymaniu od URB wniosku o rozwiązanie Umowy przesyłania. Informacja o powyższych wnioskach jest przesyłana faksem lub pocztą elektroniczną (e-mail), odpowiednio pod numer faksu lub na adres poczty elektronicznej określone w Umowie przesyłania pomiędzy OSDp i OSP, nie później niż 5 dni po otrzymaniu wniosku.

2.1.6. Podstawowe funkcje podmiotów na Rynku Bilansującym

2.1.6.1. Operator Systemu Przesyłowego i Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa, realizują dostawy energii elektrycznej na podstawie zgłoszonych i przyjętych do realizacji Umów Sprzedaży Energii, przy uwzględnieniu możliwości technicznych krajowego systemu elektroenergetycznego.

2.1.6.2. Operator Systemu Przesyłowego administruje Rynkiem Bilansującym w zakresie Jednostek Grafikowych zdefiniowanych w obszarze Rynku Bilansującego.

2.1.6.3. Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (OSDp) uczestniczy w administrowaniu Rynkiem Bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych, na które składają się MB z obszaru sieci tego OSDp oraz sieci OSDn, dla których ten OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP. W ramach tego OSDp w szczególności:

(1) Zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez URB.

(2) Zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania poszczególnych URD do poszczególnych MB poszczególnych URB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD.

(3) Zarządza konfiguracją w zakresie dopuszczania poszczególnych użytkowników systemu i reprezentujących ich PDE do świadczenia usług bilansujących oraz świadczenia usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, i przekazuje do OSP specyfikację PDE dopuszczonych do świadczenia usług.

(4) Wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MB poszczególnych URB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii dla poszczególnych MB poszczególnych URB.

(5) Rozpatruje reklamacje URB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach.

(6) Wyznacza ilości dostaw energii w PDE, w których przyłączone są urządzenia lub instalacje wykorzystywane do świadczenia usług bilansujących oraz świadczenia usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii w tych PDE oraz poszczególnych FPP wchodzących w ich skład.

(7) Uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji podmiotów świadczących usługi bilansujące oraz usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, dotyczących ilości dostaw energii w poszczególnych PDE i FPP oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach.

(8) Przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania Rynku Bilansującego oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji.

(9) Obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.

Realizacja powyższych zadań przez danego OSDp w zakresie dotyczącym OSDn rozpocznie się nie później niż w terminie 30 dni po zatwierdzeniu IRiESD tego OSDp przez Prezesa URE.

2.1.6.4. Każdy Uczestnik Rynku Bilansującego jest zobowiązany zapewnić realizację funkcji operatorskich w zakresie handlowym lub handlowo-technicznym, zgodnie z zapisami w Warunkach, dla wszystkich swoich Jednostek Grafikowych. Funkcje te Uczestnik Rynku Bilansującego może realizować samodzielnie albo powierzyć ich realizację innym podmiotom będącym Operatorami Rynku.

2.1.6.5. Operator Handlowo-Techniczny (OHT) jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym. OHT tworzy zbilansowane handlowo-techniczne grafiki pracy Jednostek Grafikowych i przekazuje je do OSP lub właściwego OSD. OHT jest zobowiązany do przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla JG, z wyłączeniem przypadku o którym mowa w pkt 2.1.4.26., oraz do uczestniczenia w procesie rozliczeń.

2.1.6.6. Operator Handlowy (OH) jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym. OH tworzy zbilansowane handlowe grafiki pracy Jednostek Grafikowych i przekazuje je do OSP lub właściwego OSD. OH jest zobowiązany do przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla JG zdefiniowanych przez Fizyczne Punkty Pomiarowe, z wyłączeniem przypadku o którym mowa w pkt 2.1.4.26., oraz do uczestniczenia w procesie rozliczeń. Funkcje Operatora Handlowego mieszczą się w zakresie funkcji przypisanych Operatorowi Handlowo-Technicznemu (OHT może realizować funkcje OH).

2.1.6.7. Operator Pomiarów jest odpowiedzialny za przekazywanie danych pomiarowych z Fizycznych Punktów Pomiarowych Uczestnika Rynku Bilansującego do OSP oraz może uczestniczyć w innych działaniach w procesie pozyskiwania danych pomiarowych Jednostek Grafikowych Uczestnika Rynku Bilansującego.

2.1.6.8. Zmiana w przyporządkowaniu danej Jednostki Grafikowej do Operatora Rynku (zmiana w rejestrze podmiotu pełniącego funkcję Operatora Handlowo-Technicznego, Operatora Handlowego lub Operatora Pomiarów) jest dokonywana zgodnie z poniższą procedurą:

(1) URB przekazuje OSP oświadczenie o umocowaniu nowego OR dla określonych JG należących do URB (dalej „Oświadczenie o umocowaniu nowego OR"). Oświadczenie o umocowaniu nowego OR powinno mieć formę zgodną ze wzorem opublikowanym na stronie internetowej OSP i powinno być podpisane przez osoby upoważnione do działania w imieniu URB oraz nowego OR.

(2) URB wraz z Oświadczeniem o umocowaniu nowego OR przekazuje OSP oświadczenie o cofnięciu umocowania dotychczasowemu OR dla określonych JG należących do URB (dalej „Oświadczenie o cofnięciu umocowania dotychczasowemu OR"). Oświadczenie o cofnięciu umocowania dotychczasowemu OR powinno mieć formę zgodną ze wzorem opublikowanym na stronie internetowej OSP i powinno być podpisane przez osoby upoważnione do działania w imieniu URB.

(3) OSP zawiadamia URB o akceptacji Oświadczenia o umocowaniu nowego OR poprzez przesłanie do URB, w terminie nie później niż 14 dni roboczych od daty otrzymania tego oświadczenia, aneksu do Umowy przesyłania wprowadzającego wymagane zmiany; Stosowny aneks lub Umowa przesyłania jest również przesyłana do nowego OR.

(4) OSP informuje URB, nowego OR oraz URB_{GE} o dacie, od której zaczynają obowiązywać zmiany w zakresie umocowania OR, przy czym zmiany te mogą zacząć obowiązywać najwcześniej od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na Rynku Bilansującym, następującego po dacie otrzymania przez OSP podpisanych aneksów lub aneksu oraz Umowy przesyłania, o których mowa w ppkt (3), jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od tej daty.

(5) OSP informuje URB, dotychczasowego OR oraz URB_{GE} o dacie, w której dotychczasowy OR przestaje pełnić funkcje operatora rynku dla określonych JG należących do URB, przy czym data ta jest datą ustanowienia nowego OR dla tych JG. W dacie tej, bez konieczności podpisywania aneksów do Umów przesyłania, tracą moc stosowne zapisy dotyczące dotychczasowego OR w Umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a URB oraz w Umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a dotychczasowym OR.

2.1.7. Podmioty wymiany międzysystemowej i ich funkcje

2.1.7.1. Realizacja wymiany międzysystemowej w procesie aukcji jawnych

2.1.7.1.1. W procesie wymiany międzysystemowej w procesie aukcji jawnych biorą udział:

(1) Uczestnicy Wymiany Międzysystemowej (UWM).

(2) Partnerzy Handlowi Uczestników Wymiany Międzysystemowej (PH).

(3) Operator Systemu Przesyłowego.

(4) Operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych.

2.1.7.1.2. Celem wymiany międzysystemowej jest fizyczna realizacja Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej w obrocie międzynarodowym (USE_{WM}).

2.1.7.1.3. W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej UWM w szczególności:

(1) Samodzielnie lub z udziałem PH zapewniają rezerwację Zdolności Przesyłowych Wymiany Międzysystemowej (ZPW) niezbędnych do realizacji $USE_{WM.}$

(2) Dokonują, na zasadach określonych w Warunkach, zgłoszeń danych handlowych poszczególnych USE_{WM} do OSP w formie Zgłoszonych Grafików Wymiany Międzysystemowej (GWM_Z).

(3) Działając jako Uczestnicy Rynku Bilansującego uczestniczą w procesach zgłaszania Umów Sprzedaży Energii, planowania i rozliczeń na Rynku Bilansującym na zasadach określonych w Warunkach w zakresie wynikającym z realizacji USE_{WM}.

2.1.7.1.4. W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej OSP w szczególności:

(1) Przyjmuje zgłoszenia GWM_Z.

(2) Dokonuje weryfikacji GWM_Z i na tej podstawie wyznacza Zweryfikowane Grafiki Wymiany Międzysystemowej (GWM_W).

(3) Dokonuje uzgodnień GWM_W z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych i na tej podstawie wyznacza Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej (GWM_U).

(4) Zapewnia fizyczną realizację wymiany międzysystemowej wspólnie z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych.

(5) Prowadzi procesy przyjmowania zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii, planowania i rozliczeń na Rynku Bilansującym w zakresie wynikającym z realizacji USE_{WM}.

(6) Publikuje informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na stronie internetowej OSP.

2.1.7.1.5. W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych uczestniczą w uzgodnieniach wymiany międzysystemowej z OSP.

2.1.7.1.6. Każdy Uczestnik Wymiany Międzysystemowej posiada jeden, unikalny kod EIC (*Energy Identification Code*) identyfikujący tego UWM w realizacji procesów wymiany międzysystemowej. Kod EIC jest określony w Umowie przesyłania.

2.1.7.2. Realizacja wymiany międzysystemowej w procesie jednolitego łączenia rynków

2.1.7.2.1. W realizacji wymiany międzysystemowej w procesie jednolitego łączenia rynków biorą udział:

(1) NEMO.

(2) CCP NEMO w zakresie określonym w MNA OA.

(3) Operator Systemu Przesyłowego.

(4) Operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych.

(5) Spedytorzy.

2.1.7.2.2. Celem wymiany międzysystemowej jest fizyczna realizacja Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej w obrocie międzynarodowym (USE_{WM}).

2.1.7.2.3. W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej NEMO w szczególności:

(1) Dokonują, na zasadach określonych w niniejszej części Warunków, zgłoszeń danych handlowych USE_{WM} do OSP w formie Wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego (WMC).

(2) Dokonują, na zasadach określonych w niniejszej części Warunków, zgłoszeń danych handlowych USE_{WM} do OSP w formie Zgłoszonych Grafików Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego (GMC_Z).

(3) Działając jako Uczestnicy Rynku Bilansującego uczestniczą w procesach zgłaszania Umów Sprzedaży Energii, planowania i rozliczeń na Rynku Bilansującym na zasadach określonych w niniejszej części Warunków w zakresie wynikającym z realizacji USE_{WM}.

2.1.7.2.4. W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej OSP w szczególności:

(1) Przyjmuje i weryfikuje zgłoszenia WMC.

(2) Przyjmuje zgłoszenia GMC_Z.

(3) Dokonuje weryfikacji GMC_Z i na tej podstawie wyznacza Zweryfikowane Grafiki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego (GMC_W).

(4) Dokonuje uzgodnień GMC_W z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych i na tej podstawie wyznacza Uzgodnione Grafiki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego (GMC_U).

(5) Zapewnia fizyczną realizację wymiany międzysystemowej wspólnie z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych.

(6) Prowadzi procesy przyjmowania zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii, planowania i rozliczeń na Rynku Bilansującym w zakresie wynikającym z realizacji USE_{WM}.

(7) Publikuje informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na stronie internetowej OSP.

(8) Przyjmuje wyniki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego oraz Uzgodnione Grafiki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego ($GMCB_U$).

2.1.7.2.5. W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych uczestniczą w uzgodnieniach wymiany międzysystemowej z OSP.

2.1.7.2.6. Każdy Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii pełniący funkcję NEMO posiada jeden, aktywny, międzynarodowy kod EIC (*Energy Identification Code*) identyfikujący tego NEMO w realizacji procesu jednolitego łączenia rynków. Kod EIC jest określony w umowie MNA OA.

2.1.7.2.7. Każdy URB_{GE} pełniący funkcję NEMO w umowie MNA OA musi wskazać spedytora działającego w polskim obszarze rynkowym na potrzeby realizacji procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego. Funkcję spedytora URB_{GE} pełniący funkcję NEMO może realizować samodzielnie albo wskazać w tym celu innego spedytora.

2.1.7.2.8. Niezależnie od wskazania spedytora w procesie Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego, o którym mowa w pkt 2.1.7.2.7., dany URB_{GE} pełniący funkcję NEMO w umowie MNA OA może wskazać spedytora za którego niezbilansowanie na RB jest odpowiedzialny.

Niniejsze wskazanie dla spedytora może być dokonane wyłącznie przez jednego URB_{GE} pełniącego funkcję NEMO i jest niezbędne, aby dany spedytor mógł uczestniczyć w procesie Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego w polskim obszarze rynkowym.

2.1.8. Umowy Sprzedaży Energii realizowane przez poszczególne rodzaje Jednostek Grafikowych

2.1.8.1. Jednostki Grafikowe występujące na Rynku Bilansującym mogą realizować transakcje zakupu i sprzedaży energii z innymi Jednostkami Grafikowymi, zarówno w zakresie pojedynczych transakcji jak i sumarycznych grafików zgłaszanych do OSP w postaci Umów Sprzedaży Energii, z wyłączeniem transakcji wyspecyfikowanych w pkt 2.1.8.4. i 2.1.8.5.

2.1.8.2. Uczestnik Rynku Bilansującego może realizować transakcje zakupu i sprzedaży energii pomiędzy należącymi do niego Jednostkami Grafikowymi, z wyłączeniem transakcji wyspecyfikowanych w pkt 2.1.8.4.(1) i (4).

2.1.8.3. Występujące na Rynku Bilansującym wyłączenia dotyczące transakcji pomiędzy poszczególnymi rodzajami Jednostek Grafikowych, wynikają z:

(1) Istoty definicji poszczególnych Jednostek Grafikowych.

(2) Modelu Rynku Bilansującego, który nie dopuszcza określonych transakcji dla określonych rodzajów Jednostek Grafikowych.

2.1.8.4. Niedopuszczalne rodzaje transakcji, o których mowa w pkt 2.1.8.3.(1)., występują:

(1) Dla wszystkich Jednostek Grafikowych, gdzie nie są dopuszczone transakcje zakupu lub sprzedaży energii przez jednostkę samej sobie.

(2) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG_{GEpS}), gdzie nie są dopuszczone transakcje zakupu energii przez tą jednostkę.

(3) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG_{GEpZ}), gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii przez tą jednostkę.

(4) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej (JG_{GEp}), gdzie nie są dopuszczone transakcje zakupu i sprzedaży energii pomiędzy sprzężonymi ze sobą jednostkami Zakupu (JG_{GEpZ}) i Sprzedaży (JG_{GEpS}).

(5) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG_{GEpS}) i sprzężonej z nią Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG_{GEpZ}), gdzie nie są dopuszczone transakcje dla tych jednostek powodujące, że sumaryczne ilości dostaw energii dla JG_{GEpS} i JG_{GEpZ} nie są sobie równe w poszczególnych godzinach (sumaryczne ilości dostaw energii wynikające z Umów Sprzedaży Energii w poszczególnych godzinach dla JG_{GEpS} i JG_{GEpZ} muszą być sobie równe ilościowo, tj. zbilansowane).

2.1.8.5. Niedopuszczalne rodzaje transakcji, o których mowa w pkt 2.1.8.3.(2)., występują:

(1) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}), gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii przez tę jednostkę inne niż określone w pkt 2.1.3.19.(13.2.b).

(2) Dla Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}) występującego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii lub zakupu energii od Jednostek Grafikowych innych Uczestników Rynku Bilansującego.

(3) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG_{GEpS}), gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii przez tę jednostkę do Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG_{GEpZ}) innego Uczestnika Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB_{GE}).

(4) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG_{GEpZ}), gdzie nie są dopuszczone transakcje zakupu energii przez tę jednostkę od Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG_{GEpS}) innego Uczestnika Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB_{GE}).

(5) Dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{Wr}), gdzie nie są dopuszczone żadne transakcje sprzedaży lub zakupu energii od innych Jednostek Grafikowych.

(6) Dla Jednostki Grafikowej Magazynu rozliczeniowej (JG_{Mr}), gdzie nie są dopuszczone żadne transakcje sprzedaży lub zakupu energii od innych Jednostek Grafikowych.

2.1.9. Katalog usług systemowych

2.1.9.1. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje zakupu, na zasadach określonych w niniejszych Warunkach, następujących usług systemowych:

(1) Regulacyjne usługi systemowe (RUS) JG_{Wa} ze Znacznikiem Aktywności równym 1 albo 2 (ZAK=1 albo ZAK=2) reprezentujące pojedyncze jednostki wytwórcze.

(1.1) Udział w regulacji pierwotnej.

(1.2) Udział w regulacji wtórnej.

(1.3) Praca z zaniżeniem lub z przeciążeniem.

(1.4) Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE).

(2) Regulacyjne usługi systemowe (RUS) JG_{Ma} ze Znacznikiem Aktywności równym 1 (ZAK=1) reprezentujące jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych.

(2.1) Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE).

(2.2) Praca kompensatorowa.

(3) Usługa uruchomienia JG_{Wa} ze Znacznikiem Aktywności równym 1 (ZAK=1).

(4) Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej.

(4.1) Interwencyjna ofertowa redukcja poboru mocy przez odbiorców.

(5) Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej jednostek wytwórczych nieuczestniczących jako JG_{Wa} w Rynku Bilansującym.

2.1.9.2. OSP dokonuje zakupu usługi w zakresie odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego zgodnie z postanowieniami „Warunków działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy", opracowanych na podstawie art. 4 ust. 2 lit b) Rozporządzenia 2017/2196. OSP dokonuje zakupu usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD (GWS) zgodnie z postanowieniami IRiESP.

2.1.9.3. Wymagany zakres regulacji pierwotnej i wtórnej JG_{Wa} jest określany przez OSP

w dobie *n*-1, na podstawie wytycznych ENTSO-E (The European Network of Transmission System Operators for Electricity) oraz analiz systemowych. W ramach tego stosuje się następujące ogólne wymagania:

(1) Zakres regulacji pierwotnej – około ± 170 MW.

(2) Zakres regulacji wtórnej – około ± 500 MW.

2.1.9.4. Standardy techniczne dla jednostek wytwórczych świadczących regulacyjne usługi systemowe JG_{Wa} oraz usługę uruchomienia JG_{Wa} z ZAK=1 określa IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

2.1.9.5. Warunki techniczne i handlowe świadczenia regulacyjnych usług systemowych przez JG_{Ma} są określane w umowie zawartej pomiędzy OSP a użytkownikiem systemu (wykonawcą usługi).

2.1.9.6. Świadczenie usługi udziału w ARNE przez jednostki wytwórcze nieuczestniczące jako JG_{Wa} w Rynku Bilansującym jest możliwy wyłącznie przez jednostki wytwórcze przyłączone do szyn 110kV w węzłach NN/110kV, wyposażone w układy ARNE.

Warunki techniczne i handlowe świadczenia usługi ARNE przez jednostki wytwórcze nieuczestniczące jako JG_{Wa} w Rynku Bilansującym są określane w umowie zawartej pomiędzy OSP a użytkownikiem systemu (wykonawcą usługi).

2.1.10. Charakterystyka regulacyjnych usług systemowych JG Wytwórczych aktywnych

2.1.10.1. Udział w regulacji pierwotnej

2.1.10.1.1. W regulacji pierwotnej uczestniczą JG_{Wa} ze Znacznikiem Aktywności równym 1 albo 2 (ZAK=1 albo ZAK=2) reprezentujące pojedyncze jednostki wytwórcze wyposażone w odpowiednie układy regulacji.

2.1.10.1.2. Zdolność do udziału w regulacji pierwotnej oznacza utrzymywanie sprawnych układów regulacji pierwotnej. Jest to wymóg obligatoryjny dla wszystkich JG_{Wa} reprezentujących JWCD. JG_{Wa} reprezentujące pojedyncze nJWCD mogą świadczyć usługę udziału w regulacji pierwotnej po spełnieniu wymagań technicznych i kwalifikacji wstępnej, zgodnie z Załącznikiem nr 2.

2.1.10.1.3. Przedmiotem zakupu przez OSP jest udział JG_{Wa} w regulacji pierwotnej polegający na pracy JG_{Wa} z załączonym, na polecenie OSP, poprawnie działającym układem regulacji pierwotnej. Polecenie załączenia układu regulacji pierwotnej jest wydawane przez OSP w procesie planowania BPKD.

2.1.10.1.4. Parametry układów regulacji pierwotnej są określone w Umowie przesyłania oraz w potwierdzeniu spełnienia kryteriów dla kwalifikacji wstępnej JG_{Wa} do świadczenia usługi wykorzystania rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR).

2.1.10.2. Udział w regulacji wtórnej

2.1.10.2.1. W regulacji wtórnej uczestniczą JG_{Wa} ze Znacznikiem Aktywności równym 1 albo 2 (ZAK=1 albo ZAK=2) reprezentujące pojedyncze jednostki wytwórcze wyposażone w odpowiednie układy regulacji.

2.1.10.2.2. Zdolność do udziału w regulacji wtórnej oznacza utrzymywanie sprawnych układów regulacji wtórnej. Jest to wymóg obligatoryjny dla wszystkich JG_{Wa} reprezentujących JWCD. JG_{Wa} reprezentujące pojedyncze nJWCD mogą świadczyć usługę udziału w regulacji wtórnej po spełnieniu wymagań technicznych i kwalifikacji wstępnej, zgodnie z Załącznikiem nr 2.

2.1.10.2.3. Przedmiotem zakupu przez OSP jest udział JG_{Wa} w regulacji wtórnej polegający na pracy JG_{Wa} z załączonym, na polecenie OSP, poprawnie działającym układem regulacji wtórnej. Polecenie załączenia układu regulacji wtórnej jest wydawane przez OSP w procesie planowania BPKD.

2.1.10.2.4. Parametry układów regulacji wtórnej są określone w Umowie przesyłania oraz w potwierdzeniu spełnienia kryteriów dla kwalifikacji wstępnej JG_{Wa} do świadczenia usługi wykorzystania rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR).

2.1.10.3. Praca z zaniżeniem/ przeciążeniem

2.1.10.3.1. Praca z zaniżeniem polega na prowadzeniu ruchu JG_{Wa} ze Znacznikiem Aktywności równym 1 (ZAK=1) z obciążeniem poniżej jej mocy minimum technicznego.

2.1.10.3.2. Praca z przeciążeniem polega na prowadzeniu ruchu JG_{Wa} ze Znacznikiem Aktywności równym 1 (ZAK=1) z obciążeniem powyżej jej mocy osiągalnej.

2.1.10.3.3. Pasmo dostępnej mocy poniżej minimum technicznego lub powyżej mocy osiągalnej nie może być mniejsze niż 5 MW.

2.1.10.3.4. Praca z zaniżeniem i przeciążeniem jest realizowana wyłącznie na polecenie OSP wydawane poprzez SOWE.

2.1.10.3.5. Dopuszcza się pracę układów regulacji pierwotnej, które powodują pracę JG_{Wa} powyżej mocy osiągalnej lub poniżej minimum technicznego, pod warunkiem poprawnego działania układów regulacji w tych zakresach, tj. do 2,5% powyżej górnego i poniżej dolnego zakresu regulacyjnego.

2.1.10.3.6. Praca JG_{Wa} powyżej mocy osiągalnej i poniżej minimum technicznego, spowodowana działaniem układów regulacji pierwotnej, w sytuacji określonej w pkt 2.1.10.3.5., nie jest traktowana jako praca z przeciążeniem lub zaniżeniem i z tego tytułu nie przysługują żadne należności.

2.1.10.4. Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej jednostek wytwórczych reprezentowanych w JG_{Wa}

2.1.10.4.1. W automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej uczestniczą JG_{Wa} reprezentujące JWCD albo pojedyncze nJWCD przyłączone do szyn 110kV w węzłach NN/110kV, wyposażone w układy ARNE.

2.1.10.4.2. Zdolność do udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej oznacza utrzymywanie sprawnych układów ARNE. Jest to wymóg obligatoryjny dla

wszystkich JG_{Wa} reprezentujących JWCD. JG_{Wa} reprezentujące pojedyncze nJWCD mogą świadczyć usługę ARNE po spełnieniu wymagań technicznych.

2.1.10.4.3. Przedmiotem zakupu jest udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej polegający na pracy JG_{Wa} z załączonym, na polecenie OSP, poprawnie działającym układem ARNE. Polecenie załączenia układu ARNE jest wydawane przez OSP w procesie planowania BPKD.

2.1.10.4.4. Zakres regulacji mocy biernej dla każdej jednostki wytwórczej określa wytwórca w uzgodnieniu z OSP.

2.1.10.4.5. Dokumentem potwierdzającym zakres regulacji mocy biernej dla każdej jednostki wytwórczej są wykresy kołowe, stanowiące załącznik do Umowy przesyłania.

2.1.11. Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej

2.1.11.1. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego OSP może zawierać umowy o świadczenie usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, z podmiotami dysponującymi sterowanymi odbiorami energii, zapewniające OSP dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej w zakresie zmniejszenia odbioru energii.

2.1.11.2. Rezerwa interwencyjna jest aktywowana na polecenie OSP i służy do interwencyjnego równoważenia bilansu mocy w całym KSE lub w wybranych jego obszarach, ze względu na warunki pracy sieci, w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE.

2.1.11.3. Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej są świadczone w postaci usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, przez sterowane odbiory energii, w której świadczenie usługi polega na prawie do oferowania redukcji obciążenia i zobowiązaniu do wykonania redukcji obciążenia w ilości zaoferowanej.

2.1.11.4. Obiekty Redukcji (ORed) wykorzystywane do świadczenia usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców występują poza strukturą obiektową Rynku Bilansującego.

2.1.11.5. Usługa interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców polega na zmniejszeniu przez sterowany odbiór energii, na polecenie OSP, ilości pobieranej z sieci mocy.

W przypadku ORed z generacją wewnętrzną, interwencyjna ofertowa redukcja poboru mocy przez odbiorców może również obejmować wprowadzanie mocy do sieci.

2.1.11.6. Przedmiotem zakupu przez OSP w ramach usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców jest wykorzystanie rezerwy interwencyjnej.

2.1.11.7. Warunki techniczne i handlowe świadczenia usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców w ramach regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej określa umowa o świadczenie usługi zawarta pomiędzy OSP a użytkownikiem systemu (wykonawcą usługi), z uwzględnieniem zasad zawartych w IRiESP oraz Warunkach.

2.1.11.8. OSP nie korzysta z usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej powyżej 11-go stopnia zasilania, poczynając od godziny, od której obowiązują te stopnie zasilania, z wyjątkiem przypadku, gdy polecenie redukcji zostało wydane przed ogłoszeniem komunikatu OSP o obowiązujących w danym okresie stopniach zasilania.

2.1.11.9. Certyfikacja ORed

2.1.11.9.1. Obiekt Redukcji (ORed), aby mógł uczestniczyć w świadczeniu interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców musi posiadać Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny", uzyskane na zasadach określonych poniżej.

2.1.11.9.2. ORed to obiekt przyłączony do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego Odbiorcy w ORed, spełniający następujące kryteria:

Składa się z jednego lub więcej MD (w przypadku ORed przyłączonych do sieci OSP) albo jednego lub więcej PPE (w przypadku ORed przyłączonych do sieci OSD):

(1) które stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci;

(2) w których zainstalowano układy pomiarowo-rozliczeniowe:

(2.1) w przypadku PPE - spełniające wymagania techniczne określone w IRiESD odpowiednio OSDp lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,

(2.2) w przypadku MD - spełniające wymagania techniczne określone w IRiESP,

(2.3) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych oraz umożliwiają ich pozyskiwanie do OSP w trybie dobowym poprzez WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDp lub OSDn) lub poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do systemu pomiarowo-rozliczeniowego OSP (dla ORed przyłączonych do sieci OSP).

2.1.11.9.3. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z wielu PPE lub MD, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE lub MD.

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców przyłączone są inne podmioty posiadające Certyfikat dla ORed. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSDn.

2.1.11.9.4. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

(1) OSP - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci przesyłowej;

(2) OSP we współpracy z OSDp - jeśli ORed jest przyłączony do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej;

(3) OSP we współpracy z OSDn - jeśli ORed jest przyłączony do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej OSDn;

(4) OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDp oraz OSDp we współpracy z OSDn - jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDp i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp;

OSDp wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDp otrzyma od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

(5) OSDn we współpracy z OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią danego OSDp;

Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt 2.1.11.9.16., wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (dalej „system IP DSR") i nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSDn przekazuje do OSDp również oświadczenia Odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR Certyfikatu dla ORed wystawionego przez OSDn i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt 2.1.11.9.2.

OSDn wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDn otrzyma od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wystawia jeden z tych OSDn, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

Jeśli ORed jest zlokalizowany na obszarze sieci OSDn połączonego przynajmniej z dwoma OSDp, Certyfikat dla ORed rejestruje, we współpracy z pozostałymi OSDp, ten OSDp, do którego OSDn przekaże wystawiony przez siebie Certyfikat dla ORed.

(6) W przypadkach innych niż określone w pkt (1) - (5), Certyfikat dla ORed wydaje OSP we współpracy z właściwym OSD.

2.1.11.9.5. Procesem certyfikacji, przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

(1) Objęte są ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem ws. wprowadzania ograniczeń.

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest:

(1.1) w trybie podstawowym, tj. w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub

(1.2) w trybie dodatkowym, na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego;

(2) Mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt (1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

2.1.11.9.6. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt 2.1.11.9.5.(1.1) dokonywana jest na poniższych zasadach.

OSP i OSD jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w następujących terminach:

(1) W terminie 4 miesięcy od daty wejścia w życie zmian IRiESP wprowadzających certyfikację ORed w trybie podstawowym - dotyczy przypadku certyfikacji obejmującej wszystkie ORed, jako procesu dokonywanego po raz pierwszy;

(2) W terminie 30 dni od dnia, od którego:

(2.1) Odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt 2.1.11.9.5.(1), lub

(2.2) odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn pozyska informację wskazującą, że przyczyna nie wydania Certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym),

- dotyczy przypadku certyfikacji, obejmującej pojedyncze ORed, dokonywanej po upływie terminu wskazanego w pkt (1).

Certyfikacji, zgodnie z pkt (2), poddawane są wyłącznie ORed tych odbiorców, dla których to ORed nie został wydany uprzednio Certyfikat dla ORed.

2.1.11.9.6.1. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt 2.1.11.9.2.

2.1.11.9.6.2. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt 2.1.11.9.6.1., jest pozytywny, wówczas odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn informuje Odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

2.1.11.9.6.3. Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt 2.1.11.9.2.(2), nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSP, OSDp albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

2.1.11.9.6.4. Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt 2.1.11.9.5.(1).

2.1.11.9.7. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt 2.1.11.9.5.(1.2) i (2) dokonywana jest na poniższych zasadach.

2.1.11.9.7.1. Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

(1) OSP - jeśli ORed posiada przynajmniej jedno MD;

(2) OSDp - jeśli ORed nie posiada MD, a posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej tego OSDp;

(3) OSDn - jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.

Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku OSDp lub kilku OSDn, wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie OSDp lub OSDn.

2.1.11.9.7.2. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

(1) Dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed);

(2) Dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;

(3) Dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);

(4) Wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt 2.1.11.9.2.;

(5) Wykaz kodów MD nadawanych przez OSP, zgodnie ze stosowanymi w Umowie przesyłania, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci przesyłowej, zgodnie z pkt 2.1.11.9.2.;

(6) Atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;

(7) Oświadczenie Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:

(7.1) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowo-rozliczeniowych przez OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),

(7.2) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowo-rozliczeniowych przez OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),

(7.3) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowo-rozliczeniowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców),

(7.4) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),

(7.5) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),

(7.6) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE/MD,

(7.7) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,

(7.8) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),

(7.9) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany;

(8) pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

2.1.11.9.7.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

(1) Kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;

(2) Poprawności kodów PPE lub MD wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;

(3) Kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE lub MD;

(4) Spełniania kryteriów, o których mowa w pkt 2.1.11.9.2.

2.1.11.9.7.4. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt 2.1.11.9.7.3. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt 2.1.11.9.2.(2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSP, OSDp albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

2.1.11.9.7.5. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt 2.1.11.9.7.3., jest pozytywny, wówczas odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.

2.1.11.9.7.6. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn, w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt 2.1.11.9.7.3. i przekazuje Certyfikat dla ORed, zgodnie z pkt 2.1.11.9.4.(5) do upoważnionego OSDp.

2.1.11.9.7.7. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn.

2.1.11.9.8. Certyfikat dla ORed zawiera:

(1) Numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt 2.1.11.9.4.(5) zdanie drugie;

(2) Lokalizację sieciową ORed:

(2.1) w przypadku zasilania z sieci OSD - przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej;

(2.2) w przypadku zasilania z sieci OSP - przypisanie do stacji elektroenergetycznej w sieci przesyłowej;

(3) Dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed, z zastrzeżeniem pkt 2.1.11.9.12. zdanie trzecie;

(4) Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE danego OSDp (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie jakiego odpowiednio OSDp i OSDn zlokalizowany jest dany PPE) lub wykaz kodów MD składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci przesyłowej;

(5) Datę, od której obowiązuje Certyfikat dla ORed;

(6) Podmiot wydający Certyfikat dla ORed;

(7) Typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez Odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt 2.1.11.9.11.(3.1);

(8) Informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

2.1.11.9.9. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt 2.1.11.9.6.1. i 2.1.11.9.7.3., OSP, OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed, a następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

Certyfikat dla ORed obowiązuje od daty następującej po dniu rejestracji certyfikatu w systemie IP DSR.

2.1.11.9.10. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny”.

2.1.11.9.11. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed nieaktywny". W celu uzyskania statusu „ORed aktywny", wymagane jest dostarczenie, odpowiednio do OSP lub OSDp dokonujących rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń Odbiorcy w ORed:

(1) Zgód na przekazywanie danych pomiarowo-rozliczeniowych przez:

(1.1) OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),

(1.2) OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),

(1.3) OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców);

(2) Zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed;

(3) Oświadczenia:

(3.1) wskazującego na typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,

(3.2) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),

(3.3) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,

(3.4) wskazującego adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,

(3.5) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

2.1.11.9.12. Zgody, o których mowa w pkt 2.1.11.9.11.(1) i (2) są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub odpowiednio zapisów IRiESP albo IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód.

W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt 2.1.11.9.11., ORed w systemie IP DSR ORed otrzymuje status „ORed nieaktywny".

Brak zgody, o której mowa w pkt 2.1.11.9.11.(2) skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny" na „ORed aktywny" następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez OSP lub OSDp dokonujących rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt 2.1.11.9.11.

2.1.11.9.13. OSP publikuje na swojej stronie internetowej informację o posiadaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed, jeżeli operator systemu dokonujący rejestracji Certyfikatu dla ORed wprowadzi do systemu IP DSR informację, że Odbiorca w ORed wyraził zgodę na taką publikację.

2.1.11.9.14. Odpowiednio OSP, OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

(1) gdy odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt 2.1.11.9.2.; OSDn przekazuje informację w tym zakresie do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR.

(2) wstrzymania świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej Odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn informuje Odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSP lub OSDp w systemie IP DSR.

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny" wygaszenie Certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla ORed przez OSDp do OSP.

2.1.11.9.15. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny"), w tym w szczególności zakresu PPE lub MD (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed składa wniosek do operatora systemu, który wydał Certyfikat dla ORed o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt 2.1.11.9.2. odpowiednio OSP, OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

Operator systemu, który wydał Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu odnośnie odbiorców przyłączonych do

jego sieci, ma prawo dokonania aktualizacji Certyfikatu dla ORed. W przypadku aktualizacji dokonanej przez OSDn, operator ten przekazuje zaktualizowany Certyfikat dla ORed do właściwego OSDp celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR.

Wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed rozpatrywany jest na zasadach analogicznych jak w procesie certyfikacji w trybie dodatkowym.

Aktualizacja Certyfikatu dla ORed powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

2.1.11.9.16. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt 2.1.11.9.11. i 2.1.11.9.13. określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.

2.1.11.9.17. OSP, OSDp i OSDn, na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt 2.1.11.9.11. i 2.1.11.9.13.

2.1.11.10. Pozyskiwanie danych pomiarowo-rozliczeniowych dla ORed

2.1.11.10.1. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dotyczące ilości dostaw energii dla PPE lub MD są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców.

2.1.11.10.2. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dotyczące ilości dostaw energii dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowo-rozliczeniowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, w wyniku wezwania do redukcji w ramach tej usługi.

Właściwy OSDp, po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje w dobie *n*+4 zasilenia, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia, OSDp przekazuje dane pomiarowo-rozliczeniowe dla ORed w trybach, określonych w pkt 2.1.11.10.7. - 2.1.11.10.8.

2.1.11.10.3. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, każdy OSDp przesyła dane pomiarowo-rozliczeniowe, o których mowa w pkt 2.1.11.10.1, w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią tego OSDp.

2.1.11.10.4. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, zobowiązany jest do przekazywania do tego OSDp danych pomiarowo-rozliczeniowych dotyczących ORed, w zakresie PPE przyłączonych do jego sieci, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESD danego OSDp.

2.1.11.10.5. OSDp przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowo-rozliczeniowe poprzez WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.

2.1.11.10.6. Dane godzinowe dla doby *n* są przekazywane w trybie wstępnym od doby *n*+1 do doby *n*+4.

2.1.11.10.7. Do 5. dnia po zakończeniu miesiąca m, OSDp dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowo-rozliczeniowych i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym *m*+1. Dane pomiarowo-rozliczeniowe są przekazywane za miesiąc *m* od 1. do 5. dnia miesiąca *m*+1. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5. dniu miesiąca *m*+1 poprzez wysłanie zapytania o dane pomiarowo-rozliczeniowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowo-rozliczeniowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym *m*+1, do rozliczeń przyjmuje się dane, o których mowa w pkt 2.1.11.10.6.

W trybie podstawowym *m*+1 wszystkie dane pomiarowo-rozliczeniowe przekazywane przez OSDp do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

2.1.11.10.8. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych do OSP danych pomiarowo-rozliczeniowych.

Okresem korygowania jest miesiąc *m*+2 i *m*+4 (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc *m* od 1. do 5. dnia miesiąca *m*+2 i *m*+4. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5. dnia miesiąca *m*+2 i *m*+4 poprzez wysłanie zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSD przekazuje dane pomiarowo-rozliczeniowe tego samego dnia lub dnia następnego.

Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z pkt 7 niniejszych Warunków.

2.1.11.10.9. OSP udostępnia dane pomiarowo-rozliczeniowe dotyczące ORed, podmiotowi świadczącemu usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców.

2.2. Warunki uczestnictwa w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi

2.2.1. Warunki uczestnictwa w Rynku Bilansującym

2.2.1.1. Warunki i wymagania formalno-prawne

2.2.1.1.1. Operator Systemu Przesyłowego zapewnia Uczestnikom Rynku Bilansującego fizyczną realizację Umów Sprzedaży Energii zawartych na rynku energii, w tym umów dwustronnych i giełdowych, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSP w

obowiązującej na Rynku Bilansującym formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez Uczestników Rynku Bilansującego wymagań realizacyjnych ustalonych w Warunkach i Umowach przesyłania.

2.2.1.1.2. W celu zapewnienia właściwych warunków do realizacji fizycznych dostaw energii wynikających z zawartych Umów Sprzedaży Energii, z uwzględnieniem wymagań w zakresie bieżącego bilansowania zasobów krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym występujących ograniczeń systemowych, przy minimalnym poziomie kosztów, Uczestnicy Rynku Bilansującego nie powinni:

(1) Podejmować samodzielnie lub w porozumieniu z innymi Uczestnikami Rynku Bilansującego działań, które powodują nieuzasadnione warunkami panującymi w systemie ograniczanie technicznych możliwości zbilansowania produkcji z rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną lub usuwania ograniczeń systemowych.

(2) Podejmować samodzielnie lub w porozumieniu z innymi Uczestnikami Rynku Bilansującego działań, które powodują nieuzasadniony warunkami panującymi w systemie wzrost kosztów zapewniania bieżącego zbilansowania produkcji z rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną lub kosztów usuwania ograniczeń systemowych.

2.2.1.1.3. W zakresie wymagań wymienionych w pkt 2.2.1.1.2. Uczestnicy Rynku Bilansującego nie powinni w szczególności:

(1) W sposób nieuzasadniony ograniczać dostępności zdolności wytwórczych na Rynku Bilansującym.

(2) Zgłaszać dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych nieciągłych grafików sumarycznych USE niemożliwych do realizacji z punktu widzenia charakterystyk uruchamiania tych JG.

(3) Zgłaszać dla Jednostek Grafikowych grafików sumarycznych USE nieuwzględniających ograniczeń elektrownianych dotyczących JG danego wytwórcy, które zostały uzgodnione z OSP.

(4) Zgłaszać dla Jednostek Grafikowych aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym grafików sumarycznych USE nieuwzględniających zidentyfikowanych i opublikowanych przez Operatorów Systemu do wiadomości Uczestników Rynku Bilansującego ograniczeń sieciowych.

(5) Podawać w zgłoszeniach Ofert Bilansujących dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych, Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych, Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych wielkości oferowanych mocy netto i mocy brutto niezgodnych z rzeczywistymi parametrami technicznymi tych jednostek i ich aktualną dyspozycyjnością.

2.2.1.1.4. W przypadku stwierdzenia przez Operatorów Systemu naruszeń przez Uczestnika Rynku Bilansującego wymagań, o których mowa w pkt 2.2.1.1.2. oraz pkt 2.2.1.1.3., Operatorzy Systemu powinni przekazać Prezesowi URE informacje o naruszeniu tych wymagań wraz z niezbędną dokumentacją.

2.2.1.1.5. Uczestnik Rynku Bilansującego, w celu realizacji przez OSP zawartych przez siebie Umów Sprzedaży Energii, jest zobowiązany do:

(1) Posiadania odpowiednich koncesji, jeżeli jest taki wymóg prawny.

(2) Zawarcia Umowy przesyłania z OSP w zakresie odpowiednim do rodzaju prowadzonej działalności przez URB na Rynku Bilansującym.

(3) Zawarcia Umowy dystrybucyjnej z odpowiednim OSD, zawierającej uregulowania dotyczące udziału w Rynku Bilansującym, jeżeli URB jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej, lub prowadzenia bilansowania handlowego na obszarze sieci dystrybucyjnej, jeżeli URB wykonuje funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD z obszaru tej sieci.

2.2.1.1.6. Umowa przesyłania z Uczestnikiem Rynku Bilansującego powinna określać w szczególności:

(1) Nazwę i dane adresowe URB.

(2) Kod identyfikacyjny URB.

(3) Dane o posiadanych przez URB koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli jest taki wymóg prawny.

(4) Datę rozpoczęcia działalności na Rynku Bilansującym.

(5) Osoby upoważnione do kontaktu z OSP oraz ich dane adresowe.

(6) Wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego oraz wykaz Fizycznych Punktów Pomiarowych Uczestnika Rynku Bilansującego.

(7) Wykaz Jednostek Grafikowych URB, w tym ich nazw i kodów identyfikacyjnych oraz wykaz MB wchodzących w skład poszczególnych Jednostek Grafikowych URB, w zakresie określonym w Warunkach.

(8) Wartość Znacznika Aktywności (ZAK) dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych oraz Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych.

W przypadku braku określenia w Umowie przesyłania wartości Znacznika Aktywności (ZAK) dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej lub Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej, dana Jednostka Grafikowa bierze udział w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=1.

(9) Algorytmy wyznaczania ilości energii w poszczególnych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego oraz dla poszczególnych Jednostek Grafikowych, w zakresie określonym w Warunkach.

(10) Dane i charakterystyki techniczne jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej wchodzących w skład poszczególnych Jednostek Grafikowych Wytwórczych, Jednostek Grafikowych Magazynu, Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych.

(11) Określenie Operatorów Rynku umocowanych do realizacji działań operacyjnych wynikających z uczestnictwa Jednostek Grafikowych w Rynku Bilansującym, w tym nazwy i kody identyfikacyjne.

(12) Składniki cen rozliczeniowych wymuszonej dostawy energii elektrycznej (CWD) i wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO) wykorzystywane w algorytmie wyznaczania tych cen dla poszczególnych jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej reprezentowanych w ramach JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa} i JG_{PVa}.

(13) Ceny za uruchomienie (CU) dla poszczególnych JG_{Wa} ze Znacznikiem Aktywności równym 1 (ZAK=1), z uwzględnieniem różnych stanów cieplnych - rodzajów uruchomienia: ze stanu gorącego (G), ciepłego (C) i zimnego (Z).

(14) Jednostkowy wskaźnik emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2 dla poszczególnych jednostek wytwórczych (W^{CO2}) [Mg CO_2/GJ].

(15) Współczynniki przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla poszczególnych jednostek wytwórczych, określone dla przedziałów mocy jednostek wytwórczych [GJ/MWh].

(16) Ceny za automatyczną regulację napięcia i mocy biernej (C^{ARNE}) dla poszczególnych JG_{Wa} świadczących usługę ARNE.

(17) Ceny za pracę w przeciążeniu (C^{Przec}) lub w zaniżeniu (C^{Zan}) dla tych JG_{Wa} ze Znacznikiem Aktywności równym 1 (ZAK=1), które mogą pracować w tym trybie.

(18) Ceny zastępcze i oferty zastępcze dla poszczególnych Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych i Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych, ze Znacznikiem Aktywności równym 1 (ZAK=1). Ceny zastępcze ustalane są przez poszczególnych URB.

(19) Moc przyłączeniowa sterowanych odbiorów energii (P^P) wchodzących w skład danej JG_{Oa}.

(20) Warunki finansowe realizacji zgłoszonych Umów Sprzedaży Energii, w tym ustalenie formy zabezpieczenia należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, organizacji przepływów finansowych z tytułu rozliczeń z OSP oraz wykaz kont bankowych URB, za pośrednictwem których będą realizowane rozliczenia z OSP.

(21) Zobowiązania stron Umowy przesyłania do stosowania w pełnym zakresie postanowień Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej i Warunków.

(22) Wykaz kodów $_{FD}$MB dla potrzeb bilansowania handlowego URD na Rynku Bilansującym, przyporządkowanych temu URB dla każdego obszaru sieci OSDp/OSDn.

(23) Informację, w formie oświadczenia URB, o rodzaju i wartości otrzymanego przez URB wsparcia:

(23.1) URB otrzymujący wsparcie w aukcyjnym systemie wsparcia informuje o:

(23.1.1) Uprawnieniu poszczególnych jednostek wytwórczych reprezentowanych w JG do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii.

(23.1.2) Wysokości ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39 lub 39a ustawy o odnawialnych źródłach energii.

(23.1.3) Dacie wygaśnięcia prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ppkt (23.1.1), w odniesieniu do jednostek wytwórczych reprezentowanych w JG.

(23.1.4) Wielkości udziału odnawialnej energii elektrycznej w całości energii elektrycznej wyprodukowanej w danej jednostce wytwórczej reprezentowanej w JG w ostatnim roku kalendarzowym.

(23.2) URB otrzymujący wsparcie w postaci świadectw pochodzenia, o których mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii informuje o:

(23.2.1) Uprawnieniu poszczególnych jednostek wytwórczych reprezentowanych w JG do otrzymywania świadectw pochodzenia.

(23.2.2) Dacie wygaśnięcia prawa do otrzymywania świadectw pochodzenia.

(23.2.3) Wielkości udziału odnawialnej energii elektrycznej w całości energii elektrycznej wyprodukowanej w danej jednostce wytwórczej reprezentowanej w JG w ostatnim roku kalendarzowym.

(23.3) URB otrzymujący wsparcie w postaci stałej ceny zakupu, o której mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, informuje o:

(23.3.1) Uprawnieniu poszczególnych jednostek wytwórczych reprezentowanych w JG do sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70b ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii.

(23.3.2) Cenie sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej ustalonej zgodnie z art. 70e. ustawy o odnawialnych źródłach energii w odniesieniu do jednostek wytwórczych reprezentowanych w JG.

(23.3.3) Dacie wygaśnięcia prawa do sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, w odniesieniu do jednostek wytwórczych reprezentowanych w JG.

(23.3.4) Udziale energii elektrycznej podlegającej wsparciu w postaci stałej ceny zakupu w całości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z danej jednostki wytwórczej reprezentowanej w JG w ostatnim roku kalendarzowym.

(23.4) URB korzystający z systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji informuje o:

(23.4.1) Uprawnieniu poszczególnych jednostek wytwórczych reprezentowanych w JG do uzyskania premii kogeneracyjnej, premii gwarantowanej lub premii kogeneracyjnej indywidualnej, o których mowa w ustawie o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

(23.4.2) Wysokości premii kogeneracyjnej skorygowanej lub premii gwarantowanej skorygowanej, o których mowa w art. 14 ust. 5 ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wysokości premii gwarantowanej indywidualnej, o której mowa w art. 38 tej ustawy lub wysokości premii kogeneracyjnej indywidualnej, o której mowa w art. 48 tej ustawy.

(23.4.3) Dacie wygaśnięcia prawa do uzyskania premii kogeneracyjnej, premii gwarantowanej, premii kogeneracyjnej indywidualnej lub premii gwarantowanej indywidualnej, o których mowa w ppkt (23.4.1).

(23.4.4) Udziale energii, dla której Zarządca Rozliczeń S.A. wypłacił premię kogeneracyjną, premię gwarantowaną lub premię kogeneracyjną indywidualną do całości produkcji energii elektrycznej w ostatnim roku kalendarzowym.

2.2.1.1.7. Umowa przesyłania z Uczestnikiem Rynku Bilansującego może dodatkowo zawierać wskazanie innych URB, w relacji z którymi wszystkie Zgłoszenia USE (zarówno Zgłoszenia USE dla Dnia Następnego, jak i Zgłoszenia USE dla Dnia Bieżącego) są dokonywane w trybie Zgłoszenia Jednostronnego, tj. z określoną stroną nadrzędną i podrzędną Zgłoszenia USE dla potrzeb rozstrzygania niezgodności pomiędzy ilością energii w Zgłoszeniu USE obu stron (w przypadku niezgodności w Zgłoszeniach USE pary URB dokonanych w trybie Zgłoszenia Jednostronnego, Zgłoszenie USE strony nadrzędnej jest obowiązujące). W ramach definiowania trybu Zgłoszenia Jednostronnego, w Umowie przesyłania z danym Uczestnikiem Rynku Bilansującego mogą być dla niego wskazani:

(1) Inni URB, dla których dany Uczestnik Rynku Bilansującego dokonuje Zgłoszeń USE w trybie Zgłoszenia Jednostronnego, jako strona nadrzędna Zgłoszenia USE, oraz

(2) Inni URB, którzy dokonują Zgłoszeń USE dla danego Uczestnika Rynku Bilansującego w trybie Zgłoszenia Jednostronnego, jako strony nadrzędne Zgłoszenia USE.

2.2.1.1.8. Rozpoczęcie stosowania trybu Zgłoszenia Jednostronnego pomiędzy parą URB wymaga wprowadzenia odpowiadających temu zapisów do Umowy przesyłania obu URB tworzących tę parę, w tym określenia ról pełnionych w tym trybie przez każdego z tych URB (strona nadrzędna/strona podrzędna zgłoszenia USE). Wprowadzenie do Umowy przesyłania trybu Zgłoszenia Jednostronnego dla pary URB następuje na pisemny wniosek tych URB. Zmiana dotycząca rozpoczęcia stosowania trybu Zgłoszenia Jednostronnego pomiędzy parą URB może wejść w życie od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na Rynku Bilansującym, nie wcześniej jednak niż po 5 dniach kalendarzowych od daty otrzymania przez OSP stosownych aneksów do Umów przesyłania podpisanych przez obu URB.

2.2.1.1.9. Zakończenie stosowania trybu Zgłoszenia Jednostronnego pomiędzy parą URB następuje w przypadku, gdy choć jeden z tych URB odstąpił od stosowania tego trybu. W takim przypadku zakończenie stosowania trybu Zgłoszenia Jednostronnego pomiędzy parą URB może wejść w życie od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na Rynku Bilansującym, nie wcześniej jednak niż po 5 dniach kalendarzowych od daty otrzymania przez OSP stosownego aneksu do Umowy przesyłania podpisanego przez URB, który odstąpił od stosowania tego trybu. W dacie tej, bez konieczności podpisania aneksu do Umowy przesyłania, tracą moc stosowane zapisy dotyczące stosowania trybu Zgłoszenia Jednostronnego w Umowie przesyłania z drugim URB z tej pary.

2.2.1.1.10. Umowa przesyłania z Uczestnikiem Rynku Bilansującego, który jest jednocześnie OSDp (URB_{OSD}), powinna dodatkowo zawierać:

(1) Specyfikację wszystkich URB oraz kodów $_{FD}MB$ przyporządkowanych tym URB dla obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp, poprzez które jest prowadzone bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym URD z obszaru tej sieci OSDp/OSDn.

2.2.1.1.11. Umowa przesyłania z Uczestnikiem Rynku Bilansującego, który jest jednocześnie OSDp (URB_{OSD}), może dodatkowo zawierać:

(1) Wskazanie dla danego URB pojedynczej Jednostki Grafikowej odbiorczej, należącej do innego URB, reprezentującej sprzedawcę rezerwowego dla odbiorców reprezentowanych w MB_O danego URB, przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp. W celu rozpoczęcia obowiązywania powyższego jest wymagane wprowadzenie odpowiadających temu zapisów do Umowy przesyłania pomiędzy OSP oraz URB, którego JG_O reprezentuje sprzedawcę rezerwowego.

2.2.1.1.12. Dla każdej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej, Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej i Jednostki Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej oraz każdej jednostki wytwórczej, reprezentowanej przez te Jednostki Grafikowe, URB jest zobowiązany przekazać do OSP w formie pisemnej, w terminie do 31 sierpnia danego roku informację o prognozowanych na następny rok kalendarzowy wartościach cen:

(i) CWD i CWO wyznaczonych w sposób określony w pkt 4.3.1.3.4.1.

(ii) CU, wyłącznie dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1, wyznaczonych w sposób określony w pkt 4.3.1.7.1.5.

Informacja ta powinna być podpisana przez osoby upoważnione do reprezentowania URB i jest doręczana w sposób określony w Umowie przesyłania.

2.2.1.1.13. Dla kolejnych okresów roku kalendarzowego URB jest zobowiązany dokonywać aktualizacji określonych w Umowie przesyłania wartości składników stosowanych w kalkulacji cen CWD i CWO oraz wartości cen CU. Aktualizacja wartości tych składników oraz wartości cen CU odbywa się według następującej procedury:

(1) URB przekazuje do OSP zgłoszenie aktualizacji składników cen CWD i CWO oraz cen CU (dalej nazywane „Zgłoszenie aktualizacji cen”), podpisane przez osoby upoważnione do działania w imieniu tego URB, wskazując:

(1.1) W zakresie cen CU, elementy wymienione w ppkt (2).

(1.2) W zakresie cen CWD i CWO, elementy wymienione w ppkt (3).

Zgłoszenie aktualizacji cen powinno być doręczone do OSP w sposób określony w Umowie przesyłania nie później niż na 15 dni przed wskazanym w nim terminem rozpoczęcia obowiązywania nowych wartości cen w związku z aktualizacją składników stosowanych w ich kalkulacji.

(2) W ramach Zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie cen CU, URB wskazuje:

(2.1) Nową wartość ceny CU wraz z wartościami poszczególnych kosztów, które są uwzględniane w kalkulacji cen CU zgodnie z pkt 4.3.1.7.1.5.

(2.2) Uzasadnienie zmiany wartości każdego ze składników stosowanego w kalkulacji ceny CU wraz ze wskazaniem przyczyn zmiany.

(2.3) Termin, od którego obowiązują nowe wartości cen CU, który przypada nie później niż z początkiem 15 dnia kolejnego miesiąca kalendarzowego po zakończeniu okresu na Zgłoszenie aktualizacji cen, o którym mowa w ppkt (11).

(3) W ramach Zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO, URB wskazuje:

(3.1) Nowe wartości składników kosztów składających się na te ceny, o których mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.4. i 4.3.1.3.4.2., zgodnie z ppkt (4)-(7) poniżej.

(3.2) Uzasadnienie zmiany wartości każdego ze składników stosowanego w kalkulacji cen CWD i CWO wraz ze wskazaniem przyczyn zmiany.

(3.3) Termin, od którego obowiązują nowe wartości składników cen CWD i CWO, który przypada nie później niż z początkiem 15 dnia kolejnego miesiąca kalendarzowego po zakończeniu okresu na Zgłoszenie aktualizacji cen, o którym mowa w ppkt (11).

(3.4) W przypadku kosztów określonych w pkt 4.3.1.3.4.1.7.(3), miesiąc kalendarzowy wykonania tych kosztów na potrzeby realizacji korekty CWD i CWO obowiązujących w tym miesiącu.

(4) W ramach Zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO dla jednostki wytwórczej cieplnej wykorzystującej jako paliwo podstawowe gaz ziemny, URB dokonuje aktualizacji:

(4.1) Uśrednionego kosztu zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego.

(4.2) Współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasm mocy.

(4.3) Jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2.

(4.4) Informacji o rodzaju i wartości otrzymywanego wsparcia, a także informacji o udziale odnawialnej energii elektrycznej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej lub udziale energii elektrycznej kogeneracyjnej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej.

(4.5) Pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania.

(5) W ramach Zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO dla jednostki wytwórczej elektrowni szczytowo-pompowej lub magazynu energii elektrycznej, URB dokonuje aktualizacji:

(5.1) Współczynnika sprawności magazynu energii.

(5.2) Wysokości opłaty przesyłowej albo dystrybucyjnej za pobór energii elektrycznej z sieci.

(5.3) Pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania.

(6) W ramach Zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO dla jednostek wytwórczych farm wiatrowych i fotowoltaicznych, URB dokonuje aktualizacji:

(6.1) Informacji o rodzaju i wartości otrzymywanego wsparcia, a także informacji o udziale odnawialnej energii elektrycznej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej.

(6.2) Pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania.

(7) W ramach Zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO dla jednostek wytwórczych innych niż wymienione w ppkt (4)-(6) powyżej, URB dokonuje aktualizacji:

(7.1) Kosztu paliwa podstawowego.

(7.2) Współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasm mocy.

(7.3) Jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2.

(7.4) Informacji o rodzaju i wartości otrzymywanego wsparcia, a także informacji o udziale odnawialnej energii elektrycznej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej lub udziale energii elektrycznej kogeneracyjnej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej.

(7.5) Pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania.

(8) Jeżeli URB wraz z aktualizacją poszczególnych składników cen dokonuje aktualizacji współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto, których aktualizacja wynika ze zmienionych parametrów technicznych jednostki wytwórczej, w tym sprawności, do Zgłoszenia aktualizacji cen dołącza zaktualizowaną charakterystykę sprawności wytwarzania energii elektrycznej brutto jednostki wytwórczej w funkcji zużycia energii chemicznej w paliwie do generowanej mocy elektrycznej brutto potwierdzającą wnioskowaną zmianę wartości współczynników, potwierdzoną niezależną ekspertyzą, z zastrzeżeniem, że niezależnej ekspertyzy nie wymaga się w przypadku zmiany wartości współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dokonanej Zgłoszeniem aktualizacji cen w terminie do 31 grudnia 2021 r.

(9) W terminie do 3. dni roboczych od doręczenia OSP Zgłoszenia aktualizacji cen, OSP przesyła jego kopię do Prezesa URE.

(10) OSP rozpatruje Zgłoszenie aktualizacji cen w terminie do 10. dnia kalendarzowego od dnia doręczenia. W przypadku akceptacji zgłoszenia, OSP przesyła informację o akceptacji zgłoszenia do URB nie później niż 2 dni robocze przed wskazanym w Zgłoszeniu aktualizacji cen terminem rozpoczęcia

obowiązywania nowych wartości cen. Powyższe skutkuje zmianą określonych w Umowie przesyłania wartości składników cen CWD i CWO oraz wartości cen CU bez potrzeby zawierania Aneksu.

W uzasadnionych przypadkach, w szczególności gdy Zgłoszenie aktualizacji cen jest formalnie niepoprawne, nie zawiera wymaganego uzasadnienia zmiany wartości cen lub zawiera wartości cen rażąco odbiegające od cen wynikających z aktualnej sytuacji na rynku energii i paliw (zwłaszcza w przypadku, gdy aktualizacja dotyczy jednostek wytwórczych pozyskujących paliwo poza obrotem giełdowym), OSP ma prawo odrzucić Zgłoszenie aktualizacji cen. Informacja o odrzuceniu Zgłoszenia aktualizacji cen, wraz z podaniem przyczyn, jest przesyłana do URB oraz do Prezesa URE.

OSP informuje URB o akceptacji lub odrzuceniu Zgłoszenia aktualizacji cen.

(11) URB w ramach Zgłoszenia aktualizacji cen:

(11.1) W ciągu 20 dni od zakończenia każdego miesiąca kalendarzowego przekazuje koszty określone w pkt 4.3.1.3.4.1.7.(3) na podstawie wykonania tych kosztów w poprzednim miesiącu kalendarzowym.

Koszty te będą również podstawą do dokonania korekty CWD i CWO obowiązujących w miesiącu kalendarzowym, którego dotyczy wykonanie tych kosztów.

(11.2) W ciągu 50 dni od zakończenia każdego kwartału kalendarzowego przekazuje:

(11.2.1) Koszty określone w pkt 4.3.1.3.4.1.7.(2).

(11.2.2) Koszty określone w 4.3.1.3.4.1.9.

(11.2.3) Koszty określone w 4.3.1.7.1.5.

(11.2.4) Współczynnik sprawności magazynu energii, o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.2.6.

na podstawie wykonania za poprzedni kwartał kalendarzowy, w szczególności na podstawie wykonania kosztów kwalifikowanych w zakresie ppkt (11.2.1)-(11.2.3).

(11.3) Do końca pierwszego kwartału po zakończeniu każdego roku kalendarzowego przekazuje:

(11.3.1) Współczynniki przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto, o których mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.8.

(11.3.2) Informację o rodzaju i wartości otrzymywanego wsparcia, o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.11., a także informację o udziale odnawialnej energii elektrycznej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej lub udziale energii elektrycznej kogeneracyjnej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej.

na podstawie wykonania za poprzedni rok.

(11.4) W przypadku, gdy w okresie, którego dotyczy Zgłoszenie aktualizacji cen, dany koszt kwalifikowany uwzględniany w kalkulacji składników cen CWD, CWO lub cen CU nie był wykazany w ewidencji księgowej, to przyjmuje się wartość tego kosztu z ostatniego okresu, w którym był on wykazany w ewidencji księgowej, chyba że dany koszt nie jest i nie będzie już ponoszony.

(11.5) Natychmiastowo, w przypadku:

(11.5.1) Uzyskania informacji o emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2 za poprzedni rok kalendarzowy, o której mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.4.(3.2), na podstawie raportu audytora uprawnionego do weryfikacji rocznych raportów z emisji CO_2 – jest zobowiązany do przesłania OSP nowej wartości jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2.

(11.5.2) Wydania decyzji lub postanowienia Prezesa URE w trybie art. 88 ustawy o odnawialnych źródłach energii – jest zobowiązany do przesłania OSP dokumentacji, która pozwoli ustalić sposób korekty rozliczeń tak, aby odzwierciedlić skutki decyzji Prezesa URE.

(11.5.3) Odmowy wydania świadectw pochodzenia na podstawie art. 51 ustawy o odnawialnych źródłach energii – jest zobowiązany do przesłania OSP dokumentacji, która pozwoli ustalić sposób korekty rozliczeń tak, aby odzwierciedlić skutki decyzji Prezesa URE.

(11.5.4) Wydania decyzji w trybie art. 78 ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w której Prezes URE ustalił rzeczywistą ilość energii elektrycznej kogeneracyjnej w danym roku kalendarzowym na niższym poziomie niż wynikający z wniosków dot. jednostek wytwórczych zaakceptowanych przez Zarządcę Rozliczeń S.A. – jest zobowiązany do przesłania do OSP decyzji. OSP ustala sposób korekty rozliczeń tak, aby odzwierciedlić skutki decyzji Prezesa URE.

(11.5.5) Wydania decyzji lub postanowienia w trybie art. 80 ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – jest zobowiązany do przesłania OSP decyzji. OSP ustala sposób korekty rozliczeń tak, aby odzwierciedlić skutki decyzji Prezesa URE.

(11.5.6) Zmiany wysokości taryfy przesyłowej lub dystrybucyjnej, o której mowa w pkt 4.3.1.3.4.2.2. i 4.3.1.3.4.2.3. – jest zobowiązany do przesłania OSP nowej wysokości opłaty przesyłowej lub dystrybucyjnej za pobór energii elektrycznej z sieci.

(11.5.7) Zmiany parametrów technicznych jednostki wytwórczej – jest zobowiązany do przesłania OSP nowych wartości

współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto, o których mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.8.

(11.5.8) Zmiany parametrów technicznych elektrowni szczytowo-pompowej, magazynu energii elektrycznej – jest zobowiązany do przesłania OSP zaktualizowanej wartości współczynnika sprawności magazynu energii elektrycznej.

(12) Zgłoszenie aktualizacji cen przez URB jest dokonywane z zachowaniem terminów i zasad zawartych w ppkt (1)-(11). Zasady te nie dotyczą aktualizacji cen spowodowanej zmianą powszechnie obowiązujących przepisów prawa. W przypadku takiej zmiany, URB jest zobowiązany doręczyć do OSP Zgłoszenie aktualizacji cen w terminie umożliwiającym stosowanie nowych cen od dnia wejścia w życie zmienionych przepisów prawa.

Aktualizacja cen CWD, CWO i cen CU może zostać dokonana również w ramach Aneksu do Umowy przesyłania, przy czym w zakresie zmiany wartości cen CWD, CWO i CU stosuje się określone w tym podpunkcie zasady dotyczące obowiązku doręczenia do OSP Zgłoszenia aktualizacji cen oraz odstępów czasowych kolejnych aktualizacji cen, z zastrzeżeniem postanowień ppkt (13).

(13) W przypadku zmiany parametrów technicznych skutkujących zmianą minimum technicznego lub mocy osiągalnej jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej, URB zobowiązany jest dokonać, w formie Aneksu do Umowy przesłania, aktualizacji oferty zastępczej oraz, z wyjątkiem magazynu energii elektrycznej, pasm mocy, dla których są określane współczynniki przemiany energii chemicznej paliwa. Aktualizacja obowiązuje od dnia wejścia w życie postanowień Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym zmienionych parametrów technicznych jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej.

2.2.1.1.14. Za okres od 1 października 2022 r. do dnia wejścia w życie zmiany Warunków, przyjętej w wykonaniu § 2 ust. 1 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniającego Rozporządzenie systemowe (Dz.U. z 2022r., poz. 2007), zwanego dalej „Rozporządzeniem zmieniającym z 27.09.2022", tj. Zmiany nr 8/2022 Warunków, URB przekazuje OSP informacje o wykonanych kosztach określonych w pkt 4.3.1.3.4.1.7.(3) dla poszczególnych miesięcy kalendarzowych tego okresu, w terminach i na zasadach określonych w § 2 ust. 4 – 6 Rozporządzenia zmieniającego z 27.09.2022.

OSP koryguje rozliczenia dokonane na podstawie CWD i CWO za powołany okres w terminie określonym w § 2 ust. 7 Rozporządzenia zmieniającego z 27.09.2022, przy czym w uzasadnionych przypadkach OSP może zwrócić się do URB o wyjaśnienie przekazanej informacji o wykonanych kosztach określonych w pkt 4.3.1.3.4.1.7.(3) i korespondecja w tym zakresie jest przesyłana do wiadomości Prezesa URE. W przypadku gdy OSP zwrócił się do URB o powyższe wyjaśnienie, to za dzień otrzymania informacji o wykonanych kosztach stanowiącej podstawę korekty rozliczeń przyjmuje się dzień otrzymania wyjaśnienia od URB.

2.2.1.1.15. URB jest odpowiedzialny za rzetelne, prawidłowe i terminowe wyznaczenie wartości składników cen CWD i CWO oraz wartości cen CU. Ceny CWD i CWO są wyznaczane przez OSP w sposób określony w pkt 4.3.1.3.4.1., z zastrzeżeniem pkt 2.2.1.1.12.

2.2.1.1.16. URB jest zobowiązany przekazać do OSP na piśmie informację o każdorazowej zmianie, wygaśnięciu lub cofnięciu a także uzyskaniu przez URB koncesji na wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną, w tym o dacie kiedy to nastąpiło. Informacja ta powinna być doręczona do OSP:

(1) w formie pisemnej, podpisana przez osoby upoważnione do reprezentowania URB, pod adres:

PSE S.A.

Departament Przesyłu

ul. Warszawska 165

05-520 Konstancin-Jeziorna

lub

(2) w formie elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanymi podpisami elektronicznymi osób upoważnionych do reprezentowania URB, pocztą elektroniczną na adres mailowy: *bilansowanie@pse.pl*. Informację elektroniczną uznaje się za doręczoną do OSP w chwili przyjęcia jej przez serwer pocztowy OSP, zgodnie z rejestrem zdarzeń na serwerze pocztowym URB.

Informacja powinna być dostarczona niezwłocznie, nie później niż 5 dnia po dacie, w której nastąpiła zmiana, wygaśnięcie, cofnięcie lub uzyskanie wyżej powołanej koncesji.

W przypadku zmiany powołanych wyżej danych teleadresowych, do czasu ich aktualizacji poprzez zmianę postanowień Warunków, OSP prześle do URB na piśmie zaktualizowane dane, na które należy przesyłać powołane powyżej informacje.

2.2.1.1.17. Operatorzy Rynku, dysponujący Jednostkami Grafikowymi URB i działający w zakresie udzielonego im zlecenia, zawierają z OSP Umowę przesyłania określającą zakres działań operacyjnych wynikających z uczestnictwa Jednostek Grafikowych w Rynku Bilansującym.

2.2.1.1.18. Umowa przesyłania z Operatorem Rynku powinna określać w szczególności:

(1) Nazwę i dane adresowe.

(2) Kod identyfikacyjny OR.

(3) Dane o posiadanych przez OR koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli posiadanie ich jest wymagane prawem.

(4) Datę rozpoczęcia działalności na Rynku Bilansującym.

(5) Osoby upoważnione ze strony OR do kontaktu z OSP, w tym dokonywania zgłoszeń danych handlowych i technicznych na Rynku Bilansującym oraz

danych wymiany międzysystemowej, oraz ich dane adresowe i numery ich licencji.

(6) Wykaz Jednostek Grafikowych dysponowanych przez OR, w tym ich kody identyfikacyjne.

(7) Zakres, format, tryb, miejsca oraz terminy wymiany informacji z OSP.

(8) Zobowiązania stron Umowy przesyłania do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESP i Warunków.

2.2.1.2. Wymagania dotyczące zabezpieczenia należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym

2.2.1.2.1. Zasady ustanawiania i przedkładania zabezpieczeń

2.2.1.2.1.1. Uczestnik Rynku Bilansującego, posiadający aktualną ocenę ratingową na poziomie BBB lub wyższym jest zwolniony z obowiązku przedkładania Zabezpieczenia Z_{RB} należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym.

2.2.1.2.1.2. Aktualną oceną ratingową jest najniższa z ostatnio opublikowanych, długoterminowych ocen ratingowych (credit rating), nadanych przez honorowane przez OSP agencje ratingowe. Warunkiem niezbędnym dla uznania aktualnej oceny ratingowej jest wydanie lub podtrzymanie oceny przez agencję ratingową nie dawniej niż w ciągu ostatnich 18 miesięcy kalendarzowych.

Lista honorowanych przez OSP agencji ratingowych wraz z warunkami akceptacji przyznawanych przez te agencje ocen, jest publikowana na stronie internetowej OSP.

2.2.1.2.1.3. Obowiązkiem URB jest informowanie OSP o każdej zmianie oceny ratingowej oraz dostarczanie, bez wezwania OSP, posiadanych dokumentów potwierdzających nadanie lub podtrzymanie aktualnej oceny ratingowej.

Nie dopełnienie powyższego obowiązku stanowi istotne naruszenie warunków Umowy przesyłania przez URB.

2.2.1.2.1.4. Jeżeli URB, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.1.1., w okresie realizacji Umowy przesyłania, nie dłuższym niż 12 poprzednich miesięcy kalendarzowych, nieterminowo regulował zobowiązania względem OSP w rozumieniu zapisów pkt 2.2.1.2.2.5., to jest on zobowiązany do przedłożenia bez wezwania OSP Zabezpieczenia Z_{RB} należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym na warunkach określonych w pkt 2.2.1.2.1.

2.2.1.2.1.5. W celu zapewnienia płynności rozliczeń na Rynku Bilansującym, Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{OSD}) jest obowiązany do przedłożenia Zabezpieczenia Z_{RB} należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym. Zabezpieczenie Z_{RB} może być przedłożone, z zastrzeżeniem pkt 2.2.1.2.1.7., w formie weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową bez określenia kwoty, do której weksel może zostać wypełniony.

2.2.1.2.1.6. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{OSD}) może przedłożyć Zabezpieczenie Z_{RB}, z zastrzeżeniem pkt 2.2.1.2.1.7., także

w formie weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową z określoną kwotą, do której weksel może zostać wypełniony oraz w innych formach, o których mowa w pkt 2.2.1.2.1.11. i w pkt 2.2.1.2.1.12. W takim wypadku URB_{OSD} przedkłada zabezpieczenie zgodnie z pkt 2.2.1.2.1.9.

2.2.1.2.1.7. W przypadku, gdy Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{OSD}) nie jest właścicielem majątku sieciowego, w odniesieniu do obszaru swojej sieci dystrybucyjnej, służącego do realizacji przez niego funkcji OSD lub jest właścicielem tylko części tego majątku, przedkładany przez niego weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.1.5. i w pkt 2.2.1.2.1.6. musi być poręczony przez właściciela wyżej wymienionego majątku.

2.2.1.2.1.8. Zabezpieczenie Z_{RB}, w formie weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.1.5. i w pkt 2.2.1.2.1.6., jest przedkładane na okres co najmniej 1 roku.

Wzór weksla własnego in blanco i deklaracji wekslowej jest opracowywany przez OSP i publikowany na stronie internetowej OSP.

Wymagane miejsce dostarczenia zabezpieczenia oraz procedury ustanawiania, uzupełniania, odnawiania oraz wykorzystywania i zwalniania w całości bądź w części zabezpieczenia reguluje Umowa przesyłania.

2.2.1.2.1.9. W celu zapewnienia płynności rozliczeń na Rynku Bilansującym, pozostali Uczestnicy Rynku Bilansującego nie wymienieni w pkt 2.2.1.2.1.1. i 2.2.1.2.1.5., z wyłączeniem OSP działającego jako Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}) i Uczestnika Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB_{GE}), zobowiązani są do przedkładania Zabezpieczenia Z_{RB} należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym na zasadach określonych w pkt 2.2.1.2.1.

Każdy Uczestnik Rynku Bilansującego odpowiada za samodzielne wyliczenie i przedłożenie Zabezpieczenia Z_{RB} w wysokości gwarantującej zabezpieczenie rozliczeń na Rynku Bilansującym, lecz nie mniejszej niż 500 000,00 zł ($Z^{DOSTmin}$).

2.2.1.2.1.10. Jeżeli URB nie przedłoży, nie odnowi lub nie uzupełni Zabezpieczenia Z_{RB} wymaganego do zabezpieczenia doby *n,* OSP ma prawo podjąć działania określone w pkt 2.2.1.2.2.

2.2.1.2.1.11. Zabezpieczenie Z_{RB}, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.1.9. może być ustanowione w formie:

(1) Pieniężnej, przelewem na rachunek bankowy OSP; odsetki od środków pieniężnych powiększają kwotę przedłożonego zabezpieczenia.

(2) Nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji bankowej, wystawionej przez bank o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym.

(3) Nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji ubezpieczeniowej, wystawionej przez zakład ubezpieczeń o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym.

(4) Weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową, wystawionego przez URB i poręczonego przez podmiot o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym.

Wymogi OSP odnośnie ocen ratingowych wystawców gwarancji bankowych i ubezpieczeniowych oraz poręczycieli weksli są identyczne jak w pkt 2.2.1.2.1.2. i 2.2.1.2.1.3.

2.2.1.2.1.12. Za zgodą OSP Zabezpieczenie Z_{RB} należytego wykonania Umowy przesyłania może być ustanowione w innej formie niż wymienione w pkt 2.2.1.2.1.11.

W takim wypadku OSP ma prawo uzależnić akceptację takiego zabezpieczenia od własnej oceny ryzyka, określić warunki, na jakich dane zabezpieczenie będzie akceptowane lub określić limit, do wysokości którego dane zabezpieczenie będzie akceptowane.

URB jest zobowiązany do dostarczenia wszelkich informacji i danych, mających wpływ na prawidłową ocenę ryzyka przez OSP.

2.2.1.2.1.13. Wzory dokumentów zabezpieczeń o których mowa w pkt 2.2.1.2.1.11., tj.:

(1) Gwarancji bankowej,

(2) Gwarancji ubezpieczeniowej,

(3) Weksla własnego in blanco i deklaracji wekslowej,

są opracowywane przez OSP i publikowane na stronie internetowej OSP.

OSP opracowuje także wzory innych uzgodnionych i zaakceptowanych przez OSP form zabezpieczenia, o których mowa w pkt 2.2.1.2.1.12.

Wymagane miejsce dostarczenia zabezpieczenia oraz numer rachunku bankowego OSP, na który URB może wpłacać Zabezpieczenie Z_{RB} w formie pieniężnej określa Umowa przesyłania.

2.2.1.2.1.14. Celem przedłożenia Zabezpieczenia Z_{RB} dla doby *n* Uczestnik Rynku Bilansującego, odpowiednio do formy zabezpieczenia, powinien:

(1) Dokonać wpłaty na rachunek bankowy OSP.

(2) Dostarczyć gwarancję bankową obejmującą co najmniej okres od pierwszego do dziesiątego dnia po terminie płatności dla dekady obejmującej dobę *n*.

(3) Dostarczyć gwarancję ubezpieczeniową obejmującą co najmniej okres od pierwszego do dziesiątego dnia po terminie płatności dla dekady obejmującej dobę *n*.

(4) Dostarczyć weksel własny in blanco, poręczony, wraz z deklaracją wekslową zawierającą prawo wypełnienia weksla do sześćdziesiątego dnia po terminie płatności dla dekady obejmującej dobę *n*.

(5) Dostarczyć zabezpieczenie w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie, obejmujące co najmniej okres wymagany przez OSP dla tej formy dla zabezpieczenia doby *n*.

2.2.1.2.2. Weryfikacja dostępności wymaganego zabezpieczenia

2.2.1.2.2.1. Wysokość przedłożonego przez URB Zabezpieczenia Z_{RB} dla doby *n* jest kontrolowana przez OSP w dobie *n*-2 na podstawie:

(1) Środków pieniężnych, o które uznany został rachunek bankowy OSP do godziny 16.30 doby *n*-2, tytułem Zabezpieczenia (Z^{P}) dla zabezpieczenia doby *n*.

(2) Gwarancji bankowych, dostarczonych przez tego URB do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłania do godziny 16.30 doby *n*-2 tytułem Zabezpieczenia (Z^{GB}), spełniających warunek określony w pkt 2.2.1.2.1.14. dla zabezpieczenia doby *n*.

(3) Gwarancji ubezpieczeniowych, dostarczonych przez tego URB do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłania do godziny 16.30 doby *n*-2 tytułem Zabezpieczenia (Z^{GU}), spełniających warunek określony w pkt 2.2.1.2.1.14. dla zabezpieczenia doby *n*.

(4) Weksli własnych in blanco poręczonych wraz z deklaracją wekslową, dostarczonych przez tego URB do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłania do godziny 16.30 doby *n*-2 tytułem Zabezpieczenia (Z^{WP}), spełniających warunek określony w pkt 2.2.1.2.1.14. dla zabezpieczenia doby *n*.

(5) Zabezpieczeń w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie, dostarczonych przez tego URB do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłania do godziny 16.30 doby *n*-2 tytułem Zabezpieczenia (Z^{IN}), spełniających warunek określony w pkt 2.2.1.2.1.14. dla zabezpieczenia doby *n*.

2.2.1.2.2.2. Wysokość dostępnego dla danego URB Zabezpieczenia (Z^{DOST}) dla doby *n* jest kontrolowana przez OSP w dobie *n*-2 według następującej zależności:

$$Z^{DOST} = \frac{[Z^{P} + Z^{GB} + Z^{GU} + Z^{WP} + Z^{IN} - Z^{ZWOL}]}{1-k} - [(N_{OSP} + PN_{OSP} - OP_{OSP}) - Z_{OSP}] \quad (2.1)$$

gdzie:

Z^{P} – Wysokość przedłożonego przez URB w formie pieniężnej na rachunku bankowym OSP Zabezpieczenia (Z_{RB}) dla doby *n*, ustalona w dobie *n*-2.

Z^{GB} – Wysokość przedłożonego przez URB w formie gwarancji bankowych Zabezpieczenia (Z_{RB}) dla doby *n*, ustalona w dobie *n*-2.

Z^{GU} – Wysokość przedłożonego przez URB w formie gwarancji ubezpieczeniowych Zabezpieczenia (Z_{RB}) dla doby *n*, ustalona w dobie *n*-2.

Z^{WP} – Wysokość przedłożonego przez URB w formie weksli własnych in blanco poręczonych wraz z deklaracją wekslową Zabezpieczenia (Z_{RB}) dla doby *n*, ustalona w dobie *n*-2.

Z^{IN} – Wysokość przedłożonego przez URB w innej formie uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP Zabezpieczenia (Z_{RB}) dla doby *n*, ustalona w dobie *n*-2.

Z^{ZWOL} – Wysokość zabezpieczenia przeznaczona przez OSP do zwrotu (zwolnienia) w formie pieniężnej (Z^{P}) lub zwolnienia w formie gwarancji bankowej (Z^{GB}), gwarancji ubezpieczeniowej (Z^{GU}), weksla własnego in blanco poręczonego wraz z deklaracją wekslową (Z^{WP}), innej formie uzgodnionej i zaakceptowanej

przez OSP (Z^{IN}), o których zwrot (zwolnienie) wystąpił dany URB do godziny 12.00 doby *n*-2.

N_{OSP} – Wysokość należności OSP od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, dla których nie upłynął termin płatności, ustalona w kwocie brutto w dobie *n*-2. Należności są wyznaczane na podstawie rozliczeń dekadowych i dobowych. (dla dekady niezakończonej). W przypadku doby *n*-2 oraz doby *n*-1 uwzględnia się prognozowane należności, wyznaczane na podstawie Ceny odniesienia (C_O) i wyników weryfikacji zgłoszeń GWM oraz USE w ramach realizacji Wymiany Międzysystemowej.

PN_{OSP} – Wysokość należności OSP od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, dla których upłynął termin płatności, ustalona w kwocie brutto w dobie *n*-2. Należności są wyznaczane na podstawie rozliczeń dekadowych.

OP_{OSP} – Wysokość otrzymanych przez OSP w dobie *n*-2 płatności, o które do godziny 16.30 doby *n*-2 uznany został rachunek OSP, tytułem zapłaty należności OSP od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, ustalona w dobie *n*-2.

Z_{OSP} – Wysokość zobowiązań OSP względem danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, dla których nie upłynął termin płatności w dobie *n*-3, ustalona w kwocie brutto w dobie *n*-2. Zobowiązania są wyznaczane na podstawie rozliczeń dekadowych i dobowych (dla dekady niezakończonej). W przypadku dekad zakończonych uwzględnia się wyłącznie zobowiązania powstałe w danych dekadach w kwocie nie wyższej niż wysokość należności powstałych w tych dekadach.

k – Procentowe obniżenie wymaganego Zabezpieczenia Z_{RB} ustalone dla danego URB zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.2.1.2.2.4., obowiązujące w dobie *n*.

2.2.1.2.2.3. Jeśli doba *n*-2 nie jest dniem roboczym przyjmuje się, że:

(1) Wysokość należności OSP od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, dla których upłynęły terminy płatności (PN_{OSP}), ustalona w dobie *n*-2 jest równa wysokości ustalonej ostatniego dnia roboczego przed dobą *n*-2.

(2) Wysokość otrzymanych w dobie *n*-2 przez OSP płatności od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym (OP_{OSP}), ustalona w dobie *n*-2 jest równa zero.

(3) Wysokość przedłożonych przez URB zabezpieczeń w formie gwarancji bankowych, gwarancji ubezpieczeniowych, weksli własnych in blanco poręczonych wraz z deklaracją wekslową oraz innej formie uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP (odpowiednio Z^{GB}, Z^{GU}, Z^{WP}, Z^{IN}), dostarczonych do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłania, ustalone w dobie *n*-2 są równe wysokościom ustalonym ostatniego dnia roboczego przed dobą *n*-2.

(4) Wysokość możliwej do zwrotu wysokości zabezpieczenia w formie pieniężnej (Z^{P}) lub zwolnienia w formie gwarancji bankowej (Z^{GB}), gwarancji ubezpieczeniowej (Z^{GU}), weksla własnego in blanco poręczonego wraz z deklaracją wekslową (Z^{WP}), innej formie uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP (Z^{IN}), o których zwrot (zwolnienie) wystąpił dany URB do godziny 12.00 doby *n*-2, ustalone w dobie *n*-2 są równe zero.

2.2.1.2.2.4. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje obniżenia wymaganego Zabezpieczenia Z_{RB} dla danego URB, w przypadku, gdy URB w poprzednich miesiącach kalendarzowych, nazywanych dalej badanym okresem, terminowo regulował płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłania i jednocześnie utrzymywał zabezpieczenie należytego wykonania Umowy przesyłania w wymaganej wysokości. Skalę obniżenia wymaganego Zabezpieczenia Z_{RB} określa współczynnik *k*, gdzie:

(1) $k = 0{,}1$ – jeżeli w 3 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłania były regulowane przez URB terminowo oraz wyznaczona w każdej dobie tego okresu wysokość Z^{DOST} dla tego URB nie była niższa niż $Z^{DOSTmin}$.

(2) $k = 0{,}15$ – jeżeli w 6 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłania były regulowane przez URB terminowo oraz wyznaczona w każdej dobie tego okresu wysokość Z^{DOST} dla tego URB nie była niższa niż $Z^{DOSTmin}$.

(3) $k = 0{,}5$ – jeżeli w 12 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłania były regulowane przez URB terminowo oraz wyznaczona w każdej dobie tego okresu wysokość Z^{DOST} dla tego URB nie była niższa niż $Z^{DOSTmin}$.

Obniżenie wymaganego zabezpieczenia następuje na wniosek URB.

Warunkiem przyznania obniżenia wymaganego Zabezpieczenia Z_{RB} jest spełnienie odpowiedniego kryterium, o którym mowa w pkt (1) – (3) powyżej oraz:

(4) Brak zaległości w zapłacie składek na ubezpieczenia społeczne stwierdzone na podstawie zaświadczenia o nie zaleganiu ze składkami na ubezpieczenia społeczne wystawionego przez instytucję właściwą dla kraju siedziby URB, z datą wystawienia nie starszą niż 3 miesiące.

(5) Brak zaległości w zapłacie podatków stwierdzone na podstawie zaświadczenia o nie zaleganiu z podatkami wystawionego przez instytucję właściwą dla kraju siedziby URB, z datą wystawienia nie starszą niż 3 miesiące.

(6) Dodatni wynik finansowy, w okresie ostatnich czterech zakończonych kwartałów kalendarzowych, stwierdzony na podstawie:

(6.1) Kwartalnych sprawozdań statystyczno - finansowych (F-01) za zakończone kwartały bieżącego roku obrotowego, do sporządzania których URB jest zobowiązany zgodnie z przepisami prawa właściwego dla kraju swojej siedziby, a w przypadku URB nie sporządzających takich sprawozdań – innych dokumentów potwierdzających osiągnięty wynik finansowy w ujęciu kwartalnym,

oraz

(6.2) Zatwierdzonego i zbadanego przez biegłego rewidenta (jeśli takie badanie jest wymagane zgodnie z przepisami prawa) sprawozdania finansowego za ostatni rok obrotowy, a w przypadku URB nie sporządzających takich sprawozdań – na podstawie dokumentów potwierdzających osiągnięty wynik finansowy za ostatni rok obrotowy,

lub

(6.3) Kwartalnych sprawozdań statystyczno - finansowych (F-01) za ostatni rok obrotowy, do sporządzania których URB jest zobowiązany zgodnie z przepisami prawa właściwego dla kraju swojej siedziby, a w przypadku URB nie sporządzających takich sprawozdań – innych dokumentów potwierdzających osiągnięty wynik finansowy w ujęciu kwartalnym.

Weryfikacja spełnienia przez URB kryteriów, o których mowa w pkt (1) – (3) powyżej następuje na bieżąco, w oparciu o daty i kwoty uznania rachunku bankowego OSP oraz wysokość dostępnego dla tego URB Zabezpieczenia (Z^{DOST}).

Weryfikacja spełnienia przez URB kryteriów, o których mowa w pkt (4) – (6) powyżej następuje raz do roku, na podstawie zaktualizowanych dokumentów, przedkładanych przez URB w terminie 30 dni od daty pisemnego wezwania przez OSP, pod rygorem utraty obniżenia wymaganego Zabezpieczenia Z_{RB}.

W przypadku nie spełnienia przez URB kryteriów, o których mowa w pkt (1) – (6), OSP pisemnie informuje URB o utracie obniżenia wymaganego Zabezpieczenia Z_{RB}.

2.2.1.2.2.5. Kryterium terminowego regulowania płatności jest spełnione, gdy w całym badanym okresie, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.2.4., były spełnione jednocześnie następujące warunki:

(1) Łączna kwota opóźnionych płatności URB względem OSP z tytułu wszystkich rozliczeń wynikających z Umowy przesyłania w badanym okresie nie przewyższała 3% wszystkich rozliczeń z URB wynikających z realizacji Umowy przesyłania w badanym okresie, oraz

(2) Łączna liczba dni opóźnienia w płatnościach URB względem OSP z tytułu wszystkich rozliczeń wynikających z Umowy przesyłania w badanym okresie nie przewyższała 3 dni kalendarzowych.

2.2.1.2.2.6. Jeżeli w dobie *n*-2, do której stosowano obniżenie wymaganego Zabezpieczenia Z_{RB} zgodnie z pkt 2.2.1.2.2.4., w powiązaniu z pkt 2.2.1.2.2.5., nie zostały w terminie uregulowane jakiekolwiek płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłania, co spowodowało niespełnienie kryterium terminowego regulowania płatności, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.2.5. lub wysokość dostępnego Zabezpieczenia (Z^{DOST}) była niższa niż wymagana ($Z^{DOSTmin}$), obniżenie zabezpieczenia przestaje obowiązywać. W takim wypadku wysokość dostępnego dla danego URB Zabezpieczenia (Z^{DOST}) dla doby *n* kontroluje się w dobie *n*-2 przyjmując $k = 0$.

2.2.1.2.2.7. Operator Systemu Przesyłowego na bieżąco monitoruje wysokość dostępnego dla każdego URB Zabezpieczenia (Z^{DOST}) należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym. W przypadku, gdy wyznaczona dla danego URB w dobie *n*-2 wysokość Z^{DOST}

dla doby *n* ma wartość mniejszą od $Z^{DOSTmin}$, to OSP ma prawo do wstrzymania świadczenia usług przesyłania określonych w Umowie przesyłania dla tego URB ze skutkiem od doby *n*, z jednoczesnym ograniczeniem świadczenia usług przesyłania określonych w Umowie przesyłania dla tego URB w zakresie przyjmowania do realizacji Zgłoszeń USE dla kierunku sprzedaży energii elektrycznej i Zgłoszeń GWM dla kierunku eksportu energii elektrycznej, jeżeli URB jest jednocześnie UWM, ze skutkiem od terminu określonego w informacji, o której mowa w pkt 2.1.5.2.1.

W przypadku skorzystania z tego prawa Zgłoszenia USE oraz Zgłoszenia GWM, jeżeli URB jest jednocześnie UWM, dotyczące doby handlowej *n*, nie będą przyjmowane przez OSP od doby *n*-1, natomiast Zgłoszenia USE oraz Zgłoszenia GWM dotyczące dób handlowych *n*-2 i *n*-1, nie będą przyjmowane przez OSP w zakresie USE dla kierunku sprzedaży energii elektrycznej oraz GWM dla kierunku eksportu energii elektrycznej, od terminu, od którego OSP ogranicza temu URB świadczenie usług przesyłania, określonego w informacji, o której mowa w pkt 2.1.5.2.1.

2.2.1.2.2.8. W przypadku skorzystania przez OSP z prawa, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.2.7. w odniesieniu do danego URB, OSP ma jednocześnie prawo do odrzucenia wcześniej przyjętych do realizacji zgłoszeń USE danego URB dla kierunku sprzedaży energii elektrycznej, w części, w której te USE:

(1) Nie zostały pokryte zabezpieczeniem należytego wykonania Umowy przesyłania danego URB w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, i

(2) Skutkują rozliczeniem przeciwnym na RB dla danego URB i URB będących stroną transakcji handlowych w tych USE, tj.: (i) zakupem energii z RB przez danego URB i (ii) sprzedażą energii na RB przez URB, innych niż URB_{GE}, będących stroną transakcji sprzedaży energii w tych USE z danym URB, przy czym za energię sprzedaną na RB przez URB będących stroną transakcji sprzedaży energii w tych USE z danym URB w pierwszej kolejności przyjmuje się energię zakupioną od danego URB.

Odrzucenie wcześniej przyjętych do realizacji USE, o którym mowa powyżej, dotyczy USE danego URB i URB będących stroną transakcji handlowych w tych USE przyjętych do realizacji dla dób handlowych *n*-1 oraz *n*-2 poprzedzających dobę *n*, od której nastąpiło wstrzymanie świadczenia usług przesyłania dla danego URB, i jest uwzględniane w rozliczeniach dobowych RB oraz w wymagających tego przypadkach w ramach korekt rozliczeń na RB. Odrzucanie wcześniej przyjętych do realizacji USE odbywa się w kolejności od USE zgłoszonych do realizacji najpóźniej.

2.2.1.2.2.9. Jeżeli OSP podejmie działania, o których mowa w pkt 2.2.1.2.2.7., to wznowienie świadczenia usług przesyłania określonych w Umowie przesyłania, z wyłączeniem możliwości prowadzenia bilansowania handlowego URD na RB, nastąpi od 2. doby po uzupełnieniu przez URB Zabezpieczenia Z_{RB}, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.2.1.2.1., które to uzupełnienie spowoduje, że wysokość dostępnego dla tego URB Zabezpieczenia Z^{DOST}, wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.2.1.2.2., będzie miała wartość większą od $Z^{DOSTmin}$.

Zgłoszenia USE oraz GWM, jeżeli URB jest jednocześnie UWM, będą przyjmowane przez OSP od doby poprzedzającej wznowienie świadczenia usług przesyłania.

2.2.1.2.2.10. Wartość Ceny odniesienia (C_O) obowiązująca w miesiącu kalendarzowym *m* jest wyznaczana i publikowana przez OSP najpóźniej na 7 dni przed rozpoczęciem tego miesiąca. Cena odniesienia (C_O) dla miesiąca *m* jest wyznaczana jako średnia arytmetyczna z godzinowych cen CRO_S obowiązujących w czterech następujących po sobie dekadach, poczynając od pierwszej dekady miesiąca *m*-2.

2.2.1.2.3. Zasady zwalniania zabezpieczeń

2.2.1.2.3.1. OSP, na pisemny wniosek danego URB, otrzymany do godziny 12.00 doby *n*-2, przeznacza do zwrotu (zwolnienia) Zabezpieczenie (Z^{ZWOL}), w wysokości określonej we wniosku URB nie wyższej jednak niż ustalona przez OSP w dobie *n*-2 maksymalna możliwa do zwrotu (zwolnienia) wysokość Zabezpieczenia ($Z^{ZWOL\,max}$).

URB wnioskujący o zwrot (zwolnienie) zabezpieczenia każdorazowo zobowiązany jest do wskazania formy zabezpieczenia, o której zwrot wnioskuje oraz:

(1) W przypadku żądania zwrotu zabezpieczenia w formie pieniężnej do jednoznacznego określenia wysokości zabezpieczenia, o którego zwrot wnioskuje oraz wskazania czy zwrot zabezpieczenia ma nastąpić wraz z całością naliczonych odsetek.

(2) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie gwarancji bankowej do jednoznacznego określenia wystawcy gwarancji, daty wystawienia gwarancji i numeru dokumentu gwarancji, o której zwolnienie wnioskuje.

(3) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej do jednoznacznego określenia wystawcy gwarancji, daty wystawienia gwarancji i numeru dokumentu gwarancji, o której zwolnienie wnioskuje.

(4) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie weksla własnego in blanco trasowanego wraz z deklaracją wekslową do jednoznacznego określenia daty wystawienia deklaracji wekslowej do weksla, o którego zwrot wnioskuje.

(5) W przypadku żądania zwrotu lub zwolnienia zabezpieczenia w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie do jednoznacznego określenia zabezpieczenia, o którego zwrot lub zwolnienie wnioskuje.

2.2.1.2.3.2. Wysokość maksymalnego możliwego do zwrotu (zwolnienia) w dobie *n* Zabezpieczenia ($Z^{ZWOL\,max}$), przedłożonego przez danego URB, jest ustalana przez OSP w dobie *n*-2 jako mniejsza z dwóch wielkości:

(1) Wysokości maksymalnego dostępnego w dobie *n* Zabezpieczenia ogółem ($Z^{DOST\,max}$), wyznaczonej według następującej zależności (oznaczenia identyczne jak we wzorze (2.1); $Z^{DOSTmin}$ – minimalna wysokość Zabezpieczenia Z_{RB} (500 000,00 zł)):

$$Z^{DOST\max} = \frac{[Z^{P} + Z^{GB} + Z^{GU} + Z^{WP} + Z^{IN}]}{1-k} - [(N_{OSP} + PN_{OSP} - OP_{OSP}) - Z_{OSP}] - Z^{DOST\min} \quad (2.2)$$

Oraz odpowiednio:

(2) W przypadku zabezpieczenia w formie pieniężnej – łącznej wysokości zabezpieczeń w formie pieniężnej ustalonych przez OSP w dobie *n*-2, w części, w której środki te nie zabezpieczają powstałych już należności OSP.

(3) W przypadku zabezpieczenia w formie gwarancji bankowej – kwoty określonej na dokumencie gwarancji bankowej, o której zwolnienie wnioskuje URB, o ile gwarancja ta nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.

(4) W przypadku zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej – kwoty określonej na dokumencie gwarancji ubezpieczeniowej, o której zwolnienie wnioskuje URB, o ile gwarancja ta nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.

(5) W przypadku zabezpieczenia w formie weksla własnego in blanco poręczonego wraz z deklaracją wekslową – kwoty określonej na dokumencie deklaracji wekslowej do weksla, o którego zwrot wnioskuje URB, o ile weksel ten nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.

(6) W przypadku zabezpieczenia w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie – kwoty zabezpieczenia, o której zwrot lub zwolnienie wnioskuje URB, o ile zabezpieczenie to nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.

2.2.1.2.3.3. Po rozwiązaniu Umowy przesyłania lub jej wygaśnięciu, OSP przeznacza do zwrotu (zwolnienia) ustanowione przez Uczestnika Rynku Bilansującego Zabezpieczenie Z_{RB} w całości pod warunkiem, że wszelkie rozliczenia za energię na rynku bilansującym z Uczestnikiem Rynku Bilansującego zostały zakończone.

2.2.1.2.3.4. Zwrot (zwolnienie) zabezpieczenia przez OSP następuje niezwłocznie, jednak nie wcześniej niż w dobie *n*. Jeśli doba *n* nie jest dniem roboczym, OSP zwraca zabezpieczenie nie wcześniej niż w kolejnym dniu roboczym po dobie *n*.

Zwrot zabezpieczenia następuje wg następujących zasad:

(1) Operator Systemu Przesyłowego zwraca zabezpieczenia w formie pieniężnej dokonując przelewu środków na rachunek URB wskazany w Umowie przesyłania.

(2) Operator Systemu Przesyłowego zwalnia zabezpieczenie w formie gwarancji bankowej wysyłając do banku – wystawcy gwarancji oryginał dokumentu gwarancji bankowej za pomocą poczty poleconej za pokwitowaniem odbioru.

(3) Operator Systemu Przesyłowego zwalnia zabezpieczenie w formie gwarancji ubezpieczeniowej wysyłając do ubezpieczyciela – wystawcy gwarancji oryginał dokumentu gwarancji ubezpieczeniowej za pomocą poczty poleconej za pokwitowaniem odbioru.

(4) Operator Systemu Przesyłowego zwalnia zabezpieczenie w formie weksla własnego in blanco poręczonego wraz z deklaracją wekslową, zezwalając na odbiór przez uprawnionego przedstawiciela wystawcy weksla oryginału dokumentu weksla wraz z dokumentem deklaracji wekslowej za pokwitowaniem odbioru.

(5) Operator Systemu Przesyłowego zwalnia zabezpieczenie w innej uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie wg zasad określonych w dokumencie zabezpieczenia lub innych dokumentach, zaakceptowanych przez OSP.

2.2.1.3. Warunki dla aktywnego udziału sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym reprezentowanych w JG_{Oa}

2.2.1.3.1. Aktywny udział sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym jest możliwy po spełnieniu wymagań formalno-prawnych i technicznych określonych w Warunkach, w tym w Załączniku nr 2, oraz w IRiESP, i dotyczy wyłącznie redukcji poboru mocy.

2.2.1.3.2. Sterowane odbiory energii, reprezentowane w Jednostce Grafikowej Odbiorczej aktywnej (JG_{Oa}), uczestniczą w bilansowaniu KSE. Dla JG_{Oa} są realizowane następujące działania:

(1) Zgłaszanie do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii.

(2) Zgłaszanie do OSP Ofert Redukcji Obciążenia.

(3) Uczestniczenie w bilansowaniu generacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego.

(4) Uczestniczenie w rozliczaniu Rynku Bilansującego w zakresie wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia i odchyleń od planowanych ilości dostaw energii.

2.2.1.3.3. Warunkiem aktywnego udziału sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym jest możliwość OSP bieżącego monitorowania poboru mocy przez JG_{Oa} w ramach systemu SCADA.

2.2.1.3.4. Na wniosek OSP, URB posiadający JG_{Oa} ma obowiązek przedstawić OSP dokumentację potwierdzającą możliwości techniczne i organizacyjne redukcji poboru mocy na polecenie OSP.

2.2.1.4. Warunki dla aktywnego udziału jednostek wytwórczych elektrowni szczytowo pompowych oraz magazynów energii elektrycznej w Rynku Bilansującym reprezentowanych w JG_{Ma}

2.2.1.4.1. Aktywny udział jednostek wytwórczych elektrowni szczytowo-pompowych oraz magazynów energii elektrycznej w Rynku Bilansującym jest możliwy po spełnieniu wymagań formalno-prawnych i technicznych określonych w Warunkach, w tym w Załączniku nr 2, oraz w IRiESP.

2.2.1.4.2. Jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych oraz magazyny energii elektrycznej, reprezentowane w Jednostce Grafikowej Magazynu aktywnej (JG_{Ma}), uczestniczą w bilansowaniu KSE. Dla JG_{Ma} są realizowane następujące działania:

(1) Zgłaszanie do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii.

(2) Zgłaszanie do OSP Ofert Bilansujących.

(3) Uczestniczenie w bilansowaniu generacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego.

(4) Uczestniczenie w rozliczaniu Rynku Bilansującego w zakresie wykorzystania Ofert Bilansujących i odchyleń od planowanych ilości dostaw energii.

2.2.1.4.3. Warunkiem aktywnego udziału jednostek wytwórczych elektrowni szczytowo-pompowych oraz magazynów energii elektrycznej w Rynku Bilansującym jest możliwość OSP bieżącego monitorowania dostawy lub poboru mocy przez JG_{Ma} oraz poziomu rezerwuaru elektrowni szczytowo-pompowej albo stopnia naładowania magazynu energii elektrycznej, w ramach systemu SCADA.

2.2.1.4.4. Na wniosek OSP, URB posiadający JG_{Ma} ma obowiązek przedstawić OSP dokumentację potwierdzającą możliwości techniczne i organizacyjne dostawy lub poboru mocy na polecenie OSP.

2.2.1.5. Warunki dla aktywnego udziału jednostek wytwórczych w Rynku Bilansującym reprezentowanych w JG_{Wa}, JG_{FWa} i JG_{PVa}

2.2.1.5.1. Aktywny udział w Rynku Bilansującym jednostek wytwórczych będących JWCD jest obowiązkowy i wymaga spełnienia wymagań formalno-prawnych i technicznych określonych w Warunkach, w tym w Załączniku nr 2, oraz w IRiESP.

Aktywny udział w Rynku Bilansującym w zakresie pozostałych jednostek wytwórczych jest opcjonalny i możliwy po spełnieniu wymagań formalno-prawnych i technicznych określonych w Warunkach, w tym w Załączniku nr 2, oraz w IRiESP.

2.2.1.5.2. Aktywny udział farm wiatrowych i źródeł fotowoltaicznych w Rynku Bilansującym dotyczy wyłącznie redukcji generacji od estymowanej ilości dostaw energii elektrycznej.

2.2.1.5.3. Farmy wiatrowe reprezentowane w Jednostce Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej (JG_{FWa}), źródła fotowoltaiczne reprezentowane w Jednostce Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej (JG_{PVa}) oraz inne jednostki wytwórcze reprezentowane w Jednostce Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{Wa}), uczestniczą w bilansowaniu KSE. Dla JG_{FWa}, JG_{PVa}, JG_{Wa} są realizowane następujące działania:

(1) Zgłaszanie do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii.

(2) Zgłaszanie do OSP Ofert Bilansujących.

(3) Uczestniczenie w bilansowaniu generacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego.

(4) Uczestniczenie w rozliczaniu Rynku Bilansującego w zakresie wykorzystania Ofert Bilansujących i odchyleń od planowanych ilości dostaw energii.

2.2.1.5.4. Warunkiem aktywnego udziału jednostek wytwórczych w Rynku Bilansującym jest możliwość OSP bieżącego monitorowania w ramach systemu SCADA dostawy mocy przez JG_{FWa}, JG_{PVa}, JG_{Wa} oraz w przypadku JG_{FWa} i JG_{PVa} bieżącego pozyskiwania aktualnej prognozowanej wielkości wytwarzania Jednostki Grafikowej w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego dla aktualnych warunków atmosferycznych odpowiednio w zakresie siły wiatru i nasłonecznienia.

2.2.1.5.5. Na wniosek OSP, URB posiadający $JG_{FWa,}$ JG_{PVa} i JG_{Wa} ma obowiązek przedstawić OSP dokumentację potwierdzającą możliwości techniczne i organizacyjne redukcji dostawy mocy lub dostawy mocy na polecenie OSP.

2.2.2. Warunki uczestnictwa w świadczeniu usług systemowych w zakresie RUS oraz uruchomień

2.2.2.1. Regulacyjne usługi systemowe JG_{Wa} oraz usługa uruchomienia JG_{Wa} z ZAK=1 są świadczone na podstawie zasad określonych w niniejszych Warunkach oraz Umów przesyłania zawartych pomiędzy OSP a użytkownikami systemu (wykonawcami usług).

2.2.2.2. Regulacyjne usługi systemowe:

(i) JG_{Ma} z ZAK=1;

(ii) Interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców w zakresie rezerwy interwencyjnej; oraz

(iii) Udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej jednostek wytwórczych nieuczestniczących jako JG_{Wa} w Rynku Bilansującym;

są świadczone na podstawie zasad określonych w niniejszych Warunkach oraz umów na świadczenie tych usług, zawartych pomiędzy OSP a użytkownikami systemu (wykonawcami usług).

2.2.2.3. Operator Systemu Przesyłowego kontraktuje regulacyjne usługi systemowe zgodnie z przepisami o zamówieniach publicznych. OSP ma prawo zawierać wieloletnie umowy na świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

2.2.2.4. Jeżeli w wyniku realizacji procesu kontraktacji regulacyjnych usług systemowych nie będzie możliwe pozyskanie zakresu usług wymaganych ze względu na zapewnienie bieżącego bezpieczeństwa pracy KSE, przy ograniczonych środkach na ten cel z Taryfy OSP, to OSP wystąpi z wnioskiem do Prezesa URE o ustalenie warunków zakupu niezbędnego zakresu tych usług, w tym cen za ich świadczenie.

2.2.2.5. Koszty zakupu regulacyjnych usług systemowych są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.

2.2.3. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach rezerwacji ZPW

2.2.3.1. Warunki formalno-prawne

2.2.3.1.1. W wymianie międzysystemowej w ramach fizycznych praw przesyłowych mogą brać udział tylko te podmioty, które:

(1) Zawarły z OSP Umowę przesyłania regulującą w szczególności warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej.

(2) Są Uczestnikami Rynku Bilansującego.

2.2.3.1.2. Operator Systemu Przesyłowego przydziela UWM indywidualną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej (JG_{WMU}), poprzez którą UWM, działając jako URB, realizuje dostawy energii w ramach wymiany międzysystemowej z wykorzystaniem fizycznych praw przesyłowych.

2.2.3.1.3. Realizacja wymiany międzysystemowej w ramach fizycznych praw przesyłowych wymaga od UWM dokonywania niezbędnych zgłoszeń i przekazywania informacji zarówno w obszarze działania RB, jak i w obszarze realizacji wymiany międzysystemowej.

2.2.3.1.4. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach finansowych praw przesyłowych są określone przez Biuro Przetargów w zasadach rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej publikowanych na stronie internetowej Biura Przetargów.

2.2.3.1.5. Realizacja wymiany międzysystemowej w ramach finansowych praw przesyłowych nie wymaga dokonywania zgłoszeń w obszarze działania RB oraz w obszarze realizacji wymiany międzysystemowej.

2.2.3.1.6. Każdy UWM może uczestniczyć w wymianie międzysystemowej poprzez rezerwację zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej w ramach fizycznych lub finansowych praw przesyłowych.

2.2.3.1.7. Rezerwowane zdolności przesyłowe są identyfikowane poprzez Unikalny Identyfikator Zdolności Przesyłowych Wymiany Międzysystemowej – Unikalny Identyfikator ZPW (CAI). Unikalny Identyfikator ZPW dotyczy określonego procesu udostępniania zdolności przesyłowych, przekroju handlowego, kierunku oraz ilości energii jaka może być przesłana w ramach wymiany międzysystemowej.

2.2.3.2. Rezerwacja ZPW w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej w ramach fizycznych oraz finansowych praw przesyłowych

2.2.3.2.1. Alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej dla Przekroju handlowego pomiędzy Polskim Obszarem Rynkowym oraz Obszarem Rynkowym Ukrainy w zakresie połączenia Rzeszów-Chmielnicka w ramach fizycznych praw przesyłowych jest realizowana poprzez rezerwację ZPW uzyskaną w Przetargach dobowych.

~~2.2.3.2.1.~~2.2 Alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej dla Przekrojów handlowych pomiędzy Polskim Obszarem Rynkowym oraz Obszarami Rynkowymi Czech, Niemiec i Słowacji w ramach fizycznych praw przesyłowych jest realizowana poprzez rezerwację ZPW uzyskaną ~~w Przetargach rocznych, miesięcznych oraz~~ w ramach Procesu Rezerwowego w Przetargach dobowych. ~~Prawo do korzystania z rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na danym Przekroju handlowym mają UWM, którzy:~~

2.2.3.2.3. Prawo do korzystania z rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na danym Przekroju handlowym mają UWM, którzy:

(1) Posiadają rezerwację ZPW (samodzielnie lub z udziałem PH) uzyskanych na Przetargach ~~rocznych, miesięcznych~~ dobowych oraz w ramach Procesu Rezerwowego w Przetargach dobowych, prowadzonych przez Biuro Przetargów zgodnie z publikowanymi przez Biuro Przetargów zasadami rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

~~(2) Posiadają rezerwację ZPW (samodzielnie lub z udziałem PH) uzyskanych w drodze cesji rezerwacji ZPW z Przetargów rocznych lub miesięcznych, zgodnie z publikowanymi przez Biuro Przetargów zasadami rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.~~

~~(3)~~(2) Ustanowili zabezpieczenia zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 2.2.1.2.

~~2.2.3.2.2.~~2.2 W obszarze realizacji wymiany międzysystemowej w ramach fizycznych praw przesyłowych w celu realizacji USE_{WM} UWM dokonuje zgłoszeń GWM_Z dla każdej ze swoich USE_{WM} poprzez dostarczenie do OSP dokumentu ZGWM.

~~2.2.3.2.3.~~2.2 W obszarze działania RBN, zgodnie z obowiązującymi na tym rynku zasadami, w ramach fizycznych praw przesyłowych, UWM działając jako URB zgłasza USE dla swojej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku (JG_{WMU}), poprzez którą realizuje on dostawy energii w ramach zawartych USE_{WM}.

~~2.2.3.2.4.~~2.2 Alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej dla Przekrojów handlowych pomiędzy Polskim Obszarem Rynkowym oraz Obszarami Rynkowymi Czech, Niemiec i Słowacji w ramach finansowych praw przesyłowych jest realizowana poprzez rezerwację ZPW uzyskaną w Przetargach rocznych oraz miesięcznych zgodnie z publikowanymi przez Biuro Przetargów zasadami rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

2.2.3.3. Redukcje wielkości zdolności wymiany międzysystemowej

2.2.3.3.1. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo zastosować redukcję rezerwacji ZPW oraz UGWM dla Dnia Następnego według obowiązujących zasad dla alokacji i nominacji ZPW publikowanych przez Biuro Przetargów, w szczególności w przypadku wystąpienia:

(1) Siły wyższej.

(2) Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie.

(3) Awarii w zagranicznych systemach elektroenergetycznych.

(4) Awarii systemów teleinformatycznych OSP wykorzystywanych do obsługi wymiany międzysystemowej.

2.2.3.3.2. Operator Systemu Przesyłowego nie odpowiada za szkody UWM i stron trzecich spowodowane zastosowaniem Redukcji.

2.2.3.3.3. Po uzgodnieniu GWM_U z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, OSP przejmuje odpowiedzialność za jego realizację, z wyłączeniem przypadku, o którym mowa w pkt 2.2.3.3.1.(1).

2.2.4. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego

2.2.4.1. Alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na Przekrojach handlowych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego jest realizowana zgodnie z Rozporządzeniem 2015/1222 oraz zgodnie z TCM i z decyzjami wydanymi przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki na podstawie Rozporządzenia 2019/942. Jednolitym łączeniem Rynków Dnia Następnego są objęte następujące Przekroje handlowe Polskiego Obszaru Rynkowego:

(1) Przekrój handlowy z Obszarem Rynkowym Litwy,

(2) Przekrój handlowy z Obszarem Rynkowym Szwecji,

(3) Przekrój handlowy z Obszarem Rynkowym Czech,

(4) Przekrój handlowy z Obszarem Rynkowym Niemiec,

(5) Przekrój handlowy z Obszarem Rynkowym Słowacji.

2.2.5. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego

2.2.5.1. Alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na Przekrojach handlowych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego jest realizowana zgodnie z Rozporządzeniem 2015/1222 oraz zgodnie z TCM i z decyzjami wydanymi przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki na podstawie Rozporządzenia 2019/942. Jednolitym łączeniem Rynków Dnia Bieżącego są objęte następujące Przekroje handlowe Polskiego Obszaru Rynkowego:

(1) Przekrój handlowy z Obszarem Rynkowym Litwy,

(2) Przekrój handlowy z Obszarem Rynkowym Szwecji,

(3) Przekrój handlowy z Obszarem Rynkowym Czech,

(4) Przekrój handlowy z Obszarem Rynkowym Niemiec,

(5) Przekrój handlowy z Obszarem Rynkowym Słowacji.

2.3. Zasady dotyczące procesu kwalifikowania dostawcy usług bilansujących

2.3.1. Proces kwalifikowania dostawcy usług bilansujących określono w Załączniku nr 2 do Warunków.

3. PROCEDURY ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA DO REALIZACJI PRZEZ OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ PROGRAMÓW DOSTARCZANIA I ODBIORU ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA POTRZEBY GRAFIKOWANIA I STEROWANIA RUCHEM SIECIOWYM

3.1. Procedura zgłaszania danych handlowych i technicznych na Rynku Bilansującym

3.1.1. Ogólne zasady zgłaszania danych handlowych i technicznych

3.1.1.1. Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest to czynność, którą wykonuje określony podmiot Rynku Bilansującego w stosunku do OSP, jako administratora Rynku Bilansującego, polegająca na przekazaniu danych i informacji handlowo-technicznych, ściśle zdefiniowanych co do formy, zakresu oraz terminu przekazywania.

3.1.1.2. Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest złożeniem zobowiązania do realizacji określonych działań lub gotowości do ich wykonania, w zakresie, przedziale czasowym i na warunkach określonych w zgłoszeniu oraz w Warunkach.

3.1.1.3. Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest wykonywane w celu fizycznej realizacji Umowy Sprzedaży Energii (USE) z wykorzystaniem sieci na obszarze której działa Rynek Bilansujący oraz, w określonych przypadkach, udziału w bilansowaniu zasobów KSE, które jest realizowane przez OSP w ramach zintegrowanego procesu grafikowania.

3.1.1.4. W procesie zgłaszania danych handlowych i technicznych na Rynku Bilansującym uczestniczą następujące podmioty:

(1) Operatorzy Handlowo-Techniczni.

(2) Operatorzy Handlowi.

(3) Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych, których sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (OSDp).

(4) Operator Systemu Przesyłowego.

3.1.1.5. Podstawowymi obiektami na Rynku Bilansującym, których dotyczy zgłaszanie i przetwarzanie danych handlowych i technicznych są Jednostki Grafikowe (JG).

3.1.1.6. Operatorzy Handlowi i Operatorzy Handlowo-Techniczni przekazują do OSP zgłoszenia danych handlowych i technicznych dotyczące poszczególnych Jednostek Grafikowych, które są w ich dyspozycji.

3.1.1.7. Operator Systemu Przesyłowego gromadzi otrzymane dane, przetwarza je, a wyniki przetwarzania przekazuje do Operatorów Rynku, którzy dysponują poszczególnymi Jednostkami Grafikowymi.

3.1.1.8. OSDp przekazują do OSP dane techniczne zgodnie z zasadami zawartymi w Warunkach.

3.1.1.9. Podstawowym okresem handlowym (Okresem Rozliczania Niezbilansowania w rozumieniu Rozporządzenia 2017/2195), do którego odnoszą się informacje zawarte w zgłoszeniu danych handlowych i technicznych jest pojedyncza godzina doby handlowej.

3.1.1.10. Doba handlowa, której dotyczy zgłoszenie trwa 24 godziny. W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa, której dotyczy zgłoszenie trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy 25 godzin.

3.1.1.11. Pierwsza godzina doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do godziny 1.00 włącznie. Pierwsza godzina doby handlowej jest oznaczana jako „1".

3.1.1.12. Ostatnia godzina doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do godziny 24.00 włącznie. Ostatnia godzina doby handlowej jest oznaczana jako „24".

3.1.1.13. Zgłaszanie danych handlowych i technicznych dotyczy następujących rodzajów informacji:

(1) Umów Sprzedaży Energii.

(2) Ofert Bilansujących:

(2.1) Część handlowa.

(2.2) Część techniczna.

(3) Ofert Redukcji Obciążenia.

3.1.1.14. Zgłoszenia USE dla danej doby handlowej są dokonywane na Rynku Bilansującym w dwóch, następujących po sobie etapach:

(1) Zgłoszenia USE dla Dnia Następnego – dokonywane w ramach Rynku Bilansującego Dnia Następnego (RBN).

(2) Zgłoszenia USE dla Dnia Bieżącego – dokonywane w ramach Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego (RBB).

W ramach powyższego schematu zgłaszania USE podstawowym sposobem ich dokonywania są zgłoszenia w ramach RBN. Zgłoszenia USE w ramach RBB umożliwiają modyfikację (zwiększenie albo zmniejszenie) pozycji kontraktowej wynikającej ze Zgłoszeń USE dokonanych w ramach RBN.

3.1.1.15. Zgłoszenie USE zawiera dane handlowe o ilościach dostaw energii elektrycznej (oddanie i pobór energii elektrycznej), wynikających z zawartych transakcji handlowych, realizowanych poprzez określone Jednostki Grafikowe.

3.1.1.16. Dane handlowe przekazywane w Zgłoszeniach USE przez poszczególne strony powinny mieć postać zbilansowanych grafików handlowych, tj. ilości energii oddanej przez jedną stronę transakcji handlowej oraz pobranej przez drugą stronę transakcji handlowej powinny być sobie równe.

3.1.1.17. Zgłoszenia Ofert Bilansujących dla danej doby handlowej są dokonywane na Rynku Bilansującym w dobie poprzedniej oraz w danej dobie handlowej:

(1) Zgłoszenia Ofert Bilansujących dokonywane w ramach RBN.

(2) Zgłoszenia Ofert Bilansujących dokonywane w ramach RBB.

W ramach powyższego schematu zgłaszania Ofert Bilansujących podstawowym sposobem ich dokonywania są zgłoszenia w ramach RBN. Zgłoszenia Ofert Bilansujących w ramach RBB umożliwiają wyłącznie aktualizację Oferty Bilansującej – część handlowa.

3.1.1.18. Zgłoszenie Oferty Bilansującej zawiera:

(1) Dane handlowe określające możliwości i uwarunkowania handlowe wytwarzania lub redukcji wytwarzania lub odbioru energii elektrycznej w każdej godzinie doby handlowej.

(2) Dane techniczne określające możliwości i uwarunkowania techniczne wytwarzania lub redukcji wytwarzania lub odbioru energii elektrycznej w każdej godzinie doby handlowej.

3.1.1.19. Zgłoszenia Ofert Redukcji Obciążenia dla danej doby handlowej są dokonywane na Rynku Bilansującym w dobie poprzedniej oraz w danej dobie handlowej.

3.1.1.20. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zawiera dane handlowe określające możliwości i uwarunkowania handlowe redukcji poboru mocy przez sterowane odbiory energii w każdej godzinie doby handlowej.

3.1.1.21. Wymiana danych pomiędzy Operatorami Rynku i OSP następuje w formie dokumentów elektronicznych.

3.1.1.22. W procesie zgłaszania danych handlowych i technicznych wyróżnia się następujące rodzaje wymienianych dokumentów:

(1) Dokumenty zgłoszeniowe danych handlowych i technicznych.

(2) Dokumenty odpowiedzi OSP na zgłoszenia.

(3) Dokument OSP inicjujący proces pozyskiwania ZUSEB w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń RBB.

3.1.1.23. Zgłoszenia USE są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:

(1) W ramach Rynku Bilansującego Dnia Następnego (RBN):

(1.1) Zgłoszenie Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (ZUSE).

(2) W ramach Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego (RBB):

(2.1) Zgłoszenie Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego (ZUSEB).

3.1.1.24. Odpowiedzi OSP na Zgłoszenia USE są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:

(1) W ramach Rynku Bilansującego Dnia Następnego (RBN):

(1.1) Przyjęcie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (PZUSE).

(1.2) Przyjęcie ze zmianami Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (PZZUSE).

(1.3) Odrzucenie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (OZUSE).

(1.4) Informacja o niezgodności Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (IZUSE).

(1.5) Informacja Uzupełniająca o niezgodności Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (IUZUSE).

(1.6) Brak Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (BZUSE).

(1.7) Przyjęte Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (PUSE).

(2) W ramach Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego (RBB):

(2.1) Przyjęcie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego (PZUSEB).

(2.2) Przyjęcie ze zmianami Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego (PZZUSEB).

(2.3) Odrzucenie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego (OZUSEB).

3.1.1.25. Zgłoszenia Ofert Bilansujących są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:

(1) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa (ZOBH).

(2) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna (ZOBT).

3.1.1.26. Odpowiedzi OSP na Zgłoszenia Ofert Bilansujących są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:

(1) Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej (PZOBH).

(2) Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej (PZOBT).

(3) Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej (OZOBH).

(4) Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej (OZOBT).

(5) Informacja o niezgodności Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej (IZOBH).

(6) Informacja o niezgodności Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej (IZOBT).

(7) Brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej (BZOBH).

(8) Brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej (BZOBT).

(9) Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa (POBH).

(10) Przyjęta Oferta Bilansująca – część techniczna (POBT).

3.1.1.27. Zgłoszenia Ofert Redukcji Obciążenia są dokonywane za pomocą dokumentu: Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia (ZORO).

3.1.1.28. Odpowiedzi OSP na Zgłoszenia Ofert Redukcji Obciążenia są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:

(1) Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia (PZORO).

(2) Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia (OZORO).

3.1.1.29. Zainicjowanie procesu pozyskiwania ZUSEB w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń RBB jest dokonywane za pomocą dokumentu: Zapytanie o Zgłoszenie USE dla Dnia Bieżącego (ZZUSEB).

3.1.2. Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych

3.1.2.1. Tryb i harmonogram zgłaszania USE

3.1.2.1.1. Tryb i harmonogram zgłaszania USE w ramach RBN

3.1.2.1.1.1. Zgłaszanie Umów Sprzedaży Energii dla doby handlowej *n* w ramach RBN trwa od godziny 9.00 doby *n*-1 do godziny 14.30 doby *n*-1. W chwili otwierania bramki dla Zgłoszeń USE dla doby *n*, tj. o godzinie 9.00 doby *n*-1, oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 14.30 doby *n*-1, zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.

Dokumenty Zgłoszeń USE otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

3.1.2.1.1.2. Zgłoszenie USE w ramach RBN dotyczy wszystkich godzin doby handlowej.

3.1.2.1.1.3. W okresie otwarcia bramki dla Zgłoszeń USE w ramach RBN, tj. od godziny 9.00 doby *n*-1 do godziny 14.30 doby *n*-1, Operator Systemu Przesyłowego prowadzi weryfikację Zgłoszeń USE oraz informuje Operatorów Rynku, w zakresie określonym w Warunkach, o niezgodnościach w zgłoszeniach. Komunikaty o niezgodnościach w zgłoszeniach są przesyłane Operatorom Rynku reprezentującym obie strony USE.

3.1.2.1.1.4. Po zamknięciu bramki dla Zgłoszeń USE w ramach RBN, tj. po godzinie 14.30 doby *n*-1, OSP przeprowadza ostateczną weryfikację Zgłoszeń USE i informuje Operatorów Rynku, w zakresie określonym w Warunkach, o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami, odrzuceniu albo braku Zgłoszeń USE.

3.1.2.1.1.5. Zgłoszenie USE w ramach RBN (dokumenty ZUSE) jest obowiązkowe dla wszystkich Jednostek Grafikowych, z wyłączeniem: Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{Wr}), Jednostki Grafikowej Magazynu rozliczeniowej (JG_{Mr}), Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}), Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG_{OSPa}), oraz z zastrzeżeniem określonym w pkt 3.1.3.5.

3.1.2.1.1.6. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w zakresie Zgłoszeń USE w ramach RBN jest przedstawiony w Tabeli 3.1.

3.1.2.1.1.7. OSP ma prawo wydłużyć okres otwarcia bramki dla dokonywania Zgłoszeń USE dla doby handlowej *n* w ramach RBN, poprzez przesunięcie chwili zamknięcia bramki z godziny 14.30 doby *n*-1 na późniejszą, w następujących przypadkach:

(1) Awarii systemów informatycznych OSP służących do obsługi Zgłoszeń USE, uniemożliwiającej dokonanie w terminie Zgłoszeń USE dla wszystkich URB.

(2) Opóźnienia zakończenia realizacji alokacji międzysystemowych zdolności przesyłowych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego przez NEMO, uniemożliwiającego dokonanie w terminie Zgłoszeń USE dla wszystkich URB.

OSP informuje o wydłużeniu okresu otwarcia bramki dla dokonywania Zgłoszeń USE dla doby handlowej *n* w ramach RBN poprzez wysłanie komunikatu do Operatorów Rynku z nowym terminem zamknięcia bramki. Komunikat jest wysyłany przez WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej.

Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w umowie zawartej z OSP adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

3.1.2.1.2. Tryb i harmonogram zgłaszania USE w ramach RBB

3.1.2.1.2.1. Zgłaszanie Umów Sprzedaży Energii dla doby handlowej *n* w ramach RBB trwa od godziny 15.30 doby *n*-1 do godziny 22.15 doby *n*. W chwili otwierania bramki dla Zgłoszeń USE dla doby *n*, tj. o godzinie 15.30 doby *n*-1, oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 22.15 doby *n*, zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.

Dokumenty Zgłoszeń USE otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

3.1.2.1.2.2. Zgłoszenie USE w ramach RBB dotyczy wybranego okresu danej doby handlowej, obejmującego nieprzerwany ciąg godzin od określonej godziny doby handlowej do ostatniej godziny doby handlowej.

3.1.2.1.2.3. Zgłoszenie USE w ramach RBB dotyczące okresu rozpoczynającego się o godzinie *h* doby handlowej powinno być dostarczone do OSP najpóźniej na 45 minut przed rozpoczęciem godziny *h* doby handlowej. Jeżeli do OSP zostanie dostarczone Zgłoszenie USE zawierające godziny, dla których powyższy warunek nie jest spełniony, to takie Zgłoszenie USE będzie przetwarzane przez OSP z pominięciem tych godzin, tj. poczynając od pierwszej godziny, dla której powyższy warunek jest spełniony.

3.1.2.1.2.4. Zgłoszeniom USE w ramach RBB, dokonywanym dla danej JG i danej doby handlowej, są nadawane przez Operatora Rynku unikalne identyfikatory liczbowe (Numer Porządkowy Zgłoszenia), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku Zgłoszeń USE dla tej JG i tej doby handlowej. Kolejno dokonywanym Zgłoszeniom USE, dotyczącym danej JG i danej doby handlowej, powinny być przyporządkowywane narastające Numery Porządkowe Zgłoszenia. Dostarczone do OSP Zgłoszenie USE nie spełniające powyższego warunku, tj. o Numerze Porządkowym Zgłoszenia równym lub mniejszym od nadanego Zgłoszeniu USE dostarczonemu wcześniej do OSP, nie jest przetwarzane przez OSP (nie podlega weryfikacji w ramach RBB).

3.1.2.1.2.5. Weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBB dotyczących danej doby handlowej jest realizowana iteracyjnie, raz w jednej godzinie doby handlowej. W toku każdej iteracji OSP dokonuje weryfikacji Zgłoszeń USE i informuje Operatorów Rynku, w zakresie określonym w Warunkach, o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami albo odrzuceniu Zgłoszeń USE.

3.1.2.1.2.6. Zgłoszenie USE w ramach RBB (dokumenty ZUSEB) jest opcjonalne (nie jest obowiązkowe) dla wszystkich Jednostek Grafikowych.

3.1.2.1.2.7. W przypadku prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych oraz w przypadku awarii systemów informatycznych OSP służących do obsługi Zgłoszeń USE, OSP może zawiesić przyjmowanie Zgłoszeń USE w ramach RBB. Zawieszenie przyjmowania Zgłoszeń USE w ramach RBB na dany okres oznacza zamknięcie w tym okresie bramki Zgłoszeń USE w ramach RBB dla wszystkich dób handlowych.

3.1.2.1.2.8. O zawieszeniu przyjmowania Zgłoszeń USE w ramach RBB, OSP informuje Operatorów Rynku:

(1) Z czterodniowym wyprzedzeniem, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu Zgłoszeń USE w celu realizacji planowych prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych.

(2) Niezwłocznie po powzięciu przez OSP informacji o zaistnieniu sytuacji wymagającej zawieszenia przyjmowania Zgłoszeń USE, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu Zgłoszeń USE wynikających z sytuacji awaryjnych.

Powyższa informacja jest przesyłana w formie komunikatu do wszystkich Operatorów Rynku przez WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w umowie zawartej z OSP adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

3.1.2.1.2.9. W komunikacie do Operatorów Rynku o zawieszeniu przyjmowania Zgłoszeń USE, OSP podaje: (i) początek okresu zawieszenia przyjmowania Zgłoszeń USE w ramach RBB oraz (ii) planowany koniec tego okresu. O wznowieniu przyjmowania Zgłoszeń USE w ramach RBB, OSP informuje Operatorów Rynku odrębnym komunikatem.

3.1.2.1.2.10. W przypadku awarii systemów informatycznych URB_{GE} uniemożliwiającej dokonanie Zgłoszeń USE w terminie określonym w pkt 3.1.2.1.2.3., OSP ma prawo, na wniosek danego URB_{GE}, otworzyć w trybie awaryjnym bramkę Zgłoszeń USE w ramach RBB dla doby handlowej *n*, wyłącznie dla tego URB_{GE}.

3.1.2.1.2.11. Wniosek, o którym mowa w pkt 3.1.2.1.2.10., dotyczący doby handlowej *n*, URB_{GE} przekazuje OSP niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 13.00 doby *n*+1, z wykorzystaniem danych kontaktowych podanych w umowie MNA OA albo Umowie przesyłania w przypadku gdy dany URB_{GE} nie ma zawartej umowy MNA OA.

Warunkiem akceptacji wniosku przez OSP jest przekazanie informacji o wystąpieniu opóźnienia w dokonaniu przez URB_{GE} Zgłoszeń USE w ramach RBB, wraz ze stosownym wyjaśnieniem zawierającym wskazanie pierwszej godziny doby handlowej, której dotyczy to opóźnienie, oraz wskazanie adresu ogólnodostępnej strony internetowej, na której została zamieszczona informacja dla uczestników rynku o opóźnieniu w dokonaniu przez URB_{GE} Zgłoszeń USE w ramach RBB.

3.1.2.1.2.12. Zgłoszenia USE w ramach RBB w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń mogą być dokonane dla doby handlowej *n* najpóźniej do godz. 13.00 doby *n*+3, w przedziale czasu wskazanym przez OSP. OSP inicjuje proces pozyskiwania ZUSEB poprzez wysłanie zapytania o ZUSEB, w dokumencie ZZUSEB, po zaakceptowaniu otrzymanego od URB_{GE} wniosku.

3.1.2.1.2.13. Dokument ZZUSEB jest wysyłany oddzielnie dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG_{GEpZ}) oraz Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG_{GEpS}) należących do wnioskującego URB_{GE}.

3.1.2.1.2.14. Dokument ZUSEB w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń w ramach RBB dla JG Giełdy Energii podstawowej należącej do URB_{GE} jest przesyłany wyłącznie w odpowiedzi na otrzymane od OSP zapytanie o ZUSEB i musi się do niego odnosić. Przesłanie ZUSEB po otrzymaniu zapytania jest obowiązkowe.

3.1.2.1.2.15. Zgłoszenia USE w ramach RBB dokonane przez URB_{GE} w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń podlegają zasadom zgłoszeń USE i ich weryfikacji przez OSP określonym w pkt 3.1.3. i 3.1.4. dla RBB, z zastrzeżeniem, że w zasadach weryfikacji zgłoszeń USE nie są uwzględniane:

(1) Wymaganie z pkt 3.1.2.1.2.3. dotyczące dostarczenia Zgłoszenia USE dla godziny *h* najpóźniej na 45 minut przed rozpoczęciem godziny *h* doby handlowej.

(2) Zasady wyznaczania Horyzontu Weryfikacji określone w pkt 3.1.4.2.4.

Horyzont Weryfikacji dla Zgłoszeń USE w ramach RBB dokonanych w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń obejmuje wszystkie godziny doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie.

(3) Zasady pkt 3.1.4.2.9.(3.1) dotyczące sprawdzenia poprawności podania pierwszej godziny Aktywnego Okresu Zgłoszenia względem czasu dostarczenia Zgłoszenia USE do OSP.

Pierwszą godziną Aktywnego Okresu Zgłoszenia dla Zgłoszeń USE dokonanych w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń w ramach RBB jest godzina doby handlowej wskazana we wniosku, o którym mowa w pkt 3.1.2.1.2.10., jako pierwsza godzina doby handlowej, dla której wystąpiło opóźnienie w dokonaniu przez URB_{GE} Zgłoszeń USE w ramach RBB.

3.1.2.1.2.16. OSP informuje o otwarciu w trybie awaryjnym bramki Zgłoszeń USE w ramach RBB dla doby handlowej *n*, dla danego URB_{GE}, poprzez wysłanie komunikatu do wszystkich Operatorów Rynku. W komunikacie OSP określa URB_{GE} dokonującego zgłoszenia USE w trybie awaryjnym oraz dobę handlową *n*, której dotyczy zgłoszenie.

Komunikat jest wysyłany przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana na określone w umowie zawartej z OSP adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

3.1.2.1.2.17. Na podstawie przyjętego w trybie awaryjnym zgłoszenia RBB dla doby handlowej *n* korygowane są przyjęte do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej (EP^{RBB}) dla Jednostek Grafikowych wnioskującego URB_{GE} oraz Jednostek Grafikowych partnerów handlowych tego URB_{GE}. Wyznaczona EP^{RBB} w trybie awaryjnym zgłoszenia w ramach RBB dla doby handlowej *n* jest uwzględniana w procesie rozliczeń RB dla doby handlowej *n*.

3.1.2.1.2.18. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w zakresie Zgłoszeń USE w ramach RBB jest przedstawiony w Tabeli 3.1.

3.1.2.2. Tryb i harmonogram zgłaszania Ofert Bilansujących

3.1.2.2.1. Zgłaszanie Ofert Bilansujących dla doby handlowej *n* w ramach:

(i) RBN, trwa od godziny 9.00 doby *n*-1 do godziny 14.30 doby *n*-1.

(ii) RBB, trwa od godziny 15.30 doby *n*-1 do godziny 22.15 doby *n*.

W chwilach otwierania bramek dla Zgłoszeń Ofert Bilansujących dla doby *n*, tj. o godzinie 9.00 doby *n*-1 i o godzinie 15.30 doby *n*-1, oraz w chwilach zamykania tych bramek, tj. o godzinie 14.30 doby *n*-1 i o godzinie 22.15 doby *n*, zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.

Dokumenty Zgłoszeń Ofert Bilansujących otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

3.1.2.2.2. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa (dokumenty ZOBH) w ramach RBN jest obowiązkowe dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (z wyłączeniem JG_{OSPa}), Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych, Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych, Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych oraz Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych, przy czym dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych zakres przekazywanych informacji jest zawężony.

Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa (dokumenty ZOBH) w ramach RBB jest opcjonalne, stanowi aktualizację Przyjętej Oferty Bilansującej i może być dokonane dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych, Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych oraz Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych.

3.1.2.2.3. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna (dokumenty ZOBT) może być dokonane wyłącznie w ramach RBN, dotyczy Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych ze Znacznikiem Aktywności równym 1 (ZAK=1) i jest opcjonalne (nie jest obowiązkowe).

3.1.2.2.4. W przypadku, gdy dla danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=1 lub danej Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej z ZAK=1 nie zostanie dostarczone poprawne Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa, to jako obowiązująca w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostanie przyjęta oferta zastępcza tej JG, w zakresie odpowiednim do jej aktualnych parametrów technicznych.

3.1.2.2.5. W przypadku, gdy dla danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=2, Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej z ZAK=2, Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej lub Jednostki Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej nie zostanie dostarczone poprawne Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa, to jako obowiązująca w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostanie przyjęta zerowa oferta bilansująca, tj. oferta bilansująca zawierająca pasma z zerową mocą ofertową.

3.1.2.2.6. W przypadku, gdy dla danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=1 nie zostanie dostarczone poprawne Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna, to jako obowiązujące w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostanie przyjęte ostatnie poprawne zgłoszenie, przysłane dla tej JG, przy czym jeżeli nie będzie to możliwe ze względu na brak takiego zgłoszenia lub niespełnienie przez to zgłoszenie warunków poprawności

określonych w Warunkach, to wartości danych w zgłoszeniu zostaną przyjęte zgodnie ze zdefiniowanymi dla tej JG w bazie danych stałych KOE.

3.1.2.2.7. Zgłoszeniom Oferty Bilansującej – część handlowa dokonywanym dla danej JG i danej doby handlowej, mogą być nadawane przez Operatora Rynku unikalne identyfikatory liczbowe (Numer Porządkowy Zgłoszenia), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku Zgłoszeń Oferty Bilansującej – część handlowa dla tej JG i tej doby handlowej.

Jeżeli Operator Rynku stosuje Numery Porządkowe Zgłoszenia, to musi on zdefiniować Numer Porządkowy Zgłoszenia dla każdego Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część handlowa. Kolejno dokonywanym Zgłoszeniom Oferty Bilansującej – część handlowa, dotyczącym danej JG i danej doby handlowej, powinny być przyporządkowywane narastające Numery Porządkowe Zgłoszenia. Dostarczone do OSP Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa niespełniające powyższego warunku, tj. o Numerze Porządkowym Zgłoszenia równym lub mniejszym od nadanego Zgłoszeniu Oferty Bilansującej – część handlowa dostarczonemu wcześniej do OSP, nie jest przetwarzane przez OSP.

3.1.2.2.8. Poprawne Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa w ramach RBB dokonane nie później niż o godzinie 23.15 doby *n*-1 jest przetwarzane przez OSP w zakresie wszystkich godzin doby handlowej *n*, tj. aktualizuje Przyjętą Ofertę Bilansującą – część handlowa w zakresie wszystkich godzin doby handlowej *n*.

Poprawne Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa w ramach RBB dokonane nie później niż 45 minut przed rozpoczęciem godziny *h* doby handlowej *n* jest przetwarzane przez OSP w zakresie godzin doby handlowej *n* od godziny *h* do ostatniej godziny włącznie z tymi godzinami, tj. aktualizuje Przyjętą Ofertę Bilansującą – część handlowa w ramach RBN lub RBB w zakresie kolejnych godzin od godziny *h* do ostatniej godziny doby handlowej *n*.

3.1.2.2.9. W przypadku dokonania w ramach RBB wielu Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa dla danej JG i danej doby handlowej w okresie rozpoczynającym się po 15 minucie godziny *h* doby handlowej i kończącym się o 15 minucie godziny *h*+1 doby handlowej, tylko Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa o najwyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia, jeżeli Operator Rynku stosuje Numery Porządkowe Zgłoszenia, lub Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa o najpóźniejszym Stemplu Czasowym, jeżeli Operator Rynku nie stosuje Numerów Porządkowych Zgłoszenia, jest przetwarzane przez OSP.

3.1.2.2.10. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa dokonanych w ramach RBB jest realizowana iteracyjnie, raz w jednej godzinie doby handlowej. W toku każdej iteracji OSP dokonuje weryfikacji Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa i informuje Operatorów Rynku, w zakresie określonym w Warunkach, o przyjęciu albo odrzuceniu Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część handlowa oraz o Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa.

W przypadku, gdy w danej godzinie doby handlowej nie odbyła się weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa w ramach RBB, to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych, Zgłoszenia Ofert Bilansujących – część handlowa dla danej JG, nieprzetworzone w ramach niewykonanej iteracji weryfikacji, są przetwarzane przez OSP w kolejnej poprawnie zrealizowanej iteracji weryfikacji w zakresie tych godzin handlowych, dla których zgodnie z pkt 3.1.2.2.8. nie będzie przetwarzane dla danej JG Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa o wyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia lub późniejszym Stemplu Czasowym.

3.1.2.2.11. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w zakresie Zgłoszeń Ofert Bilansujących jest przedstawiony w Tabeli 3.1.

3.1.2.2.12. OSP ma prawo wydłużyć okres otwarcia bramki dla Zgłoszeń Ofert Bilansujących dla doby handlowej *n* w ramach RBN i opóźnić otwarcie bramki na RBB dla Zgłoszeń Ofert Bilansujących dla doby handlowej *n*, poprzez przesunięcie chwili zamknięcia bramki na RBN dla Zgłoszeń Ofert Bilansujących z godziny 14.30 doby *n*-1 na późniejszą i przesunięcie chwili otwarcia bramki na RBB dla Zgłoszeń Ofert Bilansujących z godziny 15.30 doby *n*-1 na późniejszą, w następujących przypadkach:

(1) Awarii systemów informatycznych OSP służących do obsługi Zgłoszeń Ofert Bilansujących, uniemożliwiającej dokonanie w terminie Zgłoszeń Ofert Bilansujących dla wszystkich URB.

(2) Opóźnienia zakończenia realizacji procesu alokacji międzysystemowych zdolności przesyłowych w ramach Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego przez NEMO, uniemożliwiającego dokonanie w terminie Zgłoszeń Ofert Bilansujących dla wszystkich URB.

OSP informuje o wydłużeniu okresu otwarcia bramki dla dokonywania Zgłoszeń Ofert Bilansujących dla doby handlowej *n* poprzez wysłanie komunikatu do Operatorów Rynku z nowym terminem zamknięcia bramki w ramach RBN oraz komunikatu z nowym terminem otwarcia bramki w ramach RBB. Komunikat jest wysyłany przez WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w umowie zawartej z OSP adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

3.1.2.2.13. W przypadku prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych oraz w przypadku awarii systemów informatycznych OSP służących do obsługi Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa, OSP może zawiesić przyjmowanie Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa w ramach RBB. Zawieszenie przyjmowania Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa w ramach RBB na dany okres oznacza zamknięcie w tym okresie bramki Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa na RBB dla wszystkich dób handlowych.

3.1.2.2.14. O zawieszeniu przyjmowania Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa w ramach RBB, OSP informuje Operatorów Rynku:

(1) Z czterodniowym wyprzedzeniem, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa w celu realizacji planowych prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych.

(2) Niezwłocznie po powzięciu przez OSP informacji o zaistnieniu sytuacji wymagającej zawieszenia przyjmowania Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa wynikających z sytuacji awaryjnych.

Powyższa informacja jest przesyłana w formie komunikatu do wszystkich Operatorów Rynku przez WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w umowie zawartej z OSP adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

3.1.2.2.15. W komunikacie do Operatorów Rynku o zawieszeniu przyjmowania Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa, OSP podaje: (i) początek okresu zawieszenia przyjmowania Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa w ramach RBB oraz (ii) planowany koniec tego okresu. O wznowieniu przyjmowania Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa w ramach RBB, OSP informuje Operatorów Rynku odrębnym komunikatem.

3.1.2.3. Tryb i harmonogram zgłaszania Ofert Redukcji Obciążenia

3.1.2.3.1. Zgłaszanie Ofert Redukcji Obciążenia dla doby handlowej *n* trwa od godziny 9.00 doby *n*-1 do godziny 22.15 doby *n*. W chwili otwierania bramki dla Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dla doby *n*, tj. o godzinie 9.00 doby *n*-1, oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 22.15 doby *n*, zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.

Dokumenty Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

3.1.2.3.2. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dotyczy wybranych godzin doby handlowej.

3.1.2.3.3. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dotyczące godziny *h* doby handlowej powinno być dostarczone do OSP nie później niż 45 minut przed rozpoczęciem godziny *h* doby handlowej. Jeżeli do OSP zostanie dostarczone Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zawierające godziny, dla których powyższy warunek nie jest spełniony, to takie Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia będzie przetwarzane przez OSP z pominięciem tych godzin, tj. poczynając od pierwszej godziny, dla której powyższy warunek jest spełniony.

3.1.2.3.4. Zgłoszeniom Ofert Redukcji Obciążenia, dokonywanym dla danej JG i danej doby handlowej, są nadawane przez Operatora Rynku unikalne identyfikatory liczbowe (Numer Porządkowy Zgłoszenia), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dla tej JG_{Oa} i tej doby handlowej. Kolejno dokonywanym Zgłoszeniom Ofert Redukcji Obciążenia, dotyczącym danej JG_{Oa} i danej doby handlowej, powinny być przyporządkowywane narastające Numery Porządkowe Zgłoszenia. Dostarczone do OSP Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia niespełniające powyższego warunku, tj. o Numerze Porządkowym Zgłoszenia równym lub mniejszym od nadanego Zgłoszeniu Oferty Redukcji Obciążenia dostarczonemu wcześniej do OSP, nie jest przetwarzane przez OSP.

3.1.2.3.5. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dotyczących danej doby handlowej jest realizowana iteracyjnie, w miarę możliwości technicznych OSP w zakresie ich przetwarzania, lecz nie częściej niż jedna iteracja procesu weryfikacji w jednej godzinie doby handlowej. W toku każdej iteracji OSP dokonuje weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia i informuje Operatorów Rynku, w zakresie określonym w Warunkach, o przyjęciu lub odrzuceniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia.

3.1.2.3.6. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia (dokument ZORO) nie jest obowiązkowe.

3.1.2.3.7. W przypadku prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych oraz w przypadku awarii systemów informatycznych OSP służących do obsługi Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, OSP może zawiesić przyjmowanie Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia. Zawieszenie przyjmowania Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia na dany okres oznacza zamknięcie w tym okresie bramki Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dla wszystkich dób handlowych.

3.1.2.3.8. O zawieszeniu przyjmowania Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, OSP informuje Operatorów Rynku:

(1) Z czterodniowym wyprzedzeniem, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia w celu realizacji planowych prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych.

(2) Niezwłocznie po powzięciu przez OSP informacji o zaistnieniu sytuacji wymagającej zawieszenia przyjmowania Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia wynikających z sytuacji awaryjnych.

Powyższa informacja jest przesyłana w formie komunikatu do Operatorów Rynku JG_{Oa} przez WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w umowie zawartej z OSP adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

3.1.2.3.9. W komunikacie do Operatorów Rynku o zawieszeniu przyjmowania Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, OSP podaje: (i) początek okresu zawieszenia przyjmowania Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia oraz (ii) planowany koniec tego okresu. O wznowieniu przyjmowania Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, OSP informuje Operatorów Rynku odrębnym komunikatem.

3.1.2.3.10. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w zakresie Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia jest przedstawiony w Tabeli 3.1.

Tabela 3.1. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych dla danej doby handlowej.

Termin/okres	Działania Operatorów Rynku	Działania OSP
ZGŁOSZENIA USE W RAMACH RBN		
Doba *n*-1 godzina 9.00.		Rozpoczęcie procesu zgłaszania USE dla doby *n* w ramach RBN (otwarcie bramki zgłoszeniowej na RBN).

Termin/okres	Działania Operatorów Rynku	Działania OSP
Od godziny 9.00 doby *n*-1 do godziny 14.30 doby *n*-1.	Iteracyjnie: Przesyłanie Zgłoszeń USE w ramach RBN (dokumenty ZUSE). Odbiór informacji o niezgodnościach w Zgłoszeniach USE i poprawianie Zgłoszeń USE.	Iteracyjnie: Przyjmowanie i wstępna weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBN. Generowanie i wysyłanie informacji o niezgodnościach w Zgłoszeniach USE (dokumenty IZUSE, IUZUSE).
Doba *n*-1 godzina 14.30.		Zakończenie procesu zgłaszania USE dla doby *n* w ramach RBN (zamknięcie bramki zgłoszeniowej na RBN).
Od godziny 14.30 doby *n*-1 do godziny 15.30 doby *n*-1.	Odbiór informacji o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami, odrzuceniu lub braku Zgłoszenia USE w ramach RBN. Odbiór informacji o przyjętych USE na RBN.	Ostateczna weryfikacja Zgłoszeń USE. Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszenia USE (dokument PZUSE), przyjęciu Zgłoszenia USE ze zmianami (dokument PZZUSE), odrzuceniu Zgłoszenia USE (dokument OZUSE) lub braku Zgłoszenia USE (dokument BZUSE). Generowanie i wysyłanie informacji o przyjętych USE na RBN (dokumenty PUSE).
ZGŁOSZENIA USE W RAMACH RBB		
Doba *n*-1 godzina 15.30.		Rozpoczęcie procesu zgłaszania USE dla doby *n* w ramach RBB (otwarcie bramki zgłoszeniowej na RBB).
Od godziny 15.30 doby *n*-1 do godziny 22.15 doby *n*.	Iteracyjnie: Przesyłanie Zgłoszeń USE w ramach RBB (dokumenty ZUSEB). Odbiór informacji o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami lub odrzuceniu Zgłoszenia USE w ramach RBB.	Iteracyjnie: Przyjmowanie i weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBB. Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszenia USE (dokument PZUSEB), przyjęciu Zgłoszenia USE ze zmianami (dokument PZZUSEB) lub odrzuceniu Zgłoszenia USE (dokument OZUSEB).
Doba *n* godzina 22.15.		Zakończenie procesu zgłaszania USE dla doby *n* w ramach RBB (zamknięcie bramki zgłoszeniowej na RBB).
Doba *n* po godzinie 22.15.	Odbiór informacji o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami lub odrzuceniu Zgłoszenia USE w ramach RBB.	Ostatnia iteracja weryfikacji Zgłoszeń USE: Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszenia USE (dokument

Termin/okres	Działania Operatorów Rynku	Działania OSP
		PZUSEB), przyjęciu Zgłoszenia USE ze zmianami (dokument PZZUSEB) lub odrzuceniu Zgłoszenia USE (dokument OZUSEB).
ZGŁOSZENIA OFERT BILANSUJĄCYCH		
Doba *n*-1 godzina 9.00.		Rozpoczęcie procesu zgłaszania Ofert Bilansujących dla doby *n* w ramach RBN (otwarcie bramki zgłoszeniowej na RBN).
Od godziny 9.00 doby *n*-1 do godziny 14.30 doby *n*-1.	Iteracyjnie: Przesyłanie Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa (dokumenty ZOBH) oraz Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część techniczna (dokumenty ZOBT). Odbiór informacji o niezgodnościach w Zgłoszeniach Ofert Bilansujących i poprawianie Zgłoszeń Ofert Bilansujących.	Iteracyjnie: Przyjmowanie i wstępna weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa, oraz Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część techniczna. Generowanie i wysyłanie informacji o niezgodnościach w Zgłoszeniach Ofert Bilansujących (dokumenty IZOBH, IZOBT).
Doba *n*-1 godzina 14.30.		Zakończenie procesu zgłaszania Ofert Bilansujących dla doby *n* w ramach RBN (zamknięcie bramki zgłoszeniowej na RBN).
Od godziny 14.30 doby *n*-1 do godziny 15.30 doby *n*-1.	Odbiór informacji o przyjęciu, odrzuceniu lub braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej. Odbiór informacji o Przyjętych Ofertach Bilansujących – części handlowej, oraz Przyjętych Ofertach Bilansujących – części technicznej.	Ostateczna weryfikacja zgłoszeń Ofert Bilansujących w ramach RBN: Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszenia Oferty Bilansującej (dokumenty PZOBH, PZOBT), odrzuceniu Zgłoszenia Oferty Bilansującej (dokumenty OZOBH, OZOBT) lub braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej (dokumenty BZOBH, BZOBT). Generowanie i wysyłanie informacji o Przyjętych Ofertach Bilansujących – część handlowa, oraz Przyjętych Ofertach Bilansujących – część techniczna (dokumenty POBH, POBT).
Doba *n*-1 godzina 15.30.		Rozpoczęcie procesu zgłaszania Ofert Bilansujących dla doby *n* w ramach RBB (otwarcie bramki zgłoszeniowej na RBB).

Termin/okres	Działania Operatorów Rynku	Działania OSP
Od godziny 15.30 doby *n*-1 do godziny 22.15 doby *n*.	Iteracyjnie: Przesyłanie Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa (dokumenty ZOBH). Odbiór informacji o przyjęciu lub odrzuceniu Zgłoszenia Oferty Bilansującej. Odbiór informacji o Przyjętych Ofertach Bilansujących – części handlowej.	Iteracyjnie: Przyjmowanie i ostateczna weryfikacja zgłoszeń Ofert Bilansujących: generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszenia Oferty Bilansującej (dokument PZOBH) lub odrzuceniu Zgłoszenia Oferty Bilansującej (dokument OZOBH). Generowanie i wysyłanie informacji o Przyjętych Ofertach Bilansujących – część handlowa (dokumenty POBH).
Doba *n* godzina 22.15.		Zakończenie procesu zgłaszania Ofert Bilansujących dla doby *n* w ramach RBB (zamknięcie bramki zgłoszeniowej na RBB).
Doba *n* po godzinie 22.15.	Odbiór informacji o przyjęciu lub odrzuceniu Zgłoszenia Oferty Bilansującej. Odbiór informacji o Przyjętych Ofertach Bilansujących – części handlowej.	Ostatnia iteracja weryfikacji zgłoszeń Ofert Bilansujących w ramach RBB: Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszenia Oferty Bilansującej (dokument PZOBH) lub odrzuceniu Zgłoszenia Oferty Bilansującej (dokument OZOBH). Generowanie i wysyłanie informacji o Przyjętych Ofertach Bilansujących – część handlowa (dokumenty POBH).
ZGŁOSZENIA OFERT REDUKCJI OBCIĄŻENIA		
Doba *n*-1 godzina 9.00.		Rozpoczęcie procesu zgłaszania Ofert Redukcji Obciążenia dla doby *n* (otwarcie bramki zgłoszeniowej dla Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia).
Od godziny 9.00 doby *n*-1 do godziny 22.15 doby *n*.	Iteracyjnie: Przesyłanie Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia (dokumenty ZORO). Odbiór informacji o przyjęciu lub odrzuceniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia.	Iteracyjnie: Przyjmowanie i weryfikacja Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia. Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia (dokument PZORO) lub odrzuceniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia (dokument OZORO).
Doba *n* godzina 22.15.		Zakończenie procesu zgłaszania Ofert Redukcji Obciążenia dla doby *n* (zamknięcie bramki zgłoszeniowej dla Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia).

Termin/okres	Działania Operatorów Rynku	Działania OSP
Doba *n* po godzinie 22.15.	Odbiór informacji o przyjęciu lub odrzuceniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia.	Ostatnia iteracja weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia: Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia (dokument PZORO) lub odrzuceniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia (dokument OZORO).

3.1.3. Zgłaszanie Umów Sprzedaży Energii w ramach RBN i RBB

3.1.3.1. Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii dla danej Jednostki Grafikowej i danej doby handlowej zawiera:

(1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej.

(2) Dane handlowe zgłoszenia dla poszczególnych godzin doby handlowej.

3.1.3.2. Dane powołane w pkt 3.1.3.1.(1) obejmują w przypadku Zgłoszeń USE w ramach RBN następujące informacje:

(1) Nazwę i kod Jednostki Grafikowej, której dotyczy Zgłoszenie USE.

(2) Nazwę i kod Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej.

(3) Nazwę i kod Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania Jednostką Grafikową.

(4) Dane osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez Operatora Rynku do przekazywania Zgłoszeń USE: imię, nazwisko, stanowisko, numer licencji, numer telefonu, numer faksu oraz adres e-mail.

(5) Datę doby handlowej.

3.1.3.3. Dane powołane w pkt 3.1.3.1.(1) obejmują w przypadku Zgłoszeń USE w ramach RBB następujące informacje:

(1) Dane wymienione w pkt 3.1.3.2.

(2) Aktywny Okres Zgłoszenia, tj. zakres godzin doby handlowej, którego dotyczy zgłoszenie, określony przez początkową i końcową godzinę tego okresu, przy czym końcową godziną musi być zawsze ostatnia godzina doby handlowej.

(3) Numer Porządkowy Zgłoszenia, tj. unikalny identyfikator liczbowy określający kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku Zgłoszeń USE dla danej JG i danej doby handlowej.

3.1.3.4. Dane powołane w pkt 3.1.3.1.(2) obejmują w przypadku Zgłoszeń USE w ramach RBN oraz RBB następujące informacje określane dla każdej godziny doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie:

(1) Numer godziny, której dotyczą dane handlowe.

(2) Sumaryczną ilość dostaw energii elektrycznej netto (E_{jh}) danej Jednostki Grafikowej (j) w danej godzinie (h).

(3) Dane o zgłaszanych transakcjach handlowych, określane dla poszczególnych Jednostek Grafikowych $i \in I_{jh}$, poprzez które są realizowane transakcje handlowe danej Jednostki Grafikowej w godzinie h (I_{jh} – zbiór Jednostek Grafikowych partnerów handlowych URB, posiadającego tytuł prawny do j-tej Jednostki Grafikowej, poprzez które są realizowane transakcje handlowe w godzinie h):

(3.1) Kod i-tej Jednostki Grafikowej danego partnera handlowego.

(3.2) Kod Operatora Rynku i-tej Jednostki Grafikowej danego partnera handlowego.

(3.3) Ilość dostaw energii elektrycznej netto w ramach transakcji handlowej realizowanej w godzinie h pomiędzy j-tą Jednostką Grafikową oraz i-tą Jednostką Grafikową (E_{jhi}).

3.1.3.5. Zgłoszenia USE w ramach RBN oraz RBB dokonują obie strony transakcji handlowej, z wyłączeniem:

(1) Zgłoszeń USE dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}), dla której nie jest wymagane dokonywanie zgłoszeń, odpowiednio do funkcji JG_{BI}, przez OSP oraz OSDp.

(2) Zgłoszeń USE dla Jednostki Grafikowej Generacji Zewnętrznej (JG_{GZ}), dla której nie jest wymagane dokonywanie zgłoszeń przez OSP.

3.1.3.6. Zgłoszenie USE w ramach RBN oraz RBB musi spełniać następujące warunki:

(1) Ilości dostaw energii muszą być podane w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh.

(2) Znaki ilości dostaw energii dla poszczególnych rodzajów Jednostek Grafikowych muszą być określone, odpowiednio do zgłaszanej transakcji (zakup albo sprzedaż), zgodnie z zasadami przedstawionymi w Tabeli 3.2.

(3) Transakcje zakupu lub sprzedaży energii pomiędzy daną Jednostką Grafikową a innymi Jednostkami Grafikowymi muszą spełniać warunki określone w pkt 2.1.8.4. i 2.1.8.5.

Tabela 3.2. Sposób określenia znaków ilości dostaw energii przesyłanych w Zgłoszeniu USE, w zależności od rodzaju zgłaszanej transakcji.

Typ Jednostki Grafikowej	**Znak ilości dostaw energii dla transakcji:**	
	Zakupu energii	**Sprzedaż energii**
Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Wytwórcza pasywna	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Wytwórcza rozliczeniowa	**X**	**X**
Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Magazynu rozliczeniowa	**X**	**X**

Typ Jednostki Grafikowej	Znak ilości dostaw energii dla transakcji:	
	Zakupu energii	**Sprzedaż energii**
Jednostka Grafikowa Farm Wiatrowych aktywna	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Fotowoltaiczna aktywna	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Odbiorcza	Plus	Minus
Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna	Plus	Minus
Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Zakupu	Plus	**X**
Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Sprzedaży	**X**	Plus
Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej	Plus	Minus
Jednostka Grafikowa Generacji Zewnętrznej	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Bilansująca	Plus	Minus

„X" oznacza, że transakcja nie występuje.

3.1.4. Weryfikacja Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii

3.1.4.1. Weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBN

3.1.4.1.1. Weryfikacja Zgłoszeń USE dotyczy danych zawartych w zgłoszeniach dokonanych w ramach RBN dla poszczególnych JG.

3.1.4.1.2. Weryfikacja Zgłoszeń USE dotyczących danej doby handlowej jest realizowana w dwóch, następujących po sobie etapach:

(1) Weryfikacji poprawności Zgłoszeń USE.

(2) Weryfikacji zgodności Zgłoszeń USE.

3.1.4.1.3. Weryfikacja poprawności Zgłoszeń USE jest wykonywana dla każdego Zgłoszenia USE dokonanego dla danej JG i danej doby handlowej.

3.1.4.1.4. Weryfikacja poprawności Zgłoszenia USE, dokonanego dla danej JG i danej doby handlowej, polega na sprawdzeniu danych zawartych w weryfikowanym Zgłoszeniu USE, pod kątem spełnienia następujących warunków:

(1) Zgodności danych w Zgłoszeniu USE z zapisami w Umowie przesyłania albo umowie MNA OA Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej oraz z zapisami w Umowie przesyłania albo umowie MNA OA Operatora Rynku, który dysponuje tą Jednostką Grafikową. Weryfikacja dotyczy: kodu JG, kodu OR, kodu URB oraz numeru licencji osoby dokonującej zgłoszenia.

(2) Świadczenia usługi przesyłania Uczestnikowi Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej, tj. na podstawie pkt

2.2.1.2.2.7. nie doszło do wstrzymania lub ograniczenia temu Uczestnikowi Rynku Bilansującego świadczenia usług przesyłania określonych w Umowie przesyłania.

(3) Zgodności danych w Zgłoszeniu USE z zapisami w Umowie przesyłania albo umowie MNA OA Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej wskazanej w Zgłoszeniu USE, jako reprezentująca partnera handlowego w ramach danej transakcji handlowej. Weryfikacja dotyczy: kodu JG oraz kodu OR.

(4) Warunków określonych w pkt 3.1.3.6.

3.1.4.1.5. Weryfikacja warunków określonych w pkt 3.1.4.1.4. odbywa się według następujących zasad i w następującej kolejności:

(1) W przypadku, gdy nie są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.1.4.(1), to Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich transakcji handlowych i wszystkich godzin doby handlowej.

(2) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.1.4.(1) oraz nie są spełnione dla danej transakcji handlowej warunki określone w pkt 3.1.4.1.4.(2), to Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich transakcji handlowych i wszystkich godzin doby handlowej.

(3) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.1.4.(1) i 3.1.4.1.4.(2) oraz nie są spełnione dla danej transakcji handlowej warunki określone w pkt 3.1.4.1.4.(3), to Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie tej transakcji handlowej i wszystkich godzin doby handlowej, których dotyczy ta transakcja.

(4) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.1.4.(1) i 3.1.4.1.4.(2) i 3.1.4.1.4.(3) oraz nie są spełnione dla danej transakcji handlowej oraz danej godziny warunki określone w pkt 3.1.4.1.4.(4), to Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie tej godziny i tej transakcji handlowej.

3.1.4.1.6. Weryfikacja zgodności Zgłoszeń USE dotyczy par JG powiązanych transakcją handlową, w wyniku dokonania zgłoszenia transakcji co najmniej dla jednej z tych JG. Weryfikacja zgodności Zgłoszeń USE jest dokonywana niezależnie dla każdej godziny doby handlowej.

3.1.4.1.7. Weryfikacja zgodności Zgłoszeń USE dla danej godziny i transakcji handlowej zgłoszonej pomiędzy parą JG, polega na sprawdzeniu: (i) zgodności ilości dostaw energii elektrycznej transakcji, tj. wymagania aby wartości energii w obu zgłoszeniach transakcji były sobie równe, oraz (ii) zgodności typu transakcji, tj. wymagania aby znaki ilości dostaw energii w obu zgłoszeniach transakcji odpowiednio określały typ transakcji.

3.1.4.1.8. W przypadku, gdy Zgłoszenie USE dokonane dla pary JG i danej godziny, spełnia wymagania określone w pkt 3.1.4.1.7, to USE jest przyjmowana do realizacji na RBN. W przeciwnym przypadku za obowiązujące, z zastrzeżeniem pkt 3.1.4.1.9., co do ilości dostaw i typu transakcji w tej godzinie przyjmuje się zgłoszenia wyznaczone w następujący sposób i w następującej kolejności:

(1) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii i zgłoszeniach partnera handlowego tej Jednostki Grafikowej, za

obowiązujące przyjmuje się dane określone dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii.

(2) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostek Grafikowych, z których żadna nie jest Jednostką Grafikową Giełdy Energii, należących do pary URB dokonującej Zgłoszenia USE w trybie Zgłoszenia Jednostronnego, o którym mowa w pkt 2.2.1.1.7., za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla Jednostki Grafikowej reprezentującej stronę nadrzędną Zgłoszenia USE.

(3) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostek Grafikowych, z których żadna nie jest Jednostką Grafikową Giełdy Energii, spowodowanej nieprzesłaniem Zgłoszenia USE dla:

(i) Jednostki Grafikowej sprzedającej energię, w odniesieniu do której nie jest stosowany tryb Zgłoszenia Jednostronnego, lub

(ii) Jednostki Grafikowej reprezentującej stronę nadrzędną Zgłoszenia USE w trybie Zgłoszenia Jednostronnego,

za obowiązujące przyjmuje się odpowiednio:

(i) dane określone dla Jednostki Grafikowej kupującej energię, oraz

(ii) dane określone dla Jednostki Grafikowej reprezentującej stronę podrzędną Zgłoszenia USE w trybie Zgłoszenia Jednostronnego.

(4) W pozostałych przypadkach niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostki Grafikowej sprzedającej energię i Jednostki Grafikowej kupującej energię, za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla Jednostki Grafikowej sprzedającej energię.

3.1.4.1.9. W przypadku, gdy obie strony USE, nie stosujące trybu Zgłoszenia Jednostronnego, zgłoszą w danej godzinie dla swoich Jednostek Grafikowych, z których żadna nie jest Jednostką Grafikową Giełdy Energii, równocześnie sprzedaż energii lub równocześnie zakup energii, to zgłoszenie transakcji handlowej dla tej godziny zostaje odrzucone.

3.1.4.1.10. Przez nieprzesłanie Zgłoszenia USE, o którym mowa w pkt 3.1.4.1.8.(3), jest rozumiana sytuacja, gdy w czasie kiedy jest otwarta bramka zgłoszeniowa na RBN nie został dostarczony do OSP żaden dokument zgłoszeniowy (dotyczący zgłoszeń w ramach RBN) od Operatora Rynku dysponującego, odpowiednio do przypadku powołanego w pkt 3.1.4.1.8.(3): (i) Jednostką Grafikową sprzedającą energię lub (ii) Jednostką Grafikową reprezentującą stronę nadrzędną Zgłoszenia USE.

3.1.4.1.11. W wyniku weryfikacji Zgłoszeń USE w ramach RBN, dla każdej Jednostki Grafikowej *j* oraz każdej godziny *h* danej doby handlowej są wyznaczane przyjęte do realizacji na RBN ilości dostaw energii elektrycznej (EP^{RBN}) z Umów Sprzedaży Energii realizowanych z poszczególnymi partnerami handlowymi poprzez ich Jednostki Grafikowe *i* (EP_{jhi}^{RBN}).

3.1.4.2. Weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBB

3.1.4.2.1. Weryfikacja Zgłoszeń USE dotyczy danych zawartych w zgłoszeniach dokonanych w ramach RBB dla poszczególnych JG.

3.1.4.2.2. Weryfikacja Zgłoszeń USE jest realizowana iteracyjnie, raz w każdej godzinie doby handlowej. Wyniki weryfikacji Zgłoszeń USE uzyskane w danej iteracji

zastępują, w zakresie godzin doby handlowej objętych tą iteracją, wyniki uzyskane w weryfikacjach poprzednich.

3.1.4.2.3. W kolejnych iteracjach, weryfikacja Zgłoszeń USE jest dokonywana dla wszystkich godzin doby handlowej objętych Horyzontem Weryfikacji. Horyzont Weryfikacji określa zakres godzin doby handlowej, dla którego w danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE są określane USE przyjęte do realizacji na RBB.

3.1.4.2.4. Horyzont Weryfikacji danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE, dotyczącej doby handlowej *n*, obejmuje następujący zakres godzin:

(1) Wszystkie godziny doby handlowej *n* – dla pierwszej iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE oraz tych weryfikacji Zgłoszeń USE, które rozpoczynają się nie później niż o godzinie 24.00 doby *n*-1.

(2) Wszystkie godziny doby handlowej *n* poczynając od godziny będącej drugą godziną po godzinie doby handlowej, w której rozpoczęła się poprzednia, poprawnie zrealizowana, iteracja weryfikacji Zgłoszeń USE, lecz nie wcześniej niż od 1. godziny doby handlowej *n* – dla iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE rozpoczynających się po godzinie 0.00 doby *n*.

3.1.4.2.5. W danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE, dotyczącej doby handlowej *n*, która to iteracja została zainicjowana w określonej godzinie doby handlowej *n*-1 lub doby handlowej *n*, jest uwzględniane każde dostarczone do OSP Zgłoszenie USE, spełniające łącznie następujące warunki:

(1) Zgłoszenie USE zostało dostarczone w okresie otwarcia bramki zgłoszeniowej dla Zgłoszeń USE w ramach RBB, dotyczących doby handlowej *n*.

(2) Zgłoszenie USE zostało dostarczone na 45 minut przed rozpoczęciem kolejnej godziny doby handlowej (decyduje Stempel Czasowy), po godzinie w której została zainicjowana dana iteracja weryfikacji Zgłoszeń USE w ramach RBB.

(3) Zgłoszenie USE nie zostało zweryfikowane w ramach poprzednich iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE w ramach RBB.

3.1.4.2.6. Warunkiem zakończenia weryfikacji Zgłoszeń USE dla doby handlowej *n* jest wykonanie jednej iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE, dotyczących tej doby handlowej, po godzinie 22.15 doby *n*.

3.1.4.2.7. Pojedyncza iteracja weryfikacji Zgłoszeń USE dotyczących doby handlowej *n* jest realizowana w dwóch, następujących po sobie etapach:

(1) Weryfikacji poprawności Zgłoszeń USE.

(2) Weryfikacji zgodności Zgłoszeń USE.

3.1.4.2.8. Weryfikacja poprawności Zgłoszeń USE jest wykonywana dla Zgłoszeń USE dokonywanych dla danej JG i danej doby handlowej.

3.1.4.2.9. Weryfikacja poprawności Zgłoszenia USE, dokonanego dla danej JG i danej doby handlowej, polega w danej iteracji na sprawdzeniu danych zawartych w weryfikowanym Zgłoszeniu USE, pod kątem spełnienia następujących warunków:

(1) Zgodności danych w Zgłoszeniu USE z zapisami w Umowie przesyłania albo umowie MNA OA Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej oraz z zapisami w Umowie przesyłania albo umowie MNA OA Operatora Rynku, który dysponuje tą Jednostką Grafikową.

Weryfikacja dotyczy: kodu JG, kodu OR, kodu URB oraz numeru licencji osoby dokonującej zgłoszenia.

(2) Świadczenia usługi przesyłania Uczestnikowi Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej, tj. na podstawie pkt 2.2.1.2.2.7. nie doszło do wstrzymania lub ograniczenia temu Uczestnikowi Rynku Bilansującego świadczenia usług przesyłania określonych w Umowie przesyłania.

(3) Poprawności Aktywnego Okresu Zgłoszenia, tzn. następujących wymagań:

(3.1) Pierwszą godziną Aktywnego Okresu Zgłoszenia dla Zgłoszenia USE może być godzina doby handlowej nie wcześniejsza niż pierwsza godzina, dla której weryfikowane Zgłoszenie USE zostało dostarczone do OSP przynajmniej 45 minut przed jej rozpoczęciem (czas dostarczenia Zgłoszenia USE określa Stempel Czasowy).

(3.2) Ostatnią godziną Aktywnego Okresu Zgłoszenia musi być ostatnia godzina doby handlowej.

(4) Zgodności danych w Zgłoszeniu USE z zapisami w Umowie przesyłania albo umowie MNA OA Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej wskazanej w Zgłoszeniu USE, jako reprezentująca partnera handlowego w ramach danej transakcji handlowej. Weryfikacja dotyczy: kodu JG oraz kodu OR.

(5) Warunków określonych w pkt 3.1.3.6.

3.1.4.2.10. Weryfikacja warunków określonych w pkt 3.1.4.2.9. odbywa się według następujących zasad i w następującej kolejności:

(1) W przypadku, gdy nie są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(1), to Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich transakcji handlowych i wszystkich godzin określonych Aktywnym Okresem Zgłoszenia.

(2) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(1) oraz nie są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(2), to Zgłoszenie USE dla danej JG i danej doby handlowej zostaje odrzucone: (i) w całości, w przypadku wstrzymania dla danej doby handlowej świadczenia usług przesyłania URB, do którego należy dana JG, tj. w zakresie wszystkich transakcji handlowych i wszystkich godzin określonych Aktywnym Okresem Zgłoszenia, (ii) w części, w przypadku ograniczenia dla całej lub części danej doby handlowej świadczenia usług przesyłania URB, do którego należy dana JG, w zakresie Zgłoszeń USE dla kierunku sprzedaży energii elektrycznej, tj. w zakresie wszystkich transakcji handlowych w kierunku sprzedaży energii elektrycznej i godzin określonych Aktywnym Okresem Zgłoszenia.

(3) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(1) i 3.1.4.2.9.(2) oraz nie są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(3), to:

(3.1) W sytuacji, gdy nie jest spełniony warunek określony w pkt 3.1.4.2.9.(3.1) i jest spełniony warunek określony w pkt 3.1.4.2.9.(3.2) – Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie wszystkich transakcji handlowych zgłoszonych dla godzin zawierających się w okresie pomiędzy następującymi godzinami doby handlowej (włącznie z tymi

godzinami): (i) pierwszą godziną Aktywnego Okresu Zgłoszenia, a (ii) godziną doby handlowej występującej 45 minut po chwili, w której Zgłoszenie USE zostało dostarczone do OSP (czas dostarczenia Zgłoszenia USE określa Stempel Czasowy).

(3.2) W sytuacji, gdy nie jest spełniony warunek określony w pkt 3.1.4.2.9.(3.2) – Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich transakcji handlowych i wszystkich godzin określonych Aktywnym Okresem Zgłoszenia.

(4) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(1) i 3.1.4.2.9.(2) i 3.1.4.2.9.(3) oraz nie są spełnione dla danej transakcji handlowej warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(4), to Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie tej transakcji handlowej i wszystkich godzin.

(5) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(1) i 3.1.4.2.9.(2) i 3.1.4.2.9.(3) i 3.1.4.2.9.(4) oraz nie są spełnione dla danej transakcji handlowej oraz danej godziny warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(5), to Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie tej godziny i tej transakcji handlowej.

3.1.4.2.11. Weryfikacja zgodności Zgłoszeń USE dotyczy par JG powiązanych transakcją handlową, w wyniku dokonania zgłoszenia transakcji co najmniej dla jednej z tych JG. Weryfikacja zgodności Zgłoszeń USE jest dokonywana niezależnie dla każdej godziny Horyzontu Weryfikacji.

3.1.4.2.12. Weryfikacja zgodności Zgłoszeń USE dla danej godziny i transakcji handlowej zgłoszonej pomiędzy parą JG, polega na sprawdzeniu: (i) zgodności ilości dostaw energii elektrycznej transakcji, tj. wymagania aby wartości energii w obu zgłoszeniach transakcji były sobie równe, oraz (ii) zgodności typu transakcji, tj. wymagania aby znaki ilości dostaw energii w obu zgłoszeniach transakcji odpowiednio określały typ transakcji.

3.1.4.2.13. W przypadku, gdy Zgłoszenie USE dokonane dla pary JG i danej godziny, spełnia wymagania określone w pkt 3.1.4.2.12, to USE jest przyjmowana do realizacji na RBB. W przeciwnym przypadku za obowiązujące, z zastrzeżeniem pkt 3.1.4.2.14., co do ilości dostaw i typu transakcji w tej godzinie przyjmuje się zgłoszenia wyznaczone w następujący sposób i w następującej kolejności:

(1) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii i zgłoszeniach partnera handlowego tej Jednostki Grafikowej, za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii.

(2) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostek Grafikowych, z których żadna nie jest Jednostką Grafikową Giełdy Energii, należących do pary URB dokonującej Zgłoszenia USE w trybie Zgłoszenia Jednostronnego, o którym mowa w pkt 2.2.1.1.7., za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla Jednostki Grafikowej reprezentującej stronę nadrzędną Zgłoszenia USE.

(3) W pozostałych przypadkach niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostki Grafikowej sprzedającej energię i Jednostki Grafikowej kupującej energię, za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla Jednostki Grafikowej sprzedającej energię.

3.1.4.2.14. W przypadku, gdy obie strony USE, nie stosujące trybu Zgłoszenia Jednostronnego, zgłoszą w danej godzinie dla swoich Jednostek Grafikowych, z których żadna nie jest Jednostką Grafikową Giełdy Energii, równocześnie sprzedaż energii lub równocześnie zakup energii, to zgłoszenie transakcji handlowej dla tej godziny zostaje odrzucone.

3.1.4.2.15. Dla danej Jednostki Grafikowej i danej doby handlowej w danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE jest uwzględniane Zgłoszenie USE o najwyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia (Zgłoszenie USE o najwyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia jest traktowane jako ostatnie dokonane zgłoszenie).

W przypadku, gdy Zgłoszenie USE o najwyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia nie zawiera danych w zakresie wszystkich godzin Horyzontu Weryfikacji (Aktywny Okres Zgłoszenia zweryfikowany względem czasu dostarczenia Zgłoszenia USE do OSP nie pokrywa się z Horyzontem Weryfikacji, tj. początkowa godzina tego okresu następuje po pierwszej godzinie Horyzontu Weryfikacji), to w zakresie brakujących godzin są uwzględniane dane z kolejnych Zgłoszeń USE, w kolejności malejących Numerów Porządkowych Zgłoszenia.

3.1.4.2.16. W wyniku weryfikacji Zgłoszeń USE w ramach RBB, dla każdej Jednostki Grafikowej *j* oraz każdej godziny *h* danej doby handlowej są wyznaczane przyjęte do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej (EP^{RBB}) z Umów Sprzedaży Energii realizowanych z poszczególnymi partnerami handlowymi poprzez ich Jednostki Grafikowe *i* (EP_{jhi}^{RBB}).

3.1.5. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej

3.1.5.1. Ogólne zasady zgłaszania Ofert Bilansujących – części handlowej

3.1.5.1.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostki Grafikowej *j* dla doby handlowej *n* zawiera następujące dane:

(1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia i dane identyfikacyjne doby handlowej *n*:

(1.1) Nazwę i kod Jednostki Grafikowej, której dotyczy Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej.

(1.2) Nazwę i kod Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania Jednostką Grafikową.

(1.3) Nazwę i kod Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej.

(1.4) Dane osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez Operatora Rynku do przekazywania zgłoszeń: imię, nazwisko, stanowisko, numer licencji, numer telefonu, numer telefaksu, adres e-mail-owy.

(1.5) Datę doby handlowej *n*.

(1.6) Numer Porządkowy Zgłoszenia, tj. unikalny identyfikator liczbowy określający kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku Zgłoszeń Oferty Bilansującej dla danej JG i danej doby handlowej. Określenie Numeru Porządkowego Zgłoszenia jest obowiązkowe, jeśli Operator Rynku stosuje Numery Porządkowe Zgłoszenia w Zgłoszeniach Ofert Bilansujących.

(2) Dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=1: dane handlowo-techniczne zgłoszenia dla każdej godziny $h \in H$ doby handlowej n:

(2.1) Godzinę, dla której są określane dane handlowe.

(2.2) Moc dyspozycyjną Jednostki Grafikowej j oferowaną w godzinie h (P_{jh}^{DYSP}).

(2.3) Moc maksymalną Jednostki Grafikowej j oferowaną w godzinie h (P_{jh}^{MAX}).

(2.4) Moc minimalną Jednostki Grafikowej j oferowaną w godzinie h (P_{jh}^{MIN}).

(2.5) Pasmo mocy przeciążeń Jednostki Grafikowej aktywnej j oferowane w godzinie h (P_{jh}^{P}).

(2.6) Pasmo mocy zaniżeń Jednostki Grafikowej aktywnej j oferowane w godzinie h (P_{jh}^{Z}).

(2.7) Dane handlowo-techniczne oferty bilansującej dla każdego pasma ofertowego $k \in K$ Jednostki Grafikowej aktywnej j w godzinie h:

(2.7.1) Cenę ofertową dla pasma k (OFC_{jhk}).

(2.7.2) Moc brutto oferowaną w paśmie k (OFP_{jhk}).

(2.7.3) Moc netto oferowaną w paśmie k (OFE_{jhk}).

(3) Dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=2: dane handlowo-techniczne zgłoszenia dla każdej godziny $h \in H$ doby handlowej n:

(3.1) Godzinę, dla której są określane dane handlowe.

(3.2) Moc dyspozycyjną Jednostki Grafikowej j oferowaną w godzinie h (P_{jh}^{DYSP}).

(3.3) Moc maksymalną Jednostki Grafikowej j oferowaną w godzinie h (P_{jh}^{MAX}).

(3.4) Moc minimalną Jednostki Grafikowej j oferowaną w godzinie h (P_{jh}^{MIN}).

(3.5) Dane handlowo-techniczne oferty bilansującej dla każdego pasma ofertowego $k \in K$ Jednostki Grafikowej aktywnej j w godzinie h:

(3.5.1) Cenę ofertową dla pasma k (OFC_{jhk}) z wyjątkiem pierwszego pasma (k=1), dla którego cena ofertowa nie jest określana.

(3.5.2) Moc brutto oferowaną w paśmie k (OFP_{jhk}).

(3.5.3) Moc netto oferowaną w paśmie k (OFE_{jhk}).

(4) Dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej z ZAK=1 i ZAK=2: dane handlowo-techniczne zgłoszenia dla każdej godziny $h \in H$ doby handlowej n:

(4.1) Godzinę, dla której są określane dane handlowe.

(4.2) Moc dyspozycyjną generacji Jednostki Grafikowej *j* oferowaną w godzinie *h* (PG_{jh}^{DYSP}).

(4.3) Moc maksymalną generacji Jednostki Grafikowej *j* oferowaną w godzinie *h* (PG_{jh}^{MAX}).

(4.4) Moc minimalną generacji Jednostki Grafikowej *j* oferowaną w godzinie *h* (PG_{jh}^{MIN}).

(4.5) Dane handlowo-techniczne oferty bilansującej dla każdego pasma ofertowego generacji $k \in KG$ Jednostki Grafikowej aktywnej *j* w godzinie *h*:

(4.5.1) Cenę ofertową dla pasma *k* (OFC_{jhk}).

(4.5.2) Moc brutto oferowaną w paśmie *k* (OFP_{jhk}).

(4.5.3) Moc netto oferowaną w paśmie *k* (OFE_{jhk}).

(4.6) Moc dyspozycyjną ładowania Jednostki Grafikowej *j* oferowaną w godzinie *h* (PL_{jh}^{DYSP}).

(4.7) Moc maksymalną ładowania Jednostki Grafikowej *j* oferowaną w godzinie *h* (PL_{jh}^{MAX}).

(4.8) Moc minimalną ładowania Jednostki Grafikowej *j* oferowaną w godzinie *h* (PL_{jh}^{MIN}).

(4.9) Dane handlowo-techniczne oferty bilansującej dla każdego pasma ofertowego ładowania $k \in KL$ Jednostki Grafikowej aktywnej *j* w godzinie *h*:

(4.9.1) Cenę ofertową dla pasma *k* (OFC_{jhk}).

(4.9.2) Moc brutto oferowaną w paśmie *k* (OFP_{jhk}).

(4.9.3) Moc netto oferowaną w paśmie *k* (OFE_{jhk}).

(4.10) Dla JG_{Ma} z ZAK=2 nie określa się ceny ofertowej dla pierwszego pasma ofertowego w zakresie ładowania oraz w zakresie generacji.

(5) Dla Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej i Jednostki Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej: dane handlowo-techniczne zgłoszenia dla każdej godziny $h \in H$ doby handlowej *n*:

(5.1) Godzinę, dla której są określane dane handlowe.

(5.2) Moc maksymalnej redukcji generacji Jednostki Grafikowej aktywnej *j* oferowaną w godzinie *h* (PR_{jh}^{MAX}).

(5.3) Dane handlowo-techniczne oferty bilansującej dla każdego pasma ofertowego $k \in K$ Jednostki Grafikowej aktywnej *j* w godzinie *h*:

(5.3.1) Cenę ofertową dla pasma *k* (OFC_{jhk}).

(5.3.2) Moc brutto oferowaną w paśmie *k* (OFP_{jhk}).

(5.3.3) Moc netto oferowaną w paśmie *k* (OFE_{jhk}).

3.1.5.1.2. Zakres i zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej różnią się w zależności od rodzaju Jednostki Grafikowej, której dotyczy zgłoszenie. Wyróżnia się następujące przypadki:

(1) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1.

(2) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=2.

(3) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostek Grafikowych pasywnych.

(4) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1.

(5) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=2.

(6) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych.

3.1.5.1.3. Poza rozróżnieniem o którym mowa w pkt 3.1.5.1.2., specjalne zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej obowiązują dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 i Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 pracujących w usztywnieniach albo niedyspozycyjnych.

3.1.5.1.4. Zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej różnią się w zależności od tego czy zgłoszenie oferty bilansującej zostało dokonane w ramach RBN czy RBB.

3.1.5.1.5. W procesie weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej są wykorzystywane następujące wielkości, zdefiniowane jako parametry stałe Jednostki Grafikowej Wytwórczej *j*:

(1) Moc osiągalna Jednostki Grafikowej *j* (P_j^{OS}).

(2) Moc minimum technicznego Jednostki Grafikowej *j* ($P_j^{MIN_TECH}$).

3.1.5.1.6. W procesie weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej są wykorzystywane następujące wielkości, zdefiniowane jako parametry stałe Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej *j*:

(1) Moc osiągalna generacji Jednostki Grafikowej *j* (PG_j^{OS}).

(2) Moc minimum technicznego generacji Jednostki Grafikowej *j* ($PG_j^{MIN_TECH}$).

(3) Moc osiągalna ładowania Jednostki Grafikowej *j* (PL_j^{OS}).

(4) Moc minimum technicznego ładowania Jednostki Grafikowej *j* ($PL_j^{MIN_TECH}$).

3.1.5.1.7. W procesie weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej są wykorzystywane następujące wielkości, zdefiniowane jako parametry stałe Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej *j*:

(1) Moc osiągalna Jednostki Grafikowej *j* (P_j^{OS}).

3.1.5.1.8. W procesie weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej są wykorzystywane następujące wielkości, zdefiniowane jako parametry stałe Jednostki Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej *j*:

(1) Moc osiągalna Jednostki Grafikowej *j* (P_j^{OS}).

3.1.5.1.9. Wielkości wymienione w pkt 3.1.5.1.5., 3.1.5.1.6. 3.1.5.1.7. i 3.1.5.1.8. są określane w wartościach brutto, w Umowach przesyłania zawieranych pomiędzy OSP i URB.

3.1.5.1.10. W procesie weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej, Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej, Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej i Jednostki Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej jest wykorzystywana MaxCO wyznaczona dla doby handlowej, której dotyczą Zgłoszenia Ofert Bilansujących – części handlowej.

3.1.5.1.11. MaxCO dla danej Jednostki Grafikowej i doby handlowej *n* jest równa CWD wyznaczonej dla tej Jednostki Grafikowej i tej doby, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.4.1. i 4.3.1.3.4.2., przy czym:

(1) W przypadku Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej wykorzystującej jako paliwo podstawowe węgiel kamienny, węgiel brunatny albo gaz ziemny CWD na potrzeby MaxCO wyznacza się z zastosowaniem współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną, o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.4.(2), ustalonego dla pasma mocy Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej, dla którego współczynnik ten ma najwyższą wartość.

(2) W przypadku Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej wykorzystującej jako paliwo podstawowe węgiel kamienny za koszt paliwa podstawowego przyjmuje się wartość większą z:

(2.1) Kosztu paliwa podstawowego wyznaczonego jako pomnożona przez 1,05 suma:

(2.1.1) Ostatniej ceny kontraktu forward cif ARA (Rotterdam) API2 na kolejny miesiąc kalendarzowy, wyrażonej w zł/GJ, opublikowanej w dobie *n*-2, pomnożonej przez 0,4 oraz

(2.1.2) Wartości ostatniej średniej ceny węgla kamiennego z krajowego wydobycia, wyrażonej w zł/GJ, opublikowanej przez Agencję Rozwoju Przemysłu S.A. w indeksie PSCMI1, dostępnej w dobie *n*-2, pomnożonej przez 0,6.

W przypadku gdy cena kontraktu forward cif ARA (Rotterdam) API2 na kolejny miesiąc kalendarzowy nie została opublikowana w dobie *n*-2, to stosuje się ostatnią cenę opublikowaną przed dobą *n*-2.

Cena kontraktu forward cif ARA (Rotterdam) API2 wyrażona w USD/Mg jest przeliczana na zł/GJ przyjmując: (i) średni kurs USD wyrażony w zł Narodowego Banku Polskiego z doby *n*-2, a jeżeli kurs dla tego dnia nie został opublikowany, to do przeliczenia stosuje się kurs Narodowego Banku Polskiego opublikowany w najbliższym dniu z okresu poprzedniego oraz (ii) wartość opałową węgla kamiennego równą 25,104 GJ/Mg.

(2.2) Kosztu paliwa podstawowego, który wytwórca podał zgodnie z pkt 2.2.1.1.13., przyjętego dla doby handlowej *n*.

(3) W przypadku Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej wykorzystującej jako paliwo podstawowe węgiel kamienny współczynnik wynoszący 1,05 we wzorze w pkt 4.3.1.3.4.1.5. zwiększa się do 1,1 wyłącznie w odniesieniu do kosztu paliwa podstawowego.

(4) W przypadku Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej wykorzystującej jako paliwo podstawowe gaz ziemny koszt zmienny paliwa gazowego, o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.7.(1), wyznacza się z uwzględnieniem ostatniej ceny rynku dnia następnego na giełdzie towarowej, na której jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, opublikowanej w dobie *n*-2, pomnożonej przez 1,05.

(5) W przypadku Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej jako rozliczeniową cenę uprawnień do emisji CO_2 przyjmuje się wartość tej ceny wyznaczonej dla doby *n*-2, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.4.3.3., pomnożoną przez 1,05.

(6) W przypadku Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej CWD na potrzeby MaxCO wyznacza się jako CWD dla kierunku generacji (CWD^G) określaną zgodnie z pkt 4.3.1.3.4.2.2.(2) na podstawie ceny referencyjnej równej większej z wartości cen z pkt 4.3.1.3.4.2.4.(1) i 4.3.1.3.4.2.4.(2).

3.1.5.2. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1

3.1.5.2.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla *j*-tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej w godzinie *h* musi spełniać następujące warunki:

(1) Oferowane moce dyspozycyjne (P_{jh}^{DYSP}), minimalne (P_{jh}^{MIN}) i maksymalne (P_{jh}^{MAX}) muszą:

(1.1) Być określane jako moce, które mogą być osiągane w sposób trwały w normalnych warunkach pracy.

(1.2) Być podawane w wartościach brutto.

(1.3) Być nieujemne.

(1.4) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(1.5) Spełniać warunek: $P_j^{OS} \geq P_{jh}^{DYSP} = P_{jh}^{MAX} \geq P_{jh}^{MIN} \geq P_{jh}^{MIN_TECH}$.

(2) Pasma mocy przeciążeń i mocy zaniżeń (P_{jh}^{P} , P_{jh}^{Z}) muszą:

(2.1) Być podawane w wartościach brutto.

(2.2) Być nieujemne.

(2.3) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(3) Pasmo mocy przeciążeń (P_{jh}^{P}) musi znajdować się powyżej mocy osiągalnej (P_{j}^{OS}).

(4) Pasmo mocy zaniżeń (P_{jh}^{Z}) musi znajdować się poniżej mocy minimum technicznego ($P_{j}^{MIN_TECH}$).

(5) Moce netto oferowane w poszczególnych pasmach $k \in K$ (OFE_{jhk}) muszą:

(5.1) Być nieujemne.

(5.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 0,001 MW.

(6) Moce brutto oferowane w poszczególnych pasmach $k \in K$ (OFP_{jhk}) muszą:

(6.1) Być nieujemne.

(6.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(7) Dla każdego pasma ofertowego k moc netto oferowana w tym paśmie (OFE_{jhk}) musi być równa co do wartości ilości energii netto jaką Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna j dostarczy z tego pasma do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie h, pracując ze stałą mocą brutto obejmującą to pasmo (OFP_{jhk}).

(8) Dla każdego pasma ofertowego $k \in K$ moc brutto oferowana w paśmie (OFP_{jhk}) musi być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie (OFE_{jhk}).

(9) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie (k=1) oferty bilansującej (OFP_{jh1}) musi być równa P_{jh}^{MIN} .

(10) Suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in K} OFP_{jhk}$) musi być równa P_{jh}^{MAX} .

(11) Ceny ofertowe dla poszczególnych pasm $k \in K$ (OFC_{jhk}):

(11.1) Muszą być podawane w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.

(11.2) Muszą być rosnące w kolejnych pasmach: $OFC_{jhk} > OFC_{jhk-1}$, dla ($k \in K$ i $k > 1$).

(11.3) Nie mogą być mniejsze od -50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \geq$ -50 000 zł/MWh).

(11.4) Nie mogą być większe od 50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \leq$ 50 000 zł/MWh).

(11.5) Nie mogą być równe 0 zł/MWh ($OFC_{jhk} \neq 0$ zł/MWh).

3.1.5.2.2. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla *j*-tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej, dokonane w ramach RBB, w godzinie *h*, która podlega weryfikacji przez OSP zgodnie z pkt 3.1.2.2.8. i 3.1.2.2.9., musi spełniać dodatkowo następujące warunki:

(1) Cena ofertowa dla każdego pasma *k*, które jest częściowo lub całkowicie objęte USE przyjętymi do realizacji na RBN i RBB dla tej JG w ramach poprawnych zgłoszeń USE dokonanych nie później niż w 15 minucie godziny handlowej, w której jest realizowana weryfikacja tego Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, musi być mniejsza lub równa najmniejszej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc oferowaną w paśmie *k*.

(2) Cena ofertowa dla każdego pasma *k*, które nie jest w całości objęte USE przyjętymi do realizacji na RBN i RBB dla tej JG w ramach poprawnych zgłoszeń USE dokonanych nie później niż w 15 minucie godziny handlowej, w której jest realizowana weryfikacja tego Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, musi być większa lub równa najwyższej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc oferowaną w paśmie *k*.

(3) Cena ofertowa dla pierwszego pasma musi być mniejsza lub równa cenie ofertowej pierwszego pasma z Przyjętej Oferty Bilansującej dla tej JG i tej godziny *h* aktualnej na moment wydania polecenia ruchowego skutkującego wykorzystaniem tego pasma, jeżeli OSP w procesie planowania lub prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego przekazał dla tej JG i tej godziny *h*, przed rozpoczęciem godziny handlowej, w której jest realizowana weryfikacja Zgłoszenia Oferty Bilansującej, co najmniej dla jednego kwadransa składającego się na tę godzinę, plan pracy z obciążeniem większym niż 0 MW.

3.1.5.3. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=2

3.1.5.3.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla *j*-tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=2 w godzinie *h* musi spełniać następujące warunki:

(1) Oferowane moce dyspozycyjne (P_{jh}^{DYSP}), minimalne (P_{jh}^{MIN}) i maksymalne (P_{jh}^{MAX}) muszą:

(1.1) Być określane jako moce, które mogą być osiągane w sposób trwały w normalnych warunkach pracy.

(1.2) Być podawane w wartościach brutto.

(1.3) Być nieujemne.

(1.4) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(1.5) Spełniać warunek: $P_j^{OS} \geq P_{jh}^{DYSP} \geq P_{jh}^{MAX} \geq P_{jh}^{MIN} \geq 0$.

(2) Moce netto oferowane w poszczególnych pasmach $k \in K$ (OFE_{jhk}) muszą:

(2.1) Być nieujemne.

(2.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 0,001 MW.

(3) Moce brutto oferowane w poszczególnych pasmach $k \in K$ (OFP_{jhk}) muszą:

(3.1) Być nieujemne.

(3.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(4) Dla każdego pasma ofertowego k moc netto oferowana w tym paśmie (OFE_{jhk}) musi być równa co do wartości ilości energii netto jaką Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna j dostarczy z tego pasma do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie h, pracując ze stałą mocą brutto obejmującą to pasmo (OFP_{jhk}).

(5) Dla każdego pasma ofertowego $k \in K$ moc brutto oferowana w paśmie (OFP_{jhk}) musi być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie (OFE_{jhk}).

(6) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie (k=1) oferty bilansującej (OFP_{jh1}) musi być równa P_{jh}^{MIN}.

(7) Suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in K} OFP_{jhk}$) musi być równa P_{jh}^{MAX}.

(8) Ceny ofertowe dla poszczególnych pasm $k \in K$ (OFC_{jhk}), z wyjątkiem pierwszego pasma, dla którego nie jest określana cena ofertowa:

(8.1) Muszą być podawane w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.

(8.2) Muszą być rosnące w kolejnych pasmach:
$OFC_{jhk} > OFC_{jhk-1}$, dla ($k \in K$ i $k > 2$).

(8.3) Nie mogą być mniejsze od -50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \geq$ -50 000 zł/MWh).

(8.4) Nie mogą być większe od 50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \leq$ 50 000 zł/MWh).

(8.5) Nie mogą być równe 0 zł/MWh ($OFC_{jhk} \neq 0$ zł/MWh).

3.1.5.3.2. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla j-tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej, dokonane w ramach RBB, w godzinie h, która podlega weryfikacji przez OSP zgodnie z pkt 3.1.2.2.8. i 3.1.2.2.9., musi spełniać dodatkowo następujące warunki:

(1) Cena ofertowa dla każdego pasma k z wyjątkiem pierwszego pasma (k>1), które jest częściowo lub całkowicie objęte USE przyjętymi do realizacji na RBN i RBB dla tej JG w ramach poprawnych zgłoszeń USE dokonanych nie później niż w 15 minucie godziny handlowej, w której jest realizowana weryfikacja tego Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, musi być mniejsza lub równa najmniejszej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny h doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc oferowaną w paśmie k.

(2) Cena ofertowa dla każdego pasma *k* z wyjątkiem pierwszego pasma (*k*>1), które nie jest w całości objęte USE przyjętymi do realizacji na RBN i RBB dla tej JG w ramach poprawnych zgłoszeń USE dokonanych nie później niż w 15 minucie godziny handlowej, w której jest realizowana weryfikacja tego Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, musi być większa lub równa najwyższej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc oferowaną w paśmie *k*.

3.1.5.4. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych

3.1.5.4.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla *j*-tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej w godzinie *h* musi spełniać następujące warunki:

(1) Oferowane moce dyspozycyjne (P_{jh}^{DYSP}), minimalne (P_{jh}^{MIN}) i maksymalne (P_{jh}^{MAX}) muszą:

(1.1) Być określane jako moce, które mogą być osiągane w sposób trwały w normalnych warunkach pracy.

(1.2) Być podawane w wartościach brutto.

(1.3) Być nieujemne dla JG_{Wp}, w skład których nie wchodzi magazyn energii elektrycznej.

(1.4) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(1.5) Spełniać warunek: $P_j^{OS} \geq P_{jh}^{MAX} \geq P_{jh}^{MIN}$.

(1.6) Spełniać warunek dla JG_{Wp}, w skład których nie wchodzi magazyn energii elektrycznej: $P_{jh}^{MIN} \geq 0$.

3.1.5.5. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 pracujących w usztywnieniach

3.1.5.5.1. Jeżeli oferowana moc minimalna (P_{jh}^{MIN}), oferowana moc maksymalna (P_{jh}^{MAX}) i oferowana moc dyspozycyjna (P_{jh}^{DYSP}) spełniają warunek ($P_{jh}^{MIN} = P_{jh}^{MAX} = P_{jh}^{DYSP}$) > 0, to Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna *j* jest traktowana jako pracująca w usztywnieniu w godzinie *h*.

3.1.5.5.2. W przypadku, gdy Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna *j* pracuje w usztywnieniu w godzinie *h* Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej musi spełniać następujące warunki:

(1) Oferowane moce: minimalna (P_{jh}^{MIN}), maksymalna (P_{jh}^{MAX}) i dyspozycyjna (P_{jh}^{DYSP}) muszą:

(1.1) Być sobie równe i być dodatnie (($P_{jh}^{MIN} = P_{jh}^{MAX} = P_{jh}^{DYSP}$) > 0).

(1.2) Być podawane w wartościach brutto.

(1.3) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(2) Występuje tylko jedno pasmo ofertowe (k = 1).

(3) Moc brutto oferowana w paśmie k = 1 (OFP_{jh1}) musi być równa oferowanej mocy minimalnej i oferowanej mocy maksymalnej ($OFP_{jh1} = P_{jh}^{MIN} = P_{jh}^{MAX}$).

(4) Moc netto oferowana w paśmie k = 1 (OFE_{jh1}) musi:

(4.1) Być nieujemna.

(4.2) Być podawana w MW, z dokładnością do 0,001 MW.

(4.3) Być równa co do wartości ilości energii netto jaką Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna j dostarczy z tego pasma do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie h, pracując ze stałą mocą brutto oferowaną w tym paśmie (OFP_{jh1}).

(5) Moc brutto oferowana w paśmie k = 1 (OFP_{jh1}) musi:

(5.1) Być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie (OFE_{jh1}).

(5.2) Być podawana w MW, z dokładnością do 1 MW.

(6) Cena ofertowa dla pasma k = 1 (OFC_{jh1}):

(6.1) Musi być podawana w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.

(6.2) Nie może być mniejsza od -50 000 zł/MWh ($OFC_{jh1} \geq$ -50 000 zł/MWh).

(6.3) Nie może być większa od 50 000 zł/MWh ($OFC_{jh1} \leq$ 50 000 zł/MWh).

(6.4) Nie może być równa 0 zł/MWh ($OFC_{jhk} \neq$ 0 zł/MWh).

3.1.5.5.3. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla j-tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej pracującej w usztywnieniach, dokonane w ramach RBB, w godzinie h, która podlega weryfikacji przez OSP zgodnie z pkt 3.1.2.2.8. i 3.1.2.2.9., musi spełniać warunki określone w pkt 3.1.5.2.2. ppkt (1) i (2).

3.1.5.6. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 niedyspozycyjnych

3.1.5.6.1. Jeżeli oferowana moc minimalna (P_{jh}^{MIN}) i oferowana moc maksymalna (P_{jh}^{MAX}) spełniają warunek $P_{jh}^{MIN} = P_{jh}^{MAX} = 0$, to Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna j jest traktowana jako niedyspozycyjna w godzinie h. W przeciwnym przypadku Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna j jest traktowana jako dyspozycyjna w godzinie h.

3.1.5.6.2. W przypadku, gdy Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna j jest niedyspozycyjna w godzinie h Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej musi spełniać następujące warunki:

(1) Oferowane moce minimalne (P_{jh}^{MIN}) i maksymalne (P_{jh}^{MAX}) muszą być równe zero ($P_{jh}^{MAX} = P_{jh}^{MIN} = 0$).

(2) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie (k=1) oferty bilansującej (OFP_{jh1}) oraz suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in K} OFP_{jhk}$) muszą być równe zero.

(3) Ceny ofertowe dla poszczególnych pasm $k \in K$ (OFC_{jhk}) muszą być równe zero ($OFC_{jhk} = 0$).

3.1.5.7. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 i ZAK=2

3.1.5.7.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla *j*-tej Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej w godzinie *h* musi spełniać następujące warunki:

(1) Oferowane moce generacji dyspozycyjne (PG_{jh}^{DYSP}), minimalne (PG_{jh}^{MIN}) i maksymalne (PG_{jh}^{MAX}) oraz oferowane moce ładowania dyspozycyjne (PL_{jh}^{DYSP}), minimalne (PL_{jh}^{MIN}) i maksymalne (PL_{jh}^{MAX}) muszą:

(1.1) Być określane jako moce, które mogą być osiągane w sposób trwały w normalnych warunkach pracy.

(1.2) Być podawane w wartościach brutto.

(1.3) Być nieujemne.

(1.4) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(1.5) Dla JG_{Ma} z ZAK=1, spełniać warunki:

(1.5.1) $PG_j^{OS} \geq PG_{jh}^{DYSP} = PG_{jh}^{MAX} \geq PG_{jh}^{MIN} \geq PG_j^{MIN_TECH}$.

(1.5.2) $PL_j^{OS} \geq PL_{jh}^{DYSP} = PL_{jh}^{MAX} \geq PL_{jh}^{MIN} \geq PL_j^{MIN_TECH}$.

(1.6) Dla JG_{Ma} z ZAK=2, spełniać warunki:

(1.6.1) $PG_j^{OS} \geq PG_{jh}^{DYSP} \geq PG_{jh}^{MAX} \geq PG_{jh}^{MIN} \geq 0$.

(1.6.2) $PL_j^{OS} \geq PL_{jh}^{DYSP} \geq PL_{jh}^{MAX} \geq PL_{jh}^{MIN} \geq 0$.

(1.6.3) $PG_{jh}^{MAX} = PG_{jh}^{MIN} = 0$, jeżeli $PL_{jh}^{MIN} > 0$.

(1.6.4) $PL_{jh}^{MAX} = PL_{jh}^{MIN} = 0$, jeżeli $PG_{jh}^{MIN} > 0$.

(2) Moce netto oferowane w poszczególnych pasmach $k \in K=KG \cup KL$ (OFE_{jhk}) muszą:

(2.1) Być nieujemne.

(2.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 0,001 MW.

(3) Moce brutto oferowane w poszczególnych pasmach $k \in K=KG \cup KL$ (OFP_{jhk}) muszą:

(3.1) Być nieujemne.

(3.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(4) Dla każdego pasma ofertowego $k \in K$ moc netto oferowana w tym paśmie (OFE_{jhk}) musi być równa co do wartości ilości energii netto jaką Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna *j*:

(4.1) Dla $k \in KG$: dostarczy z tego pasma do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie *h*, pracując ze stałą mocą brutto obejmującą to pasmo (OFP_{jhk})

(4.2) Dla $k \in KL$: odbierze z tego pasma z obszaru Rynku Bilansującego w godzinie *h*, pracując ze stałą mocą brutto obejmującą to pasmo (OFP_{jhk})

(5) Dla każdego pasma ofertowego *k* moc brutto oferowana w paśmie (OFP_{jhk}):

(5.1) Musi być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie (OFE_{jhk}) w zakresie pasm generacji ($k \in KG$).

(5.2) Musi być mniejsza lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie (OFE_{jhk}) w zakresie pasm ładowania ($k \in KL$).

(6) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie (k=1) oferty bilansującej (OFP_{jh1}):

(6.1) Musi być równa PG_{jh}^{MIN} dla pasma generacji ($k \in KG$).

(6.2) Musi być równa PL_{jh}^{MIN} dla pasma ładowania ($k \in KL$).

(7) Suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach:

(7.1) Musi być równa PG_{jh}^{MAX} dla pasm generacji ($\sum_{k \in KG} OFP_{jhk}$).

(7.2) Musi być równa PL_{jh}^{MAX} dla pasm ładowania ($\sum_{k \in KL} OFP_{jhk}$).

(8) Ceny ofertowe dla poszczególnych pasm *k* (OFC_{jhk}):

(8.1) Muszą być podawane w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.

(8.2) Muszą być rosnące w kolejnych pasmach generacji: $OFC_{jhk} > OFC_{jhk-1}$, dla ($k \in KG$ i $k > 1$).

(8.3) Muszą być malejące w kolejnych pasmach ładowania: $OFC_{jhk} < OFC_{jhk-1}$, dla ($k \in KL$ i $k > 1$).

(8.4) Nie mogą być mniejsze od -50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \geq$ -50 000 zł/MWh).

(8.5) Nie mogą być większe od 50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \leq$ 50 000 zł/MWh).

(8.6) Nie mogą być równe 0 zł/MWh ($OFC_{jhk} \neq 0$ zł/MWh).

(9) Dla JG_{Ma} z ZAK=1 cena pierwszego pasma generacji musi być większa od ceny pierwszego pasma ładowania.

(10) Dla JG_{Ma} z ZAK=2:

(10.1) Nie są określane ceny ofertowe dla pierwszego pasma (k=*1*) generacji i ładowania.

(10.2) Jeżeli oferta bilansująca zawiera co najmniej dwa pasma generacji i dwa pasma ładowania, to cena drugiego pasma generacji musi być większa od ceny drugiego pasma ładowania.

3.1.5.7.2. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla *j*-tej Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej, dokonane w ramach RBB, w godzinie *h*, która podlega weryfikacji przez OSP zgodnie z pkt 3.1.2.2.8. i 3.1.2.2.9., musi spełniać dodatkowo następujące warunki:

(1) Cena ofertowa dla każdego pasma generacji *k*, które jest częściowo lub całkowicie objęte USE przyjętymi do realizacji na RBN i RBB dla tej JG w ramach poprawnych zgłoszeń USE dokonanych nie później niż w 15 minucie godziny handlowej, w której jest realizowana weryfikacja tego Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, musi być mniejsza lub równa najmniejszej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc oferowaną w paśmie *k*.

(2) Cena ofertowa dla każdego pasma generacji *k*, które nie jest w całości objęte USE przyjętymi do realizacji na RBN i RBB dla tej JG w ramach poprawnych zgłoszeń USE dokonanych nie później niż w 15 minucie godziny handlowej, w której jest realizowana weryfikacja tego Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, musi być większa lub równa najwyższej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc oferowaną w paśmie *k*.

(3) Cena ofertowa dla każdego pasma ładowania *k*, które jest częściowo lub całkowicie objęte USE przyjętymi do realizacji na RBN i RBB dla tej JG w ramach poprawnych zgłoszeń USE dokonanych nie później niż w 15 minucie godziny handlowej, w której jest realizowana weryfikacja tego Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, musi być większa lub równa najwyższej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc oferowaną w paśmie *k*.

(4) Cena ofertowa dla każdego pasma ładowania *k*, które nie jest w całości objęte USE przyjętymi do realizacji na RBN i RBB dla tej JG w ramach poprawnych zgłoszeń USE dokonanych nie później niż w 15 minucie godziny handlowej, w której jest realizowana weryfikacja tego Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, musi być mniejsza lub równa najmniejszej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc oferowaną w paśmie *k*.

3.1.5.8. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 pracujących w usztywnieniach

3.1.5.8.1. Jeżeli oferowane moce generacji minimalna (PG_{jh}^{MIN}), maksymalna (PG_{jh}^{MAX}) i dyspozycyjna (P_{jh}^{DYSP}) spełniają warunek: $\left(PG_{jh}^{MIN} = PG_{jh}^{MAX} = PG_{jh}^{DYSP}\right) > 0$ albo oferowane moce ładowania minimalna (PL_{jh}^{MIN}), maksymalna (PL_{jh}^{MAX}) i dyspozycyjna (PL_{jh}^{DYSP}) spełniają warunek: $\left(PL_{jh}^{MIN} = PL_{jh}^{MAX} = PL_{jh}^{DYSP}\right) > 0$ to Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna *j* jest traktowana jako pracująca w usztywnieniu w godzinie *h*.

3.1.5.8.2. W przypadku, gdy Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna *j* pracuje w usztywnieniu w godzinie *h* Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej musi spełniać następujące warunki:

(1) Oferowane moce generacji: minimalna (PG_{jh}^{MIN}), maksymalna (PG_{jh}^{MAX}), dyspozycyjna (PG_{jh}^{DYSP}) oraz oferowane moce ładowania: minimalna (PL_{jh}^{MIN}), maksymalna (PL_{jh}^{MAX}), dyspozycyjna (PL_{jh}^{DYSP}) muszą:

(1.1) Spełniać warunek:

$$\left(PG_{jh}^{MIN} = PG_{jh}^{MAX} = PG_{jh}^{DYSP}\right) > 0 \text{ i } \left(PL_{jh}^{MIN} = PL_{jh}^{MAX} = PL_{jh}^{DYSP}\right) = 0$$

albo

$$\left(PG_{jh}^{MIN} = PG_{jh}^{MAX} = PG_{jh}^{DYSP}\right) = 0 \text{ i } \left(PL_{jh}^{MIN} = PL_{jh}^{MAX} = PL_{jh}^{DYSP}\right) > 0$$

(1.2) Być podawane w wartościach brutto.

(1.3) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(2) Występuje tylko po jednym pasmie ofertowym ($k = 1$) generacji ($k \in KG$) i ładowania ($k \in KL$).

(3) Moc brutto oferowana w paśmie $k = 1$ (OFP_{jh1}) musi:

(3.1) Być równa oferowanej mocy minimalnej generacji i oferowanej mocy maksymalnej generacji $\left(OFP_{jh1} = PG_{jh}^{MIN} = PG_{jh}^{MAX}\right)$ dla pasma generacji ($k \in KG$)

(3.2) Być równa oferowanej mocy minimalnej ładowania i oferowanej mocy maksymalnej ładowania $\left(OFP_{jh1} = PL_{jh}^{MIN} = PL_{jh}^{MAX}\right)$ dla pasma ładowania ($k \in KL$)

(4) Moc netto oferowana w paśmie $k = 1$ (OFE_{jh1}) musi:

(4.1) Być nieujemna.

(4.2) Być podawana w MW, z dokładnością do 0,001 MW.

(4.3) Być równa co do wartości ilości energii netto jaką Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna *j* dostarczy ($k \in KG$) lub odbierze ($k \in KL$) z tego pasma z obszaru Rynku Bilansującego w godzinie *h*, pracując ze stałą mocą brutto oferowaną w tym paśmie (OFP_{jh1}).

(5) Moc brutto oferowana w paśmie $k = 1$ (OFP_{jh1}) musi:

(5.1) Być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie (OFE_{jh1}) w zakresie pasma generacji ($k \in KG$).

(5.2) Być mniejsza lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie (OFE_{jh1}) w zakresie pasma ładowania ($k \in KL$).

(5.3) Być podawana w MW, z dokładnością do 1 MW.

(6) Cena ofertowa dla pasma $k = 1$ (OFC_{jh1}):

(6.1) Musi być podawana w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.

(6.2) Nie może być mniejsza od -50 000 zł/MWh ($OFC_{jh1} \geq$ -50 000 zł/MWh).

(6.3) Nie może być większa od 50 000 zł/MWh ($OFC_{jh1} \leq$ 50 000 zł/MWh).

(6.4) Nie może być równa 0 zł/MWh ($OFC_{jhk} \neq 0$ zł/MWh) dla pasma mocy z niezerową mocą ofertową i jest równa 0 zł/MWh ($OFC_{jhk} \neq 0$ zł/MWh) dla pasma mocy z zerową mocą ofertową.

3.1.5.8.3. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla *j*-tej Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej pracującej w usztywnieniach dokonane w ramach RBB, w godzinie *h*, która podlega weryfikacji przez OSP zgodnie z pkt 3.1.2.2.8. i 3.1.2.2.9., musi spełniać warunki określone w pkt 3.1.5.7.2.

3.1.5.9. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 niedyspozycyjnych

3.1.5.9.1. Jeżeli oferowane moce generacji minimalna (PG_{jh}^{MIN}) i maksymalna (PG_{jh}^{MAX}) oraz oferowane moce ładowania minimalna (PL_{jh}^{MIN}) i maksymalna (PL_{jh}^{MAX}) spełniają warunek $PG_{jh}^{MIN} = PG_{jh}^{MAX} = PL_{jh}^{MIN} = PL_{jh}^{MAX} = 0$, to Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna *j* jest traktowana jako niedyspozycyjna w godzinie *h*. W przeciwnym przypadku Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna *j* jest traktowana jako dyspozycyjna w godzinie *h*.

3.1.5.9.2. W przypadku, gdy Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna *j* jest niedyspozycyjna w godzinie *h* Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej musi spełniać następujące warunki:

(1) Oferowane moce generacji minimalne (PG_{jh}^{MIN}) i maksymalne (PG_{jh}^{MAX}) oraz oferowane moce ładowania minimalne (PL_{jh}^{MIN}) i maksymalne (PL_{jh}^{MAX}) muszą być równe zero $\left(PG_{jh}^{MIN} = PG_{jh}^{MAX} = PL_{jh}^{MIN} = PL_{jh}^{MAX} = 0\right)$

(2) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie (*k*=1) oferty bilansującej (OFP_{jh1}) w zakresie generacji i ładowania oraz suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in K} OFP_{jhk}$) muszą być równe zero.

(3) Ceny ofertowe dla poszczególnych pasm $k \in K = KG \cup KL$ (OFC_{jhk}) muszą być równe zero ($OFC_{jhk} = 0$ zł/MWh).

3.1.5.10. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych

3.1.5.10.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla *j*-tej Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej lub *j*-tej Jednostki Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej w godzinie *h* musi spełniać następujące warunki:

(1) Moc maksymalnej redukcji generacji Jednostki Grafikowej *j* oferowana w godzinie *h* (PR_{jh}^{MAX}) musi:

(1.1) Być nieujemna.

(1.2) Być podawana w MW, z dokładnością do 1 MW.

(1.3) Spełniać warunek: $P_j^{OS} \geq PR_{jh}^{MAX}$.

(2) Moce netto oferowane w poszczególnych pasmach $k \in K$ (OFE_{jhk}) muszą:

(2.1) Być nieujemne.

(2.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 0,001 MW.

(3) Moce brutto oferowane w poszczególnych pasmach $k \in K$ (OFP_{jhk}) muszą:

(3.1) Być nieujemne.

(3.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(4) Dla każdego pasma ofertowego *k* moc oferowana w tym paśmie (OFE_{jhk}) musi być równa co do wartości ilości energii netto, o jaką Jednostka Grafikowa Farm Wiatrowych aktywna *j* lub Jednostka Grafikowa Fotowoltaiczna aktywna *j* jest w stanie zredukować generację w obszarze Rynku Bilansującego w godzinie *h*.

(5) Dla każdego pasma ofertowego $k \in K$ moc brutto oferowana w paśmie (OFP_{jhk}) musi być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie (OFE_{jhk}).

(6) Suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in K} OFP_{jhk}$) musi być równa PR_{jh}^{MAX}.

(7) Ceny ofertowe dla poszczególnych pasm $k \in K$ (OFC_{jhk}):

(7.1) Muszą być podawane w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.

(7.2) Muszą być malejące w kolejnych pasmach:
$OFC_{jhk} < OFC_{jhk-1}$, dla ($k \in K$ i $k > 1$).

(7.3) Nie mogą być mniejsze od -50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \geq$ -50 000 zł/MWh).

(7.4) Nie mogą być większe od 50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \leq$ 50 000 zł/MWh).

(7.5) Nie mogą być równe 0 zł/MWh ($OFC_{jhk} \neq 0$ zł/MWh) z wyjątkiem przypadku zgłoszenia zerowej mocy ofertowej.

3.1.5.10.2. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla *j*-tej Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnych i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych, dokonane w ramach RBB, w godzinie *h*, która podlega weryfikacji przez OSP zgodnie z pkt 3.1.2.2.8. i 3.1.2.2.9., musi spełniać dodatkowo następujące warunki:

(1) Cena ofertowa dla każdego pasma *k* musi być mniejsza lub równa najmniejszej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc oferowaną w paśmie *k*.

3.1.6. Oferty Zastępcze

3.1.6.1. Ogólne zasady

3.1.6.1.1. Definiowanie ofert zastępczych dotyczy Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych oraz Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych ze Znacznikiem Aktywności równym 1 (ZAK=1).

3.1.6.1.2. Wartości wielkości zawartych w ofertach zastępczych są określane w Umowie przesyłania.

3.1.6.2. Oferty Zastępcze dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1

3.1.6.2.1. Oferta zastępcza Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej *j* musi zawierać następujące dane:

(1) Dane handlowo-techniczne dla każdej godziny $h \in H$ dla każdego pasma ofertowego $k \in K$:

(1.1) Moc brutto oferowaną w paśmie *k* ($ZOFP_{jhk}$).

(1.2) Moc netto oferowaną w paśmie *k* ($ZOFE_{jhk}$).

(1.3) Cenę ofertową dla pasma *k* (OFC_{jhk}).

3.1.6.2.2. Powyższe dane są definiowane dla każdej z 24 kolejnych godzin jednej doby ($H = \{1, 2, 3, ..., 24\}$), dla każdego z 10 pasm oferty ($K = \{1, 2, 3, ..., 10\}$).

3.1.6.2.3. Oferta zastępcza Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej *j* w każdej godzinie $h \in H$ musi spełniać następujące warunki:

(1) Dla każdego pasma $k \in K$ oferowane moce netto ($ZOFE_{jhk}$) muszą:

(1.1) Być dodatnie.

(1.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 0,001 MW.

(2) Dla każdego pasma $k \in K$ oferowane moce brutto ($ZOFP_{jhk}$) muszą:

(2.1) Być dodatnie.

(2.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(3) Dla każdego pasma ofertowego $k \in K$ moc netto oferowana w tym paśmie ($ZOFE_{jhk}$) musi być równa co do wartości ilości energii netto jaką Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna *j* dostarczy z tego pasma do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie *h*, pracując ze stałą mocą brutto obejmującą to pasmo ($ZOFP_{jhk}$).

(4) Dla każdego pasma ofertowego $k \in K$ moc brutto oferowana w paśmie *k* ($ZOFP_{jhk}$) musi być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie ($ZOFE_{jhk}$).

(5) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie (k=1) oferty ($ZOFP_{jh1}$) musi być równa mocy minimum technicznego ($P_j^{MIN_TECH}$).

(6) Suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in \{1,..,10\}} ZOFP_{jhk}$) musi być równa mocy osiągalnej (P_j^{OS}).

(7) Ceny ofertowe (OFC_{jhk}) dla poszczególnych pasm $k \in K$ muszą:

(7.1) Być podawane w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.

(7.2) Być rosnące, odpowiednio w kolejnych pasmach:

$OFC_{jhk} > OFC_{jhk-1}$, dla k= 2, ..., 10.

(8) Cena ofertowa (OFC_{jhk}) nie może być mniejsza od -50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \geq$ -50 000 zł/MWh).

(9) Cena ofertowa (OFC_{jhk}) nie może być większa od 50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \leq$ 50 000 zł/MWh).

(10) Cena ofertowa (OFC_{jhk}) nie może być równa 0 zł/MWh ($OFC_{jhk} \neq$ 0 zł/MWh).

3.1.6.2.4. Jeżeli różnica pomiędzy mocą osiągalną (P_j^{OS}) a mocą minimum technicznego ($P_j^{MIN_TECH}$) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej *j* nie pozwala na podanie dodatnich wartości mocy brutto lub netto we wszystkich pasmach oferty zastępczej, oferta zastępcza tej Jednostki jest określana w trybie indywidualnych uzgodnień z OSP.

3.1.6.3. Oferty Zastępcze dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1

3.1.6.3.1. Oferta zastępcza Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej *j* musi zawierać następujące dane:

(1) Dane handlowo-techniczne dla każdej godziny $h \in H$ dla każdego pasma ofertowego generacji $k \in KG$:

(1.1) Moc brutto oferowaną w paśmie *k* ($ZOFP_{jhk}$).

(1.2) Moc netto oferowaną w paśmie *k* ($ZOFE_{jhk}$).

(1.3) Cenę ofertową dla pasma *k* (OFC_{jhk}).

(2) Dane handlowo-techniczne dla każdej godziny $h \in H$ dla każdego pasma ofertowego ładowania $k \in KL$:

(2.1) Moc brutto oferowaną w paśmie *k* ($ZOFP_{jhk}$).

(2.2) Moc netto oferowaną w paśmie *k* ($ZOFE_{jhk}$).

(2.3) Cenę ofertową dla pasma *k* (OFC_{jhk}).

3.1.6.3.2. Powyższe dane są definiowane dla każdej z 24 kolejnych godzin jednej doby ($H = \{1, 2, 3, ..., 24\}$), dla każdego z 10 pasm generacji ($KG = \{1, 2, 3, ..., 10\}$) oraz dla każdego z 10 pasm ładowania ($KL = \{1, 2, 3, ..., 10\}$).

3.1.6.3.3. Oferta zastępcza Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej *j* w każdej godzinie $h \in H$ musi spełniać następujące warunki:

(1) Dla każdego pasma $k \in KG \cup KL$ oferowane moce netto ($ZOFE_{jhk}$) muszą:

(1.1) Być nieujemne.

(1.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 0,001 MW.

(2) Dla każdego pasma $k \in KG \cup KL$ oferowane moce brutto ($ZOFP_{jhk}$) muszą:

(2.1) Być nieujemne.

(2.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(3) Dla każdego pasma ofertowego *k* moc netto oferowana w tym paśmie ($ZOFE_{jhk}$) musi być równa co do wartości ilości energii netto jaką Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna *j:*

(3.1) Dla $k \in KG$*:* dostarczy z tego pasma do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie *h,* pracując ze stałą mocą brutto obejmującą to pasmo ($ZOFP_{jhk}$).

(3.2) Dla $k \in KL$*:* odbierze z tego pasma z obszaru Rynku Bilansującego w godzinie *h*, pracując ze stałą mocą brutto obejmującą to pasmo ($ZOFP_{jhk}$).

(4) Dla każdego pasma ofertowego *k* moc brutto oferowana w paśmie ($ZOFP_{jhk}$) musi:

(4.1) Być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie ($ZOFE_{jhk}$) w zakresie pasm generacji ($k \in KG$).

(4.2) Być mniejsza lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie ($ZOFE_{jhk}$) w zakresie pasm ładowania ($k \in KL$).

(5) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie (k=1) oferty ($ZOFP_{jh1}$):

(5.1) W zakresie dostaw energii elektrycznej ($k \in KG$) musi być równa $PG_j^{MIN_TECH}$.

(5.2) W zakresie odbioru energii elektrycznej ($k \in KL$) musi być równa $PL_j^{MIN_TECH}$.

(6) Suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach:

(6.1) W zakresie dostaw energii elektrycznej ($\sum_{k \in KG} ZOFP_{jhk}$) musi być równa mocy osiągalnej generacji (PG_j^{OS}).

(6.2) W zakresie odbioru energii elektrycznej ($\sum_{k \in KL} ZOFP_{jhk}$) musi być równa mocy osiągalnej ładowania (PL_j^{OS}).

(7) Ceny ofertowe (OFC_{jhk}) dla poszczególnych pasm $k \in K$ muszą:

(7.1) Być podawane w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.

(7.2) Być rosnące odpowiednio w kolejnych pasmach generacji: $OFC_{jhk} > OFC_{jhk-1}$, dla $k \in KG$ i k= 2, ..., 10.

(7.3) Być malejące odpowiednio w kolejnych pasmach ładowania: $OFC_{jhk} < OFC_{jhk-1}$, dla $k \in KL$ i k= 2, ..., 10.

(7.4) Cena pierwszego pasma generacji musi być większa od ceny pierwszego pasma ładowania.

(8) Cena ofertowa (OFC_{jhk}) nie może być mniejsza od -50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \geq$ -50 000 zł/MWh).

(9) Cena ofertowa (OFC_{jhk}) nie może być większa od 50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \leq$ 50 000 zł/MWh).

(10) Cena ofertowa (OFC_{jhk}) nie może być równa 0 zł/MWh ($OFC_{jhk} \neq$ 0 zł/MWh).

3.1.6.3.4. Jeżeli różnica pomiędzy mocą osiągalną generacji (PG_j^{OS}) a mocą minimum technicznego generacji ($PG_j^{MIN_TECH}$) lub pomiędzy mocą osiągalną ładowania (PL_j^{OS}) a mocą minimum technicznego ładowania ($PL_j^{MIN_TECH}$) Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej j nie pozwala na podanie dodatnich wartości mocy brutto lub netto we wszystkich pasmach oferty zastępczej, oferta zastępcza tej Jednostki jest określana w trybie indywidualnych uzgodnień z OSP.

3.1.7. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej

3.1.7.1. Ogólne zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej

3.1.7.1.1. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej.

3.1.7.1.2. Weryfikacja jest przeprowadzana niezależnie dla każdej godziny $h \in H$ doby handlowej n.

3.1.7.1.3. Weryfikacja polega na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem:

(1) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłania Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej. Weryfikacja dotyczy: kodu JG, kodu OR oraz kodu URB.

(2) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłania Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania daną Jednostką Grafikową. Weryfikacja dotyczy: numeru licencji osoby dokonującej zgłoszenia.

(3) Spełnienia, odpowiednio:

(3.1) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.2.1. i 3.1.5.2.2. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1.

(3.2) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.3.1. i 3.1.5.3.2. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=2.

(3.3) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.4.1. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych.

(3.4) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.7.1. i 3.1.5.7.2. dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 i ZAK=2.

(3.5) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.10.1. i 3.1.5.10.2. dla Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych.

(3.6) Warunku, że moce brutto i netto oferowane w poszczególnych pasmach Zgłoszenia Oferty Bilansującej poza pierwszym pasmem są niezerowe.

albo, w sytuacjach szczególnych:

(3.7) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.5.2. i 3.1.5.5.3. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 traktowanych jako pracujące w usztywnieniach.

(3.8) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.6.2. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 traktowanych jako niedyspozycyjne.

(3.9) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.8.2 i 3.1.5.8.3. dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 traktowanych jako pracujące w usztywnieniach.

(3.10) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.9.2. dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 traktowanych jako niedyspozycyjne.

(4) Spełnienia warunku, że ceny ofertowe dla poszczególnych pasm Zgłoszenia Oferty Bilansującej są nie większe niż MaxCO.

3.1.7.1.4. W wyniku weryfikacji dla każdej Jednostki Grafikowej zgłaszającej Oferty Bilansujące – część handlowa, dla każdej godziny h jest wyznaczana Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

(1) W ramach RBN, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana dla wszystkich Jednostek Grafikowych zgłaszających Oferty Bilansujące – część handlowa.

(2) W ramach RBB, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana wyłącznie jako aktualizacja Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa, w zakresie Jednostek Grafikowych i godzin doby handlowej, dla których w ramach RBB została dokonana aktualizacja poprzez Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa lub dokonane zostało Zgłoszenie USE w ramach RBB skutkujące potrzebą aktualizacji Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa.

3.1.7.1.5. Jeżeli dla dwóch lub więcej Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych lub Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych, Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych lub Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych w ich Ofertach Bilansujących – część handlowa występują te same ceny ofertowe dla danej godziny doby handlowej *n*, to ceny te na potrzeby realizacji procesów planowania zostaną zmienione w zakresie od $1 \cdot 10^{-10}$ grosza/MWh do $9999 \cdot 10^{-10}$ grosza/MWh, na podstawie średnich cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej dla poszczególnych Jednostek Grafikowych wyznaczonych w sposób określony w pkt 4.3.2.1.3.(1.1).

Jeżeli w momencie zmiany cen ofertowych nie jest znana wartość ceny CWO i CWD dla danej godziny doby handlowej *n* stosowanych do wyznaczenia średniej ceny za wytwarzanie wymuszone, to na potrzeby modyfikacji Przyjętej Oferty Bilansującej, zastosowanie mają ostatnie poprawnie wyznaczone ceny CWO i CWD dla danej godziny z doby *n*-1 albo wcześniejszej.

3.1.7.2. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych

3.1.7.2.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

(2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3.(1)-(3), to jest ono odrzucane.

(3) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3.(1)-(3) i nie spełnia warunku wymienionego w pkt 3.1.7.1.3.(4), to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa z następującymi zmianami:

(3.1) Drugie i kolejne pasma ofertowe, których cena ofertowa jest większa niż MaxCO, przyjmują cenę ofertową równą MaxCO i są łączone w jedno pasmo ofertowe.

(3.2) Dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=1 cenę ofertową pierwszego pasma ofertowego, która jest większa niż:

(i) MaxCO lub

(ii) Cena ofertowa drugiego pasma ofertowego uwzględniająca postanowienia pkt (3.1) pomniejszona o 1 grosz/MWh;

przyjmuje się jako równą mniejszej z wartości z ppkt (i) i (ii).

(4) W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBN, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana:

(4.1) Dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=1 – na podstawie oferty zastępczej, w sposób określony w pkt 3.1.7.2.2. - 3.1.7.2.4.

(4.2) Dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=2 – jako zerowa oferta bilansująca, w sposób określony w pkt 3.1.7.2.5.

(5) W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBB w celu aktualizacji Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej w związku ze zgłoszeniem USE w ramach RBB, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana:

(5.1) Dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=1 – na podstawie ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa oraz zasad określonych w pkt 3.1.7.2.6.

(5.2) Dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=2 – na podstawie ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa oraz zasad określonych w pkt 3.1.7.2.7.

3.1.7.2.2. W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBN dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej *j* z ZAK=1 dla doby *n*:

(1) Moc dyspozycyjna (P_{jh}^{DYSP}), moc maksymalna (P_{jh}^{MAX}) oraz moc minimalna (P_{jh}^{MIN}) oferowane w godzinie *h* są przyjmowane według stanu na godzinę 14.30 doby *n*-1, ustalonego przez OSP na podstawie danych pozyskanych przy pomocy SOWE.

(2) Pasmo mocy przeciążeń (P_{jh}^{P}) oraz pasmo mocy zaniżeń (P_{jh}^{Z}) oferowane w godzinie *h* są przyjmowane zgodnie z zapisami w odpowiednich Umowach przesyłania.

3.1.7.2.3. W przypadku, gdy dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej *j* z ZAK=1 jest wykorzystywana oferta zastępcza i nie jest spełniony warunek $P_j^{OS} \geq P_{jh}^{MAX} \geq P_{jh}^{MIN} \geq P_{jh}^{MIN_TECH}$, przyjęta moc minimalna (PP_{jh}^{MIN}) oraz przyjęta moc maksymalna (PP_{jh}^{MAX}) są wyznaczane w następujący sposób i w następującej kolejności:

(1) Jeżeli ($P_{jh}^{MIN} < P_j^{MIN_TECH}$) lub ($P_{jh}^{MIN} > P_j^{OS}$), to ($PP_{jh}^{MIN} = P_j^{MIN_TECH}$).

(2) Jeżeli ($P_{jh}^{MAX} < P_j^{MIN_TECH}$) lub ($P_{jh}^{MAX} > P_j^{OS}$), to ($PP_{jh}^{MAX} = P_j^{OS}$).

(3) Jeżeli ($P_{jh}^{MIN} > P_{jh}^{MAX}$), to ($PP_{jh}^{MIN} = P_j^{MIN_TECH}$) i ($PP_{jh}^{MAX} = P_j^{OS}$).

3.1.7.2.4. W przypadku tworzenia Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej na podstawie oferty zastępczej stosuje się następujące zasady:

(1) Pierwsze pasmo Przyjętej Oferty Bilansującej ($POFP_{jh1}$) jest tworzone na podstawie pasm oferty zastępczej, poczynając od pierwszego, w taki sposób aby suma mocy wykorzystanych w tym celu pasm oferty zastępczej spełniała wymagania określone w pkt 3.1.5.2.1.(9).

(2) Pozostałe pasma Przyjętej Oferty Bilansującej są tworzone na podstawie kolejnych pasm oferty zastępczej, w taki sposób aby suma mocy wykorzystanych w tym celu pasm oferty zastępczej spełniała wymagania określone w pkt 3.1.5.2.1.(10).

(3) Ceny ofertowe dla pasm Przyjętej Oferty Bilansującej są wyznaczane jako średnie ważone z cen pasm oferty zastępczej wykorzystanych do ich tworzenia, przy czym tak wyznaczone ceny ofertowe pasm nie mogą być większe niż:

(3.1) MaxCO pomniejszona o 1 grosz/MWh, w przypadku pierwszego pasma ofertowego i gdy Przyjęta Oferta Bilansująca zawiera więcej niż jedno pasmo ofertowe.

(3.2) MaxCO, w pozostałych przypadkach.

Jeżeli ceny ofertowe dla dwóch lub więcej pasm ofertowych są równe MaxCO, to pasma te są łączone w jedno pasmo ofertowe z ceną ofertową równą MaxCO.

3.1.7.2.5. W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBN dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej *j* z ZAK=2 dla doby *n*, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana jako zerowa oferta bilansująca, w następujący sposób:

(1) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie (*k*=1) Przyjętej Oferty Bilansującej ($POFP_{jh1}$) oraz suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in K} POFP_{jhk}$) są równe zero.

(2) Przyjęte ceny ofertowe dla poszczególnych pasm $k \in K$ ($POFC_{jhk}$) są równe zero ($POFC_{jhk} = 0$).

3.1.7.2.6. W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej dla JG_{Wa} z ZAK=1 w ramach RBB i jednocześnie dla JG_{Wa} została wyznaczona zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE w wyniku zgłoszeń USE w ramach RBB, skutkująca potrzebą aktualizacji Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej ze względu na zmianę charakteru dowolnego pasma ofertowego z przyrostowego na redukcyjny bądź odwrotnie, to Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa JG_{Wa} z ZAK=1 jest tworzona w wyniku modyfikacji ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej dla tej JG_{Wa}, w następujący sposób, dla poszczególnych godzin *h* doby handlowej *n*, w zakresie których miała miejsce wskazana powyżej zmiana charakteru pasma ofertowego:

(1) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje objęciem USE całej mocy pierwszego pasma oferty dla godziny *h*, to:

(1.1) Cena ofertowa pierwszego pasma jest wyznaczana jako mniejsza z wartości:

(i) Najniższej ceny ofertowej pierwszego pasma z dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących – części handlowej dla tej JG i godziny *h*.

(ii) Ceny rozliczeniowej wymuszonego odbioru (CWO) określonej dla tej JG dla godziny *h*, odpowiadającej wymuszonej redukcji z pierwszego pasma.

(1.2) Moc oferowana w pierwszym paśmie nie ulega zmianie.

(2) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje dodatkowym objęciem USE mocy z drugiego lub kolejnych pasm oferty dla godziny *h*, to:

(2.1) Wyznacza się nowe pasmo ofertowe w wyniku połączenia następujących wolumenów mocy:

(2.1.1) Mocy objętej USE, przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE, oferowanej w paśmie z najwyższą ceną ofertową spośród pasm w całości albo częściowo objętych USE poza pierwszym pasmem; oraz

(2.1.2) Mocy oferowanej w paśmie drugim i w kolejnych, w zakresie w jakim zostały objęte dodatkowymi USE w związku ze zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE.

(2.2) Cena ofertowa pasma wyznaczonego w ppkt (2.1) jest równa:

(2.2.1) Cenie pierwszego pasma oferty, przy uwzględnieniu postanowień z ppkt (1), powiększonej o 1 grosz/MWh, jeżeli pasmo zostało wyznaczone wyłącznie z mocy objętych dodatkowymi USE.

(2.2.2) Najniższej cenie ofertowej mocy wchodzących w skład wyznaczonego pasma, w pozostałych przypadkach.

(2.3) Ceny ofertowe dotyczące mocy nieobjętych USE nie ulegają zmianie i jednocześnie wyznaczają wolumen mocy poszczególnych pasm oferty nieobjętych USE, zgodnie z zasadą stałej wartości ceny ofertowej dla pojedynczego pasma mocy.

(2.4) Jeżeli w wyniku ppkt (2.1) i (2.3) liczba pasm ofertowych wynosi 11, to pierwsze dwa pasma nieobjęte USE z najniższymi cenami ofertowymi łączy się w jedno pasmo z ceną ofertową równą większej z wartości cen ofertowych tych dwóch pasm.

(3) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje nieobjęciem USE całej mocy pierwszego pasma oferty dla godziny *h*, to:

(3.1) Cena ofertowa pierwszego pasma jest wyznaczana jako większa z wartości, z zastrzeżeniem ppkt (3.2):

(3.1.1) Najwyższej ceny ofertowej pierwszego pasma z dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących – części handlowej dla tej JG i godziny *h*.

(3.1.2) Ceny rozliczeniowej wymuszonej dostawy (CWD) określonej dla tej JG dla godziny *h*, odpowiadającej wymuszonej dostawie z pierwszego pasma, lecz nie większej niż cena najtańszego pasma nieobjętego USE przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE pomniejszona o 1 grosz/MWh.

(3.2) Jeżeli OSP w procesie planowania lub prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego przekazał dla tej JG i tej godziny *h*, przed rozpoczęciem godziny handlowej, w której jest wyznaczana modyfikacja Przyjętej Oferty Bilansującej, plan pracy z obciążeniem większym niż 0 MW co najmniej dla jednego kwadransa składającego się na godzinę *h*, to cena pierwszego pasma jest równa cenie tego pasma z Przyjętej Oferty Bilansującej aktualnej na moment wydania polecenia ruchowego skutkującego wykorzystaniem tego pasma.

(3.3) Moc oferowana w pierwszym paśmie nie ulega zmianie.

(4) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje zmniejszeniem objęcia USE mocy z ostatniego lub o niższym numerze pasm oferty dla godziny *h*, to:

(4.1) Wyznacza się nowe pasmo ofertowe w wyniku połączenia następujących wolumenów mocy:

(4.1.1) Mocy nieobjętej USE, przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE, oferowanej w paśmie z najniższą ceną ofertową spośród pasm w całości albo częściowo nieobjętych USE poza pierwszym pasmem; oraz

(4.1.2) Mocy oferowanej w paśmie ostatnim lub o niższym numerze, poza pierwszym pasmem, w zakresie w jakim ich objęcie USE zostało zmniejszone w związku ze zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE.

(4.2) Cena ofertowa pasma wyznaczonego w ppkt (4.1) jest równa:

(4.2.1) Większej z wartości:

(i) Ceny pierwszego pasma oferty, przy uwzględnieniu postanowień z ppkt (3), powiększonej o 1 grosz/MWh;

(ii) Najwyższej ceny rozliczeniowej wymuszonej dostawy (CWD) określonej dla tej JG dla godziny *h*;

(iii) Najwyższej ceny ofertowej z cen pasm ofertowych dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc wyznaczonego pasma;

jeżeli pasmo zostało wyznaczone wyłącznie z mocy, w zakresie których zmniejszone zostało ich objęcie USE.

(4.2.2) Najwyższej cenie ofertowej mocy wchodzących w skład wyznaczonego pasma, w pozostałych przypadkach.

(4.3) Ceny ofertowe dotyczące mocy objętych USE nie ulegają zmianie i jednocześnie wyznaczają wolumen mocy poszczególnych pasm oferty objętych USE, zgodnie z zasadą stałej wartości ceny ofertowej dla pojedynczego pasma mocy.

(4.4) Jeżeli w wyniku ppkt (4.1) i (4.3) liczba pasm ofertowych wynosi 11, to ostatnie dwa pasma objęte USE z najwyższymi cenami ofertowymi łączy się w jedno pasmo z ceną ofertową równą mniejszej z wartości cen ofertowych tych dwóch pasm.

(5) W pozostałych przypadkach ceny ofertowe i wolumeny pasm ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej nie są modyfikowane.

(6) Jeżeli w momencie modyfikacji oferty bilansującej nie jest znana wartość ceny CWO i CWD dla godziny *h* doby handlowej *n*, to na potrzeby modyfikacji Przyjętej Oferty Bilansującej, zastosowanie mają ostatnie poprawnie wyznaczone ceny CWO i CWD dla godziny *h* z doby *n*-1 albo wcześniejszej.

3.1.7.2.7. W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej dla JG_{Wa} z ZAK=2 w ramach RBB i jednocześnie dla JG_{Wa} została wyznaczona zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE w wyniku zgłoszeń USE w ramach RBB, skutkująca potrzebą aktualizacji Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej ze względu na zmianę charakteru dowolnego pasma ofertowego z przyrostowego na redukcyjny bądź odwrotnie, to Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa JG_{Wa} z ZAK=2 jest tworzona w wyniku modyfikacji ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej dla tej JG_{Wa}, w następujący sposób, dla poszczególnych godzin *h* doby handlowej *n*, w zakresie których miała miejsce wskazana powyżej zmiana charakteru pasma ofertowego:

(1) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje objęciem USE mocy z drugiego lub kolejnych pasm oferty dla godziny *h*, to:

(1.1) Wyznacza się nowe pasmo ofertowe w wyniku połączenia następujących wolumenów mocy:

(1.1.1) Mocy objętej USE, przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE, oferowanej w paśmie z najwyższą ceną ofertową spośród pasm w całości albo częściowo objętych USE poza pierwszym pasmem; oraz

(1.1.2) Mocy oferowanej w paśmie drugim i w kolejnych, w zakresie w jakim zostały objęte dodatkowymi USE w związku ze zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE.

(1.2) Cena ofertowa pasma wyznaczonego w ppkt (1.1) jest równa:

(1.2.1) Mniejszej z wartości:

(i) Najniższej ceny rozliczeniowej wymuszonego odbioru (CWO) określonej dla tej JG dla godziny *h*;

(ii) Najniższej ceny ofertowej z cen pasm ofertowych dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc wyznaczonego pasma;

jeżeli pasmo zostało wyznaczone wyłącznie z mocy objętych dodatkowymi USE.

(1.2.2) Najniższej cenie ofertowej mocy wchodzących w skład wyznaczonego pasma, w pozostałych przypadkach.

(1.3) Ceny ofertowe dotyczące mocy nieobjętych USE nie ulegają zmianie i jednocześnie wyznaczają wolumen mocy poszczególnych pasm oferty nieobjętych USE, zgodnie z zasadą stałej wartości ceny ofertowej dla pojedynczego pasma mocy.

(1.4) Jeżeli w wyniku ppkt (1.1) i (1.3) liczba pasm ofertowych wynosi 11, to pierwsze dwa pasma nieobjęte USE z najniższymi cenami ofertowymi łączy się w jedno pasmo z ceną ofertową równą większej z wartości cen ofertowych tych dwóch pasm.

(2) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje zmniejszeniem objęcia USE mocy z ostatniego lub o niższym numerze pasm oferty dla godziny *h*, to:

(2.1) Wyznacza się nowe pasmo ofertowe w wyniku połączenia następujących wolumenów mocy:

(2.1.1) Mocy nieobjętej USE, przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE, oferowanej w paśmie z najniższą ceną ofertową spośród pasm w całości albo częściowo nieobjętych USE poza pierwszym pasmem; oraz

(2.1.2) Mocy oferowanej w paśmie ostatnim lub o niższym numerze, poza pierwszym pasmem, w zakresie w jakim ich objęcie USE zostało zmniejszone w związku ze zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE.

(2.2) Cena ofertowa pasma wyznaczonego w ppkt (2.1) jest równa:

(2.2.1) Większej z wartości:

(i) Najwyższej ceny rozliczeniowej wymuszonej dostawy (CWD) określonej dla tej JG dla godziny *h*;

(ii) Najwyższej ceny ofertowej z cen pasm ofertowych dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc wyznaczonego pasma;

jeżeli pasmo zostało wyznaczone wyłącznie z mocy, w zakresie których zmniejszone zostało ich objęcie USE.

(2.2.2) Najwyższej cenie ofertowej mocy wchodzących w skład wyznaczonego pasma, w pozostałych przypadkach.

(2.3) Ceny ofertowe dotyczące mocy objętych USE nie ulegają zmianie i jednocześnie wyznaczają wolumen mocy poszczególnych pasm oferty objętych USE, zgodnie z zasadą stałej wartości ceny ofertowej dla pojedynczego pasma mocy.

(2.4) Jeżeli w wyniku ppkt (2.1) i (2.3) liczba pasm ofertowych wynosi 11, to ostatnie dwa pasma objęte USE z najwyższymi cenami ofertowymi łączy się w jedno pasmo z ceną ofertową równą mniejszej z wartości cen ofertowych tych dwóch pasm.

(3) W pozostałych przypadkach ceny ofertowe i wolumeny pasm ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej nie są modyfikowane.

(4) Jeżeli w momencie modyfikacji oferty bilansującej nie jest znana wartość ceny CWO i CWD dla godziny *h* doby handlowej *n*, to na potrzeby modyfikacji Przyjętej Oferty Bilansującej, zastosowanie mają ostatnie poprawnie wyznaczone ceny CWO i CWD dla godziny *h* z doby *n*-1 albo wcześniejszej.

3.1.7.3. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych

3.1.7.3.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

(2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono odrzucane i Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(2.1) Jeżeli oferowana moc minimalna (P_{jh}^{MIN}) nie spełnia warunku wymienionego w pkt 3.1.5.4.1. (1.6), to przyjęta moc minimalna (PP_{jh}^{MIN}) jest równa zero ($PP_{jh}^{MIN} = 0$).

(2.2) Jeżeli oferowana moc maksymalna (P_{jh}^{MAX}) nie spełnia warunku wymienionego w pkt 3.1.5.4.1. (1.5), to przyjęta moc maksymalna (PP_{jh}^{MAX}) jest równa mocy osiągalnej ($PP_{jh}^{MAX} = P_{j}^{OS}$).

(3) Jeżeli brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, to Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa Jednostki Grafikowej *j* w godzinie *h* jest wyznaczana w następujący sposób:

(3.1) Przyjęta moc maksymalna (PP_{jh}^{MAX}) oraz przyjęta moc minimalna (PP_{jh}^{MIN}) w godzinie *h* są wyznaczane według stanu na godzinę 14.30 doby *n*-1, ustalonego przez OSP na podstawie danych pozyskanych przy pomocy SOWE.

3.1.7.4. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych pracujących w usztywnieniach

3.1.7.4.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych traktowanych jako pracujące w usztywnieniach Przyjęta Oferta Bilansująca – części handlowej jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

(2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3.(1)-(3), to jest ono odrzucane.

(3) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3.(1)-(3) i nie spełnia warunku wymienionego w pkt 3.1.7.1.3.(4), to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa z ceną ofertową pierwszego pasma ofertowego równą MaxCO.

(4) W przypadku odrzucenia Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBN, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=1 jest wyznaczana na podstawie oferty zastępczej, w następujący sposób:

(4.1) Występuje tylko jedno pasmo ofertowe ($k = 1$).

(4.2) Przyjęta moc brutto w paśmie $k = 1$ ($POFP_{jh1}$) jest równa mocy minimalnej i mocy maksymalnej zawartych w Zgłoszeniu Oferty Bilansującej – części handlowej.

(4.3) Przyjęta moc netto oferowana w paśmie $k = 1$ ($POFE_{jh1}$) jest wyznaczana na podstawie pasm oferty zastępczej, w proporcji odpowiedniej do mocy brutto przyjętej w tym paśmie.

(4.4) Przyjęta cena ofertowa dla pasma $k = 1$ jest wyznaczana jako średnia ważona z cen wykorzystanych do utworzenia pasma $k = 1$ pasm oferty zastępczej, przy czym tak wyznaczona cena ofertowa nie może być większa niż MaxCO.

(5) W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBB w celu aktualizacji Przyjętej Ofert Bilansującej – części handlowej w związku ze zgłoszeniem USE w ramach RBB, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=1 jest wyznaczana na podstawie ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa oraz zasad określonych w pkt 3.1.7.2.6.

3.1.7.5. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych

3.1.7.5.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych traktowanych jako niedyspozycyjne Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

(2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono odrzucane i Przyjęta Oferta Bilansująca jest wyznaczana w następujący sposób:

(2.1) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie (k=1) Przyjętej Oferty Bilansującej ($POFP_{jh1}$) oraz suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in K} POFP_{jhk}$) są równe zero.

(2.2) Przyjęte ceny ofertowe dla poszczególnych pasm $k \in K$ ($POFC_{jhk}$) są równe zero ($POFC_{jhk} = 0$).

3.1.7.6. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych

3.1.7.6.1. Dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

(2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3.(1)-(3), to jest ono odrzucane.

(3) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3.(1)-(3) i nie spełnia warunku wymienionego w pkt 3.1.7.1.3.(4), to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa z następującymi zmianami:

(3.1) Drugie i kolejne pasma ofertowe generacji, których cena ofertowa jest większa niż MaxCO, przyjmują cenę ofertową równą MaxCO i są łączone w jedno pasmo ofertowe generacji.

(3.2) Dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej z ZAK=1 cenę ofertową pierwszego pasma ofertowego generacji, która jest większa niż:

(i) MaxCO lub

(ii) Cena ofertowa drugiego pasma ofertowego generacji uwzględniająca postanowienia pkt (3.1) pomniejszona o 1 grosz/MWh;

przyjmuje się jako równą mniejszej z wartości z ppkt (i) i (ii).

(3.3) Dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej z ZAK=1 cenę ofertową pierwszego pasma ofertowego ładowania, która jest większa niż:

(i) MaxCO lub

(ii) Cena ofertowa pierwszego pasma ofertowego generacji uwzględniająca postanowienia pkt (3.2) pomniejszona o 1 grosz/MWh;

przyjmuje się jako równą mniejszej z wartości z ppkt (i) i (ii).

(3.4) Dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej z ZAK=1 drugie i kolejne pasma ofertowe ładowania, których cena ofertowa jest większa niż cena ofertowa pierwszego pasma ofertowego ładowania uwzględniająca postanowienia pkt (3.3) pomniejszona o 1 grosz/MWh, przyjmują cenę ofertową równą cenie ofertowej pierwszego pasma ofertowego ładowania uwzględniającej postanowienia pkt (3.3) pomniejszonej o 1 grosz/MWh i są łączone w jedno pasmo ofertowe ładowania.

(3.5) Dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej z ZAK=2 drugie i kolejne pasma ofertowe ładowania, których cena ofertowa jest większa niż:

(i) MaxCO lub

(ii) Cena ofertowa drugiego pasma ofertowego generacji uwzględniająca postanowienia pkt (3.1) pomniejszona o 1 grosz/MWh;

przyjmują cenę ofertową równą mniejszej z wartości z ppkt (i) i (ii), i są łączone w jedno pasmo ofertowe ładowania.

(4) W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBN, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana:

(4.1) Dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej z ZAK=1 – na podstawie oferty zastępczej, w sposób określony w pkt 3.1.7.6.2. - 3.1.7.6.5.

(4.2) Dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej z ZAK=2 – jako zerowa oferta bilansująca, w sposób określony w pkt 3.1.7.6.6.

(5) W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBB w celu aktualizacji Przyjętej Ofert Bilansującej – części handlowej w związku ze zgłoszeniem USE w ramach RBB, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana:

(5.1) Dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej z ZAK=1 – na podstawie ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa oraz zasad określonych w pkt 3.1.7.6.7.

(5.2) Dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej z ZAK=2 – na podstawie ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa oraz zasad określonych w pkt 3.1.7.6.8.

3.1.7.6.2. W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBN dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej *j* z ZAK=1 dla doby *n* moce generacji dyspozycyjna (PG_{jh}^{DYSP}), maksymalna (PG_{jh}^{MAX}) i minimalna (PG_{jh}^{MIN}) oraz moce ładowania dyspozycyjna (PL_{jh}^{DYSP}), maksymalna (PL_{jh}^{MAX}) i minimalna (PL_{jh}^{MIN}) oferowane w godzinie *h* są przyjmowane według stanu na godzinę 14.30 doby *n*-1, ustalonego przez OSP na podstawie danych pozyskanych przy pomocy SOWE.

3.1.7.6.3. W przypadku, gdy dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej *j* z ZAK=1 jest wykorzystywana oferta zastępcza i nie jest spełniony warunek $PG_j^{OS} \geq PG_{jh}^{MAX} \geq PG_{jh}^{MIN} \geq PG_j^{MIN_TECH}$, przyjęta moc minimalna generacji (PPG_{jh}^{MIN}) oraz przyjęta moc maksymalna generacji (PPG_{jh}^{MAX}) są wyznaczane w następujący sposób i w następującej kolejności:

(1) Jeżeli ($PG_{jh}^{MIN} < PG_j^{MIN_TECH}$) lub ($PG_{jh}^{MIN} > PG_j^{OS}$), to ($PPG_{jh}^{MIN} = PG_j^{MIN_TECH}$).

(2) Jeżeli ($PG_{jh}^{MAX} < PG_j^{MIN_TECH}$) lub ($PG_{jh}^{MAX} > PG_j^{OS}$), to ($PPG_{jh}^{MAX} = PG_j^{OS}$).

(3) Jeżeli ($PG_{jh}^{MIN} > PG_{jh}^{MAX}$), to ($PPG_{jh}^{MIN} = PG_j^{MIN_TECH}$) i ($PPG_{jh}^{MAX} = PG_j^{OS}$).

3.1.7.6.4. W przypadku, gdy dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej *j* z ZAK=1 jest wykorzystywana oferta zastępcza i nie jest spełniony warunek $PL_j^{OS} \geq PL_{jh}^{MAX} \geq PL_{jh}^{MIN} \geq PL_j^{MIN_TECH}$, przyjęta moc minimalna ładowania (PPL_{jh}^{MIN}) oraz przyjęta moc maksymalna ładowania (PPL_{jh}^{MAX}) są wyznaczane w następujący sposób i w następującej kolejności:

(1) Jeżeli ($PL_{jh}^{MIN} < PL_j^{MIN_TECH}$) lub ($PL_{jh}^{MIN} > PL_j^{OS}$), to ($PPL_{jh}^{MIN} = PL_j^{MIN_TECH}$).

(2) Jeżeli ($PL_{jh}^{MAX} < PL_j^{MIN_TECH}$) lub ($PL_{jh}^{MAX} > PL_j^{OS}$), to ($PPL_{jh}^{MAX} = PL_j^{OS}$).

(3) Jeżeli ($PL_{jh}^{MIN} > PL_{jh}^{MAX}$), to ($PPL_{jh}^{MIN} = PL_j^{MIN_TECH}$) i ($PPL_{jh}^{MAX} = PL_j^{OS}$).

3.1.7.6.5. W przypadku tworzenia Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej na podstawie oferty zastępczej stosuje się następujące zasady:

(1) Pierwsze pasmo Przyjętej Oferty Bilansującej ($POFP_{jh1}$) jest tworzone na podstawie pasm oferty zastępczej, poczynając od pierwszego, w taki sposób aby suma mocy wykorzystanych w tym celu pasm oferty zastępczej spełniała wymagania określone w pkt 3.1.5.7.1.(6).

(2) Pozostałe pasma Przyjętej Oferty Bilansującej są tworzone na podstawie kolejnych pasm oferty zastępczej, w taki sposób aby suma mocy wykorzystanych w tym celu pasm oferty zastępczej spełniała wymagania określone w pkt 3.1.5.7.1.(7).

(3) Ceny ofertowe dla pasm Przyjętej Oferty Bilansującej są wyznaczane jako średnie ważone z cen pasm oferty zastępczej wykorzystanych do ich tworzenia, przy czym tak wyznaczone ceny ofertowe pasm nie mogą być większe niż:

(3.1) MaxCO, w przypadku drugiego i kolejnych pasm ofertowych generacji.

(3.2) Mniejsza z wartości MaxCO i ceny drugiego pasma ofertowego generacji uwzględniającego postanowienia pkt (3.1) pomniejszonej o 1 grosz/MWh, w przypadku pierwszego pasma ofertowego generacji.

(3.3) Mniejsza z wartości MaxCO i ceny ofertowej pierwszego pasma ofertowego generacji uwzględniającego postanowienia pkt (3.2) pomniejszonej o 1 grosz/MWh, w przypadku pierwszego pasma ofertowego ładowania.

(3.4) Ceny ofertowej pierwszego pasma ofertowego ładowania uwzględniającego postanowienia pkt (3.3) pomniejszonej o 1 grosz/MWh, w przypadku drugiego i kolejnych pasm ofertowych ładowania.

Jeżeli ceny ofertowe dla dwóch lub więcej pasm ofertowych, mają taką samą wartość, to pasma te są łączone w jedno pasmo ofertowe z ceną ofertową równą cenie ofertowej łączonych pasm.

3.1.7.6.6. W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBN dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej *j* z ZAK=2 dla doby *n*, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana jako zerowa oferta bilansująca, w następujący sposób:

(1) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie (*k*=1) generacji i ładowania Przyjętej Oferty Bilansującej ($POFP_{jh1}$) oraz suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach generacji i ładowania ($\sum_{k \in K} POFP_{jhk}$) są równe zero.

(2) Przyjęte ceny ofertowe dla poszczególnych pasm generacji i ładowania $k \in K$ ($POFC_{jhk}$) są równe zero ($POFC_{jhk} = 0$).

3.1.7.6.7. W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej dla JG_{Ma} z ZAK=1 w ramach RBB i jednocześnie dla JG_{Ma} została wyznaczona zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE w wyniku zgłoszeń USE w ramach RBB, skutkująca potrzebą aktualizacji Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej ze względu na zmianę charakteru dowolnego pasma ofertowego generacji lub ładowania z przyrostowego na redukcyjny bądź odwrotnie, to Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa JG_{Ma} z ZAK=1 jest tworzona w wyniku modyfikacji ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej dla tej JG_{Ma}, w następujący sposób, dla poszczególnych godzin *h* doby handlowej *n*, w zakresie których miała miejsce wskazana powyżej zmiana charakteru pasma ofertowego:

(1) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje nieobjęciem USE całej mocy pierwszego pasma ładowania oferty dla godziny *h*, to:

(1.1) Cena ofertowa pierwszego pasma ładowania jest równa:

(1.1.1) Cenie najdroższego pasma ładowania, które przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE nie było objęte USE, powiększonej o 1 grosz/MWh, jeżeli przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE drugie lub kolejne pasmo ładowania oferty nie było objęte USE.

(1.1.2) Najniższej cenie ofertowej pierwszego pasma ładowania z dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących – części handlowej dla tej JG i godziny *h*, w pozostałych przypadkach.

(1.2) Moc oferowana w pierwszym paśmie nie ulega zmianie.

(2) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje zmniejszeniem objęcia USE mocy z ostatniego lub o niższym numerze pasm ładowania oferty dla godziny *h*, to:

(2.1) Wyznacza się nowe pasmo ofertowe ładowania w wyniku połączenia następujących wolumenów mocy:

(2.1.1) Mocy nieobjętej USE, przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE, oferowanej w paśmie ładowania z najwyższą ceną ofertową spośród pasm ładowania w całości albo częściowo nieobjętych USE poza pierwszym pasmem ładowania; oraz

(2.1.2) Mocy oferowanej w paśmie ładowania ostatnim lub o niższym numerze, poza pierwszym pasmem ładowania, w zakresie w jakim ich objęcie USE zostało zmniejszone w związku ze zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE.

(2.2) Cena ofertowa pasma ładowania wyznaczonego w ppkt (2.1) jest równa:

(2.2.1) Najniższej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych ładowania dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc wyznaczonego pasma ładowania, jeżeli pasmo ładowania zostało wyznaczone wyłącznie z mocy, w zakresie których zmniejszone zostało ich objęcie USE.

(2.2.2) Najniższej cenie ofertowej mocy wchodzących w skład wyznaczonego pasma ładowania, w pozostałych przypadkach.

(2.3) Ceny ofertowe dotyczące mocy pasm ładowania objętych USE nie ulegają zmianie i jednocześnie wyznaczają wolumen mocy poszczególnych pasm ładowania oferty objętych USE, zgodnie z zasadą stałej wartości ceny ofertowej dla pojedynczego pasma mocy.

(2.4) Jeżeli w wyniku ppkt (2.1) i (2.3) liczba pasm ofertowych ładowania wynosi 11, to ostatnie dwa pasma ładowania objęte USE z najniższymi cenami ofertowymi łączy się w jedno pasmo ładowania z ceną ofertową równą większej z wartości cen ofertowych tych dwóch pasm.

(3) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje objęciem USE całej mocy pierwszego pasma generacji oferty dla godziny *h*, to:

(3.1) Cena ofertowa pierwszego pasma generacji jest równa:

(3.1.1) Cenie pierwszego pasma ładowania, przy uwzględnieniu postanowień z ppkt (1), powiększonej o 1 grosz/MWh, jeżeli ostatnia Przyjęta Oferta Bilansująca zawiera niezerowe pasma ładowania.

(3.1.2) Najniższej cenie ofertowej pierwszego pasma generacji z dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla *j*-tej JG w godzinie *h*, w pozostałych przypadkach.

(3.2) Moc oferowana w pierwszym paśmie generacji nie ulega zmianie.

(4) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje dodatkowym objęciem USE mocy z drugiego lub kolejnych pasm generacji oferty dla godziny *h*, to:

(4.1) Wyznacza się nowe pasmo ofertowe generacji w wyniku połączenia następujących wolumenów mocy:

(4.1.1) Mocy objętej USE, przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE, oferowanej w paśmie generacji z najwyższą ceną ofertową spośród pasm generacji w całości albo częściowo objętych USE poza pierwszym pasmem generacji; oraz

(4.1.2) Mocy oferowanej w paśmie generacji drugim i w kolejnych, w zakresie w jakim zostały objęte dodatkowymi USE w związku ze zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE.

(4.2) Cena ofertowa pasma generacji wyznaczonego w ppkt (4.1) jest równa:

(4.2.1) Cenie ofertowej pierwszego pasma generacji, przy uwzględnieniu postanowień z ppkt (3), powiększonej o 1 grosz/MWh, jeżeli pasmo zostało wyznaczone wyłącznie z mocy objętych dodatkowymi USE.

(4.2.2) Najniższej cenie ofertowej mocy wchodzących w skład wyznaczonego pasma generacji, w pozostałych przypadkach.

(4.3) Ceny ofertowe dotyczące mocy pasm generacji nieobjętych USE nie ulegają zmianie i jednocześnie wyznaczają wolumen mocy poszczególnych pasm generacji oferty nieobjętych USE, zgodnie z zasadą stałej wartości ceny ofertowej dla pojedynczego pasma mocy.

(4.4) Jeżeli w wyniku ppkt (4.1) i (4.3) liczba pasm ofertowych generacji wynosi 11, to pierwsze dwa pasma generacji nieobjęte USE z najniższymi cenami ofertowymi łączy się w jedno pasmo generacji z ceną ofertową równą większej z wartości cen ofertowych tych dwóch pasm.

(5) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje nieobjęciem USE całej mocy pierwszego pasma generacji oferty dla godziny *h*, to:

(5.1) Cena ofertowa pierwszego pasma generacji jest równa:

(5.1.1) Cenie najtańszego pasma generacji, które przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE nie było objęte USE, pomniejszonej o 1 grosz/MWh, jeżeli przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE drugie lub kolejne pasmo generacji oferty nie było objęte USE.

(5.1.2) Najwyższej cenie ofertowej pierwszego pasma generacji z dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących – części handlowej dla tej JG i godziny *h*, w pozostałych przypadkach.

(5.2) Moc oferowana w pierwszym paśmie nie ulega zmianie.

(6) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje zmniejszeniem objęcia USE mocy z ostatniego lub o niższym numerze pasm generacji oferty dla godziny *h*, to:

(6.1) Wyznacza się nowe pasmo ofertowe generacji w wyniku połączenia następujących wolumenów mocy:

(6.1.1) Mocy nieobjętej USE, przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE, oferowanej w paśmie generacji z najniższą ceną ofertową spośród pasm generacji w całości albo częściowo nieobjętych USE poza pierwszym pasmem generacji; oraz

(6.1.2) Mocy oferowanej w paśmie generacji ostatnim lub o niższym numerze, poza pierwszym pasmem generacji, w zakresie w jakim ich objęcie USE zostało zmniejszone w związku ze zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE.

(6.2) Cena ofertowa pasma generacji wyznaczonego w ppkt (6.1) jest równa:

(6.2.1) Najwyższej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych generacji dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc wyznaczonego pasma generacji, jeżeli pasmo zostało wyznaczone wyłącznie z mocy, w zakresie których zmniejszone zostało ich objęcie USE.

(6.2.2) Najwyższej cenie ofertowej mocy wchodzących w skład wyznaczonego pasma generacji, w pozostałych przypadkach.

(6.3) Ceny ofertowe dotyczące mocy pasm generacji objętych USE nie ulegają zmianie i jednocześnie wyznaczają wolumen mocy poszczególnych pasm generacji oferty objętych USE, zgodnie z zasadą stałej wartości ceny ofertowej dla pojedynczego pasma mocy.

(6.4) Jeżeli w wyniku ppkt (6.1) i (6.3) liczba pasm ofertowych generacji wynosi 11, to ostatnie dwa pasma generacji objęte USE z najwyższymi cenami ofertowymi łączy się w jedno pasmo generacji z ceną ofertową równą mniejszej z wartości cen ofertowych tych dwóch pasm.

(7) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje objęciem USE całej mocy pierwszego pasma ładowania oferty dla godziny *h*, to:

(7.1) Cena ofertowa pierwszego pasma ładowania jest równa:

(7.1.1) Cenie pierwszego pasma generacji, przy uwzględnieniu postanowień z ppkt (5), pomniejszonej o 1 grosz/MWh, jeżeli ostatnia Przyjęta Oferta Bilansująca zawiera niezerowe pasma generacji.

(7.1.2) Najwyższej cenie ofertowej pierwszego pasma ładowania z dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla *j*-tej JG w godzinie *h*, w pozostałych przypadkach.

(7.2) Moc oferowana w pierwszym paśmie ładowania nie ulega zmianie.

(8) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje dodatkowym objęciem USE mocy z drugiego lub kolejnych pasm ładowania oferty dla godziny *h*, to:

(8.1) Wyznacza się nowe pasmo ofertowe ładowania w wyniku połączenia następujących wolumenów mocy:

(8.1.1) Mocy objętej USE, przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE, oferowanej w paśmie ładowania z najniższą ceną ofertową spośród pasm ładowania w całości albo częściowo objętych USE poza pierwszym pasmem ładowania; oraz

(8.1.2) Mocy oferowanej w paśmie ładowania drugim i w kolejnych, w zakresie w jakim zostały objęte dodatkowymi USE w związku ze zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE.

(8.2) Cena ofertowa pasma ładowania wyznaczonego w ppkt (8.1) jest równa:

(8.2.1) Cenie ofertowej pierwszego pasma ładowania, przy uwzględnieniu postanowień z ppkt (7), pomniejszonej o 1 grosz/MWh, jeżeli pasmo zostało wyznaczone wyłącznie z mocy objętych dodatkowymi USE.

(8.2.2) Najwyższej cenie ofertowej mocy wchodzących w skład wyznaczonego pasma ładowania, w pozostałych przypadkach.

(8.3) Ceny ofertowe dotyczące mocy pasm ładowania nieobjętych USE nie ulegają zmianie i jednocześnie wyznaczają wolumen mocy poszczególnych pasm ładowania oferty nieobjętych USE, zgodnie z zasadą stałej wartości ceny ofertowej dla pojedynczego pasma mocy.

(8.4) Jeżeli w wyniku ppkt (8.1) i (8.3) liczba pasm ofertowych ładowania wynosi 11, to pierwsze dwa pasma ładowania nieobjęte USE z najwyższymi cenami ofertowymi łączy się w jedno pasmo ładowania z ceną ofertową równą mniejszej z wartości cen ofertowych tych dwóch pasm.

(9) W pozostałych przypadkach ceny ofertowe i wolumeny pasm ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej nie są modyfikowane.

3.1.7.6.8. W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej dla JG_{Ma} z ZAK=2 w ramach RBB i jednocześnie dla JG_{Ma} została wyznaczona zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE w wyniku zgłoszeń USE w ramach RBB, skutkująca potrzebą aktualizacji Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej ze względu na zmianę charakteru dowolnego pasma ofertowego generacji lub ładowania z przyrostowego na redukcyjny bądź odwrotnie, to Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa JG_{Ma} z ZAK=2 jest tworzona w wyniku modyfikacji ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej dla tej JG_{Ma}, w następujący sposób, dla poszczególnych godzin *h* doby handlowej *n,* w zakresie których miała miejsce wskazana powyżej zmiana charakteru pasma ofertowego:

(1) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje zmniejszeniem objęcia USE mocy z ostatniego lub o niższym numerze pasm ładowania oferty dla godziny *h*, to:

(1.1) Wyznacza się nowe pasmo ofertowe ładowania w wyniku połączenia następujących wolumenów mocy:

(1.1.1) Mocy nieobjętej USE, przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE, oferowanej w paśmie ładowania z najwyższą ceną ofertową spośród pasm ładowania w całości albo częściowo nieobjętych USE poza pierwszym pasmem ładowania; oraz

(1.1.2) Mocy oferowanej w paśmie ładowania ostatnim lub o niższym numerze, poza pierwszym pasmem ładowania, w zakresie w jakim ich objęcie USE zostało zmniejszone w związku ze zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE.

(1.2) Cena ofertowa pasma ładowania wyznaczonego w ppkt (1.1) jest równa:

(1.2.1) Najniższej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych ładowania dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc wyznaczonego pasma ładowania, jeżeli pasmo ładowania zostało wyznaczone wyłącznie z mocy, w zakresie których zmniejszone zostało ich objęcie USE.

(1.2.2) Najniższej cenie ofertowej mocy wchodzących w skład wyznaczonego pasma ładowania, w pozostałych przypadkach.

(1.3) Ceny ofertowe dotyczące mocy pasm ładowania objętych USE nie ulegają zmianie i jednocześnie wyznaczają wolumen mocy poszczególnych pasm ładowania oferty objętych USE, zgodnie z zasadą stałej wartości ceny ofertowej dla pojedynczego pasma mocy.

(1.4) Jeżeli w wyniku ppkt (2.1) i (2.3) liczba pasm ofertowych ładowania wynosi 11, to ostatnie dwa pasma ładowania objęte USE z najniższymi cenami ofertowymi łączy się w jedno pasmo ładowania z ceną ofertową równą większej z wartości cen ofertowych tych dwóch pasm.

(2) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje dodatkowym objęciem USE mocy z drugiego lub kolejnych pasm generacji oferty dla godziny *h*, to:

(2.1) Wyznacza się nowe pasmo ofertowe generacji w wyniku połączenia następujących wolumenów mocy:

(2.1.1) Mocy objętej USE, przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE, oferowanej w paśmie generacji z najwyższą ceną ofertową spośród pasm generacji w całości albo częściowo objętych USE poza pierwszym pasmem generacji; oraz

(2.1.2) Mocy oferowanej w paśmie generacji drugim i w kolejnych, w zakresie w jakim zostały objęte dodatkowymi USE w związku ze zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE.

(2.2) Cena ofertowa pasma generacji wyznaczonego w ppkt (2.1) jest równa:

(2.2.1) Najniższej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych generacji dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc wyznaczonego pasma generacji, jeżeli pasmo zostało wyznaczone wyłącznie z mocy objętych dodatkowymi USE i oferta nie zawiera co najmniej dwóch pasm ofertowych ładowania.

(2.2.2) Cenie ofertowej drugiego pasma ładowania, przy uwzględnieniu postanowień z ppkt (1), powiększonej o 1 grosz/MWh, jeżeli pasmo zostało wyznaczone wyłącznie z mocy objętych dodatkowymi USE i oferta zawiera co najmniej dwa pasma ofertowe ładowania.

(2.2.3) Najniższej cenie ofertowej mocy wchodzących w skład wyznaczonego pasma generacji, w pozostałych przypadkach.

(2.3) Ceny ofertowe dotyczące mocy pasm generacji nieobjętych USE nie ulegają zmianie i jednocześnie wyznaczają wolumen mocy poszczególnych pasm generacji oferty nieobjętych USE, zgodnie z zasadą stałej wartości ceny ofertowej dla pojedynczego pasma mocy.

(2.4) Jeżeli w wyniku ppkt (2.1) i (2.3) liczba pasm ofertowych generacji wynosi 11, to pierwsze dwa pasma generacji nieobjęte USE z najniższymi cenami ofertowymi łączy się w jedno pasmo generacji z ceną ofertową równą większej z wartości cen ofertowych tych dwóch pasm.

(3) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje zmniejszeniem objęcia USE mocy z ostatniego lub o niższym numerze pasm generacji oferty dla godziny *h*, to:

(3.1) Wyznacza się nowe pasmo ofertowe generacji w wyniku połączenia następujących wolumenów mocy:

(3.1.1) Mocy nieobjętej USE, przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE, oferowanej w paśmie generacji z najniższą ceną ofertową spośród pasm generacji w całości albo częściowo nieobjętych USE poza pierwszym pasmem generacji; oraz

(3.1.2) Mocy oferowanej w paśmie generacji ostatnim lub o niższym numerze, poza pierwszym pasmem generacji, w zakresie w jakim ich objęcie USE zostało zmniejszone w związku ze zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE.

(3.2) Cena ofertowa pasma generacji wyznaczonego w ppkt (3.1) jest równa:

(3.2.1) Najwyższej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych generacji dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc wyznaczonego pasma generacji, jeżeli pasmo zostało wyznaczone wyłącznie z mocy, w zakresie których zmniejszone zostało ich objęcie USE.

(3.2.2) Najwyższej cenie ofertowej mocy wchodzących w skład wyznaczonego pasma generacji, w pozostałych przypadkach.

(3.3) Ceny ofertowe dotyczące mocy pasm generacji objętych USE nie ulegają zmianie i jednocześnie wyznaczają wolumen mocy poszczególnych pasm generacji oferty objętych USE, zgodnie z zasadą stałej wartości ceny ofertowej dla pojedynczego pasma mocy.

(3.4) Jeżeli w wyniku ppkt (3.1) i (3.3) liczba pasm ofertowych generacji wynosi 11, to ostatnie dwa pasma generacji objęte USE z najwyższymi cenami ofertowymi łączy się w jedno pasmo generacji z ceną ofertową równą mniejszej z wartości cen ofertowych tych dwóch pasm.

(4) Jeżeli zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE skutkuje dodatkowym objęciem USE mocy z drugiego lub kolejnych pasm ładowania oferty dla godziny *h*, to:

(4.1) Wyznacza się nowe pasmo ofertowe ładowania w wyniku połączenia następujących wolumenów mocy:

(4.1.1) Mocy objętej USE, przed zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE, oferowanej w paśmie ładowania z najniższą ceną ofertową spośród pasm ładowania w całości albo częściowo objętych USE poza pierwszym pasmem ładowania; oraz

(4.1.2) Mocy oferowanej w paśmie ładowania drugim i w kolejnych, w zakresie w jakim zostały objęte dodatkowymi USE w związku ze zmianą wielkości przyjętych do realizacji USE.

(4.2) Cena ofertowa pasma ładowania wyznaczonego w ppkt (4.1) jest równa:

(4.2.1) Najwyższej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych ładowania dotychczas Przyjętych Ofert Bilansujących dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc wyznaczonego pasma ładowania, jeżeli pasmo zostało wyznaczone wyłącznie z mocy objętych dodatkowymi USE i oferta nie zawiera co najmniej dwóch pasm ofertowych generacji.

(4.2.2) Cenie ofertowej drugiego pasma generacji, przy uwzględnieniu postanowień z ppkt (3), pomniejszonej o 1 grosz/MWh,, jeżeli pasmo zostało wyznaczone wyłącznie z mocy objętych dodatkowymi USE i oferta zawiera co najmniej dwa pasma ofertowe generacji.

(4.2.3) Najwyższej cenie ofertowej mocy wchodzących w skład wyznaczonego pasma ładowania, w pozostałych przypadkach.

(4.3) Ceny ofertowe dotyczące mocy pasm ładowania nieobjętych USE nie ulegają zmianie i jednocześnie wyznaczają wolumen mocy poszczególnych pasm ładowania oferty nieobjętych USE, zgodnie z zasadą stałej wartości ceny ofertowej dla pojedynczego pasma mocy.

(4.4) Jeżeli w wyniku ppkt (4.1) i (4.3) liczba pasm ofertowych ładowania wynosi 11, to pierwsze dwa pasma ładowania nieobjęte USE z najwyższymi cenami ofertowymi łączy się w jedno pasmo ładowania z ceną ofertową równą mniejszej z wartości cen ofertowych tych dwóch pasm.

(5) W pozostałych przypadkach ceny ofertowe i wolumeny pasm ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej nie są modyfikowane.

3.1.7.7. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych pracujących w usztywnieniach

3.1.7.7.1. Dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 traktowanych jako pracujące w usztywnieniach Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

(2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3.(1)-(3), to jest ono odrzucane.

(3) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3.(1)-(3) i nie spełnia warunku wymienionego w pkt 3.1.7.1.3.(4), to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa z ceną ofertową równą MaxCO dla pierwszego pasma ofertowego generacji albo pierwszego pasma ofertowego ładowania, którego moc ofertowa jest większa niż 0 MW.

(4) W przypadku odrzucenia Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBN, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej z ZAK=1 jest wyznaczana – na podstawie oferty zastępczej, w następujący sposób:

(4.1) Występuje tylko jedno pasmo ofertowe generacji ($k \in KG$ i $k = 1$) i jedno pasmo ofertowe ładowania ($k \in KL$ i $k = 1$).

(4.2) Przyjęta moc brutto w paśmie generacji $k = 1$ ($POFP_{jh1}$) jest równa mocy minimalnej generacji i mocy maksymalnej generacji zawartych w Zgłoszeniu Oferty Bilansującej – części handlowej.

(4.3) Przyjęta moc brutto w paśmie ładowania $k = 1$ ($POFP_{jh1}$) jest równa mocy minimalnej ładowania i mocy maksymalnej ładowania zawartych w Zgłoszeniu Oferty Bilansującej – części handlowej.

(4.4) Przyjęta moc netto oferowana w paśmie $k = 1$ ($POFE_{jh1}$) jest wyznaczana na podstawie pasm oferty zastępczej, w proporcji odpowiedniej do mocy brutto przyjętej w tym paśmie.

(4.5) Przyjęta cena ofertowa dla pasma $k = 1$ jest wyznaczana jako średnia ważona z cen wykorzystanych do utworzenia pasma $k = 1$ pasm oferty zastępczej, przy czym tak wyznaczona cena ofertowa nie może być większa niż MaxCO.

(5) W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBB w celu aktualizacji Przyjętej Ofert Bilansującej – części handlowej w związku ze zgłoszeniem USE w ramach RBB, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa dla Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej z ZAK=1 jest wyznaczana na podstawie ostatniej Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa oraz zasad określonych w pkt 3.1.7.6.7.

3.1.7.8. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych niedyspozycyjnych

3.1.7.8.1. Dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 traktowanych jako niedyspozycyjne Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

(2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono odrzucane i Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(2.1) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie generacji ($k \in KG$ i $k = 1$) i w pierwszym paśmie ładowania ($k \in KL$ i $k = 1$) Przyjętej Oferty Bilansującej ($POFP_{jh1}$) oraz suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in KG \cup KL} POFP_{jhk}$) są równe zero.

(2.2) Przyjęte ceny ofertowe dla poszczególnych pasm $k \in KG \cup KL$ ($POFC_{jhk}$) są równe zero ($POFC_{jhk} = 0$).

3.1.7.9. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych

3.1.7.9.1. Dla Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

(2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3.(1)-(3), to jest ono odrzucane.

(3) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3.(1)-(3) i nie spełnia warunku wymienionego w pkt 3.1.7.1.3.(4), to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa z następującymi zmianami:

(3.1) Pasma ofertowe, których cena ofertowa jest większa niż MaxCO, przyjmują cenę ofertową równą MaxCO.

(3.2) Pasma ofertowe, które w wyniku postanowień pkt (3.1) mają taką samą cenę ofertową są łączone w jedno pasmo ofertowe.

(4) W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBN, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(4.1) Oferowana moc maksymalnej redukcji generacji jest równa zero ($PR_{jh}^{MAX} = 0$).

(4.2) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie (k=1) Przyjętej Oferty Bilansującej ($POFP_{jh1}$) oraz suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in K} POFP_{jhk}$) są równe zero.

(4.3) Przyjęte ceny ofertowe dla poszczególnych pasm $k \in K$ ($POFC_{jhk}$) są równe zero ($POFC_{jhk} = 0$).

(5) W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej w ramach RBB, Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana jako ostatnia Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

3.1.8. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części technicznej

3.1.8.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej jest dokonywane dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z ZAK=1. Dla danej JG_{Wa} dla doby handlowej *n* Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej zawiera następujące dane:

(1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia i dane identyfikacyjne doby handlowej *n*:

(1.1) Nazwę i kod Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej, której dotyczy Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej.

(1.2) Nazwę i kod Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania Jednostką Grafikową Wytwórczą aktywną.

(1.3) Nazwę i kod Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej.

(1.4) Dane osoby składającej zgłoszenia, która jest upoważniona przez Operatora Rynku do przekazywania zgłoszeń: imię, nazwisko, stanowisko, numer licencji, numer telefonu, numer telefaksu, adres e-mail-owy.

(1.5) Datę doby handlowej *n*.

(2) Dane techniczne zgłoszenia – dane charakterystyk uruchamiania, podawane dla trzech rodzajów charakterystyk – charakterystyki uruchamiania ze stanu gorącego (G), charakterystyki uruchamiania ze stanu ciepłego (C), charakterystyki uruchamiania ze stanu zimnego (Z):

(2.1) Dane podstawowe charakterystyk uruchamiania, odpowiednio dla każdego ze stanów – gorącego (G), ciepłego (C), zimnego (Z):

(2.1.1) Minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie (*TPG, TPC, TPZ*).

(2.2) Dane charakterystyk uruchamiania, odpowiednio dla każdego ze stanów – gorącego (G), ciepłego (C), zimnego (Z):

(2.2.1) Czas od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji (*TSG, TSC, TSZ*).

(2.2.2) Czas od synchronizacji do pierwszego punktu charakterystyki uruchamiania (*TRG1, TRC1, TRZ1*).

(2.2.3) Czas między pierwszym a drugim punktem charakterystyki uruchamiania (*TRG2, TRC2, TRZ2*).

(2.2.4) Czas między drugim a trzecim punktem charakterystyki uruchamiania (*TRG3, TRC3, TRZ3*).

(2.2.5) Czas między trzecim a czwartym punktem charakterystyki uruchamiania (*TRG4, TRC4, TRZ4*).

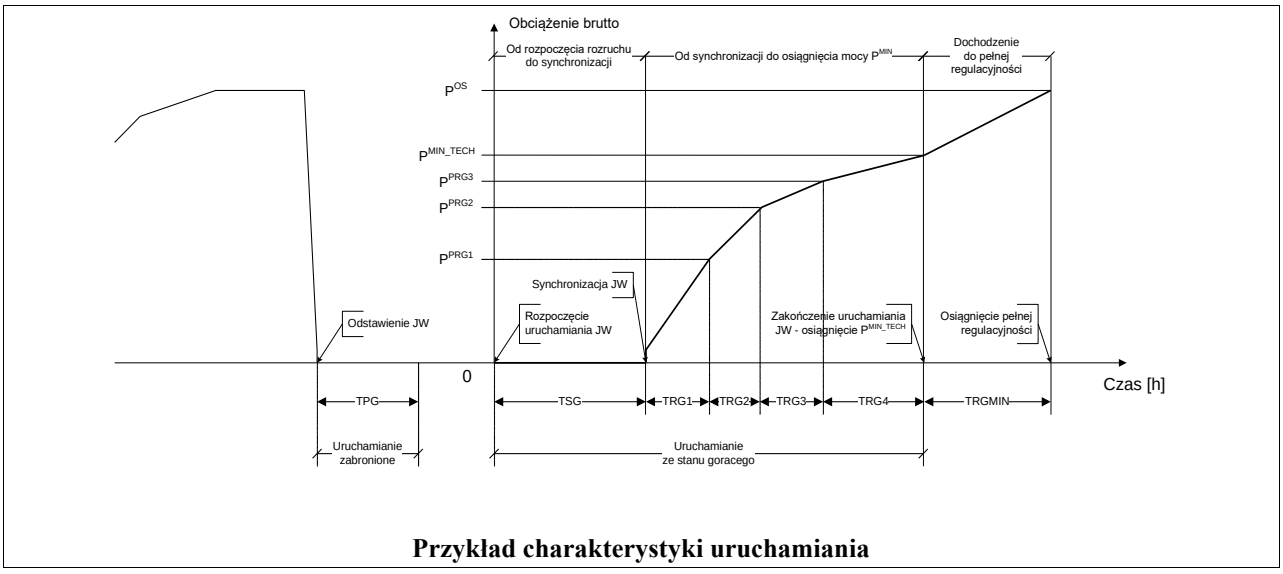
(2.2.6) Czas między czwartym punktem charakterystyki uruchamiania a osiągnięciem pełnego zakresu regulacyjności (*TRGMIN*, *TRCMIN*, *TRZMIN*).

(2.2.7) Współczynnik mocy w pierwszym punkcie charakterystyki uruchamiania (*PRG1*, *PRC1*, *PRZ1*).

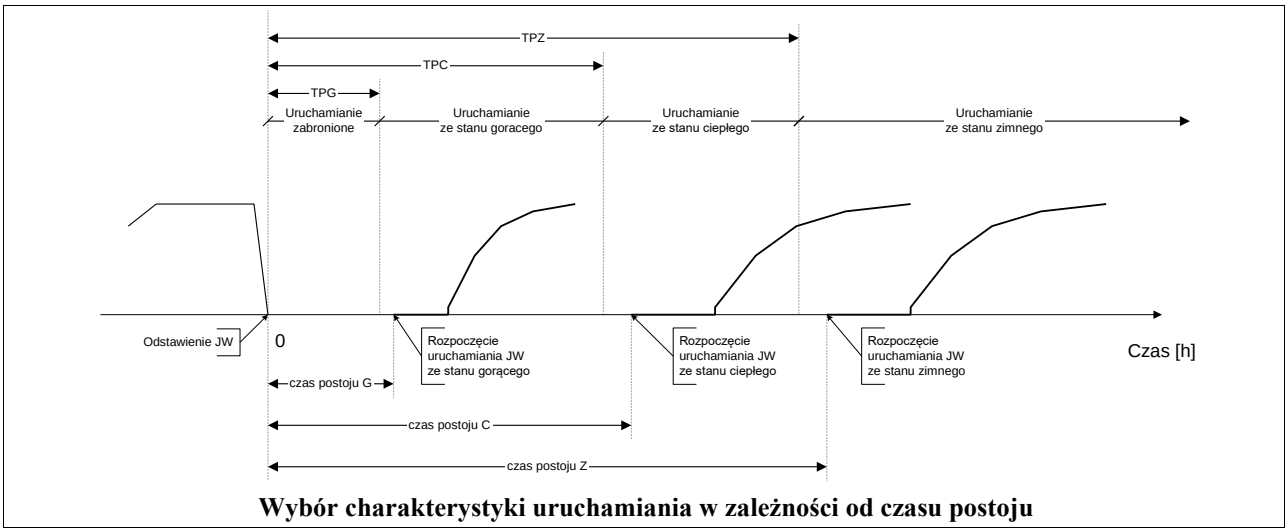
(2.2.8) Współczynnik mocy w drugim punkcie charakterystyki uruchamiania (*PRG2*, *PRC2*, *PRZ2*).

(2.2.9) Współczynnik mocy w trzecim punkcie charakterystyki uruchamiania (*PRG3*, *PRC3*, *PRZ3*).

3.1.8.2. Zależności pomiędzy danymi charakterystyk uruchamiania przedstawiono na rysunku 3.1.



Przykład charakterystyki uruchamiania



Wybór charakterystyki uruchamiania w zależności od czasu postoju

Rysunek 3.1. Ilustracja zależności pomiędzy danymi charakterystyk uruchamiania.

3.1.8.3. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej musi spełniać następujące warunki:

(1) Minimalne czasy postoju, po których następuje uruchamianie (*TPG*, *TPC*, *TPZ*) muszą:

(1.1) Być nieujemne.

(1.2) Być podawane w godzinach, z dokładnością do 1 godziny.

(1.3) Tworzyć ciąg monotoniczny ściśle rosnący: TPG<TPC<TPZ.

(2) Czasy od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji (TSG, TSC, TSZ) muszą:

(2.1) Być nieujemne.

(2.2) Być podawane w godzinach, z dokładnością do 1 godziny.

(2.3) Nie mogą różnić się w wartościach względnych od standardowych wartości tych czasów, określonych w odpowiednich umowach dwustronnych, o więcej niż ustalony przez OSP współczynnik *w*, o którym mowa w pkt 3.1.8.3.(5).

(3) Współczynniki mocy w kolejnych punktach charakterystyk rozruchowych (PRG1, PRC1, PRZ1, PRG2, PRC2, PRZ2, PRG3, PRC3, PRZ3) są wyznaczane jako stosunek mocy obciążenia brutto jednostki wytwórczej podczas kolejnych etapów uruchamiania do mocy minimum technicznego brutto po zakończeniu rozruchu (P^{MIN_TECH}).

(4) Poszczególne czasy od synchronizacji do osiągnięcia pełnego zakresu regulacyjności (TRG1, TRC1, TRZ1, TRG2, TRC2, TRZ2, TRG3, TRC3, TRZ3, TRG4, TRC4, TRZ4, TRGMIN, TRCMIN, TRZMIN) muszą:

(4.1) Być nieujemne.

(4.2) Być podawane w minutach, z dokładnością do 1 minuty.

(4.3) Być podawane dla standardowych wartości współczynników mocy w kolejnych punktach charakterystyk uruchamiania, odpowiednio:

(4.3.1) TRG1, TRC1, TRZ1 dla PRG1 = PRC1 = PRZ1 = 0,25.

(4.3.2) TRG2, TRC2, TRZ2 dla PRG2 = PRC2 = PRZ2 = 0,50.

(4.3.3) TRG3, TRC3, TRZ3 dla PRG3 = PRC3 = PRZ3 = 0,75.

(4.4) Nie mogą różnić się w wartościach względnych od standardowych wartości tych współczynników, określonych w odpowiednich umowach dwustronnych zawartych pomiędzy OSP i URB, o więcej niż ustalony przez OSP współczynnik *w*, o którym mowa w pkt 3.1.8.3. (5).

(5) Współczynnik *w* ma wartość 50%.

3.1.9. Weryfikacja Ofert Bilansujących – części technicznej

3.1.9.1. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części technicznej.

3.1.9.2. Weryfikacja polega na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem:

(1) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłania Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej. Weryfikacja dotyczy: kodu JG, kodu OR oraz kodu URB.

(2) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłania Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania daną Jednostką Grafikową Wytwórczą aktywną. Weryfikacja dotyczy: numeru licencji osoby dokonującej zgłoszenia.

(3) Spełnienia zapisów wymienionych w pkt 3.1.8.3.

3.1.9.3. W przypadku, gdy Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna nie spełnia warunków wymienionych w pkt 3.1.9.2., jako obowiązujące w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostaje przyjęte ostatnie poprawne zgłoszenie, przysłane dla danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej, a jeżeli nie jest to możliwe, ze względu na brak takiego zgłoszenia lub niespełnienie przez to zgłoszenie warunków określonych w pkt 3.1.8.3., to wartości danych w zgłoszeniu zostaną przyjęte zgodnie ze zdefiniowanymi dla tej JG w bazie danych stałych KOE.

3.1.10. Zgłaszanie Ofert Redukcji Obciążenia

3.1.10.1. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia jest dokonywane dla Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej (JG_{Oa}). Dla *j*-tej JG_{Oa} dla doby handlowej *n* Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zawiera następujące dane:

(1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia i dane identyfikacyjne doby handlowej *n*:

(1.1) Nazwę i kod Jednostki Grafikowej, której dotyczy Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia.

(1.2) Nazwę i kod Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania Jednostką Grafikową.

(1.3) Nazwę i kod Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej.

(1.4) Dane osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez Operatora Rynku do przekazywania zgłoszeń: imię, nazwisko, stanowisko, numer licencji, numer telefonu, numer telefaksu, adres e-mail-owy.

(1.5) Datę doby handlowej *n*.

(1.6) Aktywny Zakres Zgłoszenia, tj. godziny doby handlowej, których dotyczy zgłoszenie.

(1.7) Numer Porządkowy Zgłoszenia, tj. unikalny identyfikator liczbowy określający kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dla danej JG_{Oa} i danej doby handlowej.

(2) Dane handlowo-techniczne zgłoszenia dla każdej godziny *h* objętej Aktywnym Zakresem Zgłoszenia:

(2.1) Godzinę, dla której są określane dane handlowe.

(2.2) Planowaną w godzinie wielkość poboru mocy przez JG_{Oa} (PD_{jh}).

(2.3) Dane handlowo-techniczne oferty redukcji obciążenia dla każdego pasma ofertowego $k \in K=\{1,2,\ldots,10\}$ JG_{Oa} w godzinie *h*:

(2.3.1) Cenę ofertową dla pasma *k* ($OFCR_{jhk}$).

(2.3.2) Moc oferowaną do zredukowania w paśmie *k* (OFR_{jhk})

3.1.10.2. W procesie weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia są wykorzystywane następujące wielkości, zdefiniowane jako parametry stałe Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej *j*:

(1) Moc przyłączeniowa sterowanych odbiorów energii (P_j^P) określona dla danej JG_{Oa} w Umowie przesyłania.

3.1.11. Zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia

3.1.11.1. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dla doby handlowej *n* jest realizowana iteracyjnie od godziny 9.30 doby *n*-1 do godziny 22.30 doby *n*. Iteracja weryfikacji jest realizowana raz w godzinie, w pierwszej połowie godziny doby handlowej. Wyniki weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia uzyskane w danej iteracji zastępują, w zakresie godzin doby handlowej objętych tą iteracją, wyniki uzyskane w weryfikacjach poprzednich.

3.1.11.2. W kolejnych iteracjach, weryfikacja Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia jest dokonywana dla wszystkich godzin doby handlowej objętych Horyzontem Weryfikacji.

3.1.11.3. Horyzont Weryfikacji danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, dotyczącej doby handlowej *n*, obejmuje następujący zakres godzin:

(1) Wszystkie godziny doby handlowej *n*, dla iteracji weryfikacji odbywających się nie później niż o godzinie 23.30 doby *n*-1.

(2) Wszystkie godziny doby handlowej *n*, poczynając od godziny będącej pierwszą godziną po godzinie doby handlowej, w której odbywa się bieżąca iteracja weryfikacji, do ostatniej godziny doby handlowej *n*, dla iteracji weryfikacji odbywających się po godzinie 00.15 doby *n*.

3.1.11.4. W danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, dotyczącej doby handlowej *n*, która to iteracja została zainicjowana w określonej godzinie doby handlowej *n*-1 lub doby handlowej *n*, jest uwzględniane każde dostarczone do OSP Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia, spełniające łącznie następujące warunki:

(1) Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zostało dostarczone w okresie otwarcia bramki zgłoszeniowej dla Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, dotyczących doby handlowej *n*.

(2) Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zostało dostarczone (decyduje Stempel Czasowy) nie później niż 45 minut przed rozpoczęciem godziny *h*, gdzie godzina *h* jest pierwszą godziną horyzontu weryfikacji danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia.

(3) Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia nie zostało zweryfikowane w ramach poprzednich iteracji weryfikacji.

3.1.11.5. Weryfikacja Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia, dokonanego dla danej JG_{Oa} i danej doby handlowej, polega w danej iteracji na sprawdzeniu danych zawartych w weryfikowanym Zgłoszeniu Oferty Redukcji Obciążenia, pod kątem:

(1) Zgodności danych w Zgłoszeniu Oferty Redukcji Obciążenia z zapisami w Umowie przesyłania Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej, oraz z zapisami w Umowie przesyłania Operatora Rynku, który dysponuje tą Jednostką Grafikową. Weryfikacja dotyczy: kodu JG, kodu OR, kodu URB oraz numeru licencji osoby dokonującej zgłoszenia.

(2) Poprawności Aktywnego Zakresu Zgłoszenia, tzn. następujących wymagań:

(2.1) Pierwszą godziną Aktywnego Zakresu Zgłoszenia może być godzina doby handlowej nie wcześniejsza niż pierwsza godzina, dla której weryfikowane Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zostało dostarczone do OSP przynajmniej 45 minut przed jej rozpoczęciem (czas dostarczenia Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia określa Stempel Czasowy).

(2.2) Drugą i kolejną godziną Aktywnego Zakresu Zgłoszenia mogą być wybrane godziny doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, następujące po pierwszej godzinie Aktywnego Zakresu Zgłoszenia.

(3) Spełnienia następujących wymagań dla każdej godziny *h* Aktywnego Zakresu Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia:

(3.1) Oferta Redukcji Obciążenia nie może zawierać więcej niż 10 pasm ofertowych.

(3.2) Planowana w godzinie, wielkość poboru mocy przez JG_{Oa} (PD_{jh}):

(3.2.1) Nie może być większa od mocy przyłączeniowej sterowanych odbiorów energii (P_j^P) określonej dla JG_{Oa} w Umowie przesyłania ($PD_{jh} \leq P_j^P$).

(3.2.2) Musi spełniać warunek $PD_{jh} \geq 0$.

(3.3) Moce oferowane do zredukowania w poszczególnych pasmach *k* Oferty Redukcji Obciążenia (OFR_{jhk}):

(3.3.1) Muszą być nieujemne.

(3.3.2) Muszą być podawane w MW, z dokładnością do 0,001 MW.

(3.4) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach nie może być większa od planowanej w godzinie, wielkości poboru mocy przez JG_{Oa} ($\sum_{k=1}^{10} OFR_{jhk} \leq PD_{jh}$).

(3.5) Ceny ofertowe dla poszczególnych pasm ($OFCR_{jhk}$):

(3.5.1) Muszą być podawane w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.

(3.5.2) Muszą być rosnące w kolejnych pasmach.

(3.5.3) Nie mogą być mniejsze od -50 000 zł/MWh.

(3.5.4) Nie mogą być większe od 50 000 zł/MWh.

(3.5.5) Nie mogą być równe 0 zł/MWh.

(4) W przypadku, gdy dla danej godziny *h* doby handlowej, w wyniku wcześniejszych iteracji weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dla *j*-tej JG_{Oa} jest już wyznaczona Przyjęta Oferta Redukcji Obciążenia z niezerowymi oferowanymi mocami redukcji dla godziny *h*, to każde kolejne Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia musi spełniać dla godziny *h* dodatkowo następujący warunek:

(4.1) Cena ofertowa dla każdego pasma *k* ($OFCR_{jhk}$) musi być mniejsza lub równa najmniejszej cenie ofertowej z cen pasm ofertowych dotychczas Przyjętych Ofert Redukcji Obciążenia dla tej JG i tej godziny *h* doby handlowej, które w części bądź w całości obejmują moc oferowaną w paśmie *k*.

(5) Jeżeli dla dwóch lub więcej Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych w ich Ofertach Redukcji Obciążenia występują te same ceny ofertowe dla danej godziny, to ceny te na potrzeby realizacji procesów planowania zostaną zmienione w zakresie od $1 \cdot 10^{-14}$ grosza/MWh do $9999 \cdot 10^{-14}$ grosza/MWh, na podstawie czasu dostarczenia Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia, w kolejności od ofert JG_{Oa} dostarczonych wcześniej.

3.1.11.6. Weryfikacja warunków określonych w pkt 3.1.11.5. odbywa się według następujących zasad i w następującej kolejności:

(1) W przypadku, gdy nie są spełnione warunki określone w pkt 3.1.11.5.(1), to Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej JG zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich godzin określonych Aktywnym Zakresem Zgłoszenia.

(2) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.11.5.(1) oraz nie są spełnione warunki określone w pkt 3.1.11.5.(2), to:

(2.1) W sytuacji, gdy nie jest spełniony warunek określony w pkt 3.1.11.5.(2.1) – Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie godzin zawierających się w okresie pomiędzy następującymi godzinami doby handlowej (włącznie z tymi godzinami): (i) pierwszą godziną Aktywnego Zakresu Zgłoszenia, a (ii) godziną, w której Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia podlegało weryfikacji przez OSP. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej JG zostaje odrzucone w całości w sytuacji, gdy w wyniku weryfikacji Aktywny Zakres Zgłoszenia nie zawiera żadnej godziny doby handlowej.

(2.2) W sytuacji, gdy nie jest spełniony warunek określony w pkt 3.1.11.5.(2.2) – Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej JG zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich godzin określonych Aktywnym Zakresem Zgłoszenia.

(3) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.11.5.(1) oraz 3.1.11.5.(2), i jednocześnie w danej godzinie nie została zrealizowana weryfikacja Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, to Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie godzin zawierających się w okresie pomiędzy następującymi godzinami doby handlowej (włącznie z tymi

godzinami): (i) pierwszą godziną Aktywnego Zakresu Zgłoszenia, a (ii) godziną, w której Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia podlegało weryfikacji przez OSP. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej JG zostaje odrzucone w całości w sytuacji, gdy w wyniku weryfikacji Aktywny Zakres Zgłoszenia nie zawiera żadnej godziny doby handlowej

(4) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.11.5.(1) i 3.1.11.5.(2) oraz nie są spełnione dla danej godziny warunki określone w pkt 3.1.11.5.(3) lub 3.1.11.5.(4), to Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej JG i tej godziny zostaje odrzucone i Przyjęta Oferta Redukcji Obciążenia jest wyznaczana w następujący sposób:

(4.1) Planowana w godzinie, wielkość poboru mocy przez *j*-tą JG_{Oa} (PD_{jh}) odpowiada deklarowanej ilość dostaw energii elektrycznej tej jednostki w tej godzinie ($PD_{jh} = -ED_{jh}$).

(4.2) Przyjęta Oferta Redukcji Obciążenia składa się tylko z jednego pasma ofertowego:

(4.2.1) Moc oferowana do zredukowania w pierwszym paśmie Przyjętej Oferty Redukcji Obciążenia jest równa zero.

(4.2.2) Cena ofertowa dla pierwszego pasma Przyjętej Oferty Redukcji Obciążenia jest równa zero.

(5) Jeżeli brak jest Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia, to Przyjęta Oferta Redukcji Obciążenia jest wyznaczana według zasad określonych w pkt 3.1.11.6.(4).

3.1.11.7. Dla danej Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej i danej doby handlowej w danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia jest uwzględniane Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia o najwyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia (Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia o najwyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia jest traktowane jako ostatnie dokonane zgłoszenie).

W przypadku, gdy Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia o najwyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia nie zawiera danych w zakresie wszystkich godzin Horyzontu Weryfikacji (Aktywny Zakres Zgłoszenia zweryfikowany względem czasu dostarczenia Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia do OSP i czasu wykonania iteracji, nie pokrywa się z Horyzontem Weryfikacji), to w zakresie brakujących godzin są uwzględniane dane z poprzednich Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, w kolejności malejących Numerów Porządkowych Zgłoszenia.

3.1.11.8. Wynikiem weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia jest Przyjęta Oferta Redukcji Obciążenia, dla Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej *j* oraz godzin *h* danej doby handlowej, dla których dokonano Zgłoszenia Ofert Redukcji Obciążenia.

3.2. Procedura zgłaszania danych przez UWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej

3.2.1. Ogólne zasady

3.2.1.1. Zgłoszenie przez UWM dokumentu ZGWM jest złożeniem zobowiązania przez tego UWM do realizacji wymiany międzysystemowej w ilości, przedziale czasowym oraz na przekroju handlowym określonych w tym zgłoszeniu.

3.2.1.2. Dokument ZGWM składany przez UWM dla danej doby handlowej musi zawierać zgłoszenia GWM_Z reprezentujące wszystkie USE_{WM} tego UWM, które mają być realizowane w tej dobie handlowej.

3.2.1.3. Podstawowym okresem dla zgłoszeń GWM_Z jest jedna godzina. GWM_Z zawiera dane handlowe USE_{WM} dla wszystkich godzin doby handlowej, przy czym:

(1) Doba handlowa trwa 24 godziny.

(2) Pierwsza godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do godziny 1.00 włącznie.

(3) Ostatnia, 24 godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do godziny 24.00 włącznie.

(4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy 25 godzin.

3.2.1.4. Dokumentom ZGWM dostarczanym w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej i dotyczącym danej doby handlowej, muszą być nadawane przez Operatora Rynku unikalne numery wersji (Numer Porządkowy Zgłoszenia GWM Dnia Następnego), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku zgłoszeń GWM_Z dla tej doby handlowej. Kolejnym dokumentom ZGWM dotyczącym danej doby handlowej powinny być przyporządkowywane narastające Numery Porządkowe Zgłoszenia GWM Dnia Następnego. Dostarczony do OSP dokument ZGWM nie spełniający powyższego warunku, tj. o Numerze Porządkowym Zgłoszenia GWM Dnia Następnego równym lub mniejszym od nadanego dokumentowi ZGWM dotyczącemu tej samej doby handlowej i przyjętemu przez OSP wcześniej, nie jest uwzględniany przez OSP w ramach uzgodnień międzyoperatorskich.

3.2.1.5. Operator Systemu Przesyłowego informuje o przyjęciu, odrzuceniu, niezgodnościach oraz uzgodnieniu ZGWM poprzez wysłanie odpowiedzi w formie następujących dokumentów:

(1) Przyjęcie do Uzgodnienia ZGWM – dokument PGWM.

(2) Nieprzyjęcie do Uzgodnienia ZGWM – dokument OGWM.

(3) Informacja o Niezgodności ZGWM – dokument IGWM.

(4) Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Następnego – dokument UGWM.

3.2.1.6. Wymiana danych pomiędzy UWM oraz OSP następuje poprzez Operatora Rynku danego UWM, jako URB, zgodnie z procedurami, o których mowa w pkt 5 Warunków.

3.2.2. Tryb i harmonogram zgłaszania GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej

3.2.2.1. Dla każdej doby handlowej *n* OSP przyjmuje dokumenty ZGWM w trybie ~~długoterminowym wstępnym, długoterminowym podstawowym oraz~~ dobowym.

Dokumenty ZGWM otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

~~3.2.2.2. Tryb długoterminowy wstępny przekazywania dokumentów ZGWM dla doby handlowej *n* rozpoczyna się o godzinie 00.00 doby *n*-7 i trwa do godziny 12.00 doby *n*-2 włącznie.~~

~~Wielkość rezerwacji ZPW zgłoszonych do wykorzystania przez UWM lub PH w trybie długoterminowym wstępnym może wynikać jedynie z rezerwacji ZPW uzyskanych w Przetargu rocznym, miesięcznym lub w ramach cesji ZPW z tych przetargów. Zarezerwowane ZPW uzyskane w Przetargu rocznym, miesięcznym lub w ramach cesji ZPW, są identyfikowane przez Unikalny Identyfikator ZPW (CAI). Dokumenty ZGWM przekazywane w trybie długoterminowym wstępnym są weryfikowane przez OSP tylko pod względem formalnym.~~

~~3.2.2.3.~~3.2.2.2 Tryb dobowy przekazywania dokumentów ZGWM dla doby handlowej *n* zawierających zgłoszoną do wykorzystania wielkość rezerwacji ZPW uzyskanych w Przetargu dobowym dla Przekroju handlowego pomiędzy Polskim Obszarem Rynkowym oraz Obszarem Rynkowym Ukrainy w zakresie połączenia Rzeszów-Chmielnicka rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 10:00 doby *n*-2 i trwa do godziny 13:30 doby *n*-2 włącznie. Dodatkowo, w ramach uzgodnień z operatorem zagranicznego systemu przesyłowego, do godziny 14:30 doby *n*-2 jest realizowany cykl korekt przekazywania ZGWM. Zarezerwowane ZPW są identyfikowane przez Unikalny Identyfikator ZPW (CAI).~~Tryb długoterminowy podstawowy przekazywania dokumentów ZGWM dla doby handlowej *n* rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 12.00 doby *n*-2 i trwa do godziny 17.00 doby *n*-2 włącznie. Dodatkowo, w ramach uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, do godziny 18.00 doby *n*-2 jest realizowany cykl korekt przekazywania ZGWM dla trybu długoterminowego podstawowego.~~

~~W trybie długoterminowym podstawowym OSP przyjmuje ZGWM w celu realizacji USE_{WM} oraz wyznaczenia wielkości Dotychczas Przydzielonych Zdolności Przesyłowych na poszczególnych przekrojach handlowych (AAC). Wielkość rezerwacji ZPW zgłoszonych do wykorzystania przez UWM lub PH w trybie długoterminowym podstawowym może wynikać jedynie z rezerwacji ZPW uzyskanych w Przetargu rocznym, miesięcznym lub w ramach cesji ZPW z tych przetargów. Zarezerwowane ZPW uzyskane w Przetargu rocznym, miesięcznym lub w ramach cesji ZPW są identyfikowane przez Unikalny Identyfikator ZPW (CAI). Przekazywane w trybie długoterminowym podstawowym ZGWM są aktualizacją ZGWM przekazanych w trybie długoterminowym wstępnym.~~

~~3.2.2.4.~~3.2.2.3 Tryb dobowy przekazywania dokumentów ZGWM dla doby handlowej *n* zawierających zgłoszoną do wykorzystania wielkość rezerwacji ZPW uzyskanych w ramach Procesu Rezerwowego w Przetargach dobowych rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 11:30 doby *n*-1 i trwa do godziny 14:30 doby *n*-1 włącznie. Dodatkowo, w ramach uzgodnień z operatorem zagranicznego systemu przesyłowego, do godziny 15:30 doby *n*-1 jest realizowany cykl korekt przekazywania ZGWM. Zarezerwowane ZPW są identyfikowane przez Unikalny Identyfikator ZPW (CAI).

Dokumenty ZGWM przekazywane w ramach Procesu Rezerwowego muszą zawierać wcześniej uzgodnione grafiki wykorzystania rezerwacji ZPW uzyskanych w Przetargu dobowym.~~Tryb dobowy przekazywania dokumentów ZGWM realizowany w ramach Procesu Rezerwowego dla doby handlowej *n* rozpoczyna się o godzinie 11.30 doby *n*-1 i trwa do godziny 15.30 doby *n*-1 włącznie. Dodatkowo, w ramach uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, do godziny 15.30 doby *n*-1 możliwa jest realizacja cyklu korekt przekazywania ZGWM dla trybu dobowego.~~

~~W trybie dobowym OSP przyjmuje dokumenty ZGWM w celu realizacji USE_{WM}. Dokumenty ZGWM przekazywane w trybie dobowym muszą zawierać grafiki uzgodnione w trybie długoterminowym podstawowym oraz nowe grafiki dla poszczególnych Przekrojów handlowych. Nowe grafiki wynikają z rezerwacji ZPW uzyskanych w ramach Procesu Rezerwowego przez UWM lub PH. Zarezerwowane ZPW są identyfikowane przez Unikalny Identyfikator ZPW (CAI).~~

~~3.2.2.5.~~3.2.2.4 W procesie przetwarzania dokumentów ZGWM jest przyjmowana do weryfikacji ostatnia przyjęta lub częściowo przyjęta przez OSP wersja ZGWM przekazana do OSP~~ w danym trybie~~.

~~W trybie długoterminowym podstawowym są uwzględniane ostatnie wersje przyjętych przez OSP zgłoszeń dokonanych w trybie długoterminowym wstępnym.~~

~~3.2.2.6.~~3.2.2.5 Harmonogram przekazywania dokumentów ZGWM w ~~ramach poszczególnych~~ trybie~~ów~~ dobowym przedstawiono w Tabel~~iach~~ 3.3.~~, 3.4. oraz 3.5.~~

~~3.2.2.7.~~3.2.2.6 W celu realizacji wymiany międzysystemowej, niezależnie od przekazania dokumentów ZGWM, UWM działając jako URB jest zobowiązany zgłosić na RBN dla swojej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej (JG_{WMU}) Umowy Sprzedaży Energii odpowiadające USE_{WM}.

Tabela 3.3. Harmonogram przekazywania dokumentów ZGWM w trybie dobowym. ~~długoterminowym wstępnym.~~

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
~~Doba *n*-7 godzina 00.00.~~		~~Rozpoczęcie trybu długoterminowego wstępnego przyjmowania ZGWM dla doby *n*.~~

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
~~Doba *n*-7 godzina 00.00 do doba *n*-2 godzina 12.00.~~	~~Przekazywanie ZGWM. Przyjmowanie OGWM i PGWM, przekazywanie poprawionych ZGWM.~~	~~Przyjmowanie ZGWM.~~ ~~Weryfikacja pod względem formalnym, wysyłanie wyników weryfikacji w formie dokumentów OGWM i PGWM.~~
~~Doba *n*-2 godzina 12.00.~~		~~Zakończenie trybu długoterminowego wstępnego przyjmowania ZGWM na dobę *n*.~~
ZGWM dotyczące wykorzystania wielkości rezerwacji ZPW uzyskanych w Przetargu dobowym (Przekrój handlowy pomiędzy Polskim Obszarem Rynkowym oraz Obszarem Rynkowym Ukrainy w zakresie połączenia Rzeszów-Chmielnicka)		
Doba *n*-2 godzina 10.00.01.		Rozpoczęcie trybu dobowego przyjmowania ZGWM na dobę *n*.
Doba *n*-2 od godziny 10.00.01 do godziny 13.30.00.	Przekazywanie ZGWM. Przyjmowanie OGWM, PGWM i IGWM, przekazywanie poprawionych ZGWM.	Przyjmowanie ZGWM. Weryfikacja pod względem formalnym, wysyłanie dokumentów OGWM albo PGWM. Weryfikacja pod względem przekroczeń wielkości ZPW, wysyłanie IGWM.
Doba *n*-2 godzina 13.30.00.		Zakończenie trybu dobowego przyjmowania ZGWM na dobę *n*.
Doba *n*-2 od godziny 13.30.01 do godziny 14.30.00 (cykl korekt).		Uzgodnienia z operatorem zagranicznego systemu przesyłowego.
	Przyjmowanie wstępnego albo ostatecznego UGWM, OGWM, PGWM i IGWM, przekazywanie skorygowanych ZGWM.	Przyjmowanie i weryfikacja skorygowanych ZGWM, wysyłanie dokumentów OGWM albo PGWM. Po uzgodnieniu grafików wymiany międzysystemowej pomiędzy OSP wysyłanie wstępnego albo ostatecznego UGWM. W przypadku niezgodności wysyłanie IGWM.
Doba *n*-2 od godziny 14.30.00.	Przyjmowanie UGWM.	Wysyłanie UGWM, jeśli nie były wysłane w ramach cyklu korekty trybu dobowego.
ZGWM dotyczące wykorzystania wielkości rezerwacji ZPW uzyskanych w ramach Procesu Rezerwowego w Przetargach dobowych (Przekroje handlowe pomiędzy Polskim Obszarem Rynkowym oraz Obszarami Rynkowymi Czech, Niemiec i Słowacji)		

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
Doba *n*-1 godzina 11.30.00.		Rozpoczęcie trybu dobowego przyjmowania ZGWM na dobę *n*.
Doba *n*-1 od godziny 11.30.00 do godziny 14.30.00.	Przekazywanie ZGWM. Przyjmowanie OGWM, PGWM i IGWM, przekazywanie poprawionych ZGWM.	Przyjmowanie ZGWM. Weryfikacja pod względem formalnym, wysyłanie dokumentów OGWM i PGWM. Weryfikacja pod względem przekroczeń wielkości ZPW, wysyłanie IGWM.
Doba *n*-1 godzina 14.30.00		Zakończenie trybu dobowego przyjmowania ZGWM na dobę *n*.
Doba *n*-1 od godziny 14.30.01 do godziny 15.30.00 (cykl korekt).		Uzgodnienia z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych.
	Przyjmowanie wstępnego albo ostatecznego UGWM, OGWM, PGWM i IGWM, przekazywanie skorygowanych ZGWM.	Przyjmowanie i weryfikacja skorygowanych ZGWM, wysyłanie dokumentów OGWM albo PGWM. Po uzgodnieniu grafików wymiany międzysystemowej pomiędzy OSP wysyłanie wstępnego albo ostatecznego UGWM. W przypadku niezgodności wysyłanie IGWM.
Doba *n*-1 od godziny 15.30.00.	Przyjmowanie UGWM.	Wysyłanie UGWM, jeśli nie były wysłane w ramach cyklu korekty trybu dobowego.

~~**Tabela 3.4. Harmonogram przekazywania i korekty dokumentów ZGWM w trybie długoterminowym podstawowym.**~~

~~Termin/Okres~~	~~Działania UWM~~	~~Działania OSP~~
~~Doba *n*-2 godzina 12.00.01.~~		~~Rozpoczęcie trybu długoterminowego podstawowego przyjmowania ZGWM na dobę *n*. Uwzględnienie ostatnich wersji ZGWM przyjętych w ramach trybu długoterminowego wstępnego.~~

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
Doba *n*-2 od godziny 12.00.01 do godziny 17.00.00.	Przekazywanie ZGWM. Przyjmowanie OGWM, PGWM i IGWM, przekazywanie poprawionych ZGWM.	Przyjmowanie ZGWM. Weryfikacja pod względem formalnym, wysyłanie dokumentów OGWM albo PGWM. Weryfikacja pod względem przekroczeń wielkości ZPW, wysyłanie IGWM.
Doba *n*-2 godzina 17.00.00.		Zakończenie trybu długoterminowego podstawowego przyjmowania ZGWM na dobę *n*.
Doba *n*-2 od godziny 17.00.01 do godziny 18.00.00 (cykl korekt).		Uzgodnienia z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych.
	Przyjmowanie wstępnego albo ostatecznego UGWM, OGWM, PGWM i IGWM, przekazywanie skorygowanych ZGWM.	Przyjmowanie i weryfikacja skorygowanych ZGWM, wysyłanie dokumentów OGWM albo PGWM. Po uzgodnieniu grafików wymiany międzysystemowej pomiędzy OSP wysyłanie wstępnego albo ostatecznego UGWM. W przypadku niezgodności wysyłanie IGWM.
Doba *n*-2 od godziny 18.00.00.	Przyjmowanie UGWM.	Wysyłanie UGWM, jeśli nie były wysłane w ramach cyklu korekty trybu długoterminowego podstawowego.

~~**Tabela 3.5. Harmonogram przekazywania i korekty dokumentów ZGWM w trybie dobowym Procesu Rezerwowego.**~~

~~Termin/Okres~~	~~Działania UWM~~	~~Działania OSP~~
~~Doba *n*-1 godzina 11.30.00.~~		~~Rozpoczęcie trybu dobowego przyjmowania ZGWM na dobę *n*.~~
~~Doba *n*-1 od godziny 11.30.00 do godziny 15.30.00.~~	~~Przekazywanie ZGWM. Przyjmowanie OGWM, PGWM i IGWM, przekazywanie poprawionych ZGWM.~~	~~Przyjmowanie ZGWM. Weryfikacja pod względem formalnym, wysyłanie dokumentów OGWM i PGWM. Weryfikacja pod względem przekroczeń wielkości ZPW, wysyłanie IGWM.~~
~~Doba *n*-1 godzina 15.30.00~~		~~Zakończenie trybu dobowego przyjmowania ZGWM na dobę *n*.~~
~~Doba *n*-1 od godziny 14.30.01 do godziny 15.30.00 (cykl korekt).~~		~~Uzgodnienia z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych.~~
	~~Przyjmowanie wstępnego albo ostatecznego UGWM, OGWM, PGWM i IGWM, przekazywanie skorygowanych ZGWM.~~	~~Przyjmowanie i weryfikacja skorygowanych ZGWM, wysyłanie dokumentów OGWM albo PGWM. Po uzgodnieniu grafików wymiany międzysystemowej pomiędzy OSP wysyłanie wstępnego albo ostatecznego UGWM. W przypadku niezgodności wysyłanie IGWM.~~
~~Doba *n*-1 od godziny 15.30.00.~~	~~Przyjmowanie UGWM.~~	~~Wysyłanie UGWM, jeśli nie były wysłane w ramach cyklu korekty trybu dobowego.~~

3.2.3. Zgłaszanie GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej

3.2.3.1. Dokument ZGWM zawiera dane dotyczące każdej USE_{WM} zgłaszanej przez danego UWM do realizacji w okresie, którego ten dokument dotyczy. USE_{WM} są zgłaszane w formie odrębnych GWM_Z dla każdej zgłaszanej USE_{WM}, niezależnie dla kierunku eksport i kierunku import.

3.2.3.2. Każdy GWM_Z przekazany w dokumencie ZGWM musi w szczególności zawierać:

(1) Dane identyfikacyjne UWM będącego stroną $USE_{WM.}$

(2) Dane identyfikacyjne PH danego UWM dla $USE_{WM.}$

(3) Dane identyfikacyjne zagranicznych systemów przesyłowych, których operatorzy wspólnie z OSP realizują USE_{WM}.

(4) Unikalny Identyfikator ZPW (CAI).

(5) Godzinowe ilości energii objęte wymianą międzysystemową na danym przekroju handlowym w ramach USE_{WM}, podawane w MWh, z dokładnością do 1 MWh.

3.2.3.3. W przypadku, gdy UWM zgłasza do realizacji w tym samym okresie więcej niż jedną USE_{WM} z tym samym PH, to w ramach dokumentu ZGWM przekazuje odrębne GWM_Z dla każdego Unikalnego Identyfikatora ZPW (CAI).

3.2.4. Weryfikacja Zgłoszonych GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej

3.2.4.1. Zgłoszone przez Uczestników Wymiany Międzysystemowej GWM_Z podlegają weryfikacji przez OSP, w wyniku której dla każdego GWM_Z są wyznaczane odpowiadające im GWM_W.

3.2.4.2. W ramach weryfikacji GWM_Z jest sprawdzane czy spełnione są następujące wymagania:

(1) UWM, będącemu URB, są świadczone usługi przesyłania określone w Umowie przesyłania, tj. na podstawie pkt 2.2.1.2.2.7. nie doszło do wstrzymania lub ograniczenia temu UWM, będącemu URB, świadczenia usług przesyłania określonych w Umowie przesyłania.

(2) Jedna ze stron transakcji, tj. UWM lub PH, jest właścicielem rezerwacji ZPW dotyczących określonego w zgłoszeniu okresu, przekroju handlowego oraz kierunku.

(3) Dla każdej godziny UWM albo PH posiada rezerwację ZPW umożliwiających realizację wszystkich USE_{WM} zgłoszonych w formie GWM_Z.

3.2.4.3. Jeżeli zgłoszenie GWM_Z danego UWM nie spełnia wymagania określonego w pkt 3.2.4.2.(1), to do uzgodnień międzyoperatorskich jako GWM_W są przyjmowane godzinowe ilości energii równe zero. O fakcie tym OSP informuje UWM poprzez wysłanie dokumentu IGWM.

3.2.4.4. Jeżeli zgłoszenie GWM_Z danego UWM spełnia wymaganie określone w pkt 3.2.4.2.(1) oraz nie spełnia wymagania określonego w pkt 3.2.4.2.(2), to do uzgodnień międzyoperatorskich jako GWM_W są przyjmowane godzinowe ilości energii równe zero. O fakcie tym OSP informuje UWM poprzez wysłanie dokumentu IGWM.

3.2.4.5. Jeżeli zgłoszenie GWM_Z danego UWM spełnia wymaganie określone w pkt 3.2.4.2.(1) i 3.2.4.2.(2), to do uzgodnień międzyoperatorskich jako GWM_W są przyjmowane godzinowe ilości energii określone w GWM_Z tego UWM, przy czym jeżeli GWM_W nie spełniają wymagania określonego w pkt 3.2.4.2.(3), to OSP informuje UWM o niezgodnościach ZGWM poprzez wysłanie odpowiedniego dokumentu IGWM.

3.2.5. Uzgadnianie Zweryfikowanych GWM z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej

3.2.5.1. ~~Odrębnie dla trybu długoterminowego podstawowego oraz trybu dobowego zgłoszeń ZGWM,~~ OSP uzgadnia poszczególne GWM_W z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Uzgodnienia są dokonywane dla poszczególnych godzin, niezależnie dla każdego przekroju handlowego.

3.2.5.2. W wyniku uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych OSP dla każdego GWM_W wyznacza odpowiadające im GWM_U. GWM_U określają ilości USE_{WM} przyjęte do realizacji w poszczególnych godzinach doby handlowej.

3.2.5.3. W przypadku zgodności pomiędzy GWM_W a grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, tj. ich zgodności w zakresie ilości energii oraz rezerwacji ZPW niezbędnych do realizacji tej wymiany, OSP tworzy GWM_U przyjmując w nich jako uzgodnione godzinowe ilości energii równe ilościom energii zawartym w GWM_W.

3.2.5.4. W przypadku niezgodności pomiędzy GWM_W a grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, OSP informuje o niezgodnościach ZGWM poprzez wysłanie do UWM odpowiedzi w formie dokumentu IGWM. Dokument IGWM jest w szczególności wysyłany do UWM w przypadku, gdy jedna strona transakcji (UWM albo PH) nie dokona zgłoszenia grafiku wymiany międzysystemowej do odpowiedniego operatora systemu przesyłowego.

3.2.5.5. GWM_W, dla których OSP zidentyfikował niezgodności, mogą zostać skorygowane przez UWM poprzez ponowne przekazanie ZGWM oraz ponowne uzgodnienie z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach następujących cykli korekt:

(1) Cyklu korekty ~~trybu długoterminowego podstawowego~~ przekazywania ZGWM dotyczącego wykorzystania wielkości rezerwacji ZPW dla doby handlowej *n* uzyskanych w Przetargu dobowym, rozpoczynającego się bezpośrednio po godzinie 13:30~~17.00~~ doby *n*-2 i trwającego do godziny 14:30~~18.00~~ doby *n*-2 włącznie.

(2) Cyklu korekty ~~trybu dobowego~~ przekazywania ZGWM dotyczącego wykorzystania wielkości rezerwacji ZPW dla doby handlowej *n* uzyskanych w ramach Procesu Rezerwowego w Przetargach dobowych, rozpoczynającego się bezpośrednio po godzinie 14:30 doby *n*-1 ~~zakończeniu trybu dobowego przyjmowania ZGWM~~ i trwającego do godziny 15.30 doby *n*-1 włącznie.

3.2.5.6. Cykle korekty przekazywania ZGWM są realizowane w miarę możliwości technicznych OSP w zakresie przetwarzania ZGWM, lecz nie więcej niż 4 iteracje procesu weryfikacji w ramach cyklu korekt.~~:~~

W toku każdej iteracji OSP dokonuje weryfikacji ZGWM i informuje UWM, w zakresie określonym w Warunkach, o przyjęciu, odrzuceniu albo niezgodnościach ZGWM.

~~(1) 4 iteracje procesu weryfikacji w ramach cyklu korekty dla trybu długoterminowego podstawowego przekazywania ZGWM.~~

~~(2) 4 iteracje procesu weryfikacji w ramach cyklu korekty dla trybu dobowego przekazywania ZGWM.~~

~~W toku każdej iteracji OSP dokonuje weryfikacji ZGWM i informuje UWM, w zakresie określonym w Warunkach, o przyjęciu, odrzuceniu albo niezgodnościach ZGWM.~~

3.2.5.7. W wyniku dokonywania uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach cykli korekt, o których mowa w pkt 3.2.5.6.,

OSP po każdej poprawnej iteracji cyklu korekt wysyła do UWM: (i) ostateczny UGWM – w przypadku zgodności pomiędzy wszystkimi GWM_W oraz grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatorów zagranicznych systemów przesyłowych, albo (ii) wstępny UGWM – w przypadku braku zgodności pomiędzy jednym lub więcej GWM_W oraz grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatorów zagranicznych systemów przesyłowych. We wstępnym UGWM poszczególni UWM są informowani o statusie uzgodnień ich grafików, w szczególności:

(1) Zgłoszonych GWM_W, które zostały już uzgodnione zgodnie z pkt 3.2.5.3.

(2) Zgłoszonych GWM_W, które nie są zgodne z grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego.

(3) Zgłoszonych GWM_W, dla których nie zostały zgłoszone odpowiadające im grafiki wymiany międzysystemowej przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego.

3.2.5.8. Jeżeli po zakończeniu cyklu korekt i odpowiadających im uzgodnień międzyoperatorskich nadal istnieją niezgodności pomiędzy GWM_W oraz grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, operatorzy systemów przesyłowych przyjmują jako uzgodnione, godzinowe ilości energii w GWM_U wyznaczone w następujący sposób:

(1) Mniejsza z ilości energii określonych w: (i) GWM_W oraz (ii) grafiku wymiany międzysystemowej zgłoszonym przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, przy czym jeżeli nie zostało dokonane odpowiadające GWM_W zgłoszenie grafiku wymiany międzysystemowej przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, to jako wartość tego grafiku przyjmuje się ilość energii równą zero.

3.2.5.9. Jeżeli uzgadniane ilości energii przekraczają rezerwacje ZPW, to ilości te są zmniejszane proporcjonalnie (*pro rata*) do wartości nie powodującej przekroczenia rezerwacji ZPW. Podczas zmniejszania część ułamkowa godzinowych GWM_U jest zaokrąglana w dół do najbliższej wartości całkowitej.

3.2.5.10. Uzgodniony Grafik Wymiany Międzysystemowej (GWM_U) określa fizyczne wielkości dostaw energii realizowane przez UWM oraz PH w ramach USE_{WM}.

3.2.5.11. Informacje o GWM_U są przesyłane poszczególnym UWM ~~w trybie długoterminowym podstawowym oraz w trybie dobowym~~ w postaci dokumentu UGWM.

3.3. Procedura zgłaszania danych przez NEMO oferujących usługi obrotu energią w polskim obszarze rynkowym uczestniczących w procesie Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego

3.3.1. Ogólne zasady

3.3.1.1. Zgłaszanie danych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego przez NEMO albo CCP NEMO jest realizowane poprzez Operatora Rynku danego NEMO albo CCP NEMO, jako URB_{GE} zgodnie z pkt 2.1.1.4.(4), w dwóch, następujących po sobie etapach:

(1) Dostarczenie Wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

(2) Dostarczenie Grafików Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

3.3.1.2. Zgłoszenie dokumentu ZWMC oznacza dostarczenie do OSP wyników alokacji zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych uzyskanych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego dla polskiego obszaru rynkowego jak również innych obszarów rynkowych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

3.3.1.3. Zgłoszenia dokumentu ZWMC dokonuje każdy URB_{GE} pełniący funkcję NEMO (dalej w niniejszym punkcie 3.3. określanego również jako „URB_{GE}"). OSP do procesu weryfikacji WMC przyjmuje wyłącznie jeden ze zgłoszonych dokumentów ZWMC zgodnie z zasadami określonymi w umowie MNA OA.

3.3.1.4. Po zakończeniu etapu zgłoszeń WMC, każdy URB_{GE} dokonuje zgłoszenia grafików realizowanych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego (GMC) dotyczących tego URB_{GE} poprzez dostarczenie do OSP dokumentu ZGMC.

3.3.1.5. Zgłoszenie dokumentu ZGMC jest niezbędne do realizacji wymiany energii w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego w ilości i przedziale czasowym określonym w tym zgłoszeniu.

3.3.1.6. Dokument ZGMC składany przez URB_{GE} dla danej doby handlowej *n* musi być zgodny z wynikami Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego dotyczącymi polskiego obszaru rynkowego.

3.3.1.7. Podstawowym okresem dla zgłaszania danych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego jest jedna godzina. Zgłoszenia zawierają dane handlowe dla wszystkich godzin doby handlowej, przy czym:

(1) Doba handlowa trwa 24 godziny.

(2) Pierwsza godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do godziny 1.00 włącznie.

(3) Ostatnia, 24 godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do godziny 24.00 włącznie.

(4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy 25 godzin.

3.3.1.8. Dokumentom ZWMC i ZGMC dostarczanym w ramach procesu jednolitego łączenia rynków i dotyczącym danej doby handlowej *n*, muszą być nadawane przez Operatora Rynku unikalne numery wersji (Numer Porządkowy Zgłoszenia),

określające kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku zgłoszeń dla tej doby handlowej *n*. Kolejnym zgłoszeniom dotyczącym danej doby handlowej *n* powinny być przyporządkowywane narastające Numery Porządkowe Zgłoszeń. Dostarczony do OSP dokument ZWMC lub ZGMC nie spełniający powyższego warunku, tj. o Numerze Porządkowym Zgłoszenia równym lub mniejszym od nadanego dokumentowi dotyczącemu tej samej doby handlowej *n* i przyjętemu przez OSP wcześniej, nie jest uwzględniany przez OSP w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

3.3.1.9. OSP informuje o przyjęciu, odrzuceniu lub potwierdzeniu ZWMC poprzez wysłanie odpowiedzi do wszystkich URB_{GE}, w formie następujących dokumentów:

(1) Przyjęcie ZWMC – dokument PWMC.

(2) Nieprzyjęcie ZWMC – dokument OWMC.

(3) Potwierdzenie wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego – dokument POWMC.

3.3.1.10. Każdy z URB_{GE} informuje OSP o akceptacji/odrzuceniu Wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych biorących udział w procesie Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego w formie dokumentu AWMC.

3.3.1.11. OSP informuje o otrzymaniu dokumentu AWMC, poprzez wysłanie dokumentu odpowiedzi PAWMC do wszystkich URB_{GE}.

3.3.1.12. OSP informuje o przyjęciu, odrzuceniu oraz wynikach uzgodnień ZGMC poprzez wysłanie odpowiedzi do URB_{GE}, w formie następujących dokumentów:

(1) Przyjęcie do Uzgodnienia ZGMC – dokument PGMC.

(2) Nieprzyjęcie do Uzgodnienia ZGMC – dokument OGMC.

(3) Informacja o Niezgodności ZGMC – dokument IGMC.

(4) Uzgodnienie Wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego – dokument UGMC.

3.3.1.13. Wymiana danych pomiędzy URB_{GE} oraz OSP następuje zgodnie z procedurami, o których mowa w pkt 5 Warunków.

3.3.2. Tryb i harmonogram zgłaszania WMC w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego

3.3.2.1. Dla każdej doby handlowej *n* OSP przyjmuje dokumenty ZWMC w dobie *n*-1 w celu realizacji dostaw energii elektrycznej w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

Dokumenty ZWMC otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

3.3.2.2. Harmonogram przekazywania dokumentów ZWMC dla doby handlowej *n* jest określony w regulaminie stanowiącym część MNA Operational Agreement opublikowanym na stronie internetowej OSP.

3.3.3. Zgłaszanie WMC w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego

3.3.3.1. Dokument ZWMC dla każdej godziny doby handlowej *n* musi zawierać:

(1) Pozycję polskiego obszaru rynkowego rozumianą jako saldo polskiego obszaru rynkowego wyznaczone wyłącznie w odniesieniu do przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

(2) Pozycję dla każdego URB_{GE}.

Pozycja URB_{GE} jest rozumiana jako różnica pomiędzy ilościami energii elektrycznej odpowiadającymi transakcjom zakupu i sprzedaży zawartym w obszarze RB w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego przez uczestników rynku korzystających z usług obrotu energią elektryczną oferowanych przez danego URB_{GE} w ramach polskiego obszaru rynkowego, wyznaczona dla podstawowego okresu handlowego.

(3) Przepływy handlowe dla wszystkich przekrojów handlowych KSE, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

(4) Przepływy handlowe: (i) pomiędzy poszczególnymi URB_{GE} działającymi w polskim obszarze rynkowym, oraz (ii) pomiędzy URB_{GE} działającymi w polskim obszarze rynkowym a NEMO działającymi w obszarach rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych w odniesieniu do przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

(5) Przepływy handlowe pomiędzy poszczególnymi węzłami NEMO działającymi w obszarach rynkowych uczestniczących w procesie Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

3.3.3.2. Zakres danych, o których mowa w pkt 3.3.3.1.(5) oraz pkt 3.3.9.1.(2) powinien umożliwiać prawidłowe wyliczenie przychodu z ograniczeń i dotyczy odpowiednio cen oraz przepływów handlowych pomiędzy obszarami rynkowymi uczestniczącymi w procesie Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego, w regionach wyznaczania zdolności przesyłowych, ustalonych zgodnie z art. 15 ust. 1 Rozporządzenia 2015/1222, do których to regionów przypisane są granice KSE, uczestniczące w procesie Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

3.3.3.3. Dla danych przekazanych w dokumencie ZWMC wymagane jest określenie:

(1) Danych identyfikacyjnych polskiego obszaru rynkowego.

(2) Danych identyfikacyjnych przekroju handlowego.

(3) Danych jednoznacznie identyfikujących URB_{GE}, NEMO z obszarów rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych oraz dane identyfikujące te obszary rynkowe.

3.3.3.4. Godzinowe ilości energii przekazane w dokumencie ZWMC są podawane w MWh, z dokładnością do 0,1 MWh.

3.3.4. Weryfikacja Zgłoszonych WMC w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego

3.3.4.1. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje weryfikacji danych zawartych w Zgłoszeniu Wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

3.3.4.2. W ramach weryfikacji jest sprawdzane czy spełnione są następujące wymagania:

(1) Poprawność danych identyfikacyjnych użytych w zgłoszeniu.

(2) Suma przepływów handlowych zgłoszonych dla danego URB_{GE} jest równa pozycji tego URB_{GE}.

(3) Suma pozycji wszystkich URB_{GE} jest równa zgłoszonej pozycji polskiego obszaru rynkowego.

(4) Przepływy handlowe na wszystkich przekrojach handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego sumują się do zgłoszonej w ZWMC pozycji polskiego obszaru rynkowego oraz nie przekraczają udostępnionych zdolności wymiany międzysystemowej na tych przekrojach.

(5) Pozycja polskiego obszaru rynkowego w procesie Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego nie przekracza ograniczeń alokacji.

(6) Przepływ dla danego przekroju handlowego odpowiada sumie przepływów handlowych dla tego przekroju zgłoszonych pomiędzy URB_{GE} a NEMO działającymi w obszarze rynkowym operatora systemu przesyłowego zagranicznego.

3.3.4.3. Jeżeli zgłoszenie ZWMC nie spełnia wszystkich wymagań określonych w pkt 3.3.4.2., OSP odrzuca zgłoszenie ZWMC, o czym informuje URB_{GE} poprzez wysłanie dokumentu OWMC.

3.3.4.4. Jeżeli zgłoszenie ZWMC spełnia wymagania określone w pkt 3.3.4.2., OSP potwierdza poprawność dokumentu ZWMC poprzez wysłanie do URB_{GE} dokumentu PWMC.

3.3.4.5. OSP przesyła do każdego URB_{GE} dokument POWMC zawierający przyjęte Wyniki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego. Przyjęte WMC służą do weryfikacji zgłoszonych Grafików Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

3.3.4.6. URB_{GE} po otrzymaniu od podmiotu pełniącego funkcję operatora Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego informacji o zaakceptowaniu, odrzuceniu Wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego przekazuje informację do OSP. Przekazanie powyższej informacji dla doby handlowej *n* realizowane jest w dobie *n*-1, zgodnie z regulaminem stanowiącym część MNA Operational Agreement opublikowanym na stronie internetowej OSP, poprzez wysłanie do OSP dokumentu AWMC.

3.3.4.7. OSP informuje o otrzymaniu dokumentu AWMC poprzez wysłanie do URB_{GE} dokumentu odpowiedzi PAWMC.

3.3.5. Tryb i harmonogram zgłaszania GMC w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego

3.3.5.1. Dla każdej doby handlowej *n* OSP przyjmuje dokumenty ZGMC w dobie *n*-1 w celu realizacji dostaw energii elektrycznej w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

Dokumenty ZGMC otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

3.3.5.2. Harmonogram przekazywania dokumentów ZGMC dla doby handlowej *n* jest określony w regulaminie stanowiącym część MNA Operational Agreement opublikowanym na stronie internetowej OSP.

3.3.5.3. W celu realizacji dostaw energii w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego niezależnie od przekazania dokumentów ZGMC każdy URB_{GE} działając jako URB jest zobowiązany zgłosić na RB dla swojej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej jednolitego łączenia rynków (JG_{WMUmc}) Umowy Sprzedaży Energii (USE) odpowiadające pozycji URB_{GE}.

3.3.6. Zgłaszanie GMC w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego

3.3.6.1. Dokument ZGMC danego URB_{GE} dla każdej godziny doby handlowej *n* musi zawierać:

(1) Przepływy handlowe: (i) pomiędzy danym URB_{GE} a pozostałymi URB_{GE} działającymi w polskim obszarze rynkowym, oraz (ii) pomiędzy danym URB_{GE} działającymi w polskim obszarze rynkowym a NEMO działającymi w obszarach rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych w odniesieniu do przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

(2) Pozycję URB_{GE}.

Pozycja URB_{GE} jest rozumiana jako różnica pomiędzy ilościami energii elektrycznej odpowiadającymi transakcjom zakupu i sprzedaży zawartym w obszarze RB w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego przez uczestników rynku korzystających z usług obrotu energią elektryczną oferowanych przez danego URB_{GE} w ramach polskiego obszaru rynkowego, wyznaczona dla podstawowego okresu handlowego.

3.3.6.2. Dla danych przekazanych w dokumencie ZGMC wymagane jest określenie:

(1) Danych identyfikacyjnych polskiego obszaru rynkowego.

(2) Danych identyfikacyjnych przekroju handlowego.

(3) Danych jednoznacznie identyfikujących URB_{GE}, NEMO z obszarów rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych oraz dane identyfikujące te obszary rynkowe.

3.3.6.3. Godzinowe ilości energii przekazane w dokumencie ZGMC są podawane w MWh, z dokładnością do 0,1 MWh.

3.3.7. Weryfikacja Zgłoszonych GMC w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego

3.3.7.1. Zgłoszone przez URB_{GE} dla doby *n* GMC_Z podlegają weryfikacji przez OSP, w wyniku weryfikacji dla GMC_Z wyznaczane są odpowiadające im GMC_W.

3.3.7.2. W ramach weryfikacji GMC_Z sprawdzana jest:

(1) Poprawność danych identyfikacyjnych.

(2) Zgodność zgłoszonych danych z odpowiadającymi im przyjętymi Wynikami Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego przekazanymi URB_{GE} dokumentem POWMC.

3.3.7.3. Jeżeli zgłoszenie GMC_Z danego URB_{GE} nie spełnia wszystkich wymagań określonych w pkt 3.3.7.2., OSP odrzuca zgłoszenie GMC_Z, o czym informuje URB_{GE} poprzez wysłanie dokumentu OGMC.

3.3.7.4. Jeżeli zgłoszenie GMC_Z dostarczone przez URB_{GE} spełnia wymagania określone w pkt 3.3.7.2., OSP przyjmuje to zgłoszenie i tworzy GMC_W przyjmując w nich godzinowe ilości energii równe ilościom energii zawartym w GMC_Z. O fakcie tym OSP informuje URB_{GE} poprzez wysłanie dokumentu PGMC. Do uzgodnień międzyoperatorskich, w zakresie przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego, są przyjmowane przepływy handlowe przyjęte w GMC_W.

3.3.7.5. W przypadku braku poprawnego zgłoszenia zgodnie z pkt 3.3.5.2., OSP tworzy GMC_W przyjmując w nich godzinowe ilości energii równe ilościom energii zawartym w POWMC. O tym fakcie OSP informuje URB_{GE} poprzez wysłanie po zakończeniu uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych wstępnego dokumentu UGMC zawierającego informacje o przyjętych GMC_U.

3.3.7.6. Dokumenty ZGMC dostarczone do OSP po odesłaniu dokumentu PGMC nie podlegają uwzględnieniu w procesie uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Oznacza to, że takie dokumenty ZGMC są odrzucane przez OSP, o czym URB_{GE} jest informowany dokumentem OGMC.

3.3.8. Uzgadnianie Zweryfikowanych GMC z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego

3.3.8.1. OSP uzgadnia przepływy handlowe dla połączeń objętych mechanizmem Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Uzgodnienia są dokonywane dla poszczególnych godzin, dla każdego przekroju handlowego.

3.3.8.2. Uzgadnianie przepływów handlowych dla połączeń objętych mechanizmem Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych jest realizowane według zasad ustalonych z tymi operatorami, zależnych od zakresu danych dostępnych

poszczególnym operatorom. Uzgadnianie międzyoperatorskie GMC_W odbywa się dla: (i) przepływów handlowych pomiędzy URB_{GE} a NEMO działającymi w obszarach rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych albo (ii) przepływów handlowych dotyczących danego przekroju handlowego.

3.3.8.3. W wyniku uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych OSP dla GMC_W wyznacza odpowiadające im GMC_U. GMC_U określają ilości energii dla przyjętych do realizacji przepływów handlowych w poszczególnych godzinach doby handlowej.

3.3.8.4. W przypadku zgodności pomiędzy przepływami handlowymi przyjętymi w ramach GMC_W a przepływami handlowymi wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, tj. ich zgodności w zakresie kierunku oraz ilości dostaw energii, OSP tworzy GMC_U przyjmując w nich jako uzgodnione godzinowe ilości energii równe ilościom energii zawartym w GMC_W. Tworzenie GMC_U i przyjęcie uzgodnionych ilości energii realizowane jest niezależnie dla każdego przekroju handlowego.

3.3.8.5. W przypadku stwierdzenia niezgodności pomiędzy przepływami handlowymi przyjętymi w ramach GMC_W a przepływami handlowymi wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, OSP informuje o niezgodnościach poprzez wysłanie do URB_{GE} dokumentu odpowiedzi IGMC. OSP przesyła do URB_{GE} dokument wstępny UGMC zawierający informacje o wstępnie uzgodnionych przepływach handlowych oraz wynikających z nich pozycjach URB_{GE}.

3.3.8.6. W przypadku gdy po zamknięciu okresu zgłoszeń ZGMC dla przekrojów handlowych objętych mechanizmem Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego występują różnice w wartościach przepływów handlowych otrzymanych przez OSP oraz operatora zagranicznego systemu przesyłowego, to OSP w celu fizycznej realizacji dostaw energii elektrycznej na przekroju handlowym przyjmuje GMC_U poprzez dostosowanie przepływów handlowych pomiędzy URB_{GE} a NEMO działającymi w obszarze rynkowym operatora zagranicznego systemu przesyłowego do wielkości wynikających z uzgodnień międzyoperatorskich.

3.3.8.7. Jeżeli dostosowanie GMC_U, o którym mowa w pkt 3.3.8.6., zostało uznane przez OSP za niezasadne, tj. wielkości GMC_Z przekazane przez URB_{GE} i następnie wyznaczone wielkości GMC_W były wielkościami poprawnymi, to OSP dokonuje korekty pozycji każdego URB_{GE} zgodnie z procedurą korygowania rozliczeń na RB.

3.3.8.8. OSP informuje URB_{GE} o przyjętych do realizacji GMC_U za pomocą dokumentu ostatecznego UGMC.

3.3.8.9. Odesłanie ostatecznego UGMC oznacza zakończenie procesu uzgodnień zweryfikowanych GMC z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego na dobę *n*.

3.3.9. Zgłaszanie GCE w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego

3.3.9.1. Dokument GCE dla każdej godziny doby handlowej *n* musi zawierać:

(1) Cenę polskiego obszaru rynkowego będącą wynikiem procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

(2) Ceny w obszarach rynkowych uczestniczących w procesie Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.

3.3.9.2. Ceny dostarczone w dokumencie GCE są podawane w EUR/MWh, z dokładnością do 1 eurocenta/MWh.

3.3.9.3. Harmonogram przekazywania dokumentów GCE dla doby handlowej *n* jest określony w regulaminie stanowiącym część MNA Operational Agreement opublikowanym na stronie internetowej OSP.

3.4. Procedura przyjmowania danych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego

3.4.1. Ogólne zasady

3.4.1.1. Przyjmowanie danych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego jest realizowane przez OSP i dotyczy wyników z tego procesu.

3.4.1.2. Przyjęcie wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego oznacza: (i) pozyskanie przez OSP z Platformy XBID wyników alokacji zdolności przesyłowych uzyskanych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego polskiego obszaru rynkowego, (ii) weryfikację przez OSP wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego oraz utworzenie na ich podstawie grafików Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego (GMCB), (iii) uzgodnienie grafików Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych mających bezpośrednie połączenia z systemem elektroenergetycznym Polski.

3.4.1.3. OSP informuje o przyjęciu wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego po zakończeniu uzgadniania grafików Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego poprzez wysłanie odpowiedzi w formie dokumentu Uzgodnione Grafiki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego (UGMCB), zgodnie z pkt 3.4.1.4.

3.4.1.4. Informacja o przyjęciu wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego jest przekazywana przez OSP do NEMO albo CCP NEMO działającego jako URB_{GE} pełniący funkcję NEMO (dalej w niniejszym pkt 3.4. określany również jako URB_{GE}) zgodnie z pkt 2.1.1.4.(4).

3.4.1.5. W procesie przyjmowania wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego podstawowym okresem handlowym jest jedna godzina. Przetwarzanie danych dotyczy wszystkich godzin doby handlowej, przy czym:

(1) Doba handlowa trwa 24 godziny.

(2) Pierwsza godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do godziny 1.00 włącznie.

(3) Ostatnia, 24 godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do godziny 24.00 włącznie.

(4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy 25 godzin.

3.4.2. Tryb i harmonogram przyjmowania danych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego

3.4.2.1. Dla każdej doby handlowej *n* pozyskanie przez OSP wyników alokacji zdolności przesyłowych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego polskiego obszaru rynkowego rozpoczyna się po godzinie 22.00 doby *n*-1 i trwa do godziny 22.15 doby *n*.

3.4.2.2. Przyjęcie wyników alokacji dotyczące godziny *h* doby handlowej jest realizowane przez OSP niezwłocznie po zakończeniu godziny *h*-2.

3.4.2.3. Przyjmowanie wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego jest realizowane iteracyjnie. Iteracje są wykonywane przez OSP dla każdego podstawowego okresu handlowego Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego w miarę możliwości technicznych.

3.4.2.4. Na czas trwania planowanych prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych systemów informatycznych OSP, wykorzystywanych do obsługi procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego, alokacja zdolności przesyłowych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego zostanie zawieszona przez OSP na Platformie XBID. W przypadku awarii systemów informatycznych OSP, wykorzystywanych do obsługi procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego, alokacja i tym samym przyjmowanie wyników alokacji dla połączeń granicznych polskiego obszaru rynkowego w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego nie jest realizowane do momentu usunięcia awarii.

3.4.2.5. W celu realizacji dostaw energii w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego, niezależnie od odebrania przez OSP wyników alokacji, każdy URB_{GE} jest zobowiązany zgłosić na RB dla swojej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej jednolitego łączenia rynków (JG_{WMUmc}) Umowy Sprzedaży Energii (USE) odpowiadające pozycji URB_{GE} wynikającej z procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego.

Tabela 3.~~46~~. Tryb i harmonogram przyjmowania danych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego

Termin/Okres	Działania OSP
godzina *h-1*	Rozpoczęcie procesu przyjmowania danych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego dla godziny *h* doby handlowej *n*
godzina *h-1 – h-0.45*	Odebranie i weryfikacja wyników procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego dla godziny *h* doby handlowej *n*
godzina *h-0.45 – h-0.25*	Uzgadnianie przepływów handlowych dla połączeń objętych mechanizmem Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych dla godziny *h* doby handlowej *n*
godzina *h-0.20*	Przekazanie do URB_{GE} dokumentu wstępnego UGMCB, zgodnie z pkt 3.4.4.
Doba *n+1*	Przekazanie do URB_{GE} dokumentu ostatecznego UGMCB, zgodnie z pkt 3.4.4.

3.4.3. Pozyskiwanie i weryfikacja wyników procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego

3.4.3.1. OSP pozyskuje wyniki alokacji zdolności przesyłowych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego bezpośrednio z Platformy XBID.

3.4.3.2. Pozyskanie wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego jest niezbędne do zrealizowania wymiany międzysystemowej w ilości, przedziale czasowym oraz na przekrojach handlowych określonych w tych wynikach.

3.4.3.3. OSP dokonuje weryfikacji pozyskanych wyników. W ramach weryfikacji OSP sprawdza czy:

(1) Przepływy na przekrojach handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego, nie przekraczają zdolności oferowanych oraz nie przekraczają ograniczeń alokacji.

(2) Podmioty, takie jak spedytor, NEMO lub CCP NEMO, występujące w wynikach dla polskiego obszaru rynkowego zostały zdefiniowane i wskazane w MNA OA do uczestnictwa w procesie Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego dla polskiego obszaru rynkowego.

3.4.3.4. W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji, tj. nie spełnienia któregokolwiek z warunków określonych w pkt 3.4.3.3., OSP ma prawo wstrzymać alokację zdolności przesyłowych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego na Platformie XBID do momentu potwierdzenia rozwiązania zaistniałych problemów.

3.4.4. Uzgadnianie wyników procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych

3.4.4.1. OSP uzgadnia przepływy handlowe dla połączeń objętych mechanizmem Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Uzgodnienia są dokonywane dla poszczególnych godzin, dla każdego przekroju handlowego na podstawie utworzonych Grafików Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego (GMCB) w procesie przyjmowania i weryfikacji wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego.

3.4.4.2. Uzgadnianie przepływów handlowych dla połączeń objętych mechanizmem Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych jest realizowane według zasad ustalonych z tymi operatorami. Uzgadnianie międzyoperatorskie odbywa się dla: (i) przepływów handlowych pomiędzy spedytorami działającymi w polskim obszarze rynkowym a spedytorami działającymi w obszarach rynkowych odpowiednich operatorów zagranicznych systemów przesyłowych albo (ii) przepływów handlowych dotyczących danego przekroju handlowego.

3.4.4.3. W wyniku uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych OSP wyznacza Uzgodnione Grafiki Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego ($GMCB_U$) w postaci godzinowych pozycji URB_{GE} pełniących funkcję NEMO oraz przepływów handlowych dla połączeń objętych mechanizmem Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego.

3.4.4.4. Pozycja URB_{GE} pełniącego funkcję NEMO jest wyznaczana jako suma: (i) różnicy pomiędzy ilościami energii elektrycznej odpowiadającymi transakcjom zakupu i sprzedaży zawartym w obszarze RB w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego przez uczestników rynku korzystających z usług obrotu energią elektryczną oferowanych przez danego URB_{GE} w ramach polskiego obszaru rynkowego, wyznaczona dla podstawowego okresu handlowego na podstawie przyjętych wyników Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego oraz (ii) pozycji wskazanego zgodnie z pkt 2.1.7.2.8. spedytora wynikającej z uzgodnionych grafików $GMCB_U$.

3.4.4.5. Informacje, o których mowa w pkt 3.4.4.3., OSP przekazuje poprzez system WIRE do Operatora Rynku danego URB_{GE} w dokumencie UGMCB.

3.4.4.6. Przyjęcie wyników alokacji, dotyczące godzin począwszy od godziny *h* doby handlowej *n*, jest realizowane przez OSP niezwłocznie po rozpoczęciu godziny *h*-1.

3.4.4.7. Przyjęte w godzinie *h*-1 wyniki OSP przysyła do Operatorów Rynku URB_{GE} w dokumencie UGMCB wstępnym.

3.4.4.8. UGMCB wstępny, dotyczący godziny *h* doby handlowej *n*, jest odsyłany zgodnie z harmonogramem przyjmowania danych i po zakończeniu uzgodnień dla godziny *h* na wszystkich przekrojach handlowych objętych procesem Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego.

3.4.4.9. UGMCB wstępny, dotyczący godziny *h* doby handlowej *n*, zawiera dane dla tej godziny oraz dane z już uzgodnionymi wielkościami dla pozostałych godzin doby handlowej *n*.

3.4.4.10. W dobie *n*+1 OSP wspólnie z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych realizuje uzgodnienia przepływów handlowych pomiędzy spedytorami działającymi w polskim obszarze rynkowym a spedytorami działającymi w obszarach rynkowych odpowiednich operatorów zagranicznych systemów przesyłowych. Działania w dobie *n*+1 dotyczą wyłącznie przekrojów handlowych, dla których uzgodnienia w dobie *n* zostały zrealizowane zgodnie z pkt 3.4.4.2. (ii).

3.4.4.11. UGMCB ostateczny jest odsyłany po zakończeniu procesu uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, realizowanego w dobie *n*+1.

3.5. Grafikowanie i sterowanie ruchem sieciowym

3.5.1. Zasady ogólne

3.5.1.1. Grafikowanie i sterowanie ruchem sieciowym jest realizowane przez OSP w ramach Zintegrowanego Procesu Grafikowania.

3.5.1.2. W ramach zintegrowanego procesu grafikowania ma miejsce dobór Jednostek Grafikowych aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym w oparciu o zgłoszone dane handlowe i techniczne w Ofertach Bilansujących i Ofertach Redukcji Obciążenia, przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych.

3.5.1.3. Zintegrowany Proces Grafikowania obejmuje swoim horyzontem okres Doby Handlowej a jego wyniki podlegają rozliczeniu na Rynku Bilansującym z rozdzielczością równą Okresowi Rozliczania Niezbilansowania.

3.5.1.4. Zintegrowany Proces Grafikowania zapewnia równoprawność uczestników rynku i zgłoszonych do fizycznej realizacji Umów Sprzedaży Energii.

3.5.1.5. Zintegrowany Proces Grafikowania jest realizowany z wykorzystaniem Algorytmu Rozdziału Obciążeń (moduł LPD – *Linear Programming Dispatch*).

3.5.1.6. Na podstawie wyników Zintegrowanego Procesu Grafikowania OSP przygotowuje Plan Koordynacyjny Dobowy (PKD) pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE.

3.5.1.7. Dla potrzeb prowadzenia ruchu OSP na podstawie Planu Koordynacyjnego Dobowego przygotowuje Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy (BPKD) zawierający dane z rozdzielczością 15-minutową.

3.5.1.8. W ramach planowania operatywnego i prowadzenia ruchu OSP dokonuje modyfikacji Bieżącego Planu Koordynacyjnego Dobowego w celu dostosowania go do zmian warunków pracy KSE na podstawie aktualnych Ofert Bilansujących i Ofert Redukcji Obciążenia.

3.5.2. Zasady działania Zintegrowanego Procesu Grafikowania

3.5.2.1. Zintegrowany Proces Grafikowania dokonuje doboru pasm zdolności wytwórczych z Przyjętych Ofert Bilansujących – część handlowa i Przyjętych Ofert Redukcji Obciążenia poszczególnych Jednostek Grafikowych aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym w celu pokrycia, przy minimalnych kosztach, prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną z jednoczesnym spełnieniem ograniczeń systemowych.

3.5.2.2. Podstawowymi danymi wejściowymi Zintegrowanego Procesu Grafikowania są:

(1) Dane zgłaszane przez Operatorów Rynku w zgłoszeniach Ofert Bilansujących i Ofert Redukcji Obciążenia.

(2) Planowana topologia sieci dla każdego Okresu Rozliczania Niezbilansowania.

(3) Dane dotyczące prognozowanego zapotrzebowania oraz planowanej produkcji nJWCD i wymiany międzysystemowej.

(4) Dane techniczne Jednostek Grafikowych aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym.

(5) Aktualny stan Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

(6) Występujące w KSE Ograniczenia Systemowe.

3.5.2.3. Zintegrowany Proces Grafikowania zapewnia spełnienie następujących typów ograniczeń systemowych:

(1) Ograniczenia wynikające z wymagań ze strony jednostek wytwórczych bądź elektrowni (ograniczenia elektrowniane).

(2) Ograniczenia wynikające z wymagań w zakresie parametrów lub konfiguracji sieci elektroenergetycznej (ograniczenia sieciowe).

(3) Ograniczenia wynikające z konieczności zapewnienia operacyjnej rezerwy mocy w KSE na jednostkach wytwórczych pracujących.

3.5.2.4. Dane wyjściowe Zintegrowanego Procesu Grafikowania zawierają:

(1) Plany pracy Jednostek Grafikowych aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym.

(2) Listę odstawień Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1.

(3) Listę uruchomień Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1.

(4) Listę rankingową dociążeń Jednostek Grafikowych aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym.

(5) Listę rankingową uruchomień Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1.

(6) Listę rankingową odciążeń Jednostek Grafikowych aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym.

(7) Listę rankingową odstawień Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1.

3.5.2.5. Listy rankingowe dociążeń i odciążeń oraz listy uruchomień oraz odstawień wykorzystywane są do modyfikacji BPKD zgodnie z pkt 3.5.1.8.

3.5.2.6. Szczegółowe zasady działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń zawiera Załącznik nr 1 do Warunków.

4. PROCEDURA ROZLICZANIA KOSZTÓW BILANSOWANIA SYSTEMU I KOSZTÓW OGRANICZEŃ SYSTEMOWYCH

4.1. Zasady wyznaczania pozycji kontraktowych oraz cen za wytwarzanie energii elektrycznej

4.1.1. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Deklarowanych

4.1.1.1. Pozycja Kontraktowa Deklarowana jest to deklarowana ilość dostaw energii (ED) danej Jednostki Grafikowej.

4.1.1.2. Operator Systemu Przesyłowego wyznacza wielkość ED dla każdej *j*-tej Jednostki Grafikowej, w każdej godzinie *h.*

4.1.1.3. Deklarowana ilość dostaw energii *j*-tej JG w godzinie *h* jest równa sumie (z dokładnością do znaku) wszystkich przyjętych do realizacji na RBN oraz przyjętych do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE tej JG w tej godzinie:

$$ED_{jh} = \sum_{i \in I_{jh}} (EP_{jhi}^{RBN} + EP_{jhi}^{RBB}) \tag{4.1}$$

gdzie:

ED_{jh} – Deklarowana ilość dostaw energii *j*-tej Jednostki Grafikowej w godzinie *h*.

EP_{jhi}^{RBN} – Przyjęta do realizacji na RBN ilość dostaw energii *j*-tej Jednostki Grafikowej w ramach Umowy Sprzedaży Energii z *i*-tą Jednostką Grafikową w godzinie *h*.

EP_{jhi}^{RBB} – Przyjęta do realizacji na RBB ilość dostaw energii *j*-tej Jednostki Grafikowej w ramach Umowy Sprzedaży Energii z *i*-tą Jednostką Grafikową w godzinie *h*.

I_{jh} – Zbiór Jednostek Grafikowych, poprzez które są realizowane w godzinie *h* Umowy Sprzedaży Energii z *j*-tą Jednostką Grafikową.

4.1.1.4. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych oraz Jednostek Grafikowych Magazynu rozliczeniowych oraz Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych deklarowana ilość dostaw energii jest równa zero.

4.1.2. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Zweryfikowanych

4.1.2.1. Pozycja Kontraktowa Zweryfikowana jest to zweryfikowana ilość dostaw energii (EZ) danej Jednostki Grafikowej.

4.1.2.2. Operator Systemu Przesyłowego wyznacza wielkość EZ dla każdej *j*-tej Jednostki Grafikowej w każdej godzinie *h* według następujących zasad:

4.1.2.2.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych ze Znacznikiem Aktywności równym 1 (ZAK=1) wielkość EZ jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest nieujemna i jest jednocześnie mniejsza od sumy lub równa sumie mocy netto we wszystkich pasmach ($\sum_{k \in K} POFE_{jhk}$) Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej, to:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \tag{4.2}$$

(2) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest większa od sumy mocy netto we wszystkich pasmach Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej ($\sum_{k \in K} POFE_{jhk}$), to:

$$EZ_{jh} = \sum_{k \in K} POFE_{jhk} \tag{4.3}$$

(3) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest ujemna, to:

$$EZ_{jh} = 0 \tag{4.4}$$

4.1.2.2.2. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych ze Znacznikiem Aktywności równym 2 (ZAK=2) wielkość EZ jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest mniejsza lub równa minimalnemu obciążeniu jednostki wynikającemu z mocy netto pierwszego pasma ($POFE_{jh1}$) Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej oraz mocy dyspozycyjnej ze względu na warunki pracy jednostki, to:

$$EZ_{jh} = \min\left(POFE_{jh1} + \Delta P_{jh}^{U}, P_{jh}^{DYSPen}\right) \tag{4.4a}$$

(2) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest większa lub równa sumie mocy netto we wszystkich pasmach ($\sum_{k \in K} POFE_{jhk}$) Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej lub mocy dyspozycyjnej ze względu na warunki pracy jednostki, to:

$$EZ_{jh} = \min\left(\sum_{k \in K} POFE_{jhk}, P_{jh}^{DYSPen}\right) \tag{4.4b}$$

(3) W pozostałych przypadkach:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \tag{4.4c}$$

gdzie:

ΔP_{jh}^{U} – Wielkość mocy zgłoszonego ubytku ze względu na warunki pracy jednostki, zwiększająca minimalne dopuszczalne obciążenie Jednostki Grafikowej *j* w godzinie *h* w stosunku do mocy obciążenia zgłoszonej w pierwszym paśmie Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej.

P_{jh}^{DYSPen} – Moc dyspozycyjna Jednostki Grafikowej *j* dostępna dla OSP w godzinie *h* ze względu na warunki pracy jednostki, wyrażona w wielkościach netto.

$POFE_{jhk}$ – Przyjęta moc netto oferowana w paśmie *k* Jednostki Grafikowej *j* w godzinie *h*.

K – Zbiór pasm Przyjetej Oferty Bilansującej – część handlowa.

4.1.2.2.3. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych wielkość EZ jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli przeliczona na wartość brutto, na podstawie współczynnika γ^{KOE}, deklarowana ilość dostaw energii jest nieujemna i równocześnie mniejsza od lub równa przyjętej mocy maksymalnej (PP_{jh}^{MAX}), to:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \tag{4.5}$$

(2) Jeżeli przeliczona na wartość brutto, na podstawie współczynnika γ^{KOE}, deklarowana ilość dostaw energii jest większa od przyjętej mocy maksymalnej (PP_{jh}^{MAX}), to:

$$EZ_{jh} = PP_{jh}^{MAX} \cdot \gamma_{j}^{KOE} \tag{4.6}$$

(3) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii jest ujemna i w skład JG_{Wp} nie wchodzi magazyn energii elektrycznej, to:

$$EZ_{jh} = 0 \tag{4.7}$$

(4) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii jest ujemna i w skład JG_{Wp} wchodzi magazyn energii elektrycznej, to:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \tag{4.7a}$$

4.1.2.2.4. Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych i dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych z ZAK=1 wielkość EZ jest równa zero:

$$EZ_{jh} = 0 \tag{4.8}$$

4.1.2.2.5. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych (JG_{Wr}) wielkość EZ jest równa sumie zweryfikowanych ilości dostaw energii wyznaczonych dla JG_{Wa} z ZAK=1 składających się na poszczególne JG_{Wr}:

$$EZ_{jh} = \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \tag{4.9}$$

gdzie:

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

4.1.2.2.6. Dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych (JG_{Oa}) wielkość EZ jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli wykorzystana moc redukcyjna JG_{Oa} (WMR_{jh}) jest większa od zera, to:

(1.1) Jeżeli planowana wielkość poboru mocy przez JG_{Oa} (PD_{jh}) jest większa od zera i jednocześnie jest spełniony warunek $ED_{jh} \leq - PD_{jh}$, to:

$$EZ_{jh} = - PD_{jh} \tag{4.10}$$

(1.2) Jeżeli planowana wielkość poboru mocy przez JG_{Oa} (PD_{jh}) jest większa od zera i jednocześnie jest spełniony warunek $ED_{jh} > - PD_{jh}$, to:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \tag{4.11}$$

(2) Jeżeli wykorzystana moc redukcyjna JG_{Oa} (WMR_{jh}) jest równa zero, to:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \tag{4.12}$$

4.1.2.2.7. Dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych (JG_{Ma}) ze Znacznikiem Aktywności równym 1 (ZAK=1) wielkość wstępna EZ (EZ^W) jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest nieujemna i jest jednocześnie mniejsza od sumy lub równa sumie mocy netto we wszystkich pasmach generacji ($\sum_{k\in KG} POFE_{jhk}$) Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej oraz mocy dyspozycyjnej ze względu na warunki pracy jednostki w zakresie generacji (PG_{jh}^{DYSPen}), to

$$EZ_{jh}^{W} = ED_{jh} \tag{4.12a}$$

(2) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest większa od sumy mocy netto we wszystkich pasmach Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej w zakresie generacji ($\sum_{k\in KG} POFE_{jhk}$) lub mocy dyspozycyjnej ze względu na warunki pracy jednostki w zakresie generacji (PG_{jh}^{DYSPen}), to:

$$EZ_{jh}^{W} = \min\left(\sum_{k\in KG} POFE_{jhk}^{G}, PG_{jh}^{DYSPen}\right) \tag{4.12b}$$

(3) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest ujemna i jej wartość bezwzględna jest jednocześnie mniejsza od sumy lub równa sumie mocy netto we wszystkich pasmach ładowania ($\sum_{k\in KL} POFE_{jhk}$) Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej oraz mocy dyspozycyjnej ze względu na warunki pracy jednostki w zakresie ładowania (PL_{jh}^{DYSPen}), to

$$EZ_{jh}^{W} = ED_{jh} \tag{4.12c}$$

(4) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest ujemna i jej wartość bezwzględna jest większa od sumy mocy netto we wszystkich pasmach Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej w zakresie ładowania ($\sum_{k\in KL} POFE_{jhk}$) lub mocy dyspozycyjnej ze względu na warunki pracy jednostki w zakresie ładowania (PL_{jh}^{DYSPen}), to:

$$EZ_{jh}^{W} = \max\left(-\sum_{k\in KL} POFE_{jhk}^{L}, -PL_{jh}^{DYSPen}\right) \tag{4.12d}$$

gdzie:

PG_{jh}^{DYSPen} – Moc dyspozycyjna Jednostki Grafikowej *j* w zakresie generacji dostępna dla OSP w godzinie *h* ze względu na warunki pracy jednostki, wyrażona w wielkościach netto.

PL_{jh}^{DYSPen} – Moc dyspozycyjna Jednostki Grafikowej *j* w zakresie ładowania dostępna dla OSP w godzinie *h* ze względu na warunki pracy jednostki, wyrażona w wielkościach netto.

$POFE^{G}_{jhk}$ – Przyjęta moc netto w zakresie generacji oferowana w paśmie *k* Jednostki Grafikowej *j* w godzinie *h*.

$POFE^{L}_{jhk}$ – Przyjęta moc netto w zakresie ładowania oferowana w paśmie *k* Jednostki Grafikowej *j* w godzinie *h*.

KG – Zbiór pasm Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa w zakresie generacji.

KL – Zbiór pasm Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa w zakresie ładowania.

4.1.2.2.8. Dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych (JG_{Ma}) ze Znacznikiem Aktywności równym 2 (ZAK=2) wielkość wstępna EZ (EZ^{W}) jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest nieujemna i jest jednocześnie mniejsza od sumy lub równa sumie mocy netto we wszystkich pasmach generacji ($\sum_{k\in KG} POFE_{jhk}$) Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej oraz mocy dyspozycyjnej ze względu na warunki pracy jednostki w zakresie generacji (PG^{DYSPen}_{jh}), to

$$EZ^{W}_{jh} = \max\left(ED_{jh}, POFE^{G}_{jh1} + \Delta P^{UG}_{jh}\right) \tag{4.12e}$$

(2) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest większa od sumy mocy netto we wszystkich pasmach Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej w zakresie generacji ($\sum_{k\in KG} POFE_{jhk}$) lub mocy dyspozycyjnej ze względu na warunki pracy jednostki w zakresie generacji (PG^{DYSPen}_{jh}), to:

$$EZ^{W}_{jh} = \min\left(\sum_{k\in KG} POFE^{G}_{jhk}, PG^{DYSPen}_{jh}\right) \tag{4.12f}$$

(3) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest ujemna i jej wartość bezwzględna jest jednocześnie mniejsza od sumy lub równa sumie mocy netto we wszystkich pasmach ładowania ($\sum_{k\in KL} POFE_{jhk}$) Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej oraz mocy dyspozycyjnej ze względu na warunki pracy jednostki w zakresie ładowania (PL^{DYSPen}_{jh}), to

$$EZ^{W}_{jh} = \min\left(ED_{jh}, -(POFE^{L}_{jh1} + \Delta P^{UL}_{jh})\right) \tag{4.12g}$$

(4) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest ujemna i jej wartość bezwzględna jest większa od sumy mocy netto we wszystkich pasmach Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej w zakresie ładowania ($\sum_{k\in KL} POFE_{jhk}$) lub mocy dyspozycyjnej ze względu na warunki pracy jednostki w zakresie ładowania (PL^{DYSPen}_{jh}), to:

$$EZ^{W}_{jh} = \max\left(-\sum_{k\in KL} POFE^{L}_{jhk}, -PL^{DYSPen}_{jh}\right) \tag{4.12h}$$

gdzie:

ΔP_{jh}^{UG} – Wielkość mocy zgłoszonego ubytku ze względu na warunki pracy jednostki, zwiększająca minimalne dopuszczalne obciążenie w zakresie generacji Jednostki Grafikowej *j* w godzinie *h* w stosunku do mocy obciążenia zgłoszonej w pierwszym paśmie Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej.

ΔP_{jh}^{UL} – Wielkość mocy zgłoszonego ubytku ze względu na warunki pracy jednostki, zwiększająca minimalne dopuszczalne obciążenie w zakresie ładowania Jednostki Grafikowej *j* w godzinie *h* w stosunku do mocy obciążenia zgłoszonej w pierwszym paśmie Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej.

PG_{jh}^{DYSPen} – Moc dyspozycyjna Jednostki Grafikowej *j* w zakresie generacji dostępna dla OSP w godzinie *h* ze względu na warunki pracy jednostki, wyrażona w wielkościach netto.

PL_{jh}^{DYSPen} – Moc dyspozycyjna Jednostki Grafikowej *j* w zakresie ładowania dostępna dla OSP w godzinie *h* ze względu na warunki pracy jednostki, wyrażona w wielkościach netto.

$POFE_{jhk}^{G}$ – Przyjęta moc netto w zakresie generacji oferowana w paśmie *k* Jednostki Grafikowej *j* w godzinie *h*.

$POFE_{jhk}^{L}$ – Przyjęta moc netto w zakresie ładowania oferowana w paśmie *k* Jednostki Grafikowej *j* w godzinie *h*.

KG – Zbiór pasm Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa w zakresie generacji.

KL – Zbiór pasm Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa w zakresie ładowania.

4.1.2.2.9. Dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych (JG_{Ma}) składających się na daną Jednostkę Grafikową Magazynu rozliczeniową (JG_{Mr}) wielkość EZ jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli realizacja wstępnych wielkości EZ (EZ^{W}) JG_{Ma} składających się na daną JG_{Mr} jest możliwa ze względu na ograniczenie na minimalny i maksymalny stan naładowania JG_{Mr}, to

$$EZ_{jh} = EZ_{jh}^{W} \tag{4.12i}$$

(2) Jeżeli realizacja wstępnych wielkości EZ (EZ^{W}) JG_{Ma} składających się na daną JG_{Mr} jest niemożliwa ze względu na ograniczenie na minimalny stan naładowania JG_{Mr}, to:

$$EZ_{jh} = \begin{cases} EZ_{jh}^{W} & \text{dla } EZ_{jh}^{W} \leq 0 \\ EZ_{jh}^{W} \cdot \dfrac{EM_{jh}^{G} + \Delta EM_{jh}^{W+}}{\Delta EM_{jh}^{W-}} & \text{dla } EZ_{jh}^{W} > 0 \end{cases} \tag{4.12j}$$

(3) Jeżeli realizacja wstępnych wielkości EZ (EZ^{W}) wszystkich JG_{Ma} składających się na daną JG_{Mr} jest niemożliwa ze względu na ograniczenie na maksymalny stan naładowania JG_{Mr}, to:

$$EZ_{jh} = \begin{cases} EZ_{jh}^{W} & dla\ EZ_{jh}^{W} \geq 0 \\ EZ_{jh}^{W} \cdot \dfrac{EM_{jh}^{L} + \Delta EM_{jh}^{W-}}{\Delta EM_{jh}^{W+}} & dla\ EZ_{jh}^{W} < 0 \end{cases} \quad (4.12k)$$

gdzie:

$$\Delta EM_{jh}^{W+} = -\sum_{j \in Jm} \min\left(EZ_{jh}^{W}; 0\right) \cdot \eta_j \quad (4.12l)$$

$$\Delta EM_{jh}^{W-} = \sum_{j \in Jm} \max\left(EZ_{jh}^{W}; 0\right) \quad (4.12m)$$

ΔEM_{jh}^{W+} – Zwiększenie stanu naładowania JG_{Mr} w godzinie *h*, w której skład wchodzi JG_{Ma} *j*, w wyniku realizacji EZ^{W} w kierunku ładowania wszystkich JG_{Ma} wchodzących w skład tej JG_{Mr}.

ΔEM_{jh}^{W-} – Zmniejszenie stanu naładowania JG_{Mr} w godzinie *h*, w której skład wchodzi JG_{Ma} *j*, w wyniku realizacji EZ^{W} w kierunku generacji wszystkich JG_{Ma} wchodzących w skład tej JG_{Mr}.

EM_{jh}^{G} – Potencjał generacji (możliwe zmniejszenie stanu naładowania magazynu) JG_{Mr} w skład której wchodzi JG_{Ma} *j* w godzinie *h*.

Dla JG_{Mr} z JG_{Ma} z ZAK=2 zgłaszany przez URB, poprzez system WIRE, w terminach jak dla Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa.

Dla JG_{Mr} z JG_{Ma} z ZAK=1 wyznaczany zgodnie ze wzorem:

$$EM_{jh}^{G} = EM_{jh} - EM_{j}^{MIN}$$

EM_{jh}^{L} – Potencjał ładowania (możliwe zwiększenie stanu naładowania magazynu) JG_{Mr} w skład której wchodzi JG_{Ma} *j* w godzinie *h*.

Dla JG_{Mr} z JG_{Ma} z ZAK=2 zgłaszany przez URB, poprzez system WIRE, w terminach jak dla Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa.

Dla JG_{Mr} z JG_{Ma} z ZAK=1 wyznaczany zgodnie ze wzorem:

$$EM_{jh}^{L} = EM_{j}^{MAX} - EM_{jh}$$

EM_{j}^{MAX} – Maksymalny stan naładowania JG_{Mr} w skład której wchodzi JG_{Ma} *j*.

EM_{j}^{MIN} – Minimalny stan naładowania JG_{Mr} w skład której wchodzi JG_{Ma} *j*.

EM_{jh} – Stan naładowania JG_{Mr} w skład której wchodzi JG_{Ma} *j* na początku godziny *h* wyznaczony zgodnie z pkt 4.1.2.2.11.

Jm – Zbiór JG_{Ma} składających się na daną JG_{Mr}.

η_j – Sprawność cyklu jednokrotnego ładowania i rozładowania JG_{Mr} w której skład wchodzi JG_{Ma} *j*.

4.1.2.2.10. Procedura z pkt 4.1.2.2.9. jest powtarzana dla wszystkich JG_{Ma} z ZAK=2, wchodzących w skład tej JG_{Mr}, jeżeli:

(1) Dla co najmniej jednej JG_{Ma} z ZAK=2 wchodzącej w skład JG_{Mr} wartość $EZ_{jh}^{W} > 0$ i wartość EZ_{jh}, wyznaczona zgodnie ze wzorem (4.12j), jest mniejsza od minimalnego obciążenia jednostki wynikającego z minimalnego dopuszczalnego obciążenia JG_{Ma} w zakresie generacji ze względu na warunki pracy jednostki ($POFE_{jh1}^{G} + \Delta P_{jh}^{UG}$).

Dla JG_{Ma} o najniższym numerze porządkowym, dla której spełniony jest powyższy warunek, EZ_{jh}^{W} przyjmuje wartość 0.

(2) Dla co najmniej jednej JG_{Ma} z ZAK=2 wchodzącej w skład JG_{Mr} wartość $EZ_{jh}^{W} < 0$ i wartość bezwzględna EZ_{jh}, wyznaczona zgodnie ze wzorem (4.12k), jest mniejsza od minimalnego obciążenia jednostki wynikającego z minimalnego dopuszczalnego obciążenia JG_{Ma} w zakresie ładowania ze względu na warunki pracy jednostki ($POFE_{jh1}^{L} + \Delta P_{jh}^{UL}$).

Dla JG_{Ma} o najniższym numerze porządkowym, dla której spełniony jest powyższy warunek, EZ_{jh}^{W} przyjmuje wartość 0.

4.1.2.2.11. Stan naładowania JG_{Mr}, w której skład wchodzi JG_{Ma} j z ZAK=1 w chwili rozpoczęcia godziny h (EM_{jh}) jest wyznaczany w następujący sposób:

$$EM_{jh} = \min\left(EM_{j}^{MAX}, \max\left(EM_{jh}^{R} - EM_{jh}^{\mathrm{OSP}}, EM_{j}^{MIN}\right)\right) \tag{4.12n}$$

$$EM_{jh}^{OSP} = EM_{n}^{OSP} + \sum_{t\in\{1,..,h-1\}} \Delta EM_{jt}^{OSP} \tag{4.12o}$$

$$\Delta EM_{jh}^{OSP} = -\sum_{j\in Jm} \Delta EZS_{jh}^{GH} - \eta_{j} \cdot \sum_{j\in Jm} \Delta EZS_{jh}^{LH} - \Delta EMZ_{jh}^{OSP} \tag{4.12p}$$

gdzie:

EM_{jh}^{R} – Rzeczywisty stan naładowania JG_{Mr}, w której skład wchodzi JG_{Ma} j, na początku godziny h zgodny z odczytami z systemu SCADA.

EM_{j}^{MAX} – Maksymalny stan naładowania JG_{Mr} w skład której wchodzi JG_{Ma} j.

EM_{j}^{MIN} – Minimalny stan naładowania JG_{Mr} w skład której wchodzi JG_{Ma} j.

EM_{jh}^{OSP} – Poziom korekty stanu naładowania JG_{Mr}, w której skład wchodzi JG_{Ma} j, aktualny na początek godziny h wynikający z utrzymywanego przez OSP stanu naładowania magazynu w celu wykorzystania w kolejnych godzinach.

OSP informuje URB o aktualnym zarezerwowanym stanie naładowania lub o wykorzystaniu zarezerwowanego stanu naładowania poprzez system WIRE.

EM_n^{OSP} – Poziom korekty stanu naładowania JG_{Mr}, w której skład wchodzi JG_{Ma} *j*, w dobie *n*, wynikający z zakresu w jakim zgłoszenia USE dla doby *n* dokonane w dobie *n*-1 skutkują przekroczeniami maksymalnego lub minimalnego stanu naładowania JG_{Mr} w wyniku poleceń ruchowych OSP, w zakresie w jakim spełniony jest następujący warunek:

Zgłoszenie USE dla doby *n* dokonane w dobie *n*-1 i podlegające ostatecznej weryfikacji przez OSP w godzinie *h* uwzględnia planowany stan naładowania JG_{Mr} na początek doby *n*, wynikający z planów pracy JG_{Ma} składających się na JG_{Mr}, przekazanych przez OSP przed rozpoczęciem godziny handlowej *h* doby *n*-1.

ΔEMZ_{jh}^{OSP} – Wielkość stanu naładowania JG_{Mr}, w której skład wchodzi JG_{Ma} *j*, zarezerwowana przez OSP we wcześniejszych godzinach i zwolniona do swobodnego wykorzystania w godzinie *h*.

ΔEM_{jh}^{OSP} – Zmiana stanu naładowania JG_{Mr}, w której skład wchodzi JG_{Ma} *j*, w trakcie godziny *h* w wyniku poleceń OSP na wszystkich JG_{Ma} wchodzących w skład tej JG_{Mr} na potrzeby utrzymania stanu naładowania magazynu w celu wykorzystania w kolejnych godzinach lub wykorzystania utrzymywanego stanu naładowania magazynu zarezerwowanego w godzinach wcześniejszych.

ΔEZS_{jh}^{GH} – Energia bilansująca planowana dostarczona albo odebrana przez *j*-tą JG_{Ma} na Rynku Bilansującym w zakresie wykorzystania pasm ofertowych generacji w godzinie *h* na potrzeby utrzymania stanu naładowania magazynu w celu wykorzystania w kolejnych godzinach lub wynikająca z wykorzystania utrzymywanego stanu naładowania magazynu zarezerwowanego w godzinach wcześniejszych.

ΔEZS_{jh}^{LH} – Energia bilansująca planowana dostarczona albo odebrana przez *j*-tą JG_{Ma} na Rynku Bilansującym w zakresie wykorzystania pasm ofertowych ładowania w godzinie *h* na potrzeby utrzymania stanu naładowania magazynu w celu wykorzystania w kolejnych godzinach lub wynikająca z wykorzystania utrzymywanego stanu naładowania magazynu zarezerwowanego w godzinach wcześniejszych.

η_j – Sprawność cyklu jednokrotnego ładowania i rozładowania JG_{Mr} w której skład wchodzi JG_{Ma} *j*.

Jm – Zbiór JG_{Ma} składających się na daną JG_{Mr}.

4.1.2.2.12. Dla Jednostek Grafikowych Magazynu rozliczeniowych (JG_{Mr}) wielkość EZ jest równa sumie zweryfikowanych ilości dostaw energii wyznaczonych dla JG_{Ma} składających się na poszczególne JG_{Mr}:

$$EZ_{jh} = \sum_{j \in Jm} EZ_{jh} \quad (4.12q)$$

gdzie:

Jm – Zbiór JG_{Ma} składających się na daną JG_{Mr}.

4.1.2.2.13. Dla Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych (JG_{FWa}) i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych (JG_{PVa}) wielkość EZ jest wyznaczana na podstawie estymowanej ilości dostaw energii, mocy maksymalnej redukcji generacji w danej godzinie w Przyjętej Ofercie Bilansującej – części handlowej oraz mocy dyspozycyjnej ze względu na warunki pracy jednostki, w następujący sposób:

(1) Jeżeli dla danej godziny *h* deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest większa od estymowanej ilości dostaw energii *j*-tej JG (EE_{jh}), to:

$$EZ_{jh} = EE_{jh} \tag{4.12r}$$

Estymowana ilość dostaw energii JG_{FWa} albo JG_{PVa} jest równa wielkości wytwarzania energii przez JG w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego tej JG, która miałaby miejsce gdyby nie było polecenia redukcji generacji JG przez OSP. W szczególności estymowana ilość dostaw energii odpowiada rzeczywistej ilości dostaw energii JG w okresach, w których JG nie podlegała redukcji przez OSP.

(2) Jeżeli dla danej godziny *h* deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest mniejsza lub równa estymowanej ilości dostaw energii *j*-tej JG (EE_{jh}) i większa lub równa estymowanej ilości dostaw energii *j*-tej JG pomniejszonej o sumę mocy netto z pasm Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej w godzinie *h* ($\sum_{k\in K} POFE_{jhk}$), to:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \tag{4.12s}$$

(3) Jeżeli dla danej godziny *h* deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest ujemna lub mniejsza od estymowanej ilości dostaw energii *j*-tej JG (EE_{jh}) pomniejszonej o sumę mocy netto z pasm Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej w godzinie *h* ($\sum_{k\in K} POFE_{jhk}$), to:

$$EZ_{jh} = \max\left(EE_{jh} - \sum_{k\in K} POFE_{jhk}, 0\right) \tag{4.12t}$$

4.1.2.2.14. Dla pozostałych Jednostek Grafikowych wielkość EZ jest równa wielkości ED:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \tag{4.13}$$

4.1.3. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Skorygowanych

4.1.3.1. Pozycja Kontraktowa Skorygowana jest to skorygowana ilość dostaw energii (ES) danej Jednostki Grafikowej. Wielkość ES jest wyznaczana dla każdej JG na podstawie danych ustalonych w trakcie planowania pracy systemu elektroenergetycznego.

4.1.3.2. Operator Systemu Przesyłowego wyznacza wielkość ES dla każdej *j*-tej Jednostki Grafikowej w każdej godzinie *h* według następujących zasad:

(1) Dla Jednostek Grafikowych nieświadczących usług bilansujących (nieuczestniczących w bilansowaniu zasobów krajowego systemu elektroenergetycznego):

- Jednostka Grafikowa Wytwórcza pasywna (JG_{Wp}).
- Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG_{O}).
- Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG_{GE}).
- Jednostka Grafikowa Bilansująca (JG_{BI}).
- Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległa (JG_{WMUr}).
- Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej jednolitego łączenia rynków (JG_{WMUmc}).

skorygowana ilość dostaw energii jest równa zweryfikowanej ilości dostaw energii (EZ):

$$ES_{jh} = EZ_{jh} \tag{4.14}$$

(2) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JG_{Wa}) skorygowana ilość dostaw energii jest wyznaczana na podstawie planów pracy systemu elektroenergetycznego według następujących reguł:

(2.1) Dla JG_{Wa} z ZAK=2 oraz JG_{Wa} z ZAK=1, które nie były uruchamiane w godzinie *h* i nie pracowały z załączonym układem regulacji pierwotnej lub wtórnej, wielkość ES_{jh} jest równa operatywnej ilości dostaw energii ESO_{jh} ustalonej w ostatniej wersji planu BPKD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS). Wielkość ESO_{jh} dla *j*-tej JG w godzinie *h* jest równa przeliczonej na wartość netto sumie operatywnych ilości dostaw energii przez JG w poszczególnych okresach 15-minutowych *t*=1,2,3,4 godziny *h*.

$$ES_{jh} = ESO_{jh} = \beta_{jh} ESO^{b}_{jh} \tag{4.15}$$

gdzie:

ESO^{b}_{jh} - operatywna skorygowana ilość dostaw energii brutto *j*-tej JG w godzinie *h* równa sumie ilości energii E^{BPP}_{jht} wynikających z wartości mocy Bieżących Punktów Pracy P^{BPP}_{jht} w kolejnych kwadransach godziny *h*:

$$ESO^{b}_{jh} = \sum_{t=1}^{4} E^{BPP}_{jht}$$

przy czym: $E^{BPP}_{jht}[\text{MWh}] = P^{BPP}_{jht}[\text{MW}] \cdot 0{,}25[\text{h}]$

β_{jh} - współczynnik przeliczeniowy brutto/netto *j*-tej JG w godzinie *h* wyznaczany na podstawie ilości energii brutto i netto w kolejnych pasmach oferty bilansującej.

(2.2) Dla JG_{Wa} z ZAK=2 oraz JG_{Wa} z ZAK=1, które nie były uruchamiane w godzinie *h* i pracowały z załączonym układem regulacji pierwotnej lub wtórnej, wielkość ES_{jh} jest równa rzeczywistej ilości dostaw energii ER_{jh}, wyznaczonej według zasad określonych w pkt 4.2.5., przy czym jeżeli tak wyznaczone ER_{jh} jest mniejsze od zera, to przyjmuje się ES równe zero:

$$ES_{jh} = \max (ER_{jh}, 0) \tag{4.16}$$

(2.3) Dla JG_{Wa} z ZAK=1, które były uruchamiane w godzinie *h* wielkość ES_{jh} jest równa mniejszej z wartości: (i) operatywnej ilości dostaw energii ESO_{jh} ustalonej w ostatniej wersji planu BPKD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS) oraz (ii) zweryfikowanej ilości dostaw energii EZ_{jh}, wyznaczonej według zasad określonych w pkt 4.1.2.2.:

$$ES_{jh} = \min (ESO_{jh}, EZ_{jh}) \tag{4.17}$$

(3) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych (JG_{OSPa}) wielkość ES_{jh} jest równa rzeczywistej ilości dostaw energii ER_{jh}, wyznaczonej według zasad określonych w pkt 4.2.5., w przypadku gdy ER_{jh} jest większe od zera oraz zero w przeciwnym przypadku:

$$ES_{jh} = max(0, ER_{jh}) \tag{4.18}$$

(4) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych (JG_{Wr}) wielkość ES_{jh} jest równa sumie skorygowanych ilości dostaw energii wyznaczonych dla JG_{Wa} z ZAK=1 składających się na poszczególne JG_{Wr}:

$$ES_{jh} = \sum_{j \in Jw} ES_{jh} \tag{4.19}$$

gdzie:

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

(5) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego pasywnych (JG_{OSPp}), Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}) oraz Generacji Zewnętrznej (JG_{GZ}) skorygowane ilości dostaw energii (ES) są równe wielkościom ustalonym podczas operatywnego planowania pracy systemu elektroenergetycznego.

(6) Dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych (JG_{Oa}) skorygowana ilość dostaw energii (ES) w godzinie *h* jest wyznaczana według następujących reguł:

(6.1) Dla JG_{Oa}, dla których wykorzystana moc redukcyjna (WMR_{jh}) jest większa od zera i jednocześnie jest spełniony warunek $ED_{jh} \leq - PD_{jh}$, wielkość ES_{jh} jest równa:

$$ES_{jh} = \max(\min(- PD_{jh} + WMR_{jh}; ER_{jh}); - PD_{jh}) \tag{4.22}$$

gdzie:

$$WMR_{jh} = \sum_{k=1}^{10} OFR_{jhk}^{WMR} \tag{4.23}$$

gdzie:

OFR_{jhk}^{WMR} – Aktywowana w Poleceniu Redukcji Obciążenia moc *j*-tej JG_{Oa} w godzinie *h* z pasma *k* Przyjętej Oferty Redukcji Obciążenia.

(6.2) Dla JG_{Oa}, dla których wykorzystana moc redukcyjna (WMR_{jh}) jest większa od zera i jednocześnie jest spełniony warunek $ED_{jh} > - PD_{jh}$, wielkość ES_{jh} jest równa:

$$ES_{jh} = \max(\min(- PD_{jh} + WMR_{jh}; ER_{jh}); ED_{jh}) \quad (4.24)$$

(6.3) Dla JG_{Oa}, dla których wykorzystana moc redukcyjna (WMR_{jh}) jest równa zero, wielkość ES_{jh} jest równa:

$$ES_{jh} = ED_{jh} \quad (4.25)$$

(7) Dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych (JG_{Ma}) skorygowana ilość dostaw energii ES_{jh} jest wyznaczana na podstawie planów pracy systemu elektroenergetycznego według następujących reguł:

(7.1) Dla JG_{Ma}, których plan pracy w godzinie h ustalony w ostatniej wersji planu BPKD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS) nie został operatywnie skorygowany przez OSP, wielkość ES_{jh} jest równa operatywnej ilości dostaw energii ESO_{jh} ustalonej w ostatniej wersji planu BPKD/OS. Wielkość ESO_{jh} dla j-tej JG w godzinie h jest równa przeliczonej na wartość netto sumie operatywnych ilości dostaw energii przez JG w poszczególnych okresach 15-minutowych t=1,2,3,4 godziny h:

$$ES_{jh} = ESO_{jh} = \beta_{jh} ESO^{b}_{jh} \quad (4.25a)$$

gdzie:

ESO^{b}_{jh} – Operatywna skorygowana ilość dostaw energii brutto j-tej JG w godzinie h równa sumie ilości energii E^{BPP}_{jht} wynikających z wartości mocy Bieżących Punktów Pracy P^{BPP}_{jht} w kolejnych kwadransach godziny h:

$$ESO^{b}_{jh} = \sum_{t=1}^{4} E^{BPP}_{jht}$$

przy czym: $E^{BPP}_{jht}[\text{MWh}] = P^{BPP}_{jht}[\text{MW}] \cdot 0{,}25[\text{h}]$

β_{jh} – Współczynnik przeliczeniowy brutto/netto j-tej JG w godzinie h wyznaczany na podstawie ilości energii brutto i netto w kolejnych pasmach oferty bilansującej.

(7.2) Dla JG_{Ma}, których plan pracy w godzinie h ustalony w ostatniej wersji planu BPKD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS) został operatywnie skorygowany przez OSP, wielkość ES_{jh} jest równa rzeczywistej ilości dostaw energii ER_{jh}, wyznaczonej według zasad określonych w pkt 4.2.5.

$$ES_{jh} = ER_{jh} \quad (4.25b)$$

(8) Dla Jednostek Grafikowych Magazynu rozliczeniowych (JG_{Mr}) wielkość ES_{jh} jest równa sumie skorygowanych ilości dostaw energii wyznaczonych dla JG_{Ma} składających się na poszczególne JG_{Mr}:

$$ES_{jh} = \sum_{j \in Jm} ES_{jh} \quad (4.25c)$$

gdzie:

Jm – Zbiór JG_{Ma} składających się na daną JG_{Mr}.

(9) Dla Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych (JG_{FWa}) i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych (JG_{PVa}) wielkość ES_{jh} jest równa estymowanej ilości dostaw energii *j*-tej JG w godzinie *h* (EE_{jh}) pomniejszonej o wielkość polecenia redukcji generacji wyrażonej w wielkościach netto (PRG_{jh}) ustalonej w ostatniej wersji planu BPKD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS):

$$ES_{jh} = \max(0, EE_{jh} - PRG_{jh}) \quad (4.25d)$$

gdzie:

PRG_{jh} – Wielkość polecenia redukcji generacji (netto) *j*-tej JG w godzinie *h* równa sumie poleceń redukcji RG_{jht}^{BPP} wynikających z wartości mocy redukcji RP_{jht}^{BPP} w kolejnych kwadransach godziny *h* planu BPKD/OS:

$$PRG_{jh} = \sum_{t=1}^{4} RG_{jht}^{BPP}$$

przy czym: $RG_{jht}^{BPP}[\text{MWh}] = RP_{jht}^{BPP}[\text{MW}] \cdot 0{,}25[\text{h}]$

EE_{jh} – Estymowana ilość dostaw energii *j*-tej JG w godzinie *h*.

4.1.4. Wyznaczanie cen za wytwarzanie i redukcję energii elektrycznej

4.1.4.1. Dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym są określane dla każdej godziny ceny za wytwarzanie *(CO)* energii elektrycznej dla poszczególnych JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} i JG_{OSPa}, odpowiadające poszczególnym pasmom zdolności wytwórczych tych JG, oraz ceny za redukcję (*CR*) energii elektrycznej dla poszczególnych JG_{Oa}, odpowiadające poszczególnym pasmom mocy redukcyjnych tych JG.

(1) Dla JG_{Wa} z ZAK=1 ceny są określane dla pasm zdolności wytwórczych w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa.

(2) Dla JG_{Wa} z ZAK=2 ceny są określane dla pasm zdolności wytwórczych z wyjątkiem pierwszego pasma ofertowego w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa.

(3) Dla JG_{Ma} z ZAK=1 ceny są określane dla pasm generacji i ładowania w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa.

(4) Dla JG_{Ma} z ZAK=2 ceny są określane dla pasm generacji i ładowania z wyjątkiem pierwszego pasma ofertowego w zakresie generacji i pierwszego pasma ofertowego w zakresie ładowania w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa.

(5) Dla JG_{FWa} i JG_{PVa} ceny są określane dla pasm zdolności wytwórczych odpowiadających pasmom redukcji mocy w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa w stosunku do estymowanej ilości dostaw energii JG.

(6) Dla JG_{OSPa} ceny są określane dla całego pasma zdolności wytwórczych odpowiadającego skorygowanej ilości dostaw energii (ES) danej JG_{OSPa}.

(7) Dla JG_{Oa} ceny są określane dla pasm redukcji obciążenia w Przyjętej Ofercie Redukcji Obciążenia.

4.1.4.2. Cena za wytwarzanie energii elektrycznej *j*-tej JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} i JG_{OSPa} w godzinie *h* dla pasma *k* (CO_{jhk}) oraz cena za redukcję *j*-tej JG_{Oa} w godzinie *h* dla pasma *k* (CR_{jhk}) jest wyznaczana według następujących zasad:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JG_{Wa}) cena *CO* dla danego pasma i danej godziny jest równa cenie ofertowej określonej dla tego pasma i tej godziny w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa JG_{Wa}, z zastrzeżeniem, że cena *CO* dla pierwszego pasma (*k*=1) nie jest określana dla JG_{Wa} z ZAK=2.

(2) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych (JG_{OSPa}) cena *CO* dla danego pasma i danej godziny jest równa większej z wartości: (i) najwyższej ceny z cen *CO* wyznaczonych dla dyspozycyjnych zdolności wytwórczych JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} i cen *CR* za redukcję obciążenia JG_{Oa} w tej godzinie oraz (ii) rynkowej ceny energii elektrycznej (*RCE*) w tej godzinie, wyznaczonej zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.8.1.4.

(3) Dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych (JG_{Oa}) cena *CR* dla danego pasma redukcji obciążenia i danej godziny jest równa cenie ofertowej $OFCR_{jhk}$ określonej dla tego pasma i tej godziny w Przyjętej Ofercie Redukcji Obciążenia JG_{Oa}.

(4) Dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych (JG_{Ma}) cena *CO* dla danego pasma i danej godziny jest równa cenie ofertowej określonej dla tego pasma i tej godziny w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa JG_{Ma}, z zastrzeżeniem, że ceny *CO* dla pierwszego pasma w zakresie generacji oraz pierwszego pasma w zakresie ładowania nie są określane dla JG_{Ma} z ZAK=2.

(5) Dla Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych (JG_{FWa}) i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych (JG_{PVa}) cena *CO* dla danego pasma zdolności wytwórczych i danej godziny jest równa cenie ofertowej odpowiadającego mu pasma redukcji mocy w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa JG dla tej godziny.

4.1.4.3. W przypadku, gdy dla danej JG_{Wa} z ZAK=1 lub JG_{Ma} z ZAK=1 została zgłoszona jej niedyspozycyjność w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa, i JG_{Wa} lub JG_{Ma} stała się dyspozycyjna po zakończeniu procesu zgłaszania ofert bilansujących, to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych jest tworzona dla tej JG_{Wa} lub JG_{Ma} Uzupełniająca Oferta Bilansująca. Uzupełniająca Oferta Bilansująca jest tworzona według zasad analogicznych do stosowanych przy tworzeniu Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa na podstawie oferty zastępczej, określonych odpowiednio w pkt 3.1.7.2 i 3.1.7.6., z wyjątkiem zasad dotyczących łączenia pasm ofertowych z tą samą ceną ofertową w jedno pasmo ofertowe.

4.1.4.4. W przypadku, gdy dla danej JG_{Wa} i danej godziny wartość skorygowanej ilości dostaw energii (ES), przeliczona na wartość brutto, jest większa od sumy mocy brutto oferowanych w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa tej JG_{Wa}, to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych jest tworzone dla tej JG_{Wa} i tej godziny Dodatkowe Pasmo oferty bilansującej według następujących zasad:

(1) Moc brutto w Dodatkowym Paśmie jest równa różnicy pomiędzy: (i) skorygowaną ilością dostaw energii (ES), przeliczoną na wartość brutto, dla JG_{Wa}, lecz nie większą niż moc osiągalna JG_{Wa}, oraz (ii) sumą mocy brutto oferowanych w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa JG_{Wa}. Do przeliczenia mocy pasma wyrażonej w wartości brutto na moc wyrażoną w wartości netto stosuje się współczynnik brutto/netto określony na podstawie pasm oferty zastępczej odpowiednich do zakresu mocy brutto w Dodatkowym Paśmie.

(2) Cena *CO* w Dodatkowym Paśmie jest równa:

(2.1) Dla JG_{Wa} z ZAK=1: średniej ważonej z cen w ofercie zastępczej JG_{Wa} obowiązujących dla zakresu mocy w Dodatkowym Paśmie, nie większej niż MaxCO, przy czym jeżeli tak wyznaczona cena jest mniejsza od ceny w ostatnim paśmie Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa JG_{Wa}, to jako cenę *CO* przyjmuje się cenę ostatniego pasma Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa $JG_{Wa.}$

(2.2) Dla JG_{Wa} z ZAK=2: cenie ostatniego pasma Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa JG_{Wa}.

4.1.4.5. W przypadku, gdy dla danej JG_{Wa} z ZAK=1 i danej godziny wartość skorygowanej ilości dostaw energii (ES), przeliczona na wartość brutto, jest większa od sumy mocy brutto oferowanych w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa tej JG_{Wa} i jednocześnie jest większa od sumy mocy brutto określonych w ofercie zastępczej JG_{Wa}, to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych w zakresie energii wyprodukowanej ponad zdolności wytwórcze równe sumie mocy brutto określonych w ofercie zastępczej JG_{Wa} stosuje się ostatnie pasmo oferty bilansującej wynikające z Przyjętej Oferty Bilansującej oraz zastosowania zasad powołanych w pkt 4.1.4.3. i 4.1.4.4., jeżeli były one stosowane.

4.1.4.6. W przypadku, gdy dla danej JG_{Wr} i danej godziny ilość energii awarii ΔEA, wyznaczona według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.3., jest mniejsza od sumy ilości energii odpowiadającej niedyspozycyjnym zdolnościom wytwórczym JG_{Wa} z ZAK=1 z alokowanymi USE, składających się na daną JG_{Wr}, to dla potrzeb bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych, w zakresie dyspozycyjnych zdolności wytwórczych JG_{Wa} tej JG_{Wr}, które nie są objęte USE, w części w jakiej ich sumaryczna ilość energii wyznaczona z pasm o najniższych cenach ofertowych odpowiada różnicy pomiędzy ilością energii z niedyspozycyjnych zdolności wytwórczych JG_{Wa} z alokowanymi USE i ilością energii ΔEA tej JG_{Wr}, jako cenę *CO* przyjmuje się mniejszą z wartości:

(i) Ceny ofertowej określonej dla tego pasma i tej godziny w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa JG_{Wa}, oraz

(ii) Najniższej z cen rozliczeniowych wymuszonego odbioru energii elektrycznej (*CWO*) określonych dla tego pasma i tej godziny tej JG_{Wa}.

W przypadku, gdy ilość energii odpowiadająca wskazanej powyżej różnicy nie pokrywa w całości danego pasma zdolności wytwórczych w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa danej JG_{Wa}, to wprowadza się podział tego pasma na

dwa i powyższe zasady dotyczą wyłącznie tego z tych dwóch pasm, który jest pokryty przedmiotową różnicą ilości energii.

W przypadku, gdy wyznaczona według powyższych zasad cena *CO* jest niższa od ceny *CO* poprzedniego pasma tej JG_{Wa}, to jako wartość ceny *CO* przyjmuje się wartość ceny *CO* poprzedniego pasma.

4.1.4.7. Wartości cen *CO* wyznaczone zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.1.4.3., 4.1.4.4. i 4.1.4.6. są różnicowane w zakresie od $1 \cdot 10^{-6}$ grosza/MWh do $999 \cdot 10^{-6}$ grosza/MWh na podstawie średnich ważonych cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.1.7.1.5.

4.1.4.8. Jeżeli po przeprowadzeniu procesów różnicowania cen *CO,* zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.1.7.1.5., oraz cen ofertowych zawartych w Ofertach Redukcji Obciążenia, zgodnie z zasadami określonymi w punkcie 3.1.11.5.(5), którakolwiek z cen *CO* jest równa cenie *CR*, to ta cena *CO* jest zwiększana o $1 \cdot 10^{-6}$ grosza/MWh.

4.2. Zasady przetwarzania danych pomiarowych i wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii

4.2.1. Wymagania techniczne

4.2.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowych, wykorzystywanych do rozliczeń dotyczących bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi określa operator systemu elektroenergetycznego, właściwy dla sieci, w której zlokalizowane jest Miejsce Dostarczania Energii. OSP określa te wymagania w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

4.2.1.2. Wymagania techniczne dla systemów pomiarowo-rozliczeniowych wykorzystywanych do wymiany danych pomiędzy OSP a podmiotami realizującymi funkcję udostępniania oraz pozyskiwania danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych określa OSP w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

4.2.2. Zasady ogólne

4.2.2.1. Przedmiotem procesów przetwarzania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych jest rzeczywista ilość dostaw energii elektrycznej (ER) dla Jednostek Grafikowych (JG).

4.2.2.2. Rzeczywiste ilości dostaw energii (ER) wynikają z:

(1) Realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej – dla JG_O, JG_{Oa}, JG_W, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa}, JG_{OSP}, JG_{BI}.

(2) Ilości energii w Uzgodnionych Grafikach Wymiany Międzysystemowej (GWM_U) danego URB, który jest równocześnie Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej – dla JG_{WMUr}.

Ilości energii odpowiadającej sumie pozycji danego URB_{GE} pełniącego funkcję NEMO w Uzgodnionych grafikach w ramach (i) Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego (GMC_U) oraz (ii) Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego ($GMCB_U$) – dla JG_{WMUmc}.

(3) Ilości energii w Uzgodnionych Grafikach Wymiany Międzysystemowej (GWM_U) wszystkich JG_{WMUr} i realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej – dla JG_{WMO} w przypadku wymiany równoległej.

Ilości energii odpowiadającej alokowanym zdolnościom przesyłowym na połączeniu międzysystemowym nierównoległym i realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej – dla JG_{WMO} w przypadku wymiany nierównoległej.

(4) Modelu rozliczeń – dla JG_{Wr} i JG_{Mr}.

4.2.2.3. W przypadku ER wynikających z fizycznych dostaw energii elektrycznej w obszarze Rynku Bilansującego:

(1) Rzeczywista ilość dostaw energii w MD jest wyznaczana przez OSP na podstawie danych pomiarowych z FPP oraz algorytmów wyznaczania energii.

(2) Rzeczywista ilość dostaw energii w MB jest wyznaczana przez OSP na podstawie rzeczywistej ilości dostaw energii w MD oraz algorytmów wyznaczania ER.

(3) Rzeczywista ilość dostaw energii dla Jednostki Grafikowej jest wyznaczana przez OSP na podstawie rzeczywistej ilości dostaw energii w MB oraz algorytmów agregacji.

(4) Algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii, o których mowa w pkt 4.2.2.3. (1), (2) i (3) są określane w Umowach przesyłania zawartych pomiędzy URB i OSP.

4.2.2.4. Fizyczne pomiary energii elektrycznej, o których mowa w pkt 4.2.2.3, są realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe OSP oraz Uczestników Rynku Bilansującego.

4.2.2.5. Fizyczne pomiary energii elektrycznej, o których mowa w pkt 4.2.2.3, są określone dla Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP). Fizyczne pomiary energii elektrycznej realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe podstawowe są nazywane Fizycznymi Punktami Pomiarowymi Podstawowymi (FPPP). Fizyczne pomiary energii elektrycznej realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe rezerwowe są nazywane Fizycznymi Punktami Pomiarowymi Rezerwowymi (FPPR).

4.2.2.6. W przypadku ER wynikających z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego:

(1) Rzeczywista ilość dostaw energii dla Jednostki Grafikowej jest wyznaczana przez OSP na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych wyznaczonych dla MB oraz algorytmów agregacji.

(2) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB są wyznaczane przez OSDp na podstawie danych odpowiadających ilości energii pobranej i oddanej w Punktach Dostarczania Energii (PDE) oraz algorytmów wyznaczania danych dla MB.

(3) Algorytmy agregacji, o których mowa w pkt 4.2.2.6.(1), są określane w Umowach przesyłania zawartych pomiędzy URB i OSP.

(4) Szczegółowe zasady w zakresie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MB, o których mowa w pkt 4.2.2.6.(2) są określane w IRiESD tego OSD, w obszarze sieci którego następuje dostawa energii elektrycznej (są zlokalizowane PDE składające się na MB).

4.2.2.7. Sposób pozyskiwania danych pomiarowych pochodzących z FPP jest uzależniony od położenia MB.

(1) Dla MB znajdujących się w podstawowym obszarze RB sposób pozyskiwania danych pomiarowych określony jest w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

(2) Dla MB znajdujących się w rozszerzonym obszarze RB pozyskiwanie danych pomiarowych przez OSP jest realizowane dla FPPP i FPPR poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE) Operatorów Pomiarów wskazanych przez URB, do których należą FPP.

(3) Dla MB reprezentujących dostawy energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, dane pomiarowo-rozliczeniowe są pozyskiwane w podziale na ilość energii pobranej i oddanej przez wszystkich URD reprezentowanych w tym MB. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB są pozyskiwane przez OSP poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii OSDp albo Operatora Rynku tego OSDp.

4.2.2.8. W przypadku, o którym mowa w pkt 4.2.2.7.(2) dane pomiarowe dla FPPP oraz FPPR muszą być przekazywane do OSP przez różnych Operatorów Pomiarów.

4.2.2.9. Na Rynku Bilansującym obowiązują jednolite standardy identyfikowania FPP i $_{FD}$MB oraz jednolite schematy gromadzenia i przetwarzania danych w systemach komputerowych, w tym formaty i typy danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.

(1) FPP są identyfikowane przez kod FPP. Zasady kodowania FPP określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.

(2) $_{FD}$MB są identyfikowane przez kod $_{FD}$MB. Zasady kodowania $_{FD}$MB określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.

(3) Kody FPP i $_{FD}$MB obowiązujące OSP, OSD, OP i URB są określone w Umowach przesyłania.

(4) Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe o przepływach energii są pozyskiwane i rejestrowane z dokładnością do 1 kWh.

(5) Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z właściwości systemów informatycznych.

(6) Wyniki obliczeń są rejestrowane z dokładnością do 1 kWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrągleń.

(7) Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są rejestrowane wraz ze statusem danej pomiarowej. Określane są następujące statusy danych pomiarowych na Rynku Bilansującym:

(7.1) Status 0 oznacza daną poprawną.

(7.2) Status 1 oznacza daną niepoprawną.

(8) Jako poprawną daną pomiarową lub pomiarowo-rozliczeniową traktuje się daną, która określa prawidłową wartość zarejestrowanej wielkości fizycznej. Z zastrzeżeniem pkt 4.2.2.9.(9), jako daną niepoprawną traktuje się pozostałe dane.

(9) W przypadku, gdy w procesie wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej nie jest możliwe określenie wartości odpowiedniej danej, OSP nadaje jej status 2.

4.2.2.10. Systemem informatycznym OSP dedykowanym do wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej jest Centralny System Pomiarowo Rozliczeniowy (CSPR).

4.2.2.11. Opis funkcjonalny CSPR w zakresie powiązań z systemem zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP, Lokalnymi Systemami Pomiarowo Rozliczeniowymi (LSPR) i systemami OSDp zamieszczony jest w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

4.2.2.12. Wymiana danych pomiarowych pomiędzy LSPR oraz pomiarowo-rozliczeniowych pomiędzy systemem OSDp a CSPR jest realizowana poprzez System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE).

4.2.2.13. Zakres danych pomiarowych pozyskiwanych z LSPR oraz pomiarowo-rozliczeniowych z systemu OSDp jest określony w Umowach przesyłania.

4.2.2.14. Przetwarzanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych energii na Rynku Bilansującym jest realizowane w następujących cyklach rozliczeniowych:

(1) Dobowym wstępnym – wielkości ER dla doby *n* są wyznaczane przez OSP w dobie *n*+1, jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych i wyznaczonych wielkości ER.

(2) Dobowym podstawowym – wielkości ER dla doby *n* są wyznaczane przez OSP w dobie *n*+4 jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń.

(3) Korygującym – umożliwiającym skorygowanie wyznaczonych wcześniej wielkości ER. Wielkości ER dla doby *n* są wyznaczane przez OSP, w trybie analogicznym do korygowania rozliczeń ilościowych i wartościowych na RB, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń korygujących.

4.2.2.15. Dane pomiarowe z FPP i dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB pozyskiwane do CSPR każdorazowo nadpisują dane pozyskane uprzednio.

4.2.3. Procedura konfigurowania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

4.2.3.1. Procedura konfigurowania danych pomiarowych

4.2.3.1.1. Każdy FPP zdefiniowany w CSPR jest identyfikowany przez kod FPP.

4.2.3.1.2. Kody FPP zdefiniowane w CSPR oraz w LSPR są wymieniane pomiędzy OSP a OP z wykorzystaniem WIRE.

4.2.3.1.3. Proces wymiany kodów FPP odbywa się w razie konieczności zmiany lub wprowadzenia nowych kodów FPP. Kody FPP są udostępniane i pozyskiwane przez OSP w godzinach od 8.00 do 14.00.

4.2.3.1.4. Pozyskanie przez OSP kodów FPP polega na wysłaniu zapytania o kody zgromadzone w LSPR i odebraniu odpowiedniej listy kodów FPP przesłanej przez OP. Lista kodów FPP podlega zatwierdzeniu przez OSP.

4.2.3.1.5. Udostępnienie przez OSP kodów FPP z CSPR polega na wysłaniu listy kodów FPP w odpowiedzi na zapytanie otrzymane od OP.

4.2.3.2. Procedura konfigurowania danych pomiarowo-rozliczeniowych

4.2.3.2.1. Każdy $_{FD}$MB zdefiniowany w CSPR jest identyfikowany przez kod $_{FD}$MB.

4.2.3.2.2. Kody $_{FD}$MB zdefiniowane w CSPR są wymieniane pomiędzy OSP a OSDp z wykorzystaniem WIRE.

4.2.3.2.3. Proces wymiany kodów $_{FD}$MB odbywa się w razie konieczności aktualizacji lub wprowadzenia nowych kodów $_{FD}$MB. Kody $_{FD}$MB są udostępniane przez OSP w godzinach od 8.00 do 14.00.

4.2.3.2.4. Pozyskanie przez OSDp kodów $_{FD}$MB polega na wysłaniu zapytania o kody zgromadzone w CSPR i odebraniu odpowiedniej listy kodów $_{FD}$MB przesłanej przez OSP.

4.2.4. Procedura pozyskiwania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

4.2.4.1. Procedura pozyskiwania danych pomiarowych

4.2.4.1.1. Dla każdego FPP zlokalizowanego w obszarze Rynku Bilansującego w CSPR jest określany sposób pozyskania danych pomiarowych zmierzonych w tym punkcie.

4.2.4.1.2. Dane pomiarowe z FPP zlokalizowanych w obszarze Rynku Bilansującego są pozyskiwane przez OSP dla FPPP i FPPR.

4.2.4.1.3. Dane pomiarowe z FPP dla doby *n* są pozyskiwane w trybie wstępnym wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii elektrycznej (wyznaczania ER) w dobie *n*+1.

(1) Proces pozyskania danych pomiarowych z LSPR do CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OP i realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00.

(2) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do CSPR w trybie automatycznym jest realizowany w godzinach od 6.00 do 8.00.

(3) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych jest realizowana faza sprawdzenia kompletności danych pozyskanych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP. Procesowi sprawdzania podlegają dane pomiarowe dla każdego FPP w każdej godzinie doby *n*.

(4) Dla każdego FPP pozyskanego z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP, dla którego dane pomiarowe są niekompletne proces pozyskania jest powtarzany w trybie ręcznym. Ręczny tryb pozyskiwania danych do CSPR jest realizowany w godzinach od 8.00 do 10.00.

(5) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FPP.

4.2.4.1.4. Dane pomiarowe z FPP dla doby *n* są pozyskiwane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobach od *n*+2 do *n*+4.

(1) Proces pozyskania danych do CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OP na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 w dobach *n*+2 i *n*+3 oraz w godzinach od 0.00 do 8.00.w dobie *n*+4.

(2) Pozyskanie danych do CSPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych pomiarowych. OP jest wówczas zobowiązany do przesłania odpowiednich danych do OSP w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnej.

(3) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do CSPR jest realizowany w trybie ręcznym w dobie *n*+3 w godzinach od 12.00 do 15.00.

(4) Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FPP.

4.2.4.1.5. Dla potrzeb korygowania wyznaczonych wielkości ER dane pomiarowe z FPP dla doby *n* są pozyskiwane w trybie korekty wyznaczania ER od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego. Korekta ER dotycząca poszczególnych dób handlowych miesiąca *m* jest wykonywana w miesiącach *m*+2 oraz *m*+4.

(1) Proces pozyskania danych do CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OP na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

(2) Pozyskanie danych do CSPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych pomiarowych. OP jest wówczas zobowiązany do przesłania odpowiednich danych do OSP w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnej.

(3) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do CSPR jest realizowany w trybie ręcznym od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego w godzinach od 12.00 do 15.00.

(4) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FPP.

4.2.4.2. Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych

4.2.4.2.1. Dla każdego $_{FD}$MB zlokalizowanego w obszarze sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego jest określany sposób pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych odpowiadających ilości energii w PDE.

4.2.4.2.2. Dane pochodzące z PDE zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego są pozyskiwane przez OSP w podziale na ilość energii pobranej i oddanej w poszczególnych $_{FD}$MB.

4.2.4.2.3. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB dla doby *n* są pozyskiwane w trybie wstępnym wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii elektrycznej (wyznaczania ER) w dobie *n*+1.

(1) Proces pozyskania danych pomiarowo-rozliczeniowych z systemów OSDp do CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSDp i realizowany w godzinach od 0.00 do 9.00.

(2) Po zakończeniu procesu pozyskania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB.

4.2.4.2.4. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB dla doby *n* są pozyskiwane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobach od *n*+2 do *n*+4.

(1) Proces pozyskania danych do CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSDp na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowo-rozliczeniowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 w dobach *n*+2 i *n*+3 oraz w godzinach od 0.00 do 8.00. w dobie *n*+4.

(2) Pozyskanie danych do CSPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych pomiarowo-rozliczeniowych. OSDp jest wówczas zobowiązany do przesłania odpowiednich danych do OSP w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnej.

(3) Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB.

4.2.4.2.5. Dla potrzeb korygowania wyznaczonych wielkości ER dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB dla doby *n* są pozyskiwane w trybie korekty wyznaczania ER od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

(1) Proces pozyskania danych do CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSDp na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowo-rozliczeniowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

(2) Pozyskanie danych do CSPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych pomiarowo-rozliczeniowych. OSDp jest wówczas zobowiązany do przesłania odpowiednich danych do OSP w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnej.

(3) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do CSPR jest realizowany w trybie ręcznym od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego w godzinach od 12.00 do 15.00.

(4) Po zakończeniu procesu pozyskania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB.

4.2.4.2.6. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB w trybie korekty wyznaczania ER są pozyskiwane dla poszczególnych dób handlowych w określonych miesiącach kalendarzowych, zawierających się w okresie korygowania. Długość okresu korygowania wynosi 15 miesięcy. Dane dla poszczególnych dób handlowych miesiąca *m* są pozyskiwane w trybie korekty w miesiącach *m*+2, *m*+4 oraz *m*+15.

4.2.4.3. Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB typu MB$_{PEO}$

4.2.4.3.1. Dane dla PDE reprezentujące dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej do sieci OSDp są pozyskiwane przez OSP w podziale na ilość energii pobranej i oddanej w poszczególnych MB$_{PEO}$.

(1) Jako energię oddaną należy rozumieć energię wprowadzoną do sieci OSDp po sumarycznym zbilansowaniu, o którym mowa w art. 4 ust. 2b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii w brzmieniu nadanym przez ustawę z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r., poz. 2376, z późn. zm.), którego wynik oznaczony w tym przepisie jako $Eb_{(t)}$ jest ujemny, zachowując zgodność przekazanych danych z danymi przekazanymi Sprzedawcom.

(2) Jako ilość energii pobranej należy wskazać „zero" ze statusem danej poprawnej.

4.2.4.3.2. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB_{PEO} dla doby *n* są pozyskiwane w trybie wstępnym od doby *n*+1 do doby *n*+4.

Proces pozyskania danych pomiarowo-rozliczeniowych z systemów OSDp do CSPR jest inicjowany przez OSDp i realizowany w godzinach od 0.00 do 9.00 w dobie *n*+1, w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 w dobach *n*+2 i *n*+3 oraz w godzinach od 0.00 do 8.00. w dobie *n*+4.

4.2.4.3.3. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB_{PEO} dla poszczególnych dób miesiąca *m* są pozyskiwane w trybie podstawowym od 5. do 10. dnia miesiąca *m*+1.

(1) Proces pozyskania danych do CSPR jest inicjowany przez OSP poprzez wysłanie każdego dnia, w okresie od 5. do 9. dnia miesiąca *m*+1, zapytań o dane pomiarowo-rozliczeniowe dla każdej doby miesiąca *m*. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnej.

(2) Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MB_{PEO}.

4.2.4.3.4. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB_{PEO} dla poszczególnych dób miesiąca *m* mogą zostać skorygowane w miesiącach *m*+2, *m*+4 i *m*+12.

(1) Proces pozyskania skorygowanych danych w miesiącu *m*+2 i *m*+4 w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSDp na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowo-rozliczeniowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 od 1. do 5. dnia miesiąca *m*+2 i *m*+4.

(2) Proces pozyskania skorygowanych danych w miesiącu *m*+12 jest inicjowany przez OSP poprzez wysłanie 5. dnia miesiąca *m*+12, zapytań o dane pomiarowo-rozliczeniowe dla każdej doby miesiąca *m* . W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnej.

(3) Proces pozyskania skorygowanych danych w miesiącu *m*+12 jest inicjowany przez OSP poprzez wysłanie w okresie od 6. do 9. dnia miesiąca *m*+12, zapytań o dane pomiarowo-rozliczeniowe dla poszczególnych dób miesiąca *m* wskazanych przez OSDp we wniosku przekazanym do OSP na adres: dane.pe@pse.pl na podstawie zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowo-rozliczeniowych. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnej.

(4) Po zakończeniu procesu pozyskania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MB_{PEO}.

4.2.4.3.5. Dane pomiarowo-rozliczeniowe przekazywane dla MB_{PEO} dotyczą dostaw energii w okresie od 1 kwietnia 2022 r. do 30 czerwca 2025 r., przy czym:

(1) dane dotyczące dostaw w okresie od 1 czerwca 2022 r. do 30 czerwca 2025 r. przekazywane są obligatoryjnie, na potrzeby wyznaczania rynkowej miesięcznej ceny energii elektrycznej o której mowa w art. 4b ust. 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610, z późn. zm.).

(2) dane dotyczące dostaw w okresie od 1 kwietnia 2022 r. do 31 maja 2022 r. przekazywane są na potrzeby prowadzonych przez OSP testów wyznaczania ceny o której mowa w p. 1.

4.2.5. Procedura wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii (ER)

4.2.5.1. Procedura wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD, MB i JG

4.2.5.1.1. Dla każdego Miejsca Dostarczania (MD), rozumianego jako: zbiór Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz algorytm wyznaczania ilości energii na podstawie pomiarów w tych punktach, oraz Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) jest wyznaczana rzeczywista ilość dostaw energii (ER) w każdej godzinie doby *n*.

4.2.5.1.2. Przy wyznaczaniu ER dla MD i MB są wykorzystywane algorytmy wyznaczania energii oraz procedury substytucji danych pomiarowych dla FPP i substytucji danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD i MB.

4.2.5.1.3. Dla każdej JG jest wyznaczana ER w każdej godzinie doby *n*.

4.2.5.1.4. Rzeczywista ilość dostaw energii (ER) jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Dla JG_O, JG_{Oa}, JG_{Wa}, JG_{Wp}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} oraz JG_{OSP} – na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP oraz algorytmów wyznaczania dla MD i algorytmów agregacji dla MB o ogólnej postaci:

$$ER_{jh} = \sum_{i \in I_j} ER_{jhi} \tag{4.26}$$

gdzie:

I_j – Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego *j*-tej JG.

(2) Dla JG_{WMUr} – jest równa sumie Uzgodnionych Grafików Wymiany Międzysystemowej (GWM_U) danego URB, który jest równocześnie Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.

$$ER_{jh} = GWM_U \tag{4.27}$$

(3) Dla JG_{WMUmc} – jest równa sumie pozycji danego URB_{GE} pełniącego funkcję NEMO wynikającej z Uzgodnionych Grafików Wymiany Międzysystemowej (GMC_U) w procesie Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego oraz Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego ($GMCB_U$).

(4) Dla JG_{WMO} – jest równa różnicy pomiędzy: (a) sumą pomiarów przepływów energii w FPP oraz algorytmów wyznaczania dla MD i algorytmów agregacji dla MB tej JG_{WMO} i (b) sumą rzeczywistych ilości dostaw energii odpowiednich JG_{WMU} (JG_{WMUr} dla wymiany równoległej oraz JG_{WMUmc} dla procesu jednolitego łączenia rynków).

$$ER_{jh} = \sum_{i \in I_j} ER_{jhi} - \sum_{k \in I_{WMU}} ER_{kh} \tag{4.28}$$

gdzie:

I_j – Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego j-tej JG.

I_{WMU} – Zbiór Jednostek Grafikowych Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego.

(5) Dla JG_{Wr} i JG_{Mr} – jest równa zero.

$$ER_{jh} = 0 \tag{4.29}$$

(6) Dla JG_{GEp} – jest równa skorygowanej ilości dostaw energii (ES).

(7) Dla JG_{BI} należącej do OSP – na podstawie algorytmów agregacji dla MB o ogólnej postaci:

$$ER_{jh} = \sum_{i \in I_j} ER_{jhi} \tag{4.30}$$

(8) Dla JG_{BI} należącej do OSDp – na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP, danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB oraz algorytmów wyznaczania dla MD i algorytmów agregacji dla MB, z uwzględnieniem następujących składowych:

(8.1) Ilości energii wymienianej przez tego OSDp z siecią OSP, wyznaczanej przez OSP na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP oraz algorytmów wyznaczania dla MD i algorytmów agregacji dla MB zlokalizowanych w podstawowym obszarze Rynku Bilansującego.

(8.2) Ilości energii wymienianej przez tego OSDp z sieciami innych OSDp, wyznaczanej przez OSP na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP oraz algorytmów wyznaczania dla MD i algorytmów agregacji dla MB zlokalizowanych w rozszerzonym obszarze Rynku Bilansującego, oraz ilości energii wyznaczanej przez odpowiednich OSDp dla poszczególnych $_{FD}$MB (MB_{OSD}) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez tych OSDp.

(8.3) Ilości dostaw energii URB działających w obszarze rozszerzonym Rynku Bilansującego i zlokalizowanych na obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, wyznaczanej przez OSP na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP oraz algorytmów wyznaczania dla MD i algorytmów agregacji dla MB.

(8.4) Ilości dostaw energii do URD zlokalizowanych w obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, wyznaczanej przez OSDp dla poszczególnych $_{FD}$MB (MB_O i MB_W) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez OSDp.

(8.5) Ilości dostaw energii do sterowanych odbiorów energii URD zlokalizowanych w obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, wyznaczanej przez OSDp dla poszczególnych $_{FD}$MB (MB_{AO}) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez OSDp.

(8.6) Ilości dostaw energii jednostek wytwórczych elektrowni szczytowo-pompowych lub magazynów energii elektrycznej aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym należących do URD zlokalizowanych w obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, wyznaczanej przez OSDp dla poszczególnych $_{FD}$MB (MB_{AM}) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez OSDp.

(8.7) Ilości dostaw energii farm wiatrowych aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym należących do URD zlokalizowanych w obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, wyznaczanej przez OSDp dla poszczególnych $_{FD}$MB (MB_{AFW}) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez OSDp.

(8.8) Ilości dostaw energii źródeł fotowoltaicznych aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym należących do URD zlokalizowanych w obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, wyznaczanej przez OSDp dla poszczególnych $_{FD}$MB (MB_{APV}) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez OSDp.

(8.9) Ilości dostaw energii jednostek wytwórczych innych niż wymienione w ppkt (8.6)-(8.8) powyżej, aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym należących do URD zlokalizowanych w obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, wyznaczanej przez OSDp dla poszczególnych $_{FD}$MB (MB_{AW}) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez OSDp.

Szczegółowe zasady wyznaczania wielkości wymienionych w pkt (8.1)-(8.3) oraz specyfikacja $_{FD}$MB, o których mowa w pkt (8.4)-(8.9) są określone w Umowie przesyłania.

4.2.5.1.5. Proces wyznaczania ilości dostaw energii dla MD, MB oraz JG jest realizowany dla doby *n* w trybie wstępnym wyznaczania ER w dobie *n*+1 w godzinach od 10.00 do 12.00.

(1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB oraz JG dla każdej godziny doby *n*.

(2) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB oraz JG są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD i MB oraz JG.

4.2.5.1.6. Proces wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii dla MD, MB oraz JG jest realizowany dla doby *n* w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobie *n*+4 w godzinach od 8.00 do 10.00.

(1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB oraz JG dla każdej godziny doby *n*.

(2) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB oraz JG są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD i MB oraz JG.

(3) Dodatkowo, w celu weryfikacji poprawności wyznaczonych danych pomiarowo-rozliczeniowych, są wykonywane bilanse obszarowe KSE.

4.2.5.1.7. Proces wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii dla MD, MB oraz JG jest realizowany dla doby *n* w trybie korygowania ER od 1. do 10. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

(1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB oraz JG, dla każdej godziny doby *n* w przypadku pozyskania przez OSP zmodyfikowanych danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych.

(2) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB oraz JG są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD i MB oraz JG.

(3) Dodatkowo, w celu weryfikacji poprawności wyznaczonych danych pomiarowo-rozliczeniowych, są wykonywane bilanse obszarowe KSE.

4.2.5.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych niezbędnych do wyznaczenia rzeczywistej ilości dostaw energii dla danego MB, MD oraz JG, wielkość ER jest wyznaczana przy wykorzystaniu procedur substytucji danych rozliczeniowych obowiązujących dla MD, MB oraz JG.

4.2.5.2. Procedura substytucji danych pomiarowo-rozliczeniowych

4.2.5.2.1. Zasady ogólne

4.2.5.2.1.1. W procesie pozyskiwania i przetwarzania danych pomiarowo-rozliczeniowych mogą wystąpić zdarzenia awaryjne, uniemożliwiające pozyskanie kompletnych i poprawnych danych w wymaganych terminach.

4.2.5.2.1.2. W przypadkach wystąpienia zdarzeń awaryjnych jest realizowana substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych dla każdego etapu przetwarzania danych.

4.2.5.2.1.3. Substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych odbywa się według następującej procedury:

(1) W pierwszej kolejności jest dokonywana substytucja danych dla Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP).

(2) Jeżeli nie jest możliwe zastąpienie danych na poziomie FPP, jest dokonywana substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD oraz MB.

(3) Jeżeli nie jest możliwe zastąpienie danych dla MD oraz MB, jest dokonywana substytucja danych rozliczeniowych dla Jednostek Grafikowych (JG).

4.2.5.2.2. Substytucja danych pomiarowych FPP

4.2.5.2.2.1. W przypadkach gdy:

(1) Brak jest danych pomiarowych o przepływach energii w Fizycznych Punktach Ppomiarowych, pochodzących z układów pomiarowych rozliczeniowych podstawowych (FPPP).

(2) Lokalizacja Ffizycznego Punktu Pomiarowego Rezerwowego (FPPR) pokrywa się z lokalizacją FPPP, to:

Ilość energii zmierzona w FPPP zostaje zastąpiona przez ilość energii zmierzoną przez układy pomiarowe rozliczeniowe w FPPR.

$$E^{FPPP}_{ih} = E^{FPPR}_{ih} \tag{4.31}$$

gdzie:

E^{FPPP}_{ih} – Ilość energii w godzinie *h* w FPP_i zmierzona przez układy pomiarowe rozliczeniowe podstawowe.

E^{FPPR}_{ih} – Ilość energii w godzinie *h* w FPP_i zmierzona przez układy pomiarowe rozliczeniowe rezerwowe.

4.2.5.2.2.2. Substytucja danych pomiarowych dla FPP następuje w procesie obliczeniowym Algorytmów Wyznaczania Energii (AWE).

4.2.5.2.3. Substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD i MB

4.2.5.2.3.1. W przypadkach gdy:

(1) Ilość energii w Miejscu Dostarczania jest wyznaczana na podstawie pomiarów w FPP oraz Podstawowego Algorytmu Wyznaczania Energii (AWEP).

(2) Brak jest danych pomiarowych o przepływach energii w FPP.

(3) Nie jest możliwe wykonanie substytucji danych pomiarowych dla FPP, to:

Ilość energii w Miejscu Dostarczania jest wyznaczana na podstawie pomiarów w FPP oraz Rezerwowego Algorytmu Wyznaczania Energii (AWER):

$$ER^{AWEP}_{ih} = ER^{AWER}_{ih} \tag{4.32}$$

gdzie:

ER^{AWEP}_{ih} – Ilość energii dostarczonej w godzinie *h* w MD_i wyznaczona na podstawie pomiarów w FPP oraz AWEP.

ER^{AWER}_{ih} – Ilość energii dostarczonej w godzinie *h* w MD_i wyznaczona na podstawie pomiarów w FPP oraz AWER.

4.2.5.2.3.2. Dla MB zlokalizowanych w obszarze rozszerzonym Rynku Bilansującego, w przypadku braku danych pomiarowych dla FPP, na podstawie których jest wyznaczana rzeczywista ilość dostaw energii, jest podstawiana zerowa ilość dostaw energii z wyłączeniem MB dla magazynów energii elektrycznej, farm wiatrowych, źródeł fotowoltaicznych, innych jednostek wytwórczych i sterowanych odbiorów energii, gdzie stosuje się substytucję danych rozliczeniowych dla JG.

4.2.5.2.3.3. Dla MB reprezentującego dostawy energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, w przypadku braku danych odpowiadających ilości energii pobranej lub oddanej w PDE, jest podstawiana zerowa ilość dostaw energii.

4.2.5.2.4. Substytucja danych rozliczeniowych dla JG

4.2.5.2.4.1. W przypadku, gdy nie jest możliwe wyznaczenie rzeczywistej ilości dostaw energii dla Jednostki Grafikowej na podstawie danych pomiarowych w FPP lub danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB oraz algorytmów wyznaczania energii lub na podstawie Uzgodnionych Grafików Wymiany Międzysystemowej (GWM_U), do wyznaczenia ER dla tej JG przyjmuje się:

(1) Dla JG Wytwórczych aktywnych (JG_{Wa}), JG Magazynu aktywnych (JG_{Ma}) i JG OSP aktywnych (JG_{OSPa}) - operatywną skorygowaną ilość dostaw energii (ESO) ustaloną w ostatniej wersji planu (BPKD/OS).

$$ER_{jh} = ESO_{jh} \tag{4.33}$$

gdzie:

ER_{jh} – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie *h* przez Jednostkę Grafikową *j*.

ESO_{jh} – Operatywna skorygowana ilość dostaw energii w godzinie *h* ustalona w ostatniej wersji operatywnego planu pracy systemu elektroenergetycznego (BPKD/OS) dla Jednostki Grafikowej *j*.

(2) Dla JG Farm Wiatrowych aktywnych (JG_{FWa}) i JG Fotowoltaicznych aktywnych (JG_{PVa}) – estymowaną ilość dostaw energii pomniejszoną o wielkość polecenia redukcji generacji.

$$ER_{jh} = EE_{jh} - PRG_{jh} \tag{4.33a}$$

gdzie:

ER_{jh} – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie *h* przez Jednostkę Grafikową *j*.

EE_{jh} – Estymowana ilość dostaw energii w godzinie *h* przez Jednostkę Grafikową *j*.

PRG_{jh} – Wielkość polecenia redukcji generacji (netto) w godzinie *h* ustalona w ostatniej wersji operatywnego planu pracy systemu elektroenergetycznego (BPKD/OS) dla Jednostki Grafikowej *j*.

(3) Dla JG Wytwórczych pasywnych (JG_{Wp}), JG Odbiorczych (JG_{O}), JG OSP pasywnych (JG_{OSPp}) i JG Bilansującej (JG_{BI}) - skorygowaną ilość dostaw energii (ES).

$$ER_{jh} = ES_{jh} \tag{4.34}$$

gdzie:

ER_{jh} – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie *h* przez Jednostkę Grafikową *j*.

ES_{jh} – Skorygowana ilość dostaw energii w godzinie *h* dla Jednostki Grafikowej *j*.

(4) Dla JG Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległej (JG_{WMUr}) oraz jednolitego łączenia rynków (JG_{WMUmc}) – 0.

$$ER_{jh} = 0 \tag{4.35}$$

gdzie:

ER_{jh} – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie *h* przez Jednostkę Grafikową *j*.

(5) Dla JG Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}) – 0.

$$ER_{jh} = 0 \tag{4.36}$$

gdzie:

ER_{jh} – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie *h* przez Jednostkę Grafikową *j*.

(6) Dla JG Odbiorczych aktywnych (JG_{Oa}) – zweryfikowaną ilość dostaw energii (EZ) skorygowaną o wykorzystaną moc redukcyjną (WMR).

$$ER_{jh} = EZ_{jh} + WMR_{jh} \quad (4.37)$$

gdzie:

ER_{jh} – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie *h* przez Jednostkę Grafikową *j*.

EZ_{jh} – Zweryfikowana ilość dostaw energii w godzinie *h* przez Jednostkę Grafikową *j*.

WMR_{jh} – Wykorzystana moc redukcyjna w godzinie *h* Jednostki Grafikowej *j*.

4.2.6. Procedura udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

4.2.6.1. Procedura udostępniania danych pomiarowych

4.2.6.1.1. Procesowi udostępniania podlegają dane pomiarowe dla FPP zgromadzone w CSPR i pozyskiwane z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP.

4.2.6.1.2. Dane pomiarowe z FPP zgromadzone w CSPR są udostępniane poprzez WIRE.

4.2.6.1.3. Dane pomiarowe z FPP zdefiniowanych w CSPR mogą być udostępniane Operatorom Pomiarów w zakresie ich JG. Udostępnieniu podlegają dane pomiarowe pochodzące z FPP w oparciu, o które wyznaczana jest rzeczywista ilość dostaw energii dla danej JG.

4.2.6.1.4. Dane pomiarowe z FPP dla doby n są udostępniane w trybie wstępnym wyznaczania ER w dobach *n*+1 i *n*+2.

(1) Proces udostępniania danych z CSPR do LSPR poprzez WIRE jest inicjowany przez OP i może być realizowany w godzinach od 8.00 do 12.00.

4.2.6.1.5. Dane pomiarowe z FPP dla doby *n* są udostępniane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobie *n*+5.

(1) Proces udostępniania danych z CSPR do LSPR poprzez WIRE jest inicjowany przez OP i może być realizowany w godzinach od 8.00 do 12.00.

4.2.6.2. Procedura udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych

4.2.6.2.1. Raport Hierarchiczny Energii Rzeczywistej (RHER) jest udostępniany w zakresie każdej JG, dla której wyznacza się wielkości ER na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP lub danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB.

(1) W trybie wstępnym wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG, podlegającej procesowi rozliczeń ER, w dobie *n*+1 po godzinie 16.00.

(2) W trybie podstawowym wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG, dla której wystąpiła zmiana rzeczywistej ilości dostaw energii lub pozyskano dane pomiarowe dla FPP lub dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB, w dobie *n*+4.

(3) W trybie korekty wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG, dla której wystąpiła zmiana rzeczywistej ilości dostaw energii lub pozyskano dane pomiarowe dla FPP lub dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB, w dobach od 11. do 20. każdego miesiąca kalendarzowego.

4.2.6.2.2. Każdy raport hierarchiczny zawiera datę i czas utworzenia raportu, datę doby rozliczeniowej oraz identyfikator JG, której dotyczy.

4.2.6.2.3. W ramach raportu RHER są udostępniane następujące dane:

(1) Dane dotyczące JG w każdej godzinie doby *n*.

(1.1) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.

(1.2) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.

(1.3) Status substytucji danych dla JG.

(2) Dane dotyczące poszczególnych MB wchodzących w skład JG w każdej godzinie doby *n*.

(2.1) Identyfikator MB.

(2.2) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.

(2.3) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.

(2.4) Status substytucji danych dla MB.

(3) Dane dotyczące poszczególnych MD wchodzących w skład MB w każdej godzinie doby *n*.

(3.1) Identyfikator MD.

(3.2) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.

(3.3) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.

(3.4) Status substytucji danych dla MD.

(4) Wynik substytucji danych dla FPP wchodzących w skład kolejnych MD w każdej godzinie doby *n*.

(4.1) Identyfikator wyniku w tzw. rozliczeniowym punkcie pomiarowym (RPP).

(4.2) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.

(4.3) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.

(4.4) Status substytucji danych dla FPP.

(5) Dane dotyczące poszczególnych FPP wchodzących w skład kolejnych RPP w każdej godzinie doby *n*.

(5.1) Identyfikator FPP.

(5.2) Kolejność uwzględniania w procedurze substytucji danych dla FPP.

(5.3) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.

(5.4) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.

(6) Dane dotyczące poszczególnych $_{FD}$MB wchodzących w skład JG w każdej godzinie doby *n*.

(6.1) Identyfikator $_{FD}$MB.

(6.2) Ilość energii wyznaczonej dla $_{FD}$MB.

(6.3) Status poprawności wyznaczonej wielkości dla $_{FD}$MB.

(6.4) Status substytucji danych dla $_{FD}$MB.

4.3. Procedury rozliczeń ilościowych i wartościowych

4.3.1. Rozliczenia na Rynku Bilansującym

4.3.1.1. Ogólne zasady rozliczeń

4.3.1.1.1. Podmiotem rozliczanym na Rynku Bilansującym jest Uczestnik Rynku Bilansującego (URB). Na rozliczenie każdego URB składa się rozliczenie jego wszystkich Jednostek Grafikowych (JG).

4.3.1.1.2. Przedmiotem rozliczeń na Rynku Bilansującym jest energia bilansująca (EB) stanowiąca różnicę pomiędzy deklarowaną a rzeczywistą ilością dostaw energii.

4.3.1.1.3. Energia bilansująca jest sumą dwóch składników:

(1) Energii Bilansującej Planowanej (EBP) wynikającej z przyjętych przez OSP, w trakcie planowania pracy systemu elektroenergetycznego, Ofert Bilansujących i Ofert Redukcji Obciążenia JG aktywnych.

(2) Energii Bilansującej Nieplanowanej (EBN) wynikającej z (i) weryfikacji zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii, Ofert Bilansujących i Ofert Redukcji Obciążenia oraz (ii) fizycznej realizacji dostaw energii.

4.3.1.1.4. Realizacja rozliczeń dla poszczególnych Jednostek Grafikowych polega na wykonaniu rozliczenia ilościowego i wartościowego, przy czym:

(1) W ramach rozliczenia ilościowego są wyznaczane ilości dostaw energii na Rynku Bilansującym.

(2) W ramach rozliczenia wartościowego są wyznaczane należności wynikające z dostaw energii na Rynku Bilansującym.

4.3.1.1.5. Okresem rozliczeniowym na Rynku Bilansującym jest dekada miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności za dostawy energii na Rynku Bilansującym jest 25. dzień po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego.

4.3.1.1.6. W każdym miesiącu kalendarzowym występują trzy okresy rozliczeniowe. Przy podziale miesiąca kalendarzowego na okresy rozliczeniowe obowiązują następujące zasady:

(1) Dwa pierwsze okresy rozliczeniowe obejmują zawsze po 10 kolejnych dób.

(2) Trzeci okres rozliczeniowy obejmuje pozostałe doby miesiąca kalendarzowego, tj. 8, 9, 10 albo 11 kolejnych dób w zależności od liczby dni w miesiącu.

4.3.1.1.7. Rozliczenie Jednostek Grafikowych na Rynku Bilansującym jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:

(1) Dobowym – na podstawie godzinowych wielkości rozliczeniowych (rozliczenia godzinowego) dla poszczególnych JG są wyznaczane ilości energii bilansującej dostarczonej (EBD) lub odebranej (EBO) z Rynku Bilansującego w dobie n oraz należności za dostawę (NBD) lub odbiór (NBO) energii bilansującej. Wielkości rozliczeniowe dla doby n są wyznaczane przez OSP w dobie n+1, jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń, oraz w dobie n+4, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń dekadowych.

(2) Dekadowym – na podstawie dobowych wielkości rozliczeniowych (rozliczenia dobowego) dla poszczególnych JG są wyznaczane ilości energii bilansującej dostarczonej (EBDD) lub odebranej (EBOD) z Rynku Bilansującego w danej dekadzie oraz należności za dostawę (NBDD) lub odbiór (NBOD) energii. Wielkości rozliczeniowe dekadowe są podstawą do wystawienia faktur za sprzedaż oraz za zakup energii na Rynku Bilansującym.

4.3.1.1.8. Podstawą do realizacji rozliczeń dobowych są wielkości rozliczeniowe godzinowe: ilość energii bilansującej (EB) dostarczonej albo odebranej z Rynku Bilansującego w danej godzinie oraz należność (NB) za tą energię. Wielkości te są wyznaczane w ramach rozliczenia godzinowego.

4.3.1.1.9. Rozliczenie godzinowe Jednostek Grafikowych jest realizowane w trzech fazach: rozliczenia zweryfikowanej (REZ), skorygowanej (RES) oraz rzeczywistej (RER) ilości dostaw energii. Wielkości rozliczeniowe godzinowe są sumą odpowiednich wielkości wyznaczonych w poszczególnych fazach rozliczeń godzinowych.

4.3.1.1.10. W ramach kolejnych faz rozliczenia godzinowego ilości energii bilansującej oraz należności za tą energię są wyznaczane według następujących ogólnych zasad:

(1) Rozliczenie zweryfikowanej ilości dostaw energii (REZ) – przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca nieplanowana w ilości ΔEDZ, stanowiąca różnicę pomiędzy zweryfikowaną (EZ) a deklarowaną (ED) ilością dostaw energii oraz energia awarii w ilości ΔEA. Należność NDZ dla JG jest wyznaczana na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO), ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu (CRO_Z) albo sprzedaży (CRO_S) oraz ceny rozliczeniowej energii awarii (CRA).

(2) Rozliczenie skorygowanej ilości dostaw energii (RES) – przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca planowana w ilości ΔEZS stanowiąca różnicę pomiędzy skorygowaną (ES) a zweryfikowaną (EZ) ilością dostaw energii. Należność NZS dla: JG_{Wr}, JG_{Mr}, JG_{Wa} z ZAK=2, JG_{FWa} oraz JG_{PVa} jest wyznaczana na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO), przy czym jeżeli dostawa lub pobór energii elektrycznej została wymuszona ograniczeniami systemowymi w rozliczeniach stosuje się cenę rozliczeniową wymuszonej dostawy energii elektrycznej (CWD) albo cenę rozliczeniową wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO). Należność NZS dla JG_{Oa} jest wyznaczana na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) albo ceny za redukcję energii elektrycznej (CR).

(3) Rozliczenie rzeczywistej ilości dostaw energii (RER) – przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca nieplanowana w ilości ΔESR stanowiąca różnicę pomiędzy rzeczywistą (ER) a skorygowaną (ES) ilością dostaw energii oraz energia wytwarzana ze względu na ograniczenia elektrowniane w ilości ΔEOE. Należność NSR dla danej JG jest wyznaczana na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO), ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu (CRO_Z) albo sprzedaży (CRO_S) oraz ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych (CRE).

4.3.1.1.11. Niezależnie od dobowych i dekadowych cykli rozliczeniowych na Rynku Bilansującym istnieje możliwość korygowania wykonanych wcześniej rozliczeń dekadowych. Służą do tego specjalne cykle rozliczeniowe nazywane korektą rozliczeń.

4.3.1.1.12. Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych i odnoszą się do rozliczenia dekadowego poszczególnych Jednostek Grafikowych.

4.3.1.1.13. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń danej dekady jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.

4.3.1.1.14. Okresem fakturowania zobowiązań i należności za dostawy energii na Rynku Bilansującym są dekady (okresy rozliczeniowe).

4.3.1.1.15. Każda faktura musi zostać uregulowana nie później niż w terminie płatności.

4.3.1.1.16. W wyniku prowadzonych przez OSP działań bilansujących i dostosowawczych w ramach planowania pracy systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia ruchu tego systemu (zakupu lub sprzedaży energii bilansującej planowanej) na Rynku Bilansującym w każdej godzinie jest ponoszony koszt nazywany Całkowitym kosztem pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego (KCZ). Koszt KCZ jest pokrywany na Rynku Bilansującym w części wynikającej z kosztów bilansowania energii (KB). Odbywa się to w ramach rozliczenia energii bilansującej nieplanowanej. Koszt usuwania ograniczeń systemowych (KO), związany z realizacją przez OSP działań dostosowawczych, jest przenoszony w opłacie przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP. W wyniku realizacji rozliczeń na Rynku Bilansującym dla każdej godziny suma kosztów wynikająca z przeprowadzonych rozliczeń jest równa zero.

4.3.1.2. Zasady oznaczeń, dokładność i konwencja znaków w modelu rozliczeń

4.3.1.2.1. Wielkości deklarowanej (ED), zweryfikowanej (EZ), skorygowanej (ES) i rzeczywistej (ER) ilości dostaw energii w zależności od znaku mają następującą interpretację:

(1) Jeżeli ED, EZ, ES lub ER ma wartość ujemną to oznacza odbiór energii z obszaru objętego działaniem Rynku Bilansującego.

(2) Jeżeli ED, EZ, ES lub ER ma wartość dodatnią to oznacza dostawę energii do obszaru objętego działaniem Rynku Bilansującego.

4.3.1.2.2. Wielkości dostaw energii $\Delta EDZ=EZ-ED$, $\Delta EZS=ES-EZ$ i $\Delta ESR=ER-ES$ w zależności od znaku mają następującą interpretację:

(1) Jeżeli ΔEDZ, ΔEZS lub ΔESR ma wartość dodatnią to oznacza dostawę energii na Rynek Bilansujący.

(2) Jeżeli ΔEDZ, ΔEZS lub ΔESR ma wartość ujemną to oznacza odbiór energii z Rynku Bilansującego.

4.3.1.2.3. Koszt całkowity KCZ, koszt bilansowania energii KB i koszt ograniczeń KO w zależności od znaku mają następującą interpretację:

(1) Jeżeli KCZ lub KB ma wartość dodatnią, to oznacza koszt poniesiony na RB.

(2) Jeżeli KCZ lub KB ma wartość ujemną, to oznacza przychód na RB.

(3) Jeżeli KO ma wartość ujemną, to pomniejsza koszty alokowane do składnika systemowego opłaty przesyłowej dla następnego okresu taryfowego, a jeśli ma wartość dodatnią, to powiększa te koszty.

4.3.1.2.4. Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii są dokonywane z dokładnością do 0,001 MWh. Wielkości deklarowanej (ED) i zweryfikowanej (EZ) ilości dostaw energii są wyznaczane z dokładnością do 0,001 MWh.

4.3.1.2.5. Skorygowana ilość dostaw energii (ES) jest wyznaczana z dokładnością do 0,001 MWh.

4.3.1.2.6. Rzeczywista ilość dostaw energii (ER) dla JG jest wyznaczana z dokładnością do 1 kWh.

4.3.1.2.7. Rozliczenia godzinowe ilościowe są realizowane z dokładnością do 1 kWh a wartościowe z dokładnością do 1 grosza.

4.3.1.2.8. Rozliczenia ilościowe dobowe i dekadowe są realizowane z dokładnością do 1 kWh a wartościowe z dokładnością do 1 grosza.

4.3.1.2.9. Przy wyznaczaniu wielkości rozliczenia ilościowego dobowego stosuje się ogólne metody zaokrągleń. Zaokrągleń dokonuje się po zsumowaniu odpowiednich wielkości godzinowych.

4.3.1.2.10. Przy wyznaczaniu należności oraz cen stosuje się metody zaokrągleń zgodne ze stosownym rozporządzeniem Ministra Finansów.

4.3.1.3. Procedura rozliczeń godzinowych

4.3.1.3.1. Wyznaczanie ilości dostaw energii

4.3.1.3.1.1. Deklarowana ilość dostaw energii ED_{jh} dla *j*-tej JG w godzinie *h* jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.1.1.

4.3.1.3.1.2. Zweryfikowana ilość dostaw energii EZ_{jh} dla *j*-tej JG w godzinie *h* jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.1.2.

4.3.1.3.1.3. Skorygowana ilość dostaw energii ES_{jh} dla *j*-tej JG w godzinie *h* jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.1.3.

4.3.1.3.1.4. Rzeczywista ilość dostaw energii ER_{jh} dla *j*-tej JG w godzinie *h* jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.2.5.

4.3.1.3.2. Wyznaczanie ilości energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych

4.3.1.3.2.1. Ilość energii wytwarzanej w danej godzinie jako generacja wymuszona ze względu na ograniczenia elektrowniane (ΔEOE) jest wyznaczana dla poszczególnych JG_{Wr} i JG_{Mr} na podstawie całkowitej ilości energii wymaganej do spełnienia ograniczeń elektrownianych (EOE) w tej godzinie odpowiednio przez JG_{Wa} z ZAK=1 składające się na daną JG_{Wr} i przez JG_{Ma} z ZAK=1 składające się na daną JG_{Mr}.

Dla JG_{Mr} składających się z JG_{Ma} z ZAK=2 wartość ΔEOE jest równa 0.

4.3.1.3.2.2. Wielkość ΔEOE dla danej JG_{Wr} w godzinie *h* jest wyznaczana według następujących zasad:

4.3.1.3.2.2.1. Jeżeli $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \geq \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$ lub $\sum_{j \in Jw} ED_{jh} \geq EOE_h$, to:

$$\Delta EOE_h = 0 \tag{4.38}$$

4.3.1.3.2.2.2. Jeżeli $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} < \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$, to energia ΔEOE_h jest wyznaczana jako ta część energii wymaganej ze względu na ograniczenia elektrowniane, która stanowi nadwyżkę ponad zweryfikowaną ilość dostaw energii JG_{Wr} ($EOE_h - \sum_{j \in Jw} EZ_{jh}$), i jednocześnie nie jest pokryta przez swobodne zwiększenie generacji ($\Delta EZS^{BO}{}_h$) JG_{Wa} z ZAK=1 składających się na daną JG_{Wr}:

(1) Jeżeli $EOE_h - \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \leq \Delta EZS^{BO}{}_h$, to:

$$\Delta EOE_h = 0 \tag{4.39}$$

(2) W pozostałych przypadkach:

$$\Delta EOE_h = \min \{ EOE_h - \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \Delta EZS^{BO}{}_h , \sum_{j \in Jw} ES_{jh} - \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \} \tag{4.40}$$

gdzie:

ED_{jh} – Deklarowana ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*.

EZ_{jh} – Zweryfikowana ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*.

ES_{jh} – Skorygowana ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*.

EOE_h – Ilość energii wymagana do spełnienia ograniczeń elektrownianych w godzinie *h* przez JG_{Wa} z ZAK=1 składające się na daną JG_{Wr}, przy czym jeżeli $EOE_h > \sum_{j \in Jw} ESO^{OS}{}_{jh}$, to do obliczeń przyjmuje się $EOE_h = \sum_{j \in Jw} ESO^{OS}{}_{jh}$, gdzie $ESO^{OS}{}_{jh}$ oznacza operatywną skorygowaną ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h* ustaloną w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

$\Delta EZS^{BO}{}_h$ – Ilość energii stanowiąca swobodne zwiększenie generacji (energia z pasm ponad EZ reprezentujących dostawę energii na RB, dla których ZP = 0) w godzinie *h* wszystkich JG_{Wa} z ZAK=1 składających się na daną JG_{Wr}.

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

4.3.1.3.2.3. Wielkość ΔEOE dla danej JG_{Mr} w godzinie *h* jest wyznaczana według następujących zasad:

4.3.1.3.2.3.1. Jeżeli:

(i) $EOE_h > 0$ i $\sum_{j \in Jm} EZ_{jh} \geq \sum_{j \in Jm} ES_{jh}$ lub $\sum_{j \in Jm} ED_{jh} \geq EOE_h$, albo

(ii) $EOE_h < 0$ i $\sum_{j \in Jm} EZ_{jh} \leq \sum_{j \in Jm} ES_{jh}$ lub $\sum_{j \in Jm} ED_{jh} \leq EOE_h$, to:

$$\Delta EOE_h = 0 \tag{4.40a}$$

4.3.1.3.2.3.2. Jeżeli:

(i) $EOE_h > 0$ i $\sum_{j \in Jm} EZ_{jh} < \sum_{j \in Jm} ES_{jh}$, albo

(ii) $EOE_h < 0$ i $\sum_{j \in Jm} EZ_{jh} > \sum_{j \in Jm} ES_{jh}$,

to energia ΔEOE_h jest wyznaczana jako różnica pomiędzy ilością energii wymaganej ze względu na ograniczenia elektrowniane, a zweryfikowaną ilością dostaw energii JG_{Mr} ($EOE_h - \sum_{j \in Jm} EZ_{jh}$), która jednocześnie nie jest pokryta przez swobodne zwiększenie generacji albo ładowania ($\Delta EZS^{BO}{}_h$) JG_{Ma} z ZAK=1 składających się na daną JG_{Mr}:

(1) Jeżeli:

(i) $EOE_h > 0$ i $EOE_h - \sum_{j \in Jm} EZ_{jh} \leq \Delta EZS^{BO}_h$, albo

(ii) $EOE_h < 0$ i $EOE_h - \sum_{j \in Jm} EZ_{jh} \geq \Delta EZS^{BO}_h$, to:

$$\Delta EOE_h = 0 \tag{4.40b}$$

(2) W pozostałych przypadkach:

(i) Dla $EOE_h > 0$:

$$\Delta EOE_h = \min \{ EOE_h - \sum_{j \in Jm} EZ_{jh} - \Delta EZS^{BO}_h , \sum_{j \in Jm} ES_{jh} - \sum_{j \in Jm} EZ_{jh} \} \tag{4.40c}$$

(ii) Dla $EOE_h < 0$:

$$\Delta EOE_h = \max \{ EOE_h - \sum_{j \in Jm} EZ_{jh} - \Delta EZS^{BO}_h , \sum_{j \in Jm} ES_{jh} - \sum_{j \in Jm} EZ_{jh} \} \tag{4.40d}$$

gdzie:

ED_{jh} – Deklarowana ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Ma} w godzinie *h*.

EZ_{jh} – Zweryfikowana ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Ma} w godzinie *h*.

ES_{jh} – Skorygowana ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Ma} w godzinie *h*.

EOE_h – Ilość energii wymagana do spełnienia ograniczeń elektrownianych w godzinie *h* przez JG_{Ma} z ZAK=1 składające się na daną JG_{Mr}, przy czym jeżeli:

(i) $EOE_h > 0$ i $EOE_h > \sum_{j \in Jw} ESO^{OS}_{jh}$, albo

(ii) $EOE_h < 0$ i $EOE_h < \sum_{j \in Jw} ESO^{OS}_{jh}$,

to do obliczeń przyjmuje się $EOE_h = \sum_{j \in Jw} ESO^{OS}_{jh}$, gdzie ESO^{OS}_{jh} oznacza operatywną skorygowaną ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Ma} w godzinie *h* ustaloną w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

ΔEZS^{BO}_h – Ilość energii stanowiąca swobodne zwiększenie generacji (energia z pasm generacji ponad EZ reprezentujących dostawę energii na RB, dla których ZP = 0) albo swobodne zwiększenie ładowania (energia z pasm ładowania ponad EZ reprezentujących odbiór energii na RB, dla których ZP = 0) w godzinie *h* wszystkich JG_{Ma} z ZAK=1 składających się na daną JG_{Mr}.

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

4.3.1.3.2.4. Ilości energii EOE są wyznaczane dla każdej godziny niezależnie na podstawie ograniczeń elektrownianych wynikających z przyczyn technologicznych, o których mowa w pkt 4.3.1.3.2.6., uwzględnionych w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

4.3.1.3.2.5. Wielkości EOE są wyznaczane jako minimalne ilości energii wymagane do spełnienia ograniczeń elektrownianych przez JG_{Wa} z ZAK=1 i JG_{Ma} z ZAK=1. Przy wyznaczaniu wielkości EOE przyjmuje się dopuszczalny zakres zmian obciążenia poszczególnych JG zgodnie z P^{MIN} i P^{MAX} lub, w przypadku JG pracujących w usztywnieniach, zakres obciążenia wynikający z odpowiednich zgłoszeń dokonanych przez wytwórcę, skorygowane o ubytki mocy JG.

4.3.1.3.2.6. Do ograniczeń elektrownianych wynikających z przyczyn technologicznych należą:

4.3.1.3.2.6.1. Ograniczenia zgłaszane poprzez SOWE:

(1) Ograniczenie narzucające okres pracy ciągłej jednostki wytwórczej po zakończeniu remontu kapitalnego i średniego.

(2) Ograniczenie narzucające usztywnioną pracę jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej w związku z wykonywanymi pomiarami.

4.3.1.3.2.6.2. Ograniczenia uzgadniane pomiędzy OSP i wytwórcami i zapisywane w załączniku do Umowy przesyłania:

(1) Ograniczenie minimalnej liczby jednostek wytwórczych w ruchu w elektrowni.

(2) Ograniczenie minimalnej liczby jednostek wytwórczych wynikające z produkcji ciepła przez elektrownię.

(3) Ograniczenie liczby jednostek wytwórczych uruchamianych jednocześnie w elektrowni.

(4) Praca skrajnych jednostek wytwórczych w elektrowni w okresie silnych mrozów.

4.3.1.3.3. Wyznaczanie ilości energii awarii

4.3.1.3.3.1. Ilość energii awarii (ΔEA) dla danej JG_{Wr} jest wyznaczana jako zdolności wytwórcze JG_{Wa} z ZAK=1 składających się na tą JG_{Wr} brakujące do realizacji zobowiązań kontraktowych alokowanych na JG_{Wa} w postaci USE. Ilość energii ΔEA jest wyznaczana na podstawie następujących wielkości:

- EA – energii odpowiadającej zdolnościom wytwórczym z USE alokowanych na JG_{Wa}, które uległy awarii.
- EZW – energii odpowiadającej dostępnym zdolnościom wytwórczym dyspozycyjnych JG_{Wa}.

4.3.1.3.3.2. Ilość energii EA dla każdej JG_{Wr} w godzinie *h* jest równa sumie ilości energii EZ w godzinie *h* tych JG_{Wa} składających się na JG_{Wr}, które w tej godzinie były w awarii (dla których był ustawiony znacznik awarii):

$$EA_h = \sum_{j \in JA} EZ_{jh} \tag{4.41}$$

gdzie:

EZ_{jh} – Zweryfikowana ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*.

JA – Zbiór wszystkich JG_{Wa}, składających się na JG_{Wr}, dla których w godzinie *h* jest ustawiony znacznik awarii.

4.3.1.3.3.3. Energia odpowiadająca dostępnym zdolnościom wytwórczym jest wyznaczana jako energia odpowiadająca dostępnym zdolnościom wytwórczym całkowitym (EZW^C) oraz energia odpowiadająca dostępnym zdolnościom wytwórczym uwzględniającym wystąpienie awarii (EZW^A), według następujących zasad:

4.3.1.3.3.3.1. Energia odpowiadająca zdolnościom wytwórczym całkowitym (EZW^C_h) dla danej JG_{Wr} w godzinie *h* jest równa sumie:

(1) Maksymalnych energii ES^{MAX} jakie mogłyby wytwarzać JG_{Wa} składające się na JG_{Wr}, znajdujące się w tej godzinie w stanie praca, przyjmując dla każdej z tych jednostek zdolności wytwórcze równe mniejszej z wartości: (i) mocy maksymalnej (P^{MAX}) oraz (ii) mocy dyspozycyjnej.

(2) Maksymalnych energii EU^{MAX} jakie mogłyby wytwarzać JG_{Wa} składające się na JG_{Wr}, znajdujące się w tej godzinie w rezerwie, jeżeli wcześniej nastąpiłoby ich uruchomienie zgodnie z ich charakterystykami uruchomienia oraz ich mocami dyspozycyjnymi w godzinach poprzedzających godzinę *h*.

(3) Energii EU zaplanowanej do wytwarzania przez JG_{Wa} składające się na JG_{Wr} znajdujące się w tej godzinie w stanie uruchamiania, przyjmując dla każdej z tych jednostek ilości energii określone w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

4.3.1.3.3.3.2. Energia odpowiadająca dostępnym zdolnościom wytwórczym uwzględniającym wystąpienie awarii (EZW^A) dla danej JG_{Wr} w godzinie *h* jest równa sumie:

(1) Maksymalnych energii ES^{MAX} jakie mogłyby wytwarzać JG_{Wa} składające się na JG_{Wr}, znajdujące się w tej godzinie w stanie praca, przyjmując dla każdej z tych jednostek zdolności wytwórcze równe mniejszej z wartości: (i) mocy maksymalnej (P^{MAX}) oraz (ii) mocy dyspozycyjnej.

(2) Maksymalnych energii EU^{MAX} jakie mogłyby wytwarzać JG_{Wa} składające się na JG_{Wr}, znajdujące się w tej godzinie w rezerwie, jeżeli w następnej godzinie po wystąpieniu ostatniej awarii, przed godziną *h*, nastąpiłoby ich uruchomienie zgodnie z ich charakterystykami uruchomienia oraz ich mocami dyspozycyjnymi w godzinach poprzedzających godzinę *h*.

(3) Energii EU zaplanowanej do wytwarzania przez JG_{Wa} składające się na JG_{Wr} znajdujące się w tej godzinie w stanie uruchamiania, przyjmując dla każdej z tych jednostek ilości energii określone w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

4.3.1.3.3.4. Wartości EZW^C_h i EZW^A_h są wyznaczane według następującego wzoru:

$$EZW_h = \sum_{j \in Jp} ES_{jh}^{MAX} + \sum_{j \in Jr} EU_{jh}^{MAX} + \sum_{j \in Ju} EU_{jh} \quad (4.42)$$

gdzie:

ES_{jh}^{MAX} – Maksymalna energia jaką mogłaby wytwarzać JG_{Wa} przyjmując jej zdolności wytwórcze równe mniejszej z obowiązujących dla tej JG_{Wa} w godzinie *h* wartości: (i) P^{MAX} oraz (ii) mocy dyspozycyjnej.

EU_{jh}^{MAX} – Maksymalna energia jaką mogłaby wytwarzać JG_{Wa} w godzinie *h*, jeżeli zostałaby wcześniej uruchomiona, wyznaczona z uwzględnieniem mocy dyspozycyjnej tej JG_{Wa}. Do wyznaczenia EZW^{A}_{h} przyjmuje się, że uruchamianie JG_{Wa} mogło rozpocząć się w następnej godzinie po wystąpieniu ostatniej awarii przed godziną *h*, natomiast do wyznaczenia EZW^{C}_{h} przyjmuje się, że uruchamianie mogło rozpocząć się wcześniej niż wystąpiła ostania awaria.

EU_{jh} – Energia zaplanowana do wytwarzania przez *j*-tą JG_{Wa} w godzinie *h*, równa ilości energii określonej w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

Jp – Zbiór JG_{Wa} składających się na JG_{Wr} i znajdujących się w godzinie *h* w stanie praca.

Jr – Zbiór JG_{Wa} składających się na JG_{Wr} i znajdujących się w godzinie *h* w stanie rezerwa.

Ju – Zbiór JG_{Wa} składających się na JG_{Wr} i znajdujących się w godzinie *h* w stanie uruchamiania.

4.3.1.3.3.5. Ilość energii awarii (ΔEA) dla danej JG_{Wr} w godzinie *h* jest wyznaczana według następujących zasad:

4.3.1.3.3.5.1. Jeżeli $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \leq \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$, to:

$$\Delta EA_h = 0 \tag{4.43}$$

4.3.1.3.3.5.2. Jeżeli $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} > \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$, to ΔEA_h jest wyznaczana, jako ta część zobowiązań wytwórcy wynikających z sumy wielkości EZ jego JG_{Wa}, dla której wytwórca nie ma pokrycia w zdolnościach wytwórczych JG_{Wa}. Wielkość ΔEA jest wyznaczana według następujących zależności:

(1) Jeżeli $EZW^{C}_{h} \geq \sum_{j \in Jw} EZ_{jh}$ *i* $EZW^{A}_{h} \geq \sum_{j \in Jw} EZ_{jh}$, to:

$$\Delta EA_h = 0 \tag{4.44}$$

(2) W pozostałych przypadkach:

(2.1) Jeżeli $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^{C}_{h} \geq EA_h$, to:

$$\Delta EA_h = \min \left(\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^{C}_{h}, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh} \right) \tag{4.45}$$

(2.2) Jeżeli $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^{C}_{h} < EA_h$, to:

$$\Delta EA_h = \min \left(EA_h, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^{A}_{h}, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh} \right) \tag{4.46}$$

Przy czym jeżeli wyznaczona według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.3.5.2. (2.2) ilość energii ΔEA_h jest mniejsza od sumy energii awarii tych JG_{Wa}, dla których godzina *h* jest pierwszą godziną awarii, to:

$$\Delta EA_h = \min \left(\sum_{j \in JAr} EZ_{jh}, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh} \right) \tag{4.47}$$

gdzie:

EZ_{jh} – Zweryfikowana ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*.

ES_{jh} – Skorygowana ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*.

EA_h – Ilość energii awarii danej JG_{Wr}.

EZW^C_h – Energia odpowiadająca zdolnościom wytwórczym całkowitym, wyznaczona dla danej JG_{Wr} dla godziny *h*.

EZW^A_h – Energia odpowiadająca zdolnościom wytwórczym uwzględniającym wystąpienie awarii, wyznaczona dla danej JG_{Wr} dla godziny *h*.

Jw – Zbiór JG_{Wa} składających się na daną JG_{Wr}.

JAr – Zbiór JG_{Wa} składających się na daną JG_{Wr}, których awaria rozpoczęła się w godzinie *h*.

4.3.1.3.4. Wyznaczanie godzinowych cen rozliczeniowych

4.3.1.3.4.1. Zasady wyznaczania wartości cen rozliczeniowych wymuszonej dostawy (CWD) i wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO) dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych

4.3.1.3.4.1.1. Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej (CWD) oraz cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO) są wyznaczane dla każdej JG Wytwórczej aktywnej, JG Farm Wiatrowych aktywnej, JG Fotowoltaicznej aktywnej oraz dla każdej godziny doby handlowej. Ceny te są wykorzystywane w rozliczeniach energii bilansującej planowanej w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona), z wyłączeniem rozliczania energii ograniczeń elektrownianych JG Wytwórczych aktywnych z ZAK=1, do rozliczenia której jest wykorzystywana cena rozliczeniowa energii ograniczeń elektrownianych (CRE), o której mowa w pkt 4.3.1.3.4.6.

4.3.1.3.4.1.2. Ceny rozliczeniowe wymuszonej dostawy (CWD) i odbioru (CWO) energii elektrycznej dla danej JG są wyznaczane dla co najmniej jednego i co najwyżej dziesięciu przedziałów mocy JG, zwanych dalej również pasmami mocy JG, które są przedziałami prawostronnie domkniętymi.

4.3.1.3.4.1.3. W przypadku, gdy JG reprezentuje więcej niż jedną jednostkę wytwórczą, to ceny CWD i CWO wyznacza się w sposób określony w pkt 4.3.1.3.4.1.4.- 4.3.1.3.4.1.11. dla każdej jednostki wytwórczej wchodzącej w skład JG, a ceny CWD i CWO dla JG wyznacza się następująco:

(1) CWD jako najniższą z cen CWD wyznaczonych dla jednostek wytwórczych reprezentowanych przez tę JG.

(2) CWO jako najwyższą z cen CWO wyznaczonych dla jednostek wytwórczych reprezentowanych przez tę JG.

(3) Dla każdej jednostki wytwórczej składającej się na tą JG określana jest ta sama liczba pasm mocy. Udział odpowiednich pasm mocy p w mocy osiągalnej każdej jednostki wytwórczej jest stały. Pasma określane dla JG są wyznaczane w oparciu o łączną moc osiągalną JG i udział pasm jej poszczególnych jednostek wytwórczych w ich mocy osiągalnej.

4.3.1.3.4.1.4. Ceny rozliczeniowe wymuszonej dostawy (CWD) i odbioru (CWO) energii elektrycznej dla danej JG są określane na podstawie jednostkowego kosztu zmiennego wytwarzania energii elektrycznej obejmującego:

(1) Koszt paliwa podstawowego wyznaczony zgodnie z pkt 4.3.1.3.4.1.7.

(2) Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy *p*, wyznaczony zgodnie z pkt 4.3.1.3.4.1.8. [GJ/MWh].

(3) Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla doby handlowej *d* dla pasma mocy *p* wyznaczany zgodnie z pkt 4.3.1.3.4.3.2., w tym:

(3.1) Rozliczeniową cenę uprawnień do emisji CO_2 dla doby handlowej *d* wyznaczaną zgodnie z pkt 4.3.1.3.4.3.3. [zł/Mg CO_2].

(3.2) Jednostkowy wskaźnik emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2, wyznaczony przez URB na podstawie danych przekazanych w ramach obowiązku raportowania w EU ETS [Mg CO_2/GJ].

(4) Wysokość wsparcia, o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.11. [zł/MWh].

(5) Pozostałe koszty zmienne wytwarzania, o których mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.9. [zł/GJ].

– z wyłączeniem kosztów uruchomienia JG_{Wa} z ZAK=1, o których mowa w pkt 4.3.1.7.

4.3.1.3.4.1.5. Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej dla *j*-tej JG_{Wa}, JG_{FWa} i JG_{PVa}, dla godziny *h* doby handlowej *d* i pasma mocy *p* (CWD_{jph}) jest określana w zł/MWh w następujący sposób:

$$CWD_{jph} = \max\left(0; 1{,}05 \cdot \left(KP_{jh} + PKZ_j\right) \cdot WS_{jp}^{netto} + KC_{jpd}^{CO2_D} - KW_{jh}\right) \quad (4.48)$$

gdzie:

KP_{jh} – Koszt paliwa podstawowego dla *j*-tej JG w godzinie *h* doby *d* [zł/GJ].

PKZ_j – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania dla *j*-tej JG [zł/GJ].

$KC_{jpd}^{CO2_D}$ – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla dostawy energii bilansującej na RB przez *j*-tą JG w dobie handlowej *d* dla pasma mocy *p* [zł/MWh].

WS_{jp}^{netto} – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy *p* i *j*-tej JG [GJ/MWh].

KW_{jh} – Wysokość wsparcia dla *j*-tej JG [zł/MWh].

p – Numer pasma mocy JG, p={1, 2, 3, …,10}.

4.3.1.3.4.1.6. Cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej dla *j*-tej JG_{Wa}, JG_{FWa} i JG_{PVa} dla godziny *h* doby handlowej *d* i pasma mocy *p* (CWO_{jph}) jest określana w zł/MWh w następujący sposób:

$$CWO_{jph} = 0{,}95 \cdot \left(KP_{jh} + PKZ_j\right) \cdot WS_{jp}^{netto} + KC_{jpd}^{CO2_O} - KW_{jh} \quad (4.49)$$

gdzie:

KP_{jh} – Koszt paliwa podstawowego dla *j*-tej JG w godzinie *h* doby *d* [zł/GJ].

PKZ_j – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania dla *j*-tej JG [zł/GJ].

$KC_{jpd}^{CO2_O}$ – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla odbioru energii bilansującej z RB przez *j*-tą JG w dobie handlowej *d* dla pasma mocy *p* [zł/MWh].

WS_{jp}^{netto} – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy *p* i *j*-tej JG [GJ/MWh].

KW_{jh} – Wysokość wsparcia dla *j*-tej JG [zł/MWh].

p – Numer pasma mocy JG, p={1, 2, 3, …,10}.

4.3.1.3.4.1.7. Koszt, o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.4.(1) wyznacza się na podstawie:

(1) Dla jednostki wytwórczej cieplnej wykorzystującej jako paliwo podstawowe gaz ziemny:

(1.1) Kosztu zmiennego paliwa gazowego wyznaczonego według ceny rynku dnia następnego na giełdzie towarowej, na której jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, wyznaczonej dla danej doby gazowej.

(1.2) Uśrednionego kosztu zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego, obliczonego jako opłata roczna za moc zamówioną, wynikająca z taryfy operatora systemu gazowego odniesiona do ilości energii elektrycznej wyprodukowanej przez jednostkę wytwórczą w roku gazowym, który zakończył się w poprzednim roku kalendarzowym.

Uśredniony koszt zamówienia mocy umownej, ze względu na postać wzoru (4.48), należy wyrazić w [zł/GJ] odnoszących się do energii chemicznej paliwa gazowego, poprzez uwzględnienie w jego wyliczeniu średniorocznej sprawności wyznaczonej na podstawie: ilości energii chemicznej paliwa zużytej na produkcję energii elektrycznej w roku gazowym, który zakończył się w poprzednim roku kalendarzowym i ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w tym okresie.

W przypadku ceny CWO koszt z ppkt (1.2) pomija się.

(1.3) Środków na pokrycie kosztów wynikających z niezbilansowania w systemie gazowym oraz niezgodności ilości pobranego paliwa gazowego z ilością wynikającą z nominacji złożonej operatorowi systemu gazowego, wynoszących 10% kosztu paliwa wyliczonego zgodnie z pkt (1.1).

W przypadku ceny:

(i) CWD środki powiększają,

(ii) CWO środki pomniejszają

koszt paliwa wyznaczony zgodnie z ppkt (1.1).

(1.4) Ze względu na przesunięcie doby gazowej względem doby handlowej, w dobie handlowej *d:*

(i) W godzinach od 0.00 do 6.00 obowiązuje koszt z właściwych godzin handlowych doby gazowej *d*-1.

(ii) W godzinach od 6.00 do 0.00 obowiązuje koszt z właściwych godzin handlowych doby gazowej *d*.

(2) W przypadku jednostki wytwórczej cieplnej wykorzystującej jako paliwo podstawowe węgiel brunatny – jednostkowego zmiennego kosztu wytworzenia paliwa oraz jednostkowego kosztu transportu paliwa, wynikających z ksiąg rachunkowych wytwórcy.

(3) W przypadku innej jednostki wytwórczej cieplnej niż te, o których mowa w ppkt (1) i (2) – średniego jednostkowego kosztu zużytego paliwa oraz średniego jednostkowego kosztu transportu i składowania tego paliwa.

(4) W przypadku JG_{FWa} i JG_{PVa} koszt paliwa podstawowego dla każdej godziny *h* doby *d* jest równy 0 zł/GJ.

4.3.1.3.4.1.8. Współczynnik, o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.4.(2) jest wyznaczany przez URB zgodnie z następującymi zasadami:

(1) Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla jednostki wytwórczej, jest wyznaczany dla każdego pasma mocy, pasma p={1, 2, 3, …, 10} według następującego wzoru:

$$WS_p^{netto} = \frac{WS_p^{brutto}}{W_{bn} \cdot (1 - KT_m)} \tag{4.49a}$$

gdzie:

WS_p^{brutto} – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną brutto dla pasma mocy *p*, wyznaczony dla pracy jednostki wytwórczej w kondensacji, tj. bez uwzględniania produkcji ciepła.

W_{bn} – Współczynnik brutto/netto jednostki wytwórczej.

KT_m – Współczynnik korekty średniej miesięcznej temperatury otoczenia dla jednostki wytwórczej cieplnej wykorzystującej jako paliwo podstawowe gaz ziemny.

p – Numer pasma mocy, p={1, 2, 3, …,10}.

(2) Współczynnik korekty średniej miesięcznej temperatury KT_m otoczenia dla jednostki wytwórczej cieplnej wykorzystującej jako paliwo podstawowe gaz ziemny, przyjmuje następujące wartości zgodnie z zależnością:

$$0 \leq KT_m < 1 \tag{4.49b}$$

oraz:

(i) Dla miesięcy: grudzień, styczeń luty: $KT_m = 0$.

(ii) Dla miesięcy: marzec, kwiecień, listopad: $KT_m = 0{,}01$.

(iii) Dla miesięcy: maj, wrzesień, październik: $KT_m = 0{,}04$.

(iv) Dla miesięcy: czerwiec, lipiec, sierpień: $KT_m = 0{,}13$.

Współczynnik korekty średniej miesięcznej temperatury KT_m otoczenia dla pozostałych jednostek wytwórczych przyjmuje wartość 0.

(3) Współczynnik brutto/netto jednostki wytwórczej W_{bn} wyznaczany jest według następującego wzoru:

$$W_{bn} = (1 - W_{pw} \cdot 0{,}01) \tag{4.49c}$$

gdzie:

W_{pw} – Współczynnik potrzeb własnych jednostki wytwórczej [%].

(4) Współczynnik potrzeb własnych jednostki wytwórczej W_{pw} wyznaczony jest według następującego wzoru:

$$W_{pw} = 100\% - \frac{E^{netto}}{E^{brutto}} \cdot 100\% \tag{4.49d}$$

gdzie:

E^{netto} – Energia elektryczna netto jednostki wytwórczej wytworzona w poprzednim roku kalendarzowym [MWh].

E^{brutto} – Energia elektryczna brutto jednostki wytwórczej wytworzona w poprzednim roku kalendarzowym [MWh].

(5) Sposób wyznaczenia współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną brutto dla jednego pasma mocy p (dla p =1) jest zgodny ze wzorem 4.49e i ilustruje go Rysunek 4.1.

Rysunek 4.1. Ilustracja wyznaczenia współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną brutto dla jednego pasma mocy *p*.

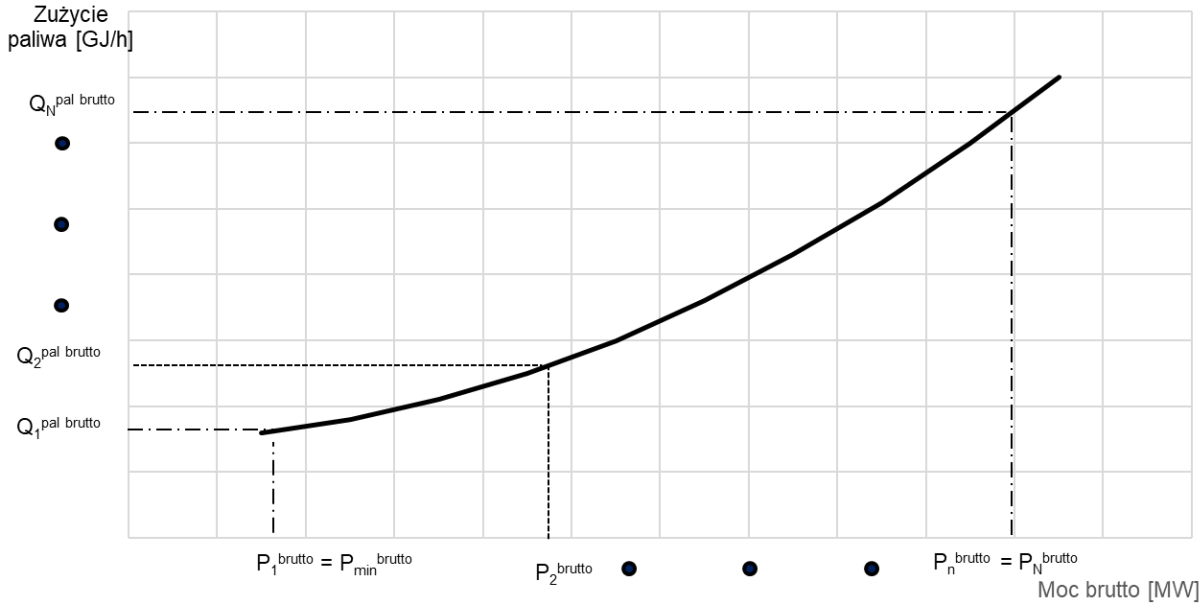
$$WS_p^{brutto} = \frac{Q_p^{pal\ brutto}}{P_p^{brutto}} \tag{4.49e}$$

gdzie:

$Q_p^{pal\ brutto}$ – Strumień energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej przy pracy z mocą P_p^{brutto} [GJ/h].

P_p^{brutto} – Moc brutto jednostki wytwórczej w paśmie mocy p [MW].

(6) Sposób wyznaczenia współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną brutto dla więcej niż jednego pasma mocy *p* (dla *p* > 1) jest zgodny ze wzorem 4.49f i ilustruje go Rysunek 4.2.



Rysunek 4.2. Ilustracja wyznaczenia współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną brutto dla więcej niż jednego pasma mocy *p*.

$$WS_p^{brutto} = \frac{Q_p^{pal\ brutto} - Q_{p-1}^{pal\ brutto}}{P_p^{brutto} - P_{p-1}^{brutto}} \tag{4.49f}$$

gdzie:

$Q_p^{pal\ brutto}$ – Strumień energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej przy pracy z mocą P_p^{brutto} [GJ/h].

$Q_{p-1}^{pal\ brutto}$ – Strumień energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej przy pracy z mocą P_{p-1}^{brutto} [GJ/h].

P_p^{brutto} – Najwyższa (graniczna) moc brutto jednostki wytwórczej w paśmie mocy *p* [MW].

P_{p-1}^{brutto} – Najwyższa (graniczna) moc brutto jednostki wytwórczej w paśmie mocy *p*-1 [MW].

(7) W przypadku JG_{FWa} i JG_{PVa} współczynniki przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto oraz brutto są równe 1 GJ/MWh.

4.3.1.3.4.1.9. Koszty, o których mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.4.(5), wyznacza się na podstawie:

(i) Jednostkowych kosztów gospodarczego korzystania ze środowiska, zagospodarowania odpadów paleniskowych i ubocznych produktów spalania.

(ii) Jednostkowych kosztów materiałów eksploatacyjnych, chemikaliów, smarów oraz składników wykorzystywanych w procesach technologicznych niezbędnych do spełnienia norm dotyczących emisji zanieczyszczeń.

4.3.1.3.4.1.10. Jednostkowe koszty paliwa podstawowego KP jednostek wytwórczych określonych w pkt 4.3.1.3.4.1.7. ppkt (2) i (3) oraz pozostałe koszty zmienne wytwarzania PKZ powinny wynikać z ewidencji księgowej.

4.3.1.3.4.1.11. Wysokość wsparcia, o której mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.4.(4), wyznacza się według następującego wzoru:

(1) Dla jednostki wytwórczej, będącej jednostką otrzymującą wsparcie z tytułu wysokosprawnej kogeneracji:

$$KW_{jh} = u_j \cdot JKW_{jh}^{CHP} \tag{4.49g}$$

gdzie:

u_j – Udział energii kogeneracji w całości energii elektrycznej wyprodukowanej w jednostce *j* w ostatnim roku kalendarzowym.

JKW_{jh}^{CHP} – Jednostkowy koszt wsparcia równy wartości skorygowanej premii kogeneracyjnej lub skorygowanej premii kogeneracyjnej indywidualnej dla *j*-tej JG i godziny *h*.

(2) Dla jednostki wytwórczej stanowiącej instalację odnawialnego źródła energii:

$$KW_{jh} = u_j \cdot JKW_{jh}^{OZE} \tag{4.49h}$$

gdzie:

u_j – Udział energii elektrycznej OZE w całości energii elektrycznej wyprodukowanej w jednostce *j* w ostatnim roku kalendarzowym.

JKW_{jh}^{OZE} – Jednostkowy koszt wsparcia dla godziny *h* jednostki *j*.

(2.1) Dla jednostek *j* uprawnionych do otrzymywania świadectw pochodzenia, o których mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, innych niż w ppkt (2.2), koszt JKW_{jh}^{OZE} dla godziny *h* doby *d* jest wyznaczany jako wartość indeksu Praw Majątkowych TGEozea, notowanego na rynku giełdy TGE i określonego podczas ostatniej sesji notowań rozstrzygniętej do godz. 23:59 doby *d*, przy uwzględnieniu, że wartość tego indeksu pomniejsza się o koszt zmienny zakupu/zbycia świadectw pochodzenia na TGE, który wynosi 0,38% wartości tego indeksu.

(2.2) Dla jednostek *j* uprawnionych do otrzymywania świadectw pochodzenia, o których mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego, koszt JKW_{jh}^{OZE} dla godziny *h* doby *d* jest wyznaczany jako wartość indeksu Praw Majątkowych TGEozebio, notowanego na rynku giełdy i określonego podczas ostatniej sesji notowań rozstrzygniętej do godz. 23:59 doby *d*, przy uwzględnieniu, że wartość tego indeksu pomniejsza się o koszt zmienny zakupu/zbycia świadectw pochodzenia na TGE, który wynosi 0,38% wartości tego indeksu.

(2.3) Dla jednostek *j* uprawnionych do pokrycia ujemnego salda koszt JKW_{jh}^{OZE} dla godziny *h* doby *d*, z zastrzeżeniem ppkt (2.4), kalkulowany jest jako różnica pomiędzy ceną skorygowaną, o której mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, dla danej jednostki oraz wartością indeksu TGeBase z dostaw w dobie *d*.

(2.4) Dla jednostek *j* uprawnionych do pokrycia ujemnego salda koszt JKW_{jh}^{OZE} wynosi 0 zł (zero złotych) dla godzin *h*, w których:

(i) Cena godzinowa RCE była niższa niż 0 zł (zero złotych) za 1 MWh oraz

(ii) Ceny godzinowe RCE były niższe niż 0 zł (zero złotych) przez co najmniej sześć kolejnych godzin obejmujących godzinę *h*.

(2.5) Dla jednostek *j* uprawnionych do sprzedaży energii elektrycznej po stałej cenie zakupu, o której mowa w art. 70e ustawy o odnawialnych źródłach energii, koszt JKW_{jh}^{OZE} dla godziny *h* doby *d*, jest równy cenie skorygowanej stanowiącej stałą cenę zakupu energii elektrycznej dla danej jednostki.

4.3.1.3.4.2. Zasady wyznaczania wartości cen rozliczeniowych wymuszonej dostawy (CWD) i wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO) dla Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych

4.3.1.3.4.2.1. Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej (CWD) oraz cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO) są wyznaczane dla każdej JG Magazynu aktywnej oraz dla każdej doby handlowej. Ceny te są wykorzystywane w rozliczeniach energii bilansującej planowanej w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona), z wyłączeniem rozliczania energii ograniczeń elektrownianych JG Magazynu aktywnych z ZAK=1, do rozliczenia której jest wykorzystywana cena rozliczeniowa energii ograniczeń elektrownianych (CRE), o której mowa w pkt 4.3.1.3.4.6..

4.3.1.3.4.2.2. Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej dla *j*-tej JG_{Ma} dla doby handlowej *d* (CWD_{jd}) jest określana w zł/MWh w następujący sposób:

(1) Dla JG w zakresie ładowania:

$$CWD_{jd}^{L} = \eta_j \cdot \left(C_{jd}^{ref} + 0{,}05 \cdot RCED_d\right) - 0{,}95 \cdot PKZ_j - OP_j \tag{4.49i}$$

(2) Dla JG w zakresie generacji:

$$CWD_{jd}^{G} = C_{jd}^{ref} + 0{,}05 \cdot RCED_d + 1{,}05 \cdot PKZ_j \tag{4.49j}$$

gdzie:

CWD_{jd}^{L} – Cena wymuszonej dostawy energii na Rynku Bilansującym przez JG_{Ma} *j* w zakresie ładowania w dobie *d* [zł/MWh].

CWD_{jd}^{G} – Cena wymuszonej dostawy energii na Rynku Bilansującym przez JG_{Ma} *j* w zakresie generacji w dobie *d* [zł/MWh].

C_{jd}^{ref} – Cena referencyjna JG_{Ma} *j* w dobie *d* wyznaczona zgodnie z pkt 4.3.1.3.4.2.4. [zł/MWh].

$RCED_d$ – Wartość średnia z wartości bezwzględnych cen RCE w poszczególnych godzinach *h* doby *d*

$$RCED_d = \frac{1}{24} \sum_{\mathrm{h} \in \mathrm{H}} |\mathrm{RCE_h}|$$

η_j – Współczynnik sprawności magazynu JG_{Mr}, w której skład wchodzi JG_{Ma} *j*.

PKZ_j – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania, o których mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.9. [zł/MWh].

OP_j – Uśredniony koszt zamówienia mocy umownej dla dostaw energii elektrycznej, obliczony jako opłata roczna za moc umowną wynikająca z taryfy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego odniesiona do ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w roku obowiązywania taryfy, który zakończył się w poprzednim roku kalendarzowym [zł/MWh].

4.3.1.3.4.2.3. Cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej dla *j*-tej JG_{Ma} dla doby handlowej *d* (CWO_{jd}) jest określana w zł/MWh w następujący sposób:

(1) Dla JG w zakresie pasm ładowania:

$$CWO_{jd}^{L} = \eta_j \cdot \left(C_{jd}^{ref} - 0{,}05 \cdot RCED_d\right) - 1{,}05 \cdot PKZ_j - OP_j \tag{4.49k}$$

(2) Dla JG w zakresie pasm generacji:

$$CWO_{jd}^{G} = C_{jd}^{ref} - 0{,}05 \cdot RCED_d + 0{,}95 \cdot PKZ_j \tag{4.49l}$$

gdzie:

CWO_{jd}^{L} – Cena wymuszonego odbioru energii na rynku bilansującym przez JG_{Ma} *j* w zakresie ładowania w dobie *d* [zł/MWh].

CWO_{jd}^{G} – Cena wymuszonego odbioru energii na rynku bilansującym przez JG_{Ma} *j* w zakresie generacji w dobie *d* [zł/MWh].

C_{jd}^{ref} – Cena referencyjna JG_{Ma} *j* w dobie *d* wyznaczona zgodnie z pkt 4.3.1.3.4.2.4. [zł/MWh].

$RCED_d$ – Wartość średnia z wartości bezwzględnych cen RCE w poszczególnych godzinach *h* doby *d*

$$RCED_d = \frac{1}{24} \sum_{\mathrm{h} \in \mathrm{H}} |\mathrm{RCE_h}|$$

η_j – Współczynnik sprawności magazynu JG_{Mr} w której skład wchodzi JG_{Ma} *j*

PKZ_j – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania o których mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.9. [zł/MWh]

OP_j – Uśredniony koszt zamówienia mocy umownej dla dostaw energii elektrycznej, obliczony jako opłata roczna za moc umowną wynikająca z taryfy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego odniesiona do ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w roku obowiązywania taryfy, który zakończył się w poprzednim roku kalendarzowym [zł/MWh].

4.3.1.3.4.2.4. Ceny rozliczeniowe wymuszonej dostawy (CWD) i odbioru (CWO) energii elektrycznej dla danej JG_{Ma} i doby *d* są określane na podstawie ceny referencyjnej (C^{ref}) wyznaczanej na podstawie:

(1) Średniej arytmetycznej z 4 najwyższych wartości rynkowej ceny energii elektrycznej (RCE) w dobie *d;*

(2) Średniej arytmetycznej z 6 najniższych wartości rynkowej ceny energii elektrycznej (RCE) w dobie *d*, podzielonej przez współczynnik sprawności magazynu energii;

jako: (i) większa z wartości cen z ppkt (1) i (2) w przypadku zmniejszenia w dobie handlowej *d* stanu naładowania JG_{Mr}, w której skład wchodzi JG_{Ma}, z powodu ograniczeń systemowych, (ii) mniejsza z wartości z cen z ppkt (1) i (2) w przypadku zwiększenia bądź braku zmiany w dobie handlowej *d* stanu naładowania JG_{Mr}, w której skład wchodzi JG_{Ma}, z powodu ograniczeń systemowych.

4.3.1.3.4.2.5. Zmiana stanu naładowania JG_{Mr} *j* w dobie *d* z powodu ograniczeń systemowych jest wyznaczana zgodnie ze wzorem:

$$\Delta EM_{jd}^{OS} = \sum_{h \in H} \Delta EM_{jh}^{OS} \tag{4.49m}$$

gdzie:

ΔEM_{jh}^{OS} – Zmiana stanu naładowania JG_{Mr} *j* w godzinie *h* wynikająca ze zmian skorygowanej ilości dostaw energii JG_{Ma}, wchodzących w skład tej JG_{Mr}, spowodowanych występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona).

4.3.1.3.4.2.6. Współczynnik sprawności elektrowni szczytowo-pompowej, magazynu energii jest wyznaczany przez URB zgodnie z następującymi zasadami:

$$\eta_j = \frac{E_j^G}{E_j^L} \tag{4.49n}$$

gdzie:

η_j – Współczynnik sprawności magazynu energii JG_{Mr} w skład której wchodzi JG_{Ma} *j*.

E_j^G – Wolumen energii elektrycznej netto oddanej do sieci, pomniejszony o energię wyprodukowaną z naturalnego dopływu, w poprzednim kwartale przez JG_{Mr} w skład której wchodzi JG_{Ma} *j* [MWh].

E_j^L – Wolumen energii elektrycznej netto pobranej z sieci, pomniejszony o energię zużytą w ramach pracy kompensatorowej, w poprzednim kwartale przez JG_{Mr} w skład której wchodzi JG_{Ma} *j* [MWh].

Dla pierwszego kwartału pracy elektrowni szczytowo-pompowej, magazynu energii elektrycznej przyjmowane są wartości znamionowe współczynnika sprawności magazynu energii elektrycznej na podstawie dokumentacji projektowej.

W przypadku, gdy wykorzystanie elektrowni szczytowo-pompowej, magazynu energii elektrycznej w kwartale *q* jest mniejsze niż 10 pełnych cykli ładowania/ rozładowania lub w kwartale *q* dokonana została aktualizacja wartości współczynnika sprawności elektrowni szczytowo-pompowej, magazynu energii elektrycznej na podstawie zgłoszenia zgodnie z pkt 2.2.1.1.13.(11.4.8), to dla kwartału *q*+1 przyjmuje się wartość współczynnika sprawności obowiązującą na koniec kwartału *q*.

4.3.1.3.4.3. Zasady wyznaczania wartości jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO_2

4.3.1.3.4.3.1. Jednostkowe koszty uprawnień do emisji CO_2 (KC^{CO2}) są wyznaczane dla każdej JG Wytwórczej aktywnej dla każdej doby handlowej. Ceny te są wykorzystywane w rozliczeniach energii bilansującej planowanej JG_{Wa}.

Dla każdej JG Farm Wiatrowych aktywnej i JG Fotowoltaicznej aktywnej jednostkowe koszty uprawnień do emisji CO_2 są równe 0 zł/MWh.

4.3.1.3.4.3.2. Jednostkowe koszty uprawnień do emisji CO_2 dla pasma *p* *j*-tej JG Wytwórczej aktywnej dla doby handlowej *d* są określane dla dostawy ($KC_{jpd}^{CO2_D}$) i odbioru ($KC_{jpd}^{CO2_O}$) energii bilansującej w zł/MWh według następujących wzorów:

(1) Dla dostawy energii bilansującej na RB:

$$KC_{jpd}^{CO2_D} = (RC_{d+1}^{CO2} + KT^{CO2}) \cdot W_j^{CO2} \cdot WS_{jp}^{netto} \quad (4.50)$$

(2) Dla odbioru energii bilansującej z RB:

$$KC_{jpd}^{CO2_O} = (RC_{d+1}^{CO2} - KT^{CO2}) \cdot W_j^{CO2} \cdot WS_{jp}^{netto} \quad (4.50a)$$

gdzie:

W_j^{CO2} – Jednostkowy wskaźnik emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2 *j*-tej JG Wytwórczej aktywnej [Mg CO_2/GJ].

RC_{d+1}^{CO2} – Rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO_2 w dobie handlowej *d*+1 wyznaczana w sposób określony w pkt 4.3.1.3.4.3.3. [zł/Mg CO_2].

KT^{CO2} – Koszty transakcyjne uprawnień do emisji CO_2 (zł/Mg CO_2), odpowiadają kosztom zmiennym bezpośrednio związanym z dokonaną transakcją zakupu/sprzedaży uprawnień do emisji CO_2 na giełdzie, w związku z dostawą lub odbiorem energii bilansującej wymuszonej na RB. Koszty te na 2021 rok wynoszą 1,00 zł/Mg CO_2.

Koszty transakcyjne, począwszy od 2022 roku będą podlegać indeksacji prognozowanym średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych uznanym przez Prezesa URE za uzasadniony w ramach zatwierdzonej Taryfy OSP dla danego roku kalendarzowego.

OSP dla 2022 roku i kolejnych lat, niezwłocznie po zatwierdzeniu Taryfy OSP dla danego roku, publikuje na swojej stronie internetowej dla tego roku: (i) prognozowany średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług oraz (ii) koszty transakcyjne uprawnień do emisji CO_2.

WS_{jp}^{netto} – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy *p j*-tej JG [GJ/MWh].

4.3.1.3.4.3.3. Cena RC^{CO2} [zł/Mg CO_2] dla doby handlowej *d* (RC_d^{CO2}) jest wyznaczana jako średnia arytmetyczna z określonych indeksów cenowych (dalej nazywanych cenami) uprawnień do emisji CO_2, wyznaczanych w dobie *d* na rynkach spot oraz na rynkach terminowych. Cena RC_d^{CO2} jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$RC_d^{CO2} = \frac{CS_d^E + CS_d^N + CS_d^I + CT_d^E + CT_d^N + CT_d^I}{|N|} \quad (4.51)$$

gdzie:

CS_d^E – Cena uprawnień do emisji CO_2 na rynku spot giełdy EEX, określona podczas sesji notowań w dobie *d* (cena dla produktu: EUA Secondary Market) [zł/MgCO_2].

CS_d^N – Cena uprawnień do emisji CO_2 na rynku spot giełdy Nasdaq OMX, określona podczas sesji notowań w dobie *d* (cena dla produktu: EUAD) [zł/MgCO_2].

CS_d^I – Cena uprawnień do emisji CO_2 na giełdzie ICE, określona podczas sesji notowań w dobie *d* (cena dla produktu: ECP-ICE EUA Phase 3 Daily Futures) [zł/MgCO_2].

CT_d^E – Cena uprawnień do emisji CO_2 w kontrakcie terminowym z dostawą w grudniu danego roku kalendarzowego, notowanym na rynku terminowym giełdy EEX, określona podczas sesji notowań w dobie *d* (cena dla produktu: FEUA (Dec-rr), gdzie „rr" oznacza dwie ostatnie cyfry roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/MgCO_2].

CT_d^N – Cena uprawnień do emisji CO_2 w kontrakcie terminowym z dostawą w grudniu danego roku kalendarzowego, notowanym na rynku terminowym giełdy Nasdaq OMX, określona podczas sesji notowań w dobie *d* (cena dla produktu: NEDECr, gdzie „r" oznacza ostatnią cyfrę roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/MgCO_2].

CT_d^I – Cena uprawnień do emisji CO_2 w kontrakcie terminowym z dostawą w grudniu danego roku kalendarzowego, notowanym na rynku terminowym giełdy ICE, określona podczas sesji notowań w dobie *d* (cena dla produktu: C-EUA Future Dec-rr, gdzie „rr" oznacza dwie ostatnie cyfry roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/MgCO_2].

$|N|$ – Łączna liczba notowań w dobie *d* na rynkach spot oraz na rynkach terminowych giełd, w ramach których to notowań zostały określone wartości cen, odpowiednio: CS^E, CT^E, CS^N, CT^N, CS^I *lub* CT^I, i jednocześnie informacja o tych wartościach jest dostępna dla OSP.

4.3.1.3.4.3.4. Ceny CS^E, CS^N, CS^I, CT^E, CT^N oraz CT^I, określone podczas poszczególnych sesji notowań na poszczególnych giełdach, są przeliczane dla potrzeb wyznaczenia ceny RC^{CO2} z [EUR/EUA] na [zł/$MgCO_2$] według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego z dnia, w którym odbywała się sesja notowań, a jeżeli kurs dla tego dnia nie został opublikowany, to do przeliczenia stosuje się kurs Narodowego Banku Polskiego opublikowany w najbliższym dniu z okresu poprzedniego.

4.3.1.3.4.3.5. Przy wyznaczaniu ceny RC^{CO2} dla doby *d* uwzględnia się ceny CT^E, CT^N oraz CT^I dla kontraktów terminowych z najbliższym terminem dostawy.

4.3.1.3.4.3.6. W przypadku, gdy dla danej doby handlowej w ramach sesji notowań na poszczególnych giełdach nie zostały określone wartości wszystkich cen, tj. CS^E, CT^E, CS^N, CT^N, CS^I, CT^I, lub informacja o wartości niektórych z tych cen nie jest dostępna dla OSP, to cena RC^{CO2} dla tej doby jest wyznaczana na podstawie tych cen spośród wyżej wymienionych, których wartość została wyznaczona i jest dostępna dla OSP.

4.3.1.3.4.3.7. W przypadku, gdy dla danej doby handlowej nie jest możliwe wyznaczenie ceny RC^{CO2}, to dla tej doby jako obowiązującą wartość ceny RC^{CO2} przyjmuje się wartość ceny RC^{CO2} równą średniej arytmetycznej z cen RC^{CO2} obowiązujących w 3 najbliższych dobach z okresu poprzedniego.

4.3.1.3.4.3.8. Wartość ceny RC^{CO2} dla danej doby handlowej jest wyznaczana i publikowana przez OSP.

4.3.1.3.4.4. Zasady wyznaczania cen rozliczeniowych odchylenia

4.3.1.3.4.4.1. Ceny rozliczeniowe odchylenia są wyznaczane dla celów rozliczania składników energii bilansującej planowanej i nieplanowanej.

4.3.1.3.4.4.2. Cena rozliczeniowa odchylenia CRO_h w godzinie *h* jest równa najwyższej cenie za wytwarzanie (*CO*) lub redukcję (*CR*) energii elektrycznej w planie BPKD swobodnie zbilansowanym (BPKD/BO).

4.3.1.3.4.4.3. Plan BPKD/BO jest wyznaczany dla poszczególnych godzin doby, jako minimalnokosztowy plan pokrycia pasmami zdolności wytwórczych Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych, Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych, Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych, Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych oraz pasmami redukcji obciążenia Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych, zapotrzebowania na energię w obszarze Rynku Bilansującego (*ZRB*).

4.3.1.3.4.4.4. Przy tworzeniu planu BPKD/BO są uwzględniane:

(1) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 i ZAK=2, z wyjątkiem zdolności wytwórczych jednostek z ZAK=2 odpowiadających mocy pierwszego pasma Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa:

(1.1) Objęte USE dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych.

(1.2) Powyżej USE dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych oraz warunki pracy sieci.

(2) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 i ZAK=2 w zakresie generacji, z wyjątkiem zdolności wytwórczych jednostek z ZAK=2 odpowiadających mocy pierwszego pasma Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa:

(2.1) Dostępne ze względu na dopuszczalny bieżący zakres zmiany stanu naładowania magazynu.

(2.2) Objęte USE dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych.

(2.3) Powyżej USE dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych oraz warunki pracy sieci.

(3) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Magazynu aktywnych z ZAK=1 i ZAK=2 w zakresie ładowania, odpowiadające zweryfikowanej lub rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej, z wyjątkiem zdolności wytwórczych jednostek z ZAK=2 odpowiadających mocy pierwszego pasma ładowania Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa.

(4) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych w zakresie w jakim zdolności te są objęte Przyjętą Ofertą Bilansującą – część handlowa i tym samym jest dla nich określona cena *CO* za wytwarzanie.

(4.1) Objęte USE dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych.

(4.2) Powyżej USE dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych oraz warunki pracy sieci.

(5) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych wykorzystane do wytwarzania energii elektrycznej.

(6) Wykorzystane moce redukcyjne (*WMR*) Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych, w części w jakiej zostały faktycznie zrealizowane.

4.3.1.3.4.4.5. Zapotrzebowanie *ZRB* uwzględniane przy tworzeniu planu BPKD/BO jest równe sumie wyznaczonych na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych godzinowych poborów energii z obszaru Rynku Bilansującego, które zostały pokryte przez generację JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} oraz JG_{OSPa}, skorygowanych o:

(1) Saldo międzyoperatorskiej wymiany energii elektrycznej, to znaczy wymiany energii w ramach pomocy awaryjnej oraz redispatchingu.

Oznacza to nieuwzględnienie międzyoperatorskiej wymiany energii elektrycznej w ZRB przy tworzeniu planu BPKD/BO.

(2) Ilość energii elektrycznej wytworzoną z pasm zdolności wytwórczych JG_{Wa} z ZAK=2 oraz JG_{Ma} z ZAK=2, dla których nie została określona cena *CO* za wytwarzanie.

Oznacza to nieuwzględnienie ilości energii elektrycznej wytworzonej z pierwszych pasm zdolności wytwórczych JG_{Wa}, dla których nie została określona cena *CO* za wytwarzanie, w ZRB przy tworzeniu planu BPKD/BO.

(3) Ilość energii elektrycznej dostarczonej do systemu przez JG_{Ma} z ZAK=1 i ZAK=2 w związku z rzeczywistym zmniejszeniem ładowania w stosunku do zweryfikowanej ilości dostaw energii elektrycznej, z wyjątkiem energii elektrycznej dostarczonej do systemu przez JG_{Ma} z ZAK=2 w ramach pierwszego pasma ładowania.

Oznacza to uwzględnienie ilości energii elektrycznej JG_{Ma} dostarczonej do systemu, w wyniku rzeczywistego zmniejszenia ładowania w stosunku do zweryfikowanej ilości dostaw energii elektrycznej, w ZRB przy tworzeniu planu BPKD/BO.

(4) Ilość energii elektrycznej wytworzoną ze zdolności wytwórczych JG_{FWa} oraz JG_{PVa}, nieobjętych Przyjętą Ofertą Bilansującą – część handlowa.

Oznacza to nieuwzględnienie ilości energii elektrycznej wytworzonej z pasm zdolności wytwórczych JG_{FWa} oraz JG_{PVa}, które nie są objęte Przyjętą Ofertą Bilansującą – część handlowa, w ZRB przy tworzeniu planu BPKD/BO.

(5) Ilość energii elektrycznej wynikającą z wykorzystania mocy redukcyjnych JG_{Oa}, w części w jakiej redukcje Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych zostały faktycznie zrealizowane.

Oznacza to uwzględnienie ilości energii elektrycznej JG_{Oa} dostarczonej do systemu, w wyniku zrealizowanego polecenia redukcji, w ZRB przy tworzeniu planu BPKD/BO.

4.3.1.3.4.4.6. Plan BPKD/BO jest tworzony na podstawie danych przyjętych do tworzenia ostatniej wersji planu BPKD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS) oraz danych pomiarowo-rozliczeniowych przyjętych do wyznaczenia zapotrzebowania *ZRB* pokrywanego w tym planie.

4.3.1.3.4.4.7. Cena CRO_S dla godziny *h* doby handlowej jest wyznaczana jako suma wartości ceny rozliczeniowej odchylenia w godzinie *h* (CRO_h) i wartości składnika bilansującego, o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.4.9.:

$$CRO_{Sh} = CRO_h + \Delta B \tag{4.52}$$

gdzie:

CRO_h – Cena rozliczeniowa odchylenia w godzinie *h*.

ΔB – Składnik bilansujący.

4.3.1.3.4.4.8. Cena CRO_Z dla godziny *h* doby handlowej jest wyznaczana jako różnica wartości ceny rozliczeniowej odchylenia w godzinie *h* (CRO_h) i wartości składnika bilansującego, o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.4.9.:

$$CRO_{Zh} = CRO_h - \Delta B \tag{4.53}$$

gdzie:

CRO_h – Cena rozliczeniowa odchylenia w godzinie *h*.

ΔB – Składnik bilansujący.

4.3.1.3.4.4.9. Wartość składnika ΔB jest wyznaczana na podstawie różnicy pomiędzy średnią ceną energii elektrycznej na rynku energii elektrycznej, z wyłączeniem centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, oraz średnią ceną rozliczeniową odchylenia (CRO), przyjmując, że wartość tego składnika może być:

(1) Większa od zera, jeżeli dla zapewnienia warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej lub bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego jest wymagane tworzenie zachęt ekonomicznych, dla podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej, do bilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu w ramach umów sprzedaży energii elektrycznej zawieranych przez te podmioty.

(2) Równa zero, jeżeli nie występuje potrzeba tworzenia zachęt ekonomicznych, o których mowa w ppkt (1).

4.3.1.3.4.4.10. Z zastrzeżeniem pkt 4.3.1.3.4.4.11. w rozliczeniach stosuje się wartość składnika bilansującego Δ*B* równą zero (Δ*B* = 0 zł/MWh).

4.3.1.3.4.4.11. Zmianę wartości składnika bilansującego Δ*B* wprowadza się poprzez aktualizację Warunków.

4.3.1.3.4.4.12. Dla celów informacyjnych na etapie rozliczeń na RB jest wyznaczana wartość stanu zakontraktowania w planie BPKD/BO ($SK^{BPKD/BO}$), według następującego wzoru:

$$SK_h^{BPKD/BO} = \left(\sum_{j \in Ja} \max\left(0, EZ_{jh}\right) - \sum_{j \in JaZAK2} EZ_{jh}^{POFE1} - \sum_{j \in JaFP} EZ_{jh}^{\setminus POBH} - \sum_{j \in Jwr} \Delta EA_{jh} \right) - \sum_{j \in Jma} \min\left(0,\ ER_{jh} - \min\left(0, EZ_{jh}\right)\right) - ZRB_h \tag{4.53c}$$

gdzie:

$SK_h^{BPKD/BO}$ – Wartość stanu zakontraktowania w planie BPKD/BO dla godziny *h* (wartość dodatnia oznacza przekontraktowanie, wartość ujemna niedokontraktowanie).

EZ_{jh} – Zweryfikowana ilość dostaw energii w godzinie *h* Jednostki Grafikowej *j*.

EZ_{jh}^{POFE1} – Ilość energii EZ Jednostki Grafikowej *j* w godzinie *h* z pierwszego pasma zdolności wytwórczych w zakresie generacji, dla którego nie jest określana cena CO.

$EZ_{jh}^{\setminus POBH}$ – Ilość energii EZ Jednostki Grafikowej *j* w godzinie *h* w zakresie w jakim nie jest objęta Przyjętą Ofertą Bilansującą – część handlowa.

ΔEA_{jh} – Ilość energii awarii w godzinie *h* wyznaczona dla *j*-tej JG_{Wr}.

ER_{jh} – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie *h* Jednostki Grafikowej *j*.

ZRB_h – Zapotrzebowanie ZRB w godzinie *h*.

Ja – Zbiór JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa} i JG_{PVa}.

$JaFP$ – Zbiór JG_{FWa}, JG_{PVa}.

Jma – Zbiór JG_{Ma}.

$JaZAK2$ – Zbiór JG_{Wa} z ZAK=2 i JG_{Ma} z ZAK=2.

Jwr – Zbiór JG_{Wr}.

4.3.1.3.4.4.13. Dla celów informacyjnych na etapie ustalania planu pracy KSE w dobie *n*-1 są wyznaczane ceny rozliczeniowe odchylenia dla dwóch wielkości zapotrzebowania KSE:

(1) Wyższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE – cena CRO^{+}.

(2) Niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE – cena CRO^{-}.

Ceny wymienione w ppkt (1) i (2) są wyznaczane według zasad określonych w pkt od 4.3.1.3.4.4.1. do 4.3.1.3.4.4.6., na podstawie danych dostępnych podczas ustalania planu pracy KSE w dobie *n*-1.

4.3.1.3.4.5. Zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej

4.3.1.3.4.5.1. Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej (CRK) jest wyznaczana dla celów rozliczenia Energii Bilansującej Planowanej (EBP) stanowiącej różnicę pomiędzy skorygowaną (ES) a zweryfikowaną (EZ) ilością dostaw energii poszczególnych JG_{Wr}, JG_{Mr}, JG_{Wa} z ZAK=2, JG_{FWa} oraz JG_{PVa}. Cena CRK dla JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} jest wyznaczana według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.4.5.2. Cena CRK dla JG_{OSPa} jest wyznaczana według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.4.5.3. Cena CRK dla JG_{Oa} jest wyznaczana według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.4.5.4.

4.3.1.3.4.5.2. Cena CRK_{jhk} energii w *k*-tym paśmie, dla którego zachodzi warunek $EZ_{jhk} \neq ES_{jhk}$, *j*-tej JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} w godzinie *h* doby handlowej *d*, jest wyznaczana według następujących zasad:

4.3.1.3.4.5.2.1. W przypadku, gdy dla pasma *k* skorygowana ilość dostaw energii jest większa od zweryfikowanej ilości dostaw energii ($ES_{jhk} > EZ_{jhk}$), to do rozliczeń energii w paśmie *k*, jako cenę CRK_{jhk} przyjmuje się:

(1) Cenę rozliczeniową odchylenia (CRO_h) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna).

$$CRK_{jhk} = CRO_h \tag{4.54}$$

(2) Cenę rozliczeniową wymuszonej dostawy energii elektrycznej (*CWD*) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona).

(2.1) Dla JG_{Wa}, JG_{FWa}, JG_{PVa}, cenę *CRK* wyznacza się przy uwzględnieniu pasm mocy *p* JG, dla których są określone ceny *CWD* w godzinie *h*:

$$CRK_{jhk} = CWD_{jph} \tag{4.55}$$

Jeżeli dostawa energii elektrycznej z pasma ofertowego *k* ($ES_{jhk} > EZ_{jhk}$) jest realizowana z pasm mocy *p* JG, dla których są zdefiniowane różne ceny rozliczeniowe wymuszonej dostawy energii elektrycznej JG (CWD_{jph}), to wprowadza się podział pasma *k* w celu wyznaczenia cen *CRK* odpowiadających *CWD* z poszczególnych pasm mocy *p*.

(2.2) Dla JG_{Ma}, w przypadku dostawy energii elektrycznej na RB z pasma *k* oferty w zakresie ładowania, cena *CRK* jest równa:

$$CRK_{jhk} = CWD_{jd}^{L} \quad (4.55a)$$

(2.3) Dla JG_{Ma}, w przypadku dostawy energii elektrycznej na RB z pasma *k* oferty w zakresie generacji, cena *CRK* jest równa:

$$CRK_{jhk} = CWD_{jd}^{G} \quad (4.55b)$$

4.3.1.3.4.5.2.2. W przypadku, gdy dla pasma *k* skorygowana ilość dostaw energii jest mniejsza od zweryfikowanej ilości dostaw energii ($ES_{jhk} < EZ_{jhk}$), to do rozliczeń energii w paśmie *k*, jako cenę CRK_{jhk} przyjmuje się:

(1) Cenę rozliczeniową odchylenia (CRO_h) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna).

$$CRK_{jhk} = CRO_h \quad (4.56)$$

(2) Cenę rozliczeniową wymuszonego odbioru energii elektrycznej (*CWO*) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona).

(2.1) Dla JG_{Wa}, JG_{FWa}, JG_{PVa}, cenę CRK wyznacza się przy uwzględnieniu pasm mocy *p* JG, dla których są określone ceny *CWO* w godzinie *h*:

$$CRK_{jhk} = CWO_{jph} \quad (4.57)$$

Jeżeli odbiór energii elektrycznej z pasma ofertowego *k* ($ES_{jhk} < EZ_{jhk}$) jest realizowany z pasm mocy *p* JG, dla których są zdefiniowane różne ceny rozliczeniowe wymuszonego odbioru energii elektrycznej JG (CWO_{jph}), to wprowadza się podział pasma *k* w celu wyznaczenia cen *CRK* odpowiadających *CWO* z poszczególnych pasm mocy *p*.

(2.2) Dla JG_{Ma}, w przypadku odbioru energii elektrycznej z RB z pasma *k* oferty w zakresie ładowania, cena *CRK* jest równa:

$$CRK_{jhk} = CWO_{jd}^{L} \quad (4.57a)$$

(2.3) Dla JG_{Ma}, w przypadku odbioru energii elektrycznej z RB z pasma *k* oferty w zakresie generacji, cena *CRK* jest równa:

$$CRK_{jhk} = CWO_{jd}^{G} \quad (4.57b)$$

4.3.1.3.4.5.3. Cena CRK_{jhk} energii w *k*-tym paśmie, dla którego zachodzi warunek $ES_{jhk} \neq EZ_{jhk}$, *j*-tej JG_{OSPa} w godzinie *h*, jest równa cenie rozliczeniowej odchylenia (CRO_h):

$$CRK_{jhk} = CRO_h \quad (4.59)$$

4.3.1.3.4.5.4. Cena CRK_{jhk} energii w godzinie *h* doby handlowej *d* dla *j*-tej $JG_{Oa,}$ dla której zachodzi warunek $ES_{jhk} > EZ_{jhk,}$ jest wyznaczana według następujących zasad:

$$CRK_{jhk} = \max (CRO_h, CR_{jhk}) \quad (4.62)$$

4.3.1.3.4.5.5. Kwalifikacja wykorzystania danego pasma, jako (i) zmiany swobodnej albo (ii) zmiany wymuszonej, odbywa się na podstawie znacznika wykorzystania pasma ZP_{jhk} z zastrzeżeniem, że dostawy energii elektrycznej przez JG_{OSPa} są zawsze kwalifikowane jako zmiana wymuszona. Znacznik ZP jest równy zero (ZP = 0) dla zmiany swobodnej, oraz jest równy jeden (ZP = 1) dla zmiany wymuszonej.

4.3.1.3.4.5.6. Wartość znacznika ZP dla danego pasma w danej godzinie jest ustalana na podstawie relacji pomiędzy ceną za wytwarzanie energii elektrycznej dla tego pasma w tej godzinie (CO_{jhk}) oraz ceną rozliczeniową odchylenia w tej godzinie (CRO_h), według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.4.5.7.

4.3.1.3.4.5.7. Wartość znacznika ZP_{jhk} dla *j*-tej JG w godzinie *h* dla *k*-tego pasma jest wyznaczana według następujących zasad:

(1) Jeżeli $CO_{jhk} < CRO_h$:

(1.1) $ZP_{jhk} = 0$ dla pasma *k*, reprezentującego dostawę energii elektrycznej na RB.

(1.2) $ZP_{jhk} = 1$ dla pasma *k*, reprezentującego odbiór energii elektrycznej z RB.

(2) Jeżeli $CO_{jhk} > CRO_h$:

(2.1) $ZP_{jhk} = 0$ dla pasma *k*, reprezentującego odbiór energii elektrycznej z RB.

(2.2) $ZP_{jhk} = 1$ dla pasma *k*, reprezentującego dostawę energii elektrycznej na RB.

(3) Jeżeli $CO_{jhk} = CRO_h$ i pasmo *k* reprezentuje dostawę energii elektrycznej na RB, to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych dokonuje się podziału pasma *k* na dwa pasma mocy o następującej wielkości mocy i kwalifikacji wykorzystania:

(3.1) $ZP_{jhk} = 0$ dla mocy odpowiadającej iloczynowi współczynnika WPD_h oraz ilości dostawy energii elektrycznej na RB z pasma *k*.

(3.2) $ZP_{jhk} = 1$ dla pozostałego zakresu mocy pasma *k*.

(4) Jeżeli $CO_{jhk} = CRO_h$ i pasmo *k* reprezentuje odbiór energii elektrycznej na RB, to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych dokonuje się podziału pasma *k* na dwa pasma mocy o następującej wielkości mocy i kwalifikacji wykorzystania:

(4.1) $ZP_{jhk} = 0$ dla mocy odpowiadającej iloczynowi współczynnika WPO_h oraz ilości odbioru energii elektrycznej z RB z pasma *k*.

(4.2) $ZP_{jhk} = 1$ dla pozostałego zakresu mocy pasma *k*.

gdzie:

CO_{jhk} – Cena za wytwarzanie energii elektrycznej dla *k*-tego pasma *j*-tej JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} w godzinie *h*.

CRO_h – Cena rozliczeniowa odchylenia w godzinie *h*.

WPD_h – Współczynnik określający w jakiej części wykorzystanie mocy z pasma JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} w godzinie *h* z ceną *CO* równą cenie *CRO_h* reprezentuje swobodną dostawę energii na RB, wyznaczony według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.4.5.8.

WPO_h – Współczynnik określający w jakiej części wykorzystanie mocy z pasma JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} w godzinie *h* z ceną *CO* równą cenie *CRO_h* reprezentuje swobodny odbiór energii z RB, wyznaczony według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.4.5.8.

4.3.1.3.4.5.8. Współczynniki *WPD* i *WPO* dotyczą odpowiednio dostawy energii na RB (*WPD*) oraz odbioru energii z RB (*WPO*) ze zdolności wytwórczych JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} z ceną za wytwarzanie (*CO*) energii elektrycznej równą cenie *CRO* i określają jaka część dostawy energii na RB oraz odbioru energii z RB z tych zdolności wytwórczych ma charakter zmiany swobodnej. Współczynniki *WPD* i *WPO* dla godziny *h* są wyznaczane według następujących wzorów:

(1) Współczynnik *WPD_h*:

$$WPD_h = \frac{WE_h^D + \min\left(\sum_{j\in Jw}\Delta EZS_{jhk}^D - WE_h^D;\ -\sum_{j\in Jw}\Delta EZS_{jhk}^O - WE_h^O\right)}{\sum_{j\in Jw}\Delta EZS_{jhk}^D} \quad (4.62a)$$

(2) Współczynnik *WPO_h*:

$$WPO_h = \frac{WE_h^O + \min\left(\sum_{j\in Jw}\Delta EZS_{jhk}^D - WE_h^D;\ -\sum_{j\in Jw}\Delta EZS_{jhk}^O - WE_h^O\right)}{-\sum_{j\in Jw}\Delta EZS_{jhk}^O} \quad (4.62b)$$

W przypadku, gdy suma $\sum_{j\in Jw} EZS_{jhk}^{D}$ lub $\sum_{j\in Jw} EZS_{jhk}^{O}$ jest równa zero dla godziny *h*, to odpowiednio współczynnik WPD_h lub WPO_h jest równy zero.

gdzie:

WE_h^D – Ilość energii wymaganej w godzinie *h* do zbilansowania systemu w planie BPKD/BO ze zdolności wytwórczych JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} z ceną *CO* równą cenie CRO_h, reprezentująca dostawę energii na Rynek Bilansujący, wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.4.5.9.

WE_h^O – Ilość energii wymaganej w godzinie *h* do zbilansowania systemu w planie BPKD/BO ze zdolności wytwórczych JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} z ceną *CO* równą cenie CRO_h, reprezentująca odbiór energii z Rynku Bilansującego, wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.4.5.10.

ΔEZS_{jhk}^{D} – Ilość energii bilansującej planowanej reprezentująca dostawę energii na RB (zwiększenie generacji ponad EZ) dla *j*-tej JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} w godzinie *h*, dla pasma *k* z ceną *CO* równą CRO_h.

ΔEZS_{jhk}^{O} – Ilość energii bilansującej planowanej reprezentująca odbiór energii z RB (zmniejszenie generacji poniżej EZ) dla *j*-tej JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} w godzinie *h*, dla pasma *k* z ceną *CO* równą CRO_h.

Jw – Zbiór JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa}.

4.3.1.3.4.5.9. Ilość energii WE^D wymaganej do zbilansowania systemu w planie BPKD/BO ze zdolności wytwórczych JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} z ceną *CO* równą cenie *CRO*, reprezentująca dostawę energii na Rynek Bilansujący, jest wyznaczana dla godziny *h* według następującego wzoru:

$$WE_h^D = \min\left(\sum_{j\in Jw} \Delta EZS_{jhk}^D ; \max\left(0; \sum_{j\in Jw}\left(OFE_{jhk}^{BPKD/BO} - OFE_{jhk}^{USE}\right)\cdot T\right)\right) \quad (4.62c)$$

gdzie:

ΔEZS_{jhk}^D – Ilość energii bilansującej planowanej reprezentująca dostawę energii na RB (zwiększenie generacji ponad EZ) dla *j*-tej JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} w godzinie *h*, dla pasma *k* z ceną wytwarzania *CO* równą CRO_h.

$OFE_{jhk}^{BPKD/BO}$ – Ilość mocy netto *j*-tej JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} w godzinie *h*, z pasma *k* z ceną *CO* równą cenie CRO_h, odpowiadająca wielkości mocy tego pasma zawartej w planie BPKD/BO.

OFE_{jhk}^{USE} – Ilość mocy netto *j*-tej JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} w godzinie *h*, z pasma *k* z ceną *CO* równą cenie CRO_h, uwzględniona przy tworzeniu planu BPKD/BO i jednocześnie odpowiadająca: (i) wielkości w jakiej moc tego pasma jest objęta USE w przypadku pasma JG_{Wa}, JG_{FWa}, JG_{PVa} i pasma JG_{Ma} w zakresie generacji, albo (ii) wielkości w jakiej moc tego pasma nie jest objęta USE w przypadku pasma JG_{Ma} w zakresie ładowania.

Jw – Zbiór JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa}.

T – Stała przeliczeniowa (T = 1h)

4.3.1.3.4.5.10. Ilość energii WE^O wymaganej do zbilansowania systemu w planie BPKD/BO ze zdolności wytwórczych JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} z ceną *CO* równą cenie *CRO*, reprezentująca odbiór energii z Rynku Bilansującego, jest wyznaczana dla godziny *h* według następującego wzoru:

$$WE_h^O = \min\left(-\sum_{j\in Jw} \Delta EZS_{jhk}^O ; \max\left(0; \sum_{j\in Jw}\left(OFE_{jhk}^{USE} - OFE_{jhk}^{BPKD/BO}\right)\cdot T\right)\right) \quad (4.62d)$$

gdzie:

ΔEZS_{jhk}^O – Ilość energii bilansującej planowanej reprezentująca odbiór energii z RB (zmniejszenie generacji poniżej EZ) dla *j*-tej JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} w godzinie *h*, dla pasma *k* z ceną wytwarzania *CO* równą CRO_h.

$OFE_{jhk}^{BPKD/BO}$ – Ilość mocy netto *j*-tej JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} w godzinie *h*, z pasma *k* z ceną *CO* równą cenie CRO_h, odpowiadająca wielkości mocy tego pasma zawartej w planie BPKD/BO.

OFE_{jhk}^{USE} – Ilość mocy netto *j*-tej JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} w godzinie *h*, z pasma *k* z ceną *CO* równą cenie CRO_h, uwzględniona przy tworzeniu planu BPKD/BO i jednocześnie odpowiadająca: (i) wielkości w jakiej moc tego pasma jest objęta USE w przypadku pasma JG_{Wa}, JG_{FWa}, JG_{PVa} i pasma JG_{Ma} w zakresie generacji, albo (ii) wielkości w jakiej moc tego pasma nie jest objęta USE w przypadku pasma JG_{Ma} w zakresie ładowania.

Jw – Zbiór JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa}.

T – Stała przeliczeniowa (T = 1h)

4.3.1.3.4.6. Zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych (CRE)

4.3.1.3.4.6.1. Cena rozliczeniowa energii ograniczeń elektrownianych (CRE) jest wyznaczana dla każdego URB_W oraz każdej godziny doby handlowej.

4.3.1.3.4.6.2. Cena CRE dla danego URB_W i danej godziny jest równa:

(1) Dla dostawy energii elektrycznej na RB w związku z energią ograniczeń elektrownianych – mniejszej z dwóch wartości: ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) obowiązującej w tej godzinie oraz średniej ważonej z cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CEW), obliczonej w sposób określony w pkt 4.3.1.3.4.6.3.

$$CRE_h = \min (CRO_h, CEW_h) \tag{4.63}$$

(2) Dla odbioru energii elektrycznej z RB w związku z energią ograniczeń elektrownianych – większej z dwóch wartości: ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) obowiązującej w tej godzinie oraz średniej ważonej z cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CEW), obliczonej w sposób określony w pkt 4.3.1.3.4.6.3.(2).

$$CRE_h = \max (CRO_h, CEW_h) \tag{4.63a}$$

4.3.1.3.4.6.3. Cena CEW w godzinie *h* danego URB_W:

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

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

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

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

gdzie:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.3.1.3.4.7. Zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej energii awarii (CRA)

4.3.1.3.4.7.1. Cena rozliczeniowa energii awarii (CRA) w godzinie *h* jest równa cenie rozliczeniowej odchylenia CRO_h obowiązującej w godzinie *h*.

$$CRA_h = CRO_h \tag{4.65}$$

4.3.1.3.5. Rozliczanie zweryfikowanej ilości dostaw energii

4.3.1.3.5.1. Rozliczenia ilościowe

4.3.1.3.5.1.1. Przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca nieplanowana ΔEDZ_{jh} dostarczona albo odebrana przez *j*-tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie *h* wyznaczana według następujących zasad:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych ilość energii ΔEDZ_{jh}, odebranej przez *j*-tą JG_{Wr} z Rynku Bilansującego jest równa ilości energii awarii ΔEA_{jh}, z przeciwnym znakiem, w godzinie *h*, wyznaczonej zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.3.

$$\Delta EDZ_{jh} = -\Delta EA_{jh} \tag{4.66}$$

(2) Dla Jednostek Grafikowych Magazynu rozliczeniowych ilość energii ΔEDZ_{jh} jest równa zero.

$$\Delta EDZ_{jh} = 0 \tag{4.66a}$$

(3) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych ilość energii ΔEDZ_{jh} dostarczonej albo odebranej przez *j*-tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie *h* jest równa różnicy pomiędzy zweryfikowaną (EZ_{jh}) i deklarowaną (ED_{jh}) ilością dostaw energii *j*-tej JG do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie *h*.

$$\Delta EDZ_{jh} = EZ_{jh} - ED_{jh} \tag{4.67}$$

4.3.1.3.5.2. Cena rozliczeniowa

4.3.1.3.5.2.1. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} dostarczonej przez *j*-tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie *h* odbywa się według następujących cen:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} dostarczonej na Rynek Bilansujący w godzinie *h* przez *j*-tą JG_{OSPa} odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h obowiązującej w godzinie *h*.

(2) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} dostarczonej przez *j*-tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie *h* odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CRO_{Zh} obowiązującej w godzinie *h*.

4.3.1.3.5.2.2. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} odebranej przez *j*-tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie *h* odbywa się według następujących cen:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} odebranej z Rynku Bilansującego w godzinie *h* przez *j*-tą JG_{Wr} odbywa się według ceny rozliczeniowej energii awarii CRA_h obowiązującej w godzinie *h*.

(2) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} odebranej z Rynku Bilansującego w godzinie *h* przez *j*-tą JG_{OSPa} odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h obowiązującej w godzinie *h*.

(3) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} odebranej przez *j*-tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie *h* odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży CRO_{Sh} obowiązującej w godzinie *h*.

4.3.1.3.5.3. Rozliczenia wartościowe

4.3.1.3.5.3.1. Należność NDZ_{jh} dla *j*-tej JG za energię ΔEDZ_{jh} dostarczoną w godzinie *h* jest wyznaczana według następujących zasad:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, należność NDZ_{jh} dla *j*-tej JG_{OSPa} jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h oraz ilości energii ΔEDZ_{jh}. Należność NDZ_{jh} dla *j*-tej JG_{OSPa} za energię ΔEDZ_{jh} dostarczoną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRO_h \cdot \Delta EDZ_{jh} \tag{4.68}$$

(2) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych należność NDZ_{jh} dla *j*-tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CRO_{Zh} oraz ilości energii ΔEDZ_{jh}. Należność NDZ_{jh} dla *j*-tej JG za energię ΔEDZ_{jh} dostarczoną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRO_{Zh} \cdot \Delta EDZ_{jh} \tag{4.69}$$

4.3.1.3.5.3.2. Należność NDZ_{jh} dla *j*-tej JG za energię bilansującą nieplanowaną ΔEDZ_{jh} odebraną z Rynku Bilansującego przez JG w godzinie *h* jest wyznaczana według następujących zasad:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych należność NDZ_{jh} dla *j*-tej JG_{Wr} jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej awarii CRA_h oraz ilości energii ΔEDZ_{jh}. Należność NDZ_{jh} dla *j*-tej JG_{Wr} za energię ΔEDZ_{jh} odebraną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRA_h \cdot \Delta EDZ_{jh} \tag{4.70}$$

(2) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, należność NDZ_{jh} dla *j*-tej JG_{OSPa} jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h oraz ilości energii ΔEDZ_{jh}. Należność NDZ_{jh} dla *j*-tej JG_{OSPa} za energię ΔEDZ_{jh} odebraną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRO_h \cdot \Delta EDZ_{jh} \tag{4.71}$$

(3) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych należność NDZ_{jh} dla *j*-tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży CRO_{Sh} oraz ilości energii ΔEDZ_{jh}. Należność NDZ_{jh} dla *j*-tej JG za energię ΔEDZ_{jh} odebraną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRO_{Sh} \cdot \Delta EDZ_{jh} \tag{4.72}$$

4.3.1.3.6. Rozliczanie skorygowanej ilości dostaw energii

4.3.1.3.6.1. Rozliczenia ilościowe

4.3.1.3.6.1.1. Przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca planowana ΔEZS_{jh} dostarczona albo odebrana przez *j*-tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie *h*. Ilość energii ΔEZS_{jh} jest wyznaczana według następujących zasad:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych ilość energii ΔEZS_{jh}, dostarczonej albo odebranej przez *j*-tą JG_{Wr} na Rynku Bilansującym wyznacza się w następujący sposób:

(1.1) W przypadku, gdy dla danej JG_{Wr} jest realizowany odbiór energii z Rynku Bilansującego lub nie jest realizowany ani odbiór ani dostawa energii na Rynek Bilansujący ($\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \geq \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$), to:

$$\Delta EZS_{jh} = \sum_{j \in Jw} ES_{jh} - \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} + \Delta EA_h \tag{4.73}$$

(1.2) W przypadku, gdy dla danej JG_{Wr} jest realizowana dostawa energii na Rynek Bilansujący ($\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} < \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$), to:

$$\Delta EZS_{jh} = \sum_{j \in Jw} ES_{jh} - \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \Delta EOE_h \tag{4.74}$$

gdzie:

EZ_{jh} – Zweryfikowana ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*.

ES_{jh} – Skorygowana ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*.

ΔEA_h – Ilość energii awarii w godzinie h wyznaczona dla danej JG_{Wr}.

ΔEOE_h – Ilość energii w godzinie h odpowiadająca generacji wymuszonej ze względu na ograniczenia elektrowniane wyznaczona dla danej JG_{Wr}.

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

(2) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=2, Jednostek Grafikowych Farm Wiatrowych aktywnych i Jednostek Grafikowych Fotowoltaicznych aktywnych ilość energii ΔEZS_{jh}, dostarczonej albo odebranej przez j-tą JG na Rynku Bilansującym wyznacza się w następujący sposób:

$$\Delta EZS_{jh} = ES_{jh} - EZ_{jh} \tag{4.75}$$

(3) Dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych ilość energii ΔEZS_{jh}, dostarczonej przez j-tą JG_{Oa} na Rynek Bilansujący wyznacza się w następujący sposób:

$$\Delta EZS_{jh} = ES_{jh} - EZ_{jh} \tag{4.76}$$

(4) Dla Jednostek Grafikowych Magazynu rozliczeniowych ilość energii ΔEZS_{jh}, dostarczonej albo odebranej przez j-tą JG_{Mr} na Rynku Bilansującym wyznacza się w następujący sposób:

$$\Delta EZS_{jh} = \sum_{j \in Jm} ES_{jh} - \sum_{j \in Jm} EZ_{jh} - \Delta EOE_h \tag{4.76a}$$

gdzie:

EZ_{jh} – Zweryfikowana ilość dostaw energii j-tej JG_{Ma} w godzinie h.

ES_{jh} – Skorygowana ilość dostaw energii j-tej JG_{Ma} w godzinie h.

ΔEOE_h – Ilość energii w godzinie h odpowiadająca generacji wymuszonej albo ładowaniu wymuszonemu ze względu na ograniczenia elektrowniane wyznaczona dla danej JG_{Mr}.

Jm – Zbiór JG_{Ma} składających się na JG_{Mr}.

(5) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych ilość energii ΔEZS_{jh} jest równa zero.

4.3.1.3.6.2. Cena rozliczeniowa

4.3.1.3.6.2.1. Rozliczenie energii bilansującej planowanej ΔEZS_{jh} dostarczonej albo odebranej przez j-tą JG_{Wr} na Rynku Bilansującym w godzinie h odbywa się na podstawie cen rozliczeniowych korekty pozycji kontraktowej CRK_{jhk} określanych dla godziny h, dla poszczególnych pasm k oferty bilansującej poszczególnych JG_{Wa} z ZAK=1 składających się na JG_{Wr}.

4.3.1.3.6.2.2. Rozliczenie energii bilansującej planowanej ΔEZS_{jh} dostarczonej albo odebranej przez j-tą JG_{Wa} z ZAK=2 lub JG_{FWa} lub JG_{PVa} na Rynku Bilansującym w godzinie h odbywa się na podstawie cen rozliczeniowych korekty pozycji kontraktowej CRK_{jhk} określanych dla godziny h, dla poszczególnych pasm k oferty bilansującej poszczególnych JG_{Wa} z ZAK=2 lub JG_{FWa} lub JG_{PVa}.

4.3.1.3.6.2.3. Rozliczenie energii bilansującej planowanej ΔEZS_{jh} dostarczonej albo odebranej przez *j*-tą JG_{Mr} na Rynku Bilansującym w godzinie *h* odbywa się na podstawie cen rozliczeniowych korekty pozycji kontraktowej CRK_{jhk} określanych dla godziny *h*, dla poszczególnych pasm *k* oferty bilansującej poszczególnych JG_{Ma} składających się na JG_{Mr}.

4.3.1.3.6.3. Rozliczenia wartościowe

4.3.1.3.6.3.1. Należność *NZS* dla poszczególnych JG_{Wr} i JG_{Mr} za energię bilansującą planowaną ΔEZS dostarczoną albo odebraną na Rynku Bilansującym w danej godzinie jest wyznaczana jako iloczyn ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej *CRK* oraz ilości energii ΔEZS.

4.3.1.3.6.3.2. Należność dla *j*-tej JG_{Wr} i JG_{Mr} jest wyznaczana jako suma iloczynów ceny rozliczeniowej CRK_{jhk} oraz ilości energii ΔEZS_{jhk} w kolejnych pasmach, przy czym w pierwszej kolejności są uwzględniane pasma reprezentujące zmianę swobodną (ZP=0) a następnie, jeżeli jest to wymagane, pasma reprezentujące zmianę wymuszoną (ZP=1). Pasma reprezentujące zmianę wymuszoną są uwzględniane w powyższym rozliczeniu poczynając od:

(1) Pasm z najwyższymi cenami CRK, w przypadku dostawy energii na Rynek Bilansujący przez JG_{Wr} lub JG_{Mr}, oraz

(2) Pasm z najniższymi cenami CRK, w przypadku odbioru energii z Rynku Bilansującego przez JG_{Wr} lub JG_{Mr}.

$$NZS_{jh} = \Sigma_{k \in K^r} CRK_{jhk} \cdot \Delta EZS_{jhk} \tag{4.77}$$

gdzie: K^r – zbiór pasm JG składających się na JG_{Wr} lub JG_{Mr}, podlegających rozliczeniu w ramach rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii odpowiednio JG_{Wr} lub JG_{Mr}.

4.3.1.3.6.3.3. Należność *NZS* dla *j*-tej JG_{Wa} z ZAK=2, JG_{FWa} i JG_{PVa} za energię bilansującą planowaną ΔEZS dostarczoną albo odebraną na Rynku Bilansującym w godzinie *h* jest wyznaczana jako suma iloczynów ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej CRK_{jhk} oraz ilości energii ΔEZS_{jhk} w kolejnych pasmach.

$$NZS_{jh} = \Sigma_{k \in K^r} CRK_{jhk} \cdot \Delta EZS_{jhk} \tag{4.78}$$

gdzie: K^r – zbiór pasm JG_{Wa} z ZAK=2 lub JG_{FW} lub JG_{PV} podlegających rozliczeniu w ramach rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii odpowiednio JG_{Wa} z ZAK=2 lub JG_{FW} lub JG_{PV}.

4.3.1.3.6.3.4. Należność *NZS* dla *j*-tej JG_{Oa} za energię bilansującą planowaną ΔEZS dostarczoną na Rynek Bilansujący w godzinie *h* jest wyznaczana jako suma iloczynów ceny rozliczeniowej CRK_{jhk} oraz ilości energii ΔEZS_{jhk} w kolejnych pasmach.

$$NZS_{jh} = \Sigma_{k \in K^r} CRK_{jhk} \cdot \Delta EZS_{jhk} \tag{4.79}$$

gdzie: K^r – zbiór pasm JG_{Oa} podlegających rozliczeniu w ramach rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii.

4.3.1.3.7. Rozliczanie rzeczywistej ilości dostaw energii

4.3.1.3.7.1. Rozliczenia ilościowe

4.3.1.3.7.1.1. Przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca nieplanowana ΔESR_{jh} dostarczona albo odebrana przez *j*-tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie *h*. Ilość energii ΔESR_{jh} jest wyznaczana według następujących zasad:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych ilość energii ΔESR_{jh} dostarczonej przez *j*-tą JG_{Wr} na Rynek Bilansujący jest równa ilości energii bilansującej ograniczeń elektrownianych ΔEOE_h w godzinie *h*, wyznaczonej zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.2.

$$\Delta ESR_{jh} = \Delta EOE_h \tag{4.80}$$

(2) Dla Jednostek Grafikowych Magazynu rozliczeniowych, w skład których wchodzą JG_{Ma} z ZAK=1, ilość energii ΔESR_{jh} dostarczonej albo odebranej przez *j*-tą JG_{Mr} na Rynek Bilansujący jest równa ilości energii bilansującej ograniczeń elektrownianych ΔEOE_h w godzinie *h*, wyznaczonej zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.2.

$$\Delta ESR_{jh} = \Delta EOE_h \tag{4.80a}$$

(3) Dla Jednostek Grafikowych Magazynu rozliczeniowych, w skład których wchodzą JG_{Ma} z ZAK=2, ilość energii ΔESR_{jh} dostarczonej przez *j*-tą JG_{Mr} na Rynek Bilansujący jest równa zero.

$$\Delta ESR_{jh} = 0 \tag{4.80b}$$

(4) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych ilość energii ΔESR_{jh} dostarczonej albo odebranej przez *j*-tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie *h* jest równa różnicy pomiędzy rzeczywistą (ER_{jh}) i skorygowaną (ES_{jh}) ilością dostaw energii *j*-tej JG do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie *h*.

$$\Delta ESR_{jh} = ER_{jh} - ES_{jh} \tag{4.81}$$

4.3.1.3.7.2. Cena rozliczeniowa

4.3.1.3.7.2.1. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez *j*-tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie *h* odbywa się według następujących cen:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych i Jednostek Grafikowych Magazynu rozliczeniowych składających się z JG_{Ma} z ZAK=1 rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej na Rynek Bilansujący w godzinie *h* przez *j*-tą JG_{Wr} lub JG_{Mr} odbywa się według ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych CRE_h obowiązującej w godzinie *h* dla danej JG, wyznaczonej dla dostawy energii na Rynek Bilansujący.

(2) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie były uruchamiane, rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez *j*-tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie *h* odbywa się według ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW) obowiązującej dla danej JG_{Wa}, pomniejszonej o jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 (KC^{CO2}), jeżeli uruchomienie nie zostało rozliczone w ramach rozliczenia kosztów uruchomień JG_{Wa}.

(3) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}) rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez *j*-tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie *h* odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h, obowiązującej w godzinie *h*.

(4) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez *j*-tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie *h* odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CRO_{Zh} obowiązującej w godzinie *h*.

4.3.1.3.7.2.2. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez *j*-tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie *h* odbywa się według następujących cen:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Magazynu rozliczeniowych składających się z JG_{Ma} z ZAK=1 rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej z Rynku Bilansującego w godzinie *h* przez *j*-tą JG_{Mr} odbywa się według ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych CRE_h obowiązującej w godzinie *h* dla danej JG, wyznaczonej dla odbioru energii z Rynku Bilansującego.

(2) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie były uruchamiane, rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez *j*-tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie *h* odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h obowiązującej w godzinie *h*.

(3) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}) rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez *j*-tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie *h* odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h, obowiązującej w godzinie *h*.

(4) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez *j*-tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie *h* odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży CRO_{Sh} obowiązującej w godzinie *h*.

4.3.1.3.7.3. Rozliczenia wartościowe

4.3.1.3.7.3.1. Należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG, za energię bilansującą nieplanowaną ΔESR_{jh} dostarczoną na Rynek Bilansujący przez JG w godzinie *h* jest wyznaczana według następujących zasad:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych i Jednostek Grafikowych Magazynu rozliczeniowych składających się z JG_{Ma} z ZAK=1 należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych CRE_h oraz ilości energii ΔESR_{jh}. Należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRE_h \cdot \Delta ESR_{jh} \tag{4.82}$$

(2) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1, które w danej godzinie były uruchamiane, należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG jest równa iloczynowi ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej tej JG w godzinie *h* (CW_{jph}) oraz ilości energii ΔESR_{jh} z uwzględnieniem podziału na pasma mocy p. Należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = \sum_{p \in Pwp} CW_{jph} \cdot \Delta ESR_{jph} \tag{4.83}$$

gdzie:

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

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

ΔESR_{jph} – Ilość energii ΔESR_{jh} z uwzględnieniem podziału na pasma mocy *p*:

$$\Delta ESR_{jh} = \sum_{p \in Pwp} \Delta ESR_{jph}$$

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

W rozliczeniach energii tych uruchomień, które nie zostały rozliczone w ramach rozliczenia kosztów uruchomień JG_{Wa}, w wyniku zastosowania zasad określonych w pkt 4.3.1.7., cenę CW_{jph} zmniejsza się o jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 (KC_{jpd}^{CO2}), wyznaczony dla *j-tej* JG_{Wa} i doby, której dotyczy rozliczenie. KC_{jpd}^{CO2} jest wyznaczany jako średnia arytmetyczna z $KC_{jpd}^{CO2_D}$ i $KC_{jpd}^{CO2_O}$, wyznaczonych zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.4.3.

(3) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej JG_{BI} należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h oraz ilości energii ΔESR_{jh}. Należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG_{BI} za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_h \cdot \Delta ESR_{jh} \tag{4.84}$$

(4) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CRO_{Zh} oraz ilości energii ΔESR_{jh}. Należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_{Zh} \cdot \Delta ESR_{jh} \tag{4.85}$$

4.3.1.3.7.3.2. Należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG za energię bilansującą nieplanowaną ΔESR_{jh} odebraną z Rynku Bilansującego przez JG w godzinie *h* jest wyznaczana według następujących zasad:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Magazynu rozliczeniowych składających się z JG_{Ma} z ZAK=1 należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych CRE_h oraz ilości energii ΔESR_{jh}. Należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG za energię ΔESR_{jh} odebraną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRE_h \cdot \Delta ESR_{jh} \tag{4.85a}$$

(2) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie były uruchamiane, należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h oraz ilości energii ΔESR_{jh}. Należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG za energię ΔESR_{jh} odebraną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_h \cdot \Delta ESR_{jh} \tag{4.86}$$

(3) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej JG_{BI} należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h oraz ilości energii ΔESR_{jh}. Należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG_{BI} za energię ΔESR_{jh} odebraną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_h \cdot \Delta ESR_{jh} \tag{4.87}$$

(4) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży CRO_{Sh} oraz ilości energii ΔESR_{jh}. Należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG za energię ΔESR_{jh} odebraną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_{Sh} \cdot \Delta ESR_{jh} \tag{4.88}$$

4.3.1.3.8. Rozliczenia godzinowe wynikowe

4.3.1.3.8.1. Rozliczenia ilościowe

4.3.1.3.8.1.1. Ilość energii bilansującej EB_{jh} dostarczonej albo odebranej przez *j*-tą Jednostkę Grafikową na Rynku Bilansującym w godzinie *h* jest równa sumie:

(1) Ilości Energii Bilansującej Planowanej (EBP_{jh}) wynikającej z rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii oraz

(2) ilości Energii Bilansującej Nieplanowanej (EBN_{jh}) wynikającej z rozliczenia (i) zweryfikowanej oraz (ii) rzeczywistej ilości dostaw energii.

$$EB_{jh} = EBP_{jh} + EBN_{jh} = \Delta EZS_{jh} + \Delta EDZ_{jh} + \Delta ESR_{jh} \tag{4.89}$$

gdzie:

$EBP_{jh} = \Delta EZS_{jh}$

$EBN_{jh} = \Delta EDZ_{jh} + \Delta ESR_{jh}$

4.3.1.3.8.1.2. Energia EB_{jh} jest interpretowana w następujący sposób:

(1) $EB_{jh} > 0$ oznacza energię dostarczoną na RB przez *j*-tą JG w godzinie *h*,

(2) $EB_{jh} < 0$ oznacza energię odebraną z RB przez *j*-tą JG w godzinie *h*.

4.3.1.3.8.2. Rozliczenia wartościowe

4.3.1.3.8.2.1. Należność NB_{jh} za energię bilansującą EB_{jh} dostarczoną albo odebraną przez *j*-tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie *h* jest równa sumie:

(1) Należności NBP_{jh} za energię bilansującą planowaną wynikających z rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii oraz

(2) Należności NBN_{jh} za energię bilansującą nieplanowaną wynikających z rozliczenia (i) zweryfikowanej oraz (ii) rzeczywistej ilości dostaw energii.

$$NB_{jh} = NBP_{jh} + NBN_{jh} = NZS_{jh} + NDZ_{jh} + NSR_{jh} \quad (4.90)$$

gdzie:

$NBP_{jh} = NZS_{jh}$

$NBN_{jh} = NDZ_{jh} + NSR_{jh}$

4.3.1.3.8.2.2. Należność NB_{jh} jest interpretowana w następujący sposób:

(1) $NB_{jh} > 0$ oznacza należność dla *j*-tej JG w godzinie *h*,

(2) $NB_{jh} < 0$ oznacza zobowiązanie *j*-tej JG w godzinie *h*.

4.3.1.3.9. Rozliczenie kosztów realizacji dostaw energii na Rynku Bilansującym

4.3.1.3.9.1. Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego w godzinie *h* (KCZ_h) powstaje w wyniku prowadzonych przez OSP, w ramach planowania pracy systemu elektroenergetycznego, działań (i) bilansujących oraz (ii) dostosowawczych. W ramach tych działań OSP dokonuje zakupu lub sprzedaży energii bilansującej planowanej niezbędnej do zbilansowania zasobów systemu elektroenergetycznego. Koszty tej energii w godzinie *h* składają się na koszt KCZ_h.

4.3.1.3.9.2. Część kosztu KCZ_h odpowiadająca działaniom bilansującym (koszt bilansowania energii KB_h) jest przenoszona poprzez Rynek Bilansujący w ramach bilansowania wielkości zapotrzebowania z generacją (zakupu lub sprzedaży energii bilansującej nieplanowanej).

4.3.1.3.9.3. Część kosztu KCZ_h odpowiadająca działaniom dostosowawczym (koszt usuwania ograniczeń KO_h) jest przenoszona poprzez Taryfę OSP w ramach opłaty za świadczenie usług przesyłowych.

4.3.1.3.9.4. W każdej godzinie pomiędzy wartościami kosztów KCZ_h, KB_h oraz KO_h zachodzi następująca zależność (warunek neutralności finansowej Rynku Bilansującego).

$$KCZ_h + KB_h - KO_h = 0 \quad (4.91)$$

4.3.1.3.9.5. Wartości kosztów KCZ_h, KB_h oraz KO_h są wyznaczane w następujący sposób:

(1) Koszt KCZ_h w godzinie *h* jest wyznaczany jako suma należności i zobowiązań wszystkich JG za energię bilansującą planowaną dostarczoną albo odebraną na Rynku Bilansującym w godzinie *h*. Koszt KCZ_h jest równy sumie należności *NZS* dla poszczególnych JG.

$$KCZ_h = \sum_{j \in J} NZS_{jh} \quad (4.92)$$

(2) Koszt KB_h w godzinie h jest wyznaczany jako suma należności i zobowiązań wszystkich JG za energię bilansującą nieplanowaną dostarczoną albo odebraną na Rynku Bilansującym w godzinie h. Koszt KB_h jest wyznaczany jako suma należności *NDZ* oraz *NSR* dla poszczególnych JG.

$$KB_h = \sum_{j \in J} (NDZ_{jh} + NSR_{jh}) \tag{4.93}$$

(3) Koszt KO_h w godzinie h ustala się jako składnik domykający bilans kosztów na Rynku Bilansującym w tej godzinie. Koszt KO_h jest wyznaczany jako suma kosztów KCZ_h i KB_h.

$$KO_h = KCZ_h + KB_h \tag{4.94}$$

4.3.1.4. Procedura rozliczeń dobowych

4.3.1.4.1. Rozliczenia ilościowe dobowe

4.3.1.4.1.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa ilość energii bilansującej EBD_{jn} dostarczonej (zakupionej) na Rynek Bilansujący w dobie $n \in N$.

4.3.1.4.1.2. Energia EBD_{jn} jest wyznaczana jako suma dodatnich, co do wartości, energii bilansujących EB_{jh} z kolejnych godzin $h \in H$ doby n.

$$EBD_{jn} = \Sigma_{h \in H} \max (EB_{jh}, 0) \tag{4.95}$$

4.3.1.4.1.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa ilość energii bilansującej EBO_{jn} odebranej z Rynku Bilansującego (sprzedanej) w dobie $n \in N$.

4.3.1.4.1.4. Energia EBO_{jn} jest wyznaczana jako suma ujemnych, co do wartości, energii bilansujących EB_{jh} z kolejnych godzin $h \in H$ doby n.

$$EBO_{jn} = \Sigma_{h \in H} \max (- EB_{jh}, 0) \tag{4.96}$$

4.3.1.4.2. Rozliczenia wartościowe dobowe

4.3.1.4.2.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa należność NBD_{jn} za energię bilansującą dostarczoną (EBD_{jn}) na Rynek Bilansujący w dobie $n \in N$.

4.3.1.4.2.2. Należność NBD_{jn} jest wyznaczana jako suma należności NB_{jh} z tych godzin $h \in H$ doby n, w których JG dostarczała energię na Rynek Bilansujący (dla których $EB_{jh} > 0$).

$$NBD_{jn} = \Sigma_{h \in H} NB^d_{jh} \tag{4.97}$$

gdzie:

$$NB^d_{jh} = \begin{cases} NB_{jh} & gdy EB_{jh} > 0 \\ 0 & gdy EB_{jh} \leq 0 \end{cases}$$

4.3.1.4.2.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa należność NBO_{jn} za energię bilansującą odebraną (EBO_{jn}) z Rynku Bilansującego w dobie $n \in N$.

4.3.1.4.2.4. Należność NBO_{jn} jest wyznaczana jako suma należności NB_{jh} z tych godzin $h \in H$ doby n, w których JG odbierała energię z Rynku Bilansującego (dla których $EB_{jh} < 0$).

$$NBO_{jn} = \Sigma_{h \in H} NB^{o}_{jh} \quad (4.98)$$

gdzie:

$$NB^{o}_{jh} = \begin{cases} -NB_{jh} & gdy EB_{jh} \leq 0 \\ 0 & gdy EB_{jh} > 0 \end{cases}$$

4.3.1.4.3. Ceny rozliczeniowe dobowe

4.3.1.4.3.1. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dobowa CBD_{jn} za energię bilansującą dostarczoną (EBD_{jn}) na Rynek Bilansujący w dobie $n \in N$.

$$CBD_{jn} = NBD_{jn} / EBD_{jn} \quad (4.99)$$

4.3.1.4.3.2. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dobowa CBO_{jn} za energię bilansującą odebraną (EBO_{jn}) z Rynku Bilansującego w dobie $n \in N$.

$$CBO_{jn} = NBO_{jn} / EBO_{jn} \quad (4.100)$$

4.3.1.5. Procedura rozliczeń dekadowych

4.3.1.5.1. Rozliczenia ilościowe dekadowe

4.3.1.5.1.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa ilość energii bilansującej $EBDD_{jd}$ dostarczonej (zakupionej) na Rynek Bilansujący w dekadzie $d \in D$.

4.3.1.5.1.2. Energia $EBDD_{jd}$ jest wyznaczana jako suma energii bilansującej EBD_{jn} dostarczonej w kolejnych dobach $n \in N_d$ dekady d.

$$EBDD_{jd} = \Sigma_{n \in N_d} EBD_{jn} \quad (4.101)$$

4.3.1.5.1.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa ilość energii bilansującej $EBOD_{jd}$ odebranej (sprzedanej) z Rynku Bilansującego w dekadzie $d \in D$.

4.3.1.5.1.4. Energia $EBOD_{jd}$ jest wyznaczana jako suma energii bilansującej EBO_{jn} odebranej w kolejnych dobach $n \in N_d$ dekady d.

$$EBOD_{jd} = \Sigma_{n \in N_d} EBO_{jn} \quad (4.102)$$

4.3.1.5.2. Rozliczenia wartościowe dekadowe

4.3.1.5.2.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa należność $NBDD_{jd}$ za energię bilansującą dostarczoną ($EBDD_{jd}$) na Rynek Bilansujący w dekadzie $d \in D$.

4.3.1.5.2.2. Należność $NBDD_{jd}$ jest wyznaczana jako suma należności NBD_{jn} z kolejnych dób $n \in N_d$ dekady d.

$$NBDD_{jd} = \Sigma_{n \in N_d} NBD_{jn} \quad (4.103)$$

4.3.1.5.2.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa należność $NBOD_{jd}$ za energię bilansującą odebraną ($EBOD_{jd}$) z Rynku Bilansującego w dekadzie $d \in D$.

4.3.1.5.2.4. Należność $NBOD_{jd}$ jest wyznaczana jako suma należności NBO_{jn} z kolejnych dób $n \in N_d$ dekady d.

$$NBOD_{jd} = \Sigma_{n \in N_d} NBO_{jn} \quad (4.104)$$

4.3.1.5.3. Ceny rozliczeniowe dekadowe

4.3.1.5.3.1. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dekadowa $CBDD_{jd}$ za energię bilansującą dostarczoną ($EBDD_{jd}$) na Rynek Bilansujący w dekadzie *d*.

$$CBDD_{jd} = NBDD_{jd} / EBDD_{jd} \quad (4.105)$$

4.3.1.5.3.2. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dekadowa $CBOD_{jd}$ za energię bilansującą odebraną ($EBOD_{jd}$) z Rynku Bilansującego w dekadzie *d*.

$$CBOD_{jd} = NBOD_{jd} / EBOD_{jd} \quad (4.106)$$

4.3.1.6. Procedura korygowania rozliczeń

4.3.1.6.1. Każdy OR, a poprzez niego również URB, w przypadku wykrycia jakichkolwiek nieprawidłowości w rozliczeniach, powinien niezwłocznie powiadomić o tym OSP.

4.3.1.6.2. W tym celu OR przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń, w którym zamieszcza rodzaj błędu oraz wszystkie posiadane informacje na temat przyczyny wystąpienia błędu.

4.3.1.6.3. Po otrzymaniu zgłoszenia korekty rozliczeń OSP przeprowadza jego analizę i w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w wykonanych wcześniej rozliczeniach dokonuje ich korekty. Korekta jest również wykonywana w przypadku, gdy nieprawidłowość w rozliczeniach zostanie wykryta przez OSP.

4.3.1.6.4. Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.

4.3.1.6.5. Korekty rozliczeń są realizowane dla poszczególnych dekad w określonych miesiącach kalendarzowych, zawierających się w okresie korygowania. Po upływie okresu korygowania rozliczenia są uznawane jako ostateczne.

Rozliczenia dla dekad miesięcy kalendarzowych są objęte okresem korygowania o długości 15 miesięcy. Korekta rozliczeń dla poszczególnych dekad miesiąca *m* jest wykonywana w miesiącach *m*+2, *m*+4 oraz *m*+15.

4.3.1.6.6. Korekty rozliczeń są wykonywane pomiędzy 1. a 15. dniem każdego miesiąca kalendarzowego na podstawie zgłoszeń nieprawidłowości w rozliczeniach zgromadzonych i rozpatrzonych przez OSP do ostatniego dnia poprzedniego miesiąca.

4.3.1.6.7. W ramach korygowania rozliczeń jest powtarzany proces rozliczeń dla okresu rozliczeniowego, którego dotyczy korekta.

4.3.1.6.8. Po skorygowaniu rozliczeń OSP tworzy raport handlowy korygujący i przesyła go do wszystkich OR. Raport handlowy korygujący jest podstawą do wystawienia faktur korygujących.

4.3.1.6.9. Procedura korygowania rozliczeń jest również stosowana na podstawie korekt CWD i CWO w związku z uwzględnieniem wykonanych kosztów, które zostały przyjęte w wyniku Zgłoszeń aktualizacji cen w zakresie, o którym mowa w pkt 2.2.1.1.13.(11.1).

4.3.1.7. Rozliczanie kosztów uruchomień JG_{Wa} z ZAK=1

4.3.1.7.1. Zakres oraz warunki dokonywania rozliczeń

4.3.1.7.1.1. Podmiotem rozliczanym w ramach rozliczenia kosztów uruchomień jest Uczestnik Rynku Bilansującego typu wytwórca (URB_W). Rozliczenie dotyczy wszystkich Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 należących do danego URB_W.

4.3.1.7.1.2. Przedmiotem rozliczeń są koszty uruchomień Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1 należących do danego URB_W.

4.3.1.7.1.3. W ramach rozliczenia kosztów uruchomień JG_{Wa} z ZAK=1 są uwzględniane wszystkie wykonane na polecenie OSP uruchomienia tych JG_{Wa} z wyłączeniem uruchomień wykonanych:

(1) Na wniosek wytwórcy.

(2) Po postoju JG_{Wa} zgłoszonym przez wytwórcę.

(3) Po awarii JG_{Wa} spowodowanej przyczynami innymi niż zakłócenie pracy sieci nie należących do wytwórcy.

W zakresie ppkt (1) nie uwzględnia się zgłoszenia URB_W dotyczącego wskazania proponowanej przez URB_W do uruchomienia JG_{Wa} z ZAK=1, w związku z awarią innej JG_{Wa} z ZAK=1 tego URB_W.

4.3.1.7.1.4. Rozliczenia kosztów uruchomień JG_{Wa} z ZAK=1 danego URB_W są dokonywane na podstawie cen za uruchomienie (CU) tych JG_{Wa} określonych w Umowie przesyłania z danym URB_W.

4.3.1.7.1.5. Cena CU dla danej JG Wytwórczej aktywnej z ZAK=1 jest określana w zł/uruchomienie, dla poszczególnych stanów cieplnych tej jednostki - rodzajów uruchomienia: ze stanu gorącego (G), ciepłego (C) i zimnego (Z), na podstawie kosztu pojedynczego uruchomienia tej jednostki obejmującego koszty:

(1) Paliwa podstawowego, wyznaczonego zgodnie z pkt 4.3.1.3.4.1.7., z zastrzeżeniem, że:

(1.1) Dla jednostki wytwórczej wykorzystującej jako paliwo podstawowe gaz ziemny składnik, o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.7.(1.1), wyznacza się jako średnią arytmetyczną cenę paliwa gazowego z rynku dnia następnego na giełdzie towarowej z zakończonego kwartału, na której to giełdzie jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy Prawo energetyczne.

(1.2) Dla jednostki wytwórczej cieplnej, o której mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.7.(3), koszt paliwa podstawowego wyznacza się na podstawie średniego jednostkowego kosztu zużytego paliwa oraz średniego jednostkowego kosztu transportu i składowania tego paliwa w poprzednim kwartale kalendarzowym.

(2) Paliwa pomocniczego.

(3) Wody zdemineralizowanej.

(4) Pary wodnej wykorzystanej na potrzeby uruchomienia JG_{Wa}.

(5) Energii elektrycznej pobranej z systemu elektroenergetycznego na pokrycie potrzeb własnych uruchamianej JG_{Wa}.

(6) Gospodarczego korzystania ze środowiska, składowania odpadów paleniskowych.

(7) Emisji dwutlenku węgla.

W ramach kosztu uruchomienia JG_{Wa} nie uwzględnia się kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej podczas uruchamiania JG_{Wa}.

4.3.1.7.1.6. Okresem rozliczeniowym kosztów uruchomień jest miesiąc kalendarzowy, a terminem płatności 22. dzień następnego miesiąca kalendarzowego.

4.3.1.7.1.7. Rozliczenie kosztów uruchomień jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:

(1) Dobowym – na podstawie dobowych danych ilościowych. Wielkości rozliczeniowe dla doby *n* są wyznaczane przez OSP w dobie *n*+1, jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń, oraz w dobie *n*+4, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń miesięcznych.

(2) Miesięcznym – na podstawie dobowych danych ilościowych, agregowanych do postaci miesięcznej. Miesięczne dane są podstawą do wystawienia faktur.

4.3.1.7.1.8. Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych, do 15. dnia każdego miesiąca, i obejmują rozliczone miesiące, tzn. takie, dla których upłynął termin płatności. Korekty rozliczeń dotyczą 4 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym jest dokonywana korekta. Korekta rozliczeń dla miesiąca *m* jest wykonywana w miesiącach *m*+2 oraz *m*+4. Po upływie tego okresu rozliczenia są uznawane jako ostateczne, chyba, że potrzeba dokonania późniejszej ich korekty wynika z zastosowania błędnych danych rozliczeniowych lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.

4.3.1.7.1.9. Koszty uruchomień są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.

4.3.1.7.2. Rozliczenia ilościowe i wartościowe

4.3.1.7.2.1. Należność dobowa NU_{jd} za uruchomienia *j*-tej JG_{Wa} z ZAK=1 zrealizowane w dobie *d* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NU_{jd} = \sum_{s \in S} CU_{js} \cdot LU_{jds} \tag{4.107}$$

gdzie:

CU_{js} – Cena jednostkowa za uruchomienie *j*-tej JG_{Wa} zrealizowane ze stanu cieplnego *s*, określona w Umowie przesyłania z danym URB_W.

LU_{jds} – Liczba uruchomień *j*-tej JG_{Wa} zrealizowanych w dobie *d* ze stanu cieplnego *s*, zakwalifikowanych do rozliczeń zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.7.2.2.

S – Zbiór stanów cieplnych JG_{Wa}, z których następuje uruchamianie JG_{Wa}; S = {gorący, ciepły, zimny}.

4.3.1.7.2.2. Do rozliczeń są kwalifikowane wszystkie uruchomienia JG_{Wa} z ZAK=1 z wyłączeniem każdego z poniższych uruchomień:

(1) Uruchomienia, które nie zostało zaplanowane przez OSP w planie BPKD/OS.

(2) Uruchomienia na wniosek wytwórcy dotyczący zapewnienia pracy jego JG_{Wa}.

(3) Uruchomienia, które nie zostało w pełni zrealizowane, z wyłączeniem uruchomień przerwanych na polecenie OSP lub przerwanych z powodu zakłócenia pracy sieci nienależących do wytwórcy. Przez uruchomienie w pełni zrealizowane rozumie się uruchomienie, dla którego został zakończony proces uruchamiania i co najmniej w następnym kwadransie po kwadransie, kiedy to nastąpiło:

(i) JG_{Wa} pracowała dostarczając energię do sieci, lub

(ii) JG_{Wa} znajdowała się w postoju w rezerwie lub w postoju z powodu wydarzeń w sieci przesyłowej albo w sieci dystrybucyjnej, lub

(iii) JG_{Wa} pracowała poza siecią na polecenie OSP lub z powodu zakłóceń w pracy sieci nie należących do wytwórcy.

(4) Uruchomienia, które było realizowane:

(4.1) Po odstawieniu JG_{Wa}, pracującej i dostarczającej energię do sieci, do postoju innego niż postój w rezerwie lub postój z powodu wydarzeń w sieci przesyłowej albo w sieci dystrybucyjnej, oraz

(4.2) Po przejściu JG_{Wa}, pracującej i dostarczającej energię do sieci, do trybu pracy poza siecią wynikającej z powodu innego niż polecenie OSP lub zakłócenie pracy sieci nie należących do wytwórcy.

4.3.1.7.2.3. Należność miesięczna NU_{jm} za uruchomienia j-tej JG_{Wa} w miesiącu m jest wyznaczana jako suma dobowych należności NU_{jd} z poszczególnych dób $d \in Dm$ miesiąca m:

$$NU_{jm} = \sum_{d \in Dm} NU_{jd} \tag{4.108}$$

4.3.1.7.2.4. W rozliczeniach kosztów uruchomień JG_{Wa} dla danej doby są uwzględniane wyłącznie uruchomienia JG_{Wa}, które zostały zakończone w tej dobie.

4.3.1.7.2.5. Liczba uruchomień j-tej JG_{Wa} zrealizowanych w miesiącu m (LU_{jm}) jest równa sumie dobowych liczb uruchomień tej JG_{Wa} z poszczególnych stanów cieplnych (LU_{jds}). Średnia cena za uruchomienia j-tej JG_{Wa} w miesiącu m (CU_{jm}) jest równa ilorazowi należności miesięcznej NU_{jm} oraz miesięcznej liczby uruchomień LU_{jm}.

4.3.1.8. Rozliczanie dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG_{Wa}

4.3.1.8.1. Zakres oraz warunki dokonywania rozliczeń

4.3.1.8.1.1. Podmiotem rozliczanym w ramach rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej wynikających z realokacji USE na JG_{Wa} (nazywanych też „dodatkowymi kosztami wytwarzania energii") jest Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca (URB_W). Rozliczenie dotyczy wszystkich JG_{Wa} z ZAK=1 należących do danego URB_W.

4.3.1.8.1.2. Przedmiotem rozliczeń jest dodatkowy koszt wytwarzania energii wynikający z realokacji USE na rynku bilansującym na JG_{Wa} z ZAK=1 inne niż określone w procesie zgłoszeń USE przez URB_W. W ramach rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii, URB_W otrzymują rekompensatę w wysokości, w jakiej koszty wytwarzania energii przez JG_{Wa} z ZAK=1, na które zostały realokowane USE, przekraczają rynkową wartość energii, jednak nie większej niż różnica pomiędzy sumarycznym kosztem wytworzenia energii z USE przez JG_{Wa} z ZAK=1, na które zostały realokowane USE, oraz przez JG_{Wa} z ZAK=1, na które te USE zostały zgłoszone przez URB_W.

4.3.1.8.1.3. Koszt wytwarzania energii elektrycznej przez JG_{Wa} z ZAK=1 jest wyznaczany na podstawie ceny rozliczeniowej wymuszonej dostawy energii elektrycznej (CWD) dla JG_{Wa}.

4.3.1.8.1.4. Rynkowa wartość energii elektrycznej dla każdej godziny doby jest wyznaczana na podstawie rynkowej ceny energii elektrycznej (RCE) równej ważonej wolumenem energii elektrycznej średniej z cen energii określonych w systemie kursu jednolitego na rynkach Dnia Następnego prowadzonych przez URB_{GE}.

$$RCE = \frac{\sum_{s \in S} CG_s \cdot EG_s}{\sum_{s \in S} EG_s} \tag{4.110}$$

gdzie:

CG_s – Cena energii elektrycznej określona w systemie kursu jednolitego na sesji *s* Rynku Dnia Następnego [zł/MWh].

EG_s – Ilość energii elektrycznej stanowiąca wolumen obrotu na sesji *s* Rynku Dnia Następnego z określaniem ceny energii w systemie kursu jednolitego [MWh].

S – Zbiór sesji Rynku Dnia Następnego z określaniem ceny energii w systemie kursu jednolitego prowadzonych przez URB_{GE}.

Ceny *CGs* oraz ilości energii *EGs* są udostępniane OSP przez URB_{GE} i w przypadku, gdy cena *CGs* jest wyrażona w [EUR/MWh], to rynkowa cena CG_S dla każdej godziny doby jest przeliczana z [EUR/MWh] na [zł/MWh] według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego z dnia, w którym odbywała się sesja notowań, a jeżeli kurs dla tego dnia nie został opublikowany, do przeliczenia stosuje się kurs Narodowego Banku Polskiego opublikowany w najbliższym dniu z okresu poprzedniego.

W przypadku, gdy dla danej doby handlowej nie jest możliwe wyznaczenie ceny *RCE*, dla tej doby jako obowiązującą wartość ceny *RCE,* przyjmuje się wartość ceny *RCE* obowiązującej w ostatniej dobie z okresu poprzedniego.

4.3.1.8.1.5. Okresem rozliczeniowym dla rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii jest miesiąc kalendarzowy, a terminem płatności 22. dzień następnego miesiąca kalendarzowego.

4.3.1.8.1.6. Rozliczenie dodatkowych kosztów wytwarzania energii jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:

(1) Dobowym – na podstawie dobowych danych ilościowych. Wielkości rozliczeniowe dla doby *n* są wyznaczane przez OSP w dobie *n*+1, jako niezatwierdzone, dla celów

weryfikacji poprawności rozliczeń, oraz w dobie *n*+4, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń miesięcznych.

(2) Miesięcznym – na podstawie dobowych danych ilościowych, agregowanych do postaci miesięcznej. Miesięczne dane są podstawą do wystawienia faktur.

4.3.1.8.1.7. Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych, do 15. dnia każdego miesiąca, i obejmują rozliczone miesiące, tzn. takie, dla których upłynął termin płatności. Korekta rozliczenia miesiąca *m* jest wykonywana w miesiącach *m*+2, *m*+4 oraz *m*+15. Po upływie okresu przewidzianego na korekty rozliczenia są uznawane jako ostateczne, chyba, że potrzeba dokonania późniejszej ich korekty wynika z zastosowania błędnych danych rozliczeniowych lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.

4.3.1.8.1.8. Dodatkowe koszty wytwarzania energii są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.

4.3.1.8.2. Rozliczenia ilościowe i wartościowe

4.3.1.8.2.1. Należność godzinowa $NDKW_h$ dla danego URB_W w godzinie *h* za dodatkowe koszty wytwarzania energii jest wyznaczana, z zastrzeżeniem pkt 4.3.1.8.2.2., według następującego wzoru:

$$NDKW_h = \sum_{j \in J} \sum_{p \in Pwp} \max(0, CWD_{jph} - RCE_h) \cdot RUSE^{+}_{jph} \tag{4.111}$$

gdzie:

CWD_{jph} – Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej *j*-tej JG_{Wa} z ZAK=1 dla godziny *h* i pasma mocy *p* JG_{Wa} [zł/MWh].

RCE_h – Rynkowa cena energii elektrycznej w godzinie *h* [zł/MWh].

$RUSE^{+}_{jph}$ – Ilość energii elektrycznej realokowana na Rynku Bilansującym na *j*-tą JG_{Wa} z ZAK=1 w godzinie *h* w ramach pasma mocy *p* tej JG_{Wa} [MWh].

J – Zbiór JG_{Wa} z ZAK=1 należących do URB_W.

P_{wp} – Zbiór pasm mocy *j*-tej JG_{Wa} z ZAK=1. Pasmo mocy $p \in P_{wp}$ odpowiada przedziałowi mocy JG_{Wa} ze stałą wartością współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto.

4.3.1.8.2.2. Jeżeli wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.8.2.1. należność NDKW dla danej godziny i danego URB_W jest większa od różnicy pomiędzy sumarycznym kosztem wytworzenia energii z USE przez JG_{Wa} z ZAK=1, na które zostały realokowane USE, oraz przez JG_{Wa} z ZAK=1, na które te USE zostały zgłoszone przez URB_W ($NDKW^{MAX}$), to w rozliczeniach przyjmuje się NDKW równe $NDKW^{MAX}$. Wartość $NDKW^{MAX}$ dla danej godziny i danego URB_W jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDKW^{MAX}_h = \sum_{j \in J} \sum_{p \in Pwp} CWD_{jph} \cdot RUSE^{+}_{jph} + \sum_{j \in J} \sum_{p \in Pwp} CWD_{jph} \cdot RUSE^{-}_{jph} \tag{4.112}$$

gdzie:

CWD_{jph} – Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej *j*-tej JG_{Wa} z ZAK=1 dla godziny *h* i pasma mocy *p* JG_{Wa} [zł/MWh].

$RUSE^{+}_{jph}$ – Ilość energii elektrycznej realokowana na Rynku Bilansującym na *j*-tą JG_{Wa} z ZAK=1 w godzinie *h* w ramach pasma mocy *p* tej JG_{Wa} [MWh].

$RUSE^{-}_{jph}$ – Ilość energii elektrycznej realokowana na Rynku Bilansującym z *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h* z pasma mocy *p* tej JG_{Wa} [MWh].

J – Zbiór JG_{Wa} z ZAK=1 należących do URB_W.

P_{wp} – Zbiór pasm mocy *j*-tej JG_{Wa} z ZAK=1. Pasmo mocy $p \in P_{wp}$ odpowiada przedziałowi mocy JG_{Wa} ze stałą wartością współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto.

4.3.1.8.2.3. Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym na *j*-tą JG_{Wa} z ZAK=1 w godzinie *h* ($RUSE^{+}_{jh}$) jest równa dodatniej różnicy pomiędzy skorygowaną (ES) i zweryfikowaną (EZ) ilością dostaw energii tej JG_{Wa}, w części w jakiej ta różnica nie została rozliczona na RB jako przyrost generacji, z powodu skompensowania tego przyrostu redukcją generacji na innej JG_{Wa} z ZAK=1 o niższej cenie CWD, w ramach mechanizmu łącznego rozliczania wszystkich JG_{Wa} z ZAK=1 należących do URB_W poprzez jego JG_{Wr}.

4.3.1.8.2.4. Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym z *j*-tej JG_{Wa} z ZAK=1 w godzinie *h* ($RUSE^{-}_{jh}$) jest równa ujemnej różnicy pomiędzy skorygowaną (ES) i zweryfikowaną (EZ) ilością dostaw energii tej JG_{Wa}, w części w jakiej ta różnica nie została rozliczona na RB jako redukcja generacji, z powodu skompensowania przez nią przyrostu generacji na innej JG_{Wa} z ZAK=1 o wyższej cenie CWD w ramach mechanizmu łącznego rozliczania wszystkich JG_{Wa} z ZAK=1 należących do URB_W poprzez jego JG_{Wr}.

4.3.1.8.2.5. Należność dobowa $NDKW_d$ dla danego URB_W w dobie handlowej *d* za dodatkowe koszty wytwarzania energii jest wyznaczana jako suma godzinowych należności $NDKW_h$ z poszczególnych godzin $h \in H$ danej doby.

$$NDKW_d = \sum_{h \in H} NDKW_h \tag{4.113}$$

4.3.1.8.2.6. Należność miesięczna $NDKW_m$ dla danego URB_W w miesiącu *m* za dodatkowe koszty wytwarzania energii jest wyznaczana jako suma dobowych należności $NDKW_d$ z poszczególnych dób $d \in Dm$ miesiąca *m*.

$$NDKW_m = \sum_{d \in Dm} NDKW_d \tag{4.114}$$

4.3.2. Rozliczenia Regulacyjnych Usług Systemowych JG_{Wa}

4.3.2.1. Ogólne zasady rozliczeń

4.3.2.1.1. Rozliczenia regulacyjnych usług systemowych są realizowane dla poszczególnych Jednostek Grafikowych (JG).

4.3.2.1.2. Odpłatność za regulacyjne usługi systemowe odbywa się według stawek (cen) opłat wyznaczonych w sposób określony w pkt 4.3.2.1.3.(1) oraz ustalonych z poszczególnymi wytwórcami w Umowach przesyłania, z zastrzeżeniem pkt 4.3.2.1.12.

4.3.2.1.3. Dla poszczególnych rodzajów regulacyjnych usług systemowych są stosowane następujące ceny rozliczeniowe:

(1) Cena za udział w regulacji *j*-tej JG:

(1.1) C_{jh}^{REG} – cena za udział w regulacji [zł/MWh] *j*-tej JG w godzinie *h*, wyznaczona według wzoru:

$$C_{jh}^{REG} = 0{,}05 \cdot CW_{jh}^{S} \tag{4.116}$$

gdzie:

CW_{jh}^{S} – Średnia ważona cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej *j*-tej JG w godzinie *h* doby handlowej *d* nieuwzględniająca kosztów uprawnień do emisji CO_2 (KC^{CO2}), wyznaczona w następujący sposób:

$$CW_{jh}^{S} = \frac{\sum_{p \in P_{wp}} \left(0{,}5 \cdot \left(CWD_{jph} + CWO_{jph}\right) - KC_{jpd}^{CO2}\right) \cdot \Delta P_{jp}}{\sum_{p \in P_{wp}} \Delta P_{jp}}$$

CWD_{jph} – Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej *j*-tej JG dla godziny *h* i pasma mocy *p* JG.

CWO_{jph} – Cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej *j*-tej JG dla godziny *h* i pasma mocy *p* JG.

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

ΔP_{jp} – Wolumen pasma mocy *p* *j*-tej JG

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

LP_j – Liczba pasm *p* *j*-tej JG.

(2) Cena za pracę w przeciążeniu *j*-tej JG:

(2.1) $C_j^{\Pr zec}$ – cena godzinowa za moc przeciążenia, określona w Umowie przesyłania [zł/MW].

(3) Cena za pracę w zaniżeniu *j*-tej JG:

(3.1) C_j^{Zan} – cena godzinowa za moc zaniżenia, określona w Umowie przesyłania [zł/MW].

(4) Cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej *j*-tej JG:

(4.1) C_j^{ARNE} – cena godzinowa za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej, określona w Umowie przesyłania [zł/h].

4.3.2.1.4. Cena godzinowa za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (C^{ARNE}) odzwierciedla koszty eksploatacji układów ARNE.

4.3.2.1.5. Okresem rozliczeniowym RUS jest miesiąc kalendarzowy a terminem płatności 22. dzień następnego miesiąca kalendarzowego. Rozliczenie RUS jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:

(1) Dobowym – na podstawie godzinowych danych ilościowych. Wielkości godzinowe dla doby *n* są wyznaczane przez OSP w dobie *n*+1, jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń, oraz w dobie *n*+4, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń miesięcznych.

(2) Miesięcznym – na podstawie godzinowych danych ilościowych i wartościowych, agregowanych do postaci dobowej a następnie do postaci miesięcznej. Miesięczne dane są podstawą do wystawienia faktur.

4.3.2.1.6. Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych, do 15. dnia każdego miesiąca, i obejmują rozliczone miesiące, tzn. takie, dla których upłynął termin płatności. Korekty rozliczeń dotyczą 4 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym jest dokonywana korekta. Korekta rozliczeń dla miesiąca *m* jest wykonywana w miesiącach *m*+2 oraz *m*+4. Po upływie tego okresu rozliczenia są uznawane jako ostateczne, chyba, że potrzeba dokonania późniejszej ich korekty wynika z zastosowania błędnych danych rozliczeniowych lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.

Procedura korygowania rozliczeń uwzględnia korekty CWD i CWO w związku z uwzględnieniem wykonanych kosztów, które zostały przyjęte w wyniku Zgłoszeń aktualizacji cen w zakresie, o którym mowa w pkt 2.2.1.1.13.(11.1).

4.3.2.1.7. Należność za udział w regulacji pierwotnej lub wtórnej może być naliczona wyłącznie dla tych JG, które pracowały z załączonym, na polecenie OSP, układem regulacji, odpowiednio pierwotnej lub wtórnej.

4.3.2.1.8. Dla JG uruchamianych z postoju, za początkowy czas naliczania należności za udział w regulacji pierwotnej lub wtórnej, przyjmuje się czas zakończenia uruchamiania tj. osiągnięcia przez JG jej minimum technicznego.

4.3.2.1.9. Praca JG z zaniżeniem lub przeciążeniem jest płatna za średnią w godzinie, wyznaczoną na podstawie wielkości 15-minutowych, moc zaniżenia lub przeciążenia z jaką dana JG pracowała na polecenie OSP.

4.3.2.1.10. Należność za udział w automatycznej regulacji mocy biernej i napięcia może być naliczona za czas pracy układu ARNE, przy czym załączenie i wyłączenie układu ARNE odbywa się na polecenie OSP.

4.3.2.1.11. Jako czas załączenia oraz wyłączenia układów regulacji pierwotnej, wtórnej i ARNE przyjmuje się czasy wykonania przez wytwórcę, na podstawie polecenia OSP, operacji załączenia oraz wyłączenia odpowiedniego układu regulacji. Czas wykonania danej operacji jest potwierdzany przez wytwórcę poprzez przesłanie do OSP odpowiedniego komunikatu SOWE.

4.3.2.1.12. W przypadku załączenia układów ARNE na polecenie OSP na JG, dla których nie jest określona w Umowie przesyłania cena godzinowa za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (C^{ARNE}), odpłatność za udział w automatycznej regulacji mocy biernej i napięcia jest realizowana według maksymalnej ceny obowiązującej w bieżącym okresie rozliczeniowym.

4.3.2.1.13. Stwierdzenie przez OSP braku zdolności danej JG do regulacji lub negatywna ocena przez OSP jakości regulacji w okresie dłuższym niż 5 godzin powoduje utratę prawa do wynagrodzenia dla wytwórcy za udział w regulacji pierwotnej lub wtórnej, poczynając od pierwszej godziny, dla której stwierdzono nieprawidłowość. Wynagrodzenie za udział w regulacji pierwotnej lub wtórnej przysługuje ponownie od następnej doby handlowej po przeprowadzeniu pozytywnych testów sprawdzających.

4.3.2.2. Dokładność rozliczeń

4.3.2.2.1. Dla każdego rodzaju usługi jej ilość godzinowa, dobowa i miesięczna jest wyznaczana z dokładnością do czterech miejsc po przecinku.

4.3.2.2.2. Dla każdego rodzaju usługi jej cena dobowa i miesięczna jest wyznaczana z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.

4.3.2.2.3. Dla każdego rodzaju usługi jej wartość godzinowa, dobowa i miesięczna jest wyznaczana z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.

4.3.2.3. Procedury rozliczeń ilościowych i wartościowych

4.3.2.3.1. Rozliczenia za udział w regulacji pierwotnej

4.3.2.3.1.1. Należność godzinowa N_{jh}^{RP} dla *j*-tej JG w godzinie *h* za udział w regulacji pierwotnej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{RP} = C_{jh}^{REG} \cdot P_{jh}^{RP} \tag{4.124}$$

gdzie:

C_{jh}^{REG} *[zł/MWh]* – Cena za udział w regulacji *j*-tej JG w godzinie *h*, wyznaczona w sposób określony w pkt 4.3.2.1.3.(1).

P_{jh}^{RP} *[MWh]* – Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG w godzinie *h*, wyznaczony zgodnie z pkt 4.3.2.3.1.2.

4.3.2.3.1.2. Wielkość P_{jh}^{RP} dla *j*-tej JG w godzinie *h* jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{jh}^{RP} = \frac{1}{4}\sum_{k=1}^{4} \frac{t_{jhk}^{RP} \cdot P_{jk}^{+}}{\tau} \cdot T \tag{4.125}$$

przy czym:

(1) Jeżeli w kwadransie *k* dana JG pracowała wyłącznie w regulacji pierwotnej (znacznik wykorzystania regulacji jest równy 1), to:

$$P_{jk}^{+} = Ps_{j}^{+} \tag{4.126}$$

(2) Jeżeli w kwadransie *k* dana JG pracowała w regulacji pierwotnej i regulacji wtórnej (znacznik wykorzystania regulacji jest równy 3), to:

$$P_{jk}^{+} = Psp_{j}^{+} \tag{4.127}$$

gdzie:

t_{jhk}^{RP} *[min]* – Liczba minut w kwadransie *k* godziny *h*, w których *j*-ta JG pracowała z załączonym układem regulacji pierwotnej. Czas t_{jhk}^{RP} jest wyznaczany zgodnie z zasadami podanymi w pkt 4.3.2.3.1.3.

Ps_{j}^{+} *[MW]* – Dodatni zakres regulacji pierwotnej w zakresie mocy osiągalnej P^{OS}. Wielkość Ps_{j}^{+} jest wyznaczana według wzoru:

$$Ps_{j}^{+} = \min\left\{P_{j}^{OS} - BPP_{1j}^{MAX}, Ps_{j}\right\}$$

gdzie:

P_{j}^{OS} - Moc osiągalna *j*-tej JG potwierdzona protokołem odbioru.

BPP_{1j}^{MAX} - Maksymalna dopuszczalna wartość zmian Bieżącego Punku Pracy *j*-tej JG przy załączonej regulacji pierwotnej (dla znacznika udziału w regulacji równego 1) potwierdzona protokołem odbioru.

Ps_{j} - Dodatni zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG potwierdzony protokołem odbioru.

Psp_{j}^{+} *[MW]* – Dodatni zakres regulacji pierwotnej poza zakresem ARCM w zakresie mocy osiągalnej P^{OS}. Wielkość Psp_{j}^{+} jest wyznaczana według wzoru:

$$Psp_{j}^{+} = \min\left\{P_{j}^{OS} - BPP_{3j}^{MAX} - Pm_{j}, Psa_{j}\right\}$$

gdzie:

P_{j}^{OS} - Moc osiągalna *j*-tej JG potwierdzona protokołem odbioru.

BPP_{3j}^{MAX} - Maksymalna dopuszczalna wartość zmian Bieżącego Punku Pracy *j*-tej JG przy załączonej regulacji pierwotnej i wtórnej (dla znacznika udziału w regulacji równego 3) potwierdzona protokołem odbioru.

Pm_j - Dodatni zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG potwierdzony protokołem odbioru.

Psa_j - Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG na górnym brzegu zakresu regulacji ARCM potwierdzony protokołem odbioru.

τ *[min]* – Stała przeliczeniowa (T = 15).

T *[h]* – Stała przeliczeniowa (T = 1).

4.3.2.3.1.3. Dana JG bierze udział w regulacji pierwotnej, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

(1) JG uczestniczy w RB.

(2) JG ma zaplanowany w planie BPKD/OS znacznik udziału w regulacji równy 1 albo 3 (OSP wydał polecenie pracy JG z załączonym układem regulacji pierwotnej).

(3) JG pracuje z załączonym, poprawnie działającym układem regulacji pierwotnej.

4.3.2.3.1.4. Należność dobowa N_{jd}^{RP} dla *j*-tej JG w dobie *d* za udział w regulacji pierwotnej jest wyznaczana jako suma godzinowych należności N_{jh}^{RP} z poszczególnych godzin $h \in$ H danej doby:

$$N_{jd}^{RP} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{RP} \tag{4.128}$$

4.3.2.3.1.5. Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG w dobie *d* (P_{jd}^{RP}) jest równy sumie wielkości godzinowych P_{jh}^{RP}.

4.3.2.3.1.6. Należność miesięczna N_{jm}^{RP} dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za udział w regulacji pierwotnej jest wyznaczana jako suma dobowych należności N_{jd}^{RP} z poszczególnych dób $d \in$ Dm miesiąca *m*:

$$N_{jm}^{RP} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{RP} \tag{4.129}$$

4.3.2.3.1.7. Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{RP}) jest równy sumie wielkości dobowych P_{jd}^{RP}. Średnia cena za udział *j*-tej JG w regulacji pierwotnej w miesiącu *m* (C_{jm}^{RP}) jest równa ilorazowi należności miesięcznej N_{jm}^{RP} oraz miesięcznego zakresu regulacji pierwotnej P_{jm}^{RP}.

4.3.2.3.2. Rozliczenia za udział w regulacji wtórnej

4.3.2.3.2.1. Należność godzinowa N_{jh}^{RW} dla *j*-tej JG w godzinie *h* za udział w regulacji wtórnej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{RW} = C_{jh}^{REG} \cdot P_{jh}^{RW} \tag{4.130}$$

gdzie:

C_{jh}^{REG} *[zł/MWh]* – Cena za udział w regulacji *j*-tej JG w godzinie *h*, wyznaczona w sposób określony w pkt 4.3.2.1.3.(1).

P_{jh}^{RW} *[MWh]* – Zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG w godzinie *h*, wyznaczony zgodnie z pkt 4.3.2.3.2.2.

4.3.2.3.2.2. Wielkość P_{jh}^{RW} dla *j*-tej JG w godzinie *h* jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{jh}^{RW} = \frac{1}{4}\sum_{k=1}^{4}\frac{t_{jhk}^{RW} \cdot Pm_j}{\tau} \cdot T \tag{4.131}$$

gdzie:

t_{jhk}^{RW} *[min]* – Liczba minut w kwadransie *k* godziny *h*, w których *j*-ta JG pracowała z załączonym układem regulacji wtórnej. Czas t_{jhk}^{RW} jest wyznaczany zgodnie z zasadami podanymi w pkt 4.3.2.3.2.3.

Pm_j *[MW]* – Dodatni zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG potwierdzony protokołem odbioru.

τ *[min]* – Stała przeliczeniowa (T = 15).

T *[h]* – Stała przeliczeniowa (T = 1).

4.3.2.3.2.3. Dana JG bierze udział w regulacji wtórnej, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

(1) JG uczestniczy w RB.

(2) JG ma zaplanowany w planie BPKD/OS znacznik udziału w regulacji równy 2 albo 3 (OSP wydał polecenie pracy JG z załączonym układem regulacji wtórnej).

(3) JG pracuje z załączonym, poprawnie działającym układem regulacji wtórnej.

4.3.2.3.2.4. Należność dobowa N_{jd}^{RW} dla *j*-tej JG w dobie *d* za udział w regulacji wtórnej jest wyznaczana jako suma godzinowych należności N_{jh}^{RW} z poszczególnych godzin $h \in H$ danej doby:

$$N_{jd}^{RW} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{RW} \tag{4.132}$$

4.3.2.3.2.5. Zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG w dobie *d* (P_{jd}^{RW}) jest równy sumie wielkości godzinowych P_{jh}^{RW}.

4.3.2.3.2.6. Należność miesięczna N_{jm}^{RW} dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za udział w regulacji wtórnej jest wyznaczana jako suma dobowych należności N_{jd}^{RW} z poszczególnych dób $d \in \mathrm{Dm}$ miesiąca *m*:

$$N_{jm}^{RW} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{RW} \tag{4.133}$$

4.3.2.3.2.7. Zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{RW}) jest równy sumie wielkości dobowych P_{jd}^{RW}. Średnia cena za udział *j*-tej JG w regulacji wtórnej w miesiącu *m* (C_{jm}^{RW}) jest równa ilorazowi należności miesięcznej N_{jm}^{RW} oraz miesięcznego zakresu regulacji wtórnej P_{jm}^{RW}.

4.3.2.3.3. Rozliczenia za pracę z przeciążeniem

4.3.2.3.3.1. Należność godzinowa $N_{jh}^{\mathrm{Pr}\,zec}$ dla *j*-tej JG w godzinie *h* za pracę z przeciążeniem jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{\mathrm{Pr}\,zec} = C_{j}^{\mathrm{Pr}\,zec} \cdot P_{jh}^{\mathrm{Pr}\,zec} \tag{4.134}$$

gdzie:

$C_{j}^{\mathrm{Pr}\,zec}$ *[zł/MW]* - Cena za moc przeciążenia *j*-tej JG określona w Umowie przesyłania.

$P_{jh}^{\mathrm{Pr}\,zec}$ *[MW]* - Moc przeciążenia *j*-tej JG w godzinie *h*.

4.3.2.3.3.2. Moc przeciążenia $P_{jh}^{\mathrm{Pr}\,zec}$ *j*-tej JG w godziny *h* jest wyznaczana jako średnia godzinowa moc przeciążenia wynikająca z jej mocy przeciążeń w kolejnych kwadransach tej godziny:

$$P_{jh}^{\mathrm{Pr}\,ezc} = \frac{\sum_{k=1}^{4} \left(\min\{P_{jhk}^{Pz}, P_{jhk}^{Pw}\} - P_{j}^{OS} \right)}{4} \tag{4.135}$$

gdzie:

P_{jhk}^{Pz} *[MW]* - Zadana wielkość obciążenia *j*-tej JG w *k*-tym kwadransie godziny *h*, określona przez OSP w planie BPKD/OS jako polecenie pracy JG z przeciążeniem.

P_{jhk}^{Pw} *[MW]* - Wykonana wielkość obciążenia *j*-tej JG w *k*-tym kwadransie godziny *h*, potwierdzona przez wytwórcę poprzez SOWE jako wykonanie polecenia pracy JG z przeciążeniem. W przypadku, gdy JG nie pracuje w danym kwadransie z przeciążeniem to $P_{jhk}^{Pw} = P_{j}^{OS}$.

P_{j}^{OS} *[MW]* - Moc osiągalna *j*-tej JG.

4.3.2.3.3.3. Praca JG jest kwalifikowana w danym kwadransie jako praca z przeciążeniem, jeżeli w tym kwadransie są spełnione łącznie następujące warunki:

(1) JG uczestniczy w RB.

(2) Dla JG są określone w Umowie przesyłania warunki pracy z przeciążeniem, w tym cena za moc przeciążenia.

(3) OSP wydał polecenie pracy JG z przeciążeniem, tzn. moc obciążenia tej JG ustalona w procesie planowania BPKD jest większa od jej mocy osiągalnej.

(4) JG pracowała z przeciążeniem.

4.3.2.3.3.4. Należność dobowa $N_{jd}^{\Pr zec}$ dla *j*-tej JG za pracę z przeciążeniem w dobie *d* jest wyznaczana jako suma godzinowych należności $N_{jh}^{\Pr zec}$ z poszczególnych godzin $h \in$ H danej doby:

$$N_{jd}^{\Pr zec} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{\Pr zec} \tag{4.136}$$

4.3.2.3.3.5. Moc przeciążenia *j*-tej JG w dobie *d* ($P_{jd}^{\Pr zec}$) jest równa sumie wielkości godzinowych $P_{jh}^{\Pr zec}$.

4.3.2.3.3.6. Należność miesięczna $N_{jm}^{\Pr zec}$ dla *j*-tej JG za pracę z przeciążeniem w miesiącu *m* jest wyznaczana jako suma dobowych należności $N_{jd}^{\Pr zec}$ z poszczególnych dób $d \in$ Dm miesiąca *m*:

$$N_{jm}^{\Pr zec} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{\Pr zec} \tag{4.137}$$

4.3.2.3.3.7. Moc przeciążenia *j*-tej JG w miesiącu *m* ($P_{jm}^{\Pr zec}$) jest równa sumie wielkości dobowych $P_{jd}^{\Pr zec}$. Średnia cena za moc przeciążenia *j*-tej JG w miesiącu *m* ($C_{jm}^{\Pr zec}$) jest równa ilorazowi należności miesięcznej $N_{jm}^{\Pr zec}$ oraz miesięcznej mocy przeciążenia $P_{jm}^{\Pr zec}$.

4.3.2.3.4. Rozliczenia za pracę z zaniżeniem

4.3.2.3.4.1. Należność godzinowa N_{jh}^{Zan} dla *j*-tej JG w godzinie *h* za pracę z zaniżeniem jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{Zan} = C_j^{Zan} \cdot P_{jh}^{Zan} \tag{4.138}$$

gdzie:

C_j^{Zan} *[zł/MW]* - Cena za moc zaniżenia *j*-tej JG określona w Umowie przesyłania.

P_{jh}^{Zan} *[MW]* - Moc zaniżenia *j*-tej JG w godzinie *h*.

4.3.2.3.4.2. Moc zaniżenia P_{jh}^{Zan} *j*-tej JG w godzinie *h* jest wyznaczana jako średnia godzinowa moc zaniżenia wynikająca z jej mocy zaniżeń w kolejnych kwadransach tej godziny:

$$P_{jh}^{Zan} = \frac{\sum_{k=1}^{4}\left(P_{j}^{MIN_TECH} - \max\{P_{jhk}^{Zz}, P_{jhk}^{Zw}\}\right)}{4} \tag{4.139}$$

gdzie:

P_{jhk}^{Zz} *[MW]* - Zadana wielkość obciążenia *j*-tej JG w *k*-tym kwadransie godziny *h*, określona przez OSP w planie BPKD/OS jako polecenie pracy JG z zaniżeniem.

P_{jhk}^{Zw} *[MW]* - Wykonana wielkość obciążenia *j*-tej JG w *k*-tym kwadransie godziny *h*, potwierdzona przez wytwórcę poprzez SOWE jako wykonanie polecenia pracy JG z zaniżeniem. W przypadku, gdy JG nie pracuje w danym kwadransie z zaniżeniem, to $P_{jhk}^{Z} = P_{j}^{MIN_TECH}$.

$P_{j}^{MIN_TECH}$ *[MW]* - Moc minimum technicznego *j*-tej JG.

4.3.2.3.4.3. Praca JG jest kwalifikowana w danym kwadransie jako praca z zaniżeniem, jeżeli w tym kwadransie są spełnione łącznie następujące warunki:

(1) JG uczestniczy w RB.

(2) Dla JG są określone w Umowie przesyłania warunki pracy z zaniżeniem, w tym cena za moc zaniżenia.

(3) OSP wydał polecenie pracy JG z zaniżeniem, tzn. moc obciążenia tej JG ustalona w procesie planowania BPKD jest mniejsza od jej mocy minimum technicznego.

(4) JG pracowała z zaniżeniem.

4.3.2.3.4.4. Należność dobowa N_{jd}^{Zan} dla *j*-tej JG za pracę z zaniżeniem w dobie *d* jest wyznaczana jako suma godzinowych należności N_{jh}^{Zan} z poszczególnych godzin $h \in$ H danej doby:

$$N_{jd}^{Zan} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{Zan} \tag{4.140}$$

4.3.2.3.4.5. Moc zaniżenia *j*-tej JG w dobie *d* (P_{jd}^{Zan}) jest równa sumie wielkości godzinowych P_{jh}^{Zan}.

4.3.2.3.4.6. Należność miesięczna N_{jm}^{Zan} dla *j*-tej JG za pracę z zaniżeniem w miesiącu *m* jest wyznaczana jako suma dobowych należności N_{jd}^{Zan} z poszczególnych dób $d \in$ Dm miesiąca *m*:

$$N_{jm}^{Zan} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{Zan} \tag{4.141}$$

4.3.2.3.4.7. Moc zaniżenia *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{Zan}) jest równa sumie wielkości dobowych P_{jd}^{Zan}. Średnia cena za moc zaniżenia *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{Zan}) jest równa ilorazowi należności miesięcznej N_{jm}^{Zan} oraz miesięcznej mocy zaniżenia P_{jm}^{Zan}.

4.3.2.3.5. Rozliczenia za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej

4.3.2.3.5.1. Należność godzinowa N_{jh}^{ARNE} dla *j*-tej JG za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w godzinie *h* jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{ARNE} = C_{j}^{ARNE} \cdot t_{jh}^{ARNE} \tag{4.142}$$

gdzie:

C_{j}^{ARNE} [zł/h] - Cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej przez *j*-tą JG określona w Umowie przesyłania albo zgodnie z zasadami zawartymi w pkt 4.3.2.1.12.

t_{jh}^{ARNE} [h] - Czas pracy *j*-tej JG z załączonym układem ARNE w godzinie *h*. Czas t_{jh}^{ARNE} jest wyznaczany zgodnie z zasadami podanymi w pkt 4.3.2.3.5.2.

4.3.2.3.5.2. Dla danej JG jej praca jest kwalifikowana jako z załączonym układem ARNE, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

(1) OSP wydał, w ramach procesu planowania BPKD, polecenie pracy JG z załączonym układem ARNE.

(2) JG jest w trakcie uruchamiania po synchronizacji albo pracuje a jednocześnie ma załączony, poprawnie działający układ ARNE.

4.3.2.3.5.3. Należność dobowa N_{jd}^{ARNE} dla *j*-tej JG za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w dobie *d* jest wyznaczana jako suma godzinowych należności N_{jh}^{ARNE} z poszczególnych godzin $h \in$ H danej doby:

$$N_{jd}^{ARNE} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{ARNE} \tag{4.143}$$

4.3.2.3.5.4. Czas pracy z załączonym układem ARNE *j*-tej JG w dobie *d* (t_{jd}^{ARNE}) jest równy sumie wielkości godzinowych t_{jh}^{ARNE}.

4.3.2.3.5.5. Należność miesięczna N_{jm}^{ARNE} dla *j*-tej JG za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w miesiącu *m* jest wyznaczana jako suma dobowych należności N_{jd}^{ARNE} z poszczególnych dób $d \in$ Dm miesiąca *m*:

$$N_{jm}^{ARNE} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{ARNE} \tag{4.144}$$

4.3.2.3.5.6. Czas pracy z załączonym układem ARNE *j*-tej JG w miesiącu *m* (t_{jm}^{ARNE}) jest równy sumie wielkości dobowych t_{jd}^{ARNE}. Średnia cena za automatyczną regulację napięcia i mocy biernej przez *j*-tą JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{ARNE}) jest równa ilorazowi należności miesięcznej N_{jm}^{ARNE} oraz miesięcznego czasu pracy z załączonym układem ARNE t_{jm}^{ARNE}.

4.3.2.4. Zasady odpłatności za energię elektryczną związaną ze świadczeniem RUS

4.3.2.4.1. Energia elektryczna związana ze świadczeniem regulacyjnych usług systemowych jest rozliczana na rynku bilansującym zgodnie z procedurami zawartymi w pkt 4.3.1.

4.3.2.5. Opłaty za niedotrzymanie dyscypliny ruchowej

4.3.2.5.1. Operator Systemu Przesyłowego może naliczać opłaty płatne przez wytwórców, których jednostki wytwórcze lub magazyny energii elektrycznej reprezentowane w JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa} nie dotrzymują dyscypliny ruchowej.

4.3.2.5.2. Zobowiązania poszczególnych jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej wobec OSP w zakresie produkcji energii elektrycznej bądź jej odbioru w każdej godzinie doby handlowej są równe energii odniesienia (E_{ODN}), która obejmuje:

(1) Energię elektryczną (E_{BPP}) wynikającą z bieżących punktów pracy (BPP), wyznaczaną jako średnia wartość z BPP dla danej godziny i wyrażoną w MWh.

W przypadku farm wiatrowych oraz źródeł fotowoltaicznych E_{BPP} jest wyznaczana na podstawie estymowanej ilości dostaw energii (EE) oraz wielkości polecenia redukcji generacji (PRG).

(2) Energię elektryczną wynikającą z działania układów regulacji wtórnej związanego z przebiegiem sygnału sterującego.

$$\Delta E_w = \int_{t=0}^{t} P_{w_zadane}(t)\, dt \tag{4.145}$$

gdzie:

P_{w_zadane} *[MW]* – Wartość zadana mocy regulacji wtórnej jednostki wytwórczej wypracowywana przez regulator centralny (LFC).

t *[h]* – Podstawowy okres rozliczeniowy, równy 1 godzinie.

(3) Energię elektryczną (ΔE_P) wynikającą z działania układów regulacji pierwotnej spowodowanego zmianami częstotliwości w KSE.

$$\Delta E_p = \frac{\Delta \bar{f} \cdot P_{OS}}{f_N \cdot S} \cdot t \tag{4.146}$$

gdzie:

$\Delta \bar{f}$ *[Hz]* – średnia odchyłka częstotliwości ($\Delta f = f - f_N$) w danej godzinie.

P_{OS}	*[MW]*	–	Moc osiągalna danej JW.
f	*[Hz]*	–	Chwilowa wartość częstotliwości.
f_N	*[Hz]*	–	Częstotliwość znamionowa (50 Hz).
S	–	–	Statyzm danej JW.
t	*[h]*	–	podstawowy okres rozliczeniowy, równy 1 godzinie.

4.3.2.5.3. Niedotrzymanie dyscypliny ruchowej jest rozumiane jako odchylenie produkcji energii elektrycznej przez daną jednostkę wytwórczą od energii odniesienia określonej wzorem:

$$E_{ODN} = E_{BPP} + \Delta E_w - \Delta E_P \quad (4.147)$$

4.3.2.5.4. W przypadku odchylenia produkcji energii elektrycznej przez daną jednostkę wytwórczą lub magazyn energii elektrycznej od energii odniesienia o wielkość mniejszą niż ±3% mocy osiągalnej (P^{OS}), opłat nie stosuje się.

4.3.2.5.5. W przypadku odchylenia produkcji energii elektrycznej przez daną jednostkę wytwórczą od energii odniesienia o wielkość większą od ±3% P^{OS} Operator Systemu Przesyłowego może naliczyć opłatę równą dwukrotnej wartości iloczynu ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) i ilości energii, będącej różnicą pomiędzy rzeczywistą produkcją energii elektrycznej a energią odniesienia.

4.3.2.5.6. Opłaty za odchylenia produkcji energii elektrycznej, o których mowa w pkt 4.3.2.5.5. mogą być naliczane wyłącznie za odchylenia produkcji energii elektrycznej wyznaczone na warunkach określonych w pkt 4.3.2.5.2.

4.3.2.5.7. Odłączenie lub załączenie układów regulacji oraz układu ARNE może nastąpić wyłącznie na polecenie OSP.

4.3.2.5.8. W przypadku nie zastosowania się przez wytwórcę do zasady, o której mowa w pkt 4.3.2.5.7., lub wystąpienia sytuacji, o której mowa w pkt 4.3.2.1.13., wytwórca zapłaci OSP opłatę w wysokości równej należności za 12-godzinną pracę przedmiotowego układu.

4.3.2.5.9. Wpływy z opłat za niedotrzymywanie dyscypliny ruchowej przez JW, magazyn energii elektrycznej pomniejszają koszty zapewnienia jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej stanowiące podstawę do kalkulacji opłaty jakościowej w taryfie OSP.

4.3.3. Rozliczenia nieuzgodnionej wymiany międzysystemowej

4.3.3.1. Przedmiotem rozliczeń jest Energia Nieuzgodniona Wymiany Międzysystemowej, zwana dalej ENW. ENW jest rozliczana dla każdego UWM i każdej godziny niezależnie.

4.3.3.2. Ilość ENW w danej godzinie dla danego UWM działającego jako URB jest wyznaczana jako różnica pomiędzy ilością energii ED_WM, wynikającą z przyjętych na RB do realizacji USE_{WM}, a ilością energii E_GWM, wynikającą z GWM_U:

$$ENW = E_GWM - ED_WM \quad (4.148)$$

gdzie:

ENW – Ilość Energii Nieuzgodnionej Wymiany Międzysystemowej.

ED_WM – Suma ilości energii z przyjętych na *RB* do realizacji USE_{WM}.

E_GWM – Suma ilości energii z GWM_U.

4.3.3.3. Energia ENW jest rozliczana na RB, jako energia bilansująca nieplanowana danego URB będącego UWM.

4.3.3.4. W rozliczeniach na RB energii bilansującej nieplanowanej odpowiadającej energii ENW są stosowane następujące ogólne zasady:

(1) W przypadku dostarczenia ENW na RB jest ona rozliczana według ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CROz.

(2) W przypadku odbioru ENW na RB jest ona rozliczana według ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży CROs.

4.3.3.5. W rozliczeniach energii ENW, jako składnika energii bilansującej, stosuje się odpowiednie zasady i procedury obowiązujące na RB, określone w pkt 4.3.1.

4.4. Procedury fakturowania i rozliczeń finansowych

4.4.1. Zasady ogólne

4.4.1.1. Podstawą do wystawienia faktury oraz faktury korygującej jest sporządzony przez OSP, odpowiednio raport handlowy oraz raport handlowy korygujący.

4.4.1.2. Każdy URB wystawia zbiorczą fakturę oraz fakturę korygującą, odpowiednio do zakresu swojego działania, oddzielnie za sprzedaż energii bilansującej, RUS oraz kosztów uruchomień JG_{Wa}.

4.4.1.3. Faktura oraz faktura korygująca powinna zawierać wszystkie elementy wymagane przez obowiązujące przepisy, w szczególności określone w ustawie o podatku od towarów i usług.

Dodatkowo faktura powinna zawierać:

(1) Numer raportu handlowego.

(2) Okres rozliczeniowy.

Dodatkowo faktura korygująca powinna zawierać:

(3) Numer raportu handlowego korygującego.

(4) Numer raportu handlowego (korygowanego).

(5) Okres rozliczeniowy (korygowany).

4.4.1.4. Rozliczenia finansowe pomiędzy URB a OSP są dokonywane na podstawie wystawionych faktur oraz faktur korygujących.

4.4.1.5. W dniu wystawienia faktury lub faktury korygującej wystawiający jest obowiązany do przesłania jej w formie elektronicznej w rozumieniu ustawy o podatku od towarów i usług, a w przypadku braku akceptacji na stosowanie faktur elektronicznych listem poleconym do jej odbiorcy lub też jej dostarczenia w inny sposób nie później niż 7 dni przed upływem terminu płatności.

4.4.1.6. Przepływy finansowe muszą nastąpić nie później niż w terminie płatności.

4.4.1.7. W przypadku niedotrzymania terminu płatności odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie terminu płatności. Jeżeli jednak faktura albo faktura korygująca, stanowiącą podstawę zapłaty, zostanie dostarczona do jej odbiorcy później niż 7 dni przed upływem terminu płatności, wówczas odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie 7 dni od dnia otrzymania faktury albo faktury korygującej przez jej odbiorcę.

4.4.1.8. Ceny i stawki powołane w Warunkach lub ustalane zgodnie z ich postanowieniami nie zawierają należnego podatku od towarów i usług (VAT) ani podatku akcyzowego (akcyza). W odniesieniu do powołanych cen i stawek opłat, VAT i akcyza są naliczane zgodnie z obowiązującymi w tym zakresie przepisami. URB i OSP są zobowiązani do przekazywania drugiej stronie wszelkich informacji niezbędnych do prawidłowego naliczenia VAT i akcyzy.

4.4.2. Procedury dotyczące Rynku Bilansującego

4.4.2.1. Faktury za energię bilansującą wystawiają URB lub OSP nie później niż 15. dnia po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego (dekady). Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

4.4.2.2. Faktury i faktury korygujące za energię zakupioną na Rynek Bilansujący (za energię bilansującą dostarczoną przez URB, gdy $NBDD_{ud} > 0$) w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawia URB. W przypadku, gdy suma należności wyznaczonych dla wszystkich Jednostek Grafikowych danego URB za dostarczoną energię w danym okresie rozliczeniowym jest ujemna ($NBDD_{ud} < 0$), fakturę i fakturę korygującą z tytułu świadczenia usługi przyjęcia energii bilansującej wystawia OSP.

4.4.2.3. Faktury i faktury korygujące za energię sprzedaną z Rynku Bilansującego (za energię bilansującą odebraną przez URB, gdy $NBOD_{ud} > 0$) w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawia OSP. W przypadku, gdy suma należności wyznaczonych dla wszystkich Jednostek Grafikowych danego URB za odebraną energię w danym okresie rozliczeniowym jest ujemna ($NBOD_{ud} < 0$), fakturę i fakturę korygującą z tytułu świadczenia usługi przyjęcia energii bilansującej wystawia URB.

4.4.2.4. Faktury z tytułu zakupu energii na Rynek Bilansujący, albo z tytułu świadczenia usługi przyjęcia energii bilansującej na Rynek Bilansujący winny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:

(1) Sumaryczną ilość energii dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($EBDD_{ud}$).

(2) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($CBDD_{ud}$).

(3) Sumaryczną należność za energię dostarczoną na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($NBDD_{ud}$), a w przypadku świadczenia usługi przyjęcia energii bilansującej sumaryczną należność za usługę przyjęcia energii bilansującej ($-NBDD_{ud}$).

4.4.2.5. Faktury z tytułu sprzedaży energii z Rynku Bilansującego albo z tytułu świadczenia usługi przyjęcia energii bilansującej z Rynku Bilansującego winny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:

(1) Sumaryczną ilość energii odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($EBOD_{ud}$).

(2) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($CBOD_{ud}$).

(3) Sumaryczną należność za energię odebraną z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($NBOD_{ud}$), a w przypadku świadczenia usługi przyjęcia energii bilansującej sumaryczną należność za usługę przyjęcia energii bilansującej ($-NBOD_{ud}$).

4.4.2.6. Faktury korygujące z tytułu zakupu energii na Rynek Bilansujący winny zawierać:

(1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:

(1.1) Sumaryczną ilość energii dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($EBDD_{ud}$).

(1.2) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($CBDD_{ud}$).

(1.3) Sumaryczną należność za energię dostarczoną na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($NBDD_{ud}$).

(2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(2.1) Sumaryczną ilość energii dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($EBDD_{ud}$).

(2.2) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($CBDD_{ud}$).

(2.3) Sumaryczną należność za energię dostarczoną na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($NBDD_{ud}$).

(3) Wielkość korekty:

(3.1) Zmianę ilości energii dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.

(3.2) Zmianę ceny rozliczeniowej dekadowej energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.

(3.3) Zmianę należności za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.

4.4.2.7. Faktury korygujące z tytułu sprzedaży energii z Rynku Bilansującego winny zawierać:

(1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:

(1.1) Sumaryczną ilość energii odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($EBOD_{ud}$).

(1.2) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($CBOD_{ud}$).

(1.3) Sumaryczną należność za energię odebraną z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($NBOD_{ud}$).

(2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(2.1) Sumaryczną ilość energii odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($EBOD_{ud}$).

(2.2) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($CBOD_{ud}$).

(2.3) Sumaryczną należność za energię odebraną z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($NBOD_{ud}$).

(3) Wielkość korekty:

(3.1) Zmianę ilości energii odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.

(3.2) Zmianę ceny rozliczeniowej dekadowej energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.

(3.3) Zmianę należności za energię bilansującą odebraną z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.

4.4.2.8. Do faktur korygujących z tytułu świadczenia usługi przyjęcia energii bilansującej stosuje się odpowiednie zapisy 4.4.2.6. i 4.4.2.7.

4.4.2.9. W przypadku, gdy wynik rozliczenia korygującego dany okres rozliczeniowy zmieni znak wyniku rozliczenia korygowanego (zmiana znaków $NBDD_{ud}$ lub $NBOD_{ud}$) w taki sposób, że skutkuje to zmianą charakteru transakcji udokumentowanej fakturą i w konsekwencji zmianą podmiotu wystawiającego fakturę zgodnie zapisami w pkt 4.4.2.2 i pkt 4.4.2.3 powyżej (np. zakup energii bilansującej od URB stanie się świadczeniem przez OSP usługi przyjęcia energii bilansującej albo świadczenie przez URB usługi przyjęcia energii bilansującej stanie się sprzedażą przez OSP energii bilansującej), faktury uprzednio wystawione odpowiednio przez URB albo OSP należy skorygować do zera (wyzerować należność), a następnie wystawić nowe faktury dokumentujące transakcję, zgodnie z zapisami w pkt 4.4.2.2 i pkt 4.4.2.3.

4.4.2.10. Terminem płatności faktur za energię bilansującą oraz faktur za świadczenie usługi przyjęcia energii bilansującej jest 25 dzień po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego (dekady). Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

4.4.2.11. W przypadku, gdy płatności nie zostaną uregulowane w terminie płatności, OSP ma prawo skorzystać z Zabezpieczenia Z_{RB} Uczestnika Rynku Bilansującego w celu pokrycia jego zobowiązań powiększonych o odsetki naliczane zgodnie z obowiązującymi przepisami.

4.4.2.12. W przypadku wyczerpania się zabezpieczenia Uczestnika Rynku Bilansującego OSP ma prawo podjąć działania pozwalające na ograniczenie zobowiązań Uczestnika Rynku Bilansującego (jego Jednostek Grafikowych).

4.4.3. Procedury dotyczące świadczenia RUS

4.4.3.1. Faktury za świadczenie Regulacyjnych Usług Systemowych w poszczególnych okresach rozliczeniowych (miesiącach kalendarzowych) wystawiają URB nie później niż 7. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

4.4.3.2. Na fakturze winny być wyspecyfikowane wielkości rozliczeniowe dla wszystkich JG należących do URB, które są objęte umową o świadczenie RUS:

(1) Zestawienie dostarczonych RUS – dla każdej dostarczonej usługi RUS należy zamieścić:

(1.1) Miesięczną wielkość usługi dostarczonej przez wszystkie JG.

(1.2) Cenę za dostarczoną usługę.

(1.3) Należność miesięczną za dostarczoną usługę przez wszystkie JG.

(2) Łączna należność za regulacyjne usługi systemowe dostarczone przez wszystkie JG w danym miesiącu.

4.4.3.3. Na fakturze korygującej winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:

(1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) – dla każdej dostarczonej usługi RUS należy zamieścić:

(1.1) Miesięczną wielkość usługi dostarczonej przez wszystkie JG.

(1.2) Cenę za dostarczoną usługę.

(1.3) Należność miesięczną za dostarczoną usługę przez wszystkie JG.

(1.4) Łączną należność za regulacyjne usługi systemowe dostarczone przez wszystkie JG w danym miesiącu.

(2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty – dla każdej dostarczonej usługi RUS należy zamieścić:

(2.1) Miesięczną wielkość usługi dostarczonej przez wszystkie JG.

(2.2) Cenę za dostarczoną usługę.

(2.3) Należność miesięczną za dostarczoną usługę przez wszystkie JG.

(2.4) Łączną należność za regulacyjne usługi systemowe dostarczone (skorygowane) przez wszystkie JG w danym miesiącu.

(3) Wielkość korekty – dla każdej dostarczonej usługi RUS należy zamieścić:

(3.1) Zmianę miesięcznej wielkość usługi dostarczonej przez wszystkie JG.

(3.2) Zmianę ceny za dostarczoną usługę.

(3.3) Zmianę należności miesięcznej za dostarczoną usługę przez wszystkie JG.

(3.4) Zmianę łącznej należności za regulacyjne usługi systemowe dostarczone przez wszystkie JG w danym miesiącu.

4.4.3.4. Terminem płatności faktur za świadczenie regulacyjnych usług systemowych jest 22. dzień po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

4.4.4. Procedury dotyczące rozliczania kosztów uruchomień JG_{Wa} z ZAK=1

4.4.4.1. Faktury dotyczące rozliczenia kosztów uruchomień JG_{Wa} z ZAK=1 w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawiają URB_W nie później niż 7. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

4.4.4.2. Na fakturze winna być wyspecyfikowana należność z tytułu rozliczenia kosztów uruchomień dotycząca wszystkich JG_{Wa} należących do URB_W. W ramach tego na fakturze należy zamieścić:

(1) Liczbę uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.

(2) Cenę za uruchomienia.

(3) Należność z tytułu rozliczenia kosztów uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.

4.4.4.3. Na fakturze korygującej winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:

(1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):

(1.1) Liczba uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.

(1.2) Cena za uruchomienia.

(1.3) Należność z tytułu rozliczenia kosztów uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.

(2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(2.1) Liczba uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.

(2.2) Cena za uruchomienia.

(2.3) Należność z tytułu rozliczenia kosztów uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.

(3) Wielkość korekty:

(3.1) Zmiana liczby uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.

(3.2) Zmiana ceny za uruchomienia.

(3.3) Zmiana należności z tytułu rozliczenia kosztów uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.

4.4.4.4. Terminem płatności faktur za rozliczenie kosztów uruchomień jest 22. dzień po zakończeniu miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności faktur korygujących za rozliczenie kosztów uruchomień jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w

którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

4.4.5. Procedury dotyczące rozliczania dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG_{Wa} z ZAK=1

4.4.5.1. Faktury dotyczące rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii przez JG_{Wa} z ZAK=1 w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawiają URB_W nie później niż 7. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

4.4.5.2. Na fakturze winna być wyspecyfikowana należność z tytułu rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii wszystkich JG_{Wa} z ZAK=1 należących do URB_W. W ramach tego na fakturze należy zamieścić:

(1) Ilość energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym w danym okresie rozliczeniowym na wszystkie JG.

(2) Cenę realokowanej energii.

(3) Należność z tytułu rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii w danym okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG.

4.4.5.3. Na fakturze korygującej winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:

(1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):

(1.1) Ilość energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym w danym okresie rozliczeniowym na wszystkie JG.

(1.2) Cena realokowanej energii.

(1.3) Należność z tytułu rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii w danym okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG.

(2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(2.1) Ilość energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym w danym okresie rozliczeniowym na wszystkie JG.

(2.2) Cena realokowanej energii.

(2.3) Należność z tytułu rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii w danym okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG.

(3) Wielkość korekty:

(3.1) Zmiana ilości energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym w danym okresie rozliczeniowym na wszystkie JG.

(3.2) Zmiana ceny realokowanej energii.

(3.3) Zmiana należności z tytułu rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii w danym okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG.

4.4.5.4. Terminem płatności faktur za rozliczenie dodatkowych kosztów wytwarzania energii jest 22. dzień po zakończeniu miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności faktur korygujących za rozliczenie dodatkowych kosztów wytwarzania energii jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

4.5. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych

4.5.1. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rynku bilansującego

4.5.1.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy

4.5.1.1.1. Raport dobowy (RD) dotyczący danej doby jest udostępniany przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku, gdy nie jest możliwe udostępnienie Raportów RD w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.

4.5.1.1.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

4.5.1.1.3. W ramach raportu dobowego są udostępniane następujące dane:

(1) Informacje dla poszczególnych OR dotyczące ich JG:

(1.1) Deklarowana ilość dostaw energii dla każdej JG w każdej godzinie doby *n* (ED).

(1.2) Zweryfikowana ilość dostaw energii dla każdej JG w każdej godzinie doby *n* (EZ).

(1.3) Skorygowana ilość dostaw energii dla każdej JG w każdej godzinie doby *n* (ES).

(1.4) Rzeczywista ilość dostaw dla każdej JG w każdej godzinie doby *n* (ER).

(1.5) Ilość energii bilansującej nieplanowanej każdej JG w każdej godzinie doby *n* (ΔEDZ).

(1.6) Ilość energii bilansującej planowanej każdej JG w każdej godzinie doby *n* (ΔEZS).

(1.7) Ilość energii bilansującej nieplanowanej każdej JG w każdej godzinie doby *n* (ΔESR).

(1.8) Ilość energii bilansującej dla każdej JG w każdej godzinie doby *n* (EB).

(1.9) Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej dla każdej JG w każdej godzinie doby *n* (CRK).

(1.10) Należność za energię bilansującą nieplanowaną wynikająca z rozliczenia zweryfikowanej ilości dostaw energii elektrycznej dla każdej JG w każdej godzinie doby *n* (NDZ).

(1.11) Należność za energię bilansującą planowaną wynikająca z rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii elektrycznej dla każdej JG w każdej godzinie doby *n* (NZS).

(1.12) Należność za energię bilansującą nieplanowaną wynikająca z rozliczenia rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej dla każdej JG w każdej godzinie doby *n* (NSR).

(1.13) Należność za energię bilansującą dla każdej JG w każdej godzinie doby *n* (NB).

(1.14) Sumaryczna ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w dobie *n* przez każdą JG (EBD).

(1.15) Sumaryczna ilość energii bilansującej odebranej na Rynku Bilansującym w dobie *n* przez każdą JG (EBO).

(1.16) Cena rozliczeniowa dobowa za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w dobie *n* przez każdą JG (CBD).

(1.17) Cena rozliczeniowa dobowa za energię bilansującą odebraną na Rynku Bilansującym w dobie *n* przez każdą JG (CBO).

(1.18) Sumaryczna należność za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w dobie *n* przez każdą JG (NBD).

(1.19) Sumaryczna należność za energię bilansującą odebraną na Rynku Bilansującym w dobie *n* przez każdą JG (*NBO*).

(2) Informacje dla wszystkich OR:

(2.1) Koszt całkowity pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego w każdej godzinie doby *n* (KCZ).

(2.2) Koszty bilansowania energii w każdej godzinie doby *n* (KB).

(2.3) Koszty usuwania ograniczeń w każdej godzinie doby *n* (KO).

(2.4) Cena rozliczeniowa odchylenia w każdej godzinie doby *n* (CRO).

(2.5) Cena rozliczeniowa odchylenia zakupu energii bilansującej na Rynek Bilansujący w każdej godzinie doby *n* (CRO_Z).

(2.6) Cena rozliczeniowa odchylenia sprzedaży energii bilansującej z Rynku Bilansującego w każdej godzinie doby *n* (CRO_S).

(2.7) Sumaryczna ilość energii bilansującej dostarczonej (odebranej) na Rynek Bilansujący w każdej godzinie doby *n* przez wszystkie JG.

(2.8) Rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO_2 (RC^{CO2}) dla doby handlowej *d*.

4.5.1.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych dekadowych – Raport Handlowy

4.5.1.2.1. Raport handlowy (RH) dotyczący danej dekady jest udostępniany przez OSP nie później niż 10. dnia po ostatnim dniu dekady.

4.5.1.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

4.5.1.2.3. W ramach raportu handlowego poszczególnym OR są udostępniane następujące dane dotyczące ich JG:

(1) Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie *d* (EBDD).

(2) Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie *d* (EBOD).

(3) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej dostarczonej na RB przez każdą JG w dekadzie *d* (CBDD).

(4) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej odebranej z RB przez każdą JG w dekadzie *d* (CBOD).

(5) Należność za dostawę energii na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie *d* (NBDD).

(6) Należność za odbiór energii z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie *d* (NBOD).

(7) Specyfikacja raportów dobowych, na podstawie których został przygotowany raport handlowy.

4.5.1.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący

4.5.1.3.1. Raport handlowy korygujący (RHK) jest udostępniany przez OSP nie później niż 15. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

4.5.1.3.2. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

4.5.1.3.3. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer okresu rozliczeniowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.

4.5.1.3.4. Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):

(1) Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie *d* (EBDD).

(2) Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie *d* (EBOD).

(3) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej dostarczonej na RB przez każdą JG w dekadzie *d* (CBDD).

(4) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie *d* (CBOD).

(5) Należność za dostawy energii bilansującej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie *d* (NBDD).

(6) Należność za odbiór energii bilansującej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie *d* (NBOD).

4.5.1.3.5. Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(1) Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie *d* (EBDD).

(2) Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie *d* (EBOD).

(3) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej dostarczonej na RB przez każdą JG w dekadzie *d* (CBDD).

(4) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie *d* (CBOD).

(5) Należność za dostawy energii bilansującej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie *d* (NBDD).

(6) Należność za odbiór energii bilansującej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie *d* (NBOD).

4.5.2. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących świadczenia RUS

4.5.2.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy

4.5.2.1.1. Raport dobowy (RDRUS) dotyczący danej doby jest udostępniany przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku, gdy nie jest możliwe udostępnienie Raportów RDRUS w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.

4.5.2.1.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator Operatora Rynku, dla którego jest przeznaczony.

4.5.2.1.3. W ramach raportu dobowego są udostępniane następujące dane:

(1) Wielkości godzinowe dla poszczególnych JG:

(1.1) Cena za udział w regulacji *j*-tej JG w godzinie *h* (C_{jh}^{REG}).

(1.2) Cena za moc przeciążenia *j*-tej JG ($C_j^{\Pr zec}$).

(1.3) Cena za moc zaniżenia *j*-tej JG (C_j^{Zan}).

(1.4) Cena za udział w regulacji napięcia i mocy biernej przez *j*-tą JG (C_j^{ARNE}).

(1.5) Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG w godzinie *h* (P_{jh}^{RP}).

(1.6) Należność dla *j*-tej JG w godzinie *h* za udział w regulacji pierwotnej (N_{jh}^{RP}).

(1.7) Zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG w godzinie *h* (P_{jh}^{RW}).

(1.8) Należność dla *j*-tej JG w godzinie *h* za udział w regulacji wtórnej (N_{jh}^{RW}).

(1.9) Moc przeciążenia *j*-tej JG w godzinie *h* (P_{jh}^{Przec}).

(1.10) Należność dla *j*-tej JG w godzinie *h* za pracę z przeciążeniem (N_{jh}^{Przec}).

(1.11) Moc zaniżenia *j*-tej JG w godzinie *h* (P_{jh}^{Zan}).

(1.12) Należność dla *j*-tej JG w godzinie *h* za pracę z zaniżeniem (N_{jh}^{Zan}).

(1.13) Czas pracy *j*-tej JG w godzinie *h* z załączonym układem ARNE (t_{jh}^{ARNE}).

(1.14) Należność dla *j*-tej JG w godzinie *h* za udział w regulacji napięcia i mocy biernej (N_{jh}^{ARNE}).

(2) Wielkości dobowe dla poszczególnych JG:

(2.1) Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG w dobie *d* (P_{jd}^{RP}).

(2.2) Należność dla *j*-tej JG w dobie *d* za udział w regulacji pierwotnej (N_{jd}^{RP}).

(2.3) Zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG w dobie *d* (P_{jd}^{RW}).

(2.4) Należność dla *j*-tej JG w dobie *d* za udział w regulacji wtórnej (N_{jd}^{RW}).

(2.5) Moc przeciążenia *j*-tej JG w dobie *d* (P_{jd}^{Przec}).

(2.6) Należność dla *j*-tej JG w dobie *d* za moc przeciążenia (N_{jd}^{Przec}).

(2.7) Moc zaniżenia *j*-tej JG w dobie *d* (P_{jd}^{Zan}).

(2.8) Należność dla *j*-tej JG w dobie *d* za moc zaniżenia (N_{jd}^{Zan}).

(2.9) Czas pracy *j*-tej JG w dobie *d* z załączonym układem ARNE (t_{jd}^{ARNE}).

(2.10) Należność dla *j*-tej JG w dobie *d* za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (N_{jd}^{ARNE}).

4.5.2.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy

4.5.2.2.1. Do 6. dnia po zakończeniu miesiąca *m*, OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHRUS).

4.5.2.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

4.5.2.2.3. W ramach raportu handlowego są udostępniane następujące dane dla poszczególnych Operatorów Rynku dotyczące ich JG:

(1) Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{RP}).

(2) Średnia cena za udział w regulacji pierwotnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{RP}).

(3) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za udział w regulacji pierwotnej (N_{jm}^{RP}).

(4) Zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{RW}).

(5) Średnia cena za udział w regulacji wtórnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{RW}).

(6) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za udział w regulacji wtórnej (N_{jm}^{RW}).

(7) Moc przeciążenia *j*-tej JG w miesiącu *m* ($P_{jm}^{\Pr zec}$).

(8) Średnia cena za moc przeciążenia *j*-tej JG w miesiącu *m* ($C_{jm}^{\Pr zec}$).

(9) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za moc przeciążenia ($N_{jm}^{\Pr zec}$).

(10) Moc zaniżenia *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{Zan}).

(11) Średnia cena za moc zaniżenia *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{Zan}).

(12) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za moc zaniżenia (N_{jm}^{Zan}).

(13) Czas pracy *j*-tej JG w miesiącu *m* z załączonym układem ARNE (t_{jm}^{ARNE}).

(14) Średnia cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{ARNE}).

(15) Należność dla *j*-tej JG za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w miesiącu *m* (N_{jm}^{ARNE}).

4.5.2.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący

4.5.2.3.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKRUS).

4.5.2.3.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia każdego miesiąca.

4.5.2.3.3. Raport handlowy korygujący zawiera dane dotyczące wszystkich korygowanych okresów rozliczeniowych, w podziale na poszczególne okresy rozliczeniowe.

4.5.2.3.4. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

4.5.2.3.5. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer raportu handlowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.

4.5.2.3.6. Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):

(1) Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{RP}).

(2) Średnia cena za udział w regulacji pierwotnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{RP}).

(3) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za udział w regulacji pierwotnej (N_{jm}^{RP}).

(4) Zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{RW}).

(5) Średnia cena za udział w regulacji wtórnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{RW}).

(6) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za udział w regulacji wtórnej (N_{jm}^{RW}).

(7) Moc przeciążenia *j*-tej JG w miesiącu *m* ($P_{jm}^{\Pr zec}$).

(8) Średnia cena za moc przeciążenia *j*-tej JG w miesiącu *m* ($C_{jm}^{\Pr zec}$).

(9) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za moc przeciążenia ($N_{jm}^{\Pr zec}$).

(10) Moc zaniżenia *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{Zan}).

(11) Średnia cena za moc zaniżenia *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{Zan}).

(12) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za moc zaniżenia (N_{jm}^{Zan}).

(13) Czas pracy *j*-tej JG w miesiącu *m* z załączonym układem ARNE (t_{jm}^{ARNE}).

(14) Średnia cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{ARNE}).

(15) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej dla *j*-tej JG (N_{jm}^{ARNE}).

4.5.2.3.7. Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty: zakres danych zawartych w raporcie jest taki sam jak określony w pkt 4.5.2.3.6.

4.5.3. Procedura udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących kosztów uruchomień JG_{Wa} z ZAK=1

4.5.3.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy

4.5.3.1.1. Raport dobowy rozliczenia kosztów uruchomień (RDKU) dotyczący danej doby jest udostępniany przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku, gdy nie jest możliwe udostępnienie Raportów RDKU w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.

4.5.3.1.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator Operatora Rynku, dla którego jest przeznaczony.

4.5.3.1.3. W ramach raportu dobowego są udostępniane następujące dane dobowe dla *j*-tej JG:

(1) Liczba uruchomień z każdego stanu cieplnego *s* w dobie *d* (LU_{jds}).

(2) Cena jednostkowa uruchomienia z każdego stanu cieplnego *s* w dobie *d* (CU_{js}).

(3) Należność dobowa za koszty uruchomienia w dobie *d* (NU_{jd}).

4.5.3.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy

4.5.3.2.1. Do 6. dnia po zakończeniu miesiąca *m*, OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHKU).

4.5.3.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

4.5.3.2.3. W ramach raportu handlowego są udostępniane następujące dane dla poszczególnych OR dotyczące ich JG:

(1) Liczba uruchomień *j*-tej JG w miesiącu *m* (LU_{jm}).

(2) Średnia cena za uruchomienia *j*-tej JG w miesiącu *m* (CU_{jm}).

(3) Należność *j*-tej JG w miesiącu *m* za koszty uruchomienia (NU_{jm}).

4.5.3.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący

4.5.3.3.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKKU).

4.5.3.3.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia każdego miesiąca.

4.5.3.3.3. Raport handlowy korygujący zawiera dane dotyczące wszystkich korygowanych okresów rozliczeniowych, w podziale na poszczególne okresy rozliczeniowe.

4.5.3.3.4. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

4.5.3.3.5. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer raportu handlowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.

4.5.3.3.6. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:

(1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):

(1.1) Liczba uruchomień *j*-tej JG w miesiącu *m* (LU_{jm}).

(1.2) Średnia cena za uruchomienia *j*-tej JG w miesiącu *m* (CU_{jm}).

(1.3) Należność *j*-tej JG w miesiącu *m* za koszty uruchomienia (NU_{jm}).

(2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty: zakres danych zawartych w raporcie jest taki sam jak określony w ppkt (1).

4.5.4. Procedura udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG_{Wa} z ZAK=1

4.5.4.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy

4.5.4.1.1. Raport dobowy rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii (RDDKW) dotyczący danej doby jest udostępniany przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku, gdy nie jest możliwe udostępnienie Raportów RDDKW w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.

4.5.4.1.2 Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator Operatora Rynku, dla którego jest przeznaczony.

4.5.4.1.3. W ramach raportu dobowego są udostępniane następujące dane:

(1) Informacje dla poszczególnych OR dotyczące ich JG_{Wa} z ZAK=1:

(1.1) Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym na *j*-tą JG_{Wa} w godzinie *h* ($RUSE_{jh}^{+}$).

(1.2) Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym z *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h* ($RUSE_{jh}^{-}$).

(1.3) Średnia cena energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym na *j*-tą JG_{Wa} w godzinie *h* ($CRUSE_{jh}^{+}$).

(1.4) Należność godzinowa za dodatkowe koszty wytwarzania energii dla JG_{Wa} ($NDKW_{jh}$).

(1.5) Należność godzinowa za dodatkowe koszty wytwarzania energii dla URB_W ($NDKW_h$).

(1.6) Należność dobowa za dodatkowe koszty wytwarzania energii dla JG_{Wa} ($NDKW_{jd}$).

(1.7) Należność dobowa za dodatkowe koszty wytwarzania energii dla URB_W ($NDKW_d$).

(2) Informacje dla wszystkich OR:

(2.1) Rynkowa cena energii w godzinie *h* (RCE_h).

4.5.4.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy

4.5.4.2.1. Do 6. dnia po zakończeniu miesiąca *m*, OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHDKW).

4.5.4.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

4.5.4.2.3. W ramach raportu handlowego są udostępniane następujące dane dla poszczególnych OR dotyczące ich JG_{Wa} z ZAK=1:

(1) Ilość energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym na *j*-tą JG_{Wa} w miesiącu *m* ($RUSE^{+}_{jm}$).

(2) Średnia cena energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym na *j*-tą JG_{Wa} w miesiącu *m* ($CRUSE^{+}_{jm}$).

(3) Należność *j*-tej JG_{Wa} w miesiącu *m* za dodatkowe koszty wytwarzania energii ($NDKW_{jm}$).

(4) Średnia cena energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym na wszystkie JG_{Wa} URB_W w miesiącu *m* ($CRUSE^{+}_{m}$).

(5) Należność URB_W w miesiącu *m* za dodatkowe koszty wytwarzania energii ($NDKW_m$).

4.5.4.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący

4.5.4.3.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKDKW).

4.5.4.3.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia każdego miesiąca.

4.5.4.3.3. Raport handlowy korygujący zawiera dane dotyczące wszystkich korygowanych okresów rozliczeniowych, w podziale na poszczególne okresy rozliczeniowe.

4.5.4.3.4. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

4.5.4.3.5. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer raportu handlowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.

4.5.4.3.6. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:

(1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):

(1.1) Ilość energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym na *j*-tą JG_{Wa} w miesiącu *m* ($RUSE^{+}_{jm}$).

(1.2) Średnia cena energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym na *j*-tą JG_{Wa} w miesiącu *m* ($CRUSE^{+}_{jm}$).

(1.3) Należność *j*-tej JG_{Wa} w miesiącu *m* za dodatkowe koszty wytwarzania energii ($NDKW_{jm}$).

(1.4) Średnia cena energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym na wszystkie JG_{Wa} URB_W w miesiącu *m* ($CRUSE^{+}_{m}$).

(1.5) Należność URB_W w miesiącu *m* za dodatkowe koszty wytwarzania energii ($NDKW_m$).

(2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty: zakres danych zawartych w raporcie jest taki sam jak określony w ppkt (1).

5. PROCEDURY I ZAKRES WYMIANY INFORMACJI NIEZBĘDNYCH DO BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

5.1. Informacje ogólne

5.1.1. System informatyczny OSP, wspomagający działanie Rynku Bilansującego współdziała z systemami elektronicznej wymiany danych, na które składają się:

(1) System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE).

(2) System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE).

(3) Portal Wymiany Danych Planistycznych (PWDP).

5.2. System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE)

5.2.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne

5.2.1.1. WIRE jest dedykowany do wymiany informacji pomiędzy Operatorami Rynku a Operatorem Systemu Przesyłowego. WIRE składa się z centralnego WIRE zlokalizowanego po stronie OSP oraz modułów dostępowych, zwanych WIRE/UR, zlokalizowanych po stronie OR.

5.2.1.2. Wymagania funkcjonalne i techniczne dla WIRE są określone w standardach technicznych WIRE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

5.2.1.3. Operatorzy Rynku są zobowiązani zapewnić zgodność WIRE/UR z obowiązującymi wymaganiami funkcjonalnymi i technicznymi.

5.2.2. Zakres wymiany informacji na rynku bilansującym

5.2.2.1. System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE) jest dedykowany do wymiany informacji handlowych, technicznych, pomiarowych i rozliczeniowych w zakresie:

(1) Zgłoszeń danych handlowych i technicznych.

(2) Udostępniania planów koordynacyjnych i bilansów handlowo-technicznych.

(3) Wymiany danych pomiarowych.

(4) Udostępniania raportów rozliczeniowych rynku bilansującego.

5.2.3. Zakres przesyłanych dokumentów

5.2.3.1. Wykaz dokumentów elektronicznych wymienianych poprzez WIRE w poszczególnych procesach realizowanych na Rynku Bilansującym i ich szczegółowy zakres zawierają standardy techniczne WIRE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

5.2.4. Zasady rejestracji dokumentów

5.2.4.1. Komunikaty wysyłane i odbierane w węźle centralnym WIRE są znakowane Stemplem Czasowym zgodnie z czasem obowiązującym w systemach informatycznych OSP.

(1) Komunikaty przychodzące są znakowane czasem ich dostarczenia (COA) do węzła centralnego WIRE.

(2) Komunikaty wychodzące są znakowane czasem ich nadania z węzła centralnego WIRE.

5.2.4.2. Za czas dostarczenia komunikatu (dokumentu) do OSP uznaje się czas (Stempel Czasowy) zapisany w komunikacie COA.

5.2.4.3. Dokumenty elektroniczne są rejestrowane na podstawie następujących danych identyfikacyjnych:

(1) Nadawcy dokumentu.

(2) Obiektu, którego dotyczy dokument.

(3) Typu dokumentu.

(4) Daty obowiązywania dokumentu.

(5) Czasu dostarczenia (Stempla Czasowego) dokumentu do OSP.

(6) Znacznika wykorzystania modułu rezerwowego (WIRE/RP).

5.3. System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE)

5.3.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne

5.3.1.1. SOWE jest dedykowany do wymiany informacji pomiędzy służbami dyspozytorskimi OSP a służbami ruchowymi URB zarządzającymi JWCD lub innymi jednostkami wytwórczymi oraz magazynami energii elektrycznej aktywnie uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.

SOWE składa się z centralnego SOWE zlokalizowanego po stronie OSP i modułów dostępowych zlokalizowanych po stronie elektrowni, zwanych SOWE/EL. Odrębny węzeł SOWE/EL powinien być zlokalizowany w każdej elektrowni posiadającej JWCD. Zasady tej nie stosuje się do tych elektrowni i jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym, dla których OSP, uwzględniając warunki bezpieczeństwa pracy systemu, wyraził zgodę na objęcie ich jednym węzłem SOWE/EL. Powyższa zgoda jest wydawana na pisemny wniosek URB.

5.3.1.2. Wymagania funkcjonalne i techniczne dla SOWE są określone w standardach technicznych SOWE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

5.3.1.3. URB korzystający z wymiany informacji poprzez SOWE są zobowiązani zapewnić zgodność SOWE/EL z obowiązującymi wymaganiami funkcjonalnymi i technicznymi.

5.3.2. Zakres danych wymienianych pomiędzy OSP i służbami ruchowymi

5.3.2.1. Operator Systemu Przesyłowego przekazuje do służb ruchowych wytwórcy następujące rodzaje danych:

(1) Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy.

(2) Polecenia ruchowe.

5.3.2.2. Służby ruchowe wytwórcy przekazują do OSP następujące rodzaje danych:

(1) Dane korygujące dyspozycyjność jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej niezbędne dla planowania i prowadzenia ruchu.

(2) Zdarzenia ruchowe.

5.3.3. Zakres dokumentów przesyłanych poprzez SOWE

5.3.3.1. Wykaz dokumentów elektronicznych wymienianych poprzez SOWE w poszczególnych procesach realizowanych na Rynku Bilansującym i ich szczegółowy zakres zawierają standardy techniczne SOWE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

5.3.4. Zasady rejestracji dokumentów

5.3.4.1. Komunikaty wysyłane i odbierane w węźle centralnym SOWE są znakowane Stemplem Czasowym zgodnie z czasem obowiązującym w systemach informatycznych OSP.

(1) Komunikaty przychodzące są znakowane czasem ich dostarczenia (COA) do węzła centralnego SOWE.

(2) Komunikaty wychodzące są znakowane czasem ich nadania z węzła centralnego SOWE.

5.3.4.2. Za czas dostarczenia komunikatu (dokumentu) do OSP uznaje się czas (Stempel Czasowy) zapisany w komunikacie COA.

5.3.4.3. Dokumenty elektroniczne są rejestrowane na podstawie następujących danych identyfikacyjnych:

(1) Nadawcy dokumentu.

(2) Obiektu, którego dotyczy dokument.

(3) Typu dokumentu.

(4) Daty obowiązywania dokumentu.

(5) Czasu dostarczenia (Stempla Czasowego) dokumentu do OSP.

5.4. Portal Wymiany Danych Planistycznych (PWDP)

5.4.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne

5.4.1.1. PWDP jest systemem informatycznym będącym częścią Portalu Partnera Biznesowego, stanowiącego serwis internetowy utrzymywany, administrowany i udostępniany przez OSP, zgodnie z ustawą o świadczeniu usług drogą elektroniczną, na warunkach określonego przez OSP na podstawie tej ustawy Regulaminu świadczenia usług drogą elektroniczną w ramach Portalu Partnera Biznesowego. Portal Partnera Biznesowego i powołany Regulamin są udostępniane pod adresem strony internetowej OSP. Przeznaczeniem PWDP jest wymiana informacji planistycznych pomiędzy służbami ruchowymi OSDp i Wytwórców, zarządzającymi jednostkami wytwórczymi lub magazynami energii elektrycznej, a OSP.

5.4.1.2. Korzystanie z PWDP wymaga od podmiotów uczestniczących w wymianie danych z OSP zarejestrowania się jako partner biznesowy OSP i uzyskania identyfikatora partnera biznesowego.

5.4.1.3. Wymagania funkcjonalne i techniczne dla PWDP są określone w dokumencie „Standardy wymiany danych strukturalnych i planistycznych”, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

5.4.1.4. URB posiadający Jednostki Grafikowe aktywne, w zakresie których nie jest wymagane posiadanie SOWE, przekazuje dane o bieżącej dyspozycyjności obiektów reprezentowanych w ramach tych Jednostek Grafikowych poprzez PWDP.

5.5. Zakres informacji o rynku energii elektrycznej publikowanych przez OSP

5.5.1. Informacje o rynku energii elektrycznej publikowane na stronie internetowej OSP zawierają:

(1) Specyfikację węzłów sieci dla potrzeb grupowania jednostek wytwórczych, magazynów energii oraz sterowanych odbiorów energii w Jednostkach Grafikowych aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym.

(2) Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego.

5.5.2. Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego publikowane w dobie *n*-1 dla każdej godziny doby handlowej *n* zawierają:

(1) Ceny rozliczeniowe odchylenia wyznaczone dla zapotrzebowania wyższego o 5% i niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE wyznaczonym w dobie *n*-1 w ramach tworzenia pierwszej wersji planu BPKD (CRO^{+}, CRO^{-}).

5.5.3. Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego publikowane w dobie *n*+1 dla każdej godziny doby handlowej *n* zawierają:

(1) Podstawowe wskaźniki dotyczące ilości energii bilansującej:

(1.1) Ilość energii bilansującej planowanej swobodnej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym.

(1.2) Ilość energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym.

(1.3) Ilość energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym.

(1.4) Ilość energii elektrycznej realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych na Rynku Bilansującym.

(1.5) Zapotrzebowanie na energię w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB) w planie BPKD swobodnie zbilansowanym (BPKD/BO).

(1.6) Stan zakontraktowania KSE w planie BPKD/BO.

(2) Podstawowe wskaźniki cenowe i kosztowe funkcjonowania Rynku Bilansującego:

(2.1) Oferty bilansujące i oferty redukcji obciążenia, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjęte na RBN, dla JG Wytwórczych aktywnych, JG Magazynu aktywnych, JG Farm Wiatrowych aktywnych, JG Fotowoltaicznych aktywnych oraz JG Odbiorczych aktywnych (wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych – bez określenia identyfikatorów JG, w podziale na rodzaj paliwa podstawowego w przypadku jednostek wytwórczych).

(2.2) Oferty bilansujące i oferty redukcji obciążenia, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjęte jako ostatnie w ramach RBN i RBB, dla JG Wytwórczych aktywnych, JG Magazynu aktywnych, JG Farm Wiatrowych aktywnych, JG Fotowoltaicznych aktywnych oraz JG Odbiorczych aktywnych (wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych – bez określenia identyfikatorów JG, w podziale na rodzaj paliwa podstawowego w przypadku jednostek wytwórczych).

(2.3) Oferty bilansujące i oferty redukcji obciążenia, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, wykorzystane przy tworzeniu planu BPKD swobodnie zbilansowanego (BPKD/BO, wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych – bez określenia identyfikatorów JG, w podziale na rodzaj paliwa podstawowego w przypadku jednostek wytwórczych).

(2.4) Średnie ważone ceny rozliczonej energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej.

(2.5) Cena rozliczeniowa odchylenia (CRO).

(2.6) Ceny rozliczeniowe odchylenia sprzedaży i zakupu (CRO_S, CRO_Z).

(2.7) Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania na Rynku Bilansującym (KCZ).

(2.8) Koszt bilansowania na Rynku Bilansującym (KB).

(2.9) Koszt usuwania ograniczeń na Rynku Bilansującym (KO).

(2.10) Dodatkowe koszty wytwarzania energii wynikające z realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych na Rynku Bilansującym.

6. ZASADY ZAWIESZANIA I PRZYWRACANIA DZIAŁAŃ RYNKOWYCH ORAZ ZASADY ROZLICZANIA W PRZYPADKU ZAWIESZENIA DZIAŁAŃ RYNKOWYCH

6.1. Zgodnie z art. 18 ust. 3 Rozporządzenia 2017/2195 Warunki obejmują:

(1) zasady zawieszenia i przywracania działań rynkowych zgodnie z art. 36 Rozporządzenia 2017/2196,

(2) szczegółowe zasady rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej w okresie zawieszenia działań rynkowych zgodnie z art. 39 Rozporządzenia 2017/2196,

zatwierdzone przez Prezesa URE decyzją z dnia 7 czerwca 2019 r., znak: DRE.WKP. 7 44.2.6.2019.ZJ, wraz z ich ewentualnymi zmianami.

7. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

7.1. Reklamacje Podmiotów Rynku Bilansującego powstałe na gruncie Warunków lub w związku z nimi powinny być zgłaszane na piśmie, w terminie nie dłuższym niż 14 dni od zaistnienia okoliczności stanowiących podstawę reklamacji, za wyjątkiem sytuacji dotyczących korygowania rozliczeń.

7.2. Reklamacje powinny być wnoszone w formie pisemnej i przesyłane pocztą lub faksem pod adres:

PSE S.A.

Departament Przesyłu

ul. Warszawska 165

05-520 Konstancin-Jeziorna

faks: (+48 22) 242 21 92

W przypadku zmiany powołanych wyżej danych, do czasu ich aktualizacji poprzez zmianę postanowień Warunków, OSP prześle do URB na piśmie zaktualizowane dane, na które należy przesyłać reklamacje.

7.3. W reklamacji należy wskazać dane adresowe Podmiotu Rynku Bilansującego, datę zaistnienia i dokładny opis okoliczności stanowiących podstawę reklamacji, przyczynę reklamacji wraz z uzasadnieniem oraz powołać dokumenty uzasadniające żądanie. Jeżeli dokumenty uzasadniające żądanie nie są w posiadaniu OSP kopie tych dokumentów powinny być załączone do reklamacji.

7.4. Termin na rozstrzygnięcie reklamacji wynosi 14 dni. Odpowiedź OSP na reklamację udzielana jest w formie pisemnej i przesyłana faksem a następnie pocztą.

7.5. Jeżeli OSP nie uwzględnił reklamacji w całości lub części Podmiot Rynku Bilansującego ma prawo w terminie 14 dni od daty otrzymania odpowiedzi zgłosić do OSP pisemny wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji zawierający uzasadnienie faktyczne i prawne zgłaszanego żądania oraz nazwiska przedstawicieli upoważnionych do prowadzenia bezpośrednich negocjacji.

7.6. Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji rozstrzyga OSP w terminie nie przekraczającym 60 dni od daty jego zgłoszenia. OSP może uwzględnić reklamację w całości lub części lub utrzymać swoje poprzednie stanowisko zawarte w odpowiedzi na reklamację.

7.7. Operator Systemu Przesyłowego rozpatruje wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji po przeprowadzeniu bezpośrednich negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami Podmiotu Rynku Bilansującego zgłaszającego ten wniosek.

7.8. Rozstrzygnięcie wniosku OSP przesyła Podmiotowi Rynku Bilansującego faksem a następnie pocztą.

7.9. Reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSP a pozostałymi Podmiotami Rynku Bilansującego, powstałe na gruncie Warunków lub w związku z nimi, które nie zostaną uwzględnione w trakcie powyższego postępowania reklamacyjnego będą rozstrzygane przez sąd zgodnie z zapisem zawartym w wiążącej strony Umowie przesyłania.

7.10. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisem na sąd zawartym w Umowie przesyłania musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

8. Załączniki

Załącznik nr 1. Zasada działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń

Załącznik nr 2. Proces kwalifikowania dostawcy usług bilansujących – warunki aktywnego udziału w Rynku Bilansującym oraz proces kwalifikacji wstępnej do świadczenia usług wykorzystania rezerwy: FCR, aFRR

Załącznik nr 3. Lista postanowień „Warunków Dotyczących Bilansowania" (WDB) mających zastosowanie do Podmiotów Odpowiedzialnych za Bilansowanie (POB) oraz Dostawców Usług Bilansujących (DUB)