Polskie Sieci Elektroenergetyczne

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ

Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

Wersja 1.0

zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(6)/2010/KS z dnia 23 lipca 2010 r.

Tekst jednolity uwzględniający zmiany wprowadzone:

- *Kartą aktualizacji nr CB/1/2010 IRiESP z dnia 27 sierpnia 2010 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(2)/2010/KS z dnia 20 września 2010 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/2/2010 IRiESP z dnia 29 października 2010 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(4)/2010/LK z dnia 10 listopada 2010 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/4/2012 IRiESP z dnia 4 lipca 2012 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DPK-4321-2(6)/2010/2012/LK/AKG z dnia 31 lipca 2012 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/5/2012 IRiESP z dnia 4 października 2012 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(8)/2010/2012/LK z dnia 16 listopada 2012 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/3/2012 IRiESP z dnia 7 listopada 2012 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(13)/2010/2012/LK z dnia 14 grudnia 2012 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/6/2012 IRiESP z dnia 19 grudnia 2012 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(16)/2010÷2013/LK z dnia 29 stycznia 2013 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/7/2012 IRiESP z dnia 16 stycznia 2013 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(18)/2010/2012/KS z dnia 30 stycznia 2013 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/8/2013 IRiESP z dnia 8 listopada 2013 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4320-2(26)/2010/2013/JRz z dnia 18 listopada 2013 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/9/2013 IRiESP z dnia 25 listopada 2013 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4320-2(27)/2010/2013/JRz z dnia 10 grudnia 2013 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/10/2013 IRiESP z dnia 16 stycznia 2014 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4320-2(38)/2010/2014/LK z dnia 26 maja 2014 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/11/2014 IRiESP z dnia 10 lipca 2014 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4320-2(40)/2010/2014/LK z dnia 31 lipca 2014 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/12/2014 IRiESP z dnia 29 października 2014 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4320-2(48)/2010/2014/LK z dnia 6 listopada 2014 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/13/2015 IRiESP z dnia 21 kwietnia 2016 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4320-2(72)/2010/2015/MH z dnia 29 kwietnia 2016 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/14/2015 IRiESP z dnia 2 grudnia 2015 r., zmienioną dnia 20 maja 2016 r. na wezwanie Prezesa URE, zatwierdzoną decyzjami Prezesa URE nr DRR-0732-2(57)/2010/2015/LK z dnia 15 grudnia 2015 r. oraz nr DRR-0732-2(78)/2010/2016/LK z dnia 16 czerwca 2016 r.*

- *Kartą aktualizacji nr CB/16/2016 IRiESP z dnia 28 października 2016 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WIR.4320.3.2016/LK z dnia 25 listopada 2016 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/15/2016 IRiESP z dnia 19 grudnia 2016 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WIR.4320.1.2016.LK z dnia 27 stycznia 2017 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/17/2017 IRiESP z dnia 14 lutego 2017 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.1.2017.LK z dnia 28 lutego 2017 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/19/2018 IRiESP z dnia 18 września 2018 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.6.2018.LK z dnia 22 października 2018 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/20/2018 IRiESP z dnia 10 grudnia 2018 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.7.2018.LK z dnia 18 grudnia 2018 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/21/2018 IRiESP z dnia 26 marca 2019 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.9.2018.LK z dnia 10 kwietnia 2019 r.*

Tekst jednolity obowiązujący od dnia: *17.04.2019 r.*

Spis treści

1. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ 6

1.1. WYKAZ SKRÓTÓW 6
1.2. DEFINICJE POJĘĆ STOSOWANE CELEM WYKŁADNI NINIEJSZEJ CZĘŚCI IRiESP 17

2. WARUNKI BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 25

2.1. UWARUNKOWANIA PRAWNE I ORGANIZACYJNE 25
2.1.1. Podmioty Rynku Bilansującego 25
2.1.2. Obszar Rynku Bilansującego 28
2.1.3. Obiekty Rynku Bilansującego 29
2.1.4. Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami Rynku Bilansującego 39
2.1.5. Bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym 44
2.1.6. Podstawowe funkcje podmiotów na Rynku Bilansującym 50
2.1.7. Podmioty wymiany międzysystemowej i ich funkcje 52
2.1.8. Umowy Sprzedaży Energii realizowane przez poszczególne rodzaje Jednostek Grafikowych 53
2.1.9. Katalog usług systemowych 55
2.1.10. Charakterystyka regulacyjnych usług systemowych JG Wytwórczych aktywnych 56
2.1.11. Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej 58
2.1.12. Generacja wymuszona nJWCD w procesie bilansowania zasobów KSE 71
2.2. WARUNKI UCZESTNICTWA W BILANSOWANIU SYSTEMU I ZARZĄDZANIU OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 71
2.2.1. Warunki uczestnictwa w Rynku Bilansującym 71
2.2.2. Warunki uczestnictwa w świadczeniu usług systemowych w zakresie RUS oraz uruchomień 90
2.2.3. Warunki uczestnictwa w świadczeniu usług systemowych w zakresie usługi GWS oraz usługi odbudowy KSE 91
2.2.4. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej 91

3. PROCEDURY ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA DO REALIZACJI PRZEZ OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ PROGRAMÓW DOSTARCZANIA I ODBIORU ENERGII ELEKTRYCZNEJ 96

3.1. PROCEDURA ZGŁASZANIA DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH NA RYNKU BILANSUJĄCYM 96
3.1.1. Ogólne zasady zgłaszania danych handlowych i technicznych 96
3.1.2. Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych 100
3.1.3. Zgłaszanie Umów Sprzedaży Energii w ramach RBN i RBB 108
3.1.4. Weryfikacja Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii 110
3.1.5. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej 117
3.1.6. Oferty Zastępcze dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych 122
3.1.7. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej 124
3.1.8. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części technicznej 129
3.1.9. Weryfikacja Ofert Bilansujących – części technicznej 132
3.1.10. Procedura zgłaszania programów pracy dla jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru 132
3.1.11. Zgłaszanie Ofert Redukcji Obciążenia 134
3.1.12. Zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia 135
3.2. PROCEDURA ZGŁASZANIA DANYCH W RAMACH RYNKU DNIA NASTĘPNEGO WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ 139
3.2.1. Ogólne zasady 139
3.2.2. Tryb i harmonogram zgłaszania GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej 140
3.2.3. Zgłaszanie GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej 143
3.2.4. Weryfikacja Zgłoszonych GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej 144

3.2.5. Uzgadnianie Zweryfikowanych GWM z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej ... 145
3.3. PROCEDURA ZGŁASZANIA DANYCH W RAMACH RYNKU DNIA BIEŻĄCEGO WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ ... 147
3.3.1. Ogólne zasady ... 147
3.3.2. Tryb i harmonogram zgłaszania GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej ... 148
3.3.3. Zgłaszanie GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej ... 150
3.3.4. Weryfikacja Zgłoszonych GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej ... 150
3.3.5. Uzgadnianie Zweryfikowanych GWM z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej ... 151

4. PROCEDURY BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI ... 153

4.1. PROCEDURA PLANOWANIA DOBOWEGO ... 153
4.1.1. Zasady ogólne planowania koordynacyjnego ... 153
4.1.2. Procedura przygotowywania Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego (BTHD) ... 153
4.1.3. Procedura przygotowywania Wstępnego Planu Koordynacyjnego Dobowego (WPKD) ... 154
4.1.4. Procedura tworzenia Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD) ... 157
4.2. PROCEDURA PLANOWANIA OPERATYWNEGO I PROWADZENIA RUCHU ... 169
4.2.1. Zasady ogólne ... 169
4.2.2. Harmonogram przygotowywania planu BPKD ... 170
4.2.3. Wersja podstawowa planu BPKD ... 170
4.2.4. Procedura aktualizacji planu BPKD ... 171
4.2.5. Dane wejściowe oraz dane wyjściowe planu BPKD ... 172
4.2.6. Zasady wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia i uwzględniania ich w planowaniu pracy systemu ... 173
4.2.7. Kontrola poprawności redukcji obciążenia ... 174
4.3. PROCEDURA ZGŁASZANIA REMONTÓW, UBYTKÓW I WYMUSZEŃ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ... 176
4.3.1. Zakres zgłoszeń ... 176
4.3.2. Harmonogram przekazywania zgłoszeń ... 177
4.3.3. Uwarunkowania dotyczące zgłoszeń ... 178
4.4. PROCEDURA PLANOWANIA I DYSPONOWANIA REGULACYJNYMI USŁUGAMI SYSTEMOWYMI ... 179
4.4.1. Zasady ogólne ... 179
4.4.2. Planowanie wykorzystania regulacyjnych usług systemowych ... 180
4.4.3. Zasady dysponowania regulacyjnymi usługami systemowymi ... 181
4.5. PROCEDURA ZARZĄDZANIA POŁĄCZENIAMI SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH ... 181
4.5.1. Zasady zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych ... 181
4.5.2. Zasady udostępniania oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniach systemów elektroenergetycznych ... 182

5. PROCEDURA ROZLICZANIA KOSZTÓW BILANSOWANIA SYSTEMU I KOSZTÓW OGRANICZEŃ SYSTEMOWYCH ... 186

5.1. ZASADY WYZNACZANIA POZYCJI KONTRAKTOWYCH ORAZ CEN ZA WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ ... 186
5.1.1. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Deklarowanych ... 186
5.1.2. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Zweryfikowanych ... 187
5.1.3. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Skorygowanych ... 188
5.1.4. Wyznaczanie cen za wytwarzanie i redukcję energii elektrycznej ... 191
5.2. ZASADY PRZETWARZANIA DANYCH POMIAROWYCH I WYZNACZANIA RZECZYWISTEJ ILOŚCI DOSTAW ENERGII ... 195
5.2.1. Wymagania techniczne ... 195
5.2.2. Zasady ogólne ... 195
5.2.3. Procedura konfigurowania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych ... 198

5.2.4. Procedura pozyskiwania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych ... 199
5.2.5. Procedura wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii (ER) ... 202
5.2.6. Procedura udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych ... 208
5.3. PROCEDURY ROZLICZEŃ ILOŚCIOWYCH I WARTOŚCIOWYCH ... 210
5.3.1. Rozliczenia na Rynku Bilansującym ... 210
5.3.2. Rozliczenia Regulacyjnych Usług Systemowych JG_{Wa} ... 248
5.3.3. Rozliczenia nieuzgodnionej wymiany międzysystemowej ... 265
5.3.4. Rozliczenia uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} ... 266
5.4. PROCEDURY FAKTUROWANIA I ROZLICZEŃ FINANSOWYCH ... 268
5.4.1. Zasady ogólne ... 268
5.4.2. Procedury dotyczące rynku bilansującego ... 269
5.4.3. Procedury dotyczące świadczenia RUS ... 271
5.4.4. Procedury dotyczące rozliczania kosztów uruchomień JG_{Wa} ... 273
5.4.5. Procedury dotyczące rozliczania dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG_{Wa} ... 274
5.4.6. Procedury dotyczące rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} 275
5.5. PROCEDURY UDOSTĘPNIANIA DANYCH ROZLICZENIOWYCH ... 276
5.5.1. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rynku bilansującego ... 276
5.5.2. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących świadczenia RUS ... 279
5.5.3. Procedura udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących kosztów uruchomień JG_{Wa} ... 283
5.5.4. Procedura udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG_{Wa} ... 285
5.5.5. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} ... 287

6. PROCEDURY I ZAKRES WYMIANY INFORMACJI NIEZBĘDNEJ DO BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI ... 289

6.1. INFORMACJE OGÓLNE ... 289
6.2. SYSTEM WIRE ... 289
6.2.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne ... 289
6.2.2. Zakres wymiany informacji na rynku bilansującym ... 289
6.2.3. Zakres przesyłanych dokumentów ... 290
6.2.4. Zasady rejestracji dokumentów ... 290
6.3. SYSTEM OPERATYWNEJ WSPÓŁPRACY Z ELEKTROWNIAMI (SOWE) ... 290
6.3.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne ... 290
6.3.2. Zakres danych wymienianych pomiędzy OSP i służbami ruchowymi ... 291
6.3.3. Zakres dokumentów przesyłanych poprzez system SOWE ... 291
6.3.4. Zasady rejestracji dokumentów ... 291
6.4. ZAKRES INFORMACJI O RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I PRACY KSE PUBLIKOWANYCH PRZEZ OSP ... 292

7. SPOSÓB POSTĘPOWANIA W STANACH ZAGROŻENIA BEZPIECZEŃSTWA ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ ORAZ PROCEDURY AWARYJNE ... 297

8. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE ... 299

9. ZAŁĄCZNIKI ... 301

1. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ

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

BGOR – Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy

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

BPP – Bieżący Punkt Pracy

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 automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej

C^{OR} – Cena za operacyjną rezerwę mocy

C^{Przec} – Cena za pracę w przeciążeniu

C^{REG} – Cena za udział w regulacji

C^{Zan} – Cena za pracę w zaniżeniu

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 Towarowej Giełdy Energii S.A.

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

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

CRO_Z – Cena rozliczeniowa zakupu energii na rynek bilansujący

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

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

CRRM – Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy

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 danego stanu cieplnego

CW – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez JG_{Wa}

CWD	–	Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej
CWE	–	Cena wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej JG Wytwórczej aktywnej
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
ED^b	–	Wyrażona w wartościach brutto deklarowana ilość dostaw energii
EG	–	Ilość energii elektrycznej stanowiąca wolumen obrotu na sesji rynku dnia następnego z określaniem ceny energii w systemie kursu jednolitego
EGW^{rb}	–	Wyrażona w wartościach brutto ilość dostaw energii bilansującej planowanej JG Wytwórczych aktywnych składających się na daną JG Wytwórczą rozliczeniową, rozliczona na Rynku Bilansującym jako wymuszona dostawa energii elektrycznej
EIC	–	Unikalny kod identyfikujący Uczestników Wymiany Międzysystemowej w realizacji procesów wymiany międzysystemowej (*Energy Idetification 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
ER^b	–	Wyrażona w wartościach brutto rzeczywista ilość dostaw energii
ES	–	Skorygowana ilość dostaw energii elektrycznej

ES^{BO}	–	Skorygowana ilość dostaw energii elektrycznej wyznaczona przy pominięciu wszystkich ograniczeń systemowych
ES^{ZW}	–	Planowana, sumaryczna wielkość wytwarzania energii elektrycznej przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru, wyrażona w wartościach netto
ESO	–	Ilość dostaw energii elektrycznej przyjęta w operatywnym planie pracy systemu elektroenergetycznego
ESO^{ZW}	–	Planowana, sumaryczna wielkość wytwarzania energii elektrycznej przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru, wyrażona w wartościach brutto
EZ	–	Zweryfikowana ilość dostaw energii elektrycznej
FPP	–	Fizyczny Punkt Pomiarowy
FPPP	–	Fizyczny Punkt Pomiarowy Podstawowy
FPPR	–	Fizyczny Punkt Pomiarowy Rezerwowy
GMOS	–	Generator Modeli Ograniczeń Systemowych
GWM	–	Grafik Wymiany Międzysystemowej
GWM_U	–	Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej
GWM_W	–	Zweryfikowane Grafiki Wymiany Międzysystemowej
GWM_Z	–	Zgłoszone Grafiki Wymiany Międzysystemowej
GWS	–	Generacja Wymuszona Względami Sieciowymi
IGWM	–	Informacja o Niezgodności ZGWM
IGWMB	–	Informacja o Niezgodności ZGWMB
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_{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_{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_{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_{ZW}	–	Jednostka Grafikowa Źródeł Wiatrowych
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 dla JG Wytwórczej aktywnej
KCZ	–	Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego
KO	–	Koszt usuwania ograniczeń systemowych
KOE	–	System Konfiguracji Obiektów Energetycznych
KSE	–	Krajowy System Elektroenergetyczny
LPD	–	Algorytm rozdziału obciążeń zbudowany w oparciu o metodę programowania liniowego (*Linear Programming Dispatch – LPD*)
LSPR	–	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy

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

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_{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_{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_{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

MB_{ZW} – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do wytwórcy energii elektrycznej, reprezentujące źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru

MD – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej

N^{ARNE} – Należność za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej

N^{OR} – Należność za operacyjną rezerwę mocy

N^{Przec} – Należność za pracę z przeciążeniem

N^{RP} – Należność za udział w regulacji pierwotnej

N^{RW} – Należność za udział w regulacji wtórnej

N^{Zan} – Należność za pracę z zaniżeniem

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

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

NU – Należność za uruchomienia JG_{Wa}

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

OAZW – Obszar Agregacji Źródeł Wiatrowych

ODM – Obszarowa Dyspozycja Mocy

OGWM – Nieprzyjęcie do Uzgodnienia ZGWM

OGWMB – Nieprzyjęcie do Uzgodnienia ZGWMB

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
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 Wytwórczej aktywnej dostępna dla OSP ze względu na warunki pracy elektrowni
P^{OS}	–	Moc osiągalna jednostki wytwórczej
P^{P}	–	Moc przyłączeniowa sterowanych odbiorów energii wchodzących w skład danej JG_{Oa}
PD	–	Planowana wielkość poboru mocy przez JG_{Oa}
PDE	–	Punkt Dostarczania Energii
PGWM	–	Przyjęcie do Uzgodnienia ZGWM
PGWMB	–	Przyjęcie do Uzgodnienia ZGWMB
PH	–	Partner Handlowy UWM
PKD	–	Plan Koordynacyjny Dobowy
PKM	–	Plan Koordynacyjny Miesięczny
PKR	–	Plan Koordynacyjny Roczny
PLANS	–	Program obliczeniowy do badania stanu sieci przesyłowej, wykorzystywany do identyfikacji ograniczeń sieciowych
PSLF	–	Program obliczeniowy do badania stanu sieci przesyłowej, wykorzystywany do identyfikacji ograniczeń sieciowych
PO	–	Przedsiębiorstwo Obrotu
POB	–	Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie handlowe
POBH	–	Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa
POBT	–	Przyjęta Oferta Bilansująca – część techniczna
POR	–	Zdolności wytwórcze JG_{Wa} stanowiące operacyjną rezerwę mocy
PPE	–	Punkt poboru energii

PUSE – Przyjęte Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego

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

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

RDGWS – Raport Dobowy GWS

RDKU – Raport dobowy rozliczenia kosztów uruchomień

RDRUS – Raport Dobowy RUS

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

RHKKU – Raport handlowy korygujący rozliczenia kosztów uruchomień

RHKNUR – Raport handlowy korygujący rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa}

RHKRUS – Raport Handlowy Korygujący RUS

RHKU – Raport handlowy rozliczenia kosztów uruchomień

RHNUR – Raport handlowy rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa}

RHRUS – Raport Handlowy RUS

RPP – Rozliczeniowy Punkt Pomiarowy

RUS – Regulacyjne Usługi Systemowe

$RUSE^{-}$ – 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)

TGE – Towarowa Giełda Energii S.A.

UGWM – Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Następnego

UGWMB – Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Bieżącego

UKOR – Uzasadniony koszt pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy w roku obowiązywania Taryfy OSP

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_{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} – Wskaźnik emisji CO_2 dla JG_{Wa}, określający planowaną, średnią wielkość emisji CO_2 na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej netto w ramach dostaw energii elektrycznej na Rynek Bilansujący

WE^{D} – Ilość energii wymaganej do zbilansowania systemu w planie BPKD/BO ze zdolności wytwórczych JG_{Wa} 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} 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)

WMR – Wykorzystana moc redukcyjna

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

WPZ – Prognozowany wskaźnik zmiany zapotrzebowania na moc KSE w roku

WRM – Wielkość godzinowa wymaganej operacyjnej rezerwy mocy

WS – Współczynnik okresu szczytowego zapotrzebowania wyznaczany dla danego roku, jako iloraz: (i) liczby godzin szczytu zapotrzebowania w tym roku, oraz (ii) liczby wszystkich godzin w tym roku. Godziny szczytu zapotrzebowania obejmują okres od godziny 7.00 do godziny 22.00 we wszystkich dniach roboczych

ZAP^{MAX}	–	Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie brutto na moc odbiorców krajowych ($ZKSE^{MAX}$) pomniejszone o zrealizowaną na polecenie OSP redukcję poboru mocy przez sterowane odbiory energii
ZGWM	–	Zgłoszenia Grafików Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Następnego
ZGWMB	–	Zgłoszenia Grafików Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Bieżącego
$ZKSE^{MAX}$	–	Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie brutto na moc odbiorców krajowych
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

1.2. Definicje pojęć stosowane celem wykładni niniejszej części IRiESP

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.
Automatyczna regulacja napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
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 dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

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 Alokacji ZPW	Uprawniony podmiot odpowiedzialny za alokację Zdolności Przesyłowych Wymiany Międzysystemowej w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej.
Biuro Przetargów	Uprawniony podmiot organizujący Przetargi roczne, miesięczne i dobowe, na rezerwację Zdolności Przesyłowych 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.
Dzień roboczy	Okres od godziny 0.00 do godziny 24.00 każdego dnia, który nie jest sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy.
Elektrownia	Obszarowo wyodrębniona część przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej, składająca się z jednej lub kilku jednostek wytwórczych mających jedno lub kilka miejsc przyłączenia do sieci.
Energia bilansująca (EB)	Energia bilansująca (EB) stanowi różnicę pomiędzy energią deklarowaną (ED) a energią rzeczywistą (ER) i jest przedmiotem rozliczeń na Rynku Bilansującym.
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.

Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB 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.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.
Grafik	Zbiór danych określających ilość energii dostarczanej albo odbieranej w kolejnych okresach zadanego horyzontu czasowego.
Jednostka Grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
Jednostka wytwórcza	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.
Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana (JWCD)	Jednostka wytwórcza przyłączona do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP.
Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana (JWCK)	Jednostka wytwórcza, której 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.

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 jednostki wytwórczej	Moc czynna wytwarzana przez jednostkę wytwórczą w sposób ciągły przy minimalnym poziomie dostarczania energii pierwotnej wymaganej do stabilnej i trwałej pracy jednostki wytwórczej, przy zachowaniu zdolności do regulacji pierwotnej i wtórnej.
Moc dyspozycyjna jednostki wytwórczej	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki mocy.
Moc osiągalna jednostki wytwórczej	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.
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 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.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
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.
Podstawowy okres handlowy	Okres handlowy na rynku energii elektrycznej, równy jednej godzinie.
Przekrój handlowy	Zbiór połączeń międzysystemowych (linii przesyłowych) pomiędzy dwoma obszarami regulacyjnymi.
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 częstotliwości	Regulacja w systemie elektroenergetycznym mająca za zadanie utrzymanie stałej wartości częstotliwości lub ograniczenie odchylenia czasu synchronicznego od astronomicznego do granic dopuszczalnych.
Regulacja pierwotna	Regulacja mocy jednostki wytwórczej za pomocą indywidualnego regulatora prędkości obrotowej w funkcji częstotliwości sieci.

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.
Regulator centralny LFC	Jednostka centralna systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy, wysyłająca indywidualne sygnały sterujące zmiany mocy czynnej do jednostek wytwórczych.
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	Mechanizm 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.
Siła wyższa	Zdarzenie nagłe, nieprzewidywalne i niezależne od woli stron, uniemożliwiające w całości lub części wywiązanie się ze zobowiązań umownych, na stałe lub na pewien czas, którego skutkom nie można zapobiec, ani przeciwdziałać przy zachowaniu należytej staranności. Przejawami siły wyższej są w szczególności: a) klęski żywiołowe, w tym pożar, powódź, susza, trzęsienie ziemi, huragan, sadź, b) akty władzy państwowej, w tym stan wojenny, stan wyjątkowy, embarga, blokady, itp., c) działania wojenne, akty sabotażu, akty terroryzmu, d) strajki powszechne lub inne niepokoje społeczne, w tym publiczne demonstracje, lokauty.

Synchronizacja z siecią	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.
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 Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (wMB)	Miejsce Dostarczenia 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 wMB 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 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.

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 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 niniejszej części IRiESP.

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 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.

(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.

(6) Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego (URB_{BIL}) – Przedsiębiorstwo Bilansujące, które dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią.

2.1.1.5. Operatorem Rynku jest podmiot, który świadczy usługi operatorskie na rynku energii na podstawie Umowy przesyłania 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 110 kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze będące JWCD.

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

(4) Miejsca w sieci dystrybucyjnej, w których są reprezentowane sterowane odbiory energii.

2.1.2.3. Obszar Rynku Bilansującego może być rozszerzany o 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.

2.1.2.4. Rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego może nastąpić tylko wtedy jeżeli we fragmencie sieci dystrybucyjnej, który ma być przyłączony do obszaru Rynku Bilansującego, zostaną spełnione wszystkie warunki techniczne wymagane dla podstawowego obszaru Rynku Bilansującego.

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 ($_{F}$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 ($_{W}$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.

(2.2) „W" – PDE należące do URD typu wytwórca energii elektrycznej, reprezentujące źródła wytwarzania energii elektrycznej.

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 obwiązują 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 źródła wytwarzania energii elektrycznej.

2.1.3.10. Niezależnie od postanowień pkt 2.1.3.8. i 2.1.3.9. wprowadza się wartości atrybutów dla FMB określone w ppkt 2.1.3.10.1., 2.1.3.10.2. oraz 2.1.3.10.3.

2.1.3.10.1. Dla $_{F}$MB reprezentujących dostawy energii przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru obowiązują następujące wartości atrybutów:

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

(1.1.) Obszar OAZW, o którym mowa w pkt 2.2.1.3., w obszarze sieci OSDp/OSDn.

(2) *Atrybut typu* użytkownika:

(2.1.) „ZW" – PDE należące do wytwórcy energii elektrycznej, reprezentujące źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.

Ze względu na wartości atrybutów MB, reprezentujących dostawy energii realizowane przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru, dla danego obszaru OAZW w obszarze sieci OSDp/OSDn obowiązuje następujące oznaczenie typów $_{FD}$MB: MB_{ZW}.

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.) Obszar 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}.

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

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 tej części IRiESP 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 tej części IRiESP 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. Każda Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana uczestniczy w Rynku Bilansującym w sposób aktywny. Jednostka Wytwórcza Centralnie Koordynowana może uczestniczyć w Rynku Bilansującym w sposób aktywny albo pasywny.

2.1.3.17. 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 Odbiorcza (JG_O).

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

(4) Jednostka Grafikowa Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.1.3.18. 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.

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

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

(2.2.) Operator Systemu Przesyłowego w pełni dysponuje mocą JWCD wchodzącą w skład JG_{Wa}.

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

(3.1.) W skład Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej (JG_{Wp}) wchodzi jedna lub więcej jednostek wytwórczych nie będących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD).

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

(3.3.) Operator Systemu Przesyłowego nie dysponuje mocą jednostek wytwórczych nie będących JWCK wchodzących w skład JG_{Wp}.

(3.4.) 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 danego URB_W jest Jednostką Grafikową Wytwórczą rozliczeniową (JG_{Wr}). Na Jednostkę Grafikową Wytwórczą rozliczeniową (JG_{Wr}) składają się:

(4.1.) Wszystkie Jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne danego URB_W, lub

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

(5) Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG_O) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, w których do obszaru Rynku Bilansującego 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 2.1.5.1.2., źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru przyłączone do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego.

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

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

(6) 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.

(6.1.) Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna (JG_{Oa}) jest jednostką aktywną, przyłączoną do sieci.

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

(7) Jednostka Grafikowa Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{F}MB$), w których do obszaru Rynku Bilansującego są przyłączone źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru, lub poprzez które są reprezentowane w obszarze Rynku Bilansującego dostawy energii realizowane przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru, które nie są przyłączone do obszaru Rynku Bilansującego.

(7.1.) Jednostka Grafikowa Źródeł Wiatrowych jest jednostką pasywną, przyłączoną do sieci.

(7.2.) W skład Jednostki Grafikowej Źródeł Wiatrowych wchodzi jedna lub więcej jednostek wytwórczych/zespołów jednostek wytwórczych, wykorzystujących energię wiatru do wytwarzania energii elektrycznej, zlokalizowanych w określonym obszarze KSE.

(7.3.) Nie jest wymagane by URB był właścicielem urządzeń lub instalacji przyłączonych lub reprezentowanych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) Jednostki Grafikowej Źródeł Wiatrowych.

(7.4.) Operator Systemu Przesyłowego w ograniczonym zakresie dysponuje mocą jednostek wytwórczych nie będących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi. Zasady i zakres dysponowania mocą jednostek wytwórczych ustala OSP w uzgodnieniu z właściwym Uczestnikiem Rynku Bilansującego.

(7.5.) Konfigurację JG_{ZW} ustala OSP w uzgodnieniu z właściwym Uczestnikiem Rynku Bilansującego lub URB i OSD – jeżeli konfiguracja JG_{ZW} dotyczy instalacji wytwórczych przyłączonych do sieci poza obszarem RB. Obszary KSE, w ramach których jednostki wytwórcze mogą być agregowane w pojedynczą JG_{ZW} określa OSP.

(7.6.) Dla Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych 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 pasywnych, chyba że w zasadach szczegółowych tej części IRiESP określono inaczej.

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

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

(8.1.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.

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

(8.2.) 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 w IRiESP jako JG_{WMU} równoległa (JG_{WMUr}) i jest przydzielana wszystkim Uczestnikom Wymiany Międzysystemowej.

Dodatkowo JG_{WMU} może służyć do reprezentacji dostaw energii w ramach wymiany międzysystemowej nierównoległej, realizowanych w wyniku niejawnej alokacji przez OSP zdolności przesyłowych (tj. alokacji zdolności przesyłowych wraz z energią – udostępnianie typu „implicit"). W takim zastosowaniu JG jest oznaczana w IRiESP jako JG_{WMU} nierównoległa (JG_{WMUn}) i jest przydzielana podmiotom, które dokonują udostępniania zdolności przesyłowych poszczególnych połączeń międzysystemowych nierównoległych.

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

(8.2.b.) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej

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

(9) 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.

(9.1.) 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}), przy czym w JG_{OSP} mogą być reprezentowane:

(9.1.a.) Jednostki wytwórcze świadczące usługę praca interwencyjna.

(9.1.b.) Jednostki wytwórcze świadczące usługę interwencyjna rezerwa zimna.

(9.1.c.) Sterowane odbiory energii świadczące usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

(9.2.) 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.

(9.3.) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{OSP}) uczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE w ramach świadczenia, na podstawie umowy zawartej z OSP, usługi praca interwencyjna lub usługi interwencyjna rezerwa zimna, jest Jednostką Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego aktywną (JG_{OSPa}).

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

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

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

(9.4.a.) W skład Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego pasywnej (JG_{OSPp}) mogą wchodzić jednostki wytwórcze nie będące Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi

(nJWCD) lub sterowane odbiory energii.

(9.4.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.

(9.4.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.

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

(9.6.) 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 tej części IRiESP określono inaczej.

(10) 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.

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

(10.2.) Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), poprzez Jednostkę Grafikową Bilansującą (JG_{BI}) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią.

(10.3.) 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.

(10.4.) 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.

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

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

(11.2.) 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).

(12) 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 Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}).

2.1.4.3. Uczestnik Rynku Bilansującego, który ma co najmniej jedną Jednostkę

Grafikową Wytwórczą aktywną (JG_{Wa}) jest Wytwórcą (URB_W).

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

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

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

(2) Jednostki Grafikowe Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}).

(3) Jednostki Grafikowe Odbiorcze (JG_O), jeżeli posiada fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_F$MB), do których przyłączone są urządzenia lub instalacje odbiorcy energii.

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

(5) 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 nierównoległej (JG_{WMUn}).

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 Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}), jeżeli prowadzi bilansowanie handlowo-techniczne źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru.

(5) 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 Giełdy Energii (JG_{GE}).

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

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

(5) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego nierównoległej (JG_{WMUn}).

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 Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}), jeżeli prowadzi bilansowanie handlowo-techniczne źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru 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 Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}), jeżeli prowadzi bilansowanie handlowo-techniczne źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru.

(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.

2.1.4.13. 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 Giełdy Energii (JG_{GE}).

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

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

(6) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego nierównoległej (JG_{WMUn}).

2.1.4.14. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB_{GE}) musi posiadać jedną (podwójną) Jednostkę Grafikową Giełdy Energii podstawową (JG_{GEp}) i może posiadać jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego nierównoległą (JG_{WMUn}), jeżeli na podstawie stosownej umowy zawartej z OSP dokonuje alokacji zdolności przesyłowych połączenia międzysystemowego nierównoległego w ramach aukcji niejawnych (tj. alokacji zdolności przesyłowych wraz z energią – udostępnianie typu „implicit"). W przypadku dokonywania alokacji zdolności przesyłowych dla kilku połączeń międzysystemowych nierównoległych, każde z tych połączeń może być reprezentowane przez odrębną JG_{WMUn}. 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 Giełdy Energii (JG_{GE}).

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

(5) Jednostki Grafikowej Odbiorczej (JG_O).

(6) Jednostki Grafikowej Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}).

(7) 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 Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG_{OSPa}).

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

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

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

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

(9) Jednostki Grafikowej Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}).

(10) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego nierównoległej (JG_{WMUn}).

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

2.1.4.23. Jednostka Grafikowa, z zastrzeżeniem postanowień pkt 2.1.4.25., 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.

2.1.4.24. Operatorem Rynku dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych, Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych, Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego oraz Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych jest Operator Handlowo-Techniczny. Operatorem Rynku dla pozostałych rodzajów Jednostek Grafikowych jest Operator Handlowy.

2.1.4.25. 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.

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

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

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

2.1.5. 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 ilością energii z przyjętych do realizacji Umów Sprzedaży Energii oraz rzeczywistą ilością dostaw energii.

2.1.5.1.2. 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_{ZW} albo JG_{Wp}. Taki URB może umocować innego URB, który w ramach swoich JG_{ZW} albo JG_O będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym tych źródeł. Obowiązują przy tym następujące zasady:

(i) Źródła energii elektrycznej danego URB wykorzystujące energię wiatru reprezentowane w ramach JG_{ZW} mogą być bilansowane handlowo w JG_{ZW} innego URB, które dotyczą OAZW, o których mowa w pkt 2.2.1.3., odpowiednich do lokalizacji tych źródeł.

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

2.1.5.1.3. Podstawą do dokonania zmiany umocowania, o którym mowa w pkt 2.1.5.1.2. 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.

2.1.5.1.4. 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).

2.1.5.1.5. 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.

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

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

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

2.1.5.1.7. 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 Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}) lub JG OSP pasywnych (JG_{OSPp}) tego URB, przy czym dane $_{FD}$MB danego URB musi być przyporządkowane do odpowiedniej, jednej JG.

2.1.5.1.8. 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 2.1.5.1.9 i nie jest uzależnione od spełnienia przez tego URB jakichkolwiek warunków, innych niż określone w tej części IRiESP, zarówno w relacji z OSP, jak i w relacji z OSD.

2.1.5.1.9. 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.

2.1.5.1.10. MB_{ZW} są wprowadzane wyłącznie dla tych URB, którzy w ramach JG_{ZW} prowadzą bilansowanie handlowe źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru.

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.

2.1.5.1.11. W przypadku, gdy dany URB zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym, to w zakresie należących do niego MB_O, MB_W, MB_{ZW} i MB_{AO} 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 i MB_{ZW} 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.

2.1.5.1.12. 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 2.1.5.1.9. i 2.1.5.1.10.

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 2.1.5.1.11., 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 usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, i przekazuje do OSP specyfikację PDE dopuszczonych do świadczenia usługi.

(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 usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii w tych PDE oraz poszczególnych FPP wchodzących w ich skład.

(7) Uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji podmiotów świadczących usługę redukcji obciążenia odbiorców, w tym redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, 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 niniejszej części IRiESP, 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 2.1.4.25., 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 2.1.4.25., 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. W realizacji wymiany międzysystemowej biorą udział:

(1) Uczestnicy Wymiany Międzysystemowej (UWM).

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

(3) Operator Systemu Przesyłowego.

(4) Operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych.

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

2.1.7.3. 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 niniejszej części IRiESP, 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 niniejszej części IRiESP w zakresie wynikającym z realizacji USE_{WM}.

2.1.7.4. 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.

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

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

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.

(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.

2.1.9. Katalog usług systemowych

2.1.9.1. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje zakupu, na zasadach określonych w niniejszej części IRiESP, następujących usług systemowych:

(1) Regulacyjne usługi systemowe (RUS) JG_{Wa}.

(1.1) Operacyjna rezerwa mocy.

(1.2) Udział w regulacji pierwotnej.

(1.3) Udział w regulacji wtórnej.

(1.4) Praca z zaniżeniem lub z przeciążeniem.

(1.5) Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej.

(2) Usługa uruchomienia JG_{Wa}.

(3) Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej.

(3.1) Praca interwencyjna.

(3.2) Interwencyjna rezerwa zimna.

(3.3) Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP.

(4) Usługa dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD (nazywana dalej również „usługa GWS").

(5) Usługa odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego.

2.1.9.2. Wymagany zakres regulacji pierwotnej i wtórnej JG_{Wa} są określane 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.

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

2.1.9.4. Usługa odbudowy KSE może być świadczona przez wytwórcę, którego jednostki wytwórcze są zdolne do uruchomienia bez zasilania z zewnątrz.

2.1.10. Charakterystyka regulacyjnych usług systemowych JG Wytwórczych aktywnych

2.1.10.1. Operacyjna rezerwa mocy

2.1.10.1.1. Operacyjna rezerwa mocy są to zdolności wytwórcze JG_{Wa} będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla OSP ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii oraz na Rynku Bilansującym w ramach generacji swobodnej.

2.1.10.1.2. Przedmiotem zakupu przez OSP są zdolności wytwórcze nieobjęte Umowami Sprzedaży Energii zgłoszonymi do OSP w ramach Zgłoszeń USE, które to zdolności spełniają jeden z poniższych warunków:

(1) Stanowiły w trakcie realizacji dostaw energii rezerwę mocy na JG_{Wa} będących w ruchu albo w postoju, dostępną ze względu na warunki pracy elektrowni, albo

(2) Zostały wykorzystane do wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej przez JG_{Wa} lub do wytwarzania energii elektrycznej w ramach realokacji USE na JG_{Wa} na Rynku Bilansującym.

2.1.10.1.3. Zakup operacyjnej rezerwy mocy jest dokonywany w godzinach szczytu zapotrzebowania rozumianych jako okres od godziny 7.00 do godziny 22.00 we wszystkich dniach roboczych.

2.1.10.2. Udział w regulacji pierwotnej

2.1.10.2.1. W regulacji pierwotnej uczestniczą JG_{Wa} wyposażone w odpowiednie układy regulacji.

2.1.10.2.2. Zdolność do udziału w regulacji pierwotnej oznacza utrzymywanie sprawnych układów regulacji pierwotnej. Jest to wymóg obligatoryjny dla wszystkich JG_{Wa}.

2.1.10.2.3. 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.

2.1.10.2.4. Parametry układów regulacji pierwotnej są określone w Umowie przesyłania oraz protokołach odbioru technicznego układów regulacji.

2.1.10.3. Udział w regulacji wtórnej

2.1.10.3.1. W regulacji wtórnej uczestniczą JG_{Wa} wyposażone w odpowiednie układy regulacji.

2.1.10.3.2. Zdolność do udziału w regulacji wtórnej oznacza utrzymywanie sprawnych układów regulacji wtórnej. Jest to wymóg obligatoryjny dla wszystkich JG_{Wa}.

2.1.10.3.3. 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.

2.1.10.3.4. Parametry układów regulacji wtórnej są określone w Umowie przesyłania oraz protokołach odbioru technicznego układów regulacji.

2.1.10.4. Praca z zaniżeniem/ przeciążeniem

2.1.10.4.1. Praca z zaniżeniem polega na prowadzeniu ruchu JG_{Wa} z obciążeniem poniżej jej mocy minimum technicznego.

2.1.10.4.2. Praca z przeciążeniem polega na prowadzeniu ruchu JG_{Wa} z obciążeniem powyżej jej mocy osiągalnej.

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

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

2.1.10.4.5. 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.

2.1.10.4.6. Praca JG_{Wa} powyżej mocy osiągalnej i poniżej minimum technicznego, spowodowana działaniem układów regulacji pierwotnej, w sytuacji określonej w pkt 2.1.10.4.5., nie jest traktowana jako praca z przeciążeniem lub zaniżeniem i z tego tytułu nie przysługują żadne należności.

2.1.10.5. Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej

2.1.10.5.1. W automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej uczestniczą JG_{Wa} wyposażone w automatyczne układy regulacji napięć w węzłach wytwórczych (ARNE).

2.1.10.5.2. Zdolność do udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej oznacza utrzymywanie sprawnych układów ARNE. Jest to wymóg obligatoryjny dla wszystkich JG_{Wa}.

2.1.10.5.3. 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.

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

2.1.10.5.5. 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:

(1) Umowy o świadczenie usługi praca interwencyjna, z wytwórcami energii elektrycznej, zapewniające OSP dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej w zakresie zwiększenia wytwarzania energii.

(2) Umowy o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna, z wytwórcami energii elektrycznej, zapewniające OSP dostęp do jednostek wytwórczych utrzymywanych w gotowości do uruchamiania i wytwarzania energii.

(3) Umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, 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 mogą być świadczone w ramach:

(1) Usługi praca interwencyjna, przez:

(1.1) Jednostki wytwórcze pompowo-szczytowe.

(1.2) Jednostki wytwórcze w elektrowniach gazowych.

(2) Usługi interwencyjna rezerwa zimna, przez centralnie dysponowane jednostki wytwórcze cieplne, w odniesieniu do których będą spełnione łącznie następujące warunki:

(2.1) Zgodnie z art. 33 ust. 1 Dyrektywy 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 L334/37) zostanie przyznane prawo do korzystania od dnia 1 stycznia 2016 r. z czasowego odstępstwa od standardów emisyjnych.

(2.2) Wykorzystanie przez OSP jednostek wytwórczych do świadczenia usługi interwencyjna rezerwa zimna, w okresie od dnia 1 stycznia 2016 r., jest uzasadnione warunkami technicznymi i bilansowymi pracy KSE.

(3) Usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, przez sterowane odbiory energii w ramach:

(3.1) Programu Gwarantowanego, w którym świadczenie usługi polega na

zobowiązaniu do oferowania określonej ilości redukcji obciążenia oraz zobowiązaniu do wykonania redukcji w tej ilości.

(3.2) Programu Bieżącego i Programu Bieżącego Uproszczonego, w których świadczenie usługi polega na prawie do oferowania redukcji obciążenia i zobowiązaniu do wykonania redukcji obciążenia w ilości zaoferowanej.

2.1.11.4. Urządzenia wykorzystywane do świadczenia usługi praca interwencyjna lub usługi interwencyjna rezerwa zimna są reprezentowane na Rynku Bilansującym w ramach JG_{OSPa}.

ORed wykorzystywane do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP występują poza strukturą obiektową Rynku Bilansującego.

2.1.11.5. Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej są świadczone poprzez:

(1) Interwencyjną generację mocy polegającą na wprowadzeniu przez jednostkę wytwórczą do sieci, na polecenie OSP, określonej ilości mocy.

lub

(2) Redukcję zapotrzebowania na polecenie OSP, polegającą na zmniejszeniu przez sterowany odbiór energii, na polecenie OSP, ilości pobieranej z sieci mocy.

W przypadku ORed z generacją wewnętrzną, redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP może również obejmować wprowadzanie mocy do sieci.

2.1.11.6. W ramach regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej przedmiotem zakupu przez OSP jest:

(1) W zakresie interwencyjnej generacji mocy:

(1.1) Gotowość do świadczenia rezerwy interwencyjnej.

(1.2) Wykorzystanie rezerwy interwencyjnej.

(2) W zakresie redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP w Programie Bieżącym i Programie Bieżącym Uproszczonym:

(2.1) Wykorzystanie rezerwy interwencyjnej.

(3) W zakresie redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP w Programie Gwarantowanym:

(3.1) Gotowość do świadczenia rezerwy interwencyjnej.

(3.2) Wykorzystanie rezerwy interwencyjnej.

2.1.11.7. Warunki techniczne i handlowe świadczenia regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej są określane odpowiednio w:

(1) Umowie o świadczenie usługi praca interwencyjna,

albo

(2) Umowie o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna,

albo

(3) Umowie o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,

zawartej pomiędzy OSP a użytkownikami systemu (wykonawcami usług), z uwzględnieniem zasad zawartych w IRiESP.

2.1.11.8. OSP nie korzysta z usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP 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.

W Programie Gwarantowanym, w okresie jak wyżej, pomimo niekorzystania z usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, jest dokonywana płatność za gotowość do świadczenia tej usługi.

2.1.11.9. Certyfikacja ORed

2.1.11.9.1. ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP 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 system 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 redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. 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 redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (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 Rady Ministrów określającym szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, wydanym na podstawie art. 11 ustawy Prawo energetyczne.

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 redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),

(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 redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP);

(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 redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. 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 realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie.

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 redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

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:

(1) dla Programu Gwarantowanego i Programu Bieżącego, informacji:

(1.1) o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,

(1.2) o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu o które podmiot ten świadczy tę usługę.

Właściwy OSDp, po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie *n+4*) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSDp przekazuje dane pomiarowo-rozliczeniowe dla ORed w trybach, określonych w pkt 2.1.11.10.6. - 2.1.11.10.8.

(2) dla Programu Bieżącego Uproszczonego, informacji o konieczności przekazania danych pomiarowo-rozliczeniowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, 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 system 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 redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie

postępowania reklamacyjnego, zgodnie z pkt 8 niniejszej części IRiESP.

2.1.11.10.9. OSP udostępnia dane pomiarowo-rozliczeniowe dotyczące ORed, podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

2.1.12. Generacja wymuszona nJWCD w procesie bilansowania zasobów KSE

2.1.12.1. W celu zapewnienia odpowiednich standardów jakości i niezawodności pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego OSP może zawierać z wytwórcami posiadającymi jednostki wytwórcze nJWCD umowy o świadczenie usługi dyspozycyjności tych jednostek, nazywane dalej również umowami GWS, zapewniające wymagane ze względu na prawidłowe funkcjonowanie KSE wielkości wytwarzania energii elektrycznej przez te jednostki.

2.1.12.2. Jednostka wytwórcza nJWCD objęta umową GWS uczestniczy w rynku energii na takich samych zasadach jak jego pozostali uczestnicy.

2.1.12.3. OSP dokonując bilansowania produkcji z zapotrzebowaniem, ze względu na ograniczenia sieciowe, wydaje polecenia przywołania do pracy lub zwiększenia generacji jednostek wytwórczych nJWCD objętych umowami GWS, celem zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE. Zdolności wytwórcze nJWCD objęte umowami GWS są również wykorzystywane przez OSP w sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W takim przypadku OSP polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej nJWCD wydaje operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na obszarze działania którego ta jednostka wytwórcza jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej.

2.1.12.4. Warunki techniczne i handlowe świadczenia usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych są określane w umowie GWS, zawartej pomiędzy OSP a użytkownikami systemu (wykonawcami usług), z uwzględnieniem zasad zawartych w IRiESP.

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 niniejszej części IRiESP 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 Wytwórczych grafików sumarycznych USE nieuwzględniających ograniczeń elektrownianych dotyczących JG danego wytwórcy, które zostały uzgodnione z OSP.

(4) Zgłaszać dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych 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 wielkości oferowanych mocy netto i mocy brutto niezgodnych z rzeczywistymi parametrami technicznymi tych jednostek.

(6) Zgłaszać dla Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}) Programów Pracy nie odzwierciedlających prognozowanych warunków wytwarzania energii.

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 tej części IRiESP.

(8) Algorytmy wyznaczania ilości energii w poszczególnych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego oraz dla poszczególnych Jednostek Grafikowych, w zakresie określonym w tej części IRiESP.

(9) Dane i charakterystyki techniczne jednostek wytwórczych wchodzących w skład poszczególnych Jednostek Grafikowych Wytwórczych.

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

(11) Ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW) dla poszczególnych JG_{Wa}.

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

(13) Wskaźnik emisji CO_2 dla poszczególnych JG_{Wa} (W^{CO2}), określający

planowaną, średnią wielkość emisji CO_2 na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej netto w ramach dostaw energii elektrycznej na Rynek Bilansujący [Mg CO_2/MWh].

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

(15) Ceny za pracę w przeciążeniu (C^{Przec}) lub w zaniżeniu (C^{Zan}) dla tych JG_{Wa}, które mogą pracować w tym trybie.

(16) Ceny zastępcze i oferty zastępcze dla poszczególnych Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych. Ceny zastępcze ustalane są przez poszczególnych URB.

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

(18) 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.

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

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

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. URB jest zobowiązany przekazać do OSP na piśmie informację o prognozowanych na dany rok kalendarzowy wartościach cen CW i CU oraz wskaźnika W^{CO2} dla swoich poszczególnych JG Wytwórczych aktywnych, w terminie nie później niż do 31 sierpnia roku poprzedniego. Informacja o wysokości cen i wartości wskaźnika W^{CO2} powinna być podpisana przez osoby upoważnione do reprezentowania URB oraz powinna być dostarczona:

(i) w formie pisemnej, pod adres określony w Umowie przesyłania,

(ii) oraz dodatkowo faksem pod numer: (+48 22) 242 21 92.

2.2.1.1.13. URB może dokonać dla kolejnych okresów roku kalendarzowego aktualizacji określonych w Umowie przesyłania cen CW lub CU a przy tym również wartości wskaźnika W^{CO2}. Aktualizacja wartości cen CW lub CU oraz wskaźnika W^{CO2} odbywa się według następującej procedury:

(1) URB przesyła do OSP zgłoszenie aktualizacji cen CW lub CU oraz wskaźnika W^{CO2} (dalej nazywane „Zgłoszenie aktualizacji cen"), na formularzu określonym w Umowie przesyłania, wskazując w nim:

(i) nowe wartości cen wraz z wartościami składników kosztów składających się na te ceny, o których mowa w pkt 5.3.1.3.4.1.4. i 5.3.1.7.1.5.,

(ii) uzasadnienie zmiany wartości cen wraz ze wskazaniem przyczyn zmiany,

(iii) nowe wartości wskaźnika W^{CO2}, jeżeli URB wraz z aktualizacją cen dokonuje aktualizacji tego wskaźnika,

(iv) termin, od którego obowiązują nowe wartości cen oraz nowe wartości wskaźnika W^{CO2}, jeżeli wartość wskaźnika jest aktualizowana w ramach Zgłoszenia aktualizacji cen.

Zgłoszenie aktualizacji cen powinno być dostarczone w formie pisemnej, w dwóch jednobrzmiących egzemplarzach, pod adres określony w Umowie przesyłania, i powinno być podpisane (każdy egzemplarz) przez osoby upoważnione do reprezentowania URB. Zgłoszenie aktualizacji cen powinno być dostarczone do OSP nie później niż na 15 dni przed wskazanym w nim terminem rozpoczęcia obowiązywania nowych wartości cen.

(2) W terminie do 3. dnia po otrzymaniu przez OSP od URB Zgłoszenia aktualizacji cen, OSP przesyła jego kopię do Prezesa URE.

(3) OSP rozpatruje Zgłoszenie aktualizacji cen w terminie do 10. dnia po jego otrzymaniu od URB. W przypadku akceptacji zgłoszenia, jeden egzemplarz Zgłoszenia aktualizacji cen, podpisany przez osoby upoważnione do reprezentowania OSP, jest przesyłany do URB nie później niż 2 dni przed wskazanym w Zgłoszeniu aktualizacji cen terminem rozpoczęcia obowiązywania nowych wartości cen. Powyższe skutkuje zmianą określonej w Umowie przesyłania ceny CW lub CU oraz wskaźnika W^{CO2}, jeżeli URB wraz z aktualizacją cen dokonuje aktualizacji tego wskaźnika, 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 istotnie różniące się od cen wynikających z aktualnej sytuacji na rynku energii i paliw, OSP ma prawo nie przyjąć Zgłoszenia aktualizacji cen. Informacja o nie przyjęciu Zgłoszenia aktualizacji cen, wraz z podaniem przyczyn, jest przesyłana do URB oraz do Prezesa URE.

(4) Aktualizacja cen przez danego URB, zgodnie z zasadami określonymi w ppkt (1) – (3), może być dokonywana nie częściej niż w odstępach miesięcznych, tj. w przypadku dokonania aktualizacji którejkolwiek z cen przez danego URB w dniu kalendarzowym *d* danego miesiąca, kolejna aktualizacja cen przez tego URB może być dokonana nie wcześniej niż poczynając od dnia kalendarzowego *d*+1 kolejnego miesiąca. Nie dotyczy to aktualizacji cen CW spowodowanej zmianą powszechnie obowiązujących przepisów prawa. W przypadku zmiany tych przepisów, URB przesyła do OSP Zgłoszenie aktualizacji cen w terminie umożliwiającym stosowanie nowych cen od dnia wejścia w życie zmienionych przepisów prawa.

Aktualizacja wartości wskaźnika W^{CO2} oraz cen CW i CU może zostać dokonana również w ramach Aneksu do Umowy przesyłania, przy czym w zakresie zmiany wartości cen CW i CU stosuje się określone w tym podpunkcie zasady dotyczące obowiązku dostarczenia do OSP Zgłoszenia aktualizacji cen oraz odstępów czasowych kolejnych aktualizacji cen.

2.2.1.1.14. URB jest odpowiedzialny za rzetelne i prawidłowe wyznaczenie wartości cen CW, CU oraz wskaźnika W^{CO2}.

2.2.1.1.15. 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 podpisana przez osoby upoważnione do reprezentowania URB i powinna być dostarczona do OSP, nie później niż 5. dnia po dacie, w której nastąpiła zmiana, wygaśnięcie, cofnięcie lub uzyskanie wyżej powołanej koncesji:

(i) pod adres:

PSE S.A.
Departament Przesyłu
ul. Warszawska 165
05-520 Konstancin-Jeziorna

oraz

(ii) faksem pod numer: (+48 22) 242 21 92.

W przypadku zmiany powołanych wyżej danych teleadresowych, do czasu ich aktualizacji poprzez zmianę postanowień niniejszej części IRiESP, OSP prześle do URB na piśmie zaktualizowane dane, na które należy przesyłać powołane powyżej informacje.

2.2.1.1.16. 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.

2.2.1.1.17. 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 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

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:

$$Z^{DOST} = \frac{[Z^{P} + Z^{GB} + Z^{GU} + Z^{WP} + Z^{IN} - Z^{ZWOL}]}{1-k} - [(N_{OSP} + PN_{OSP} - OP_{OSP}) - Z_{OSP}] \qquad (2.1)$$

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)):

$$Z^{DOST\max} = \frac{[Z^{P} + Z^{GB} + Z^{GU} + Z^{WP} + Z^{IN}]}{1-k} - [(N_{OSP} + PN_{OSP} - OP_{OSP}) - Z_{OSP}] - Z^{DOST\min} \qquad (2.2.)$$

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 źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru

2.2.1.3.1. Operator Systemu Przesyłowego określa, dla potrzeb grupowania w Jednostkach Grafikowych Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}) źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, Obszary Agregacji Źródeł Wiatrowych (OAZW). W wymagających tego przypadkach OAZW są określane we współpracy z odpowiednim OSD.

Specyfikację OAZW zawiera Załącznik nr 2 do niniejszej części IRiESP.

2.2.1.3.2. OAZW są stosowane ze względu na zapewnienie bezpieczeństwa i niezawodności pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w związku ze zmiennością wytwarzania energii przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.

2.2.1.3.3. OAZW jest definiowany jako obszar sieci, do którego mogą być przyłączone źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru, lub poprzez które mogą być reprezentowane w obszarze Rynku Bilansującego dostawy energii realizowane przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.

2.2.1.3.4. Kryterium przy definiowaniu OAZW jest jednorodność obszaru pod względem rozpływów mocy wyprowadzanej z farm wiatrowych do sieci zamkniętej w stanach awaryjno-remontowych, z uwzględnieniem mocy osiągalnej przyłączonych i planowanych do przyłączenia źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru.

2.2.1.3.5. W ramach danej JG_{ZW} mogą być reprezentowane źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru należące do tego samego OAZW.

2.2.1.3.6. Na pojedynczym Obszarze Agregacji Źródeł Wiatrowych może być zdefiniowanych więcej niż jedna JG_{ZW}, przy czym dane $_{F}MB$ reprezentujące źródło energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru może być przyporządkowane tylko do jednej JG_{ZW}.

2.2.1.3.7. OSP ma prawo modyfikować OAZW w związku z przyłączeniem lub planowaniem przyłączenia do sieci nowych źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru a także w przypadku istotnej zmiany warunków pracy KSE spowodowanej trwałymi zmianami elementów tworzących KSE. Zmiana OAZW jest dokonywana poprzez modyfikację Załącznika nr 2 do niniejszej części IRiESP.

2.2.1.3.8. W sytuacji, o której mowa w pkt 2.2.1.3.7., wprowadza się stosowne zmiany do odpowiednich Umów przesyłania, dotyczące konfiguracji Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych, dla których naruszony został warunek określony w pkt 2.2.1.3.5.

2.2.1.3.9. W przypadku naruszenia przez URB posiadającego JG_{ZW} zasad i wymagań określonych w tej części IRiESP dotyczących JG_{ZW}, OSP ma prawo wstrzymać świadczenie usług przesyłania w odniesieniu do tej JG_{ZW} tego URB, po uprzednim wezwaniu do usunięcia naruszenia, jeżeli naruszenie to

nie zostanie usunięte w terminie do 14 dni od daty otrzymania przez URB pisemnego wezwania w tej sprawie.

2.2.1.4. Warunki dla aktywnego udziału sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym

2.2.1.4.1. Aktywny udział sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym dotyczy wyłącznie redukcji poboru mocy.

2.2.1.4.2. 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.

2.2.1.4.3. Warunkiem aktywnego udziału sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym jest możliwość OSP bieżącego monitorowania poboru mocy przez JG_{Oa} w ramach systemu SCADA.

2.2.1.4.4. Na wniosek OSP, URB posiadający JG_{Oa} ma obowiązek przedstawić OSP dokumentację potwierdzającą możliwości techniczne i organizacyjne redukcji poboru mocy na polecenie OSP.

2.2.2. 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} są świadczone na podstawie zasad określonych w tej części IRiESP oraz Umów przesyłania zawartych pomiędzy OSP a użytkownikami systemu (wykonawcami usług).

2.2.2.2. Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej są świadczone na podstawie zasad określonych w tej części IRiESP oraz umów o świadczenie usługi praca interwencyjna, umów o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna lub umów o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, 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 świadczeniu usług systemowych w zakresie usługi GWS oraz usługi odbudowy KSE

2.2.3.1. Usługa GWS jest świadczona na podstawie umów o świadczenie usług dyspozycyjności jednostek wytwórczych zawartych pomiędzy OSP a użytkownikami systemu (wykonawcami usług).

2.2.3.2. Usługa odbudowy KSE jest świadczona na podstawie umów o świadczenie usług systemowych w zakresie odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego zawartych pomiędzy OSP a użytkownikami systemu (wykonawcami usług).

2.2.3.3. Operator Systemu Przesyłowego kontraktuje usługę GWS oraz usługę odbudowy KSE zgodnie z przepisami o zamówieniach publicznych. OSP ma prawo zawierać wieloletnie umowy na świadczenie usługi odbudowy KSE.

2.2.3.4. Jeżeli w wyniku realizacji procesu kontraktacji usługi GWS lub usługi odbudowy KSE 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, odpowiednio, usługi GWS lub usługi odbudowy KSE, w tym cen za świadczenie tej usługi.

2.2.3.5. Koszty zakupu usługi GWS oraz usługi odbudowy KSE są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.

2.2.4. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej

2.2.4.1. Warunki formalno – prawne

2.2.4.1.1. W wymianie międzysystemowej 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.

2.2.4.1.2. 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.

2.2.4.1.3. Każdy UWM może uczestniczyć w wymianie międzysystemowej poprzez rezerwację zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w ramach:

(i) Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej, oraz

(ii) Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej, z zastrzeżeniem że udział danego UWM w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej może zostać zawieszony przez OSP, na warunkach określonych w Zasadach rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego opublikowanych na stronie internetowej Biura Alokacji ZPW, w przypadku, gdy UWM naruszy zasady udziału w tym segmencie rynku dotyczące obowiązku wykorzystania rezerwacji ZPW.

2.2.4.1.4. 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.

2.2.4.1.5. Realizacja wymiany międzysystemowej wymaga od UWM dokonywania niezbędnych zgłoszeń i przekazywania informacji zarówno w obszarze działania RB, jak i w obszarze realizacji wymiany międzysystemowej.

2.2.4.2. Rezerwacja ZPW w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej

2.2.4.2.1. 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 lub 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) Ustanowili zabezpieczenia zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 2.2.1.2.

2.2.4.2.2. W obszarze realizacji wymiany międzysystemowej w celu realizacji USE_{WM} UWM dokonuje zgłoszeń GWM_Z dla każdej ze swoich USE_{WM} poprzez dostarczenie do OSP dokumentu ZGWM.

2.2.4.2.3. W obszarze działania RBN, zgodnie z obowiązującymi na tym rynku zasadami, 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}.

2.2.4.3. Rezerwacja ZPW w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej

2.2.4.3.1. 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 w Procesie Alokacji ZPW dla Dnia Bieżącego prowadzonym przez Biuro Alokacji ZPW.

(2) Ustanowili zabezpieczenia zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 2.2.1.2.

2.2.4.3.2. Udostępnianie rezerwacji ZPW przez Biuro Alokacji ZPW odbywa się bez opłat z tytułu rezerwacji, według czasowej reguły pierwszeństwa dostępu do tych zdolności (First Comes First Served). Udostępnianie rezerwacji ZPW jest realizowane poprzez portal internetowy prowadzony przez Biuro Alokacji ZPW. Szczegółowe reguły udostępniania rezerwacji ZPW przez Biuro Alokacji ZPW określają Zasady rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego opublikowane na stronie internetowej Biura Alokacji ZPW.

2.2.4.3.3. Udostępnianie rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego odbywa w odniesieniu do sześciu sesji udostępniania ZPW, z których każda obejmuje nieprzerwany ciąg czterech godzin:

(1) Sesja pierwsza obejmuje okres od 00.00 do 4.00.

(2) Sesja druga obejmuje okres od 04.00 do 8.00.

(3) Sesja trzecia obejmuje okres od 08.00 do 12.00.

(4) Sesja czwarta obejmuje okres od 12.00 do 16.00.

(5) Sesja piąta obejmuje okres od 16.00 do 20.00.

(6) Sesja szósta obejmuje okres od 20.00 do 24.00.

2.2.4.3.4. W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni sesja pierwsza trwa 3 godziny a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy sesja pierwsza trwa 5 godzin.

2.2.4.3.5. Każdy UWM, który pozyskał rezerwacje ZPW dla Dnia Bieżącego jest zobowiązany do ich wykorzystania w całości, tj. realizacji dostawy energii w ramach USE_{WM} na poszczególnych przekrojach handlowych w ilości odpowiadającej pozyskanej przez siebie rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego. Niezastosowanie się przez UWM do powyższego obowiązku może, zgodnie z regułami określonymi w Zasadach rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego opublikowanych na stronie internetowej Biura Alokacji ZPW, skutkować zawieszeniem przez OSP udziału UWM w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej.

OSP informuje UWM o zawieszeniu jego udziału w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej przesyłając powiadomienie faksem oraz pocztą elektroniczną (e-mail), odpowiednio pod numer faksu oraz pod adres poczty elektronicznej określone w Umowie przesyłania. Powiadomienie zawiera datę

pierwszego dnia zawieszenia oraz datę ostatniego dnia zawieszenia a także specyfikację dób, dla których miało miejsce naruszenie wyżej powołanej zasady. Powiadomienie jest wysyłane nie później niż w dniu poprzedzającym pierwszy dzień zawieszenia.

OSP informuje Prezesa URE o zawieszeniu udziału UWM w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej z powodu naruszenia przez niego zasady wykorzystania rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego.

2.2.4.3.6. W obszarze realizacji wymiany międzysystemowej w celu realizacji USE_{WM} UWM dokonuje zgłoszeń GWM_Z dla każdej ze swoich USE_{WM} poprzez dostarczenie do OSP dokumentu ZGWMB.

2.2.4.3.7. W obszarze działania RBB, zgodnie z obowiązującymi na tym rynku zasadami, 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}.

2.2.4.3.8. Poszczególne sesje udostępniania ZPW mogą być odwoływane przez Biuro Alokacji ZPW zgodnie z regułami określonymi w Zasadach rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego opublikowanymi przez Biuro Alokacji ZPW. W szczególności dotyczy to następujących sytuacji:

(1) Prowadzenia prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych systemów informatycznych Biura Alokacji ZPW.

(2) Awarii systemów informatycznych Biura Alokacji ZPW lub OSP służących do udostępniania ZPW.

2.2.4.3.9. W okresie zawieszenia przyjmowania ZGWMB w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej, o którym mowa w pkt 3.3.2.7., oraz w okresie zawieszenia przyjmowania Zgłoszeń USE w ramach RBB, o którym mowa w pkt 3.1.2.1.2.7., OSP nie udostępnia zdolności przesyłowych dla Dnia Bieżącego.

2.2.4.4. Redukcje wielkości zdolności wymiany międzysystemowej

2.2.4.4.1. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo zastosować redukcję rezerwacji ZPW oraz UGWM dla Dnia Następnego według obowiązujących zasad dla alokacji i nominacji ZPW dla regionu CEE 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.

2.2.4.4.2. Operator Systemu Przesyłowego nie odpowiada za szkody UWM i stron trzecich spowodowane zastosowaniem Redukcji.

2.2.4.4.3. Po uzgodnieniu GWM_U z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, OSP przejmuje odpowiedzialność za jego realizację, z wyłączeniem przypadku o którym mowa w pkt 2.2.4.4.1.(1).

3. PROCEDURY ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA DO REALIZACJI PRZEZ OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ PROGRAMÓW DOSTARCZANIA I ODBIORU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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 niniejszej części IRiESP.

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.

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 niniejszej części IRiESP.

3.1.1.9. Podstawowym okresem handlowym, 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.

3.1.1.18. Zgłoszenie Oferty Bilansującej zawiera:

(1) Dane handlowe określające możliwości i uwarunkowania handlowe wytwarzania energii elektrycznej w każdej godzinie doby handlowej.

(2) Dane techniczne określające możliwości i uwarunkowania techniczne wytwarzania 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.

3.1.1.23. 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).

3.1.2. 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 niniejszej części IRiESP, 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 niniejszej części IRiESP, 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 Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}), Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG_{OSPa}) świadczącej usługę interwencyjna rezerwa zimna, 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 procesu alokacji przez giełdy międzysystemowych zdolności przesyłowych (tj. alokacji zdolności przesyłowych wraz z energią – udostępnianie typu „implicit"), 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 system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania 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 22.00 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 22.00 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 przed rozpoczęciem godziny *h*-1 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, 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 USE i informuje Operatorów Rynku, w zakresie określonym w niniejszej części IRiESP, 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 siedmiodniowym 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 system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania 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. 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* trwa od godziny 9.00 doby *n*-1 do godziny 14.30 doby *n*-1. W chwili otwierania bramki dla

Zgłoszeń Ofert Bilansujących 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 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) jest obowiązkowe dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (z wyłączeniem JG_{OSPa}), Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych oraz Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych, przy czym dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych oraz Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych zakres przekazywanych informacji jest zawężony.

3.1.2.2.3. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna (dokumenty ZOBT) dotyczy Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych i jest opcjonalne (nie jest obowiązkowe).

3.1.2.2.4. W przypadku, gdy dla danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej 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 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 niniejsze części IRiESP, to wartości danych w zgłoszeniu zostaną przyjęte zgodnie ze zdefiniowanymi dla tej JG w bazie danych stałych KOE.

3.1.2.2.6. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w zakresie Zgłoszeń Ofert Bilansujących jest przedstawiony w Tabeli 3.1.

3.1.2.2.7. OSP ma prawo wydłużyć okres otwarcia bramki dla dokonywania Zgłoszeń Ofert Bilansujących dla doby handlowej *n*, 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 Ofert Bilansujących, uniemożliwiającej dokonanie w terminie Zgłoszeń Ofert Bilansujących dla wszystkich URB.

(2) Opóźnienia zakończenia realizacji procesu alokacji przez giełdy międzysystemowych zdolności przesyłowych (tj. alokacji zdolności przesyłowych wraz z energią – udostępnianie typu „implicit"), 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. Komunikat jest wysyłany przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

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 21.30 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 21.30 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 1 godzina i 30 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 niniejszej części IRiESP, 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 siedmiodniowym 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 system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania 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).
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 22.00 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).

Termin/okres	Działania Operatorów Rynku	Działania OSP
Doba *n* godzina 22.00.		Zakończenie procesu zgłaszania USE dla doby *n* w ramach RBB (zamknięcie bramki zgłoszeniowej na RBB).
Doba *n* po godzinie 22.00.	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 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* (otwarcie bramki zgłoszeniowej dla Zgłoszeń Ofert Bilansujących).
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* (zamknięcie bramki zgłoszeniowej dla Zgłoszeń Ofert Bilansujących).
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: 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,

Termin/okres	Działania Operatorów Rynku	Działania OSP
		POBT).
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 21.30 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 21.30.		Zakończenie procesu zgłaszania Ofert Redukcji Obciążenia dla doby *n* (zamknięcie bramki zgłoszeniowej dla Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia).
Doba *n* po godzinie 21.30.	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 punktach 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 Źródeł Wiatrowych	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	**X**

„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 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) 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 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, w miarę możliwości technicznych OSP w zakresie ich przetwarzania, lecz nie częściej niż jedna iteracja 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 przed rozpoczęciem godziny doby handlowej (decyduje Stempel Czasowy), 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 22.00 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 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) 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 może być godzina doby handlowej nie wcześniejsza niż druga godzina, po godzinie doby handlowej, w której Zgłoszenie USE zostało dostarczone do OSP (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 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 będącą pierwszą godziną doby handlowej, po godzinie doby handlowej, 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*.

(2) 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}).

3.1.5.1.2. 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 aktywnych.

(2) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostek Grafikowych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych.

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 pracujących w usztywnieniach albo Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych.

3.1.5.1.4. 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* ($P_{j}^{MIN_TECH}$).

3.1.5.1.5. Wielkości wymienione w pkt 3.1.5.1.4. są określane w wartościach brutto, w Umowach przesyłania zawieranych pomiędzy OSP i URB.

3.1.5.1.6. Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.1.7.6.

3.1.5.2. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych

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: $P_j^{OS} \geq P_{jh}^{MAX} \geq P_{jh}^{MIN} \geq P_{jh}^{MIN_TECH}$.

(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).

3.1.5.3. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych

3.1.5.3.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla j-tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej oraz Jednostki Grafikowej Źródeł Wiatrowych 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.) Dla JG_{Wp} być określane jako moce, które mogą być osiągane w sposób trwały w normalnych warunkach pracy, a dla JG_{ZW} odpowiadać mocy osiąganej przez farmy wiatrowe dla planowanej konfiguracji sprawnych jednostek wytwórczych.

(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: $P_j^{OS} \geq P_{jh}^{MAX} \geq P_{jh}^{MIN} \geq 0$.

3.1.5.4. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych pracujących w usztywnieniach

3.1.5.4.1. 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*.

3.1.5.4.2. 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. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych

3.1.5.5.1. 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*.

3.1.5.5.2. 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 ($OFC_{jhk} = 0$).

3.1.6. Oferty Zastępcze dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych

3.1.6.1. Definiowanie ofert zastępczych dotyczy Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych. Wartości wielkości zawartych w ofertach zastępczych są określane w Umowie przesyłania.

3.1.6.2. 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}).

3.1.6.3. Powyższe dane są definiowane dla każdej z 24 kolejnych godzin jednej doby ($H = \{1, 2, 3, ..., 24\}$), dla każdego z 10 pasm oferty ($K = \{1, 2, 3, ..., 10\}$).

3.1.6.4. 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 ($\sum_{k=1}^{10} ZOFP_{jhk}$) 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) Minimalna cena ofertowa (OFC_{jhk}) nie może być mniejsza od -50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \geq$ -50 000 zł/MWh).

(9) Maksymalna 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).

3.1.6.5. 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.

3.1.7. 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. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych.

(3.2.) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.3.1. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych.

albo, w sytuacjach szczególnych:

(3.3.) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.4.2. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych traktowanych jako pracujące w usztywnieniach.

(3.4.) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.5.2. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych traktowanych jako niedyspozycyjne.

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.

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., to jest ono odrzucane i Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana na podstawie oferty zastępczej.

(3) Jeżeli brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, to Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana na podstawie oferty zastępczej.

3.1.7.2.2. W przypadku braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej *j* 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 systemu 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 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 kolejnych pasm Przyjętej Oferty Bilansującej są wyznaczane jako średnie ważone z cen pasm oferty zastępczej wykorzystanych do ich tworzenia.

3.1.7.2.5. Jeżeli dla dwóch lub więcej Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych w ich Ofertach Bilansujących – część handlowa występują te same ceny ofertowe dla danej godziny, 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 cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW) tych Jednostek Grafikowych, w kolejności od oferty JG_{Wa}, dla której cena CW jest najniższa do oferty JG_{Wa}, dla której cena CW jest najwyższa.

3.1.7.3. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych

3.1.7.3.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych 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 3.1.5.3.1. (1.5.), 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 3.1.5.3.1. (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 systemu 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., to jest ono odrzucane i Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(2.1.) Występuje tylko jedno pasmo ofertowe ($k = 1$).

(2.2.) Przyjęta moc brutto w paśmie $k = 1$ ($POFP_{jh1}$) jest równa mocy minimalnej i mocy maksymalnej zawartych w Zgłoszeniu Oferty Bilansującej – części handlowej.

(2.3.) 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.

(2.4.) Przyjęta cena ofertowa dla pasma $k = 1$ jest wyznaczana jako średnia ważona z cen wykorzystanych do utworzenia pasma $k = 1$ pasm oferty zastępczej.

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. Tworzenie Przyjętych Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna

3.1.7.6.1. Dla *j*-tej Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG_{OSPa}) świadczącej usługę interwencyjna rezerwa zimna Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa dla godziny *h* jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Moc dyspozycyjna (P_{jh}^{DYSP}), moc maksymalna (P_{jh}^{MAX}) oraz moc minimalna (P_{jh}^{MIN}) JG_{OSPa} są przyjmowane według stanu na godzinę 14.30 doby *n*-1, ustalonego przez OSP na podstawie danych pozyskanych dla tej JG_{OSPa} przy pomocy systemu SOWE.

(2) Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa dla JG_{OSPa} zawiera dwa pasma ofertowe ($k = 1$ i $k = 2$) określone w następujący sposób:

(2.1) Moc brutto dla pasma $k = 1$ jest równa P_{jh}^{MIN} natomiast moc netto tego pasma jest wyznaczana jako iloczyn mocy brutto oraz współczynnika brutto/netto (γ^{KOE}) określonego w danych stałych JG_{OSPa}.

(2.2) Moc brutto dla pasma $k = 2$ jest równa różnicy pomiędzy P_{jh}^{MAX} oraz P_{jh}^{MIN} natomiast moc netto tego pasma jest wyznaczana jako iloczyn tej różnicy oraz współczynnika brutto/netto (γ^{KOE}) określonego w danych stałych JG_{OSPa}.

(2.3) Przyjęta cena ofertowa dla pasma $k = 1$ ($POFC_{jh1}$) jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$POFC_{jh1} = CW_j + KC_{jd}^{CO2} \tag{3.1}$$

gdzie:

CW_j – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez *j*-tą JG_{OSPa}, określona w Umowie o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna [zł/MWh].

KC_{jd}^{CO2} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla *j*-tej JG_{OSPa} wyznaczony zgodnie ze wzorem określonym w pkt 5.3.1.3.4.2.2., przyjmując w tym wzorze wartość RC_d^{CO2} wyznaczoną, w sposób określony w pkt 5.3.1.3.4.2.3., dla najbliższej doby poprzedzającej dobę *d*; Do wyznaczenia KC_{jd}^{CO2} stosuje się wskaźnik emisji CO_2 (W_j^{CO2}) dla *j*-tej JG_{OSPa} określony w Umowie o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna.

(2.4) Przyjęta cena ofertowa dla pasma $k = 2$ ($POFC_{jh2}$) jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$POFC_{jh2} = POFC_{jh1} + 0{,}01 \tag{3.2}$$

3.1.8. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części technicznej

3.1.8.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej jest dokonywane dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej. 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*).

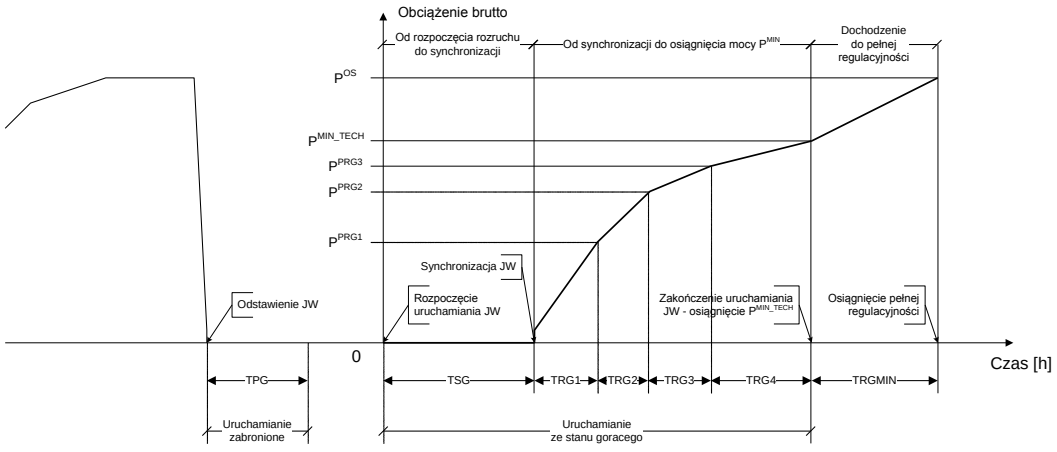
(2.2.6.) Czas między czwartym punktem charakterystyki uruchamiania a osiągnięciem pełnego zakresu regulacyjności (*TRGMIN*, *TRCMIN*, *TRZMIN*).

(2.2.7.) Współczynnik mocy w pierwszym punkcie charakterystyki uruchamiania (*PRG1*, *PRC1*, *PRZ1*).

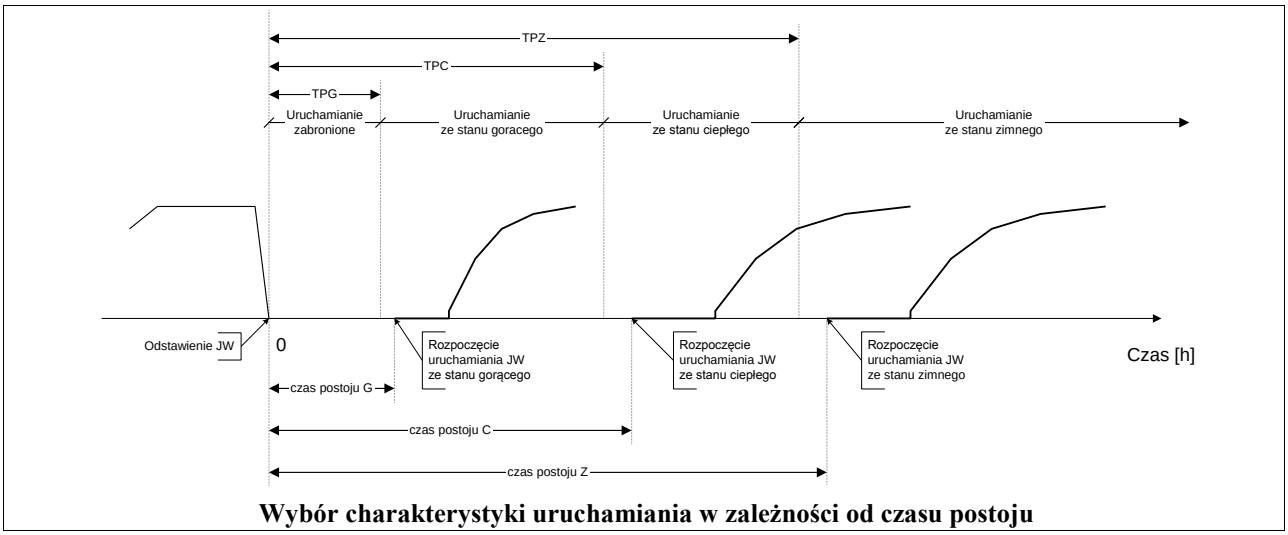
(2.2.8.) Współczynnik mocy w drugim punkcie charakterystyki uruchamiania (*PRG2*, *PRC2*, *PRZ2*).

(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



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. Procedura zgłaszania programów pracy dla jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru

3.1.10.1. Operator Systemu Przesyłowego przyjmuje Zgłoszenia Programów Pracy dla jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru do wytwarzania energii elektrycznej, które są reprezentowane w ramach Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}).

3.1.10.2. Zgłoszenie Programu Pracy zawiera dla każdej godziny doby handlowej:

(1) Moce: minimalną (P^{MIN}), maksymalną (P^{MAX}) oraz dyspozycyjną (P^{DYSP}), wyrażone w wartościach brutto.

(2) Planowaną, sumaryczną w godzinie, wielkość wytwarzania energii elektrycznej przez jednostkę wytwórczą, wyrażoną w wartościach brutto (ESO^{ZW}).

(3) Planowaną, sumaryczną w godzinie, wielkość wytwarzania energii elektrycznej przez jednostkę wytwórczą, wyrażoną w wartościach netto (ES^{ZW}).

(4) Prognozę przedziałową wytwarzania brutto, o której mowa w pkt 3.1.10.7., opisaną granicami przedziału: (i) dolnym (ESO^{ZW_MIN}) oraz (ii) górnym (ESO^{ZW_MAX}).

3.1.10.3. Zgłoszenia Programów Pracy są dokonywane dla określonych w Umowie przesyłania jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru do wytwarzania energii elektrycznej, składających się na JG_{ZW}. Zgłoszenia Programów Pracy są dokonywane poprzez system SOWE i są obowiązkowe. W ramach Zgłoszeń Programów Pracy URB jest zobowiązany przekazywać do OSP aktualne prognozy wytwarzania energii przez jednostki wytwórcze, w szczególności w przypadku każdej zmiany prognozy wytwarzania. URB jest zobowiązany do aktualizacji wyżej powołanych prognoz wytwarzania w przypadku zmiany czynników mogących mieć na nie wpływ.

3.1.10.4. Zgłoszenia Programów Pracy dla jednostek wytwórczych reprezentowanych w JG_{ZW} dotyczące doby handlowej *n* powinny być dokonywane od początku doby *n*-2 do końca doby *n*.

3.1.10.5. W przypadku wystąpienia istotnych różnic pomiędzy Programami Pracy a rzeczywistą ilością dostaw energii (ER) dla jednostek wytwórczych reprezentowanych w JG_{ZW}, URB jest zobowiązany, na wniosek OSP, niezwłocznie przedłożyć pisemne wyjaśnienie dotyczące powstania tych różnic.

3.1.10.6. Wielkość ES^{ZW} zgłoszona dla godziny *h* danej doby handlowej, dla jednostek wytwórczych reprezentowanych w danej JG_{ZW}, w ostatnim Programie Pracy przed rozpoczęciem godziny *h*-1 jest uwzględniana w rozliczeniach Rynku Bilansującego przy wyznaczaniu skorygowanej ilości dostaw energii (ES) dla tej JG_{ZW}.

Dokumenty Zgłoszeń Programów Pracy otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

3.1.10.7. Przez prognozę przedziałową jest rozumiany przedział liczbowy, w którym z zadanym prawdopodobieństwem zawiera się planowana wielkość wytwarzania energii elektrycznej przez jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru do wytwarzania energii elektrycznej, składające się na JG_{ZW}. Współczynnik ufności prognozy przedziałowej określa OSP z uwzględnieniem możliwej do osiągnięcia dokładności prognozowania wielkości wytwarzania energii elektrycznej przez jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru do wytwarzania energii elektrycznej.

Do czasu opublikowania przez OSP wartości współczynnika ufności prognozy przedziałowej w zgłoszeniach Programów Pracy powinny być podawane następujące wartości: $ESO^{ZW_MIN} = P^{MIN}$ oraz $ESO^{ZW_MAX} = P^{MAX}$.

3.1.11. Zgłaszanie Ofert Redukcji Obciążenia

3.1.11.1. 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})

3.1.11.2. 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.

3.1.12. Zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia

3.1.12.1. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dla doby handlowej *n* jest realizowana iteracyjnie od godziny 9.30 doby *n*-1 do godziny 22.00 doby *n*. Iteracja weryfikacji jest realizowana raz w godzinie, w drugiej 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.

3.1.12.2. W kolejnych iteracjach, weryfikacja Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia jest dokonywana dla wszystkich godzin doby handlowej objętych Horyzontem Weryfikacji.

3.1.12.3. 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 23.00 doby *n*-1.

(2) Wszystkie godziny doby handlowej *n*, poczynając od godziny będącej drugą 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 23.00 doby *n*-1.

3.1.12.4. 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 1 godzina i 30 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.

3.1.12.5. 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 druga godzina, po godzinie doby handlowej, w której Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zostało dostarczone do OSP (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.

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.

3.1.12.6. Weryfikacja warunków określonych w pkt 3.1.12.5. odbywa się według następujących zasad i w następującej kolejności:

(1) W przypadku, gdy nie są spełnione warunki określone w pkt 3.1.12.5.(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 3.1.12.5.(1) oraz nie są spełnione warunki określone w pkt 3.1.12.5.(2), to:

(2.1) W sytuacji, gdy nie jest spełniony warunek określony w pkt 3.1.12.5.(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 będącą pierwszą godziną doby handlowej, po godzinie doby handlowej, 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 3.1.12.5.(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 3.1.12.5.(1) oraz 3.1.12.5.(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 będącą pierwszą godziną doby handlowej, po godzinie doby handlowej, 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 3.1.12.5.(1) i 3.1.12.5.(2) oraz nie są spełnione dla danej godziny warunki określone w pkt 3.1.12.5.(3), 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. 3.1.12.6.(4).

3.1.12.7. 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.

3.1.12.8. 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 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 6 tej części IRiESP.

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. 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. Tryb dobowy przekazywania dokumentów ZGWM dla doby handlowej *n* rozpoczyna się o godzinie 10.30 doby *n*-1 i trwa do godziny 13.30 doby *n*-1 włącznie. Dodatkowo, w ramach uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, do godziny 14.15 doby *n*-1 jest realizowany cykl 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 Przetargu dobowym przez UWM lub PH. Zarezerwowane ZPW uzyskane w Przetargu dobowym są identyfikowane przez Unikalny Identyfikator ZPW (CAI).

3.2.2.5. 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. Harmonogram przekazywania dokumentów ZGWM w ramach poszczególnych trybów przedstawiono w Tabelach 3.3., 3.4. oraz 3.5.

3.2.2.7. 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 długoterminowym wstępnym.

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
Doba *n*-7 godzina 00.00.		Rozpoczęcie trybu długoterminowego wstępnego przyjmowania ZGWM dla doby *n*.
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*.

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.
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.

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
Doba *n*-1 godzina 10.30.00.		Rozpoczęcie trybu dobowego przyjmowania ZGWM na dobę *n*.

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
Doba *n*-1 od godziny 10.30.00 do godziny 13.30.00.	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 13.30.00		Zakończenie trybu dobowego przyjmowania ZGWM na dobę *n*.
Doba *n*-1 od godziny 13.30.01 do godziny 14.15.00 (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 14.15.00.	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 dla doby handlowej *n*, rozpoczynającego się bezpośrednio po godzinie 17.00 doby *n*-2 i trwającego do godziny 18.00 doby *n*-2 włącznie.

(2) Cyklu korekty trybu dobowego przekazywania ZGWM dla doby handlowej *n*, rozpoczynającego się bezpośrednio po godzinie 13.30 doby *n*-1 i trwającego do godziny 14.15 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 częściej niż:

(1) 4 iteracje procesu weryfikacji w ramach cyklu korekty dla trybu długoterminowego podstawowego przekazywania ZGWM.

(2) 3 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 niniejszej części IRiESP, 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 w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej

3.3.1. Ogólne zasady

3.3.1.1. Zgłoszenie przez UWM dokumentu ZGWMB jest złożeniem zobowiązania przez tego UWM do realizacji wymiany międzysystemowej w ilości, przedziale czasowym oraz na przekroju handlowym określonych w tym zgłoszeniu.

3.3.1.2. Dokument ZGWMB składany przez UWM dla danego okresu (jednej z sześciu sesji udostępniania ZPW) musi zawierać zgłoszenia GWM_Z reprezentujące wszystkie USE_{WM} tego UWM dla Dnia Bieżącego, które mają być realizowane w danym okresie.

3.3.1.3. Podstawowym okresem dla zgłoszeń GWM_Z jest jedna godzina. GWM_Z zawiera dane handlowe USE_{WM} dla Dnia Bieżącego dla wszystkich godzin danej sesji udostępniania ZPW.

3.3.1.4. Dokumentom ZGWMB dostarczanym w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej i dotyczącym danej sesji udostępniania ZPW, muszą być nadawane przez Operatora Rynku unikalne numery wersji (Numer Porządkowy Zgłoszenia GWM Dnia Bieżącego), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku zgłoszeń GWM_Z dla tej sesji. Kolejnym dokumentom ZGWMB dotyczącym danej sesji udostępniania ZPW powinny być przyporządkowywane narastające Numery Porządkowe Zgłoszenia GWM Dnia Bieżącego. Dostarczony do OSP dokument ZGWMB nie spełniający powyższego warunku, tj. o Numerze Porządkowym Zgłoszenia GWM Dnia Bieżącego równym lub mniejszym od nadanego dokumentowi ZGWMB dotyczącemu tej samej sesji udostępniania ZPW i przyjętemu przez OSP wcześniej, nie jest uwzględniany przez OSP w ramach uzgodnień międzyoperatorskich.

3.3.1.5. Operator Systemu Przesyłowego informuje o przyjęciu, odrzuceniu, niezgodnościach oraz uzgodnieniu ZGWMB poprzez wysłanie odpowiedzi w formie następujących dokumentów:

(1) Przyjęcie do Uzgodnienia ZGWMB – dokument PGWMB.

(2) Nieprzyjęcie do Uzgodnienia ZGWMB – dokument OGWMB.

(3) Informacja o Niezgodności ZGWMB – dokument IGWMB.

(4) Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Bieżącego – dokument UGWMB.

3.3.1.6. Wymiana danych pomiędzy UWM oraz OSP następuje poprzez Operatora Rynku danego UWM, jako URB, zgodnie z procedurami, o których mowa w pkt 6 tej części IRiESP.

3.3.2. Tryb i harmonogram zgłaszania GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej

3.3.2.1. Dla każdej z sesji udostępniania ZPW, o których mowa w pkt 2.2.4.3.3., UWM przekazuje do OSP odrębny dokument ZGWMB. Tryb dokonywania zgłoszeń dokumentów ZGWMB jest nazywany trybem godzinowym.

3.3.2.2. Dokument ZGWMB dotyczący danej sesji udostępniania ZPW może zostać dostarczony do OSP w okresie: od godziny *h*-4.00 do godziny *h*-1.30, gdzie *h* oznacza pierwszą godzinę danej sesji udostępniania ZPW, tj. nie wcześniej niż 4 godziny przed pierwszą godziną danej sesji i nie później niż 1 godzina i 30 minut przed pierwszą godziną danej sesji. Dokumenty ZGWMB przesłane do OSP w okresie nie spełniającym powyższych warunków nie są przyjmowane przez OSP.

Dokumenty ZGWMB otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

3.3.2.3. Wielkość rezerwacji ZPW zgłoszonych do wykorzystania przez UWM lub PH w trybie godzinowym może wynikać jedynie z rezerwacji ZPW uzyskanych w ramach Procesu Alokacji ZPW dla Dnia Bieżącego. Zarezerwowane ZPW uzyskane w ramach Procesu Alokacji ZPW dla Dnia Bieżącego są identyfikowane przez Unikalny Identyfikator ZPW (CAI).

3.3.2.4. W procesie przetwarzania ZGWMB jest przyjmowana do weryfikacji ostatnia przyjęta lub częściowo przyjęta przez OSP wersja ZGWMB przekazana do OSP.

3.3.2.5. Harmonogram przekazywania dokumentów ZGWMB przedstawiono w Tabeli 3.6.

3.3.2.6. W celu realizacji wymiany międzysystemowej dla Dnia Bieżącego, niezależnie od przekazania dokumentów ZGWMB, UWM działając jako URB jest zobowiązany zgłosić na RBB dla swojej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej (JG_{WMU}) Umowy Sprzedaży Energii odpowiadające USE_{WM}.

Tabela 3.6. Harmonogram przekazywania dokumentów ZGWMB w trybie godzinowym.

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
Godzina *h*-4.00.		Rozpoczęcie trybu godzinowego przyjmowania ZGWMB dla danej sesji udostępniania ZPW.
Od godziny *h*-4.00 do godziny *h*-1.30.	Przekazywanie ZGWMB. Przyjmowanie OGWMB i PGWMB, IGWMB, przekazywanie	Przyjmowanie ZGWMB. Weryfikacja pod względem formalnym, wysyłanie dokumentów OGWMB albo PGWMB. Weryfikacja pod względem przekroczeń wielkości ZPW, wysyłanie IGWMB.

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
	poprawionych ZGWMB.	
Godzina *h*-1.30.		Zakończenie trybu godzinowego przyjmowania ZGWMB dla danej sesji udostępniania ZPW.
Od godziny *h*-1.30.	Przyjmowanie UGWMB.	Wysyłanie UGWMB.

3.3.2.7. W przypadku prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych oraz w przypadku awarii systemów informatycznych OSP służących do przyjmowania dokumentów ZGWMB, OSP może zawiesić przyjmowanie GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej. Zawieszenie przyjmowania dokumentów ZGWMB na dany okres oznacza zamknięcie w tym okresie bramki dla ZGWMB dla wszystkich sesji udostępniania ZPW.

3.3.2.8. O zawieszeniu przyjmowania GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej, OSP informuje Operatorów Rynku:

(1) Z siedmiodniowym wyprzedzeniem, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu dokumentów ZGWMB w celu realizacji planowych prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych.

(2) Niezwłocznie po powzięciu przez OSP informacji o zaistnieniu sytuacji wymagającej zawieszenia przyjmowania dokumentów ZGWMB, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu ZGWMB wynikających z sytuacji awaryjnych.

Powyższa informacja jest przesyłana w formie komunikatu do wszystkich Operatorów Rynku przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

3.3.2.9. W komunikacie do Operatorów Rynku o zawieszeniu przyjmowania GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej, OSP podaje: (i) początek okresu zawieszenia przyjmowania dokumentów ZGWMB oraz (ii) planowany koniec tego okresu. O wznowieniu przyjmowania dokumentów ZGWMB, OSP informuje Operatorów Rynku odrębnym komunikatem.

3.3.3. Zgłaszanie GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej

3.3.3.1. Dokument ZGWMB 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.

3.3.3.2. Każdy GWM_Z przekazany w dokumencie ZGWMB 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.

(6) Aktywny Okres Zgłoszenia, tj. zakres godzin doby handlowej, którego dotyczy zgłoszenie, określony przez początkową i końcową godzinę tego okresu, przy czym początkową godziną musi być pierwsza godzina danej sesji udostępniania ZPW, a końcową godziną musi być ostatnia godzina tej sesji.

3.3.3.3. W przypadku, gdy UWM zgłasza do realizacji w tym samym okresie więcej niż jedną USE_{WM} z tym samym PH, to w ramach dokumentu ZGWMB przekazuje odrębne GWM_Z dla każdego Unikalnego Identyfikatora ZPW (CAI).

3.3.4. Weryfikacja Zgłoszonych GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej

3.3.4.1. Zgłoszone przez Uczestników Wymiany Międzysystemowej GWM_Z dla Dnia Bieżącego podlegają weryfikacji przez OSP, w wyniku której dla każdego GWM_Z są wyznaczane odpowiadające im GWM_W.

3.3.4.2. W ramach weryfikacji GWM_Z dla Dnia Bieżącego 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.

3.3.4.3. Jeżeli zgłoszenie GWM_Z danego UWM nie spełnia wymagania określonego w pkt 3.3.4.2.(1), to: (i) w przypadku wstrzymania świadczenia usług przesyłania UWM będącemu URB – do uzgodnień międzyoperatorskich jako GWM_W są przyjmowane godzinowe ilości energii równe zero, (ii) w przypadku ograniczenia świadczenia usług przesyłania UWM będącemu URB – do uzgodnień międzyoperatorskich jako GWM_W są przyjmowane godzinowe ilości energii w GWM_Z tego UWM w kierunku importu energii, a w kierunku eksportu energii są przyjmowane godzinowe ilości energii równe zero.

3.3.4.4. Jeżeli zgłoszenie GWM_Z danego UWM spełnia wymagania określone w pkt 3.3.4.2.(1) oraz nie spełnia wymagania określonego w pkt 3.3.4.2.(2), to do uzgodnień międzyoperatorskich jako GWM_W są przyjmowane godzinowe ilości energii równe zero. O fakcie tym OSP informuje UWM poprzez wysłanie dokumentu IGWMB.

3.3.4.5. Jeżeli zgłoszenie GWM_Z danego UWM spełnia wymaganie określone w pkt 3.3.4.2.(1) i 3.3.4.2.(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 3.3.4.2.(3), to OSP informuje UWM o niezgodnościach ZGWMB poprzez wysłanie dokumentu IGWMB.

3.3.5. Uzgadnianie Zweryfikowanych GWM z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej

3.3.5.1. OSP uzgadnia dla każdej godziny danej sesji udostępniania ZPW poszczególne GWM_W dla Dnia Bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Uzgodnienia są dokonywane dla poszczególnych godzin danej sesji udostępniania ZPW, niezależnie dla każdego przekroju handlowego.

3.3.5.2. 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 każdej sesji udostępniania ZPW.

3.3.5.3. 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 dla Dnia Bieżącego niezbędnych do realizacji tej wymiany, OSP tworzy GWM_U, przyjmując w nich jako uzgodnione godzinowe ilości energii równe ilościom energii zawartym w GWM_W.

3.3.5.4. Jeżeli po zakończeniu uzgodnień międzyoperatorskich dla Dnia Bieżącego nadal istnieją niezgodności pomiędzy GWM_W a 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.

3.3.5.5. Jeżeli uzgadniane ilości energii przekraczają rezerwacje ZPW dla Dnia Bieżącego, 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.

3.3.5.6. Uzgodniony Grafik Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Bieżącego (GWM_U) określa fizyczne wielkości dostaw energii realizowane przez UWM oraz PH w ramach USE_{WM}.

3.3.5.7. Informacje o GWM_U są przesyłane poszczególnym UWM, w postaci dokumentu UGWMB, po zakończeniu uzgodnień międzyoperatorskich dotyczących danej sesji udostępniania ZPW.

3.3.5.8. Jeżeli uzgadnianie wszystkich GWM_W dla danej sesji udostępniania ZPW i danego przekroju handlowego nie zostanie zakończone na 45 minut przed rozpoczęciem pierwszej godziny tej sesji, to dla tego przekroju i wszystkich godzin tej sesji nie są przyjmowane do realizacji żadne GWM dla Dnia Bieżącego (USE_{WM} dla Dnia Bieżącego są równe zero). OSP nie odpowiada za szkody UWM i stron trzecich spowodowane wystąpieniem powyższej sytuacji.

4. PROCEDURY BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

4.1. Procedura planowania dobowego

4.1.1. Zasady ogólne planowania koordynacyjnego

4.1.1.1. Operator Systemu Przesyłowego, jako administrujący Rynkiem Bilansującym opracowuje plany koordynacyjne pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE.

4.1.1.2. Plany koordynacyjne są opracowywane w formie:

(1) Planów rocznych (PKR).

(2) Planów miesięcznych (PKM).

(3) Planów wstępnych dobowych (WPKD).

(4) Planów dobowych (PKD).

(5) Bieżących planów dobowych (BPKD).

(6) Bilansów techniczno-handlowych dobowych (BTHD).

4.1.1.3. W ramach planowania dobowego tworzone są następujące plany: BTHD, WPKD, PKD i BPKD.

4.1.1.4. Plany BTHD i WPKD są planami technicznymi o charakterze informacyjnym.

4.1.1.5. Plany koordynacyjne dobowe PKD i BPKD mają charakter realizacyjny.

4.1.1.6. W ramach planowania koordynacyjnego dobowego PKD i BPKD zaplanowanie do pracy JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna może następować tylko w sytuacjach, gdy bez tych JWCD nie jest możliwe zbilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną i moc przy występujących ograniczeniach systemowych.

4.1.2. Procedura przygotowywania Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego (BTHD)

4.1.2.1. Bilans Techniczno-Handlowy Dobowy sporządzany jest przez OSP w sposób kroczący, codziennie, na okres 7 kolejnych dni.

4.1.2.2. Bilans Techniczno-Handlowy Dobowy sporządzany jest na podstawie danych o aktualnej i prognozowanej sytuacji w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

4.1.2.3. Plan BTHD jest przygotowywany w następującym trybie:

(1) Częstość sporządzania: raz na dobę

(2) Okres planowania: od godziny 0.00 doby *n* do godziny 24.00 doby *n*+6

(3) Termin sporządzania: codziennie, przy czym plan dla doby *n* jest przygotowywany poczynając od doby *n*-9 i aktualizowany w kolejnych sześciu dobach (doba *n*-3 jest ostatnią dobą aktualizacji planu dla doby *n*)

(4) Okres dyskretyzacji danych: podstawowy okres handlowy (poszczególne godziny doby)

(5) Częstość aktualizacji: codziennie

(6) Udostępnianie: jednorazowo do godziny 16.00

4.1.2.4. Bilans Techniczno-Handlowy Dobowy zawiera następujące prognozowane wielkości dla każdej godziny poszczególnych dni objętych okresem planowania:

(1) Zapotrzebowanie KSE do pokrycia przez elektrownie krajowe.

(2) Sumę zdolności wytwórczych JWCD.

(3) Sumę zdolności wytwórczych nJWCD.

(4) Sumaryczną generację zdeterminowaną JWCD.

(5) Sumaryczną generację zdeterminowaną nJWCD.

(6) Wymaganą rezerwę mocy ponad zapotrzebowanie.

(7) Wymaganą rezerwę mocy poniżej zapotrzebowania.

(8) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy/liczbie jednostek i maksymalnej dopuszczalnej mocy/liczbie jednostek w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.

4.1.3. Procedura przygotowywania Wstępnego Planu Koordynacyjnego Dobowego (WPKD)

4.1.3.1. Zasady ogólne tworzenia planu WPKD

4.1.3.1.1. Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy jest sporządzany na podstawie aktualnej wersji planu BTHD oraz danych OSP, uzyskiwanych w trybie operatywnym podczas prowadzenia ruchu KSE.

4.1.3.1.2. Plan WPKD jest przygotowywany w następującym trybie:

(1) Częstość sporządzania: raz na dobę

(2) Okres planowania: od godziny 0.00 do godziny 24.00 doby *n*

(3) Termin sporządzania: do godziny 16.00 doby *n*-2

(4) Okres dyskretyzacji danych: podstawowy okres handlowy (poszczególne godziny doby)

(5) Częstość aktualizacji: nie aktualizowany

(6) Udostępnianie: jednorazowo w dobie *n*-2 do godziny 16.00

4.1.3.1.3. Szczegółowy harmonogram tworzenia planu WPKD przedstawia Tabela 4.1.

Tabela 4.1. Harmonogram przygotowywania planu WPKD.

Termin	Opis działań
Działania inicjujące tworzenie planu WPKD	
Doba *n-2* 8.00 – 11.00	Aktualizacja danych systemowych do bilansu mocy KSE w zakresie:
	planowego zapotrzebowania na moc w KSE
	planowanych wielkości niezbędnych rezerw mocy
	planowanego krajowego salda wymiany międzysystemowej
	Aktualizacja danych technicznych jednostek wytwórczych
	Aktualizacja danych o zdolnościach wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE
	aktualizacja danych o zdolnościach wytwórczych jednostek wytwórczych sterowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego
	aktualizacja danych o zdolnościach wytwórczych jednostek wytwórczych sterowanych przez OSDp w elektrowniach wydzielonych, małych cieplnych, małych wodnych, wiatrowych, innych odnawialnych i przemysłowych
	Aktualizacja generacji nieswobodnej
	Aktualizacja generacji zdeterminowanej i wymuszonej JWCD
	aktualizacja generacji zdeterminowanej i wymuszonej jednostek wytwórczych nie będących JWCD
	aktualizacja planów pracy elektrowni szczytowo pompowych w zakresie generacji i pompowania
Analiza ograniczeń systemowych dla doby *n*	
Doba *n-2* 8.00 – 13.00	Wstępna analiza i ewidencja ograniczeń systemowych
	zbieranie danych o ograniczeniach systemowych w KSE
	analiza ograniczeń systemowych
	opracowanie ograniczeń systemowych
	Aktualizacja danych o dostępności sieci przesyłowej
	Aktualizacja planów wyłączeń elementów sieci przesyłowej
	Aktualizacja ograniczeń sieciowych
	Aktualizacja mocy maksymalnych i minimalnych w węzłach wytwórczych
Tworzenie wstępnych planów wykorzystania usług systemowych	
Doba *n-2* 8.00 – 13.00	Tworzenie planu wykorzystania JWCD do regulacji
	Aktualizacja zapotrzebowania na rezerwy mocy
Działania zamykające tworzenie planu WPKD	
Doba *n-2* 13.00 – 16.00	Tworzenie planu WPKD
Doba *n-2* Do 16.00	Udostępnianie planu WPKD

4.1.3.2. Dane wejściowe planu WPKD

4.1.3.2.1. Podstawowymi danymi wejściowymi do tworzenia planu WPKD są:

(1) Prognozowane zapotrzebowanie na moc w KSE w wielkościach brutto.

(2) Planowane krajowe saldo wymiany międzysystemowej.

(2.1.) W pracy równoległej.

(2.2.) W pracy nierównoległej:

(2.2.1.) W sieci przesyłowej.

(2.2.2.) W sieci 110 kV.

(3) Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych w KSE:

(3.1.) Moc dyspozycyjna wszystkich JWCD.

(3.2.) Moc dyspozycyjna elektrowni nie posiadających JWCD:

(3.2.1.) Moc dyspozycyjna elektrowni nie będących w operatywnym sterowaniu OSP o dużym znaczeniu ruchowym dla OSP.

(3.2.2.) Planowana suma mocy dyspozycyjnych małych elektrowni cieplnych.

(3.2.3.) Planowana suma mocy dyspozycyjnych małych elektrowni wodnych.

(3.2.4.) Planowana suma mocy dyspozycyjnych elektrowni wiatrowych.

(3.2.5.) Planowana suma mocy dyspozycyjnych innych elektrowni odnawialnych.

(3.2.6.) Planowana suma mocy dyspozycyjnych elektrowni przemysłowych.

(4) Harmonogram remontów planowych JWCD.

(5) Planowana produkcja zdeterminowana i wymuszona JWCD.

(6) Planowana produkcja zdeterminowana i wymuszona nJWCD.

(7) Planowana praca elektrowni szczytowo pompowych w zakresie generacji i pompowania.

(8) Dane o dostępności sieci przesyłowej:

(8.1.) Plan wyłączeń elementów sieci przesyłowej powodujących ograniczenia sieciowe.

(8.2.) Plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej koordynowanej przez OSP.

(8.3.) Minimalne wymagane i maksymalne dopuszczalne możliwości generacji w poszczególnych węzłach wytwórczych.

(9) Plany wykorzystania usług systemowych:

(9.1.) Wykaz jednostek wytwórczych ze sprawnymi układami regulacji.

(9.2.) Zapotrzebowanie na rezerwy mocy.

4.1.3.3. Dane wyjściowe planu WPKD

4.1.3.3.1. Plan WPKD publikowany dla doby *n* zawiera następujące dane:

(1) Dane bilansowe (mocowe) dla każdej z 24 godzin doby *n* w wartościach średnich godzinowych brutto:

(1.1.) Zapotrzebowanie do pokrycia przez elektrownie krajowe.

(1.2.) Suma zdolności wytwórczych JWCD.

(1.3.) Suma zdolności wytwórczych nJWCD.

(1.4.) Sumaryczna generacja zdeterminowana JWCD.

(1.5.) Sumaryczna generacja zdeterminowana nJWCD.

(1.6.) Wymagana rezerwa mocy ponad zapotrzebowanie.

(1.7.) Wymagana rezerwa mocy poniżej zapotrzebowania.

(2) Ograniczenia sieciowe jako dane o minimalnej wymaganej mocy/liczbie jednostek i maksymalnej dopuszczalnej mocy/liczbie jednostek w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.

(3) Plan wykorzystania do regulacji pierwotnej i wtórnej poszczególnych jednostek wytwórczych, jako dane udostępniane poszczególnym elektrowniom.

4.1.4. Procedura tworzenia Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD)

4.1.4.1. Zasady ogólne przygotowywania planu PKD

4.1.4.1.1. Plan Koordynacyjny Dobowy dla doby *n* jest sporządzany do godziny 17.00 doby *n*-1.

4.1.4.1.2. Plan PKD jest przygotowywany w następującym trybie:

(1)	Częstość sporządzania:	raz na dobę
(2)	Okres planowania:	od godziny 0.00 do godziny 24.00 doby handlowej *n*
(3)	Termin sporządzania:	do 17.00 doby *n*-1
(4)	Okres dyskretyzacji danych:	poszczególne godziny
(5)	Częstość aktualizacji:	nie aktualizowany
(6)	Udostępnianie:	jednorazowo w dobie *n*-1 do godziny 17.00

4.1.4.1.3. Plan PKD jest przygotowywany na podstawie Przyjętych Ofert Bilansujących.

4.1.4.1.4. Plan Koordynacyjny Dobowy jest tworzony przy pomocy Algorytmu Rozdziału Obciążeń (moduł LPD – *Linear Programming Dispatch*).

4.1.4.1.5. Algorytm Rozdziału Obciążeń zapewnia:

(1) Dobór Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych w oparciu o zgłoszone dane handlowe i techniczne w Ofertach Bilansujących, przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych.

(2) Równoprawność uczestników rynku i zgłoszonych do fizycznej realizacji Umów Sprzedaży Energii.

4.1.4.1.6. Wynikiem działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń są dane umożliwiające stworzenie Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD) określające plan pracy JWCD na każdą z 24 godzin doby handlowej *n*, uwzględniający zbilansowanie dobowej prognozy zapotrzebowania i występujące w KSE ograniczenia systemowe, w tym wymagane rezerwy.

4.1.4.1.7. Szczegółowy harmonogram tworzenia planu PKD przedstawia Tabela 4.2.

Tabela 4.2. Harmonogram tworzenia planu PKD.

Termin	Opis działań
Działania inicjujące	
Doba *n-1* 9.00 – 14.30	Aktualizacja danych ogólnych o źródłach wytwórczych dla doby *n*
	aktualizacja atrybutów źródeł (jednostek) wytwórczych w zakresie grup generacji i generacji zdeterminowanej dla poszczególnych źródeł (jednostek) wytwórczych
	uzgadnianie dyspozycyjności JWCD poprzez System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE) dla doby *n*
Zbieranie danych ofertowych	
Doba *n-1* 9.00 – 14.30	Zbieranie danych handlowych i technicznych dla poszczególnych typów Jednostek Grafikowych dla doby *n*
	Zbieranie danych od OSDp o produkcji planowanej jednostek wytwórczych nie będących JWCD dla doby *n*
Tworzenie planu PKD	
Doba *n-1* 12.00 – 15.00	Aktualizacja danych systemowych bilansu mocy Planu Koordynacyjnego Dobowego PKD dla doby *n*
	aktualizacja planowanego zapotrzebowania na moc w KSE
	aktualizacja planowanych wielkości niezbędnych rezerw mocy w KSE
	aktualizacja planowanego salda wymiany międzysystemowej
	Zbieranie danych o aktualnym stanie systemu elektroenergetycznego
	Aktualizacja planów pracy źródeł wytwórczych nieswobodnych
Doba *n-1* 12.00 – 15.00	Aktualizacja ograniczeń systemowych dla doby *n* w systemie GMOS
	aktualizacja ograniczeń sieciowych występujących w każdym podstawowym okresie handlowym doby *n*
	aktualizacja ograniczeń wynikających z wymaganego poziomu rezerw mocy w każdym podstawowym okresie handlowym doby *n*

Termin	Opis działań
	aktualizacja ograniczeń elektrownianych poszczególnych JWCD w każdym podstawowym okresie handlowym doby *n*
Doba *n-1* 14.30 – 15.00	Tworzenie macierzy rozpływów dla modułu LPD
	modyfikacja układu normalnego na każdy podstawowy okres handlowy doby *n*
	wyznaczanie macierzy rozpływów *W*
Doba *n-1* 15.00 – 16.30	Tworzenie i ocena planu pracy JWCD dla doby *n*
	tworzenie I wersji planu pracy JWCD – bez uwzględnienia ograniczeń systemowych
	ocena I wersji planu pracy JWCD
	PROCES ITERACYJNY (POCZĄTEK) tworzenie II wersji planu pracy JWCD – z uwzględnieniem ograniczeń systemowych występujących w dobie *n*
	weryfikacja II wersji planu pracy JWCD poprzez symulacje rozpływów mocy w programie PLANS
	podejmowanie działań interwencyjnych w celu zrównoważenia bilansu mocy w KSE
	wprowadzenie zmian w danych wejściowych (baza danych o ograniczeniach systemowych systemu GMOS) oraz rejestracja podejmowanych działań interwencyjnych
	tworzenie II wersji planu pracy JWCD z uwzględnieniem zmodyfikowanych ograniczeń systemowych dla doby *n*
	weryfikacja II wersji planu pracy JWCD poprzez symulacje rozpływów mocy w programie PLANS
	ocena II wersji planu pracy JWCD **PROCES ITERACYJNY (KONIEC)**
Doba *n-1* 15.00 – 16.30	Tworzenie list kolejności obciążania i uruchamiania oraz odciążania i odstawiania JWCD dla każdej godziny doby *n*
Doba *n-1* 16.30 – 17.00	Tworzenie Planu Koordynacyjnego Dobowego PKD dla doby *n*
Doba *n-1* do 17.00	Udostępnianie Planu Koordynacyjnego Dobowego PKD dla doby *n*

4.1.4.2. Dane wejściowe do planu PKD

4.1.4.2.1. Podstawowymi danymi wejściowymi do tworzenia planu PKD są:

(1) Posiadane przez OSP aktualne dane w zakresie:

(1.1.) Dyspozycyjności, ubytków remontowych i eksploatacyjnych oraz możliwości regulacyjnych poszczególnych JWCD.

(1.2.) Prognozowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE.

(1.3.) Planu produkcji jednostek wytwórczych nJWCD.

(1.4.) Planu wymiany międzysystemowej.

(1.5.) Stanu krajowego systemu elektroenergetycznego w każdym podstawowym okresie handlowym doby *n*-1.

(1.6.) Występujących w KSE ograniczeń systemowych.

(2) Dane do tworzenia macierzy rozpływów *W*:

(2.1.) Dane o układzie normalnym, określającym topologię sieci oraz bazowe wytwarzanie i pobór energii na dobę *n*.

(2.2.) Plan wyłączeń elementów sieci na każdy podstawowy okres handlowy doby *n*.

(3) Dane zgłaszane przez Operatorów Rynku w zgłoszeniach Ofert Bilansujących.

(4) Specyfikacja JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna oraz danych je opisujących.

4.1.4.3. Zasada działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń (modułu LPD)

4.1.4.3.1. Proces rozdziału obciążeń przez moduł LPD ma na celu przygotowanie Planu Koordynacyjnego Dobowego dla prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE.

4.1.4.3.2. Algorytm Rozdziału Obciążeń, tworząc Plan Koordynacyjny Dobowy dokonuje doboru pasm zdolności wytwórczych z Przyjętych Ofert Bilansujących – część handlowa poszczególnych JG_{Wa} w celu pokrycia, przy minimalnych kosztach, prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną z jednoczesnym spełnieniem ograniczeń systemowych.

4.1.4.3.3. Proces rozdziału obciążeń realizowany jest w następujących krokach:

(1) Wczytanie danych wejściowych.

(2) Wyznaczenie wstępnego planu pracy bez uwzględnienia ograniczeń systemowych.

(3) Wyznaczenie planu pracy JWCD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych.

(4) Weryfikacja planu pracy JWCD poprzez symulacje rozpływów mocy w programie PLANS lub PSLF.

(5) Tworzenie zbiorów danych wyjściowych.

4.1.4.3.4. Po zakończeniu procesu rozdziału obciążeń tworzone są listy rankingowe uruchamiania i dociążania JWCD oraz odstawiania i odciążania JWCD.

4.1.4.3.5. Listy rankingowe uruchamiania i dociążania JWCD oraz odstawiania i odciążania JWCD są tworzone na podstawie cen zgłoszonych w pasmach Ofert Bilansujących.

4.1.4.3.6. Listy rankingowe są tworzone poprzez wyznaczenie planu pracy jednostek wytwórczych dla dwóch poziomów zapotrzebowania:

(1) Zwiększone zapotrzebowanie:

$$E_z(+\Delta) = E_z + \Delta E_z$$

(2) Zmniejszone zapotrzebowanie:

$$E_z(-\Delta) = E_z - \Delta E_z$$

4.1.4.3.7. Wielkości odchyleń od prognozowanego zapotrzebowania są określane przez OSP na każdy podstawowy okres handlowy przygotowywanego Planu Koordynacyjnego Dobowego.

4.1.4.3.8. Dane wyjściowe Algorytmu Rozdziału Obciążeń zawierają:

(1) Plan pracy JWCD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych.

(2) Plan pracy JWCD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych w rozbiciu na pasma Oferty Bilansującej.

(3) Plan pracy JWCD bez uwzględnienia ograniczeń systemowych (poza ograniczeniami wymienionymi w pkt 4.1.4.4.2.3.).

(4) Plan pracy JWCD bez uwzględnienia ograniczeń systemowych (poza ograniczeniami wymienionymi w pkt 4.1.4.4.2.3.) w rozbiciu na pasma Oferty Bilansującej.

(5) Listę odstawień JWCD w ramach planu PKD.

(6) Listę uruchomień JWCD w ramach planu PKD.

(7) Harmonogram pracy JWCD (graficzna prezentacja planu pracy JWCD).

(8) Listę rankingową dociążeń JWCD z rezerwy wirującej.

(9) Listę rankingową uruchomień JWCD i dociążeń ich pasm Oferty Bilansującej.

(10) Listę rankingową uruchomień JWCD.

(11) Listę rankingową odciążeń JWCD.

(12) Listę rankingową odstawień JWCD.

4.1.4.3.9. Szczegółowe zasady działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń zawiera Załącznik nr 1 do niniejszej części IRiESP.

4.1.4.4. Ograniczenia systemowe uwzględniane przez OSP w procesie tworzenia planu PKD

4.1.4.4.1. Zasady ogólne

4.1.4.4.1.1. Operator Systemu Przesyłowego w celu zapewnienia wymaganej jakości dostaw energii elektrycznej oraz niezawodności pracy KSE uwzględnia w procesie tworzenia planu PKD ograniczenia systemowe.

4.1.4.4.1.2. Uwzględniane w procesie tworzenia planu PKD ograniczenia systemowe dzielą się na:

(1) Ograniczenia elektrowniane – ograniczenia wynikające z wymagań ze strony jednostek wytwórczych bądź elektrowni zawężające swobodę zmian stanu jednostek wytwórczych i dotyczące zakresu parametrów, stanu lub konfiguracji pracy jednostek wytwórczych niezbędne dla zapewnienia odpowiednich poziomów jakości i niezawodności ich pracy.

(2) Ograniczenia sieciowe – ograniczenia wynikające z wymagań w zakresie parametrów lub konfiguracji sieci elektroenergetycznej zawężające swobodę zmian stanu jednostek wytwórczych oraz wielkości przesyłu energii elektrycznej pomiędzy obszarami niezbędne dla zapewnienia odpowiednich poziomów jakości i niezawodności dostaw energii w poszczególnych węzłach systemu.

(3) Ograniczenia wynikające z konieczności zapewnienia operacyjnej rezerwy mocy w KSE na jednostkach wytwórczych pracujących – ograniczenia niezbędne dla zapewnienia wymaganej wartości rezerwy mocy w systemie z szybkim czasem aktywacji.

4.1.4.4.1.3. Ograniczenia systemowe są wprowadzane do systemu informatycznego OSP za pomocą Generatora Modeli Ograniczeń Systemowych (system GMOS) i uwzględniane na poszczególnych etapach tworzenia BTHD oraz planów WPKD i PKD.

4.1.4.4.1.4. Do każdego ograniczenia jest przypisany termin jego obowiązywania, określony z dokładnością do godziny (data, godzina).

4.1.4.4.2. Ograniczenia ze strony jednostek wytwórczych (ograniczenia elektrowniane)

4.1.4.4.2.1. Ograniczenia systemowe określane jako „ograniczenia elektrowniane” obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:

(1) Parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych.

(2) Przyczyny technologiczne w elektrowni.

(3) Działanie siły wyższej.

(4) Realizację polityki energetycznej państwa.

4.1.4.4.2.2. Informacje o rodzaju, parametrach i aktywności poszczególnych ograniczeń elektrownianych pochodzą od wytwórców, ze zgłoszeń danych technicznych w Ofercie Bilansującej, ze zgłoszeń poprzez system SOWE oraz z Umów przesyłania.

4.1.4.4.2.3. Do ograniczeń spowodowanych przez parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych należą:

(1) Minimum techniczne i moc osiągalna.

(2) Współczynnik dociążania w zakresie P^{MIN}-P^{MAX} wyrażony w MW/min.

(3) Współczynnik odciążania w zakresie P^{MIN}-P^{MAX} wyrażony w MW/min.

(4) Parametry charakterystyk rozruchowych ze stanów: zimnego, ciepłego i gorącego.

4.1.4.4.2.4. Dane o ograniczeniach wynikających z parametrów technicznych poszczególnych jednostek wytwórczych pochodzą z Ofert Bilansujących – części technicznej JG oraz danych stałych zapisanych w bazie danych stałych KOE.

4.1.4.4.2.5. Ograniczenia elektrowniane, o których mowa w pkt 4.1.4.4.2.3. są uwzględniane przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) w procesie tworzenia planu PKD.

4.1.4.4.2.6. Koszty wynikające z uwzględnienia ograniczeń elektrownianych, o których mowa w pkt 4.1.4.4.2.3. są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.

4.1.4.4.2.7. Operator Systemu Przesyłowego na wniosek danego wytwórcy może zaakceptować dodatkowe ograniczenia elektrowniane wynikające z przyczyn technologicznych w elektrowni.

4.1.4.4.2.8. Do ograniczeń elektrownianych, o których mowa w pkt 4.1.4.4.2.7. należą:

(1) Ograniczenia zgłaszane poprzez system SOWE:

(1.1.) Ograniczenie narzucające okres pracy ciągłej jednostki wytwórczej po zakończeniu remontu kapitalnego i średniego.

(1.2.) Ograniczenie narzucające usztywnioną pracę jednostki wytwórczej w związku z wykonywanymi pomiarami.

(2) Ograniczenia uzgadniane pomiędzy OSP i wytwórcami i zapisywane w załączniku do Umowy przesyłania:

(2.1.) Ograniczenie minimalnej liczby jednostek wytwórczych w ruchu w elektrowni.

(2.2.) Ograniczenie minimalnej liczby jednostek wytwórczych wynikające z produkcji ciepła przez elektrownię.

(2.3.) Ograniczenie liczby jednostek wytwórczych uruchamianych jednocześnie w elektrowni.

(2.4.) Praca skrajnych jednostek wytwórczych w elektrowni w okresie silnych mrozów.

4.1.4.4.2.9. Operator Systemu Przesyłowego na pisemny wniosek Wytwórcy może zaakceptować zmianę ograniczeń elektrownianych uzgodnionych pomiędzy OSP i tym Wytwórcą, zapisanych w Umowie przesyłania.

4.1.4.4.2.10. Zmiana, o której mowa w pkt 4.1.4.4.2.9. jest realizowana według następujących zasad:

(1) Wytwórca składa do OSP pisemny wniosek o zmianę określonych ograniczeń elektrownianych wskazując w nim: (i) nowe wartości parametrów ograniczeń elektrownianych oraz (ii) okres ich obowiązywania. Wniosek musi być podpisany przez osoby upoważnione do reprezentowania Wytwórcy i dostarczony do OSP nie później niż na 3 dni przed rozpoczęciem okresu obowiązywania zmiany ograniczeń elektrownianych.

(2) OSP uwzględnia nowe ograniczenia elektrowniane, określone w poprawnym wniosku, o którym mowa w ppkt (1), poczynając od daty wskazanej w tym wniosku.

(3) W przypadku uwzględnienia wniosku, o którym mowa w ppkt (1), OSP niezwłocznie przygotowuje Aneks do Umowy przesyłania uwzględniający zmiany ograniczeń elektrownianych zawarte w wyżej powołanym wniosku i przesyła go do Wytwórcy, przy czym Aneks obowiązuje od daty określonej we wniosku. Wytwórca jest zobowiązany niezwłocznie podpisać Aneks i odesłać go do OSP.

4.1.4.4.2.11. Ograniczenia elektrowniane, o których mowa w pkt 4.1.4.4.2.7., są wprowadzane do systemu informatycznego OSP za pomocą Generatora Modeli Ograniczeń Systemowych (system GMOS) i uwzględniane przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) w procesie tworzenia planu PKD.

4.1.4.4.2.12. Koszty wynikające z uwzględnienia ograniczeń elektrownianych, o których mowa w pkt 4.1.4.4.2.7. są rozliczane według zasad określonych w pkt 5.3.1.3.7.

4.1.4.4.3. Ograniczenia ze strony sieci przesyłowej (ograniczenia sieciowe)

4.1.4.4.3.1. Do ograniczeń sieciowych zalicza się wszystkie ograniczenia w pracy jednostek wytwórczych wynikające z warunków pracy sieci zamkniętej.

4.1.4.4.3.2. Ograniczenia sieciowe identyfikowane są w procesie planowania koordynacyjnego poprzez wykonywanie analiz sieciowych z wykorzystaniem najbardziej aktualnych modeli KSE.

4.1.4.4.3.3. Jako kryterium identyfikacji ograniczeń sieciowych stosuje się obowiązujące wymagania dotyczące parametrów jakościowych energii i niezawodnościowych pracy sieci zamkniętej.

4.1.4.4.3.4. Dla potrzeb realizacji przez OSP procesów tworzenia planu PKD, biorąc pod uwagę wpływ poszczególnych ograniczeń sieciowych na pracę jednostek wytwórczych, zidentyfikowane ograniczenia sieciowe są przypisywane do jednej z następującej kategorii:

(1) Minimalna liczba pracujących jednostek wytwórczych w węźle.

(2) Maksymalna liczba pracujących jednostek wytwórczych w węźle.

(3) Minimalna moc generacji jednostek wytwórczych w węźle.

(4) Maksymalna moc generacji jednostek wytwórczych w węźle.

(5) Minimalna liczba jednostek wytwórczych i minimalna moc generacji w węźle.

(6) Maksymalna liczba jednostek wytwórczych i maksymalna moc generacji w węźle.

(7) Konieczność pracy jednostki wytwórczej w zadanym przedziale mocy.

(8) Wymuszony postój jednostki wytwórczej ze względów sieciowych.

4.1.4.4.3.5. Zidentyfikowane według zasad określonych w pkt 4.1.4.4.3.4. ograniczenia sieciowe są wprowadzane do systemu informatycznego OSP za pomocą Generatora Modeli Ograniczeń Systemowych (system GMOS) i uwzględniane przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) w procesie tworzenia planu PKD.

4.1.4.4.3.6. Wyróżnia się dwa tryby wprowadzania ograniczeń sieciowych w procesie planowania dobowego:

(1) Normalny.

(2) Operatywny.

4.1.4.4.3.7. Podstawowym trybem wprowadzania ograniczeń sieciowych jest tryb normalny – wymagający wykonania przez OSP następujących operacji:

(1) Przeprowadzenia analiz sprawdzających na modelu KSE.

(2) Zatwierdzenia ograniczenia zgodnie z wewnętrzną procedurą OSP.

(3) Wprowadzenia ograniczeń do systemu GMOS.

(4) Publikacji informacji o ograniczeniach sieciowych dla wszystkich uczestników rynku energii w ramach planów BTHD i WPKD.

4.1.4.4.3.8. Tryb operatywny wprowadzania ograniczeń sieciowych jest stosowany przez OSP w celu aktualizacji, w procesie tworzenia planów PKD i BPKD, ograniczeń sieciowych wprowadzonych w trybie normalnym.

4.1.4.4.3.9. W trybie operatywnym decyzje podejmowane są na podstawie:

(1) Analiz sprawdzających wykonywanych w procesie tworzenia planu PKD z wykorzystaniem zaktualizowanego modelu KSE.

(2) Analiz niezawodności pracy KSE, wykonywanych w procesie bieżącego prowadzenia ruchu sieciowego z wykorzystaniem modelu KSE tworzonego w czasie rzeczywistym na bazie pomiarów telemetrycznych zbieranych przez system SCADA *(Supervisory Control and Data Acquisition*).

4.1.4.4.3.10. Ograniczenia sieciowe wprowadzane w trybie operatywnym wymagają zatwierdzenia zgodnie z wewnętrzną procedurą OSP.

4.1.4.4.3.11. Identyfikacja ograniczeń sieciowych w ramach tworzenia planów BTHD i WPKD odbywa się według następującej procedury:

PROCEDURA IDENTYFIKACJI OGRANICZEŃ SIECIOWYCH W RAMACH TWORZENIA PLANÓW BTHD I WPKD

Termin realizacji procedury:	W dobie tworzenia dokumentu.
Model wyjściowy KSE:	Model KSE w układzie normalnym dla danej pory roku.
Modyfikacje modelu:	Planowane wyłączenia elementów sieciowych w ramach zaktualizowanego planu tygodniowego wyłączeń oraz zaktualizowany plan remontów JWCD w ramach planu remontów, prognoza zapotrzebowania KSE na planowaną dobę.
Narzędzia analityczne	PSLF (lub PLANS).
Wyniki:	Plan ograniczeń sieciowych dla poszczególnych godzin planowanej doby.

4.1.4.4.3.12. Identyfikacja ograniczeń sieciowych w ramach tworzenia planu PKD odbywa się według następującej procedury:

PROCEDURA IDENTYFIKACJI OGRANICZEŃ SIECIOWYCH W RAMACH TWORZENIA PLANU PKD

ETAP I

Termin realizacji:	Do godziny 12.00 doby tworzenia dokumentu.
Model wyjściowy KSE:	Model KSE wykorzystywany dla identyfikacji ograniczeń sieciowych przy tworzeniu planu WPKD dla danej doby.
Modyfikacje modelu:	Aktualizacja topologii sieci i aktualizacja prognozy zapotrzebowania.
Narzędzie analityczne	Program PSLF (lub PLANS).
Wynik:	Zaktualizowany plan ograniczeń sieciowych dla poszczególnych godzin planowanej doby wprowadzony do systemu GMOS.

ETAP II

Termin realizacji:	Do godziny 17.00 doby tworzenia dokumentu.
Model wyjściowy KSE:	Model KSE wykorzystywany w Etapie I.

PROCEDURA IDENTYFIKACJI OGRANICZEŃ SIECIOWYCH W RAMACH TWORZENIA PLANU PKD

Modyfikacje modelu:	Aktualizacja obciążenia jednostek wytwórczych na podstawie wyników modułu LPD.
Narzędzie analityczne	PSLF (lub PLANS)
Wynik:	Zaktualizowany plan ograniczeń sieciowych dla poszczególnych godzin planowanej doby wprowadzony do systemu GMOS.

4.1.4.4.3.13. Identyfikacja i rozwiązywanie problemu ograniczeń sieciowych w ramach tworzenia planu BPKD odbywa się według następującej procedury:

PROCEDURA IDENTYFIKACJI OGRANICZEŃ SIECIOWYCH W RAMACH TWORZENIA PLANU BPKD

Termin realizacji procedury:	Od godziny 17.00 doby *n*-1 do godziny 24.00 doby *n*.
Model wyjściowy KSE:	Model KSE dla charakterystycznych godzin doby z estymatora stanu.
Modyfikacje modelu:	Zrealizowane wyłączenia elementów sieciowych oraz aktualne odstępstwa od programu pracy elektrowni, zaktualizowany plan wymiany międzysystemowej.
Narzędzie analityczne:	Programy rozpływowe systemów wspomagania dyspozytorskiego.
Wyniki:	Propozycje zmian planu pracujących jednostek wytwórczych lub rozdziału obciążeń pomiędzy pracujące jednostki wytwórcze uwzględniające oferty bilansujące i ograniczenia elektrowniane.

4.1.4.4.3.14. Koszty wynikające z uwzględnienia ograniczeń sieciowych są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.

4.1.4.4.4. Ograniczenia wynikające z utrzymania wymaganego poziomu rezerw mocy w KSE

4.1.4.4.4.1. Ograniczenia dotyczące utrzymania odpowiedniego poziomu rezerwy mocy (dodatniej i ujemnej) w każdym podstawowym okresie handlowym w KSE wynikają z konieczności dotrzymania parametrów regulacyjnych KSE.

4.1.4.4.4.2. W zakresie procedur planowania dobowego warunki dotyczące utrzymania odpowiedniego poziomu rezerwy mocy są spełniane poprzez:

(1) Zapewnienie odpowiedniej wielkości rezerwy wirującej.

(2) Dostęp do rezerwy interwencyjnej.

4.1.4.4.4.3. Wielkość wymaganej rezerwy mocy OSP określa dla każdej godziny doby *n*, uwzględniając wymagania określone w pkt 2.1.9.2., wyznaczając w dobie *n*-1 wymagany poziom rezerwy wirującej ponad zapotrzebowanie i poniżej zapotrzebowania.

4.1.4.4.4.4. Zaplanowane przez OSP wielkości wymaganej rezerwy wirującej są uwzględniane przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) w procesie tworzenia planu PKD poprzez takie zaplanowania punktów pracy poszczególnych JG_{Wa}, aby zapewnić niezbędną wielkość tej rezerwy zarówno przy wzroście zapotrzebowania ponad wartość planową, jak również przy spadku zapotrzebowania poniżej wartości planowanej.

4.1.4.4.4.5. Koszty wynikające z utrzymania wymaganego poziomu rezerw mocy w KSE są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.

4.1.4.5. Dane wyjściowe Planu Koordynacyjnego Dobowego

4.1.4.5.1. W Planie Koordynacyjnym Dobowym są zawarte następujące dane wyjściowe (w wartościach dla poszczególnych godzin):

(1) Zapotrzebowanie na moc KSE.

(2) Saldo wymiany międzysystemowej:

(2.1.) Saldo wymiany międzysystemowej równoległej.

(2.2.) Saldo wymiany międzysystemowej nierównoległej:

a) Saldo wymiany w sieci NN.

b) Saldo wymiany w sieci 110 kV.

(3) Suma pompowania w Elektrowniach Szczytowo-Pompowych.

(4) Bilans produkcji nJWCD.

(5) Zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD.

(6) Zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD cieplne.

(7) Rezerwa wirująca ponad zapotrzebowanie JWCD zaplanowanych do pracy.

(8) Rezerwa wirująca poniżej zapotrzebowania JWCD zaplanowanych do pracy.

(9) Suma zdolności wytwórczych JWCD.

(10) Suma zdolności wytwórczych nJWCD.

(11) Suma zdolności wytwórczych w KSE.

(12) Maksymalne zdolności wytwórcze JWCD zaplanowanych do pracy.

(13) Minimalne zdolności wytwórcze JWCD zaplanowanych do pracy.

(14) Generacja JWCD zaplanowanych do pracy.

(15) Nadwyżki zdolności wytwórczych JWCD.

(16) Nadwyżki zdolności wytwórczych nJWCD.

(17) Wymagana rezerwa wirująca ponad zapotrzebowanie i poniżej zapotrzebowania.

(18) Planowane wykorzystanie do regulacji poszczególnych JWCD.

4.1.4.5.2. Dane wyjściowe Planu Koordynacyjnego Dobowego publikowane poprzez system WIRE (w wartościach dla poszczególnych godzin):

(1) Dane systemowe:

(1.1.) Zapotrzebowanie do pokrycia przez elektrownie krajowe.

(1.2.) Wymagana rezerwa mocy ponad zapotrzebowanie.

(1.3.) Wymagana rezerwa mocy poniżej zapotrzebowania.

(1.4.) Suma zdolności wytwórczych JWCD.

(1.5.) Suma zdolności wytwórczych nJWCD.

(1.6.) Suma generacji zdeterminowanej JWCD.

(1.7.) Suma generacji i pompowania nJWCD.

(1.8.) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.

(2) Dane udostępniane poprzez system WIRE poszczególnym Operatorom Rynku dla każdej JWCD:

(2.1.) Moc dyspozycyjna.

(2.2.) Planowana do produkcji wielkość energii w wartościach brutto.

(2.3.) Planowane wykorzystanie do regulacji.

4.2. Procedura planowania operatywnego i prowadzenia ruchu

4.2.1. Zasady ogólne

4.2.1.1. Dla potrzeb prowadzenia ruchu jest tworzony przez OSP Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy.

4.2.1.2. W ramach planu BPKD następuje rozłożenie i aktualizacja planowanego zapotrzebowania na moc, obciążenia godzinowego JWCD, salda wymiany międzysystemowej i generacji z pozostałych jednostek wytwórczych na okresy 15 minutowe.

4.2.1.3. Zaplanowane wartości obciążenia JWCD dla okresów 15 minutowych – Bieżące Punkty Pracy (BPP) – są przesyłane do wytwórców w ramach planu BPKD i wyznaczają średnie obciążenie bazowe brutto danej JWCD na każde 15 minut.

4.2.1.4. Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy na daną dobę handlową *n* jest sporządzany na podstawie planu PKD na dobę *n* z uwzględnieniem bieżącej sytuacji w KSE. Przy przygotowywaniu planu BPKD wykorzystywane są listy rankingowe, o których mowa w pkt 4.1.4.3.4., tworzone przez Algorytm Rozdziału Obciążeń.

4.2.2. Harmonogram przygotowywania planu BPKD

4.2.2.1. Wersja podstawowa Bieżącego Planu Koordynacyjnego Dobowego na dobę handlową *n* sporządzana jest codziennie, jednorazowo, bezpośrednio po sporządzeniu planu PKD w dobie *n*-1 i nie uwzględnia zdarzeń mających wpływ na zmianę wielkości przyjętych do planu PKD.

4.2.2.2. Kolejne wersje planu BPKD tworzone są w dobie *n*-1 i w dobie *n* jeżeli zarejestrowano zdarzenia mające wpływ na zaplanowane wielkości w aktualnej wersji planu BPKD, w szczególności dotyczące zmian:

(1) Planowanych wielkości zapotrzebowania na moc.

(2) Wymiany międzysystemowej.

(3) Składu lub ograniczeń w pracy JWCD będących w ruchu.

(4) Generacji nJWCD.

(5) Mocy dyspozycyjnych JWCD.

4.2.2.3. Każda sporządzona wersja planu BPKD jest udostępniana za pomocą Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE):

(1) Wersja podstawowa – do godziny 17.30 w dobie *n*-1.

(2) Każda kolejna zaktualizowana wersja planu BPKD – po jej sporządzeniu, nie później niż na 15 minut przed rozpoczęciem okresu jej obowiązywania.

4.2.3. Wersja podstawowa planu BPKD

4.2.3.1. Wersja podstawowa planu BPKD jest tworzona na podstawie planu PKD.

4.2.3.2. W trakcie tworzenia wersji podstawowej planu BPKD następuje podział poniższych danych godzinowych z planu PKD na przedziały 15 minutowe, bez wprowadzania zmian:

(1) Planowanego zapotrzebowania na moc w KSE.

(2) Planowanej wymiany międzysystemowej.

(3) Planowanego obciążenia poszczególnych JWCD.

(4) Planowanego sumarycznego obciążenia jednostek wytwórczych nie będących JWCD.

4.2.4. Procedura aktualizacji planu BPKD

4.2.4.1. Po utworzeniu podstawowej wersji planu BPKD następuje jego pierwsza aktualizacja. Aktualizacji podlegają:

(1) Prognoza zapotrzebowania KSE.

(2) Wielkość wymiany międzysystemowej.

(3) Dyspozycyjność JWCD (na podstawie parametrów zdefiniowanych w bazie danych stałych KOE oraz zgłoszeń z systemu SOWE).

(4) Dyspozycyjność nJWCD.

(5) Wielkość generacji nJWCD.

(6) Dyspozycyjność JWCD w zakresie regulacji (na podstawie zgłoszeń z systemu SOWE).

(7) Znaczniki udziału w regulacji.

4.2.4.2. Pierwsza aktualizacja planu BPKD wykonywana jest w dobie *n*-1 do godziny 19.00 i dotyczy wszystkich okresów 15- minutowych doby *n*. W wyniku pierwszej aktualizacji planu BPKD powstaje bazowa wersja planu BPKD.

4.2.4.3. Kolejne aktualizacje bazowej wersji planu BPKD są wykonywane w miarę potrzeb, w trakcie trwania doby *n*-1 i w czasie prowadzenia ruchu w dobie *n*. Aktualizacja może dotyczyć wszystkich okresów 15 minutowych w dobie *n* lub tylko ich części.

4.2.4.4. Plan BPKD jest aktualizowany jeżeli:

(1) Zmieni się zapotrzebowanie na moc w KSE.

(2) Nastąpi korekta wymiany międzysystemowej.

(3) Zostaną zgłoszone przez wytwórców nieplanowane odstawienia remontowe JWCD, ubytki mocy JWCD, usztywnienia JWCD będących w ruchu lub zmiany planowanego czasu ich trwania.

(4) Nastąpią zmiany w generacji jednostek wytwórczych nie będących JWCD.

(5) Wystąpi konieczność uruchomienia JWCD.

(6) Wystąpi konieczność odstawienia lub usztywnienie pracy określonych JWCD.

(7) Wystąpi konieczność zmiany znaczników udziału w regulacji.

4.2.4.5. Przygotowanie nowej wersji planu BPKD polega na:

(1) Aktualizacji danych wejściowych, które uległy zmianie.

(2) Wyznaczeniu wartości BPP dla nowego stanu w celu uzyskania zbilansowania generacji z zapotrzebowaniem przy wykorzystaniu list rankingowych, o których mowa w pkt 4.1.4.3.4.

(3) Udostępnieniu nowej wersji planu BPKD na pozostałą część doby jako obowiązującej do następnej aktualizacji.

4.2.5. Dane wejściowe oraz dane wyjściowe planu BPKD

4.2.5.1. Podstawowymi danymi wejściowymi do sporządzenia planu BPKD są:

(1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.

(2) Saldo krajowe wymiany międzysystemowej.

(3) Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych w KSE:

(3.1.) Moce dyspozycyjne poszczególnych JWCD.

(3.2.) Moc dyspozycyjna sumy jednostek wytwórczych nie będących JWCD.

(4) Moc minimalna jednostek wytwórczych w KSE:

(4.1.) Moce minimalne poszczególnych JWCD.

(4.2.) Moc minimalna sumy jednostek wytwórczych nie będących JWCD.

(5) Godzinowe obciążenie poszczególnych JWCD wyznaczone w planie PKD.

(6) Planowane godzinowe obciążenie sumy jednostek wytwórczych nie będących JWCD.

(7) Plan wykorzystania do regulacji pierwotnej i wtórnej poszczególnych JWCD.

(8) Zgłoszenia wytwórców o zaplanowanych na daną dobę handlową odstawieniach remontowych, pracy wymuszonej i ubytkach mocy JWCD.

(9) Listy kolejności uruchamiania i dociążania oraz listy odstawiania i odciążania poszczególnych JWCD, o których mowa w pkt 4.1.4.3.4.

(10) Dane ze zgłoszeń danych handlowych i technicznych dokonanych dla JWCD.

(11) Informacje pozyskiwane przez OSP w procesie prowadzenia ruchu KSE, wpływające na zmiany bilansu mocy.

(12) Dane stałe poszczególnych JWCD, w tym dopuszczalny zakres zmian bieżącego punktu pracy dla poszczególnych znaczników udziału w regulacji.

4.2.5.2. Danymi wyjściowymi planu BPKD, wyznaczonymi dla poszczególnych JWCD i dla każdego 15 minutowego okresu doby handlowej *n,* są:

(1) Stan JWCD.

(2) Typ ubytku.

(3) Plan wykorzystania do regulacji pierwotnej i wtórnej poszczególnych JWCD (dane w podstawowej wersji planu BPKD) oraz plan udziału w regulacji pierwotnej i wtórnej poszczególnych JWCD (dane w bazowej i kolejnych wersjach planu BPKD).

(4) Moc dyspozycyjna w wielkościach brutto.

(5) Moc obciążenia w wielkościach brutto (BPP).

(6) Moc minimalna w wielkościach brutto.

4.2.6. Zasady wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia i uwzględniania ich w planowaniu pracy systemu

4.2.6.1. Ze względu na ryzyko niewykonania redukcji poboru mocy, w celu ograniczenia jego negatywnego wpływu na spełnienie kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE, OSP stosuje ograniczenie na maksymalną ilość redukcji poboru mocy JG_{Oa} (*maxRM*).

4.2.6.2. OSP określa maksymalną ilość redukcji poboru mocy dla każdej godziny *h* ($maxRM_h$) niezależnie na podstawie: (i) ilości dostępnej rezerwy wirującej, (ii) ilości wymaganej regulacji pierwotnej i wtórnej, (iii) sumarycznych minimalnych poziomów wytwarzania przez JWCD ze względu na ograniczenia sieciowe i elektrowniane.

4.2.6.3. Proces aktywacji Ofert Redukcji Obciążenia dla godziny *h* jest realizowany po zamknięciu bramki i dokonaniu weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dla godziny *h*, tj. rozpoczyna się nie wcześniej niż 1 godzina i 30 minut przed rozpoczęciem godziny *h*.

4.2.6.4. Aktywowanymi w godzinie *h* są te pasma mocy Przyjętych Ofert Redukcji Obciążenia, które spełniają łącznie następujące warunki:

(1) W stosie złożonym z: (i) pasm zdolności wytwórczych Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych i Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych oraz (ii) pasm Przyjętych Ofert Redukcji Obciążenia JG_{Oa}, uszeregowanym w kolejności rosnących cen, znajdują się w całości poniżej wartości prognozowanego zapotrzebowania na energię w obszarze Rynku Bilansującego dla godziny *h*.

(2) Mają najniższe ceny i jednocześnie ich suma nie przekracza maksymalnej ilości redukcji poboru mocy JG_{Oa} w godzinie *h* ($maxRM_h$).

4.2.6.5. Polecenie realizacji aktywowanych pasm mocy Przyjętych Ofert Redukcji Obciążenia (Polecenie Redukcji Obciążenia) jest przekazywane przez OSP poszczególnym OR za pomocą systemu WIRE. Polecenie dotyczące redukcji obciążenia w godzinie *h* jest wysyłane do OR nie później niż 50 minut przed rozpoczęciem godziny *h* i nie wcześniej niż 60 minut przed rozpoczęciem godziny *h*. Informacja o aktywowaniu pasma mocy Przyjętej Oferty Redukcji Obciążenia wysłana do OR w ramach Polecenia Redukcji Obciążenia stanowi wykorzystanie tego pasma w rozumieniu zobowiązania URB do realizacji redukcji poboru mocy (wykorzystana moc redukcyjna – WMR).

4.2.6.6. Suma mocy z Poleceń Redukcji Obciążenia jest uwzględniana w procesach Rynku Bilansującego poprzez obniżenie zapotrzebowania na energię do pokrycia przez JG_{Wa} i JG_{OSPa}.

4.2.7. Kontrola poprawności redukcji obciążenia

4.2.7.1. Kontrola poprawności zgłaszanych wielkości poboru mocy dla JG_{Oa}

4.2.7.1.1. OSP na bieżąco monitoruje poprawność poborów mocy JG_{Oa} zgłoszonych w Ofercie Redukcji Obciążenia.

4.2.7.1.2. Kontrola poprawności zgłaszanych wielkości poboru mocy JG_{Oa} jest realizowana poprzez porównanie ilości zgłoszonych w ofercie z faktycznym wykonaniem. Kontrola jest dokonywana wyłącznie w godzinach, których dotyczy Przyjęta Oferta Redukcji Obciążenia i jednocześnie w których Oferta Redukcji Obciążenia nie została wykorzystana przez OSP.

4.2.7.1.3. Zgłoszenia poboru mocy JG_{Oa} są uznawane za niepoprawne, jeżeli zgłoszone dla tej JG_{Oa} wielkości poboru mocy różnią się o więcej niż 10 % od rzeczywistego poboru mocy tej JG_{Oa} w 3 lub więcej kolejnych godzinach, w których dokonana była kontrola poprawności zgłaszanych wielkości poboru mocy dla danej JG_{Oa}. W przypadku stwierdzenia niepoprawnego zgłoszenia poboru mocy dla danej JG_{Oa}, OSP wstrzymuje wykorzystanie Ofert Redukcji Obciążenia tej JG_{Oa} poczynając od drugiej doby, przypadającej po dobie, w której stwierdzono niepoprawne zgłoszenie poboru mocy dla danej JG_{Oa}. Wstrzymanie wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia JG_{Oa} oznacza, że jednostka ta pozostaje obiektem RB, ale nie bierze, w okresie wstrzymania, udziału w bilansowaniu zasobów KSE, w szczególności nie świadczy RUS.

OSP informuje właściwego OR o wstrzymaniu wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia JG_{Oa} w formie komunikatu przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

4.2.7.1.4. Przywrócenie wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia JG_{Oa} następuje od drugiej doby po upływie kolejnych 5 dób, dla których w godzinach od 7.00 do 22.00, dla danej JG_{Oa} były składane oferty zgodnie z pkt 4.2.7.1.5., i dla których nie stwierdzono niepoprawności zgłoszenia poboru mocy JG_{Oa}.

OSP informuje właściwego OR o przywróceniu wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia JG_{Oa} w formie komunikatu przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

4.2.7.1.5. W celu przywrócenia wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia JG_{Oa} OR jest zobowiązany do zgłaszania dla danej JG_{Oa} Ofert Redukcji Obciążenia, w godzinach od 7.00 do 22.00 we wszystkich dobach, w których są przekazywane:

- prognozowana wartość poboru mocy JG_{Oa},
- oferowana do zredukowania moc równa zero,
- cena za redukcję równa zero.

4.2.7.2. Kontrola poprawności wykonywania poleceń OSP przez JG_{Oa}

4.2.7.2.1. OSP na bieżąco monitoruje poprawność wykonania Poleceń Redukcji Obciążenia.

4.2.7.2.2. Kontrola poprawności wykonywania Poleceń Redukcji Obciążenia jest dokonywana wyłącznie w tych godzinach, w których Oferta Redukcji Obciążenia była wykorzystana przez OSP.

4.2.7.2.3. Polecenie Redukcji Obciążenia jest uznawane za wykonane niepoprawnie, jeżeli zrealizowana wartość redukcji obciążenia w godzinie jest mniejsza niż 85 % aktywowanej mocy redukcji w poleceniu dla tej godziny. W przypadku stwierdzenia niepoprawnego wykonania Polecenia Redukcji Obciążenia dla danej JG_{Oa} dla danej godziny, OSP wstrzymuje wykorzystanie Ofert Redukcji Obciążenia tej JG_{Oa} poczynając od drugiej doby, przypadającej po dobie, w której wystąpiło niepoprawne wykonanie Polecenia Redukcji Obciążenia. Wstrzymanie wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia JG_{Oa} oznacza, że jednostka ta pozostaje obiektem RB ale nie bierze, w okresie wstrzymania, udziału w bilansowaniu zasobów KSE.

OSP informuje właściwego OR o wstrzymaniu wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia JG_{Oa} w formie komunikatu przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

4.2.7.2.4. Przywrócenie wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia JG_{Oa} następuje od drugiej doby po przeprowadzeniu przez URB z wynikiem pozytywnym testu potwierdzającego możliwości dokonania redukcji obciążenia przez tę JG_{Oa}. Test jest realizowany na wniosek URB, przy czym do jego wykonania stosuje się ogólne zasady w zakresie redukcji obciążenia. Cena dla wszystkich pasm ofertowych Oferty Redukcji Obciążenia zgłaszanej w celu przeprowadzenia testu musi być równa zero. Aby test został uznany za zakończony z wynikiem pozytywnym ilość zredukowanego obciążenia musi być nie mniejsza niż wielkość aktywowanej mocy redukcyjnej w ostatnim Poleceniu Redukcji Obciążenia uznanym za niepoprawne.

OSP informuje właściwego OR o przywróceniu wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia JG_{Oa} w formie komunikatu przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

4.3. Procedura zgłaszania remontów, ubytków i wymuszeń jednostek wytwórczych

4.3.1. Zakres zgłoszeń

4.3.1.1. Operator Systemu Przesyłowego przyjmuje od służb ruchowych wytwórców posiadających JWCD zgłoszenia dotyczące stanu ich jednostek, w tym postojów remontowych, ubytków i wymuszeń, poprzez System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE).

4.3.1.2. Przekazywane przez wytwórców zgłoszenia są wykorzystywane w planowaniu, prowadzeniu ruchu oraz rozliczeniach i są rejestrowane w bazie danych systemu informatycznego OSP.

4.3.1.3. W ramach zgłoszeń dokonywanych przez wytwórców systemem SOWE są przekazywane do OSP:

(1) Planowane postoje JWCD wraz z kwalifikacją postoju:

(1.1.) Remont kapitalny.

(1.2.) Remont średni.

(1.3.) Remont bieżący.

(1.4.) Remont awaryjny.

(1.5.) Postój z powodu warunków eksploatacyjnych.

(1.6.) Postój z powodu ciepłownictwa.

(1.7.) Postój w ramach oswajania inwestycji.

(2) Planowane ubytki mocy JWCD wraz z przyczyną wystąpienia ubytku:

(2.1.) Po uruchomieniu JWCD z postoju remontowego.

(2.2.) Warunki eksploatacyjne.

(2.3) Oswajanie inwestycji.

(2.4.) Ciepłownictwo.

(3) Planowana praca wymuszona JWCD:

(3.1.) Ze stałą mocą.

(3.2.) Ze zmienną mocą.

(4) Zgłoszenia niesprawności układów regulacji na poszczególnych JWCD:

(4.1.) ARNE.

(4.2.) Regulacji pierwotnej.

(4.3.) Regulacji wtórnej.

(4.4.) Regulacji BPP.

(5) Zdarzenia ruchowe JWCD:

(5.1.) Dotyczące uruchomienia jednostki, w tym rozpoczęcia uruchamiania, rozpoczęcia rozpalania, synchronizacji, zakończenia uruchamiania

(5.2.) Przerwanie uruchamiania.

(5.3.) Odstawienie.

(5.4.) Zmiana kwalifikacji stanu jednostki.

(5.5.) Zmiana stanu regulacji.

4.3.2. Harmonogram przekazywania zgłoszeń

4.3.2.1. Zgłoszenia, wyspecyfikowane w pkt 4.3.1.3. (1) do (4), których realizację przewiduje się w dobie *n* są przekazywane do OSP w następujących trybach:

(1) Tryb podstawowy – do godziny 11.00 doby *n*-9 – umożliwia uwzględnienie zgłoszeń w planach BTHD, WPKD, PKD i BPKD.

(2) Tryb skrócony – do godziny 11.00 doby *n*-2 – umożliwia uwzględnienie zgłoszeń w planach WPKD, PKD i BPKD.

(3) Tryb losowy – do godziny 14.30 doby *n*-1 – umożliwia uwzględnienie zgłoszeń w planach PKD i BPKD.

(4) Tryb awaryjny – po godzinie 14.30 doby *n*-1 – umożliwia uwzględnienie zgłoszeń w kolejnych planach BPKD tworzonych po wersji podstawowej.

4.3.2.2. Zgłaszanie postoju remontowego, ubytku, wymuszenia powinno następować w trybie podstawowym.

4.3.2.3. Zgłoszenia w trybie losowym mogą dotyczyć wyłącznie:

(1) Korekty czasu zakończenia postoju remontowego, z wyłączeniem remontu kapitalnego i średniego, oraz ubytku zatwierdzonego wcześniej zgłoszenia.

(2) Nie zgłoszonych wcześniej postojów w remontach bieżących, ze względów eksploatacyjnych i inwestycyjno – oswojeniowych.

(3) Nie zgłoszonych wcześniej ubytków mocy.

(4) Rezygnacji z pracy wymuszonej.

4.3.2.4. Zgłoszenia w trybie awaryjnym mogą dotyczyć wyłącznie:

(1) Korekty czasu zakończenia postoju remontowego, z wyłączeniem remontu kapitalnego i średniego, oraz ubytku zatwierdzonego wcześniej zgłoszenia.

(2) Nie zgłoszonych wcześniej postojów w remontach awaryjnych.

(3) Nie zgłoszonych wcześniej ubytków mocy.

(4) Rezygnacji z pracy wymuszonej.

(5) Niesprawności układów regulacji.

4.3.2.5. Zdarzenia ruchowe wyspecyfikowane w pkt 4.3.1.3. (5). powinny być przekazywane do OSP niezwłocznie.

4.3.3. Uwarunkowania dotyczące zgłoszeń

4.3.3.1. Zgłoszenia postojów remontowych JWCD

4.3.3.1.1. Zgłoszenia postoju remontowego muszą zawierać: kod JWCD, planowany czas rozpoczęcia i zakończenia postoju remontowego, kwalifikację postoju, opis przyczyny postoju oraz imię i nazwisko osoby dokonującej zgłoszenia.

4.3.3.1.2. Wydłużenie oraz skrócenie zatwierdzonego postoju remontowego jest zgłaszane do OSP jako korekta poprzedniego, zatwierdzonego już zgłoszenia.

4.3.3.1.3. Planowanym czasem zakończenia postoju remontowego powinien być czas gotowości JWCD do rozpoczęcia uruchamiania.

4.3.3.1.4. Po planowanym zakończeniu przez JWCD postoju remontowego, OSP może zaplanować:

(1) Rozpoczęcie uruchamiania JWCD zgodnie z właściwą, wynikającą z oferty technicznej, charakterystyką rozruchu.

(2) Rozpoczęcie pracy wymuszonej JWCD zgodnie z grafikiem z zatwierdzonego zgłoszenia pracy wymuszonej.

(3) Przekazanie JWCD do rezerwy, przy czym za czas przekwalifikowania JWCD do rezerwy przyjmuje się czas planowanego zakończenia remontu przesunięty o okres uruchamiania tej JWCD, wynikający z jej charakterystyki uruchamiania, odpowiedniej do czasu postoju.

4.3.3.1.5. W przypadkach, o których mowa w pkt 4.3.3.1.4.(1) i (2) wszystkie stany pracy JWCD zrealizowane pomiędzy zatwierdzonym w zgłoszeniu planowanym czasem zakończenia postoju remontowego a osiągnięciem wartości P^{MIN_TECH} są wliczane do czasu trwania remontu.

4.3.3.1.6. Zgłoszenie postoju w ramach remontu kapitalnego lub średniego musi być zgodne z planem koordynacyjnym rocznym (PKR).

4.3.3.1.7. Korekta harmonogramu remontu kapitalnego lub średniego wymaga pisemnego wystąpienia do OSP i uzyskania pisemnej zgody na dokonanie zmiany.

4.3.3.1.8. Korekta zgłoszenia postoju w ramach remontu kapitalnego lub średniego może być dokonana wyłącznie w trybie podstawowym lub skróconym tj. najpóźniej do godziny 11.00 doby *n*-2.

4.3.3.2. Zgłoszenia ubytków mocy

4.3.3.2.1. Zgłoszenia ubytków mocy muszą zawierać: kod JWCD, planowany czas rozpoczęcia i zakończenia ubytku, kwalifikację ubytku, wielkość ubytku (P^{U}), opis przyczyny oraz imię i nazwisko osoby dokonującej zgłoszenia.

4.3.3.2.2. Wydłużenie oraz skrócenie zatwierdzonego ubytku mocy powinno zostać niezwłocznie zgłoszone do OSP, jako korekta poprzedniego zgłoszenia.

4.3.3.2.3. Zgłoszenie ubytku mocy może mieć postać:

(1) Ubytku dodatniego, obniżającego P^{DYSP}.

(2) Ubytku ujemnego, podwyższającego P^{MIN_TECH}.

4.3.3.3. Zgłoszenia pracy wymuszonej

4.3.3.3.1. Zgłoszenia pracy wymuszonej muszą zawierać: kod JWCD, planowany czas rozpoczęcia i zakończenia pracy wymuszonej, wymagane obciążenie, w szczególności grafik pracy, opis przyczyny oraz imię i nazwisko osoby dokonującej zgłoszenia.

4.3.3.3.2. Zgłoszenia pracy wymuszonej powinny być zgodne z planem PKM. Korekta harmonogramu pracy wymuszonej wymaga uzgodnienia z OSP.

4.3.3.3.3. Zgłoszenia pracy wymuszonej mogą być dokonane wyłącznie w trybie podstawowym lub skróconym, tj. najpóźniej do godziny 11.00 doby *n*-2.

4.4. Procedura planowania i dysponowania regulacyjnymi usługami systemowymi

4.4.1. Zasady ogólne

4.4.1.1. Operator Systemu Przesyłowego planuje najbardziej prawdopodobne wykorzystanie regulacyjnych usług systemowych w ramach planowania koordynacyjnego rocznego (PKR), miesięcznego (PKM) i dobowego (WPKD, PKD).

4.4.1.2. Planowane przez OSP w poszczególnych planach koordynacyjnych ilości i rozmieszczenie rezerw mocy niezbędne dla zapewnienia niezawodnej i bezpiecznej pracy oraz dotrzymania parametrów i standardów jakościowych energii elektrycznej w KSE, a także spełnienia warunków pracy synchronicznej KSE z innymi systemami, wynikają między innymi z:

(1) Wymagań ENTSO-E określonych w Instrukcji pracy systemów połączonych - Operation Handbook.

(2) Prognozowanych warunków pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym remontów sieci przesyłowej oraz remontów jednostek wytwórczych.

(3) Rozkładu generacji wynikającego z umów sprzedaży zawartych na rynku energii.

4.4.2. Planowanie wykorzystania regulacyjnych usług systemowych

4.4.2.1. Plan Koordynacyjny Roczny (PKR) i Plan Koordynacyjny Miesięczny (PKM) w zakresie planowania wykorzystania regulacyjnych usług systemowych zawiera dla poszczególnych miesięcy lub dób kalendarzowych wymagany sumaryczny poziom rezerwy mocy.

4.4.2.2. Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy (WPKD) i Plan Koordynacyjny Dobowy (PKD) w zakresie planowania wykorzystania regulacyjnych usług systemowych zawiera dla poszczególnych godzin doby handlowej *n* następujące elementy:

(1) Wymagany poziom rezerwy wirującej, z podziałem na:

(1.1.) Rezerwę ponad zapotrzebowanie KSE.

(1.2.) Rezerwę poniżej zapotrzebowania KSE.

(2) Planowane wykorzystanie do regulacji poszczególnych jednostek wytwórczych.

4.4.2.3. Planowanie przez OSP udziału w regulacji poszczególnych JWCD w dobie *n* odbywa się na etapie tworzenia planu BPKD w dobie *n*-1. W bazowej wersji planu BPKD jest określana dla każdej godziny doby *n* oraz dla każdej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej wartość znacznika udziału w regulacji. Wartości znacznika udziału w regulacji mogą być korygowane przez OSP w kolejnych wersjach planu BPKD w celu zapewnienia w aktualnych warunkach pracy systemu niezbędnych zakresów regulacji pierwotnej i wtórnej.

4.4.2.4. Wartości znacznika udziału w regulacji są określane dla czterech przypadków i oznaczają:

(1) Znacznik 0 – układy regulacji wyłączone.

(2) Znacznik 1 – praca w regulacji pierwotnej.

(3) Znacznik 2 – praca w regulacji wtórnej.

(4) Znacznik 3 – praca w regulacji pierwotnej i wtórnej.

4.4.2.5. Dobór JG_{Wa} do udziału w regulacji pierwotnej i wtórnej jest dokonywany według kryterium minimalizacji całkowitych kosztów zapewnienia regulacji pierwotnej i wtórnej z uwzględnieniem technicznych możliwości udziału w regulacji poszczególnych JG_{Wa} oraz warunków pracy systemu.

4.4.3. Zasady dysponowania regulacyjnymi usługami systemowymi

4.4.3.1. Odłączenie lub załączenie układów regulacji oraz układu ARNE może nastąpić wyłącznie na polecenie OSP.

4.4.3.2. Wszystkie zdarzenia zapisane w planie BPKD związane z pracą układów regulacji, z pracą, uruchamianiem, odstawianiem oraz z kontrolą dyscypliny pracy poszczególnych jednostek wytwórczych, oraz faktyczne czasy realizacji tych zdarzeń podlegają rejestracji, która pozwala na ustalenie przyczyn występujących odchyleń, jak również ocenę wykonania poleceń ruchowych.

4.4.3.3. W przypadku wystąpienia w KSE deficytu rezerwy mocy regulacyjnej, ograniczeń zdolności przesyłowych lub innych zagrożeń pracy KSE, OSP może:

(1) polecić interwencyjną zmianę stanu regulacji pierwotnej lub wtórnej na jednostkach wytwórczych,

(2) wykorzystać do zmiany stanów regulacji pierwotnej lub wtórnej, aktywacji regulacji wtórnej oraz zmiany mocy bazowej na będących w ruchu jednostkach wytwórczych, dostępne środki łączności lub systemy dyspozytorskie, w szczególności inne niż wykorzystuje do tego celu podstawowo regulator centralny (LFC) oraz rezerwowo system SOWE.

4.5. Procedura zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych

4.5.1. Zasady zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych

4.5.1.1. Operator Systemu Przesyłowego opracowuje i wdraża mechanizmy zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych oraz koordynacji i wymiany informacji, mających za zadanie zapewnienie bezpieczeństwa i rezerwację zdolności przesyłowych dla stron zainteresowanych wymianą międzysystemową, zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, a od dnia 3 marca 2011 r. zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady 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.

4.5.1.2. Zarządzanie połączeniami systemów elektroenergetycznych odbywa się na poziomie napięć w sieci przesyłowej połączonej z systemami przesyłowymi pracującymi równolegle (synchronicznie) oraz pozostałymi połączeniami z systemami pracującymi nierównolegle (niesynchronicznie) z systemem Polski.

4.5.1.3. Dla zapewnienia bezpiecznej pracy systemów oraz realizacji umów handlowych uczestników rynku w ramach wymiany międzysystemowej, OSP współpracuje z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych.

4.5.1.4. Współpraca operatorów zapewniona jest przez umowy i porozumienia zawarte między operatorami oraz zasady obowiązujące w ENTSO-E .

4.5.1.5. Do umów i porozumień, o których mowa w pkt 4.5.1.4. należą w szczególności:

(1) Multilateral Agreement.

(2) Service Level Agreement for Explicit Allocation.

(3) Agreement on intraday cross-border transmission capacity allocation and nomination.

(4) Porozumienia ruchowe z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych.

4.5.1.6. Wielkości zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej oraz niezbędne wielkości rezerw zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej (TRM) w kierunku eksportowym i importowym, są wyznaczane przez OSP zgodnie z zasadami wyznaczania zdolności przesyłowych na liniach wymiany międzysystemowej, które są zawarte w Załączniku 3 do niniejszej części IRiESP.

4.5.1.7. Metody alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami opracowane zgodnie z przepisami rozporządzenia 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, podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE działającego w tym zakresie na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 11b) ustawy Prawo energetyczne.

4.5.2. Zasady udostępniania oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniach systemów elektroenergetycznych

4.5.2.1. Zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej na połączeniach międzysystemowych, dla połączeń synchronicznych (równoległych, łączących systemy elektroenergetyczne Polski oraz Czech, Słowacji i Niemiec) i niesynchronicznych (nierównoległych, łączących systemy elektroenergetyczne Polski oraz Szwecji i Litwy), wynikające z warunków pracy sieci, są wyznaczane zgodnie z metodyką NTC, przedstawioną w Załączniku nr 3 do niniejszej części IRiESP. Wyznaczone zgodnie z tą metodyką wartości podlegają weryfikacji, z punktu widzenia spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE, przy uwzględnieniu struktury i stanu technicznego jednostek wytwórczych cieplnych.

4.5.2.2. Weryfikacja, o której mowa w pkt 4.5.2.1 dotyczy:

(1) Spełnienia obowiązujących kryteriów w zakresie wymaganej rezerwy mocy dostępnej dla OSP, przy czym:

(1.1) W przypadku zdolności przesyłowych w kierunku eksportu (kierunek: *z KSE*), spełnione muszą być wymagania dotyczące rezerwy mocy OSP, w stosunku do zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe, określonej dla poszczególnych horyzontów planistycznych w pkt 4.3.4.18 i pkt 4.3.4.19 (1) IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

(1.2) W przypadku zdolności przesyłowych w kierunku importu (kierunek: *do KSE*), spełnione muszą być wymagania dotyczące poziomu nadwyżki całkowitego zapotrzebowania na moc do pokrycia przez JWCD cieplne nad sumą ich minimów technicznych, określone w pkt 4.3.4.19 (2) IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

(2) Spełnienia ograniczeń wynikających z warunków pracy elektrowni i jednostek wytwórczych, zawężających swobodę zmian stanu pracy jednostek wytwórczych i dotyczących zakresu parametrów, stanu lub konfiguracji pracy jednostek wytwórczych, niezbędnych dla zapewnienia odpowiednich poziomów jakości i niezawodności ich pracy:

(2.1) Minimalny okres pracy ciągłej jednostki wytwórczej po zakończeniu remontu kapitalnego i średniego.

(2.2) Usztywniona praca jednostki wytwórczej w związku z wykonywanymi pomiarami.

(2.3) Minimalna liczba jednostek wytwórczych w ruchu w elektrowni.

(2.4) Minimalna liczba jednostek wytwórczych wynikająca z produkcji ciepła przez elektrownię.

(2.5) Maksymalna liczba jednostek wytwórczych uruchamianych jednocześnie w elektrowni.

(2.6) Wymóg pracy skrajnych jednostek wytwórczych w elektrowni w okresie silnych mrozów.

(3) Minimalizacji liczby odstawianych/uruchamianych JWCD cieplnych w cyklu dobowym.

4.5.2.3. Jeżeli w wyniku weryfikacji, o której mowa w p. 4.5.2.2., sumaryczne zdolności przesyłowe dla połączeń synchronicznych i niesynchronicznych, wyznaczone odrębnie dla kierunku eksportu i importu z/do KSE, są mniejsze niż sumaryczne zdolności przesyłowe dla połączeń synchronicznych i niesynchronicznych wyznaczone zgodnie z zasadami określonymi w Załączniku nr 3 do niniejszej części IRiESP, wówczas zdolności przesyłowe dla realizacji wymiany międzysystemowej na poszczególnych połączeniach (odrębnie dla wszystkich połączeń synchronicznych, połączenia ze Szwecją i połączenia z Litwą), oferowane są w wielkościach wyznaczonych zgodnie z zasadami określonymi w Załączniku nr 3 do niniejszej części IRiESP, zmniejszonych proporcjonalnie o współczynnik będący ilorazem sumarycznych zdolności przesyłowych dla połączeń synchronicznych i niesynchronicznych, wynikających z weryfikacji, o której mowa w pkt 4.5.2.2. i sumarycznych zdolności wyznaczonych zgodnie z zasadami określonymi w Załączniku nr 3.

4.5.2.4. Dla połączeń niesynchronicznych wyznaczenie oferowanych zdolności przesyłowych, o którym mowa w pkt 4.5.2.3, dotyczy odrębnie każdego połączenia albo po dokonaniu stosownych uzgodnień pomiędzy OSP i operatorami systemu przesyłowego Szwecji oraz Litwy – łącznie obu tych połączeń.

4.5.2.5. Oferowane zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej są wyznaczane jako maksymalne wartości, dla których spełnione są kryteria bezpieczeństwa pracy KSE.

4.5.2.6. Udostępnianie zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych z sąsiednimi systemami przesyłowymi odbywa się:

(1) Dla połączeń synchronicznych w ramach:

(1.1) Skoordynowanych przetargów: (i) rocznego, (ii) miesięcznego oraz (iii) dobowego, prowadzonych przez Biuro Przetargów.

(1.2) Skoordynowanej Procedury Alokacji zdolności przesyłowych dla Dnia Bieżącego, prowadzonej przez Biuro Alokacji ZPW.

OSP publikuje na swojej stronie internetowej dane adresowe Biura Przetargów oraz Biura Alokacji ZPW.

(2) Dla połączeń niesynchronicznych łączących:

- systemy elektroenergetyczne Polski i Szwecji (połączenie SwePol Link),
- systemy elektroenergetyczne Polski i Litwy (połącznie LitPol Link),

w ramach dobowych aukcji niejawnych, tj. alokacji zdolności przesyłowych dla tych połączeń w ramach procesu kojarzenia ofert sprzedaży i zakupu energii, prowadzonych przez Towarową Giełdę Energii i Nord Pool (aukcje typu „implicit").

4.5.2.7. Dla połączeń synchronicznych udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się na podstawie metod alokacji zdolności przesyłowych, opracowywanych i podlegających zatwierdzeniu zgodnie z pkt 4.5.1.7, publikowanych i stosowanych przez Biuro Przetargów oraz Biuro Alokacji ZPW.

Dla połączeń niesynchronicznych udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się na podstawie metod alokacji zdolności przesyłowych, opracowywanych i podlegających zatwierdzeniu zgodnie z pkt 4.5.1.7, w formie aukcji typu „implicit".

4.5.2.8. Dla połączeń synchronicznych KSE na stronie internetowej PSE S.A. (www.pse.pl) publikowane są wielkości oferowane w przetargu rocznym i miesięcznym. Na stronie Biura Przetargów oraz na platformie ENTSO-E publikowane są wielkości oferowane i alokowane dla przetargów rocznych, miesięcznych i dobowych. Oferowane zdolności dla przetargów Dnia Bieżącego publikowane są na platformie ENTSO-E.

Dla połączeń niesynchronicznych wielkości zdolności przesyłowych oferowanych oraz alokowanych w ramach dobowych aukcji niejawnych typu „implicit", publikowane są na stronach internetowych Nord Pool i Towarowej Giełdy Energii.

4.5.2.9. Realizacja wymiany międzysystemowej, dla Uczestników Wymiany Międzysystemowej uprawnionych do korzystania z udostępnionych zdolności przesyłowych, odbywa się na podstawie grafików wymiany międzysystemowej przekazanych do OSP za pośrednictwem systemu informatycznego OSP dedykowanego do obsługi wymiany międzysystemowej.

5. PROCEDURA ROZLICZANIA KOSZTÓW BILANSOWANIA SYSTEMU I KOSZTÓW OGRANICZEŃ SYSTEMOWYCH

5.1. Zasady wyznaczania pozycji kontraktowych oraz cen za wytwarzanie energii elektrycznej

5.1.1. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Deklarowanych

5.1.1.1. Pozycja Kontraktowa Deklarowana jest to deklarowana ilość dostaw energii (ED) danej Jednostki Grafikowej.

5.1.1.2. Operator Systemu Przesyłowego wyznacza wielkość ED dla każdej *j*-tej Jednostki Grafikowej, w każdej godzinie *h.*

5.1.1.3. 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:

$$ED_{jh} = \sum_{i \in I_{jh}} (EP_{jhi}^{RBN} + EP_{jhi}^{RBB}) \tag{5.1}$$

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.

5.1.1.4. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych oraz Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna deklarowana ilość dostaw energii jest równa zero.

5.1.2. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Zweryfikowanych

5.1.2.1. Pozycja Kontraktowa Zweryfikowana jest to zweryfikowana ilość dostaw energii (EZ) danej Jednostki Grafikowej.

5.1.2.2. Operator Systemu Przesyłowego wyznacza wielkość EZ dla każdej *j*-tej Jednostki Grafikowej w każdej godzinie *h* według następujących zasad:

5.1.2.2.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych 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:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \tag{5.2}$$

(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:

$$EZ_{jh} = \sum_{k \in K} POFE_{jhk} \tag{5.3}$$

(3) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest ujemna, to:

$$EZ_{jh} = 0 \tag{5.4}$$

5.1.2.2.2. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i dla Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych 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:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \tag{5.5}$$

(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:

$$EZ_{jh} = PP_{jh}^{MAX} \cdot \gamma_{j}^{KOE} \tag{5.6}$$

(3) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii jest ujemna, to:

$$EZ_{jh} = 0 \tag{5.7}$$

5.1.2.2.3. Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych i dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych wielkość EZ jest równa zero:

$$EZ_{jh} = 0 \tag{5.8}$$

5.1.2.2.4. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych (JG_{Wr}) wielkość EZ jest równa sumie zweryfikowanych ilości dostaw energii wyznaczonych dla JG_{Wa} składających się na poszczególne JG_{Wr}:

$$EZ_{jh} = \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \tag{5.9}$$

gdzie:

Jw – Zbiór JG_{Wa} składających się na daną JG_{Wr}.

5.1.2.2.5. 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:

$$EZ_{jh} = - PD_{jh} \tag{5.9a}$$

(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:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \tag{5.9b}$$

(2) Jeżeli wykorzystana moc redukcyjna JG_{Oa} (WMR_{jh}) jest równa zero, to:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \tag{5.9c}$$

5.1.2.2.6. Dla pozostałych Jednostek Grafikowych wielkość EZ jest równa wielkości ED:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \tag{5.10}$$

5.1.3. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Skorygowanych

5.1.3.1. 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.

5.1.3.2. Operator Systemu Przesyłowego wyznacza wielkość ES dla każdej *j*-tej Jednostki Grafikowej w każdej godzinie *h* według następujących zasad:

(1) Dla Jednostek Grafikowych nie świadczących usług bilansujących (nie uczestniczących 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}) oraz nierównoległa (JG_{WMUn}).

skorygowana ilość dostaw energii jest równa zweryfikowanej ilości dostaw energii (EZ):

$$ES_{jh} = EZ_{jh} \tag{5.11}$$

(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}, 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*.

$$ES_{jh} = ESO_{jh} = \beta_{jh} ESO^{b}_{jh} \tag{5.12}$$

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: $E^{BPP}_{jht}[\mathrm{MWh}] = P^{BPP}_{jht}[\mathrm{MW}] \cdot 0{,}25[\mathrm{h}]$

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}, 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 5.2.5., przy czym jeżeli tak wyznaczone ER_{jh} jest mniejsze od zera, to przyjmuje się ES równe zero:

$$ES_{jh} = \max (ER_{jh}, 0) \tag{5.13}$$

(2.3.) Dla JG_{Wa}, 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 5.1.2.2.:

$$ES_{jh} = \min (ESO_{jh}, EZ_{jh}) \tag{5.14}$$

(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 5.2.5., w przypadku gdy ER_{jh} jest większe od zera oraz zero w przeciwnym przypadku:

$$ES_{jh} = max(0, ER_{jh}) \tag{5.15}$$

(4) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych (JG_{Wr}) wielkość ES_{jh} jest równa sumie skorygowanych ilości dostaw energii wyznaczonych dla JG_{Wa} składających się na poszczególne JG_{Wr}:

$$ES_{jh} = \sum_{j \in Jw} ES_{jh} \tag{5.16}$$

gdzie:

Jw – Zbiór JG_{Wa} 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 Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}) skorygowana ilość dostaw energii (ES) w godzinie *h* jest równa mniejszej z wartości: (i) wielkości wytwarzania energii elektrycznej źródeł wiatrowych (ES^{ZW}) zgłoszonej, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.1.10., dla godziny *h* w Programie Pracy tej JG_{ZW} oraz (ii) rzeczywistej ilości dostaw energii dla godziny *h*, tej JG_{ZW} (*ER*):

$$ES_{jh} = \min (ES_{jh}^{ZW}, ER_{jh}) \tag{5.17}$$

Jeżeli dla *j*-tej JG_{ZW} w godzinie *h* nie zostało dokonane Zgłoszenie Programu Pracy, to dla tej godziny i tej JG_{ZW} skorygowana ilość dostaw energii (ES) jest równa zweryfikowanej ilości dostaw energii:

$$ES_{jh} = EZ_{jh} \tag{5.18}$$

(7) Dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych (JG_{Oa}) skorygowana ilość dostaw energii (ES) w godzinie *h* jest wyznaczana według następujących reguł:

(7.1.) 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:

$$ES_{jh} = \max(\min(- PD_{jh} + WMR_{jh}; ER_{jh}); - PD_{jh}) \quad (5.18a)$$

gdzie:

$$WMR_{jh} = \sum_{k=1}^{10} OFR_{jhk}^{WMR} \quad (5.18b)$$

gdzie:

OFR_{jhk}^{WMR} – Aktywowana w Poleceniu Redukcji Obciążenia moc *j*-tej JG_{Oa} w godzinie *h* z pasma *k* Przyjętej Oferty Redukcji Obciążenia.

(7.2.) 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:

$$ES_{jh} = \max(\min(- PD_{jh} + WMR_{jh}; ER_{jh}); ED_{jh}) \quad (5.18c)$$

(7.3.) Dla JG_{Oa}, dla których wykorzystana moc redukcyjna (*WMR*$_{jh}$*)* jest równa zero, wielkość ES_{jh} jest równa:

$$ES_{jh} = ED_{jh} \quad (5.18d)$$

5.1.4. Wyznaczanie cen za wytwarzanie i redukcję energii elektrycznej

5.1.4.1. Dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym są określane dla każdej godziny ceny za wytwarzanie *(CO)* energii elektrycznej dla poszczególnych JG_{Wa} 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} ceny są określane dla pasm zdolności wytwórczych w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa.

(2) Dla JG_{OSPa} ceny są określane dla całego pasma zdolności wytwórczych odpowiadającego skorygowanej ilości dostaw energii (ES) danej JG_{OSPa}.

(3) Dla JG_{Oa} ceny są określane dla pasm redukcji obciążenia w Przyjętej Ofercie Redukcji Obciążenia.

5.1.4.2. Cena za wytwarzanie energii elektrycznej *j*-tej JG_{Wa} 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}.

(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} 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 5.3.1.8.1.4.

(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}.

5.1.4.3. W przypadku, gdy dla danej JG_{Wa} została zgłoszona jej niedyspozycyjność w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa, i JG_{Wa} stała się dyspozycyjna po zakończeniu procesu zgłaszania ofert bilansujących, to dla potrzeb bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych jest tworzona dla tej JG_{Wa} 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 w pkt 3.1.7.2.

5.1.4.4. 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. Dodatkowe Pasmo jest tworzone według następujących zasad:

(1) Moc brutto w Dodatkowym Paśmie jest równa różnicy pomiędzy: (i) skorygowaną ilością dostaw energii (ES), przeliczona 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 średniej ważonej z cen w ofercie zastępczej JG_{Wa} obowiązujących dla zakresu mocy w Dodatkowym Paśmie, 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}.

5.1.4.5. 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} 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 5.1.4.3. i 5.1.4.4., jeżeli były one stosowane.

5.1.4.6. W przypadku, gdy dla danej JG_{Wa} i danej godziny na RBB zostały przyjęte do realizacji USE i ilości dostaw energii elektrycznej z tych USE mają znak odpowiadający dostawie energii na RB przez JG_{Wa}, to dla potrzeb bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych jako cenę *CO* dla zdolności wytwórczych JG_{Wa}, na które zostały alokowane USE na RBB, 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) Ceny rozliczeniowej wymuszonego odbioru energii elektrycznej (*CWO*) tej JG_{Wa} powiększonej o jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 tej JG_{Wa} dla danej doby handlowej (KC^{CO2}).

W przypadku, gdy wyznaczona według powyższych zasad cena *CO* nie dotyczy całych pasm zdolności wytwórczych JG_{Wa}, to wprowadza się podział pasm, na które zostały częściowo alokowane USE na RBB, w taki sposób, aby wyodrębnić pasma z ceną *CO* wyznaczoną według powyższych zasad.

W przypadku, gdy wyznaczona według powyższych zasad cena *CO* jest niższa od ceny ostatniego pasma tej JG_{Wa} objętego USE przyjętymi do realizacji na RBN, to jako wartość ceny *CO* przyjmuje się wartość ceny ostatniego pasma objętego USE przyjętymi do realizacji na RBN.

5.1.4.7. W przypadku, gdy dla danej JG_{Wr} i danej godziny ilość energii awarii *ΔEA*, wyznaczona według zasad określonych w pkt 5.3.1.3.3., jest mniejsza od sumy ilości energii odpowiadającej niedyspozycyjnym zdolnościom wytwórczym JG_{Wa} 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) Ceny rozliczeniowej wymuszonego odbioru energii elektrycznej (*CWO*) tej JG_{Wa} powiększonej o jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 tej JG_{Wa} dla danej doby handlowej (KC^{CO2}).

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.

5.1.4.8. Wartości cen *CO* wyznaczone zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.1.4.3., 5.1.4.4., 5.1.4.6. i 5.1.4.7. są różnicowane w zakresie od $1 \cdot 10^{-6}$ grosza/MWh do $999 \cdot 10^{-6}$ grosza/MWh na podstawie cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW), zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.1.7.2.5.

5.1.4.9. Jeżeli po przeprowadzeniu procesów różnicowania cen *CO*, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.1.7.2.5., oraz cen ofertowych zawartych w Ofertach Redukcji Obciążenia, zgodnie z zasadami określonymi w punkcie 3.1.12.5.(3), którakolwiek z cen *CO* jest równa cenie *CR*, to ta cena *CO* jest zwiększana o $1 \cdot 10^{-6}$ grosza/MWh.

5.2. Zasady przetwarzania danych pomiarowych i wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii

5.2.1. Wymagania techniczne

5.2.1.1. 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.

5.2.1.2. 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.

5.2.2. Zasady ogólne

5.2.2.1. Przedmiotem procesów przetwarzania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych jest rzeczywista ilość dostaw energii elektrycznej (ER) dla Jednostek Grafikowych (JG).

5.2.2.2. Rzeczywiste ilości dostaw energii (ER) wynikają z:

(1) Realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej – dla JG_O, JG_{Oa}, JG_W, JG_{ZW}, 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 alokowanym zdolnościom przesyłowym na połączeniu międzysystemowym nierównoległym – dla JG_{WMUn}.

(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}.

5.2.2.3. 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 5.2.2.3. (1), (2) i (3) są określane w umowach o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej pomiędzy URB i OSP.

5.2.2.4. Fizyczne pomiary energii elektrycznej, o których mowa w pkt 5.2.2.3, są realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe OSP oraz Uczestników Rynku Bilansującego.

5.2.2.5. Fizyczne pomiary energii elektrycznej, o których mowa w pkt 5.2.2.3, 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).

5.2.2.6. W przypadku ER wynikających z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego:

(1) Rzeczywista ilość dostaw energii dla Jednostki Grafikowej jest wyznaczana przez OSP na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych wyznaczonych dla MB oraz algorytmów agregacji.

(2) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB są wyznaczane przez 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 5.2.2.6.(1), są określane w umowach o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej pomiędzy URB i OSP.

(4) Szczegółowe zasady w zakresie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MB, o których mowa w pkt 5.2.2.6.(2) są określane w IRiESD tego OSD, w obszarze sieci którego następuje dostawa energii elektrycznej (są zlokalizowane PDE składające się na MB).

5.2.2.7. Sposób pozyskiwania danych pomiarowych pochodzących z FPP jest uzależniony od położenia MB.

(1) Dla MB znajdujących się w podstawowym obszarze RB sposób pozyskiwania danych pomiarowych określony jest w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

(2) Dla MB znajdujących się w rozszerzonym obszarze RB pozyskiwanie danych pomiarowych 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.

5.2.2.8. W przypadku, o którym mowa w pkt 5.2.2.7.(2) dane pomiarowe dla FPPP oraz FPPR muszą być przekazywane do OSP przez różnych Operatorów Pomiarów.

5.2.2.9. 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 5.2.2.9.(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.

5.2.2.10. Systemem informatycznym OSP dedykowanym do wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej jest Centralny System Pomiarowo Rozliczeniowy (CSPR).

5.2.2.11. 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.

5.2.2.12. Wymiana danych pomiarowych pomiędzy systemem LSPR oraz pomiarowo-rozliczeniowych pomiędzy systemem OSDp a systemem CSPR jest realizowana poprzez System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE).

5.2.2.13. Zakres danych pomiarowych pozyskiwanych z LSPR oraz pomiarowo-rozliczeniowych z systemu OSDp jest określony w Umowach przesyłania.

5.2.2.14. Przetwarzanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych energii na Rynku Bilansującym jest realizowane w następujących cyklach rozliczeniowych:

(1) Dobowym wstępnym – wielkości ER dla doby *n* są 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.

5.2.2.15. Dane pomiarowe z FPP i dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB pozyskiwane do CSPR każdorazowo nadpisują dane pozyskane uprzednio.

5.2.3. Procedura konfigurowania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

5.2.3.1. Procedura konfigurowania danych pomiarowych

5.2.3.1.1. Każdy FPP zdefiniowany w CSPR jest identyfikowany przez kod FPP.

5.2.3.1.2. Kody FPP zdefiniowane w CSPR oraz w LSPR są wymieniane pomiędzy OSP a OP z wykorzystaniem systemu WIRE.

5.2.3.1.3. 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.

5.2.3.1.4. 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.

5.2.3.1.5. Udostępnienie przez OSP kodów FPP z CSPR polega na wysłaniu listy kodów FPP w odpowiedzi na zapytanie otrzymane od OP.

5.2.3.2. Procedura konfigurowania danych pomiarowo-rozliczeniowych

5.2.3.2.1. Każdy FDMB zdefiniowany w CSPR jest identyfikowany przez kod FDMB.

5.2.3.2.2. Kody FDMB zdefiniowane w CSPR są wymieniane pomiędzy OSP a OSDp z wykorzystaniem systemu WIRE.

5.2.3.2.3. Proces wymiany kodów FDMB odbywa się w razie konieczności aktualizacji lub wprowadzenia nowych kodów FDMB. Kody FDMB są udostępniane przez OSP w godzinach od 8.00 do 14.00.

5.2.3.2.4. Pozyskanie przez OSDp kodów FDMB polega na wysłaniu zapytania o kody zgromadzone w CSPR i odebraniu odpowiedniej listy kodów FDMB przesłanej przez OSP.

5.2.4. Procedura pozyskiwania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

5.2.4.1. Procedura pozyskiwania danych pomiarowych

5.2.4.1.1. Dla każdego FPP zlokalizowanego w obszarze Rynku Bilansującego w CSPR jest określany sposób pozyskania danych pomiarowych zmierzonych w tym punkcie.

5.2.4.1.2. Dane pomiarowe z FPP zlokalizowanych w obszarze Rynku Bilansującego są pozyskiwane przez OSP dla FPPP i FPPR.

5.2.4.1.3. 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 systemów LSPR do systemu 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 systemu 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.

5.2.4.1.4. Dane pomiarowe z FPP dla doby *n* są pozyskiwane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobach od *n*+2 do *n*+4.

(1) Proces pozyskania danych do systemu CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OP na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 w dobach *n*+2 i *n*+3 oraz w godzinach od 0.00 do 8.00.w dobie *n*+4.

(2) Pozyskanie danych do systemu CSPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych pomiarowych. OP jest wówczas zobowiązany do przesłania odpowiednich danych do OSP w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnej.

(3) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do systemu CSPR jest realizowany w trybie ręcznym w dobie *n*+3 w godzinach od 12.00 do 15.00.

(4) Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FPP.

5.2.4.1.5. 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 systemu CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OP na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

(2) Pozyskanie danych do systemu CSPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych 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 systemu CSPR jest realizowany w trybie ręcznym od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego w godzinach od 12.00 do 15.00.

(4) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FPP.

5.2.4.2. Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych

5.2.4.2.1. 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.

5.2.4.2.2. 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.

5.2.4.2.3. 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 systemu 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.

5.2.4.2.4. 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 systemu 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 systemu 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.

5.2.4.2.5. Dla potrzeb korygowania wyznaczonych wielkości ER dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB dla doby *n* są pozyskiwane w trybie korekty wyznaczania ER od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

(1) Proces pozyskania danych do systemu CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez 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 systemu 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 systemu CSPR jest realizowany w trybie ręcznym od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego w godzinach od 12.00 do 15.00.

(4) Po zakończeniu procesu pozyskania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB.

5.2.4.2.6. 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 oraz miesiące pozyskiwania danych w trybie korekty dla poszczególnych dób handlowych są określane w następujący sposób:

(1) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB dla dób handlowych miesięcy kalendarzowych do grudnia 2009 roku włącznie są objęte okresem korygowania o długości 13 miesięcy. Dane dla poszczególnych dób handlowych miesiąca *m* są pozyskiwane w trybie korekty w miesiącach *m*+2, *m*+4 oraz *m*+13.

(2) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB dla dób handlowych miesięcy kalendarzowych od stycznia 2010 roku włącznie są objęte okresem korygowania o długości 15 miesięcy. Dane dla poszczególnych dób handlowych miesiąca *m* są pozyskiwane w trybie korekty w miesiącach *m*+2, *m*+4 oraz *m*+15.

5.2.5. Procedura wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii (ER)

5.2.5.1. Procedura wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD, MB i JG

5.2.5.1.1. 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*.

5.2.5.1.2. 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.

5.2.5.1.3. Dla każdej JG jest wyznaczana ER w każdej godzinie doby *n*.

5.2.5.1.4. Rzeczywista ilość dostaw energii (ER) jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Dla JG_O, JG_{Oa}, JG_{Wa}, JG_{Wp}, JG_{OSP} oraz JG_{ZW} – na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP oraz algorytmów wyznaczania dla MD i algorytmów agregacji dla MB o ogólnej postaci:

$$ER_{jh} = \sum_{i \in I_j} ER_{jhi} \tag{5.19}$$

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.

$$ER_{jh} = GWM_U \tag{5.20}$$

(3) Dla JG_{WMUn} – jest równa ilości energii odpowiadającej alokowanym zdolnościom przesyłowym połączenia międzysystemowego nierównoległego.

(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_{WMUn} dla wymiany nierównoległej).

$$ER_{jh} = \sum_{i \in I_j} ER_{jhi} - \sum_{k \in I_{WMU}} ER_{kh} \tag{5.21}$$

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} – jest równa zero.

$$ER_{jh} = 0 \tag{5.22}$$

(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:

$$ER_{jh} = \sum_{i \in I_j} ER_{jhi} \tag{5.23}$$

(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 przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru zlokalizowanych w obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, wyznaczanej dla poszczególnych $_{FD}$MB (MB_{ZW}) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez OSDp.

(8.6) Ilości dostaw energii do sterowanych odbiorów energii URD zlokalizowanych w obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, wyznaczanej przez OSDp dla poszczególnych $_{FD}$MB na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez OSDp.

Szczegółowe zasady wyznaczania wielkości wymienionych w pkt (8.1), (8.2) i (8.3) oraz specyfikacja $_{FD}$MB, o których mowa w pkt (8.4), (8.5) i (8.6) są określone w Umowie przesyłania.

5.2.5.1.5. 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.

5.2.5.1.6. 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.

5.2.5.1.7. 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.

5.2.5.1.8. 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.

5.2.5.2. Procedura substytucji danych pomiarowo-rozliczeniowych

5.2.5.2.1. Zasady ogólne

5.2.5.2.1.1. W procesie pozyskiwania i przetwarzania danych pomiarowo-rozliczeniowych mogą wystąpić zdarzenia awaryjne, uniemożliwiające pozyskanie kompletnych i poprawnych danych w wymaganych terminach.

5.2.5.2.1.2. W przypadkach wystąpienia zdarzeń awaryjnych jest realizowana substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych dla każdego etapu przetwarzania danych.

5.2.5.2.1.3. 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).

5.2.5.2.2. Substytucja danych pomiarowych FPP

5.2.5.2.2.1. W przypadkach gdy:

(1) Brak jest danych pomiarowych o przepływach energii w fizycznych punktach pomiarowych, pochodzących z układów pomiarowych rozliczeniowych podstawowych (FPPP).

(2) Lokalizacja fizycznego 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.

$$E^{FPPP}_{ih} = E^{FPPR}_{ih} \tag{5.24}$$

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.

5.2.5.2.2.2. Substytucja danych pomiarowych dla FPP następuje w procesie obliczeniowym Algorytmów Wyznaczania Energii (AWE).

5.2.5.2.3. Substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD i MB

5.2.5.2.3.1. 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):

$$ER^{AWEP}_{ih} = ER^{AWER}_{ih} \tag{5.25}$$

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.

5.2.5.2.3.2. 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 jednostek wytwórczych, gdzie stosuje się substytucję danych rozliczeniowych dla JG.

5.2.5.2.3.3. 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.

5.2.5.2.4. Substytucja danych rozliczeniowych dla JG

5.2.5.2.4.1. 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}) i JG OSP aktywnych (JG_{OSPa}) - operatywną skorygowaną ilość dostaw energii (ESO) ustaloną w ostatniej wersji planu (BPKD/OS).

$$ER_{jh} = ESO_{jh} \tag{5.26}$$

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 Wytwórczych pasywnych (JG_{Wp}), JG Źródeł Wiatrowych (JG_{ZW}), JG Odbiorczych (JG_O), JG OSP pasywnych (JG_{OSPp}) i JG Bilansującej (JG_{BI}) - skorygowaną ilość dostaw energii (ES).

$$ER_{jh} = ES_{jh} \tag{5.27}$$

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*.

(3) Dla JG Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległej (JG_{WMUr}) oraz nierównoległej (JG_{WMUn}) – 0.

$$ER_{jh} = 0 \tag{5.28}$$

gdzie:

ER_{jh} – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie *h* przez Jednostkę Grafikową *j*.

(4) Dla JG Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}) – 0.

$$ER_{jh} = 0 \tag{5.29}$$

gdzie:

ER_{jh} – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie *h* przez Jednostkę Grafikową *j*.

(5) Dla JG Odbiorczych aktywnych (JG_{Oa}) – zweryfikowaną ilość dostaw energii (EZ) skorygowaną o wykorzystaną moc redukcyjną (WMR).

$$ER_{jh} = EZ_{jh} + WMR_{jh} \tag{5.29a}$$

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_{j} – Wykorzystana moc redukcyjna w godzinie *h* Jednostki Grafikowej *j*.

h

5.2.6. Procedura udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

5.2.6.1. Procedura udostępniania danych pomiarowych

5.2.6.1.1. Procesowi udostępniania podlegają dane pomiarowe dla FPP zgromadzone w CSPR i pozyskiwane z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP.

5.2.6.1.2. Dane pomiarowe z FPP zgromadzone w CSPR są udostępniane poprzez system WIRE.

5.2.6.1.3. 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.

5.2.6.1.4. 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.

5.2.6.1.5. 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.

5.2.6.2. Procedura udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych

5.2.6.2.1. 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.

5.2.6.2.2. Każdy raport hierarchiczny zawiera datę i czas utworzenia raportu, datę doby rozliczeniowej oraz identyfikator JG, której dotyczy.

5.2.6.2.3. 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.

5.3. Procedury rozliczeń ilościowych i wartościowych

5.3.1. Rozliczenia na Rynku Bilansującym

5.3.1.1. Ogólne zasady rozliczeń

5.3.1.1.1. Podmiotem rozliczanym na Rynku Bilansującym jest Uczestnik Rynku Bilansującego (URB). Na rozliczenie każdego URB składa się rozliczenie jego wszystkich Jednostek Grafikowych (JG).

5.3.1.1.2. Przedmiotem rozliczeń na Rynku Bilansującym jest energia bilansująca (EB) stanowiąca różnicę pomiędzy deklarowaną a rzeczywistą ilością dostaw energii.

5.3.1.1.3. Energia bilansująca jest sumą dwóch składników:

(1) Energii bilansującej planowanej (EBP) wynikającej z (i) przyjętych przez OSP, w trakcie planowania pracy systemu elektroenergetycznego, ofert bilansujących JG aktywnych oraz (ii) Programów Pracy zgłoszonych dla JG_{ZW}.

(2) Energii bilansującej nieplanowanej (EBN) wynikającej z (i) weryfikacji zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii i Ofert Bilansujących oraz (ii) fizycznej realizacji dostaw energii.

5.3.1.1.4. 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.

5.3.1.1.5. 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.

5.3.1.1.6. 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.

5.3.1.1.7. 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.

5.3.1.1.8. Podstawą do realizacji rozliczeń dobowych są wielkości rozliczeniowe godzinowe: (i) 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.

5.3.1.1.9. 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.

5.3.1.1.10. 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 deklarowaną (ED) a zweryfikowaną (EZ) 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 sumą zweryfikowanych (EZ) a sumą skorygowanych (ES) ilości dostaw energii. Należność NZS dla JG_{Wr} 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) albo cenę za wytwarzanie energii elektrycznej (CO) oraz jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2. Należność NZS dla JG_{ZW} jest wyznaczana na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO). 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 skorygowaną (ES) a rzeczywistą (ER) 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).

5.3.1.1.11. 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.

5.3.1.1.12. Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych i odnoszą się do rozliczenia dekadowego poszczególnych Jednostek Grafikowych.

5.3.1.1.13. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń danej dekady jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.

5.3.1.1.14. Okresem fakturowania zobowiązań i należności za dostawy energii na Rynku Bilansującym są dekady (okresy rozliczeniowe).

5.3.1.1.15. Każda faktura musi zostać uregulowana nie później niż w terminie płatności.

5.3.1.1.16. 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.

5.3.1.2. Zasady oznaczeń, dokładność i konwencja znaków w modelu rozliczeń

5.3.1.2.1. 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.

5.3.1.2.2. Wielkości dostaw energii ΔEDZ=ED-EZ, ΔEZS=EZ-ES i ΔESR=ES-ER w zależności od znaku mają następującą interpretację:

(1) Jeżeli ΔEDZ, ΔEZS lub ΔESR ma wartość ujemną to oznacza dostawę energii na Rynek Bilansujący.

(2) Jeżeli ΔEDZ, ΔEZS lub ΔESR ma wartość dodatnią to oznacza odbiór energii z Rynku Bilansującego.

5.3.1.2.3. 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 ujemną, to oznacza koszt poniesiony na RB.

(2) Jeżeli KCZ lub KB ma wartość dodatnią, 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.

5.3.1.2.4. 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.

5.3.1.2.5. Skorygowana ilość dostaw energii (ES) jest wyznaczana z dokładnością do 0,001 MWh.

5.3.1.2.6. Rzeczywista ilość dostaw energii (ER) dla JG jest wyznaczana z dokładnością do 1 kWh.

5.3.1.2.7. Rozliczenia godzinowe ilościowe są realizowane z dokładnością do 1 kWh a wartościowe z dokładnością do 1 grosza.

5.3.1.2.8. Rozliczenia ilościowe dobowe i dekadowe są realizowane z dokładnością do 1 kWh a wartościowe z dokładnością do 1 grosza.

5.3.1.2.9. Przy wyznaczaniu wielkości rozliczenia ilościowego dobowego stosuje się ogólne metody zaokrągleń. Zaokrągleń dokonuje się po zsumowaniu odpowiednich wielkości godzinowych.

5.3.1.2.10. Przy wyznaczaniu należności oraz cen stosuje się metody zaokrągleń zgodne ze stosownym rozporządzeniem Ministra Finansów.

5.3.1.3. Procedura rozliczeń godzinowych

5.3.1.3.1. Wyznaczanie ilości dostaw energii

5.3.1.3.1.1. Deklarowana ilość dostaw energii ED_{jh} dla *j*-tej JG w godzinie *h* jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.1.1.

5.3.1.3.1.2. Zweryfikowana ilość dostaw energii EZ_{jh} dla *j*-tej JG w godzinie *h* jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.1.2.

5.3.1.3.1.3. Skorygowana ilość dostaw energii ES_{jh} dla *j*-tej JG w godzinie *h* jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.1.3.

5.3.1.3.1.4. Rzeczywista ilość dostaw energii ER_{jh} dla *j*-tej JG w godzinie *h* jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.2.5.

5.3.1.3.2. Wyznaczanie ilości energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych

5.3.1.3.2.1. Ilość energii wytwarzanej w danej godzinie jako generacja wymuszona ze względu na ograniczenia elektrowniane (ΔEOE) jest wyznaczana dla poszczególnych JG_{Wr} na podstawie całkowitej ilości energii wymaganej do spełnienia ograniczeń elektrownianych (EOE) w tej godzinie przez JG_{Wa} składające się na daną JG_{Wr}.

5.3.1.3.2.2. Wielkość ΔEOE dla danej JG_{Wr} w godzinie *h* jest wyznaczana według następujących zasad:

5.3.1.3.2.2.1. 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:

$$\Delta EOE_h = 0 \tag{5.30}$$

5.3.1.3.2.2.2. 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} składających się na daną JG_{Wr}:

(1) Jeżeli $EOE_h - \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \leq - \Delta EZS^{BO}{}_h$, to:

$$\Delta EOE_h = 0 \tag{5.31}$$

(2) W pozostałych przypadkach:

$$\Delta EOE_h = \min \{ EOE_h - \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} + \Delta EZS^{BO}{}_h , - (\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh}) \} \tag{5.32}$$

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} 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.

ΔEZS^{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} składających się na daną JG_{Wr}.

Jw – Zbiór JG_{Wa} składających się na daną JG_{Wr}.

5.3.1.3.2.3. Ilości energii EOE są wyznaczane dla każdej godziny niezależnie na podstawie ograniczeń elektrownianych wynikających z przyczyn technologicznych w elektrowni, o których mowa w pkt 4.1.4.4.2.8., uwzględnionych w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

5.3.1.3.2.4. Wielkości EOE są wyznaczane jako minimalne ilości energii wymagane do spełnienia ograniczeń elektrownianych przez JG_{Wa}. Przy wyznaczaniu wielkości EOE przyjmuje się dopuszczalny zakres zmian obciążenia poszczególnych JG_{Wa} zgodnie z P^{MIN} i P^{MAX} lub, w przypadku JG_{Wa} pracujących w usztywnieniach, zakres obciążenia wynikający z odpowiednich zgłoszeń dokonanych przez wytwórcę, skorygowane o ubytki mocy JG_{Wa}.

5.3.1.3.3. Wyznaczanie ilości energii awarii

5.3.1.3.3.1. Ilość energii awarii (ΔEA) dla danej JG_{Wr} jest wyznaczana jako zdolności wytwórcze JG_{Wa} 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}.

5.3.1.3.3.2. 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):

$$EA_h = \sum_{j \in JA} EZ_{jh} \tag{5.33}$$

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.

5.3.1.3.3.3. 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:

5.3.1.3.3.3.1. 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.

5.3.1.3.3.3.2. 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.

5.3.1.3.3.4. Wartości EZW^C_h i EZW^A_h są wyznaczane według następującego wzoru:

$$EZW_h = \sum_{j \in Jp} ES_{jh}^{MAX} + \sum_{j \in Jr} EU_{jh}^{MAX} + \sum_{j \in Ju} EU_{jh} \quad (5.34)$$

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.

5.3.1.3.3.5. Ilość energii awarii (ΔEA) dla danej JG_{Wr} w godzinie *h* jest wyznaczana według następujących zasad:

5.3.1.3.3.5.1. Jeżeli $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \leq \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$, to:

$$\Delta EA_h = 0 \tag{5.35}$$

5.3.1.3.3.5.2. 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:

$$\Delta EA_h = 0 \tag{5.36}$$

(2) W pozostałych przypadkach:

(2.1) Jeżeli $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^C_h \geq EA_h$, to:

$$\Delta EA_h = \min\left(\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^C_h, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh}\right) \tag{5.37}$$

(2.2) Jeżeli $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^C_h < EA_h$, to:

$$\Delta EA_h = \min\left(EA_h, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^A_h, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh}\right) \tag{5.38}$$

Przy czym jeżeli wyznaczona według zasad określonych w pkt 5.3.1.3.3.5.2. (2.2) ilość energii ΔEA_h jest mniejsza od sumy energii awarii tych JG_{Wa}, dla których godzina *h* jest pierwszą godziną awarii, to:

$$\Delta EA_h = \min \left(\sum_{j \in JAr} EZ_{jh}, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh}\right) \quad (5.39)$$

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*.

5.3.1.3.4. Wyznaczanie godzinowych cen rozliczeniowych

5.3.1.3.4.1. Zasady wyznaczania wartości cen rozliczeniowych wymuszonej dostawy (CWD) i wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO)

5.3.1.3.4.1.1. Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej (CWD) oraz cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO) są wyznaczane dla każdej JG Wytwórczej aktywnej 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, do rozliczenia której jest wykorzystywana cena rozliczeniowa energii ograniczeń elektrownianych (CRE), o której mowa w pkt 5.3.1.3.4.5.

5.3.1.3.4.1.2. Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej dla *j*-tej JG Wytwórczej aktywnej dla doby handlowej *d* (CWD_{jd}) jest określana w zł/MWh według następujących zasad:

$$CWD_{jd} = 1{,}05 \cdot CW_j \quad (5.40)$$

gdzie:

CW_j – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez *j*-tą JG_{Wa} określona w Umowie przesyłania na podstawie składników kosztów powołanych w pkt 5.3.1.3.4.1.4. [zł/MWh].

5.3.1.3.4.1.3. Cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej dla *j*-tej JG Wytwórczej aktywnej dla doby handlowej *d* (CWO_{jd}) jest określana w zł/MWh według następujących zasad:

$$CWO_{jd} = 0{,}95 \cdot CW_j \tag{5.41}$$

gdzie:

CW_j – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez *j*-tą JG_{Wa} określona w Umowie przesyłania na podstawie składników kosztów powołanych w pkt 5.3.1.3.4.1.4. [zł/MWh].

5.3.1.3.4.1.4. Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW) dla danej JG Wytwórczej aktywnej jest określana w zł/MWh na podstawie jednostkowego kosztu zmiennego wytwarzania energii elektrycznej obejmującego koszty:

(1) Paliwa podstawowego, jego transportu i składowania.

(2) Gospodarczego korzystania ze środowiska, składowania odpadów paleniskowych.

(3) Materiałów eksploatacyjnych – chemikaliów, smarów oraz addytywy w procesie odsiarczania.

– z wyłączeniem kosztów uruchomienia tej JG_{Wa}, o których mowa w pkt 5.3.1.7.

5.3.1.3.4.2. Zasady wyznaczania wartości jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO_2

5.3.1.3.4.2.1. 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}.

5.3.1.3.4.2.2. Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla *j*-tej JG Wytwórczej aktywnej dla doby handlowej *d* (KC_{jd}^{CO2}) jest określany w zł/MWh według następującego wzoru:

$$KC_{jd}^{CO2} = W_j^{CO2} \cdot RC_d^{CO2} \tag{5.42}$$

gdzie:

W_j^{CO2} – Wskaźnik emisji CO_2 *j*-tej JG Wytwórczej aktywnej określony w Umowie przesyłania [Mg CO_2/MWh].

RC_d^{CO2} – Rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO_2 w dobie handlowej *d* wyznaczana w sposób określony w pkt 5.3.1.3.4.2.3. [zł/Mg CO_2].

5.3.1.3.4.2.3. 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:

$$RC_d^{CO2} = \frac{CS_d^E + CS_d^N + CS_d^I + CT_d^E + CT_d^N + CT_d^I}{|N|} \quad (5.43)$$

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.

5.3.1.3.4.2.4. 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.

5.3.1.3.4.2.5. 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.

5.3.1.3.4.2.6. 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.

5.3.1.3.4.2.7. 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.

5.3.1.3.4.2.8. Wartość ceny RC^{CO2} dla danej doby handlowej jest wyznaczana i publikowana przez OSP.

5.3.1.3.4.3. Zasady wyznaczania cen rozliczeniowych odchylenia

5.3.1.3.4.3.1. Ceny rozliczeniowe odchylenia są wyznaczane dla celów rozliczania składników energii bilansującej planowanej i nieplanowanej.

5.3.1.3.4.3.2. 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).

5.3.1.3.4.3.3. Plan BPKD/BO jest wyznaczany dla poszczególnych godzin doby, jako minimalnokosztowy plan pokrycia pasmami zdolności wytwórczych Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych oraz pasmami redukcji obciążenia Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych, zapotrzebowania na energię w obszarze Rynku Bilansującego (*ZRB*).

5.3.1.3.4.3.4. Przy tworzeniu planu BPKD/BO są uwzględniane:

(1) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych objęte USE dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych, oraz

(2) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych powyżej USE dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych oraz warunki pracy sieci, oraz

(3) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych wykorzystane do wytwarzania energii elektrycznej, oraz

(4) Wykorzystane moce redukcyjne (*WMR*) Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych, w części w jakiej zostały faktycznie zrealizowane.

5.3.1.3.4.3.5. 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} oraz JG_{OSPa}, skorygowanych o:

(1) Saldo międzyoperatorskiej wymiany energii elektrycznej, to znaczy wymiany energii w ramach pomocy awaryjnej oraz redispatchingu.

(2) Ilość energii elektrycznej zużytej na pompowanie w źródłach szczytowo-pompowych reprezentowanych w Jednostkach Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych.

(3) Ilość energii elektrycznej wynikającą z wykorzystania mocy redukcyjnych JG_{Oa}, w części w jakiej redukcje Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych zostały faktycznie zrealizowane.

5.3.1.3.4.3.6. 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.

5.3.1.3.4.3.7. Cena CRO_S dla godziny *h* jest wyznaczana jako suma ceny rozliczeniowej odchylenia w godzinie *h* (CRO_h) oraz składnika bilansującego ΔB, o którym mowa w pkt 5.3.1.3.4.3.9.

$$CRO_{Sh} = CRO_h + \Delta B \tag{5.44}$$

gdzie:

CRO_h – Cena rozliczeniowa odchylenia w godzinie *h*.

ΔB – Składnik bilansujący.

5.3.1.3.4.3.8. Cena CRO_Z dla godziny *h* jest wyznaczana jako różnica ceny rozliczeniowej odchylenia w godzinie *h* (CRO_h) oraz składnika bilansującego ΔB, o którym mowa w pkt 5.3.1.3.4.3.9.

$$CRO_{Zh} = CRO_h - \Delta B \tag{5.45}$$

gdzie:

CRO_h – Cena rozliczeniowa odchylenia w godzinie *h*.

ΔB – Składnik bilansujący.

5.3.1.3.4.3.9. 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).

5.3.1.3.4.3.10. Z zastrzeżeniem pkt 5.3.1.3.4.3.11. w rozliczeniach stosuje się wartość składnika bilansującego ΔB równą zero (ΔB = 0 zł/MWh).

5.3.1.3.4.3.11. Zmianę wartości składnika bilansującego ΔB wprowadza się poprzez aktualizację niniejszej części IRiESP.

5.3.1.3.4.3.12. 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 – ceny CRO^{+}, CRO_S^{+}, CRO_Z^{+}.

(2) Niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE – ceny CRO^{-}, CRO_S^{-}, CRO_Z^{-}.

Ceny wymienione w ppkt (1) i (2) są wyznaczane według zasad określonych w pkt od 5.3.1.3.4.3.1. do 5.3.1.3.4.3.11., na podstawie danych dostępnych podczas ustalania planu pracy KSE w dobie *n*-1.

5.3.1.3.4.4. Zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej

5.3.1.3.4.4.1. Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej (CRK) jest wyznaczana dla celów rozliczenia energii bilansującej planowanej (EBP) stanowiącej różnicę pomiędzy sumą zweryfikowanych (EZ) a sumą skorygowanych (ES) ilości dostaw energii poszczególnych wytwórców. Cena CRK dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych jest wyznaczana według zasad określonych w pkt 5.3.1.3.4.4.2. Cena CRK dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych jest wyznaczana według zasad określonych w pkt 5.3.1.3.4.4.3. Cena CRK dla Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych jest wyznaczana według zasad określonych w pkt 5.3.1.3.4.4.4. Cena CRK dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych jest wyznaczana według zasad określonych w pkt 5.3.1.3.4.4.5.

5.3.1.3.4.4.2. Cena CRK_{jhk} energii w *k*-tym paśmie, dla którego zachodzi warunek $EZ_{jhk} \neq ES_{jhk}$, *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h* doby handlowej *d*, jest wyznaczana według następujących zasad:

5.3.1.3.4.4.2.1. 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).

$$CRK_{jhk} = CRO_h \tag{5.46}$$

(2) Cenę rozliczeniową wymuszonej dostawy energii elektrycznej (CWD_{jd}) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona).

$$CRK_{jhk} = CWD_{jd} \tag{5.47}$$

5.3.1.3.4.4.2.2. 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).

$$CRK_{jhk} = CRO_h \tag{5.48}$$

(2) Cenę rozliczeniową wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO_{jd}) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona).

$$CRK_{jhk} = CWO_{jd} \tag{5.49}$$

5.3.1.3.4.4.3. 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 wyznaczana według następujących zasad:

5.3.1.3.4.4.3.1. Dla JG_{OSPa} świadczącej usługę interwencyjna rezerwa zimna do rozliczeń energii w paśmie *k*, jako cenę CRK_{jhk} przyjmuje się cenę wyznaczaną według następującego wzoru:

$$CRK_{jhk} = CW_j + KC_{jd}^{CO2} \tag{5.50}$$

gdzie:

CW_j – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez *j*-tą JG_{OSPa}, określona w Umowie o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna [zł/MWh].

KC_{jd}^{CO2} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla *j*-tej JG_{OSPa} wyznaczony zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.2.

5.3.1.3.4.4.3.2. Dla JG_{OSPa} reprezentującej źródła pompowo-szczytowe do rozliczeń energii w paśmie *k*, jako cenę CRK_{jhk} przyjmuje się cenę równą ilorazowi: (i) średniej arytmetycznej z cen *CRO* w siedmiu poprzednich dobach w godzinach: od 1 do 7 włącznie i od 23 do 24 włącznie – z wyłączeniem tych godzin z tego okresu, w których choć jedna JG_{OSPa} reprezentująca źródła pompowo-szczytowe wytwarzała energię elektryczną, oraz (ii) współczynnika sprawności cyklu przetwarzania tej JG_{OSPa} (η), określonego w umowie na świadczenie usługi praca interwencyjna zawartej pomiędzy URB i OSP ($0 < \eta < 1$). Jeżeli nie jest możliwe wyznaczenie ceny *CO* według powyższych zasad, to zasady te stosuje się bez wyłączenia, o którym mowa w (i).

5.3.1.3.4.4.3.3. Dla pozostałych JG_{OSPa} do rozliczeń energii w paśmie *k*, jako cenę CRK_{jhk} przyjmuje się cenę rozliczeniową odchylenia (CRO_h).

$$CRK_{jhk} = CRO_h \tag{5.51}$$

5.3.1.3.4.4.4. Cena CRK_{jh} energii w godzinie *h* doby handlowej *d* dla *j*-tej $JG_{ZW,}$ dla której zachodzi warunek $EZ_{jh} \neq ES_{jh}$, jest wyznaczana według następujących zasad:

5.3.1.3.4.4.4.1. W przypadku, gdy skorygowana ilość dostaw energii jest większa od zweryfikowanej ilości dostaw energii ($ES_{jh} > EZ_{jh}$), to do rozliczeń w godzinie *h* przyjmuje się cenę rozliczeniową odchylenia (CRO_h).

$$CRK_{jh} = CRO_h \tag{5.53}$$

5.3.1.3.4.4.4.2. W przypadku, gdy skorygowana ilość dostaw energii jest mniejsza od zweryfikowanej ilości dostaw energii ($ES_{jh} < EZ_{jh}$), to do rozliczeń w godzinie *h* przyjmuje się cenę rozliczeniową odchylenia (CRO_h).

$$CRK_{jh} = CRO_h \tag{5.54}$$

5.3.1.3.4.4.5. 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:

$$CRK_{jhk} = \max (CRO_h, CR_{jhk}) \tag{5.54a}$$

5.3.1.3.4.4.6. 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.

5.3.1.3.4.4.7. 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 5.3.1.3.4.4.8.

5.3.1.3.4.4.8. 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} w godzinie *h*.

CRO_h – Cena rozliczeniowa odchylenia w godzinie *h*.

WPD_h – Współczynnik określający w jakiej części wykorzystanie mocy z pasma JG_{Wa} w godzinie *h* z ceną *CO* równą cenie CRO_h reprezentuje swobodną dostawę energii na RB, wyznaczony według zasad określonych w pkt 5.3.1.3.4.4.9.

WPO_h – Współczynnik określający w jakiej części wykorzystanie mocy z pasma JG_{Wa} w godzinie *h* z ceną *CO* równą cenie CRO_h reprezentuje swobodny odbiór energii z RB, wyznaczony według zasad określonych w pkt 5.3.1.3.4.4.9.

5.3.1.3.4.4.9. Współczynniki *WPD* i *WPO* dotyczą odpowiednio dostawy energii na RB (*WPD*) oraz odbioru energii z RB (*WPO*) ze zdolności wytwórczych JG_{Wa} 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 *WPDh*:

$$WPD_h = \frac{WE_h^D + \min(-\sum_{j\in Jw}\Delta EZS_{jhk}^D - WE_h^D;\ \sum_{j\in Jw}\Delta EZS_{jhk}^O - WE_h^O)}{-\sum_{j\in Jw}\Delta EZS_{jhk}^D} \qquad (5.54b)$$

(2) Współczynnik WPO_h:

$$WPO_h = \frac{WE_h^O + \min(-\sum_{j\in Jw}\Delta EZS_{jhk}^D - WE_h^D;\ \sum_{j\in Jw}\Delta EZS_{jhk}^O - WE_h^O)}{\sum_{j\in Jw}\Delta EZS_{jhk}^O} \qquad (5.54c)$$

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} z ceną *CO* równą cenie CRO_h, reprezentująca dostawę energii na Rynek Bilansujący, wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.4.10.

WE_h^O – Ilość energii wymaganej w godzinie *h* do zbilansowania systemu w planie BPKD/BO ze zdolności wytwórczych JG_{Wa} z ceną *CO* równą cenie CRO_h, reprezentująca odbiór energii z Rynku Bilansującego, wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.4.11.

ΔEZS_{jhk}^D – Ilość energii bilansującej planowanej reprezentująca dostawę energii na RB (zwiększenie generacji ponad EZ) dla *j*-tej JG_{Wa} 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} w godzinie *h*, dla pasma *k* z ceną *CO* równą CRO_h.

Jw – Zbiór JG_{Wa}.

5.3.1.3.4.4.10. Ilość energii WE^D wymaganej do zbilansowania systemu w planie BPKD/BO ze zdolności wytwórczych JG_{Wa} z ceną *CO* równą cenie *CRO*, reprezentująca dostawę energii na Rynek Bilansujący, jest wyznaczana dla godziny *h* według następującego wzoru:

$$WE_h^D = \min\left(-\sum_{j\in Jw}\Delta EZS_{jhk}^D;\ \max\left(0;\ \sum_{j\in Jw}\left(OFE_{jhk}^{BPKD/BO} - OFE_{jhk}^{USE}\right)\cdot T\right)\right) \qquad (5.54d)$$

gdzie:

ΔEZS^{D}_{jhk} – Ilość energii bilansującej planowanej reprezentująca dostawę energii na RB (zwiększenie generacji ponad EZ) dla *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*, dla pasma *k* z ceną wytwarzania *CO* równą CRO_h.

$OFE^{BPKD/BO}_{jhk}$ – Ilość mocy netto *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*, z pasma *k* z ceną *CO* równą cenie CRO_h, odpowiadająca wielkości mocy tego pasma zawartej w planie BPKD/BO.

OFE^{USE}_{jhk} – Ilość mocy netto *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*, z pasma *k* z ceną *CO* równą cenie CRO_h, uwzględniona przy tworzeniu planu BPKD/BO i jednocześnie odpowiadająca wielkości w jakiej moc tego pasma jest objęta USE.

Jw – Zbiór JG_{Wa}.

T – Stała przeliczeniowa (T = 1h)

5.3.1.3.4.4.11. Ilość energii WE^{O} wymaganej do zbilansowania systemu w planie BPKD/BO ze zdolności wytwórczych JG_{Wa} z ceną *CO* równą cenie *CRO*, reprezentująca odbiór energii z Rynku Bilansującego, jest wyznaczana dla godziny *h* według następującego wzoru:

$$WE^{O}_{h} = \min\left(\sum_{j\in Jw} \Delta EZS^{O}_{jhk}; \max\left(0; \sum_{j\in Jw}\left(OFE^{USE}_{jhk} - OFE^{BPKD/BO}_{jhk}\right)\cdot T\right)\right) \quad (5.54e)$$

gdzie:

ΔEZS^{O}_{jhk} – Ilość energii bilansującej planowanej reprezentująca odbiór energii z RB (zmniejszenie generacji poniżej EZ) dla *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*, dla pasma *k* z ceną wytwarzania *CO* równą CRO_h.

$OFE^{BPKD/BO}_{jhk}$ – Ilość mocy netto *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*, z pasma *k* z ceną *CO* równą cenie CRO_h, odpowiadająca wielkości mocy tego pasma zawartej w planie BPKD/BO.

OFE^{USE}_{jhk} – Ilość mocy netto *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*, z pasma *k* z ceną *CO* równą cenie CRO_h, uwzględniona przy tworzeniu planu BPKD/BO i jednocześnie odpowiadająca wielkości w jakiej moc tego pasma jest objęta USE.

Jw – Zbiór JG_{Wa}.

T – Stała przeliczeniowa (T = 1h)

5.3.1.3.4.5. Zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych (CRE)

5.3.1.3.4.5.1. Cena rozliczeniowa energii ograniczeń elektrownianych (CRE) jest wyznaczana dla każdego URB_W oraz każdej godziny doby handlowej.

5.3.1.3.4.5.2. Cena CRE dla danego URB_W i danej godziny jest równa 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 5.3.1.3.4.5.3.

$$CRE_h = \min (CRO_h, CEW_h) \tag{5.55}$$

5.3.1.3.4.5.3. Cena CEW w godzinie *h* dla danego URB_W jest równa średniej ważonej z cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej poszczególnych JG_{Wa} wchodzących w skład JG_{Wr} tego URB_W, pokrywających ograniczenia elektrowniane w tej godzinie w ilości oraz w sposób określony w pkt 5.3.1.3.2.

$$CEW_h = \frac{\sum_{j \in Jw} CW_j \cdot EOE_{jh}}{\sum_{j \in Jw} EOE_{jh}} \tag{5.56}$$

gdzie:

CW_j – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej *j*-tej JG.

EOE_{jh} – Ilości energii elektrycznej wymaganej do spełnienia ograniczeń elektrownianych *j*-tej JG w godzinie *h*.

J_w – Zbiór JG_{Wa} składających się na daną JG_{Wr}.

przy czym jeżeli dla danego URB_W i danej godziny EOE jest równa zero dla wszystkich JG_{Wa} składających się na JG_{Wr} tego URB_W, to wartość ceny CEW jest równa zero.

5.3.1.3.4.6. Zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej energii awarii (CRA)

5.3.1.3.4.6.1. Cena rozliczeniowa energii awarii (CRA) w godzinie *h* jest równa cenie rozliczeniowej odchylenia CRO_h obowiązującej w godzinie *h.*

$$CRA_h = CRO_h \tag{5.57}$$

5.3.1.3.5. Rozliczanie zweryfikowanej ilości dostaw energii

5.3.1.3.5.1. Rozliczenia ilościowe

5.3.1.3.5.1.1. 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} w godzinie *h*, wyznaczonej zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.3.

$$\Delta \mathrm{EDZ}_{jh} = \Delta EA_{jh} \tag{5.58}$$

(2) 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 deklarowaną (ED_{jh}) i zweryfikowaną (EZ_{jh}) ilością dostaw energii *j*-tej JG do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie *h*.

$$\Delta EDZ_{jh} = ED_{jh} - EZ_{jh} \tag{5.59}$$

5.3.1.3.5.2. Cena rozliczeniowa

5.3.1.3.5.2.1. 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*.

5.3.1.3.5.2.2. 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*.

5.3.1.3.5.3. Rozliczenia wartościowe

5.3.1.3.5.3.1. 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:

$$NDZ_{jh} = CRO_h \cdot \Delta EDZ_{jh} \tag{5.60}$$

(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:

$$NDZ_{jh} = CRO_{Zh} \cdot \Delta EDZ_{jh} \tag{5.61}$$

5.3.1.3.5.3.2. 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:

$$NDZ_{jh} = CRA_h \cdot \Delta EDZ_{jh} \tag{5.62}$$

(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:

$$NDZ_{jh} = CRO_h \cdot \Delta EDZ_{jh} \tag{5.63}$$

(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:

$$NDZ_{jh} = CRO_{Sh} \cdot \Delta EDZ_{jh} \tag{5.64}$$

5.3.1.3.6. Rozliczanie skorygowanej ilości dostaw energii

5.3.1.3.6.1. Rozliczenia ilościowe

5.3.1.3.6.1.1. 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:

$$\Delta EZS_{jh} = \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh} - \Delta EA_h \tag{5.65}$$

(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:

$$\Delta EZS_{jh} = \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh} + \Delta EOE_h \tag{5.66}$$

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} składających się na JG_{Wr}.

(2) Dla Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych ilość energii ΔEZS_{jh}, dostarczonej albo odebranej przez *j*-tą JG_{ZW} na Rynku Bilansującym wyznacza się w następujący sposób:

$$\Delta EZS_{jh} = EZ_{jh} - ES_{jh} \tag{5.67}$$

(3) Dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych ilość energii ΔEZS_{jh}, dostarczonej przez *j*-tą JG_{Oa} na Rynek Bilansujący wyznacza się w następujący sposób:

$$\Delta EZS_{jh} = EZ_{jh} - ES_{jh} \tag{5.67a}$$

(4) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych ilość energii ΔEZS_{jh} jest równa zero.

5.3.1.3.6.2. Cena rozliczeniowa

5.3.1.3.6.2.1. 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} składających się na JG_{Wr}.

5.3.1.3.6.2.2. Rozliczenie energii bilansującej planowanej ΔEZS_{jh} dostarczonej albo odebranej przez *j*-tą JG_{ZW} na Rynku Bilansującym w godzinie *h* odbywa się na podstawie cen rozliczeniowych korekty pozycji kontraktowej CRK_{jh} określanych dla godziny *h*, dla poszczególnych JG_{ZW}.

5.3.1.3.6.3. Rozliczenia wartościowe

5.3.1.3.6.3.1. Należność *NZS* dla poszczególnych JG_{Wr} 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.

5.3.1.3.6.3.2. Należność dla *j*-tej JG_{Wr} 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}, oraz

(2) Pasm z najniższymi cenami CRK, w przypadku odbioru energii z Rynku Bilansującego przez JG_{Wr}.

$$NZS_{jh} = \Sigma_{k \in K^r} CRK_{jhk} \cdot \Delta EZS_{jhk} \tag{5.68}$$

gdzie: K^r – zbiór pasm JG_{Wa} składających się na JG_{Wr}, podlegających rozliczeniu w ramach rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii JG_{Wr}.

5.3.1.3.6.3.3. W przypadku, gdy ilość energii ΔEZS_{jhk} dla danego pasma *j*-tej JG_{Wa} (z wyłączeniem JG_{OSPa}) została rozliczona, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.6.3.2., jako zmiana wymuszona (ZP=1), to cenę CRK_{jhk} dla tej JG_{Wa} i tego pasma zwiększa się o jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 (KC_{jd}^{CO2}), wyznaczony dla tej JG_{Wa} i doby, której dotyczy rozliczenie. KC^{CO2} jest wyznaczany zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.2.

5.3.1.3.6.3.4. Należność *NZS* dla *j*-tej JG_{ZW} za energię bilansującą planowaną ΔEZS dostarczoną albo odebraną na Rynku Bilansującym w godzinie *h* jest wyznaczana jako iloczyn ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej CRK_{jh} oraz ilości energii ΔEZS_{jh}.

$$NZS_{jh} = CRK_{jh} \cdot \Delta EZS_{jh} \quad (5.69)$$

5.3.1.3.6.3.5. Należność *NZS* dla *j*-tej JG_{Oa} za energię bilansującą planowaną Δ*EZS* dostarczoną na Rynek Bilansujący w godzinie *h* jest wyznaczana jako suma iloczynów ceny rozliczeniowej CRK_{jhk} oraz ilości energii ΔEZS_{jhk} w kolejnych pasmach.

$$NZS_{jh} = \Sigma_{k \in K^r} CRK_{jhk} \cdot \Delta EZS_{jhk} \quad (5.69a)$$

gdzie: K^r – zbiór pasm JG_{Oa} podlegających rozliczeniu w ramach rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii.

5.3.1.3.7. Rozliczanie rzeczywistej ilości dostaw energii

5.3.1.3.7.1. Rozliczenia ilościowe

5.3.1.3.7.1.1. 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, z przeciwnym znakiem, w godzinie *h*, wyznaczonej zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.2.

$$\Delta ESR_{jh} = -\Delta EOE_h \quad (5.70)$$

(2) 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 skorygowaną (ES_{jh}) i rzeczywistą (ER_{jh}) ilością dostaw energii *j*-tej JG do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie *h*.

$$\Delta ESR_{jh} = ES_{jh} - ER_{jh} \quad (5.71)$$

5.3.1.3.7.2. Cena rozliczeniowa

5.3.1.3.7.2.1. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez *j*-tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie *h* odbywa się według następujących cen:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej na Rynek Bilansujący w godzinie *h* przez *j*-tą JG_{Wr} odbywa się według ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych CRE_h obowiązującej w godzinie *h*.

(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}.

(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*.

5.3.1.3.7.2.2. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez *j*-tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie *h* odbywa się według następujących cen:

(1) Dla Jednostek Grafikowych 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*.

(2) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}) rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez *j*-tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie *h* odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h, obowiązującej w godzinie *h*.

(3) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez *j*-tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie *h* odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży CRO_{Sh} obowiązującej w godzinie *h*.

5.3.1.3.7.3. Rozliczenia wartościowe

5.3.1.3.7.3.1. 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 należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG_{Wr} jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych CRE_h oraz ilości energii $\Delta ESR_{jh.}$ Należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRE_h \cdot \Delta ESR_{jh} \tag{5.72}$$

(2) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie były uruchamiane, należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG jest równa iloczynowi ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej tej JG (CW_j) 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:

$$NSR_{jh} = CW_j \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (5.73)$$

W rozliczeniach energii tych uruchomień, które zostały rozliczone w ramach rozliczenia kosztów uruchomień JG_{Wa}, w wyniku zastosowania zasad określonych w pkt 5.3.1.7., cenę CW_j zwiększa się o jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 (KC_{jd}^{CO2}), wyznaczony dla *j-tej* JG_{Wa} i doby, której dotyczy rozliczenie. KC^{CO2} jest wyznaczany zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.2.

(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:

$$NSR_{jh} = CRO_h \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (5.74)$$

(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:

$$NSR_{jh} = CRO_{Zh} \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (5.75)$$

5.3.1.3.7.3.2. 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 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:

$$NSR_{jh} = CRO_h \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (5.76)$$

(2) 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:

$$NSR_{jh} = CRO_h \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (5.77)$$

(3) 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:

$$NSR_{jh} = CRO_{Sh} \cdot \Delta ESR_{jh} \tag{5.78}$$

5.3.1.3.8.Rozliczenia godzinowe wynikowe

5.3.1.3.8.1. Rozliczenia ilościowe

5.3.1.3.8.1.1. 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.

$$EB_{jh} = EBP_{jh} + EBN_{jh} = \Delta EZS_{jh} + \Delta EDZ_{jh} + \Delta ESR_{jh} \tag{5.79}$$

gdzie:

$EBP_{jh} = \Delta EZS_{jh}$

$EBN_{jh} = \Delta EDZ_{jh} + \Delta ESR_{jh}$

5.3.1.3.8.1.2. 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*.

5.3.1.3.8.2. Rozliczenia wartościowe

5.3.1.3.8.2.1. 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.

$$NB_{jh} = NBP_{jh} + NBN_{jh} = NZS_{jh} + NDZ_{jh} + NSR_{jh} \tag{5.80}$$

gdzie:

$NBP_{jh} = NZS_{jh}$

$NBN_{jh} = NDZ_{jh} + NSR_{jh}$

5.3.1.3.8.2.2. 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*.

5.3.1.3.9. Rozliczenie kosztów realizacji dostaw energii na Rynku Bilansującym

5.3.1.3.9.1. 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.

5.3.1.3.9.2. 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).

5.3.1.3.9.3. Część kosztu KCZ_h odpowiadająca działaniom dostosowawczym (koszt usuwania ograniczeń KO_h) jest przenoszona poprzez Taryfę OSP w ramach opłaty za świadczenie usług przesyłowych.

5.3.1.3.9.4. W każdej godzinie suma wartości kosztów KCZ_h, KB_h oraz KO_h jest równa zero (warunek neutralności finansowej Rynku Bilansującego).

$$KCZ_h + KB_h + KO_h = 0 \tag{5.81}$$

5.3.1.3.9.5. 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.

$$KCZ_h = \sum_{j \in J} NZS_{jh} \tag{5.82}$$

(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.

$$KB_h = \sum_{j \in J} (NDZ_{jh} + NSR_{jh}) \tag{5.83}$$

(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 z przeciwnym znakiem.

$$KO_h = (-KCZ_h) + (-KB_h) \tag{5.84}$$

5.3.1.4. Procedura rozliczeń dobowych

5.3.1.4.1. Rozliczenia ilościowe dobowe

5.3.1.4.1.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa ilość energii bilansującej EBD_{jn} dostarczonej (zakupionej) na Rynek Bilansujący w dobie $n \in N$.

5.3.1.4.1.2. Energia EBD_{jn} jest wyznaczana jako suma ujemnych, co do wartości, energii bilansujących EB_{jh} z kolejnych godzin $h \in H$ doby n.

$$EBD_{jn} = \Sigma_{h \in H} \max (- EB_{jh}, 0) \tag{5.85}$$

5.3.1.4.1.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa ilość energii bilansującej EBO_{jn} odebranej z Rynku Bilansującego (sprzedanej) w dobie $n \in N$.

5.3.1.4.1.4. Energia EBO_{jn} jest wyznaczana jako suma dodatnich, co do wartości, energii bilansujących EB_{jh} z kolejnych godzin $h \in H$ doby n.

$$EBO_{jn} = \Sigma_{h \in H} \max (EB_{jh}, 0) \tag{5.86}$$

5.3.1.4.2. Rozliczenia wartościowe dobowe

5.3.1.4.2.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa należność NBD_{jn} za energię bilansującą dostarczoną (EBD_{jn}) na Rynek Bilansujący w dobie $n \in N$.

5.3.1.4.2.2. 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 $EB_{jh} < 0$).

$$NBD_{jn} = \Sigma_{h \in H} \; NB^{d}_{jh} \tag{5.87}$$

gdzie:

$$NB^{d}_{jh} = \begin{cases} -NB_{jh} & gdy\, EB_{jh} < 0 \\ 0 & gdy\, EB_{jh} \geq 0 \end{cases}$$

5.3.1.4.2.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa należność NBO_{jn} za energię bilansującą odebraną (EBO_{jn}) z Rynku Bilansującego w dobie $n \in N$.

5.3.1.4.2.4. 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 $EB_{jh} > 0$).

$$NBO_{jn} = \Sigma_{h \in H} \; NB^{o}_{jh} \tag{5.88}$$

gdzie:

$$NB^{o}_{jh} = \begin{cases} NB_{jh} & gdy\, EB_{jh} \geq 0 \\ 0 & gdy\, EB_{jh} < 0 \end{cases}$$

5.3.1.4.3. Ceny rozliczeniowe dobowe

5.3.1.4.3.1. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dobowa CBD_{jn} za energię bilansującą dostarczoną (EBD_{jn}) na Rynek Bilansujący w dobie $n \in N$.

$$CBD_{jn} = NBD_{jn} / EBD_{jn} \tag{5.89}$$

5.3.1.4.3.2. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dobowa CBO_{jn} za energię bilansującą odebraną (EBO_{jn}) z Rynku Bilansującego w dobie $n \in N$.

$$CBO_{jn} = NBO_{jn} / EBO_{jn} \tag{5.90}$$

5.3.1.5. Procedura rozliczeń dekadowych

5.3.1.5.1. Rozliczenia ilościowe dekadowe

5.3.1.5.1.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa ilość energii bilansującej $EBDD_{jd}$ dostarczonej (zakupionej) na Rynek Bilansujący w dekadzie $d \in D$.

5.3.1.5.1.2. Energia $EBDD_{jd}$ jest wyznaczana jako suma energii bilansującej EBD_{jn} dostarczonej w kolejnych dobach $n \in N_d$ dekady d.

$$EBDD_{jd} = \Sigma_{n \in N_d} EBD_{jn} \tag{5.91}$$

5.3.1.5.1.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa ilość energii bilansującej $EBOD_{jd}$ odebranej (sprzedanej) z Rynku Bilansującego w dekadzie $d \in D$.

5.3.1.5.1.4. Energia $EBOD_{jd}$ jest wyznaczana jako suma energii bilansującej EBO_{jn} odebranej w kolejnych dobach $n \in N_d$ dekady d.

$$EBOD_{jd} = \Sigma_{n \in N_d} EBO_{jn} \tag{5.92}$$

5.3.1.5.2. Rozliczenia wartościowe dekadowe

5.3.1.5.2.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa należność $NBDD_{jd}$ za energię bilansującą dostarczoną ($EBDD_{jd}$) na Rynek Bilansujący w dekadzie $d \in D$.

5.3.1.5.2.2. Należność $NBDD_{jd}$ jest wyznaczana jako suma należności NBD_{jn} z kolejnych dób $n \in N_d$ dekady d.

$$NBDD_{jd} = \Sigma_{n \in N_d} NBD_{jn} \tag{5.93}$$

5.3.1.5.2.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa należność $NBOD_{jd}$ za energię bilansującą odebraną ($EBOD_{jd}$) z Rynku Bilansującego w dekadzie $d \in D$.

5.3.1.5.2.4. Należność $NBOD_{jd}$ jest wyznaczana jako suma należności NBO_{jn} z kolejnych dób $n \in N_d$ dekady d.

$$NBOD_{jd} = \Sigma_{n \in N_d} NBO_{jn} \tag{5.94}$$

5.3.1.5.3. Ceny rozliczeniowe dekadowe

5.3.1.5.3.1. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dekadowa $CBDD_{jd}$ za energię bilansującą dostarczoną ($EBDD_{jd}$) na Rynek Bilansujący w dekadzie *d*.

$$CBDD_{jd} = NBDD_{jd} / EBDD_{jd} \quad (5.95)$$

5.3.1.5.3.2. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dekadowa $CBOD_{jd}$ za energię bilansującą odebraną ($EBOD_{jd}$) z Rynku Bilansującego w dekadzie *d*.

$$CBOD_{jd} = NBOD_{jd} / EBOD_{jd} \quad (5.96)$$

5.3.1.6. Procedura korygowania rozliczeń

5.3.1.6.1. Każdy OR, a poprzez niego również URB, w przypadku wykrycia jakichkolwiek nieprawidłowości w rozliczeniach, powinien niezwłocznie powiadomić o tym OSP.

5.3.1.6.2. W tym celu OR przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń, w którym zamieszcza rodzaj błędu oraz wszystkie posiadane informacje na temat przyczyny wystąpienia błędu.

5.3.1.6.3. 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.

5.3.1.6.4. Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.

5.3.1.6.5. 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. Długość okresu korygowania oraz miesiące wykonywania korekty dla poszczególnych dekad są określane w następujący sposób:

(1) Rozliczenia dla dekad miesięcy kalendarzowych do grudnia 2009 roku włącznie są objęte okresem korygowania o długości 13 miesięcy. Korekta rozliczeń dla poszczególnych dekad miesiąca *m* jest wykonywana w miesiącach *m*+2, *m*+4 oraz *m*+13.

(2) Rozliczenia dla dekad miesięcy kalendarzowych od stycznia 2010 roku włącznie 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.

5.3.1.6.6. 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.

5.3.1.6.7. W ramach korygowania rozliczeń jest powtarzany proces rozliczeń dla okresu rozliczeniowego, którego dotyczy korekta.

5.3.1.6.8. Po skorygowaniu rozliczeń OSP tworzy raport handlowy korygujący i przesyła go do wszystkich OR. Raport handlowy korygujący jest podstawą do wystawienia faktur korygujących.

5.3.1.7. Rozliczanie kosztów uruchomień JG_{Wa}

5.3.1.7.1. Zakres oraz warunki dokonywania rozliczeń

5.3.1.7.1.1. Podmiotem rozliczanym w ramach rozliczenia kosztów uruchomień jest Uczestnik Rynku Bilansującego typu wytwórca (URB_W). Rozliczenie dotyczy wszystkich Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych należących do danego URB_W.

5.3.1.7.1.2. Przedmiotem rozliczeń są koszty uruchomień Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych należących do danego URB_W.

5.3.1.7.1.3. W ramach rozliczenia kosztów uruchomień JG_{Wa} są uwzględniane wszystkie wykonane na polecenie OSP uruchomienia 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}, w związku z awarią innej JG_{Wa} tego URB_W.

5.3.1.7.1.4. Rozliczenia kosztów uruchomień JG_{Wa} danego URB_W są dokonywane na podstawie cen za uruchomienie (CU) tych JG_{Wa} określonych w Umowie przesyłania z danym URB_W.

5.3.1.7.1.5. Cena CU dla danej JG Wytwórczej aktywnej 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, w tym koszt: mazutu, węgla, gazu i sorbentu.

(2) Wody zdemineralizowanej.

(3) Pary wodnej wykorzystanej na potrzeby uruchomienia JG_{Wa}.

(4) Energii elektrycznej pobranej z systemu elektroenergetycznego na pokrycie potrzeb własnych uruchamianej JG_{Wa}.

(5) Gospodarczego korzystania ze środowiska, składowania odpadów paleniskowych.

W ramach kosztu uruchomienia JG_{Wa} nie uwzględnia się kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej podczas uruchamiania JG_{Wa}.

5.3.1.7.1.6. Okresem rozliczeniowym kosztów uruchomień jest miesiąc kalendarzowy, a terminem płatności 22. dzień następnego miesiąca kalendarzowego.

5.3.1.7.1.7. 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.

5.3.1.7.1.8. 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. 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.

5.3.1.7.1.9. Koszty uruchomień są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.

5.3.1.7.2. Rozliczenia ilościowe i wartościowe

5.3.1.7.2.1. Należność dobowa NU_{jd} za uruchomienia *j*-tej JG_{Wa} zrealizowane w dobie *d* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NU_{jd} = \sum_{s \in S} CU_{js} \cdot LU_{jds} \tag{5.97}$$

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 5.3.1.7.2.2.

S – Zbiór stanów cieplnych JG_{Wa}, z których następuje uruchamianie JG_{Wa}; S = {gorący, ciepły, zimny}.

5.3.1.7.2.2. Do rozliczeń są kwalifikowane wszystkie uruchomienia JG_{Wa} 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 nie należących 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.

5.3.1.7.2.3. 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:

$$NU_{jm} = \sum_{d \in Dm} NU_{jd} \tag{5.98}$$

5.3.1.7.2.4. W rozliczeniach kosztów uruchomień JG_{Wa} dla danej doby są uwzględniane wyłącznie uruchomienia JG_{Wa}, które zostały zakończone w tej dobie.

5.3.1.7.2.5. 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}.

5.3.1.8. Rozliczanie dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG_{Wa}

5.3.1.8.1. Zakres oraz warunki dokonywania rozliczeń

5.3.1.8.1.1. 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} należących do danego URB_W.

5.3.1.8.1.2. Przedmiotem rozliczeń jest dodatkowy koszt wytwarzania energii wynikający z realokacji USE na rynku bilansującym na JG_{Wa} 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}, na które zostały realokowane USE, przekraczają rynkową wartość energii, jednak nie większej niż różnica pomiędzy sumarycznym kosztem wytworzenia energii z USE przez JG_{Wa}, na które zostały realokowane USE, oraz przez JG_{Wa}, na które te USE zostały zgłoszone przez URB_W.

5.3.1.8.1.3. Koszt wytwarzania energii elektrycznej przez JG_{Wa} jest wyznaczany na podstawie ceny wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej (CWE) równej sumie ceny rozliczeniowej wymuszonej dostawy energii elektrycznej przez JG_{Wa} (CWD) oraz jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO_2 dla JG_{Wa} (KC^{CO2}).

$$CWE = CWD + KC^{CO2} \tag{5.98a}$$

5.3.1.8.1.4. Rynkowa wartość energii elektrycznej 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 Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE).

$$RCE = \frac{\sum_{s \in S} CG_s \cdot EG_s}{\sum_{s \in S} EG_s} \tag{5.98b}$$

gdzie:

CG_s – Cena energii elektrycznej określona w systemie kursu jednolitego na sesji *s* rynku dnia następnego TGE [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.

5.3.1.8.1.5. Okresem rozliczeniowym dla rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii jest miesiąc kalendarzowy, a terminem płatności 22. dzień następnego miesiąca kalendarzowego.

5.3.1.8.1.6. 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.

5.3.1.8.1.7. 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.

5.3.1.8.1.8. Dodatkowe koszty wytwarzania energii są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.

5.3.1.8.2. Rozliczenia ilościowe i wartościowe

5.3.1.8.2.1. Należność godzinowa $NDKW_h$ dla danego URB_W w godzinie *h* za dodatkowe koszty wytwarzania energii jest wyznaczana, z zastrzeżeniem punktu 5.3.1.8.2.2., według następującego wzoru:

$$NDKW_h = -\sum_{j \in J} \max\left(0, CWE_{jd} - RCE_h\right) \cdot RUSE^{+}_{jh} \tag{5.98c}$$

gdzie:

CWE_{jd} – Cena wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej *j*-tej JG_{Wa} dla doby handlowej *d* [zł/MWh].

RCE_h – Rynkowa cena energii elektrycznej w godzinie *h* [zł/MWh].

$RUSE^{+}_{jh}$ – Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym na *j*-tą JG_{Wa} w godzinie *h* [MWh].

J – Zbiór JG_{Wa} należących do URB_W.

5.3.1.8.2.2. Jeżeli wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.8.2.1. należność NDKW dla danej godziny i danego URB_W jest większa od różnicy pomiędzy sumarycznym kosztem wytworzenia energii z USE przez JG_{Wa}, na które zostały realokowane USE, oraz przez JG_{Wa}, 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:

$$NDKW_h^{MAX} = -\left(\sum_{j \in J} CWE_{jd} \cdot RUSE_{jh}^{+} + \sum_{j \in J} CWE_{jd} \cdot RUSE_{jh}^{-} \right) \quad (5.98d)$$

gdzie:

CWE_{jd} – Ceny wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej *j*-tej JG_{Wa} dla doby handlowej *d* [zł/MWh].

$RUSE_{jh}^{+}$ – Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym na *j*-tą JG_{Wa} w godzinie *h* [MWh].

$RUSE_{jh}^{-}$ – Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym z *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h* [MWh].

J – Zbiór JG_{Wa} należących do URB_W.

5.3.1.8.2.3. Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym na *j*-tą JG_{Wa} w godzinie *h* ($RUSE_{jh}^{+}$) jest równa ujemnej różnicy pomiędzy zweryfikowaną (EZ) i skorygowaną (ES) 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} o niższej cenie CWE, w ramach mechanizmu łącznego rozliczania wszystkich JG_{Wa} należących do URB_W poprzez jego JG_{Wr}.

5.3.1.8.2.4. Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym z *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h* ($RUSE_{jh}^{-}$) jest równa dodatniej różnicy pomiędzy zweryfikowaną (EZ) i skorygowaną (ES) 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} o wyższej cenie CWE w ramach mechanizmu łącznego rozliczania wszystkich JG_{Wa} należących do URB_W poprzez jego JG_{Wr}.

5.3.1.8.2.5. 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.

$$NDKW_d = \sum_{h \in H} NDKW_h \quad (5.98e)$$

5.3.1.8.2.6. 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*.

$$NDKW_m = \sum_{d \in Dm} NDKW_d \quad (5.98f)$$

5.3.2. Rozliczenia Regulacyjnych Usług Systemowych JG_{Wa}

5.3.2.1. Ogólne zasady rozliczeń

5.3.2.1.1. Rozliczenia regulacyjnych usług systemowych są realizowane dla poszczególnych Jednostek Grafikowych (JG).

5.3.2.1.2. Odpłatność za regulacyjne usługi systemowe odbywa się według stawek (cen) opłat wyznaczonych w sposób określony w pkt 5.3.2.1.3.(1) i (2) oraz ustalonych z poszczególnymi wytwórcami w Umowach przesyłania, z zastrzeżeniem pkt 5.3.2.1.17.

5.3.2.1.3. Dla poszczególnych rodzajów regulacyjnych usług systemowych są stosowane następujące ceny rozliczeniowe:

(1) Cena za operacyjną rezerwę mocy dla wszystkich JG:

(1.1) C_h^{OR} – cena za operacyjną rezerwę mocy [zł/MW-h] w godzinie *h*, wyznaczona według wzoru:

$$C_h^{OR} = \min\left(\frac{BGOR}{\sum_{j \in Jwr} POR_{jh}}, CRRM \right) \tag{5.99}$$

gdzie:

BGOR – Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy, wyznaczony w sposób określony w pkt 5.3.2.1.4.

$\sum_{j \in Jwr} POR_{jh}$ – Ilość operacyjnej rezerwy mocy kupiona przez OSP w godzinie *h*, wyznaczona jako suma ilości POR określonych dla poszczególnych JG_{Wr} w sposób określony w pkt 5.3.2.3.1.3.

CRRM – Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy, wyznaczona w sposób określony w pkt 5.3.2.1.6.

Jwr – Zbiór JG_{Wr}.

(2) Cena za udział w regulacji *j*-tej JG:

(2.1) C_j^{REG} – cena za udział w regulacji [zł/MWh] *j*-tej JG w godzinie *h*, wyznaczona według wzoru:

$$C_j^{REG} = 0{,}05 \cdot CW_j \tag{5.100}$$

(3) Cena za pracę w przeciążeniu *j*-tej JG:

(3.1) $C_j^{\Pr zec}$ – cena godzinowa za moc przeciążenia, określona w Umowie przesyłania [zł/MW].

(4) Cena za pracę w zaniżeniu *j*-tej JG:

(4.1) C_j^{Zan} – cena godzinowa za moc zaniżenia, określona w Umowie przesyłania [zł/MW].

(5) Cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej *j*-tej JG:

(5.1) C_j^{ARNE} – cena godzinowa za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej, określona w Umowie przesyłania [zł/h].

5.3.2.1.4. Wielkość budżetu godzinowego operacyjnej rezerwy mocy (BGOR) jest wyznaczana dla każdego roku obowiązywania Taryfy OSP jako iloraz: (i) Uzasadnionego kosztu pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy w danym roku obowiązywania Taryfy OSP (UKOR) oraz (ii) liczby godzin szczytu zapotrzebowania w danym roku obowiązywania Taryfy OSP.

5.3.2.1.5. Uzasadniony koszt pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy w danym roku obowiązywania Taryfy OSP (UKOR) wynika z poziomu kosztów zakupu tej usługi, przyjętego do kalkulacji Taryfy OSP.

5.3.2.1.6. Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy (CRRM) jest równa średniemu jednostkowemu technicznemu kosztowi stałemu zdolności wytwórczych JG_{Wa} bez kosztu amortyzacji, kosztu zarządu oraz kosztu sprzedaży, skorygowanemu współczynnikiem efektywności w_e, odniesionemu do mocy osiągalnej JG_{Wa}, alokowanemu do godzin szczytu zapotrzebowania (rozumianych jako okres od godziny 7.00 do godziny 22.00 we wszystkich dniach roboczych).

Dla 2014 roku wartość ceny CRRM została wyznaczona na podstawie średnich kosztów stałych bez kosztu amortyzacji, kosztu zarządu oraz kosztu sprzedaży wykonanych w latach 2010 – 2012, skorygowanych współczynnikiem efektywności w_e równym 0,93, zindeksowanych odpowiednio wykonanymi wskaźnikami inflacji w latach 2011 i 2012 i prognozowanymi wskaźnikami inflacji na lata 2013 i 2014 oraz na podstawie mocy osiągalnych JG_{Wa} w latach 2010 – 2012. Wartość ceny CRRM dla 2014 roku wynosi 37,13 zł/MW-h.

Wartość ceny CRRM dla kolejnych lat po 2014 roku jest wyznaczana poprzez indeksację ceny z roku poprzedniego, przy czym od 2016 roku stosuje się współczynnik efektywności w_e równy 1,00. Cena CRRM dla kolejnego roku *r* jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$CRRM_r = \frac{CRRM_{r-1} \cdot w_{e,r} \cdot WS_{r-1} \cdot PWI_r}{w_{e,r-1} \cdot WS_r} \qquad (5.100a)$$

gdzie:

$w_{e,r}$ – Współczynnik efektywności dla roku *r*.

WS_r – Współczynnik okresu szczytowego zapotrzebowania wyznaczony dla roku *r*, jako iloraz: (i) liczby godzin szczytu zapotrzebowania w roku *r*, oraz (ii) liczby wszystkich godzin w roku *r*.

PWI_r – Prognozowany średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, uznany przez Prezesa URE za uzasadniony w ramach zatwierdzonej Taryfy OSP dla roku *r*.

r – Indeks roku, dla którego jest wyznaczana cena CRRM.

5.3.2.1.7. Wielkość godzinowa wymaganej operacyjnej rezerwy mocy (WRM) dla roku *r* obowiązywania Taryfy OSP jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$WRM_r = 0{,}18 \cdot \frac{\left(\sum_{m=9}^{12} ZAP_{m,r-2}^{MAX} \cdot WPZ_{r-1} + \sum_{m=1}^{8} ZAP_{m,r-1}^{MAX}\right) \cdot WPZ_r}{12} - \sum_{j \in Jirz_r} P_j^{OS} \quad (5.100b)$$

gdzie:

$ZAP_{m,r-2}^{MAX}$, $ZAP_{m,r-1}^{MAX}$ – Maksymalna godzinowa wielkość zapotrzebowania brutto na moc odbiorców krajowych ($ZKSE^{MAX}$), pomniejszonego o zrealizowaną na polecenie OSP redukcję poboru mocy przez sterowane odbiory energii, wyznaczona dla miesiąca $m \in \{9, \ldots, 12\}$ roku *r*-2 oraz miesiąca $m \in \{1, \ldots, 8\}$ roku *r*-1.

WPZ_{r-1}, WPZ_r – Prognozowany wskaźnik zmiany zapotrzebowania na moc KSE w roku *r-1, r*.

P^{OS} – Moc osiągalna jednostki wytwórczej.

$Jirz_r$ – Zbiór jednostek wytwórczych świadczących usługę interwencyjnej rezerwy zimnej w roku *r*.

r – Indeks roku, dla którego jest wyznaczana wielkość godzinowa wymaganej operacyjnej rezerwy mocy (WRM).

5.3.2.1.8. OSP publikuje niezwłocznie na swojej stronie internetowej wartości następujących parametrów stosowanych w modelu rozliczeń operacyjnej rezerwy mocy w danym roku obowiązywania Taryfy OSP:

(1.1) Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy (BGOR).

(1.2) Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy (CRRM).

(1.3) Wielkość godzinowa wymaganej operacyjnej rezerwy mocy (WRM).

(1.4) Współczynnik okresu szczytowego zapotrzebowania (WS).

(1.5) Liczba godzin szczytu zapotrzebowania.

(1.6) Prognozowany średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych (PWI).

(1.7) Prognozowany wskaźnik zmiany zapotrzebowania na moc KSE w roku (WPZ).

(1.8) Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie brutto na moc odbiorców

krajowych pomniejszone o zrealizowaną na polecenie OSP redukcję poboru mocy przez sterowane odbiory energii, w poszczególnych miesiącach roku (ZAP^{MAX}).

(1.9) Sumaryczne zdolności wytwórcze jednostek wytwórczych świadczących usługę interwencyjnej rezerwy zimnej.

5.3.2.1.9. Cena godzinowa za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (C^{ARNE}) odzwierciedla koszty eksploatacji układów ARNE.

5.3.2.1.10. 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.

5.3.2.1.11. 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. 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.

5.3.2.1.12. 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.

5.3.2.1.13. 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.

5.3.2.1.14. 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.

5.3.2.1.15. 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.

5.3.2.1.16. 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 systemem SOWE.

5.3.2.1.17. W przypadku załączenia automatycznych układów regulacji napięć w węzłach wytwórczych (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.

5.3.2.1.18. 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.

5.3.2.2. Dokładność rozliczeń

5.3.2.2.1. Dla każdego rodzaju usługi jej ilość godzinowa, dobowa i miesięczna jest wyznaczana z dokładnością do czterech miejsc po przecinku.

5.3.2.2.2. Dla każdego rodzaju usługi jej cena dobowa i miesięczna jest wyznaczana z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.

5.3.2.2.3. Dla każdego rodzaju usługi jej wartość godzinowa, dobowa i miesięczna jest wyznaczana z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.

5.3.2.3. Procedury rozliczeń ilościowych i wartościowych

5.3.2.3.1. Rozliczenia za operacyjną rezerwę mocy

5.3.2.3.1.1. Rozliczenie operacyjnej rezerwy mocy jest realizowane dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{Wr}) i dotyczy wszystkich Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych składających się na tą JG_{Wr}. Rozliczenie jest dokonywane dla godzin szczytu zapotrzebowania obejmującego okres od godziny 7.00 do godziny 22.00 we wszystkich dniach roboczych.

5.3.2.3.1.2. Należność godzinowa N_{jh}^{OR} dla *j*-tej JG_{Wr} w godzinie *h* za operacyjną rezerwę mocy jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{OR} = C_h^{OR} \cdot POR_{jh} \tag{5.101}$$

gdzie:

C_h^{OR} *[zł/MW-h]* - Cena za operacyjną rezerwę mocy w godzinie *h*, wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.2.1.3.(1).

POR_{jh} *[MW-h]* - Zdolności wytwórcze *j*-tej JG_{Wr} stanowiące w godzinie *h* operacyjną rezerwę mocy, wyznaczone zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.2.3.1.3.

5.3.2.3.1.3. Zdolności wytwórcze JG_{Wa} danego URB_W stanowiące w godzinie *h* operacyjną rezerwę mocy (POR) są wyznaczane dla JG_{Wr} należącej do tego URB_W, z zastrzeżeniem pkt 5.3.2.3.1.4., w następujący sposób:

(1) Dla JG_{Wr} reprezentującej jednostki wytwórcze cieplne:

$$POR_h = \begin{cases} \max(0, \sum_{j\in Jw} P_{jh}^{DYSPe} - \max(0, \sum_{j\in Jw} ED_{jh}^{b} + EGW_h^{rb})) & gdy \ \sum_{j\in Jw} ED_{jh}^{b} \geq \sum_{j\in Jw} ER_{jh}^{b} \\ \max(0, \sum_{j\in Jw} P_{jh}^{DYSPe} - \max(0, \sum_{j\in Jw} ER_{jh}^{b} + EGW_h^{rb})) & gdy \ \sum_{j\in Jw} ED_{jh}^{b} < \sum_{j\in Jw} ER_{jh}^{b} \end{cases} \quad (5.101a)$$

gdzie:

P_{jh}^{DYSPe} *[MW-h]* - Moc dyspozycyjna *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h* dostępna dla OSP ze względu na warunki pracy elektrowni.

EGW_h^{rb} *[MWh]* - Wyrażona w wartościach brutto ilość dostaw energii bilansującej planowanej JG_{Wa} składających się na daną JG_{Wr}, w godzinie *h*, rozliczona na RB jako wymuszona dostawa energii elektrycznej, $EGW_h^{rb} \leq 0$.

ED_{jh}^{b} *[MWh]* - Wyrażona w wartościach brutto deklarowana ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*.

ER_{jh}^{b} *[MWh]* - Wyrażona w wartościach brutto rzeczywista ilość dostaw energii *j*-tej JG_{Wa} w godzinie *h*.

Jw - Zbiór JG_{Wa} składających się na daną JG_{Wr} należącą do URB_W.

przy czym do wyznaczenia wielkości brutto na podstawie wielkości netto stosuje się współczynniki wyznaczone, jako iloraz: (i) mocy brutto oraz (ii) mocy netto, określonych dla poszczególnych pasm w ofercie bilansującej.

(2) Dla JG_{Wr} reprezentującej jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych:

(2.1) Godzinowa wielkość operacyjnej rezerwy mocy (POR_h) dla JG_{Wr} jest wyznaczana jako rozkład mocy odpowiadającej możliwej do wyprodukowania ilości energii w godzinach szczytu zapotrzebowania ponad energię faktycznie wyprodukowaną w tych godzinach, proporcjonalny do niewykorzystanego godzinowego potencjału generacyjnego jednostek wytwórczych elektrowni szczytowo-pompowych

składających się na JG_{Wr}.

(2.2) Możliwa do wyprodukowania ilość energii w godzinach szczytu zapotrzebowania przez jednostki składające się na JG_{Wr}, ponad energię faktycznie wyprodukowaną w tych godzinach przez te jednostki, jest wyznaczana uwzględniając: (i) poziom wody górnego zbiornika o godzinie 7.00 oraz wzrost napełnienia górnego zbiornika w wyniku dopływu naturalnego, (ii) poziom wody i pojemność dolnego zbiornika oraz (iii) wykonane wielkości generacji i (iv) wykonane wielkości pompowania w poszczególnych godzinach szczytu zapotrzebowania.

5.3.2.3.1.4. W przypadku, gdy dla JG_{Wa} danego URB_W, znajdującej się w postoju dyspozycyjnym zostało wydane polecenie uruchomienia tej JG_{Wa} i w ramach jego realizacji, z powodu awarii JG_{Wa} spowodowanej przyczynami innymi niż zakłócenie pracy sieci nie należących do wytwórcy, nie uzyskano stanu synchronizacji tej JG_{Wa} z siecią, to przy wyznaczaniu *POR* dla JG_{Wr} URB_W przyjmuje się dla tej JG_{Wa} wartość P^{DYSPe} równą zero dla okresu 180 godzin poprzedzających wystąpienie przerwania tego uruchomienia, liczonego włącznie z godziną, w której wystąpiło przerwanie tego uruchomienia. Jeżeli w okresie 180 godzin poprzedzających przerwanie tego uruchomienia, JG_{Wa} pracowała, to za okres, dla którego P^{DYSPe} jest równa zero przyjmuje się godziny od: (i) godziny wystąpienia przerwania tego uruchomienia do (ii) następnej godziny po godzinie, w której JG_{Wa} zakończyła pracę przed przerwanym uruchomieniem.

W zależności od terminu wystąpienia nieudanego uruchomienia w stosunku do realizacji rozliczeń na RB, korekta wartości P^{DYSPe} jest uwzględniana w ramach rozliczenia pierwotnego albo rozliczenia korygującego.

5.3.2.3.1.5. Należność dobowa N_{jd}^{OR} dla *j*-tej JG_{Wr} w dobie *d* za operacyjną rezerwę mocy jest wyznaczana jako suma godzinowych należności N_{jh}^{OR} z poszczególnych godzin $h \in H^S$ danej doby:

$$N_{jd}^{OR} = \sum_{h \in H^S} N_{jh}^{OR} \tag{5.102}$$

gdzie:

H^S - Zbiór godzin szczytu zapotrzebowania obejmujący okres od godziny 7.00 do godziny 22.00 we wszystkich dniach roboczych.

5.3.2.3.1.6. Ilość zdolności wytwórczych *j*-tej JG_{Wr} rozliczonych jako operacyjna rezerwa mocy w dobie *d* (POR_{jd}) jest równa sumie wielkości godzinowych POR_{jh} dla godzin szczytu zapotrzebowania.

5.3.2.3.1.7. Należność miesięczna N_{jm}^{OR} dla *j*-tej JG_{Wr} w miesiącu *m* za operacyjną rezerwę mocy jest wyznaczana jako suma dobowych należności N_{jd}^{OR} z poszczególnych dób $d \in Dm$ miesiąca *m* oraz należności uzupełniającej miesięcznej NU_{jm}^{OR} za

operacyjną rezerwę mocy w miesiącu *m*, wyznaczanej w sposób określony w pkt 5.3.2.3.1.8.:

$$N_{jm}^{OR} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{OR} + NU_{jm}^{OR} \tag{5.103}$$

5.3.2.3.1.8. Należność uzupełniająca miesięczna NU_{jm}^{OR} dla *j*-tej JG_{Wr} w miesiącu *m* za operacyjną rezerwę mocy jest wyznaczana jako rozłożenie sumy niewykorzystanych godzinowych budżetów operacyjnej rezerwy mocy (BGOR) w poszczególnych godzinach miesiąca *m* według następującego wzoru, uwzględniającego warunek, że średnia cena operacyjnej rezerwy mocy w miesiącu *m* dla *j*-tej JG_{Wr} nie może być większa od ceny CRRM:

$$NU_{jm}^{OR} = \min\left[\left(LH_m^S \cdot BGOR - \sum_{d \in Dm}\sum_{i \in Jwr} N_{id}^{OR}\right) \cdot \frac{\sum_{d \in Dm}\left(POR_{jd} \cdot CRRM - N_{jd}^{OR}\right)}{\sum_{d \in Dm}\sum_{i \in Jwr}\left(POR_{id} \cdot CRRM - N_{id}^{OR}\right)}, \sum_{d \in Dm}\left(POR_{jd} \cdot CRRM - N_{jd}^{OR}\right)\right] \tag{5.103a}$$

gdzie:

BGOR	*[zł]*	- Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy.
CRRM	*[zł/MW-h]*	- Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy.
POR_{jd}	*[MW-h]*	- Zdolności wytwórcze *j*-tej JG_{Wr} w dobie *d* rozliczone jako operacyjna rezerwa mocy.
N_{jd}^{OR}	*[zł]*	- Należność dobowa dla *j*-tej JG_{Wr} w dobie *d* za operacyjną rezerwę mocy.
LH_m^S		- Liczba godzin szczytu zapotrzebowania w miesiącu *m*, obejmująca godziny od 7.00 do 22.00 we wszystkich dniach roboczych miesiąca *m*.
Dm		- Zbiór dób miesiąca *m*.
Jwr		- Zbiór JG_{Wr}.

W przypadku, gdy zachodzi warunek:

$$\sum_{d \in Dm}\sum_{i \in Jwr}\left(POR_{id} \cdot CRRM - N_{id}^{OR}\right) = 0$$

przyjmuje się, że należność uzupełniająca miesięczna za operacyjną rezerwę mocy dla każdej JG_{Wr} w miesiącu *m* jest równa zero.

5.3.2.3.1.9. Ilość zdolności wytwórczych *j*-tej JG_{Wr} rozliczonych jako operacyjna rezerwa mocy w miesiącu *m* (POR_{jm}) jest równa sumie wielkości dobowych POR_{jd}. Średnia cena operacyjnej rezerwy mocy w miesiącu *m* (C_{jm}^{OR}) jest równa ilorazowi należności miesięcznej N_{jm}^{OR} oraz miesięcznej ilości operacyjnej rezerwy mocy POR_{jm}.

5.3.2.3.2. Rozliczenia za udział w regulacji pierwotnej

5.3.2.3.2.1. Należność godzinowa N_{jh}^{RP} dla *j*-tej JG w godzinie *h* za udział w regulacji pierwotnej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{RP} = C_j^{REG} \cdot P_{jh}^{RP} \tag{5.104}$$

gdzie:

C_j^{REG} *[zł/MWh]* - Cena za udział w regulacji *j*-tej JG, wyznaczona w sposób określony w pkt 5.3.2.1.3.(2).

P_{jh}^{RP} *[MWh]* - Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG w godzinie *h*, wyznaczony zgodnie z pkt 5.3.2.3.2.2.

5.3.2.3.2.2. Wielkość P_{jh}^{RP} dla *j*-tej JG w godzinie *h* jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{jh}^{RP} = \frac{1}{4}\sum_{k=1}^{4} \frac{t_{jhk}^{RP} \cdot P_{jk}^{+}}{\tau} \cdot T \tag{5.105}$$

przy czym:

(1) Jeżeli w kwadransie *k* dana JG pracowała wyłącznie w regulacji pierwotnej (znacznik wykorzystania regulacji jest równy 1), to:

$$P_{jk}^{+} = Ps_j^{+} \tag{5.106}$$

(2) Jeżeli w kwadransie *k* dana JG pracowała w regulacji pierwotnej i regulacji wtórnej (znacznik wykorzystania regulacji jest równy 3), to:

$$P_{jk}^{+} = Psp_j^{+} \tag{5.107}$$

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 5.3.2.3.2.3.

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).

5.3.2.3.2.3. 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.

5.3.2.3.2.4. 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:

$$N_{jd}^{RP} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{RP} \tag{5.108}$$

5.3.2.3.2.5. Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG w dobie *d* (P_{jd}^{RP}) jest równy sumie wielkości godzinowych P_{jh}^{RP}.

5.3.2.3.2.6. 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*:

$$N_{jm}^{RP} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{RP} \tag{5.109}$$

5.3.2.3.2.7. 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}.

5.3.2.3.3. Rozliczenia za udział w regulacji wtórnej

5.3.2.3.3.1. Należność godzinowa N_{jh}^{RW} dla *j*-tej JG w godzinie *h* za udział w regulacji wtórnej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{RW} = C_j^{REG} \cdot P_{jh}^{RW} \tag{5.110}$$

gdzie:

C_j^{REG} *[zł/MWh]* - Cena za udział w regulacji *j*-tej JG, wyznaczona w sposób określony w pkt 5.3.2.1.3.(2).

P_{jh}^{RW} *[MWh]* - Zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG w godzinie *h*, wyznaczony zgodnie z pkt 5.3.2.3.3.2.

5.3.2.3.3.2. Wielkość P_{jh}^{RW} dla *j*-tej JG w godzinie *h* jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{jh}^{RW} = \frac{1}{4} \sum_{k=1}^{4} \frac{t_{jhk}^{RW} \cdot Pm_j}{\tau} \cdot T \tag{5.111}$$

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 5.3.2.3.3.3.

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).

5.3.2.3.3.3. 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.

5.3.2.3.3.4. 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:

$$N_{jd}^{RW} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{RW} \tag{5.112}$$

5.3.2.3.3.5. Zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG w dobie *d* (P_{jd}^{RW}) jest równy sumie wielkości godzinowych P_{jh}^{RW}.

5.3.2.3.3.6. 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 $d \in$ Dm miesiąca *m*:

$$N_{jm}^{RW} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{RW} \tag{5.113}$$

5.3.2.3.3.7. 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}.

5.3.2.3.4. Rozliczenia za pracę z przeciążeniem

5.3.2.3.4.1. Należność godzinowa $N_{jh}^{\mathrm{Pr}\,zec}$ dla *j*-tej JG w godzinie *h* za pracę z przeciążeniem jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{\Pr zec} = C_j^{\Pr zec} \cdot P_{jh}^{\Pr zec} \tag{5.114}$$

gdzie:

$C_j^{\Pr zec}$ *[zł/MW]* - Cena za moc przeciążenia *j*-tej JG określona w Umowie przesyłania.

$P_{jh}^{\Pr zec}$ *[MW]* - Moc przeciążenia *j*-tej JG w godzinie *h*.

5.3.2.3.4.2. Moc przeciążenia $P_{jh}^{\Pr zec}$ *j*-tej JG w godziny *h* jest wyznaczana jako średnia godzinowa moc przeciążenia wynikająca z jej mocy przeciążeń w kolejnych kwadransach tej godziny:

$$P_{jh}^{\Pr ezc} = \frac{\sum_{k=1}^{4}\left(\min\{P_{jhk}^{Pz}, P_{jhk}^{Pw}\} - P_j^{OS}\right)}{4} \tag{5.115}$$

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 system 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.

5.3.2.3.4.3. 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.

5.3.2.3.4.4. 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:

$$N_{jd}^{\Pr zec} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{\Pr zec} \tag{5.116}$$

5.3.2.3.4.5. Moc przeciążenia *j*-tej JG w dobie *d* ($P_{jd}^{\Pr zec}$) jest równa sumie wielkości godzinowych $P_{jh}^{\Pr zec}$.

5.3.2.3.4.6. 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 $d \in \mathrm{Dm}$ miesiąca *m*:

$$N_{jm}^{\Pr zec} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{\Pr zec} \tag{5.117}$$

5.3.2.3.4.7. 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 $P_{jm}^{\Pr zec}$.

5.3.2.3.5. Rozliczenia za pracę z zaniżeniem

5.3.2.3.5.1. Należność godzinowa N_{jh}^{Zan} dla *j*-tej JG w godzinie *h* za pracę z zaniżeniem jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{Zan} = C_{j}^{Zan} \cdot P_{jh}^{Zan} \tag{5.118}$$

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*.

5.3.2.3.5.2. 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:

$$P_{jh}^{Zan} = \frac{\sum_{k=1}^{4} \left(P_{j}^{MIN_TECH} - \max\{ P_{jhk}^{Zz}, P_{jhk}^{Zw} \} \right)}{4} \tag{5.119}$$

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 system 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.

5.3.2.3.5.3. 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.

5.3.2.3.5.4. 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:

$$N_{jd}^{Zan} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{Zan} \tag{5.120}$$

5.3.2.3.5.5. Moc zaniżenia *j*-tej JG w dobie *d* (P_{jd}^{Zan}) jest równa sumie wielkości godzinowych P_{jh}^{Zan}.

5.3.2.3.5.6. 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*:

$$N_{jm}^{Zan} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{Zan} \tag{5.121}$$

5.3.2.3.5.7. 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}.

5.3.2.3.6. Rozliczenia za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej

5.3.2.3.6.1. 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:

$$N_{jh}^{ARNE} = C_{j}^{ARNE} \cdot t_{jh}^{ARNE} \tag{5.122}$$

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 5.3.2.1.17.

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 5.3.2.3.6.2.

5.3.2.3.6.2. 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.

5.3.2.3.6.3. 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:

$$N_{jd}^{ARNE} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{ARNE} \tag{5.123}$$

5.3.2.3.6.4. Czas pracy z załączonym układem ARNE *j*-tej JG w dobie *d* (t_{jd}^{ARNE}) jest równy sumie wielkości godzinowych t_{jh}^{ARNE}.

5.3.2.3.6.5. 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*:

$$N_{jm}^{ARNE} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{ARNE} \tag{5.124}$$

5.3.2.3.6.6. 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}.

5.3.2.4. Zasady odpłatności za energię elektryczną związaną ze świadczeniem RUS

5.3.2.4.1. Energia elektryczna związana ze świadczeniem regulacyjnych usług systemowych jest rozliczana na rynku bilansującym zgodnie z procedurami zawartymi w pkt 5.3.1.

5.3.2.5. Opłaty za niedotrzymanie dyscypliny ruchowej

5.3.2.5.1. Operator Systemu Przesyłowego może naliczać opłaty płatne przez wytwórców, których jednostki wytwórcze nie dotrzymują dyscypliny ruchowej.

5.3.2.5.2. Zobowiązania poszczególnych jednostek wytwórczych wobec OSP w zakresie produkcji energii elektrycznej 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.

(2) Energię elektryczną wynikającą z działania układów regulacji wtórnej związanego z przebiegiem sygnału sterującego.

$$\Delta E_w = \int_{t=0}^{t} P_{w_zadane}(t)dt \tag{5.125}$$

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.

$$\Delta E_p = \frac{\Delta\bar{f} \cdot P_{OS}}{f_N \cdot S} \cdot t \tag{5.126}$$

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.

5.3.2.5.3. Nie dotrzymanie dyscypliny ruchowej jest rozumiane jako odchylenie produkcji energii elektrycznej przez daną jednostkę wytwórczą od energii odniesienia określonej wzorem:

$$E_{ODN} = E_{BPP} + \Delta E_{Y1} - \Delta E_P \tag{5.127}$$

5.3.2.5.4. W przypadku odchylenia produkcji energii elektrycznej przez daną jednostkę wytwórczą od energii odniesienia o wielkość mniejszą niż ±3% mocy osiągalnej (P^{OS}), opłat nie stosuje się.

5.3.2.5.5. 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.

5.3.2.5.6. Opłaty za odchylenia produkcji energii elektrycznej, o których mowa w pkt 5.3.2.5.5. mogą być naliczane wyłącznie za odchylenia produkcji energii elektrycznej wyznaczone na warunkach określonych w pkt 5.3.2.5.2.

5.3.2.5.7. W przypadku nie zastosowania się przez wytwórcę do zasady, o której mowa w pkt 4.4.3.1., lub wystąpienia sytuacji, o której mowa w pkt 5.3.2.1.18., wytwórca zapłaci OSP opłatę w wysokości równej należności za 12-godzinną pracę przedmiotowego układu.

5.3.2.5.8. Wpływy z opłat za niedotrzymywanie dyscypliny ruchowej przez JW pomniejszają koszty zapewnienia jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej stanowiące podstawę do kalkulacji opłaty jakościowej w taryfie OSP.

5.3.3. Rozliczenia nieuzgodnionej wymiany międzysystemowej

5.3.3.1. Przedmiotem rozliczeń jest Energia Nieuzgodniona Wymiany Międzysystemowej, zwana dalej ENW. ENW jest rozliczana dla każdego UWM i każdej godziny niezależnie.

5.3.3.2. 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:

$$ENW = ED_WM - E_GWM \tag{5.128}$$

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.

5.3.3.3. Energia ENW jest rozliczana na RB, jako energia bilansująca nieplanowana danego URB będącego UWM.

5.3.3.4. 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.

5.3.3.5. W rozliczeniach energii ENW, jako składnika energii bilansującej, stosuje się odpowiednie zasady i procedury obowiązujące na RB, określone w pkt 5.3.1.

5.3.4. Rozliczenia uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa}

5.3.4.1. Ogólne zasady rozliczeń

5.3.4.1.1. Przedmiotem rozliczeń w ramach rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} są zdolności wytwórcze JG_{Wa} stanowiące operacyjną rezerwę mocy (POR), wyznaczone dla JG_{Wr} zgodnie z pkt 5.3.2.3.1.3.

5.3.4.1.2. Należności z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} są wyznaczane, z zastrzeżeniem pkt 5.3.4.1.3., w ramach kwoty stanowiącej Uzasadniony koszt pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy w danym roku obowiązywania Taryfy OSP (UKOR) niewydatkowanej w rozliczeniach miesięcznych, dokonanych zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.2.3.1.

5.3.4.1.3. Średnia cena operacyjnej rezerwy mocy dla JG_{Wr} dla danego roku obowiązywania Taryfy OSP, wyznaczona przy uwzględnieniu należności miesięcznych za operacyjną rezerwę mocy oraz należności uzupełniającej rocznej za operacyjną rezerwę mocy dla tego roku, nie może być większa od ceny CRRM wyznaczonej dla tego roku zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.2.1.6.

5.3.4.1.4. Okresem rozliczeniowym dla rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwą mocy JG_{Wa} jest rok obowiązywania Taryfy OSP. Terminem płatności jest 22. dzień po zakończeniu okresu rozliczeniowego.

5.3.4.1.5. Korekta rozliczeń jest wykonywana do 15. dnia czwartego miesiąca kalendarzowego po zakończeniu okresu rozliczeniowego. 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.

5.3.4.1.6. Rozliczenie uzupełniające roczne za operacyjną rezerwą mocy JG_{Wa}, według zasad określonych w pkt 5.3.4., jest stosowane po raz pierwszy poczynając od roku obowiązywania Taryfy OSP zatwierdzonej przez Prezesa URE dla 2016 roku.

5.3.4.2. Procedura rozliczeń ilościowych i wartościowych

5.3.4.2.1. Rozliczenie uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy jest realizowane dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{Wr}) i dotyczy wszystkich Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych składających się na tą JG_{Wr}. Rozliczenie jest dokonywane dla godzin szczytu zapotrzebowania obejmującego okres od godziny 7.00 do godziny 22.00 we wszystkich dniach roboczych roku obowiązywania Taryfy OSP.

5.3.4.2.2. Należność uzupełniająca roczna NU_{jr}^{OR} dla *j*-tej JG_{Wr} w roku *r* za operacyjną rezerwę mocy jest wyznaczana jako rozłożenie sumy niewykorzystanych godzinowych budżetów operacyjnej rezerwy mocy (BGOR) w poszczególnych miesiącach roku *r* według następującego wzoru, uwzględniającego warunek, że średnia cena operacyjnej rezerwy mocy w roku *r* dla *j*-tej JG_{Wr} nie może być większa od ceny CRRM:

$$NU_{jr}^{OR} = \min\left[\left(LH_r^S \cdot BGOR - \sum_{m\in Mr}\sum_{i\in Jwr} N_{im}^{OR}\right)\cdot \frac{\sum_{m\in Mr}\left(POR_{jm}\cdot CRRM - N_{jm}^{OR}\right)}{\sum_{m\in Mr}\sum_{i\in Jwr}\left(POR_{im}\cdot CRRM - N_{im}^{OR}\right)}, \sum_{m\in Mr}\left(POR_{jm}\cdot CRRM - N_{jm}^{OR}\right)\right] \quad (5.129)$$

gdzie:

$BGOR$	*[zł]*	-	Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy dla roku *r* wyznaczony zgodnie z pkt 5.3.2.1.4.
$CRRM$	*[zł/MW-h]*	-	Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy dla roku *r* wyznaczona zgodnie z pkt 5.3.2.1.6.
POR_{jm}	*[MW-h]*	-	Zdolności wytwórcze *j*-tej JG_{Wr} w miesiącu *m* rozliczone jako operacyjna rezerwa mocy, wyznaczone zgodnie z pkt 5.3.2.3.1.9.
N_{jm}^{OR}	*[zł]*	-	Należność miesięczna dla *j*-tej JG_{Wr} w miesiącu *m* za operacyjną rezerwę mocy, wyznaczona zgodnie z pkt 5.3.2.3.1.7.
LH_r^S		-	Liczba godzin szczytu zapotrzebowania w roku *r*, obejmująca godziny od 7.00 do 22.00 we wszystkich dniach roboczych roku *r*.
Mr		-	Zbiór miesięcy roku *r*.
Jwr		-	Zbiór JG_{Wr}.
r		-	Indeks roku obowiązywania Taryfy OSP.

W przypadku, gdy zachodzi warunek:

$$\sum_{m \in Mr} \sum_{i \in Jwr} \left(POR_{im} \cdot CRRM - N_{im}^{OR} \right) = 0$$

przyjmuje się, że należność uzupełniająca roczna za operacyjną rezerwę mocy dla każdej JG_{Wr} w roku *r* jest równa zero.

5.3.4.2.3. Ilość zdolności wytwórczych *j*-tej JG_{Wr} rozliczonych jako operacyjna rezerwa mocy w roku *r* (POR_{jr}) jest równa sumie wielkości miesięcznych POR_{jm}, wyznaczonych zgodnie z pkt 5.3.2.3.1.9.

5.4. Procedury fakturowania i rozliczeń finansowych

5.4.1. Zasady ogólne

5.4.1.1. Podstawą do wystawienia faktury oraz faktury korygującej jest sporządzony przez OSP, odpowiednio raport handlowy oraz raport handlowy korygujący.

5.4.1.2. Każdy URB wystawia zbiorczą fakturę oraz fakturę korygującą, odpowiednio do zakresu swojego działania, oddzielnie za sprzedaż energii bilansującej, RUS oraz kosztów uruchomień JG_{Wa}.

5.4.1.3. Na fakturze muszą być zawarte wszystkie informacje zgodne ze stosownym rozporządzeniem Ministra Finansów i wymagane z punktu widzenia prawa podatkowego. Dodatkowo na fakturze muszą być zawarte:

(1) Numer raportu handlowego.

(2) Okres rozliczeniowy.

5.4.1.4. Na fakturze korygującej dla każdego okresu rozliczeniowego objętego korektą muszą być zawarte wszystkie informacje zgodne ze stosownym rozporządzeniem Ministra Finansów i wymagane z punktu widzenia prawa podatkowego. Dodatkowo na fakturze korygującej muszą być zawarte:

(1) Numer raportu handlowego korygującego.

(2) Numer raportu handlowego (korygowanego).

(3) Okres rozliczeniowy (korygowany).

5.4.1.5. Rozliczenia finansowe pomiędzy URB a OSP są dokonywane na podstawie wystawionych faktur oraz faktur korygujących.

5.4.1.6. W dniu wystawienia faktury lub faktury korygującej wystawiający jest obowiązany do przesłania jej listem poleconym do jej odbiorcy lub też jej dostarczenia w inny sposób nie później niż 7 dni przed upływem terminu płatności.

5.4.1.7. Przepływy finansowe muszą nastąpić nie później niż w terminie płatności.

5.4.1.8. 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.

5.4.1.9. Ceny i stawki powołane w IRiESP lub ustalane zgodnie z jej 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.

5.4.2. Procedury dotyczące rynku bilansującego

5.4.2.1. 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.

5.4.2.2. Faktury i faktury korygujące za energię zakupioną na Rynek Bilansujący (dostarczoną przez URB) w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawiają URB.

5.4.2.3. Faktury i faktury korygujące za energię sprzedaną z Rynku Bilansującego (odebraną przez URB) w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawia OSP.

5.4.2.4. Faktury zakupu energii 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 ($NBDD_{ud}$).

5.4.2.5. Faktury sprzedaży energii 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 ($NBOD_{ud}$).

5.4.2.6. Faktury korygujące 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.

5.4.2.7. Faktury korygujące 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.

5.4.2.8. Terminem płatności faktur za energię bilansującą 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.

5.4.2.9. 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.

5.4.2.10. W przypadku wyczerpania się zabezpieczenia Uczestnika Rynku Bilansującego OSP ma prawo podjąć działania pozwalające na ograniczenie zobowiązań Uczestnika Rynku Bilansującego (jego Jednostek Grafikowych).

5.4.3. Procedury dotyczące świadczenia RUS

5.4.3.1. 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.

5.4.3.2. 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.

5.4.3.3. 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.

5.4.3.4. 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.

5.4.4. Procedury dotyczące rozliczania kosztów uruchomień JG_{Wa}

5.4.4.1. Faktury dotyczące rozliczenia kosztów uruchomień JG_{Wa} 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.

5.4.4.2. 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.

5.4.4.3. 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.

5.4.4.4. 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.

5.4.5. Procedury dotyczące rozliczania dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG_{Wa}

5.4.5.1. Faktury dotyczące rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii przez JG_{Wa} 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.

5.4.5.2. Na fakturze winna być wyspecyfikowana należność z tytułu rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii wszystkich JG_{Wa} 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.

5.4.5.3. 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.

5.4.5.4. 5 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.

5.4.6. Procedury dotyczące rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa}

5.4.6.1. Faktury dotyczące rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} 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.

5.4.6.2. Na fakturze winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:

(1) Należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} w danym okresie rozliczeniowym.

5.4.6.3. Na fakturze korygującej winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:

(1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):

(1.1) Należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} w danym okresie rozliczeniowym.

(2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(2.1) Należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} w danym okresie rozliczeniowym.

5.4.6.4. Terminem płatności faktur za rozliczenie uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} jest 22. dzień po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Terminem płatności faktur korygujących za rozliczenie uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

5.5. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych

5.5.1. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rynku bilansującego

5.5.1.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy

5.5.1.1.1. 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.

5.5.1.1.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.1.1.3. 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*.

5.5.1.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych dekadowych – Raport Handlowy

5.5.1.2.1. Raport handlowy (RH) dotyczący danej dekady jest udostępniany przez OSP nie później niż 10. dnia po ostatnim dniu dekady.

5.5.1.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.1.2.3. 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.

5.5.1.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący

5.5.1.3.1. Raport handlowy korygujący (RHK) jest udostępniany przez OSP nie później niż 15. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

5.5.1.3.2. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.1.3.3. 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.

5.5.1.3.4. 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).

5.5.1.3.5. 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).

5.5.2. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących świadczenia RUS

5.5.2.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy

5.5.2.1.1. 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.

5.5.2.1.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator Operatora Rynku, dla którego jest przeznaczony.

5.5.2.1.3. W ramach raportu dobowego są udostępniane następujące dane:

(1) Wielkości godzinowe dla poszczególnych JG:

(1.1.) Cena za operacyjną rezerwę mocy w godzinie *h* (C_h^{OR}).

(1.2.) Cena za udział w regulacji *j*-tej JG (C_j^{REG}).

(1.3.) Cena za moc przeciążenia *j*-tej JG ($C_j^{\Pr zec}$).

(1.4.) Cena za moc zaniżenia *j*-tej JG (C_j^{Zan}).

(1.5.) Cena za udział w regulacji napięcia i mocy biernej przez *j*-tą JG (C_j^{ARNE}).

(1.6.) Zdolności wytwórcze *j*-tej JG w godzinie *h* rozliczone jako operacyjna rezerwa mocy (POR_{jh}) – dane publikowane tylko dla JG_{Wr}.

(1.7.) Należność dla *j*-tej JG w godzinie *h* za operacyjną rezerwę mocy (N_{jh}^{OR}) – dane publikowane tylko dla JG_{Wr}.

(1.8.) Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG w godzinie *h* (P_{jh}^{RP}).

(1.9.) Należność dla *j*-tej JG w godzinie *h* za udział w regulacji pierwotnej (N_{jh}^{RP}).

(1.10.) Zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG w godzinie *h* (P_{jh}^{RW}).

(1.11.) Należność dla *j*-tej JG w godzinie *h* za udział w regulacji wtórnej (N_{jh}^{RW}).

(1.12.) Moc przeciążenia *j*-tej JG w godzinie *h* ($P_{jh}^{\Pr zec}$).

(1.13.) Należność dla *j*-tej JG w godzinie *h* za pracę z przeciążeniem ($N_{jh}^{\Pr zec}$).

(1.14.) Moc zaniżenia *j*-tej JG w godzinie *h* (P_{jh}^{Zan}).

(1.15.) Należność dla *j*-tej JG w godzinie *h* za pracę z zaniżeniem (N_{jh}^{Zan}).

(1.16.) Czas pracy *j*-tej JG w godzinie *h* z załączonym układem ARNE (t_{jh}^{ARNE}).

(1.17.) 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.) Zdolności wytwórcze *j*-tej JG rozliczone w dobie *d* jako operacyjna rezerwa mocy (POR_{jd}) – dane publikowane tylko dla JG_{Wr}.

(2.2.) Należność dla *j*-tej JG w dobie *d* za operacyjną rezerwę mocy (N_{jd}^{OR}) – dane publikowane tylko dla JG_{Wr}.

(2.3.) Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG w dobie *d* (P_{jd}^{RP}).

(2.4.) Należność dla *j*-tej JG w dobie *d* za udział w regulacji pierwotnej (N_{jd}^{RP}).

(2.5.) Zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG w dobie *d* (P_{jd}^{RW}).

(2.6.) Należność dla *j*-tej JG w dobie *d* za udział w regulacji wtórnej (N_{jd}^{RW}).

(2.7.) Moc przeciążenia *j*-tej JG w dobie *d* ($P_{jd}^{\Pr zec}$).

(2.8.) Należność dla *j*-tej JG w dobie *d* za moc przeciążenia ($N_{jd}^{\Pr zec}$).

(2.9.) Moc zaniżenia *j*-tej JG w dobie *d* (P_{jd}^{Zan}).

(2.10.) Należność dla *j*-tej JG w dobie *d* za moc zaniżenia (N_{jd}^{Zan}).

(2.11.) Czas pracy *j*-tej JG w dobie *d* z załączonym układem ARNE (t_{jd}^{ARNE}).

(2.12.) Należność dla *j*-tej JG w dobie *d* za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (N_{jd}^{ARNE}).

5.5.2.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy

5.5.2.2.1. Do 6. dnia po zakończeniu miesiąca *m*, OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHRUS).

5.5.2.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.2.2.3. W ramach raportu handlowego są udostępniane następujące dane dla poszczególnych Operatorów Rynku dotyczące ich JG:

(1) Zdolności wytwórcze *j*-tej JG rozliczone w miesiącu *m* jako operacyjna rezerwa mocy (POR_{jm}) – dane publikowane tylko dla JG_{Wr}.

(2) Średnia cena operacyjnej rezerwy mocy *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{OR}) – dane publikowane tylko dla JG_{Wr}.

(3) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za operacyjną rezerwę mocy (N_{jm}^{OR}) – dane publikowane tylko dla JG_{Wr}.

(4) Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{RP}).

(5) Średnia cena za udział w regulacji pierwotnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{RP}).

(6) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za udział w regulacji pierwotnej (N_{jm}^{RP}).

(7) Zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{RW}).

(8) Średnia cena za udział w regulacji wtórnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{RW}).

(9) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za udział w regulacji wtórnej (N_{jm}^{RW}).

(10) Moc przeciążenia *j*-tej JG w miesiącu *m* ($P_{jm}^{\Pr zec}$).

(11) Średnia cena za moc przeciążenia *j*-tej JG w miesiącu *m* ($C_{jm}^{\Pr zec}$).

(12) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za moc przeciążenia ($N_{jm}^{\Pr zec}$).

(13) Moc zaniżenia *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{Zan}).

(14) Średnia cena za moc zaniżenia *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{Zan}).

(15) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za moc zaniżenia (N_{jm}^{Zan}).

(16) Czas pracy *j*-tej JG w miesiącu *m* z załączonym układem ARNE (t_{jm}^{ARNE}).

(17) Średnia cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{ARNE}).

(18) Należność dla *j*-tej JG za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w miesiącu *m* (N_{jm}^{ARNE}).

5.5.2.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący

5.5.2.3.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKRUS).

5.5.2.3.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia każdego miesiąca.

5.5.2.3.3. Raport handlowy korygujący zawiera dane dotyczące wszystkich korygowanych okresów rozliczeniowych, w podziale na poszczególne okresy rozliczeniowe.

5.5.2.3.4. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.2.3.5. 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.

5.5.2.3.6. Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):

(1) Zdolności wytwórcze *j*-tej JG rozliczone w miesiącu *m* jako operacyjna rezerwa mocy (POR_{jm}) – dane publikowane tylko dla JG_{Wr}.

(2) Średnia cena operacyjnej rezerwy mocy *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{OR}) – dane publikowane tylko dla JG_{Wr}.

(3) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za operacyjną rezerwę mocy (N_{jm}^{OR}) – dane publikowane tylko dla JG_{Wr}.

(4) Zakres regulacji pierwotnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{RP}).

(5) Średnia cena za udział w regulacji pierwotnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{RP}).

(6) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za udział w regulacji pierwotnej (N_{jm}^{RP}).

(7) Zakres regulacji wtórnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{RW}).

(8) Średnia cena za udział w regulacji wtórnej *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{RW}).

(9) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za udział w regulacji wtórnej (N_{jm}^{RW}).

(10) Moc przeciążenia *j*-tej JG w miesiącu *m* ($P_{jm}^{\Pr zec}$).

(11) Średnia cena za moc przeciążenia *j*-tej JG w miesiącu *m* ($C_{jm}^{\Pr zec}$).

(12) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za moc przeciążenia ($N_{jm}^{\Pr zec}$).

(13) Moc zaniżenia *j*-tej JG w miesiącu *m* (P_{jm}^{Zan}).

(14) Średnia cena za moc zaniżenia *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{Zan}).

(15) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za moc zaniżenia (N_{jm}^{Zan}).

(16) Czas pracy *j*-tej JG w miesiącu *m* z załączonym układem ARNE (t_{jm}^{ARNE}).

(17) Średnia cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej *j*-tej JG w miesiącu *m* (C_{jm}^{ARNE}).

(18) Należność dla *j*-tej JG w miesiącu *m* za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej dla *j*-tej JG (N_{jm}^{ARNE}).

5.5.2.3.7. Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty: zakres danych zawartych w raporcie jest taki sam jak określony w pkt 5.5.2.3.6.

5.5.3. Procedura udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących kosztów uruchomień JG_{Wa}

5.5.3.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy

5.5.3.1.1. 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.

5.5.3.1.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator Operatora Rynku, dla którego jest przeznaczony.

5.5.3.1.3. 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}).

5.5.3.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy

5.5.3.2.1. Do 6. dnia po zakończeniu miesiąca *m*, OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHKU).

5.5.3.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.3.2.3. 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}).

5.5.3.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący

5.5.3.3.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKKU).

5.5.3.3.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia każdego miesiąca.

5.5.3.3.3. Raport handlowy korygujący zawiera dane dotyczące wszystkich korygowanych okresów rozliczeniowych, w podziale na poszczególne okresy rozliczeniowe.

5.5.3.3.4. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.3.3.5. 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.

5.5.3.3.6. 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).

5.5.4. Procedura udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG_{Wa}

5.5.4.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy

5.5.4.1.1. 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.

5.5.4.1.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator Operatora Rynku, dla którego jest przeznaczony.

5.5.4.1.3. W ramach raportu dobowego są udostępniane następujące dane:

(1) Informacje dla poszczególnych OR dotyczące ich JG:

(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.) Cena wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej *j*-tej JG_{Wa} dla doby handlowej *d* (CWE_{jd}).

(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).

5.5.4.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy

5.5.4.2.1. Do 6. dnia po zakończeniu miesiąca *m*, OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHDKW).

5.5.4.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.4.2.3. W ramach raportu handlowego są udostępniane następujące dane dla poszczególnych OR dotyczące ich JG:

(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 ($NDKW_m$).

5.5.4.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący

5.5.4.3.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKDKW).

5.5.4.3.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia każdego miesiąca.

5.5.4.3.3. Raport handlowy korygujący zawiera dane dotyczące wszystkich korygowanych okresów rozliczeniowych, w podziale na poszczególne okresy rozliczeniowe.

5.5.4.3.4. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.4.3.5. 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.

5.5.4.3.6. 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).

5.5.5. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa}

5.5.5.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych rocznych – Raport Handlowy

5.5.5.1.1. Do 6. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego, OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHNUR).

5.5.5.1.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.5.1.3. W ramach raportu handlowego są udostępniane następujące dane dla poszczególnych Operatorów Rynku dotyczące ich JG_{Wr}, na które składają się JG_{Wa}:

(1) Należność dla *j*-tej JG_{Wr} w roku *r* z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} (NU^{OR}_{jr}).

5.5.5.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych rocznych – Raport Handlowy Korygujący

5.5.5.2.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKNUR).

5.5.5.2.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia miesiąca, w którym jest wykonywana korekta rozliczeń dla okresu rozliczeniowego.

5.5.5.2.3. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.5.2.4. W raporcie handlowym korygującym dla korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer raportu handlowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.

5.5.5.2.5. W raporcie handlowym korygującym dla korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:

(1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):

(1.1) Należność dla *j*-tej JG_{Wr} w roku *r* z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} (NU_{jr}^{OR}).

(2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty: zakres danych zawartych w raporcie jest taki sam jak określony w ppkt (1).

6. PROCEDURY I ZAKRES WYMIANY INFORMACJI NIEZBĘDNEJ DO BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

6.1. Informacje ogólne

6.1.1. 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).

6.2. System WIRE

6.2.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne

6.2.1.1. System WIRE jest dedykowany do wymiany informacji pomiędzy Operatorami Rynku a Operatorem Systemu Przesyłowego. System WIRE składa się z centralnego systemu WIRE zlokalizowanego po stronie OSP oraz modułów dostępowych, zwanych WIRE/UR, zlokalizowanych po stronie OR.

6.2.1.2. Wymagania funkcjonalne i techniczne dla systemu WIRE są określone w standardach technicznych systemu WIRE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

6.2.1.3. Operatorzy Rynku są zobowiązani zapewnić zgodność systemów WIRE/UR z obowiązującymi wymaganiami funkcjonalnymi i technicznymi.

6.2.2. Zakres wymiany informacji na rynku bilansującym

6.2.2.1. 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.

6.2.3. Zakres przesyłanych dokumentów

6.2.3.1. Wykaz dokumentów elektronicznych wymienianych poprzez system WIRE w poszczególnych procesach realizowanych na Rynku Bilansującym i ich szczegółowy zakres zawierają standardy techniczne systemu WIRE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

6.2.4. Zasady rejestracji dokumentów

6.2.4.1. 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.

6.2.4.2. Za czas dostarczenia komunikatu (dokumentu) do OSP uznaje się czas (Stempel Czasowy) zapisany w komunikacie COA.

6.2.4.3. 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).

6.3. System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE)

6.3.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne

6.3.1.1. System SOWE jest dedykowany do wymiany informacji pomiędzy służbami dyspozytorskimi OSP a służbami ruchowymi URB zarządzającymi JWCD oraz źródłami energii elektrycznej wykorzystującymi energię wiatru reprezentowanymi w JG Źródeł Wiatrowych. System SOWE składa się z centralnego systemu 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, 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.

6.3.1.2. Wymagania funkcjonalne i techniczne dla systemu SOWE są określone w standardach technicznych systemu SOWE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

6.3.1.3. URB posiadający JWCD oraz źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru reprezentowane w JG Źródeł Wiatrowych są zobowiązani zapewnić zgodność systemów SOWE/EL z obowiązującymi wymaganiami funkcjonalnymi i technicznymi.

6.3.2. Zakres danych wymienianych pomiędzy OSP i służbami ruchowymi

6.3.2.1. Operator Systemu Przesyłowego przekazuje do służb ruchowych wytwórcy następujące rodzaje danych:

(1) Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy.

(2) Polecenia ruchowe.

6.3.2.2. Służby ruchowe wytwórcy przekazują do OSP następujące rodzaje danych:

(1) Dane korygujące dyspozycyjność jednostek wytwórczych niezbędne dla planowania i prowadzenia ruchu.

(2) Zdarzenia ruchowe.

(3) Programy pracy dla źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, które są reprezentowane w ramach Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych.

6.3.3. Zakres dokumentów przesyłanych poprzez system SOWE

6.3.3.1. Wykaz dokumentów elektronicznych wymienianych poprzez system SOWE w poszczególnych procesach realizowanych na Rynku Bilansującym i ich szczegółowy zakres zawierają standardy techniczne systemu SOWE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

6.3.4. Zasady rejestracji dokumentów

6.3.4.1. 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.

6.3.4.2. Za czas dostarczenia komunikatu (dokumentu) do OSP uznaje się czas (Stempel Czasowy) zapisany w komunikacie COA.

6.3.4.3. 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.

6.4. Zakres informacji o rynku energii elektrycznej i pracy KSE publikowanych przez OSP

6.4.1. Informacje o rynku energii elektrycznej i pracy KSE publikowane przez OSP zawierają:

(1) Informacje o zasobach wytwórczych KSE.

(2) Informacje o planowanej pracy KSE.

(3) Informacje o pracy KSE.

(4) Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego.

6.4.2. Informacje o zasobach wytwórczych KSE, z uwzględnieniem zdolności wytwórczych źródeł, których rozpoczęcie eksploatacji jest przewidywane w okresie najbliższych 3 lat, są publikowane na stronie internetowej OSP raz w roku, do końca listopada.

(1) Informacje dotyczące poszczególnych JWCD.

(1.1) Nazwa elektrowni.

(1.2) Kod jednostki.

(1.3) Moc osiągalna jednostki.

(1.4) Napięcie przyłączenia jednostki.

(1.5) Rodzaj paliwa podstawowego jednostki.

(2) Wykaz JWCD świadczących usługę praca interwencyjna.

(3) Wykaz JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna.

(4) Informacje dotyczące nJWCD.

(4.1) Przewidywana sumaryczna moc osiągalna wszystkich nJWCD.

6.4.3. Informacje o planowanej pracy KSE są publikowane na stronie internetowej OSP na podstawie odpowiedniego planu i zawierają:

(1) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu PKR:

(1.1) Zagregowane wartości średnie miesięczne bilansu mocy KSE w szczycie dobowym dni roboczych.

(1.2) Informacja o planowanych remontach poszczególnych JWCD, w tym nazwa elektrowni, numer JWCD oraz planowany termin rozpoczęcia i zakończenia remontu.

(1.3) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.

(2) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu PKM:

(2.1) Zagregowane wartości bilansu mocy KSE w szczycie dobowym w poszczególnych dniach miesiąca.

(2.2) Informacja o planowanych remontach poszczególnych JWCD, w tym nazwa elektrowni, numer JWCD oraz planowany termin rozpoczęcia i zakończenia remontu.

(2.3) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.

(3) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu BTHD:

(3.1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.

(3.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).

(3.3) Sumaryczna generacja JWCD.

(3.4) Sumaryczna generacja nJWCD.

(3.5) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.

(4) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu WPKD:

(4.1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.

(4.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).

(4.3) Sumaryczna generacja JWCD.

(4.4) Sumaryczna generacja nJWCD.

(4.5) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.

(4.6) Informacja o planowanych remontach lub odstawieniach poszczególnych JWCD, w tym nazwa elektrowni oraz numer JWCD.

(4.7) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.

(4.8) Wymagana rezerwa mocy ponad i poniżej zapotrzebowania.

(5) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu PKD (ppkt: (5.1) ÷ (5.11)) oraz dane z etapu tworzenia pierwszej wersji planu BPKD (ppkt: (5.12)):

(5.1) Zapotrzebowanie na moc KSE.

(5.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).

(5.3) Sumaryczna generacja JWCD.

(5.4) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę praca interwencyjna.

(5.5) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna.

(5.6) Sumaryczna generacja nJWCD.

(5.7) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.

(5.8) Krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej).

(5.9) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.

(5.10) Planowana rezerwa mocy ponad i poniżej zapotrzebowania.

(5.11) Prognozowany stan zakontraktowania KSE wyznaczony na podstawie aktualnych wielkości USE przyjętych do realizacji oraz prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB).

(5.12) Cena rozliczeniowa odchylenia wyznaczona dla zapotrzebowania wyższego o 5% i niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE wyznaczonym w dobie *n*-1 (CRO^{+}, CRO_S^{+}, CRO_Z^{+}, CRO^{-}, CRO_S^{-}, CRO_Z^{-}).

(6) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu BPKD:

(6.1) Zapotrzebowanie na moc KSE.

(6.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).

(6.3) Sumaryczna generacja JWCD.

(6.4) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę praca interwencyjna.

(6.5) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna.

(6.6) Sumaryczna generacja nJWCD.

(6.7) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.

(6.8) Krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej).

(6.9) Planowana rezerwa mocy ponad i poniżej zapotrzebowania.

(6.10) Prognozowany stan zakontraktowania KSE wyznaczony na podstawie aktualnych wielkości USE przyjętych do realizacji oraz prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB).

6.4.4. Informacje o pracy KSE są publikowane na stronie internetowej OSP w dobie *n*+1 i zawierają:

(1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.

(2) Krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej).

(3) Zagregowane wartości bilansu mocy KSE w szczycie rannym i wieczornym doby *n*.

(4) Zestawienie ubytków mocy poszczególnych JWCD w poszczególnych godzinach doby *n*, w tym nazwa elektrowni, numer JWCD oraz wielkość ubytku, w podziale na ubytki sieciowe i elektrowniane.

(5) Sumaryczna generacja JWCD oraz nJWCD.

(6) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę praca interwencyjna.

(7) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna.

(8) Sumaryczna generacja nJWCD.

(9) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.

(10) Zdolności wytwórcze JG Wytwórczych aktywnych stanowiące operacyjną rezerwę mocy.

6.4.5. Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego są publikowane na stronie internetowej OSP, raz na dobę w postaci zagregowanej, dla każdej godziny doby *n* w dobie *n*+1 i 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) Wykonany stan zakontraktowania KSE wyznaczony na podstawie wielkości USE przyjętych do realizacji oraz zapotrzebowania na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB).

(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 RB dla JG Wytwórczych aktywnych i 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, 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).

(2.3) Średnie ważone ceny rozliczonej energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej.

(2.4) Cena rozliczeniowa odchylenia (CRO).

(2.5) Ceny rozliczeniowe odchylenia sprzedaży i zakupu (CRO_S, CRO_Z).

(2.6) Cena za operacyjną rezerwę mocy (C^{OR}).

(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.

(2.11) Koszt usługi praca interwencyjna.

(2.12) Koszt usługi interwencyjna rezerwa zimna.

7. SPOSÓB POSTĘPOWANIA W STANACH ZAGROŻENIA BEZPIECZEŃSTWA ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ ORAZ PROCEDURY AWARYJNE

7.1. W przypadku wystąpienia zdarzeń uniemożliwiających poprawną realizację standardowych procedur bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, określonych w pkt 2, 3, 4, 5 i 6, nazywanych również Procedurami Standardowymi, OSP stosuje procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, nazywane również Procedurami Awaryjnymi.

7.2. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo stosować Procedury Awaryjne w przypadku wystąpienia każdej z poniższych sytuacji:

(1) Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie.

(2) Awarii systemów teleinformatycznych o podstawowym znaczeniu dla realizacji bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, między innymi takich jak WIRE, SOWE, system planowania pracy jednostek wytwórczych lub systemy wspomagania dyspozytorskiego.

7.3. Operator Systemu Przesyłowego informuje niezwłocznie Ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa URE o konieczności stosowania Procedur Awaryjnych.

7.4. Ogłoszenie o stosowaniu Procedur Awaryjnych odbywa się z wykorzystaniem dostępnego środka komunikacji. W ogłoszeniu OSP podaje czas rozpoczęcia oraz przewidywany czas stosowania Procedur Awaryjnych.

7.5. W okresie stosowania Procedur Awaryjnych procesy bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami są realizowane:

(1) W sposób odpowiedni do aktualnego stanu systemu (technicznych warunków pracy systemu) oraz dostępności systemów komunikacji i sterowania.

(2) Z wykorzystaniem dostępnych środków technicznych oraz na podstawie posiadanych przez OSP danych.

7.6. W ramach stosowania Procedur Awaryjnych, w zależności od sytuacji, OSP ma prawo:

(1) Zaprzestać przyjmowania do realizacji Umów Sprzedaży Energii.

(2) Zaprzestać stosowania Ofert Bilansujących.

7.7. Jeśli OSP zaprzestał stosowania Ofert Bilansujących, to rozliczenia energii w poszczególnych godzinach są realizowane według następujących zasad:

(1) W rozliczeniach energii Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, jako ceny za wytwarzanie energii elektrycznej (CO) stosuje się indywidualne ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW) powiększone o jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 (KC^{CO2}) a w rozliczeniach uruchomień JG_{Wa} ceny za uruchomienie (CU).

(2) Z zastrzeżeniem ppkt (1) rozliczenia energii są dokonywane na podstawie zasad określonych w pkt 5. tej części IRiESP.

7.8. Po stwierdzeniu możliwości przywrócenia realizacji procesów Rynku Bilansującego według Procedur Standardowych, OSP ogłasza datę doby handlowej *n*, od której będą stosowane Procedury Standardowe. Ogłoszenie to jest publikowane na stronie internetowej OSP oraz jest przesyłane faksem do wszystkich Operatorów Rynku, pod numer wskazany w odpowiedniej Umowie przesyłania, nie później niż do godziny 6.00 doby *n*-1.

7.9. Przywrócenie stosowania Procedur Standardowych w dobie *n*, określone w ogłoszeniu, o którym mowa w pkt 7.8., jest realizowane według następujących zasad:

(1) W dobie *n*-1, OSP stosując Procedury Standardowe przyjmuje zgłoszenia danych handlowych i technicznych dla doby *n*.

(2) W dobie *n*-1, OSP stosując Procedury Standardowe przygotowuje i przekazuje Operatorom Rynku plan PKD dla doby *n*.

(3) W dobie *n*-1 oraz w dobie *n*, OSP stosując Procedury Standardowe przygotowuje i przekazuje Operatorom Rynku plan BPKD dla doby *n*.

(4) W dobie *n*+1, OSP stosując Procedury Standardowe gromadzi dane pomiarowe i dokonuje rozliczeń energii bilansującej dla doby *n*.

7.10. OSP w terminie 60 dni od dnia zaprzestania stosowania Procedur Awaryjnych przedkłada Ministrowi właściwemu do spraw gospodarki i Prezesowi URE raport zawierający ustalenia dotyczące przyczyn stosowania Procedur Awaryjnych, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu przywrócenia stosowania Procedur Standardowych.

7.11. Raport, o którym mowa w punkcie 7.10. zawiera także wnioski i propozycje działań oraz określa środki mające zapobiec w przyszłości stosowaniu Procedur Awaryjnych w sytuacji, której raport ten dotyczy.

8. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

8.1. Reklamacje Podmiotów Rynku Bilansującego powstałe na gruncie tej części IRiESP lub w związku z nią powinny być zgłaszane na piśmie, w terminie nie dłuższym niż 14 dni od zaistnienia okoliczności stanowiących podstawę reklamacji, za wyjątkiem sytuacji dotyczących korygowania rozliczeń.

8.2. 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 niniejszej części IRiESP, OSP prześle do URB na piśmie zaktualizowane dane, na które należy przesyłać reklamacje.

8.3. 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.

8.4. Termin na rozstrzygnięcie reklamacji wynosi 14 dni. Odpowiedź OSP na reklamację udzielana jest w formie pisemnej i przesyłana faksem a następnie pocztą.

8.5. 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.

8.6. 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.

8.7. Operator Systemu Przesyłowego rozpatruje wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji po przeprowadzeniu bezpośrednich negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami Podmiotu Rynku Bilansującego zgłaszającego ten wniosek.

8.8. Rozstrzygnięcie wniosku OSP przesyła Podmiotowi Rynku Bilansującego faksem a następnie pocztą.

8.9. Reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSP a pozostałymi Podmiotami Rynku Bilansującego, powstałe na gruncie tej części IRiESP lub w związku z nią, które nie zostaną uwzględnione w trakcie powyższego postępowania reklamacyjnego będą rozstrzygane przez sąd zgodnie z zapisem zawartym w wiążącej strony Umowie przesyłania.

8.10. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisem na sąd zawartym w Umowie przesyłania musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

9. Załączniki

Załącznik nr 1. Zasada działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń

Załącznik nr 2. Specyfikacja Obszarów Agregacji Źródeł Wiatrowych

Załącznik nr 3. Zasady wyznaczania zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych

ZAŁĄCZNIK nr 1

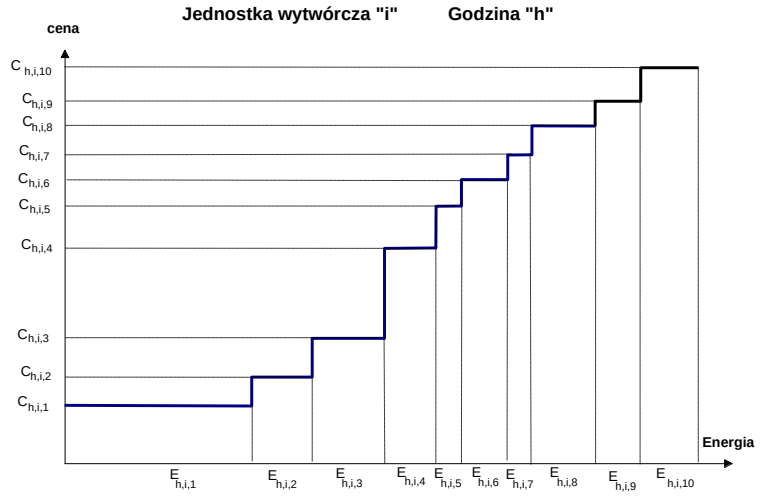
Zasada działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń

1. Zmienne i dane wejściowe Algorytmu Rozdziału Obciążeń

1.1. Zmiennymi podlegającymi optymalizacji w procesie rozdziału obciążeń są wielkości wytwarzania energii przez Jednostki Grafikowe. Parametrami są ceny ofertowe poszczególnych pasm Ofert Bilansujących, ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez poszczególne JWCD, ceny za uruchomienie JWCD dla każdego rodzaju uruchomienia: ze stanu gorącego, ciepłego i zimnego, oraz ograniczenia systemowe uwzględniane bezpośrednio przez moduł LPD w procesie rozdziału obciążeń.

1.2. Metoda programowania linowego jakiej używa Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) traktuje ilości energii zgłoszone w poszczególnych pasmach Oferty Bilansującej jako zmienne. Energia wykorzystana z danego pasma może przybierać wartości od zera do wartości maksymalnej z danego pasma. Zasada ta nie odnosi się do pierwszego pasma, w którym powinna być zgłoszona energia odpowiadająca minimalnej mocy technicznej danej jednostki.

1.3. Rysunek Z.1. przedstawia przykład sposobu przydzielania zmiennych poszczególnym pasmom oferty bilansującej.



Rys. Z.1. Przykład sposobu przydzielania zmiennych pasmom Oferty Bilansującej

1.4. Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) wykorzystuje w sposób bezpośredni następujące dane wejściowe:

(1) Prognoza zapotrzebowania na każdy podstawowy okres handlowy doby *n*.

(2) Plany wymiany energii z zagranicą na każdy podstawowy okres handlowy doby *n*.

(3) Plan pracy wytwarzania zdeterminowanego na każdy podstawowy okres handlowy doby *n*.

(4) Dane techniczne z Ofert Bilansujących.

(5) Dane handlowe z Ofert Bilansujących.

(6) Ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez poszczególne JWCD, określone w Umowach przesyłania.

(7) Ceny za uruchomienie JWCD dla każdego rodzaju uruchomienia: ze stanu gorącego, ciepłego i zimnego, określone w Umowach przesyłania.

(8) Ograniczenia systemowe dla doby *n* z systemu GMOS.

(9) Macierz rozpływów *W*.

1.5. Macierz rozpływów *W*, z której korzysta moduł LPD, określa jak zmniejszenie lub zwiększenie wytwarzania w danym węźle *i* powoduje zwiększenie lub zmniejszenie przepływu energii w linii łączącej węzły *k* - *l*.

1.6. Danymi wejściowymi do tworzenia macierzy rozpływów *W* są:

(1) Układ normalny, określający topologię sieci oraz bazowe wytwarzanie i pobór energii na dobę *n*.

(2) Plan wyłączeń na każdy podstawowy okres handlowy doby *n*.

1.7. Wartości współczynników macierzy rozpływów wyznacza się zgodnie z zależnością:

$$w_{k-l,i} = \frac{\Delta S_{k-l}}{\Delta P_i} \qquad \text{(Z.1)}$$

gdzie:

$w_{k-l,i}$ - współczynnik macierzy *W* określający wpływ zwiększenia wytwarzania w węźle *i* o wielkość ΔP_i

ΔP_i - przyrost mocy czynnej w węźle *i* wywołany zwiększeniem wytwarzania energii czynnej w tym węźle

przy czym:

$\Delta S_{k-l} = S_{k-l(0)} - S_{k-l}$ - przyrost obciążenia elementu sieci łączącego węzły *k* i *l*

gdzie:

$S_{k-l(0)} = \frac{\delta_{k(0)} - \delta_{l(0)}}{X_{k-l}/V_n^2} \mathrm{tg}\varphi_{k-l(0)}$ - moc pozorna płynąca w elemencie łączącym węzły *k-l* dla rozpływów liczonych w bazowym układzie normalnym

$S_{k-l} = \frac{\delta_k - \delta_l}{X_{k-l}/V_n^2} \mathrm{tg}\varphi_{k-l}$ - moc pozorna płynąca w elemencie łączącym węzły *k-l* dla po zwiększeniu wytwarzania mocy czynnej w węźle *i* o wielkość ΔP_i

δ_k - kąt napięcia węźle *k*

δ_l - kąt napięcia węźle *l*

X_{k-l} - reaktancja elementu łączącego węzły *k-l*

V_n^2 - kwadrat napięcia znamionowego

$\mathrm{tg}\varphi_{k-l}$ - tangens wynikający ze stosunku mocy biernej i czynnej w elemencie łączącym węzły *k-l*

0 - indeks odnoszący się rozpływów wyznaczonych dla układu normalnego

1.8. Macierz *W* jest wyznaczana dla każdego podstawowego okresu handlowego doby *n* w postaci:

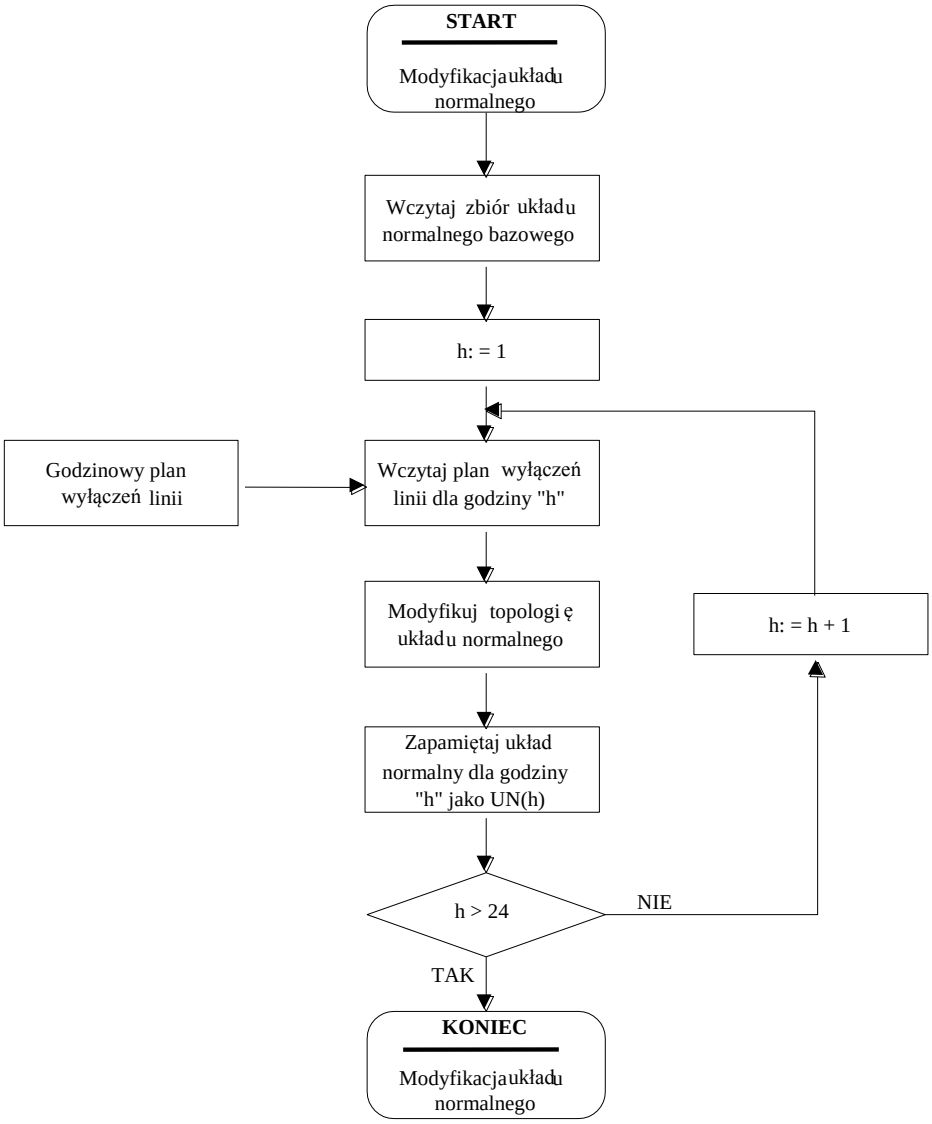
$$W(h) = \begin{bmatrix} w_{1,1} & w_{1,2} & & w_{1,N} \\ w_{2,1} & & & \\ & & w_{g,n} & \\ & & & \\ w_{G,1} & & & w_{G,N} \end{bmatrix} \quad \text{(Z.2)}$$

gdzie:

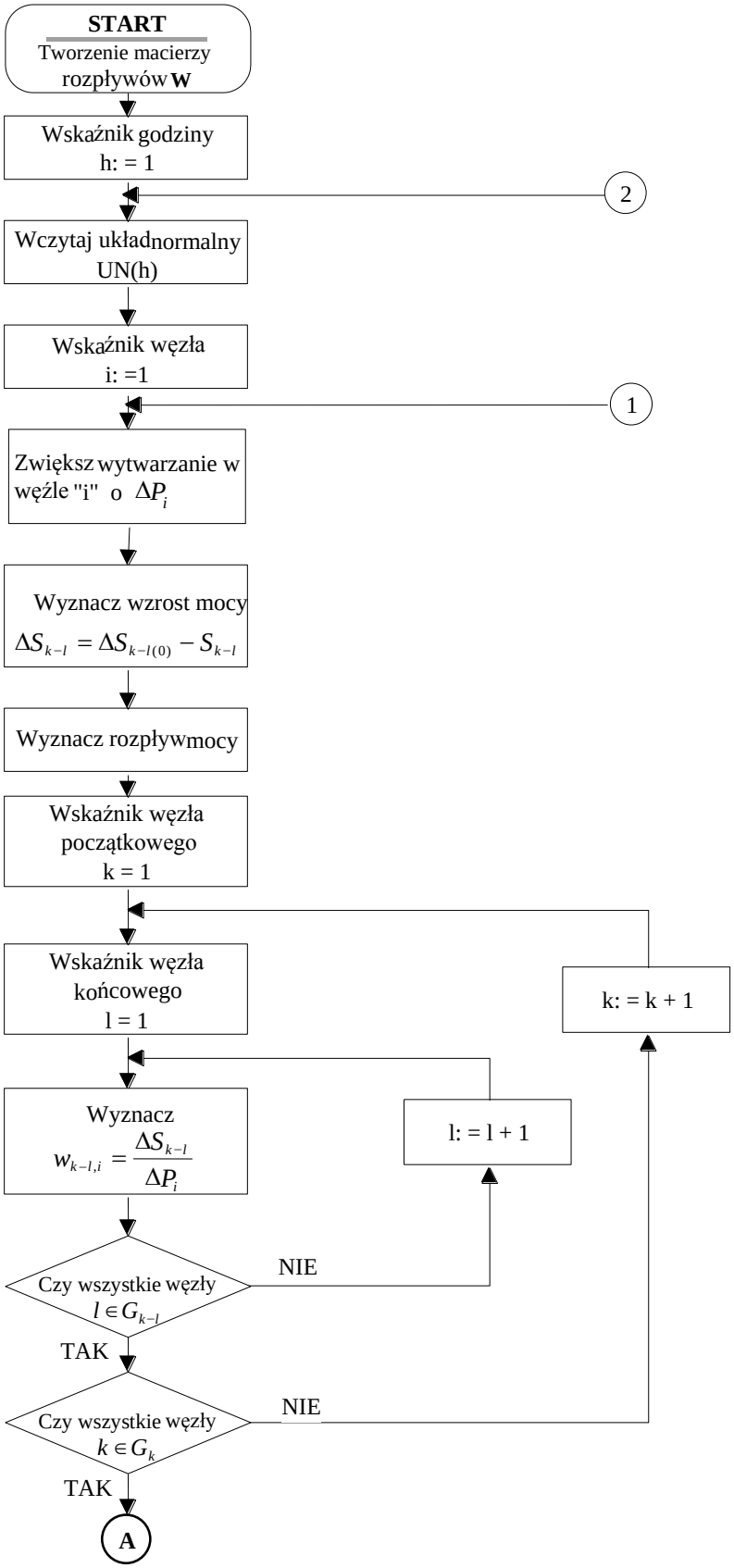
G - liczba gałęzi w rozpatrywanej sieci

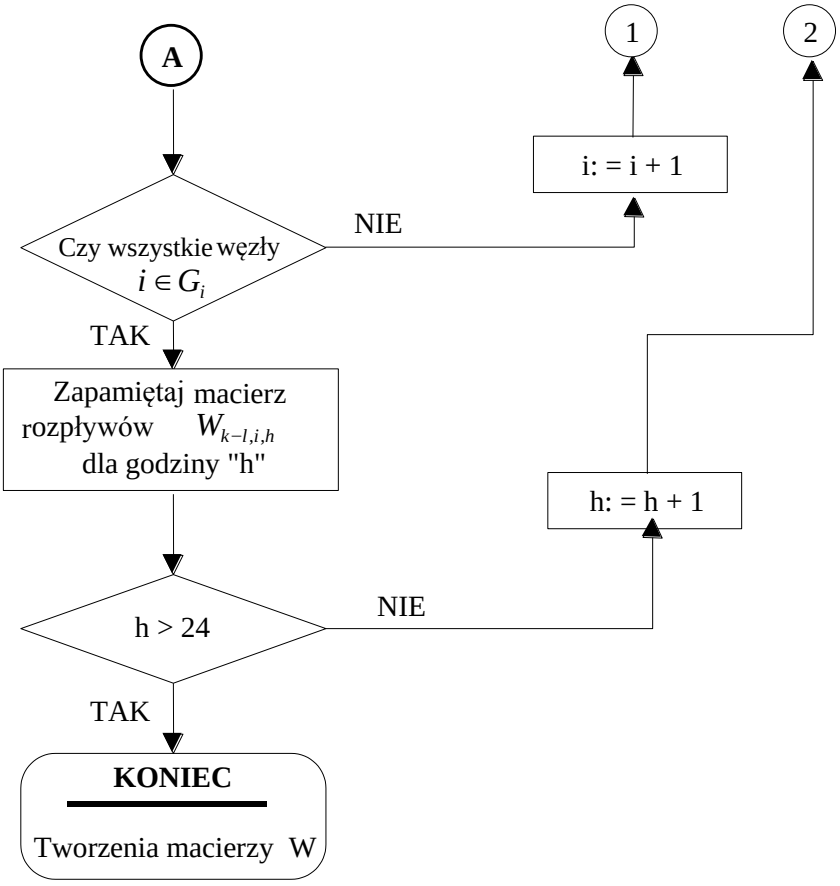
N - liczba węzłów z zmiennym wytwarzaniu mocy czynnej

1.9. Modyfikacja topologii układu normalnego oraz wyznaczania współczynników macierzy rozpływów *W*, przebiega według algorytmów pokazanych na rysunkach nr Z.2. i Z.3.



Rys. Z.2. Modyfikacja układu normalnego poprzez zmianę topologii sieci powodowaną wyłączeniami linii


START
Tworzenie macierzy rozpływów W
Wskaźnik godziny h: = 1
2
Wczytaj układ normalny UN(h)
Wskaźnik węzła i: =1
1
Zwiększ wytwarzanie w węźle "i" o ΔP_i
Wyznacz wzrost mocy $\Delta S_{k-l} = \Delta S_{k-l(0)} - S_{k-l}$
Wyznacz rozpływ mocy
Wskaźnik węzła początkowego k = 1
Wskaźnik węzła końcowego l = 1
k: = k + 1
Wyznacz $w_{k-l,i} = \frac{\Delta S_{k-l}}{\Delta P_i}$
l: = l + 1
Czy wszystkie węzły $l \in G_{k-l}$
NIE
TAK
Czy wszystkie węzły $k \in G_k$
NIE
TAK
A



Rys. Z.3. Algorytm tworzenia macierzy rozpływów *W*

2. Ograniczenia systemowe uwzględniane przez Algorytm Rozdziału Obciążeń w procesie tworzenia PKD

2.1. Ograniczenia techniczne JWCD

2.1.1. Algorytm Rozdziału Obciążeń w procesie tworzenia PKD uwzględnia następujące ograniczenia techniczne JWCD:

(1) Rozruchy poszczególnych JWCD poprzez uwzględnienie:

(1.1.) Charakterystyk rozruchu ze stanów: zimnego, ciepłego i gorącego.

(1.2.) Energii wprowadzanej do systemu w czasie rozruchu.

(2) Moc minimalną techniczną JWCD.

(3) Minimalny czas postoju JWCD.

(4) Szybkość obciążania i odciążania JWCD.

(5) Wymuszony postój JWCD.

(6) Minimalny czas pracy JWCD.

2.1.2. Charakterystyki rozruchowe poszczególnych JWCD są określone przez parametry zgłoszone w danych technicznych Oferty Bilansującej zgodnie z pkt 3.1. IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

2.1.3. Włączenie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń energii produkowanej w czasie rozruchu następuje poprzez sprawdzenie jaki typ rozruchu ma miejsce, a następnie wykorzystanie odpowiedniej dla danego typu rozruchu charakterystyki w celu określenia ilości energii wprowadzanej do systemu.

2.1.4. Określanie typu rozruchu następuje poprzez ustawianie odpowiednich wartości zmiennym decyzyjnym, a następnie włączaniu JWCD do pracy zgodnie z wartościami tych zmiennych według następujących zależności:

(1) Określanie rozruchu ze stanu zimnego – zmienna decyzyjna $RZ_{h,i}$

$$\sum_{n=h-TPZ(i)}^{h-1} DP_{n,i} \geq 0 \;\Rightarrow\; RZ_{h,i} = 0 \tag{Z.4}$$

$$\left(\sum_{n=h-TPZ(i)}^{h-1} DP_{n,i} = 0 \;\wedge DP_{h,i,1} = 1 \right) \Rightarrow\; RZ_{h,i} = 1 \tag{Z.5}$$

gdzie:

$RZ_{h,i}$ - zmienna decyzyjna oznaczająca rozruch JWCD *i* w godzinie *h* ze stanu zimnego, przyjmująca wartości 0 lub 1

TPZ(i) - minimalny czas postoju JWCD *i*, po którym następuje rozruch ze stanu zimnego

$DP_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość *1* gdy JWCD *i* ma pracować w godzinie *h*

(2) Określanie rozruchu ze stanu ciepłego – zmienna decyzyjna $RC_{h,i}$

$$\sum_{n=h-TPC(i)}^{h-1} DP_{n,i} \geq 0 \;\Rightarrow\; RC_{h,i} = 0 \tag{Z.6}$$

$$\left(\sum_{n=h-TPC(i)}^{h-1} DP_{n,i} = 0 \;\wedge \sum_{n=h-TPZ(i)}^{h-TPC(i)-1} DP_{n,i} > 0 \wedge DP_{h,i} = 1 \right) \Rightarrow\; RC_{h,i} = 1 \tag{Z.7}$$

gdzie:

$RC_{h,i}$ - zmienna decyzyjna oznaczająca rozruchu *i* w godzinie *h* ze stanu ciepłego, przyjmująca wartości 0 lub 1

TPC(i) - minimalny czas postoju *i*, po którym następuje rozruch ze stanu ciepłego

$DP_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość *1* gdy JWCD *i* ma pracować w godzinie *h*

(3) Określanie rozruchu ze stanu gorącego – zmienna decyzyjna $RG_{h,i}$

$$\sum_{n=h-TPG(i)}^{h-1} DP_{n,i} \geq 0 \;\Rightarrow\; RG_{h,i} = 0 \tag{Z.8}$$

$$\left(\sum_{n=h-TPG(i)}^{h-1} DP_{n,i} = 0 \;\wedge \sum_{n=h-TPC(i)}^{h-TPG(i)-1} DP_{n,i} > 0 \wedge DP_{h,i,1} = 1 \right) \Rightarrow\; RG_{h,i} = 1 \tag{Z.9}$$

gdzie:

$RG_{h,i}$ - zmienna decyzyjna oznaczająca rozruch JWCD *i* w godzinie *h* ze stanu gorącego, przyjmująca wartości 0 lub 1

$TPG(i)$ - minimalny czas postoju JWCD *i*, po którym następuje rozruch ze stanu gorącego

$DP_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 1 gdy JWCD *i* ma pracować w godzinie *h*

2.1.5. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń energii wprowadzanej do systemu w czasie rozruchu danej JWCD odbywa się zgodnie z zależnością:

$$E_h = \sum_{i=1}^{N} \sum_{k=1}^{10} E_{h,k,i} + \sum_{i=1}^{A_r} ER_{h,i} \qquad \text{(Z.10)}$$

gdzie:

E_h - zapotrzebowanie na energię pokrywane w ramach tworzonego PKD

$E_{h,k,i}$ - energia wytwarzana przez JWCD *i* z pasma *k* w godzinie *h*

$ER_{h,i}$ - energia wprowadzana w czasie rozruchu JWCD *i* w godzinie *h*

N - liczba JWCD

przy czym:

$$ER_{h,i} = \sum_{n=h+1}^{h+Z_i} RZ_{n,i} * PZ_{h+Z_i-n,i} * t + \sum_{n=h+1}^{h+C_i} RC_{n,i} * PC_{h+C_i-n} * t + \sum_{n=h+1}^{h+G_i} RG_{n,i} * PG_{h+G_i-n,i} * t$$

gdzie:

$PZ_{h+Z_i-n,i}$ - moc obciążenia JWCD *i* w godzinie *h* wynikająca z charakterystyki rozruchu ze stanu zimnego

$PC_{h+C_i-n,i}$ - moc obciążenia JWCD *i* w godzinie *h* wynikająca z charakterystyki rozruchu ze stanu ciepłego

$PG_{h+G_i-n,i}$ - moc obciążenia JWCD *i* w godzinie *h* wynikająca z charakterystyki rozruchu ze stanu gorącego

$Z_i = \frac{\sum_{n=1}^{4} TRZ_n(i)}{60}$ - czas trwania rozruchu ze stanu zimnego JWCD *i*, przeliczony z minut na godziny

$C_i = \frac{\sum_{n=1}^{4} TRC_n(i)}{60}$ - czas trwania rozruchu ze stanu ciepłego JWCD *i*, przeliczony z minut na godziny

$G_i = \frac{\sum_{n=1}^{4} TRG_n(i)}{60}$ - czas trwania rozruchu ze stanu gorącego JWCD *i*, przeliczony z minut na godziny

$TRG_n(i)$ - czas trwania rozruchu ze stanu gorącego JWCD *i*, wyrażony w minutach

$TRC_n(i)$ - czas trwania rozruchu ze stanu ciepłego JWCD *i*, wyrażony w minutach

$TRZ_n(i)$ - czas trwania rozruchu ze stanu zimnego JWCD *i*, wyrażony w minutach

A_r - liczba JWCD, dla których dokonuje się rozruch w godzinie *h*

t - podstawowy okres handlowy, na który składana jest oferta równy 1 h

2.1.6. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń mocy minimalnej technicznej danej JWCD odbywa się zgodnie z zależnością:

$$E_{h,i,1} = DP_{h,i} * E^{OF}_{h,i,1} \quad \text{(Z.11)}$$

$$E_{h,i,1} = \left\{E^{OF}_{h,i,1}, 0\right\} \quad \text{(Z.12)}$$

$$0 \le E_{h,i,k} \le E^{OF}_{h,i,k} \qquad \forall h,i,k \quad \text{(Z.12a)}$$

gdzie:

$E_{h,i,1}$ - przyjęta do planu produkcji energia oferowana z pasma 1 JWCD *i* w godzinie *h*

$E_{h,i,k}$ - przyjęta do planu produkcji energia oferowana z pasma *k* JWCD *i* w godzinie *h*

$E^{OF}_{h,i,1}$ - moc oferowana w paśmie 1 JWCD *i* w godzinie *h* (system przyjmujący Oferty Bilansujące weryfikują czy moc oferowana w tym paśmie jest nie mniejsza od mocy minimalnej technicznej danej JWCD)

$E^{OF}_{h,i,k}$ - moc oferowana w paśmie *k* JWCD *i* w godzinie *h*

2.1.7. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń minimalnego czasu postoju danej JWCD odbywa się zgodnie z zależnością:

$$DP_{h,i} \le 1 - \frac{\sum_{n=h-q_i}^{h-1} DP_{n,i}}{q_i} + DP_{h-1,i} \quad \text{(Z.13)}$$

gdzie:

$E_{h,i,1}$ - energia przyjęta do produkcji z pasma 1 JWCD *i* w godzinie *h*

$E^{OF}_{h,i,1}$ - energia oferowana w paśmie 1 JWCD *i* w godzinie *h*

$DP_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartości 0 lub 1

q_i - minimalny czas postoju JWCD *i*

2.1.8. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń szybkości obciążania danej JWCD odbywa się zgodnie z zależnością:

$$\frac{\sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t - \sum_{k=1}^{10} E_{(h-1),i,k} / t}{t} \le RR_i \quad \text{(Z.14)}$$

gdzie:

$E_{h,i,k}$ - przyjęta do produkcji energia z pasma *k* JWCD *i* w godzinie *h*

$E_{(h-1),i,k}$ - przyjęta do produkcji energia z pasma *k* JWCD *i* w godzinie *h*-1

RR_i - szybkość obciążania JWCD *i* w MW/h z charakterystyki danej jednostki

T - podstawowy okres handlowy równy 1 godzinie

2.1.9. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń szybkości odciążania danej JWCD odbywa się analogicznie jak w pkt. 2.1.8.

2.1.10. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń wymuszonego postoju danej JWCD odbywa się zgodnie z zależnością:

$$DP_{h,i,1} = 0 \text{ dla wszystkich } i \in G_i \tag{Z.15}$$

gdzie:

$DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 0 lub 1 (1 gdy jednostka pracuje oraz 0 gdy jednostka nie pracuje)

G_i - zbiór jednostek, których postój jest wymuszony

2.1.11. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń minimalnego czasu pracy danej JWCD odbywa się zgodnie z zależnościami:

$$E_{h,i,1} = DP_{h,1,i} * E^{OF}_{h,i,1} \tag{Z.16}$$

$$RZ_{h,i} * TPRZ_i \leq \sum_{n=h}^{h+TPRZi-1} DP_{n,i,1} \tag{Z.17}$$

$$RC_{h,i} * TPRC_i \leq \sum_{n=h}^{h+TPRCi-1} DP_{n,i,1} \tag{Z.18}$$

$$RG_{h,i} * TPRG_i \leq \sum_{n=h}^{h+TPRGi-1} DP_{n,i,1} \tag{Z.19}$$

gdzie:

$E_{h,i,1}$ - energia przyjęta do produkcji z pasma 1 JWCD *i* w godzinie *h*

$E^{OF}_{h,i,1}$ - energia oferowana w paśmie 1 JWCD *i* w godzinie *h*

$DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartości 0 lub 1 w danej godziny *h*

$TPRZ_i$ - minimalny czas pracy JWCD *i* po rozruchu ze stanu zimnego

$TPRC_i$ - minimalny czas pracy JWCD *i* po rozruchu ze stanu ciepłego

$TPRG_i$ - minimalny czas pracy JWCD *i* po rozruchu ze stanu gorącego

$RZ_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartości 0 lub 1 odpowiadająca obecności rozruchu ze stanu zimnego JWCD *i* kończącego się w godzinie *h*

$RC_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartości 0 lub 1 odpowiadająca obecności rozruchu ze stanu ciepłego JWCD *i* kończącego się w godzinie *h*

$RG_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartości 0 lub 1 odpowiadająca obecności rozruchu ze stanu gorącego JWCD *i* kończącego się w godzinie *h*

2.2. Ograniczenia sieciowe

2.2.1. Algorytm Rozdziału Obciążeń w procesie tworzenia PKD uwzględnia następujące ograniczenia sieciowe:

(1) Ograniczenia wynikające z utrzymania wymaganego poziomu rezerw mocy w KSE.

(2) Ograniczenia wynikające z przepustowości linii elektroenergetycznych.

(3) Ograniczenie wynikające z wymagania minimalnej liczby JWCD pracujących ze względów sieciowych.

(4) Ograniczenie wynikające z wymagania maksymalnej liczby JWCD pracujących ze względów sieciowych.

(5) Ograniczenie wynikające z wymagania minimalnej mocy czynnej JWCD pracujących ze względów sieciowych.

(6) Ograniczenie wynikające z wymagania maksymalnej mocy czynnej JWCD pracujących ze względów sieciowych.

(7) Ograniczenie wynikające z wymuszonej pracy JWCD w zadanym przedziale mocy.

2.2.2. Ograniczenia wynikające z utrzymania wymaganego poziomu rezerw mocy w KSE w trakcie tworzenia PKD są spełniane przez moduł LPD poprzez przydzielenie planowych punktów pracy poszczególnych JWCD tak, aby zapewnić niezbędną wielkość rezerwy zarówno przy wzroście zapotrzebowania ponad wartość planową, jak również przy spadku zapotrzebowania poniżej wartości planowanej.

2.2.3. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczenia wynikającego z utrzymania wymaganego poziomu rezerw mocy w KSE odbywa się zgodnie z zależnościami:

$$\sum_{i=1}^{No}\sum_{k=1}^{10}\frac{E_{h,i,k}^{OF}}{t} * DP_{h,i,1} - \sum_{i=1}^{No}\sum_{k=1}^{10}\frac{E_{h,i,k}}{t} \geq A^h \qquad \text{(Z.20)}$$

$$\sum_{i=1}^{No}\sum_{k=1}^{10}\frac{E_{h,i,k}}{t} - \sum_{i=1}^{No}\frac{E_{h,i,1}^{OF}}{t} * DP_{h,i,1} \geq B^h \qquad \text{(Z.21)}$$

gdzie:

$E_{h,i,k}$ - energia przyjęta do produkcji z pasma *k* oferty JWCD *i* na godzinę *h*

$E_{h,i,k}^{OF}$ - energia oferowana do produkcji w paśmie *k* oferty JWCD *i* na godzinę *h*

N_O - liczba JWCD składających oferty

$DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca stan 0 lub 1

A^h - wielkość wymaganej rezerwy mocy w systemie ponad zapotrzebowanie dla godziny *h*

B^h - wielkość wymaganej rezerwy mocy w systemie poniżej zapotrzebowania dla godziny *h*

t - podstawowy okres handlowy równy 1 godzinie

2.2.4. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczeń wynikających z przepustowości linii elektroenergetycznych odbywa się zgodnie z zależnością:

$$P^n_{k-l,h} + \sum_{i=1}^{N}\left[w_{k-l,i} * \left(E_{g,h,i} - E^n_{z,h,i}\right)/t\right] \le P_{k-l\max} \tag{Z.22}$$

Powyższy wzór po przekształceniach przyjmuje postać:

$$\sum_{i=1}^{N} w_{k-l,i} * E_{g,h,i}/t \le P_{k-l\max} - P^n_{k-l,h} + \sum_{i=1}^{N} w_{k-l,i} * E^n_{z,h,i}/t \tag{Z.23}$$

gdzie:

$P^n_{k-l,h}$ - moc w gałęzi *k-l* w godzinie *h*, w stanie normalnym (układ normalny KSE)

$P_{k-l\max}$ - maksymalna moc przesyłu dla linii *k-l*

$w_{k-l,i}$ - elementy macierzy *W*

X_{k-l} - reaktancja gałęzi *k-l*

$E^n_{z,h,i}$ - energia zapotrzebowania w węźle *i* w godzinie *h*, w stanie normalnym

N - liczba węzłów sieci bez węzłów bilansujących

$E_{g,h,i}$ - energia generowana przez JWCD w godzinie *h*, w węźle *i*

T - okres czasowy równy 1 godzinie

2.2.5. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczenia wynikającego z wymagania minimalnej liczby JWCD pracujących ze względów sieciowych odbywa się zgodnie z zależnościami:

(1) wymaganie minimalnej liczby JWCD pracujących w systemie elektroenergetycznym:

$$\sum_{i=1}^{N} DP_{h,i,1} \ge LJ_h^{\min} \tag{Z.24}$$

gdzie:

$DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 0 lub 1 (1 gdy JWCD pracuje (przyjęta została do produkcji co najmniej energia z pasma pierwszego JWCD *i* w godzinie *h*))

$LJ_h^{\min}$ - minimalna liczba pracujących JWCD

N - liczba JWCD

(2) wymaganie minimalnej liczby JWCD pracujących w wyznaczonej grupie lub węźle:

$$\sum_{i=1}^{N_p} DP_{h,i,1} \geq LJ_{h,p}^{\min} \tag{Z.25}$$

gdzie:

$DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 0 lub 1 (1 gdy JWCD pracuje (przyjęta została do produkcji co najmniej energia z pasma pierwszego JWCD *i* w godzinie *h*))

$LJ_{h,p}^{\min}$ - minimalna liczba pracujących JWCD w grupie lub węźle *p*, w godzinie *h*

N_p - liczba JWCD w grupie lub węźle *p*

2.2.6. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczenia wynikającego z wymagania maksymalnej liczby JWCD pracujących ze względów sieciowych odbywa się zgodnie z zależnościami:

(1) wymaganie maksymalnej liczby JWCD pracujących w systemie elektroenergetycznym:

$$\sum_{i=1}^{N} DP_{h,i,1} \leq LJ_{h}^{\max} \tag{Z.27}$$

gdzie:

$DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 0 lub 1 (1 gdy JWCD pracuje (przyjęta została do produkcji co najmniej energia z pasma pierwszego JWCD *i* w godzinie *h*))

$LJ_{h}^{\max}$ - liczba pracujących JWCD

N - liczba JWCD

(2) wymaganie maksymalnej liczby JWCD pracujących w wyznaczonej grupie lub węźle:

$$\sum_{i=1}^{N_p} DP_{h,i,1} \leq LJ_{h,p}^{\max} \tag{Z.28}$$

gdzie:

$DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 0 lub 1 (1 gdy JWCD pracuje (przyjęta została do produkcji co najmniej energia z pasma pierwszego JWCD *i* w godzinie *h*))

$LJ_{h,p}^{\max}$ - maksymalna liczba pracujących JWCD w grupie lub węźle *p*, w godzinie *h*

N_p - liczba JWCD w grupie lub węźle *p*

2.2.7. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczenia wynikającego z wymagania minimalnej mocy czynnej generowanej przez JWCD pracujące ze względów sieciowych odbywa się zgodnie z zależnościami:

(1) wymaganie minimalnej mocy czynnej generowanej przez JWCD pracujące w systemie elektroenergetycznym:

$$\sum_{i=1}^{N}\sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t \geq PJ_{h}^{\min} \qquad \text{(Z.29)}$$

gdzie:

$E_{h,i,k}$ - energia przyjęta do produkcji z pasm *k*, JWCD *i* w godzinie *h*

$PJ_{h}^{\min}$ - minimalna moc wszystkich JWCD w godzinie *h*

N - liczba JWCD

(2) wymaganie minimalnej mocy czynnej generowanej przez JWCD pracujące w wyznaczonej grupie lub węźle:

$$\sum_{i=1}^{N_p}\sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t \geq PJ_{h,p}^{\min} \qquad \text{(Z.30)}$$

gdzie:

$E_{h,i,k}$ - energia przyjęta do produkcji z pasm *k* JWCD *i* w godzinie *h*

$PJ_{h,p}^{\min}$ - minimalna moc wszystkich JWCD pracujących w grupie lub węźle *p* w godzinie *h*

N_p - liczba JWCD w grupie lub węźle *p*

2.2.8. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczenia wynikającego z wymagania maksymalnej mocy czynnej generowanej przez JWCD w wyznaczonej grupie lub węźle ma postać:

$$\sum_{i=1}^{N_p}\sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t \leq PJ_{h,p}^{\max} \qquad \text{(Z.31)}$$

gdzie:

$E_{h,i,k}$ - energia przyjęta do produkcji z pasm k JWCD *i* w godzinie *h*

$PJ_{h,p}^{\max}$ - maksymalna moc wszystkich JWCD pracujących w grupie lub węźle *p* w godzinie *h*

N_p - liczba JWCD w grupie lub węźle *p*

2.2.9. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczenia wynikającego z wymuszonej pracy JWCD w zadanym przedziale mocy ma postać:

$$\sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t \geq PJ_{h,i}^{\min} \quad \text{i} \quad \sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t \leq PJ_{h,i}^{\max} \qquad \text{(Z.32)}$$

gdzie:

$E_{h,i,k}$ - energia przyjęta do produkcji z pasm *k* JWCD *i* w godzinie *h*

$PJ_{h,p}^{\max}$ - maksymalna moc JWCD *i* w godzinie *h*

$PJ_{h,i}^{\min}$ - minimalna moc JWCD *i* w godzinie *h*

3. Zasada działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń (modułu LPD)

3.1. Zasady ogólne

3.1.1. Proces rozdziału obciążeń przez moduł LPD ma na celu przygotowanie Planu Koordynacyjnego Dobowego dla prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE.

3.1.2. Algorytm Rozdziału Obciążeń, tworząc Plan Koordynacyjny Dobowy dokonuje doboru pasm zdolności wytwórczych z Przyjętych Ofert Bilansujących – część handlowa poszczególnych JWCD w celu pokrycia, przy minimalnych kosztach, prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną z jednoczesnym spełnieniem ograniczeń systemowych.

3.2. Sformułowanie funkcji celu modułu LPD

3.2.1. Funkcja celu algorytmu LPD obejmuje koszty wytwarzania energii elektrycznej, wyznaczane na podstawie cen deklarowanych przez uczestników rynku w Ofertach Bilansujących – części handlowej, oraz koszty uruchamiania jednostek wytwórczych, wyznaczane na podstawie cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej i cen jednostkowych za uruchomienie, określonych w Umowach przesyłania.

3.2.2. W matematycznym zapisie funkcja celu Algorytmu Rozdziału Obciążeń ma następującą postać:

$$f_{celu} = \min\left\{\sum_{h=1}^{Hk}\sum_{i=1}^{N_O}\left[\sum_{k=1}^{10} CO_{h,i,k}\cdot E_{h,i,k} + ER_{h,i}\cdot CW_i + RZ_{h,i}\cdot CU_{Z,i} + RC_{h,i}\cdot CU_{C,i} + RG_{h,i}\cdot CU_{G,i}\right]\right\} \quad \text{(Z.33)}$$

gdzie:

- $E_{h,i,k}$ - przyjęta do planu pracy produkcja energii z pasma *k* oferty JWCD *i* w godzinie *h*
- $CO_{h,i,k}$ - cena za wytwarzanie energii dla pasma *k* oferty JWCD *i* w godzinie *h*
- $ER_{h,i}$ - energia wprowadzana do systemu w czasie uruchomienia JWCD *i* w godzinie *h*, w ilości odpowiedniej dla stanu cieplnego, z którego następuje uruchamianie JWCD
- CW_i - cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej JWCD *i*
- $RZ_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartości 0 lub 1, odpowiadająca obecności rozruchu ze stanu zimnego JWCD *i* kończącego się w godzinie *h*
- $RC_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartości 0 lub 1, odpowiadająca obecności rozruchu ze stanu ciepłego JWCD *i* kończącego się w godzinie *h*

$RG_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartości 0 lub 1, odpowiadająca obecności rozruchu ze stanu gorącego JWCD *i* kończącego się w godzinie *h*

$CU_{s,i}$ - cena jednostkowa za uruchomienie JWCD *i* ze stanu cieplnego $s \in S$. Zbiór stanów cieplnych S JWCD, z których następuje uruchamianie JWCD, zawiera następujące elementy:

Z – uruchomienie jednostki ze stanu zimnego

C – uruchomienie jednostki ze stanu ciepłego

G – uruchomienie jednostki ze stanu gorącego

N_O - liczba JWCD składających Oferty Bilansujące

Hk - horyzont optymalizacji (liczba godzin objętych optymalizacją)

3.3. Główny proces Algorytmu Rozdziału Obciążeń (modułu LPD)

3.3.1. Proces główny rozdziału obciążeń przez moduł LPD ma na celu przygotowanie Planu Koordynacyjnego Dobowego dla prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE.

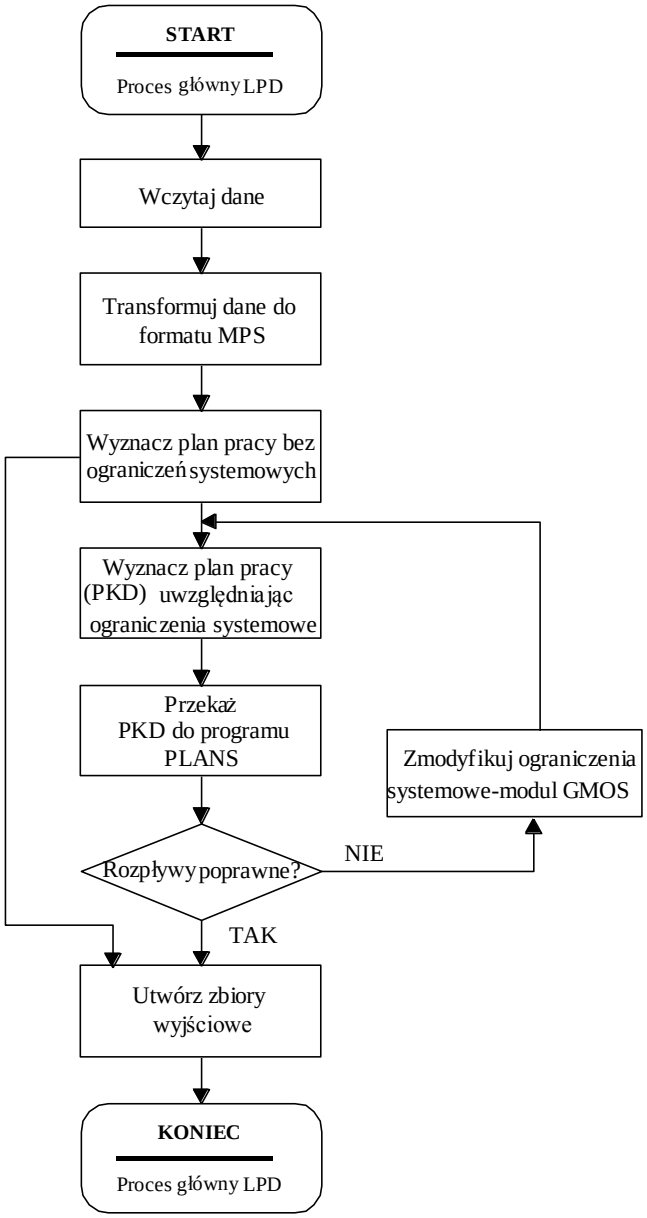
3.3.2. Główny proces rozdziału obciążeń realizowany jest w następujących krokach:

(1) Wyznaczenie wstępnego planu pracy bez uwzględnienia ograniczeń systemowych.

(2) Wyznaczenie planu pracy JWCD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych.

(3) Weryfikacja planu pracy JWCD poprzez symulacje rozpływów mocy w programie PLANS lub PSLF.

3.3.3. Główny proces rozdziału obciążeń jest pokazany na rys. Z.4.



Rys. Z.4. Główny proces rozdziału obciążeń (modułu LPD)

3.4. Tworzenie list rankingowych uruchamiania i dociążania JWCD oraz odstawiania i odciążania JWCD

3.4.1. Listy rankingowe uruchamiania i dociążania JWCD oraz odstawiania i odciążania JWCD są tworzone zgodnie z pasmami z Oferty Bilansującej.

3.4.2. Listy rankingowe są tworzone poprzez wyznaczenie planu pracy jednostek wytwórczych dla dwóch poziomów zapotrzebowania:

(1) Zwiększone zapotrzebowanie:

$$E_z(+\Delta) = E_z + \Delta E_z,$$

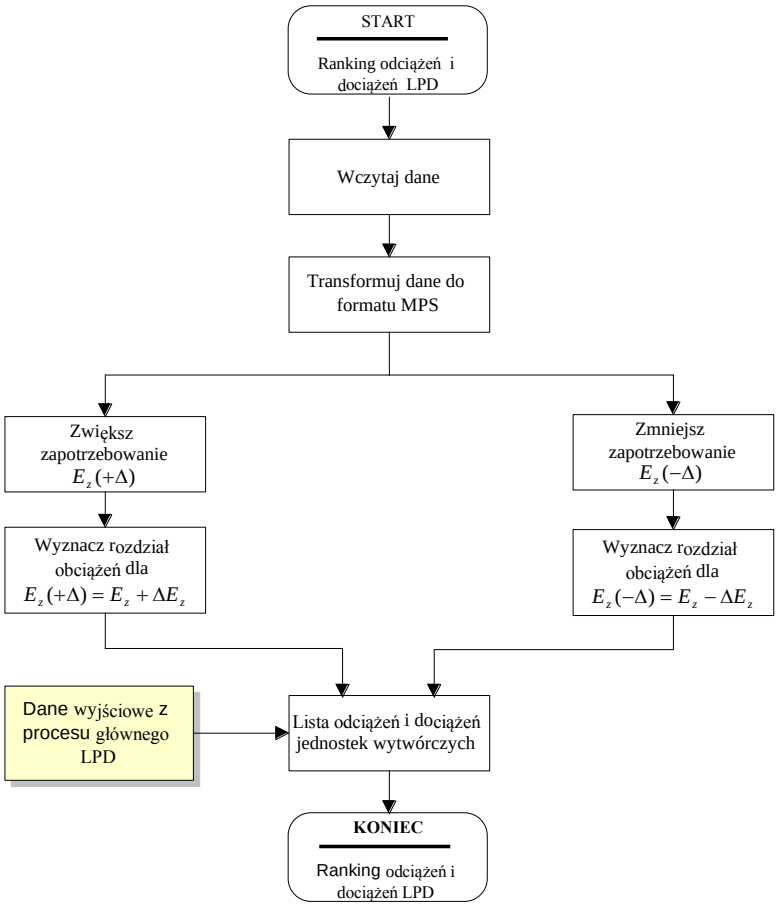
(2) Zmniejszone zapotrzebowanie:

$$E_z(-\Delta) = E_z - \Delta E_z,$$

3.4.3. Wielkości odchyleń od prognozowanego zapotrzebowania są określane przez OSP na każdy podstawowy okres handlowy przygotowywanego Planu Koordynacyjnego Dobowego.

3.4.4. Porównanie planów pracy JWCD dla prognozowanego zapotrzebowania oraz dla dwóch poziomów odchyleń pozwala wyznaczyć listy rankingowe uruchamiania i dociążania JWCD oraz odstawiania i odciążenia JWCD.

3.4.5. Schemat tworzenia list rankingowych jest pokazany na rys. Z.5.



Rys. Z.5. Tworzenie list rankingowych przy użyciu modułu LPD

4. Dane wyjściowe Algorytmu Rozdziału Obciążeń (modułu LPD)

4.1. Pliki wyjściowe Algorytmu Rozdziału Obciążeń (modułu LPD) zawierają następujące dane:

(1) Plan pracy JWCD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych w rozbiciu na pasma Oferty Bilansującej.

(2) Plan pracy JWCD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych.

(3) Plan pracy JWCD bez uwzględnienia ograniczeń systemowych (poza ograniczeniami technicznymi JWCD) w rozbiciu na pasma Oferty Bilansującej.

(4) Plan pracy JWCD bez uwzględnienia ograniczeń systemowych (poza ograniczeniami technicznymi JWCD).

(5) Lista odstawień JWCD w ramach PKD.

(6) Lista uruchomień JWCD w ramach PKD.

(7) Harmonogram pracy JWCD.

(8) Lista rankingowa dociążania JWCD z rezerwy wirującej.

(9) Lista rankingowa uruchomień JWCD i dociążania ich pasm Oferty Bilansującej.

(10) Lista rankingowa uruchomień JWCD.

(11) Lista rankingowa odciążeń JWCD.

(12) Lista rankingowa odstawień JWCD.

ZAŁĄCZNIK nr 2

Specyfikacja Obszarów Agregacji Źródeł Wiatrowych

Lp.	Oznaczenie OAZW	Stacje elektroenergetyczne w sieci zamkniętej określające OAZW Nazwa stacji (napięcia)	Uwagi
1.	OAZW_WA_01	Adamowo (110); Aleksandrów (110); Augustów (110); Babice (110); Baczki (110); Bełchatów (110); Bełchatów Kopalnia (220); Bełchatów Zamoście (110); Biała Piska (110); Białołęka (110); Białystok (220/110); Białystok EC2 (110); Białystok RPZ3 (110); Białystok RPZ4 (110); Białystok RPZ5 (110); Białystok RPZ8 (110); Białystok RPZ9 (110); Bielnik (110); Bielsk Podlaski (110); Błaszki (110); Błonie (110); Bogumiłów (110); Bojanowo (110); Boruta (110); Boryszew (110); Bronisławów (110); Brójce (110); Brwinów (110); Ceramika Opoczno (110); Chabielice (110); Chojny (110); Chrzanówek (110); Ciechanowiec (110); Ciechanów (110); Czarna Białostocka (110); Czyżew (110); Dąbrowa Białostocka (110); Dębe (110); (110); Dylewo (110); Działdowo (110); Działoszyn Cementownia 1 (110); Działoszyn Cementownia 2 (110); Działoszyn PKP (110); EC Kawęczyn (110); EC Siedlce (110); EC Siekierki (110); EC Żerań (110); Elektrownia Bełchatów (110); Ełk (220/110); Ełk 2 Polna (110); Fasty (110); Filipów (110); Garwolin (110); Gąbin (110); Gąsin (110); Giżycko (110); Głowno (110); Gołdap (110); Gorzkowice (110); Gostynin (110); Goworki Ostrołęckie (110); Góra Kalwaria (110); Grajewo 1 (110); Grajewo 2 (110); Grodzisk Mazowiecki (110); Grudusk (110); Grzymalin (110); Gulczewo (110); Hajnówka (110); Hańcza (110); Henryków (110); Huta Zawadzka (110); Instytut Elektrotechniki (110); Janów (220/110); Jantar (110); Jawor (110); Jeżewo (110); Józefów (110); Kaleń (110); Kalinko (110); Kamieńsk (110); Karczew (110); Karolów (110); Kleszczów (110); Knyszyn (110); Kobiałka (110); Kolno (110); Koluszki (110); Konstancin (110); Konstilana (110); Kotuń (110); Koziny (110); Kozuby (110); Krośniewice (110); Kutno (110); Legionowo (110); Legionowo 2 (110); Legionowo Cegielnia (110); Lewkowo (110); Lidzbark Welski (110); Lipce Reymontowskie (110); Lublinek (110); Łapy (110); Łask 1 (110); Łask 2 (110); Łaznów (110); Łęczyca (110); Łomianki (110); Łomża (110); Łomża 2 (110); Łowicz 1 (110); Łowicz 2 (110); Łódź Brzezińska (110); Łódź Dąbrowska (110); Łódź Doły (110); Łódź Drewnowska (110); Łódź EC2 (110); Łódź EC3 (110); Łódź EC4 (110); Łódź Komorniki (110); Łódź Lodowa (110); Łódź Łąkowa (110); Łódź Milionowa (110); Łódź Retkinia (110); Łódź Śródmieście (110); Łódź Źródłowa (110); Łuków (110); Maków (110); Małkinia (110); Maszewo (110); Maślana (110); Michałowo (110); Mienia (110); Międzylesie (110); Mikołajki (110); Miłosna (400/220/110); Mińsk Mazowiecki (110); Mława (110); Młociny (110); Młynów (110); Mońki (110); Mory (220/110);	

Lp.	Oznaczenie OAZW	Stacje elektroenergetyczne w sieci zamkniętej określające OAZW Nazwa stacji (napięcia)	Uwagi
		Mościska (400/110); Mrozy (110); Mszczonów (110); Myszyniec (110); Myślibórz (110); MZRiP 1 (110); MZPiR 2 (110); Narew (400/110); Narew kir. Miłosna (110); Narew słup (400); Nasielsk (110); Nida (110); Niechodzin (110); Nowogród (110); Nowy Dwór Mazowiecki (110); ; Odlewnia (110); Olechinek (110); Olecko (110); Opoczno (110); Orzechowo (110); Osowiec (110); Ostrołęka (220/110); Ostrołęka 1 (110); Ostrów Mazowiecka (110); Otwock (110); Ozorków (110); Ożarów (110); Pabianice (220/110); Piaseczno (220/110); Piaski (110); Piastów (110); Pilawa (110); Pioma (110); Piotrków (220/110); Piotrków Wschód (110); Pisz (110); Plebanka (110); Płock (400/110); Płock FMZ (110); Płock Góry (110); Płock Radziwie (110); Płock RPZ 1 (110); Płońsk (110); Płońsk Bydgoska (110); Płudy (110); Poddębice 1 (110); Poddębice 2 (110); Podolszyce (220/110); Polanka (110); Polfa (110); Pomian (110); Pomiechówek (110); Potasznia (110); Pruszków (110); Pruszków 2 (110); Przasnysz (110); Przedbórz (110); Przetycz (110); Pułtusk (110); Pustelnik (110); PZPB Pabianice (110); Raciąż (110); Radogoszcz (110); Radomsko 2 Południe (110); Radomsko Komuna Paryska (110); Radomsko Młodzowy (110); Radzymin (110); Rawa Mazowiecka (110); Reja (110); Rogowiec (400/220); Rogowiec Stary (110); Rolland (110); Roszkowa Wola (110); Różan (110); Ruda (110); Rudunki (110); Rusiec (110); Sabinka (110); Sejny (110); Serock (110); Sękocin (110); Siedlce (110); Siedlce Myśliwska (110); Siedlce Przemysłowa (110); Siemiatycze (110); Siemkowice (110); Sieradz (110); Sierpc (110); Skierniewice (110); Sklęczki (110); Sobolew (110); Sochaczew (220/110); Sokołów (110); Sokółka Białostocka (110); Sosnowe (110); Sosnowiec (110); Stara Wieś (110); Starorudzka (110); Staroźreby (110); Stobiecko (110); Stoczek Łukowski (110); Stryków (110); Sulejów (110); Sulejówek (110); Suwałki (110); Suwałki Strefa (110); Szadek (110); Szeligi (110); Szkarada (110); Szreniawa (110); Świerk (110); Tarczyn (110); Teofilów (110); Teresin (110); Tłuszcz (110); Tomaszów 1 (110); Tomaszów 2 (110); Trębaczew (400/110); Tuczki (110); TZWS Tomaszów (110); Ursus GSZ1 (110); Ursus GSZ2 (110); Ursus Miasto (110); Warszawa Batory (110); Warszawa Bemowo (110); Warszawa Bródno (110); Warszawa FSO (110); Warszawa Gdańska (110); Warszawa Gocław (110); Warszawa Grochów (110); Warszawa Huta (110); Warszawa Imielin (110); Warszawa Jelonki (110); Warszawa Kaliszówka (110); Warszawa Koło (110); Warszawa Mirów (110); Warszawa Natolin (110); Warszawa Ochota (110); Warszawa Olszynka Grochowska (110); Warszawa Pałac (110); Warszawa Południowa (110); Warszawa Powiśle (110); Warszawa Sielce (110); Warszawa Słodowiec (110); Warszawa Służewiec (110); Warszawa Stegny (110); Warszawa Tarchomin (110); Warszawa Targówek (110); Warszawa Towarowa (220/110); Warszawa Ursynów (110); Warszawa Wilanów (110); Warszawa Wola (110); Warszawa Wschodnia (110); Warszawa Zachodnia (110); Warszawa Zakręt (110); Warszawa ZPM (110); Wasilków (110); Węgorzewo	

Lp.	Oznaczenie OAZW	Stacje elektroenergetyczne w sieci zamkniętej określające OAZW Nazwa stacji (napięcia)	Uwagi
		(110); Węgrów (110); Widok (110); Widzew (110); Wieliszew (110); Wieluń (110); Wifama (110); Wistka (110); Wizna (110); Wodociąg (110); Wola Karczewska (110); Wolbórz (110); Wołomin (110); Wołomin Słoneczna (110); Wydminy (110); Wysokie Mazowieckie (110); Wyszków (110); Wyszków 2 (110); Wyszogród (110); Zakłady Mechaniczne Wola (110); Zambrów (110); Zawady (110); Ząbki (110); Zduńska Wola (110); Zduńska Wola Złota (110); Zelów (110); Zgierz (220/110); ZKK Polkolor (110); Złoczew (110); Żabin (110); Żłobnica (110); Żubardź (110); Żurawia (110); Żuromin (110); Żychlin (110); Żyrardów (110); Żyrardów 2 (110);	
2.	OAZW_RA_01	Abramowice (220/110); Annopol (110); Bełżyce (110); Besko (110); Biała Podlaska Sitnicka (110); Biała Podlaska Wola (110); Białobrzegi (110); Biecz (110); Biłgoraj (110); Biłgoraj Południowy (110); Bircza (110); Biskupice WOE (110); Bogdanka (110); Boguchwała (220/110); Bór (110); Bronowice (110); Browar „BELGIA" (110); Brzozów (110); Budzyń (110); Busko (110); Busko Zdrój (110); Bychawa (110); Cegielnia Oleśnica (110); Cementownia Chełm 1 (110); Cementownia Chełm 2 (110); Chełm (220/110); Chełm 3 (110); Chełm Kolejowa (110); Chełm Południowa (110); Chełm Północ (110); Chmielnik (110); Chmielów (220/110); Chronówek (110); Dęblin (110); Dobieszyn (110); Drzewica (110); Dynów (110); Działoszyce (110); EC Kielce (110); EC Nowa Sarzyna (110); GAMRAT „A" (110); GAMRAT „B" (110); Garbów (110); Gerlachów (110); Gorzyce (110); Grójec (110); Grzybów (110); Grzybów 2 (110); Hankówka (110); Hołowczyce (110); Hrubieszów (110); Hrubieszów Południowy (110); Husów (110); Huta 0 Stalowa Wola (110); Huta Stalowa Wola 1 (110); Huta Stalowa Wola 2 (110); Huta Stalowa Wola 3 (110); Huta Szkła Sandomierz (110); Iłża (110); Iwonicz (110); Janów Lubelski (110); Janów Podlaski (110); Jarosław (110); Jarosław Północ (110); Jedlicze (110); Jedlińsk (110); Jeziorko (110); Jędrzejów (110); Jędrzejów 2 (110); Józefów (110); Kazimierz (110); Kazimierza Wielka (110); Kielce (400/220); Kielce Armatury (110); Kielce Karczówka (110); Kielce Niwachlów (110); Kielce Południe (110); Kielce Północ (110); Kielce Wschód (110); Kielce ZWM (110); Kije (110); Klementowice (110); Klimontów (110); Kock (110); Kolbuszowa (110); Końskie (110); Końskie Polmo (110); Końskie Zachód (110); Kozienice (400/220/110); Kozienice – plac budowy (110); Kozienice Miasto (110); Krasnobród (110); Krasnystaw (110); Kraśnik FŁT (110); Krosno (110); Krosno Huta (110); Krosno Iskrzynia (400/110); Krosno Podkarpackie (110); Krosno Polmo (110); Krosno Wisze (110); Kunów (110); Lesko (110); Leżajsk (110); Leżajsk Siedlanka (110); Lipsko (110); Lubaczów (110); Lubartów (110); Lubień (110); Lublin (400/110); Lublin Czechów (110); Lublin Czuby (110); Lublin EC2 (110); Lublin Elektrownia (110); Lublin FSC 1 (110); Lublin FSC 2 (110); Lublin Hajdów (110); Lublin Odlewnia (110); Lublin Północ (110); Lublin Śródmieście (110); Lublin UMCS (110);	

Lp.	Oznaczenie OAZW	Stacje elektroenergetyczne w sieci zamkniętej określające OAZW Nazwa stacji (napięcia)	Uwagi
		Lublin Wschód (110); Lublin X (110); Łańcut (110); Łańcut Fabryka.Śrubokrętów (110); Łęczna (110); Łosice (110); Machów (110); Machów GPZ1 (110); Macoszyn (110); Małogoszcz (110); Małogoszcz Cementowa (110); Medyka (110); Michalczew (110); Miechów (110); Mielec (110); Mielec Smoczka (110); Mielec WSK (110); Międzyrzec WOE (110); Mogielnica (110); Mokre (220/110); Morawica (110); Munina (110); Nadrybie (110); Nałęczów (110); Niegłowice (110); Nisko (110); Nowa Dęba (110); Nowa Słupia (110); Nowiny 2 (110); Olendry (110); Oleszno (110); Opatów (110); Opole Lubelskie (110); Ostrowiec (400/110); Ostrowiec GPZ1 (110); Ostrowiec GPZ2 (110); Ostrowiec GPZ3 (110); Ostrowiec Piecowa (110); Ożarów Cementownia (110); Ożarów Miasto (110); Parczew (110); Piaseczno WOE (110); Piaski (220/110); Pińczów (110); Pińczów 2 (110); Pionki (110); Pionki Pronit (110); Podemłynek (110); Połaniec (400/220/110); Połaniec 15 kV (110); Poniatowa (110); Poniatowa EDA (110); Poturzyn (110); Przemyśl (110); Przemyśl Bakończyce (110); Przemyśl Przekopana (110); Przeworsk (110); Przysucha (110); Puławy (220); Puławy Kępa (110); Puławy Rudy (110); Radkowice (220/110); Radom Centralna (110); Radom Gołębiów (110); Radom Podkanów (110); Radom Południe (110); Radom Północ (110); Radom Zamłynie (110); Radom ZM (110); Radzice (110); Radzyń (110); Rafineria Nafty Jasło (110); Rejowiec (110); Ropczyce (110); Rożki (220/110); Rudnik (110); Ryki (110); Rzeszów (750/400/110); Rzeszów Baranówka (110); Rzeszów Centralna (110); Rzeszów DMS (110); Rzeszów EC (110); Rzeszów Nowe Miasto (110); Rzeszów Staromieście (110); Rzeszów WSK (110); Rzeszów Zaczernie (110); Sandomierz (110); Sanok (110); Sanok Trepcza (110); Sarzyna (110); Sędziszów (110); Sędziszów Małopolski (110); Siarka Osiek (110); Sieniawa (110); Skarżysko Południe (110); Skarżysko Północ (110); Sokołów (110); Solina (110); Stalowa Wola (220/110); Stalowa Wola Miasto (110); Stalowa Wola Posanie (110); Starachowice (110); Starachowice Dolne (110); Starachowice Górne (110); Starachowice Południe (110); Starachowice Północ (110); Staroniwa (110); Staszów (110); Stawiany (110); Stąporków (110); Stefanów (110); Stomil Sanok (110); Stopnica (110); Strzyżów (110); Suchedniów (110); Szczebrzeszyn (110); Szydłowiec (110); Świdnik (110); Świdnik WSK1 (110); Świdnik WSK2 (110); Świerże (110); Tarnobrzeg (110); Tarnogród (110); Tomaszów Południe (110); Tomaszów Północ (110); Trześń (110); Trzuskawica (110); Tyszowce (110); Ulchówek (110); Ustrzyki (110); Warka (110); Wierzbica (110); Wisznice (110); Włodawa (110); Włoszczowa (110); Wolica (110); Wólka Dobryńska (110); Wrotków (110); Występa (110); Zaklików (110); Zakłady Metalowe Skarżysko (110); Zamość (220/110); Zamość Janowice (110); Zamość Majdan (110); Zasław (110); Zębiec (110); ZPP Przemyśl (110); Zwoleń (110); Żółkiewka (110);	
3.	OAZW_KA_01	Aleksandrowice (110); Alwernia (110); Andrychów (110); Aniołki (110); Aniołów (220/110); Anna	

Lp.	Oznaczenie OAZW	Stacje elektroenergetyczne w sieci zamkniętej określające OAZW Nazwa stacji (napięcia)	Uwagi
		(110); Argentyna (110); Azoty Chorzów (110); Azoty EC1 (110); Azoty EC2 (110); Azoty Tarnów (220/110); Balicka (110); Baranowice (110); Barbara (110); Beata (110); Będzin (110); Biadoliny (110); Białka (110); Biegonice (110); Bielice (110); Bielsko (110); Bielszowice (110); Bieńczyce (110); Bierdzany (110); Bieruń (220/110); Bieżanów (110); Biskupice (110); Blachownia (220/110); Błeszno (110); Błonie (110); Bodzanów (110); Bogucice (110); Bojszowy (110); Bolesław (110); Bolko (110); Bonarka (110); Borek Szlachecki (110); Borki (110); Borowa (110); Borowe Pole (110); Borynia (110); Brembo (110); Brynów (110); Brzesko (110); Brzeszcze (110); Brzezie (110); Brzezinka (110); Brzózka (110); Budryk (110); Bujaków (220); Bukowiec (110); Bukowina (110); Bukowno (110); Bumar (110); Byczyna (220); Bytków (110); Ceba (110); Ceglana (110); Cementownia Strzelce (110); Cerekiew (110); Chechłówka (110); Chełmek (110); Chemik (110); Chorzów (110); Chrzanów (110); Chudów (110); Chwałowice (110); Cieszanowice (110); Cieśle (110); Ciężkowice (110); Cykarzew (110); Cynk Miasteczko (110); Czechowice (110); Czeczot (220); Czeladź (110); Czyżyny (110); Dajwór (110); Dańdówka (110); Dąb (110); Dąbrówka (110); Dębieńsko (110); Dobczyce (110); Dobrodzień (110); Dobrzeń (400/110); Dunajcowa (110); Dworszowice (110); Dwory (110); Dymitrow (110); Dzwonowa (110); EC Będzin (110); EC Bielsko (110); EC Czechowice (110); EC Gliwice (110); EC Katowice (110); EC Tychy (110); EC Zabrze (110); El. Łaziska bl. 10; El. Łaziska bl. 9; El. Łaziska bl 11; El. Łaziska bl 12; El. Połaniec (110); El. Czorsztyn (110); ELCHO-BL.1 (110); ELCHO-BL.2 (110); Elektrorafinacja (110); Emag (110); ERG Żory (110); Ferrum (110); Florian (110); Folwarki (110); Francuska (110); FSM Bielsko (110); FSM Tychy (110); FUM - Poręba (110); Gen. Zawadzki (110); Giszowiec (110); Glinik (110); Głęboka Halemba (110); Głubczyce (110); Gocza (110); Goczałkowice (110); Gołonóg (110); Gorwap (110); Gorzków (110); Gosławice (110); Górażdże (110); Górka (110); Górnicza (110); Grabówka (110); Gracze (110); Grodków (110); Grodziec (110); Groszowice (220/110); Groszowice Cementownia (110); Grudzicka (110); Grunwaldzka (110); Grybów (110); Grzybowa (110); Grzybowice (110); Guardian (110); Guido (110); Gwiezdna (110); H. Katowice GST2 (110); H. Katowice GST3 (110); H. Katowice GST4 (110); H. Katowice GST5 (110); H. Katowice GST6 (110); H. Katowice SP1 (110); H. Katowice SP2 (110); H. Katowice SP3 (110); Hajduki (110); Halemba (220/110); Harcerska (110); Haźlaska (110); HCZ Mirów (110); HCZ Raków (110); HCZ Walcownia (110); Herby (110); Hermanowice (110); Huta Andrzej (110); Huta Baildon (110); Huta Bobrek (110); Huta Bochnia (110); Huta Częstochowa (220); Huta Częstochowa Odlewnia (110); Huta Kościuszko (110); Huta Łabędy (110); Huta Łaziska (110); Huta Miasteczko (110); Huta Pokój (110); Huta Sędzimira 1 (110); Huta Sędzimira 2 (110); Huta Sędzimira 3 (110); Huta Sędzimira 4 (110); Huta Sędzimira 5 (110); Huta Sędzimira 6 (110);	

Lp.	Oznaczenie OAZW	Stacje elektroenergetyczne w sieci zamkniętej określające OAZW Nazwa stacji (napięcia)	Uwagi
		Huta Sędzimira 7 (110); Huta Sędzimira 9 (110); Huta Silesia (110); Imielin (110); Jabłonka (110); Jadwiga (110); Jamki (220/110); Jamnice (110); Janina (110); Janinów (110); Jankowice (110); Janów (110); Jaroszowiec (110); Jastrzębie (110); Jawiszowice (110); Jaworzno 1 (110); Jaworzno 2 (110); Jaworzno 3 (110); Jedłownik (110); Jedność (110); Jeleń (110); Joachimów (400/220); Jordanów (110); Jowisz (110); Juljan (110); Juljanka (110); Juliusz (110); Kalety (110); Kalwaria (110); Kamieniec (110); Kampus (110); Karlik (110); Karol (110); Katowice (220/110); Kawodrza (110); Kazimierz (110); Kądzielów (110); Kędzierz (110); Kędzierzyn (220/110); Kęty (110); Kiedrzyn (110); Kietrz (110); Klikowa (220/110); Klimontów (110); Klimzowiec (110); Kluczbork (110); Klucze (110); Klucznikowice (110); Kłobuck (110); Kłobuck Południe (110); Kłokocin (110); Kłomnice (110); Knurów (110); Koksochemia (220); Koksownia Zdzieszowice (110); Komorowice (220/110); Koniecpol (110); Kop.Bobrek (110); Kop.Halemba (110); Kop.Makoszowy (110); Kop. Nowy Wirek (110); Kop.Olkusz (110); Kop.Pokój (110); Kop.Silesia (110); Kop.Sosnowiec (110); Kop.Sosnica (110); Kop.Staszic (110); Kop.Szczygłowice (110); Kop.Szombierki (110); Kop.Wujek (110); Kopanina (220/110); Korabniki (110); Kostów (110); Koszęcin (110); Kotlarnia (110); Kotlarska (110); Kotowice (110); Kozłowska (110); Koźle (110); Krakowskie Centrum Komunikacyjne (110); Krapkowice (110); Kronotex (110); Krościenko (110); Krupski Młyn (110); Krynica (110); Krzeszowice (110); Kuniów (110); Kurów (110); Kuźnia Raciborska (110); Lasek (110); Lasoki (110); Latoszyn (110); Lech (110); Leszczyny (110); Leśna (110); Lędziny (110); Libiąż (110); Ligota (110); Lipówka (110); Lubliniec (110); Lubocza (220/110); Łabędy (110); Ładna (110); Łagiewniki (110); Łagisza (400/220/110); Łagisza Bory (110); Łaziska (110); Łaziska Średnie (110); Łazy (110); Łęg (110); Łobzów (110); Łososina (110); Łośnice (220/110); Maciejów (110); Makoszowy (110); Małapanew (110); Marcel (110); Marchlewski (110); Marta (110); Metalowe (110); Metalurgia (110); Miasteczko (110); Miechowice (110); Miedź (110); Mijaczów (110); Mikrohuta (110); Mikulczyce (110); Mikuszowice (110); Milowice (110); Mnisztwo (110); Mnisztwo/Ustroń (110); Modrzejów (110); Moszczenica (220/110); Murcki (110); Muszyna (110); Mysłowice (110); Mystal (110); Myślenice (110); Myśliwska (110); Namysłów (110); Naściszowska (110); Niedomice (110); Niedzica (110); Niedzieliska (110); Niepołomice (110); Niepołomice MAN (110); Niwka (110); Nowiny (110); Nowotki (110); Nowy Bytom (110); Obroki (110); Odlewnia Skoczów (110); Odsalanie (110); Ogrodnicza (110); Ogrodzieniec (110); Olesno (110); Oleśnicka (110); Olkusz (110); Olszyny (110); Opole (110); Orlęta (110); Orzesze (110); Ostrogórska (110); Ozimek (110); Paczków (110); Pakuska (110); Panki (110); Papiernia Krapkowice (110); Paprocany (110); Paruszowiec (110); Paweł (110); Pawłowice (110); Pawłów (110); Pekin (110); Piaski (110); Piaski Wielkie (110);	

Lp.	Oznaczenie OAZW	Stacje elektroenergetyczne w sieci zamkniętej określające OAZW Nazwa stacji (napięcia)	Uwagi
		Piaskowa (110); Piaskówka (110); Piast (110); Piaśniki (110); Piotrowice (110); Piwniczna (110); PKP Łosiów (110); Plania (110); Płaszów (110); Płuczka Wujek (110); Pniówek (110); Pochwacie (110); Podlesie (110); Podzamcze (110); Pogoda (110); Pogwizdów (110); Pohulanka (110); Pokój (110); Polgraph (110); Politechnika (110); Pomłynie (110); Ponar (110); Poraj (110); Porąbka Żar (110); Poręba (220/110); Portowa (110); Powstańców (110); Praszka (110); Prądnik (110); Proszowice (110); Prudnik (110); Przecza (110); Przyszowice (110); Pszczyna (110); Pszów (110); Pustków (110); PW El. Opole (110); Pyskowice (110); Rabka (110); Radlin (110); Radoszowy (110); Radzionków (110); Rafineria Czechowice (110); Rajcza (110); Raków (110); Reta (110); Rędziny (110); Robotnicza (110); Rogalice (110); Rokitnica (400/110); Rozalia (110); Rożnów (110); Ruczaj (110); Rudniki (110); Rybitwy (110); Rybnik (220); Rybnik bl. 1; Rybnik bl. 2; Rybnik bl. 3; Rybnik bl. 4; Rybnik bl. 5; Rybnik bl. 6; Rybnik bl. 78; Rybnik Pośrednia (110); Rybnik Strefa (110); Rybnik TRPW (110); Rydułtowy (110); Rymer (110); Salwator (110); Sarnów (110); Secemin (110); Siedlec (110); Siemianowice (110); Siersza (220/110); Siewierz (110); Sikorskiego (110); Siołkowice (110); Skawina (220/110); Skawina Huta (110); Skibówki (110); Skoczów (110); Słomniki (110); Sobieski (110); Soła (110); Sośnica (110); Sowczyce (110); Sowice (110); Sporysz (110); Stary Sącz (110); Stomil (110); Stomil Wolbrom (110); Stradom (110); Strefa (110); Stróżówka (110); Strumień (110); Strzelce (110); Strzelce Piastów (110); Strzybnica (110); Studzienna (110); Sucha (110); Sudecka (110); Suszec (110); Syberka (110); Szaflary (110); Szczakowa (110); Szczekociny (110); Szczucin (110); Szczurowa (110); Szczygłowice (110); Szczyrk (110); Szombierki (110); Szopena (110); Szopienice (110); Szopienice Wschód (110); Szopienice Zach. (110); Szyb Aleksander (110); Szyb Bronisław (110); Szyb Bujaków (110); Szyb Chrobry (110); Szyb Dąbrówka (110); Szyb Foch (110); Szyb Jankowice (110); Szyb Kościuszko (110); Szyb Marklowice (110); Szyb Rozdzieński (110); Szyb Wacław (110); Ścinawa (110); Śląsk (110); Środula (110); Światowida (110); Świątniki Górne (110); Świerczków (110); Świętochłowice (110); Takt (110); Tamel (110); Tarnowskie Góry (110); Tarnów (400/110); Tarnów Opolski (110); Torkat (110); Trynek (110); Trzebinia (110); Tuchów (110); Tucznawa (400/110); Tułowice (110); Tychy Miasto (110); Tymczasowa (110); Urbanowice (110); Ustroń (110); Wadowice (110); Walcownia Łabędy (110); Walcownia Rur Jedność (110); Walenty (110); Wanda (220/110); Wapienica (110); Wełnowiec (110); Wentylatory Halemba (110); Wentylatory Ziemowit (110); Węgierska Górka (110); Węglokoks (110); Wieczysta (110); Wieliczka (110); Wielopole (400/220/110); Wiertnicza (110); Wierzbowa (110); Wirek (110); Wisła (110); Włodzimierz (110); Wodna (110); Wodzisław (110); Wola Filipowska (110); Wolbrom (110); Wołczyn (110); Wrzosowa (220/110); Wygiełzów (110); Wygoda (110); Wysoka (110); XBZ	

Lp.	Oznaczenie OAZW	Stacje elektroenergetyczne w sieci zamkniętej określające OAZW Nazwa stacji (napięcia)	Uwagi
		(110); XMK (110); XMP (110); Zabierzów (110); Zabłocie (110); Zabrze (110); Zagórze (110); Zakłady Chemiczne Alwernia (110); Zakrzów (110); Zalewisko (110); Załęże (110); Zamkowa (110); Zaskawie (110); Zasole (110); Zator (110); Zawada (110); Zawadzkie (110); Zawiercie Elektrostalownia (110); Zawiercie Marteny (110); Zawiercie Piece (220); Zawiercie Półwyroby (110); Zawodzie (110); Zdzieszowice (110); Zgoda (110); Ziemowit (110); ZML Kęty (110); Zofiówka (110); Zuzanka (110); Zygmunt (110); Żabiniec (110); Żar (220); Żory (110); Żwaków (110); Żywiec (110);	
4.	OAZW_PO_01	Adamów (220/110/110); Adamów Kopalnia A (110); Antoninek (110); Babiak (110); Barlinek (110); Barłogi (110); Bartoszówka (110); Bema (110); Białowieska (110); Biały Kamień (110); Bielany Wrocławskie (110); Bielawa (110); Bielin (110); Biskupice (220/110); Boguszów (220/110); Bojanowo (110); Bolechowo (110); Bolesławiec Matejki (110); Bolesławiec Tysiąclecia (110); Braniborska (110); Bridgestone (110); Bronowice (110); Brzegowa (110); Brzostów (110); Budziechów (110); Buk (110); Bystrzyca (110); Bytnica (110); Bytom Odrzański (110); Ceków (110); Centralna Oczyszczalnia Ścieków (110); Chocianów (110); Chociwel (110); Chodzież (110); Chojna (110); Chojnów (110); Choszczno (110); Cienin (110); Cieplice (220/110); Cybinka (110); Cytadela (110); Czarna (400/110); Czarnków (110); Czechnica (110); Czerwona Woda (110); Czerwonak (220/110); Dąbie (110); Dębno (110); Dębrznica (110); Dobiegniew (110); Dobrzec (110); Dolice (110); Dolna Odra (110); Drawski Młyn (110); Drezdenko (110); Duszniki (110); Dychów (110); Dzierżoniów (110); EC Karolin (110); EC Zielona Góra (220/110); Elektrownia Turów (110); Fałkowo (110); FW Jagniątkowo (110); Glinki (220/110); Głuszyca (110); Gniezno Winiary (110); Gniezno Wschód (110); Golczewo (110); Goleniów (110); Gorzów (220/110); Gorzów Przemysłowa (110); Gorzów Słoneczna (110); Gorzów Słowiańska (110); Gorzów Wawrów (110); Gostyń (110); Góra (110); Górczyn (110); Górka (110); Górzyca (110); Grabów (110); Graby (110); Grodzisk (110); Gromadka (110); Gryfice (110); Gryfino (110); Gubin (110); Gumieńce (110); Huta Aluminium (110); Huta Cedynia (110); Huta Głogów 1 (110); Huta Głogów 2 (110); Huta Legnica (110); Huta Szczecin (110); Hutmen (110); Iłowiec (110); Jagodnik (110); Janiszew (110); Jankowa Żagańska (110); Jarocin Południe (110); Jarocin Wschód (110); Jastrowie (110); Jawor (110); Jedwabie (110); Jelcz (110); Jelenia Góra Hallerczyków (110); Jelenia Góra Zabobrze (110); Jóźwin (110); Junikowo (110); Kalinówka (110); Kalisz Centrum (110); Kalisz Piwonice (110); Kalisz Północ (110); Kalisz Zachód (110); Kamieniec Ząbkowicki (110); Kamienna Góra (110); Kamień Pomorski (110); Kazimierz (110); Kąty Wrocławskie (110); Kępno (110); Kiekrz (110); Klecina (220/110); Kleczew (110); Kluczewo (110); Kłodawa (110); Kłodzko (110); Kołbacz (110); Koło (110); Koło Korund (110); Koło Wschód (110); Komorniki (110); Konin (220/110); Konin Południe (110);	

Lp.	Oznaczenie OAZW	Stacje elektroenergetyczne w sieci zamkniętej określające OAZW Nazwa stacji (napięcia)	Uwagi
		Konrad (110); Kopalnia Jakubów (110); Kopalnia Jóźwin 2 (110); Kopalnia Soli (110); KopalniaTurów 1 (110); KopalniaTurów 2 (110); KopalniaTurów 3 (110); KopalniaTurów 4 (110); KopalniaTurów 5 (110); Kostrzyń (110); Kościan (110); Kotlin (110); Kowary (110); Koźmin (110); Kożuchów (110); Krajnik (400/220); Kraski (110); Krauthofera (110); Krodowiec (110); Krosno Odrzańskie (110); Krośnieńska (110); Krotoszyn Mahle (110); Krotoszyn Południe (110); Krotoszyn Północ (110); Krzęcin (110); Kudowa (110); Lądek Zdrój (110); Legnica Północna (110); Leszczyńska Fabryka Pomp (110); Leszno (220/110); Leszno Wschód (110); Leśniów (220/110); Lizawce (110); Lubań Śląski (110); Lubawka (110); Lubin Główny (110); Lubin Wschodni (110); Lubin Zachodni (110); Luboń (110); Lubstów (110); Ludwinów (110); Lwówek Śląski (110); Łagoszów (110); Łączna (110); Łobez (110); Łozienica (110); Łupowo (110); Łużycka (110); Malta Decor (110); Marciszów (110); Margonin (110); Maszewo (110); Matylda (110); Miasteczko Krajeńskie (110); Miedzianka (110); Międzychód (110); Międzyrzecz (110); Międzyzdroje (110); Mikułowa (400/220/110); Milicz (110); Miłosław (110); Miłoszyce (110); Mirosławiec (110); Moracz (110); Morzyczyn (220/110); Mosina (110); Mostkowo (110); Mścięcino (110); Myślibórz (110); Nadolnik (110); Nagradowice (110); Naramowice (110); Nekla (110); Niechorze (110); Niemierzyn (110); Niesłusz (110); Nowa Ruda (110); Nowa Sól (110); Nowa Sól Graniczna (110); Nowogard (110); Nowogród Bobrzański (110); Nowy Dwór (110); Nowy Tomyśl (110); Oborniki (110); Oborniki Śląskie (110); Odolanów (110); Okonek (110); Oleśnica (110); Oława (110); Opalenica (110); Ostrów (400/110); Ostrów Południe (110); Ostrów Północ (110); Ostrzeszów (110); Pafawag (110); Pasikurowice (400/110); Paszowice (110); Pawłowice (110); Pątnów (400/220/110); Pępowo (110); Piaskowa Góra (110); Piątkowo (110); Piechowice (110); Pieńsk (110); Pieszkowice (110); Piła Centrum (110); Piła Krzewina (220/110); Piła Południe (110); Piła Północ (110); Plac Budowy (110); Pleszew (110); Plewiska (400/220/110); Plewiska kier. Ostrów (110); Pniewy (110); Pobiedziska (110); Podzamcze (110); Polanka (110); Police (220/110); Polkowice (220/110); Polkowice Główne (110); Polkowice Strefa (110); Polkowice Zachodnie (110); Polmo (110); Pomorska (110); Pomorzany (110); Potoczek (110); Poznań Garbary (110); Poznań Główna (110); Poznań HCP (110); Poznań Jeżyce (110); Poznań Pogodno (110); Poznań Południe (220/110); Poznań Rataje (110); Poznań Sołacz (110); Poznań Starołęka (110); Prochowice (110); Przemków (110); Grzybków (110); Przylep (110); Przylesie (110); Przyłęk (110); Psie Pole (110); Pułaskiego (110); Pyrzyce (110); Raciborowice (110); Rawicz (110); Recław (110); Rogoźno (110); Rokita (110); Rudna Główna (110); Rudna Zachodnia (110); Rusinowa (110); Rychwał (110); Rzepin (110); Sady (110); Siechnice (110); Sieraków (110); Sieroszowice (110); Skałeczno (110); Skolwin (110); Skwierzyna (110); Sława (110); Słotwina (110); Słubice (110); Słupca	

Lp.	Oznaczenie OAZW	Stacje elektroenergetyczne w sieci zamkniętej określające OAZW Nazwa stacji (napięcia)	Uwagi
		(110); Sobótka (110); Sośnie (110); Stargard Wschód (110); Stargard Zachód (110); Staszica (110); Stawiszyn (110); Stęszew (110); Stilon (110); Strzelce Krajeńskie (110); Strzelin (110); Sulechów (110); Sulęcin (110); Swarzędz (110); Swedwood Zbąszynek (110); Swojec (110); Syców (110); Szamotuły (110); Szczecin (110); Szklarska Poręba (110); Szprotawa (110); Ścinawa (110); Ślesin (110); Śmigiel (110); Śrem (110); Śrem Helenki (110); Środa (110); Środa Śląska (110); Świebodzice (220/110); Świebodzin Międzyrzecka (110); Świebodzin Sobieskiego (110); Świdnica (110); Świętoszów (110); Świnoport (110); Świnoujście (110); Tarnowska (110); Tarnowo Podgórne (110); Tarnówek (110); Trzcianka (110); Trzebiatów (110); Trzebnica (110); Turek Zdrojki (110); Turów (110); Turzyn (110); Twardogóra (110); Uciechów (110); Uczniowska (110); Volkswagen (110); Walcownia (110); Wałcz (110); Warszów (110); Wawrzyńca (110); Wągrowiec (110); Węgorzyno (110); Widuchowa (110); Wieruszow (110); Wiktoria (110); Wiskoza (110); Witkowo (110); Witnica (110); Wizów (110); Władysławów (110); Wolsztyn (110); Wołów (110); Wrocław Żelazna (110); Wrocław Długa (110); Wrocław Krzywoustego (110); Wrocław Leśnica (110); Wrocław Pilczyce (110); Wrocław Skarbowców (110); Wrocław Walecznych (110); Wrocław Wieczysta (110); Wrocław Wilcza (110); Wrocław Zachód (110); Wronki (110); Września (110); Wschowa (110); Wykroty (110); Wyrzysk (110); Zacharzyce (110); Zagorów (110); Zakłady Płyt Pilśniowych (110); Załom (110); Zawada (110); Zawiszów (110); Ząbkowice (220/110); Zbąszynek (110); Zdroje (110); Zegrze (110); Zgorzelec (110); Zielomyśl (110); Zielona Góra Energetyków (110); Ziębice (110); Złotoryja (110); Złotów (110); Zosinek (110); Żagań (110); Żarków (110); Żarów (110); Żary (110); Żelechowo (110); Żmigrodzka (110); Żmigród (110); Żórawina (110); Żuki (110); Żukowice (220/110); Żydowce (110);	
5.	OAZW_BY_01	Barczewo (110); Bartoszyce (110); Basen Górniczy (110); Białogard (110); Biskupiec (110); Boże Pole (110); Braniewo (110); Brodnica Grunwald (110); Brodnica Podgórz (110); Brusy (110); Bydgoszcz Błonie (110); Bydgoszcz EC II (110); Bydgoszcz Kauczuk (110); Bydgoszcz Południe (110); Bydgoszcz Północ (110); Bydgoszcz ROMET (110); Bydgoszcz Rupienica (110); Bydgoszcz Śródmieście (110); Bydgoszcz Wschód (110); Bydgoszcz Zachód (220/110); Bytów (110); Cedry (110); Chełmno (110); Chełmża (110); Chojnice (110); Chojnice Przemysłowa (110); Chwarzno (110); Chylonia (110); Ciechocinek (110); Czaplinek (110); Czarna Woda (110); Czarne (110); Czersk (110); Czerwony Most (110); Człuchów (110); Darłowo (110); Darżyno (110); Dębnica Kaszubska (110); Dobre Miasto (110); Drawsko (110); DRUMET (110); Drwęca (110); Dunowo (400/220/110); Elbląg (110); Elbląg Radomska (110); Elbląg Wschód (110); Elbląg Zachód (110); Elbląg Zamech (110); Elektrociepłownia Gdańsk (110); Fordon (110); Gałęźnia Mała (110); Gdańsk I (220/110); Gdańsk Błonia (400/110/30); Gdańsk	

Lp.	Oznaczenie OAZW	Stacje elektroenergetyczne w sieci zamkniętej określające OAZW Nazwa stacji (napięcia)	Uwagi
		Chełm (110); Gdańsk II (110); Gdynia Południe (110); Gdynia Port (110); Gdynia Wielki Kack (110); Gietrzwałd (110); Gniewkowo (110); Gnieżdżewo (110); Gnieżdzewo Łebcz (110); Golub Dobrzyń (110); Gościno (110); Górki Zachodnie (110); Górowo Iławeckie (110); Grabówek (110); Grębocin (110); Grudziądz (400/220/110/); Grudziądz Łąkowa (110); Grudziądz Mniszek (110); Grudziądz Rządz (110); Grudziądz Strzemięcin (110); Grudziądz Śródmieście (110); Grzmiąca (110); Gwieździn (110); Iława (110); Inowrocław (110); Inowrocław Marulewska (110); Inowrocław Mątwy (110); Jabłonowo (110); Jachcice (110); Janikowo (110); Jaroty (110); Jasiniec (220/110/15); Karczyn (110); Karlino (110); Karścino (110); Kawęczyn (110); Kąty Rybackie (110); Kcynia (110); Kętrzyn (110); Kiełpino (110); Kisielice (110); Kokoszki (110); Kołobrzeg 6 DP (110); Kołobrzeg Koszalińska (110); Kontenery (110); Koronowo (110); Koronowo Elektrownia (110); Korpele (110); Korsze (110); Koszalin Morska (110); Koszalin Południe (110); Koszalin Północ (110); Koszalin Przemysłowa (110); Kościerzyna (110); Kotomierz (110); Kowale (110); Kowalewo (110); Kronospan (110); Kruszwica (110); Kwidzyn Celuloza (110); Kwidzyn Północ (110); Leśniewo (110); Lębork Krzywoustego (110); Lębork Nowy Świat (110); Lidzbark Warmiński (110); Lignowy Szlacheckie (110); Lipno (110); Lisewo (110); Lubawa (110); Lubicz (110); Lubień Kujawski (110); Lubraniec (110); Łasin (110); Łasin Pern (110); Łysomice (110); Majewo (110); Malbork Południe (110); Miastko (110); Michelin (110); Mikołajki (110); Miłakowo (110); Miłobądz (110); Mogilno (110); Morąg (110); Motława (110); Mrągowo (110); Nakło (110); Nidzica (110); Nowa Wieś Wielka (110); Nowe Miasto (110); Nowy Dwór (110); Obłęże (110); Oksywie (110); Oliwa (110); Olsztyn (220/110); Olsztyn Mątki (400/220/110); Olsztyn Południe (110); Olsztyn Północ (110); Olsztyn Wschód (110); Olsztyn Zachód (110); Olsztynek (110); Ołowianka (110); Opalino (110); Orneta (110); Osowa Góra (110); Ostrowite (110); Ostróda (110); Ostrów (110); OZOS (110); Pakość (110); Pasłęk (110); Paterek (110); Piecki (110); Pieńkowo (110); Piotrków (110); Piotrowiec (110); Pleniewo (110); Pogrodzie (110); Polmo (110); Połczyn Zdrój (110); Pomorska (110); Port Północny (110); Pruszcz (110); Przechowo (110); Przyłęki (110); Przymorze (110); Przysiek (110); Puszcza Miejska (110); Rafineria (110); Rakowiec (110); Rąbinek (110); Reda (110); Redłowo (110); Reszel (110); Rumia (110); Runowo (110); Rutki (110); Rypin (110); Sadłogoszcz (110); Sępólno (110); Sianów (110); Sierakowice (110); Silnowo (110); Skarszewy (110); Sławno (110); Słupsk Grunwaldzka (110); Słupsk Hubalczyków (110); Słupsk Poznańska (110); Słupsk Szczecińska (110); Słupsk Wierzbięcino (400/110); Słupsk Wierzbięcino AC/DC (400); Solec Kujawski (110); Sopot (110); Starogard (110); Stocznia GEO (110); Straszyn Dolny (110); Straszyn Górny (110); Strzelno (110); Subkowy (110); Susz (110); Swarożyn (110); Szczecinek (110); Szczecinek Leśna (110); Szczytno (110);	

Lp.	Oznaczenie OAZW	Stacje elektroenergetyczne w sieci zamkniętej określające OAZW Nazwa stacji (napięcia)	Uwagi
		Sztum (110); Szubin (110); Świdwin (110); Świecie (110); Świerkocin (110); Tczew (110); Tlenownia (110); Toruń Bielawy (110); Toruń Elana (220/110); Toruń Południe (110); Toruń Północ (110); Toruń Rubinkowo (110); Toruń Śródmieście (110); Toruń Wschód (110); Toruń Zachód (110); Trzemeszno (110); Tuchola (110); Tychowo (110); Tymień (110); Unisław (110); Ustka (110); Ustronie Morskie (110); Warlubie (110); Wąbrzeźno (110); Wejherowo (110); Wicko (110); Wielbark (110); Władysławowo (110); Włocławek Azoty (220/110); Włocławek Południe (110); Włocławek Wschód (110); Włocławek Zachód (110); Wysoka (110); Zachem (110); Zachem II (110); Zajączkowo (110); Zakłady Azotowe (110); Zaspa (110); Zawiśle (110); Złocieniec (110); Żarnowiec (400/110/15); Żnin Ogrodowa (110); Żur (110); Żydowo (220/110/10); Żydowo Koszalińskie (110);	

INSTRUKCJA
RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI PRZESYŁOWEJ

Bilansowanie systemu
i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

Załącznik nr 3

Zasady wyznaczania zdolności przesyłowych
na połączeniach międzysystemowych

SPIS TREŚCI

1. ZASADY OGÓLNE 3
CZĘŚĆ A METODYKA NTC DLA POŁĄCZEŃ SYNCHRONICZNYCH 3
2. PODSTAWOWE DEFINICJE 3
3. PRZEKRÓJ WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ KSE 4
4. KRYTERIA NIEZAWODNOŚCI 4
5. METODYKA WYZNACZANIA TTC 5
6. WYMAGANIA DOTYCZĄCE TRM 6
7. HORYZONTY CZASOWE OBLICZEŃ I ŹRÓDŁA DANYCH WYJŚCIOWYCH 7
8. MODELE 7
9. SCHEMAT WYZNACZANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH 8

1. Zasady ogólne

1.1. Niniejszy Załącznik zawiera zasady wyznaczania wielkości zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej oraz zasady obliczania marginesu bezpieczeństwa przesyłu, na bazie elektrycznych i fizycznych parametrów sieci. Standardy bezpieczeństwa oraz zasady prowadzenia ruchu i planowania stosowane są przez OSP zgodnie z IRiESP.

1.2. Określone w niniejszym Załączniku zasady dotyczą wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na:

(1) Połączeniach synchronicznych (równoległych) KSE z systemami elektroenergetycznymi Czech, Niemiec i Słowacji, oraz

(2) Połączeniach niesynchronicznych (nierównoległych, stałoprądowych):

a) SwePol Link łączącym systemy elektroenergetyczne Polski i Szwecji;

b) LitPol Link łączącym systemy elektroenergetyczne Polski i Litwy.

1.3. Do wyznaczenia zdolności przesyłowych wynikających z warunków pracy sieci stosuje się metodykę NTC. Metodykę i jej stosowanie dla połączeń synchronicznych opisano w Części A niniejszego Załącznika. Metodykę tą stosuje się odpowiednio również dla połączeń niesynchronicznych, odrębnie dla połączenia KSE z systemem elektroenergetycznym Szwecji i połączenia KSE z systemem elektroenergetycznym Litwy.

1.4. Podstawą do wyznaczenia zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej są wyniki analiz rozpływowych, wykonywanych z wykorzystaniem aktualnych modeli systemów połączonych, z uwzględnieniem warunków pracy sieci wewnętrznej.

1.5. Zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej są wyznaczane jako maksymalne wartości NTC, dla których spełnione są kryteria niezawodności pracy sieci.

Część A Metodyka NTC dla połączeń synchronicznych

2. Podstawowe definicje

2.1. Definicje i oznaczenia ich skrótów, o których mowa w pkt 2.2. – 2.4., są przyjęte i stosowane przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych zrzeszonych w ramach ENTSO-E.

2.2. **NTC** - Zdolności Przesyłowe Netto

Maksymalne dostępne zdolności wymiany mocy pomiędzy dwoma przyległymi obszarami regulacyjnymi, uwzględniające niezbędny margines bezpieczeństwa oraz kryteria niezawodności stosowane w tych obszarach.

2.3. **TTC** - Całkowite Zdolności Przesyłowe

Całkowite Zdolności Przesyłowe określane są jako maksymalna dopuszczalna wartość mocy wymiany międzysystemowej pomiędzy przyległymi obszarami zgodnie z obowiązującymi w każdym z nich kryteriami bezpieczeństwa.

2.4. **TRM** - Margines Bezpieczeństwa Przesyłu

Margines Bezpieczeństwa Przesyłu stanowi rezerwę zdolności przesyłowych utrzymywaną ze względu na możliwe zdarzenia losowe i niepewność danych wykorzystanych dla wyznaczenia wartości TTC. Margines Bezpieczeństwa Przesyłu

jest wielkością zdolności przesyłowych, która może być wykorzystana jedynie w sytuacjach awaryjnych lub dla realizacji krótkotrwałych działań regulacyjnych.

3. Przekrój wymiany międzysystemowej KSE

3.1. O wielkości TTC decydują techniczne zdolności przesyłowe KSE, które wyznacza się dla sumy przekrojów granicznych KSE z systemami elektroenergetycznymi Niemiec, Czech i Słowacji. Przyjęcie tego założenia wynika z uwarunkowań technicznych realizacji wymiany międzysystemowej w tym rejonie. Systemy elektroenergetyczne Niemiec, Czech, Słowacji i Polski tworzą między sobą wielokrotne połączenia elektryczne. Powoduje to występowanie znacznych przepływów wyrównawczych oraz wzajemne wykorzystywanie sieci dla realizacji wymiany międzysystemowej zarówno w stanach normalnych, jak i w stanach awaryjnych.

3.2. Najistotniejsze skutki uwarunkowań, o których mowa w pkt 3.1, z punktu widzenia udostępniania zdolności przesyłowych dla wymiany międzysystemowej, są następujące:

a) Każda wymiana uzgodniona na granicy dwóch systemów odbywa się z wykorzystaniem innych przekrojów granicznych. Dotyczy to w szczególności wymiany realizowanej pomiędzy KSE a niemieckim systemem elektroenergetycznym (do 50% tej wymiany jest realizowane przez przekrój polsko-czeski).

b) Wymiana energii elektrycznej między sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi (bez udziału handlowego podmiotów działających w obszarze polskim) powoduje powstanie przepływów energii elektrycznej poprzez KSE, co istotnie wpływa na wyznaczane dla tego systemu zdolności przesyłowe.

c) Wyznaczone zgodnie ze stosowaną metodyką wartości TTC dla indywidualnej wymiany energii elektrycznej na poszczególnych granicach nie są przekładalne na decyzje dotyczące zdolności przesyłowych udostępnianych przez OSP dla celów wymiany handlowej. Suma tak określonych zdolności przesyłowych przekraczałaby znacznie faktyczne techniczne możliwości wymiany dla całego KSE.

4. Kryteria niezawodności

4.1. Techniczne zdolności przesyłowe między obszarami wyznacza się z uwzględnieniem warunków bezpieczeństwa pracy połączonych systemów elektroenergetycznych. Jako kryterialne zakłócenia przyjmuje się:

a) Wyłączenie jednej międzysystemowej linii przesyłowej (w przypadku linii dwutorowej zakłada się wyłączenie jednego toru).

b) Wyłączenie dowolnego pojedynczego elementu sieci wewnętrznej KSE (pojedynczy tor linii przesyłowej, transformator, sekcja szyn rozdzielni NN).

c) Wyłączenie dowolnego pojedynczego elementu sieci w sąsiednich systemach elektroenergetycznych (pojedynczy tor linii przesyłowej, transformator, sekcja szyn rozdzielni NN).

4.2. Kryteria niezawodności uznaje się za spełnione jeśli w przypadku żadnego z ww. kryterialnych zakłóceń nie dojdzie do:

a) Przekroczenia dopuszczalnej długotrwale obciążalności prądowej elementów sieciowych.

b) Przekraczania dopuszczalnych zakresów napięć.

c) Utraty stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego (stabilność kątowa dla małych zakłóceń, stabilność kątowa dla dużych zakłóceń i stabilność napięciowa).

4.3. Wymagania, o których mowa pkt 4.2 muszą być spełnione zarówno dla KSE jak i sąsiednich systemów elektroenergetycznych.

5. Metodyka wyznaczania TTC

5.1. Wartości TTC wyznaczane są z zachowaniem jasnych i rzetelnych zasad, dla sumarycznego przekroju granicznego z systemami elektroenergetycznymi Czech, Niemiec i Słowacji, przy wykorzystaniu dostępnych dla danego okresu modeli matematycznych systemów połączonych. Zasady te oraz ich zmiany podawane są do publicznej wiadomości.

5.2. Modele obliczeniowe powinny zawierać:

a) Parametry elektryczne elementów sieci oraz ich dopuszczalne obciążalności.

b) Parametry elektryczne oraz maksymalne i minimalne moce czynne i bierne generatorów uwzględnianych w opisywanym modelu.

c) Przewidywaną konfigurację pracy systemu elektroenergetycznego dla analizowanego okresu (układ pracy sieci i rozkład wytwarzania).

d) Przewidywane wartości salda wymiany międzysystemowej poszczególnych krajów.

e) Planowane zapotrzebowanie mocy w każdym węźle modelu sieci.

f) Ekwiwalenty generacji nie wprowadzonej do modelu (w tym generacji rozproszonej).

5.3. Wartości TTC dla eksportu z KSE do systemów elektroenergetycznych Niemiec, Czech i Słowacji oblicza się kierując zasadami, o których mowa w pkt 5.4 oraz 5.5, natomiast dla importu do KSE zasadami, o których mowa w pkt 5.6 oraz 5.7.

5.4. Symulowana generacja w obszarze kraju jest zwiększana o ΔE z jednoczesnym zmniejszaniem mocy wytwórczej o ΔE w systemach elektroenergetycznych Niemiec, Czech i Słowacji. Efektem zmiany jest wzrost przepływu mocy z KSE do systemów elektroenergetycznych Niemiec, Czech i Słowacji. Proces zmian generacji kontynuowany jest aż do momentu, gdy przestają być spełnione przyjęte kryteria niezawodności w KSE lub w systemie elektroenergetycznym Niemiec, Czech lub Słowacji.

5.5. Maksymalna wielkość eksportu mocy z KSE do systemów elektroenergetycznych Niemiec, Czech i Słowacji, przy zachowaniu kryteriów niezawodności, określa TTC dla eksportu:

$$TTC = BCE + \Delta E \max^{+}$$

gdzie:

BCE - wymiana mocy w stanie normalnym, określona na podstawie obserwacji z czasu przeszłego,

$\Delta Emax^{+}$ - maksymalna całkowita zmiana generowanej mocy w kierunku eksportu

przy zachowaniu kryteriów niezawodności systemów elektroenergetycznych.

5.6. Wyliczenie TTC dla importu do KSE wykonuje się w podobny sposób wymuszając zmianę kierunku przepływu mocy między systemami elektroenergetycznymi. W tym celu redukowana jest moc wytwórczą w KSE o ΔE z jednoczesnym zwiększeniem mocy wytwórczej o ΔE w systemach elektroenergetycznych Niemiec, Czech i Słowacji. Proces zmian generacji kontynuowany jest aż do momentu, gdy przestają być spełnione przyjęte kryteria niezawodności w KSE lub w systemie elektroenergetycznym Niemiec, Czech lub Słowacji.

5.7. Maksymalna wielkość importu mocy do KSE z systemów elektroenergetycznych Niemiec, Czech i Słowacji, przy zachowaniu kryteriów niezawodności, określa TTC dla importu:

$$TTC = BCE - \Delta E \max^{-}$$

gdzie:

BCE - wymiana mocy w stanie normalnym, określona na podstawie obserwacji z czasu przeszłego,

ΔEmax^{-} - maksymalna całkowita zmiana generowanej mocy w kierunku importu przy zachowaniu kryteriów niezawodności systemów elektroenergetycznych.

5.8. Schemat wyznaczania zdolności przesyłowych TTC pomiędzy dwoma obszarami przedstawiony jest w pkt 9.

6. Wymagania dotyczące TRM

6.1. Potrzeba utrzymywania TRM wynika z ryzyka wystąpienia gorszych warunków pracy połączonych systemów elektroenergetycznych niż zakładano w modelach wykorzystanych do obliczenia wartości TTC dla danego okresu.

6.2. Podstawowe czynniki ryzyka, które należy brać pod uwagę przy definiowaniu alternatywnych stanów pracy systemu elektroenergetycznego dla wyznaczania TRM dla KSE są następujące:

a) Utrzymywanie się wysokich temperatur (powoduje znaczne zmniejszenie dopuszczalnej obciążalności linii przesyłowych ze względu na zwisy przewodów).

b) Wysoka generacja elektrowni wiatrowych zlokalizowanych w północno-wschodnim rejonie Niemiec.

c) Nieuzgodnione na granicach KSE przepływy wyrównawcze wynikające z realizacji kontraktów realizowanych poza KSE, mające bezpośredni wpływ na przepływy w KSE.

6.3. TRM określa się po zdefiniowaniu alternatywnych stanów pracy połączonych systemów elektroenergetycznych w stosunku do stanu pracy przyjętego dla wyznaczenia wartości TTC. W ich wyborze OSP kieruje się analizą zarejestrowanych, rzeczywistych przepływów transgranicznych oraz prawdopodobieństwem wystąpienia czynników ryzyka w danym okresie czasu. Wartość TRM jest określana jako różnica wartości TTC wyliczonej dla stanu bazowego i najmniejszej wartości TTC dla przyjętych, alternatywnych przypadków.

6.4. Wyliczenie konkretnych wartości TRM z zachowaniem zasad należytej staranności i

przejrzystości jest obowiązkiem OSP i jest podawane do publicznej wiadomości.

7. Horyzonty czasowe obliczeń i źródła danych wyjściowych

7.1. OSP wyznacza wartości TTC oraz TRM dla horyzontu rocznego, miesięcznego, dobowego oraz godzinowego w ramach odpowiednich procedur planowania koordynacyjnego, wykorzystując w obliczeniach aktualnie dostępne dane. Wyznaczone wartości technicznych zdolności przesyłowych podlegają publikacji w postaci planów:

a) Plany roczne zdolności przesyłowych - zawierających wartości TTC oraz TRM wyznaczone dla poszczególnych dni roku.

b) Plany miesięczne zdolności przesyłowych - zawierających wartości TTC oraz TRM wyznaczone dla poszczególnych dni miesiąca.

c) Plany dobowe zdolności przesyłowych - zawierających wartości TTC oraz TRM wyznaczone dla wszystkich godzin doby.

d) Plany godzinowe zdolności przesyłowych - zawierających wartości TTC oraz TRM wyznaczone dla poszczególnych godzin.

8. Modele

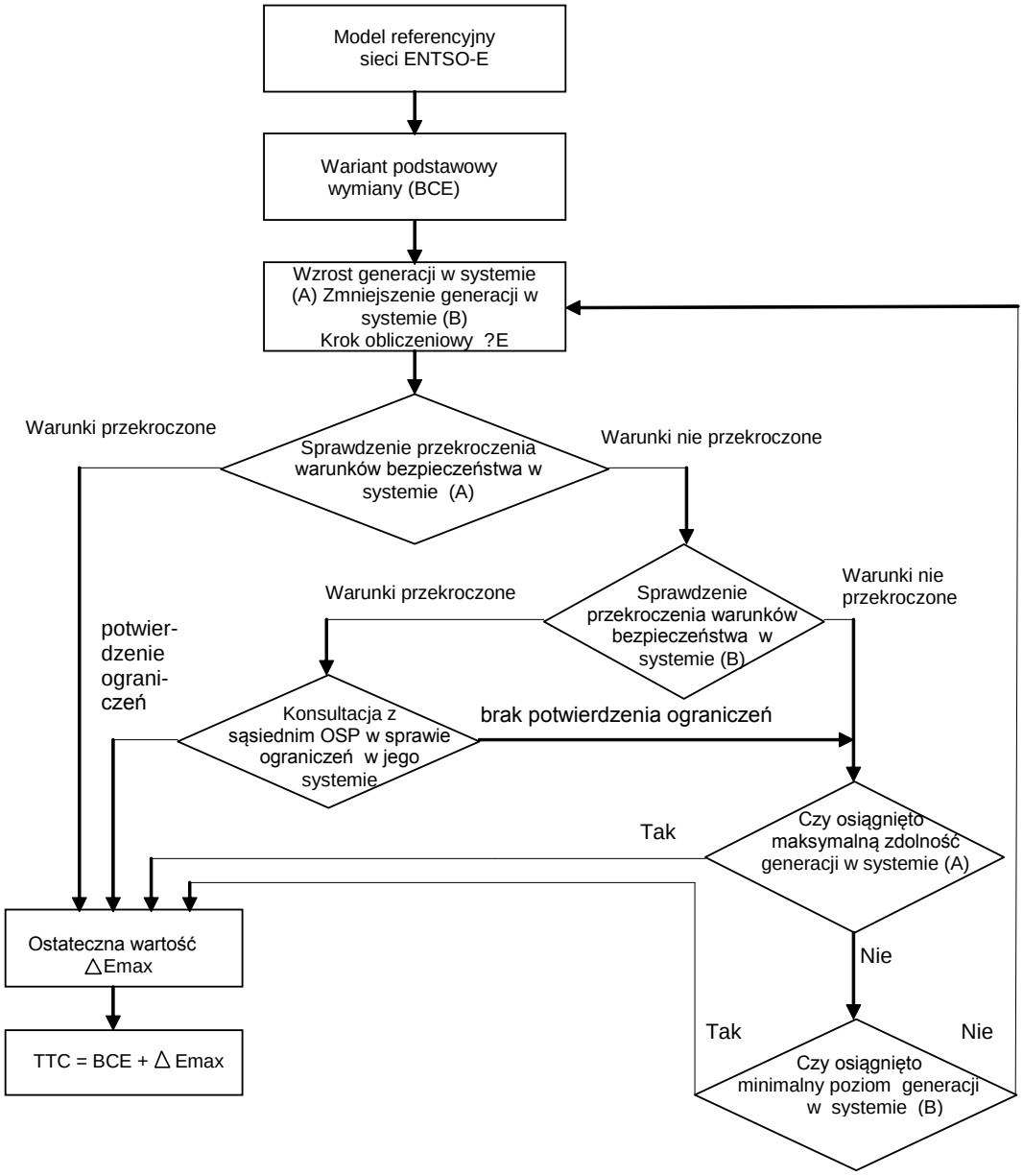
8.1. Poszczególne wykorzystywane w obliczeniach modele powstają w ramach obecnie działających procedur, i tak:

a) **Modele referencyjne ENTSO-E** - modele opracowywane w ramach procedury ENTSO-E oddzielnie dla sezonu letniego i zimowego na podstawie danych uzyskanych od poszczególnych operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych. Modele obejmują kontynentalną część sieci ENTSO-E.

b) **Modele prognostyczne ENTSO-E** - modele powstające w ramach procedury ENTSO-E na podstawie danych przekazywanych codziennie przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych. Dane zawierają m.in. planowane na następny dzień indywidualne salda wymiany międzysystemowej poszczególnych krajów.

c) **Modele sezonowe KSE** - modele opracowywane przez OSP zgodnie z zasadami zapisanymi w IRiESP oddzielnie dla zimy i lata, dla charakterystycznych okresów doby (szczyt obciążenia i dolina nocna).

d) **Zmodyfikowane modele sezonowe KSE** - modele sezonowe KSE o zaktualizowanym dla danego okresu poziomie zapotrzebowania.

e) **Modele dobowe KSE** - modele sezonowe KSE uwzględniające planowane na dany dzień wyłączenia sieciowe, zapotrzebowanie oraz rozkład wytwarzania na poszczególne jednostki wytwórcze.

9. Schemat wyznaczania zdolności przesyłowych