

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ

Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

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

Tekst ujednolicony uwzględniający zmiany wprowadzone:

- *Kartą aktualizacji nr CB/1/2010 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(2)/2010/KS z dnia 20 września 2010 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/2/2010 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(4)/2010/LK z dnia 10 listopada 2010 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/4/2012 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 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(8)/2010/2012/LK z dnia 16 listopada 2012 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/3/2012 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(13)/2010/2012/LK z dnia 14 grudnia 2012 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/6/2012 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(16)/2010÷2013/LK z dnia 29 stycznia 2013 r.*

- Kartą aktualizacji nr CB/7/2012 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(18)/2010/2012/KS z dnia 30 stycznia 2013 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/8/2013 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4320-2(26)/2010/2013/JRz z dnia 18 listopada 2013 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/9/2013 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4320-2(27)/2010/2013/JRz z dnia 10 grudnia 2013 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/10/2013 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4320-2(38)/2010/2014/LK z dnia 26 maja 2014 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/11/2014 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4320-2(40)/2010/2014/LK z dnia 31 lipca 2014 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/12/2014 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4320-2(48)/2010/2014/LK z dnia 6 listopada 2014 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/13/2015 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4320-2(72)/2010/2015/MH z dnia 29 kwietnia 2016 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/14/2015 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 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WIR.4320.3.2016/LK z dnia 25 listopada 2016 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/15/2016 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WIR.4320.1.2016.LK z dnia 27 stycznia 2017 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/17/2017 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.1.2017.LK z dnia 28 lutego 2017 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/19/2018 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.6.2018.LK z dnia 22 października 2018 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/18/2018 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.2.2018.PSt z dnia 30 października 2018 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/20/2018 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.7.2018.LK z dnia 18 grudnia 2018 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/21/2018 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.9.2018.LK z dnia 10 kwietnia 2019 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/23/2019 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.4.2019.PSt z dnia 30 sierpnia 2019 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/22/2019 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.2.2019.PSt z dnia 9 października 2019 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/24/2019 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.6.2019.PSt z dnia 21 października 2019 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/26/2019 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.1.2020.ŁW z dnia 29 stycznia 2020 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/25/2019 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.8.2019.PSt z dnia 18 lutego 2020 r.
- Kartą aktualizacji nr CB/27/2020 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.3.2020.PSt z dnia 3 kwietnia 2020 r.

- *Kartą aktualizacji nr CB/28/2020 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.7.2020.ŁW z dnia 23 grudnia 2020 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/29/2021 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.1.2021.MZS z dnia 1 czerwca 2021 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/30/2021 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.2.2021.ŁW z dnia 9 września 2021 r.*
- *Kartą aktualizacji nr CB/32/2022 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.2.2022.LK z dnia 10 marca 2022 r.*

Spis treści

1. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ	6
1.1. Wykaz skrótów	6
1.2. Wykaz aktów prawnych powołanych w niniejszym dokumencie	6
1.3. Wykaz TCM powołanych w niniejszym dokumencie	7
1.4. Definicje pojęć stosowane celem wykładni niniejszej części IRiESP	7
2. POSTANOWIENIA OGÓLNE.....	8
3. WARUNKI POZYSKIWANIA USŁUGI DYSPOZYCYJNOŚCI JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH.....	9
3.1. GWS w procesie bilansowania zasobów KSE.....	9
3.2. Warunki uczestnictwa w świadczeniu usługi GWS.....	9
4. PROCEDURY PLANOWANIA KOORDYNACYJNEGO I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.....	10
4.1. Procedura planowania dobowego	10
4.1.1. Zasady ogólne planowania koordynacyjnego	10
4.1.2. Procedura tworzenia Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD)	10
4.1.2.1. Zasady ogólne przygotowywania planu koordynacyjnego PKD.....	10
4.1.2.2. Dane wejściowe do planu koordynacyjnego PKD	12
4.1.2.3. Ograniczenia systemowe uwzględniane przez OSP w procesie tworzenia planu koordynacyjnego PKD	13
4.1.2.4. Dane wyjściowe planu koordynacyjnego PKD	19
4.2. Procedura planowania operatywnego i prowadzenia ruchu	21
4.2.1. Zasady ogólne	21
4.2.2. Harmonogram przygotowywania planu koordynacyjnego BPKD.....	21
4.2.3. Wersja podstawowa planu koordynacyjnego BPKD	22
4.2.4. Procedura aktualizacji planu koordynacyjnego BPKD	22
4.2.5. Dane wejściowe oraz dane wyjściowe planu koordynacyjnego BPKD	24
4.2.6. Zasady wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia i uwzględniania ich w planowaniu pracy systemu.....	26
4.2.7. Kontrola poprawności redukcji obciążenia	26
4.2.7.1. Kontrola poprawności zgłaszanych wielkości poboru mocy dla JG_{Oa}	26
4.2.7.2. Kontrola poprawności wykonywania poleceń OSP przez JG_{Oa}	27
4.3. Procedura zgłaszania remontów, ubytków i wymuszeń jednostek wytwórczych.....	28
4.3.1. Zakres zgłoszeń	28
4.3.2. Harmonogram przekazywania zgłoszeń	29
4.3.3. Uwarunkowania dotyczące zgłoszeń	30
4.3.3.1. Zgłoszenia postojów remontowych Jednostek Grafikowych aktywnych	30
4.3.3.2. Zgłoszenia ubytków mocy.....	30
4.3.3.3. Zgłoszenia pracy wymuszonej.....	30
4.4. Procedura planowania i dysponowania regulacyjnymi usługami systemowymi	31
4.4.1. Zasady ogólne	31
4.4.2. Planowanie wykorzystania regulacyjnych usług systemowych.....	31
4.4.3. Zasady dysponowania regulacyjnymi usługami systemowymi	32

4.5.	Procedura zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych.....	32
4.5.1.	Zasady zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych.....	32
4.5.2.	Zasady udostępniania oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniach systemów elektroenergetycznych.....	33
5.	WYMAGANIA DLA SYSTEMÓW ESTYMOWANIA WARTOŚCI MOCY CZYNNEJ MFW....	36
6.	POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE.....	38
7.	ZAŁĄCZNIKI	40

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 5 z 40

1. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ

1.1. Wykaz skrótów

Użyte w niniejszej części IRiESP skróty, jeżeli nie zostały w niej zdefiniowane, a dotyczą zagadnień regulowanych postanowieniami odpowiednio:

- (1) Warunków dotyczących bilansowania opracowanych na podstawie art. 18 rozporządzenia 2017/2195 (dalej „TCM opracowanego na podstawie art. 18 EB GL”) - posiadają znaczenie w rozumieniu tego TCM,
- (2) IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci - posiadają znaczenie w rozumieniu tej powołanej części IRiESP.

Ponadto mają zastosowanie poniższe skróty:

GMOS	–	Generator Modeli Ograniczeń Systemowych
GWS	–	Generacja Wymuszona Względami Sieciowymi
MFW	–	Morska Farma Wiatrowa
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
RUS	–	Regulacyjne Usługi Systemowe

1.2. Wykaz aktów prawnych powołanych w niniejszym dokumencie

Kodeksy sieci	–	rozporządzenia wydane na podstawie art. 6 lub 18 rozporządzenia 2009/714 oraz rozporządzenia wydane na podstawie art. 59 lub 61 rozporządzenia 2019/943
rozporządzenie 2009/714	–	rozporządzenie (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 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 15, z późn. zm.)
rozporządzenie 2015/1222 (dalej również „CACM GL”)	–	rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami (Dz. Urz. UE L 197/24 z 25.7.2015 r.)
rozporządzenie 2017/2195 (dalej również „EB GL”)	–	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.)
rozporządzenie 2019/943	–	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019., str. 54)

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 6 z 40

Ustawa o MFW	– ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234, z późn. zm.)
ustawa Prawo energetyczne	– ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.)

1.3. Wykaz TCM powołanych w niniejszym dokumencie

TCM	– Metody, warunki, wymogi lub zasady, przyjęte na podstawie rozporządzenia 2009/714, rozporządzenia 2019/943 lub Kodeksów sieci (ang. „terms, conditions and methodologies”).
TCM opracowany na podstawie art. 18 EB GL	– Warunki dotyczące bilansowania opracowane na podstawie art. 18 rozporządzenia 2017/2195 zatwierdzone decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.744.35.2019.PSt z dnia 5 marca 2020 r. z ew. późn. zm. albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie.

1.4. Definicje pojęć stosowane celem wykładni niniejszej części IRiESP

Użyte w niniejszej części IRiESP pojęcia, jeżeli nie zostały w niej zdefiniowane, a dotyczą zagadnień regulowanych postanowieniami odpowiednio:

- (1) TCM opracowanego na podstawie art. 18 EB GL - posiadają znaczenie w rozumieniu tego TCM,
- (2) IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci - posiadają znaczenie w rozumieniu tej powołanej części IRiESP.

Ponadto mają zastosowanie poniższe definicje:

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.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 7 z 40

2. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 2.1. IRIESP, zgodnie z art. 9g ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, zawiera wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, określającą warunki, procedury, kryteria i zasady, jakie muszą być spełnione w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.
- 2.2. TCM opracowany na podstawie art. 18 EB GL, zgodnie z zakresem podmiotowym i przedmiotowym wskazanym w tym artykule, zawiera warunki dla dostawców usług bilansujących oraz warunki dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie.
- 2.3. Zważywszy, że
- (1) zakres przedmiotowy regulacji wskazany w art. 9g ust. 6 ustawy Prawo energetyczne pokrywa się częściowo z zakresem TCM opracowanym na podstawie art. 18 EB GL;
 - (2) obowiązuje zasada pierwszeństwa w stosowaniu prawa Unii w stosunku do prawa krajowego;
 - (3) art. 62 rozporządzenia 2019/943 stanowi o prawie państw członkowskich do utrzymania lub wprowadzenia środków zawierających bardziej szczegółowe przepisy niż określone w rozporządzeniu 2019/943 lub Kodeksach Sieci, pod warunkiem, że są zgodne z prawem Unii;
- niniejsza część IRIESP obejmuje zakres zagadnień wskazany w art. 9g ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, nie objęty postanowieniami TCM opracowanego na podstawie art. 18 EB GL.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 8 z 40

3. WARUNKI POZYSKIWANIA USŁUGI DYSPOZYCYJNOŚCI JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

3.1. GWS w procesie bilansowania zasobów KSE

- 3.1.1. W celu zapewnienia odpowiednich standardów jakości i niezawodności pracy KSE, OSP może zawierać z wytwórcą posiadającym jednostkę wytwórczą nJWCD umowę o świadczenie usługi dyspozycyjności tej jednostki (dalej „umowa GWS”), zapewniającej wymagane, ze względu na prawidłowe funkcjonowanie KSE, wielkości wytwarzania energii elektrycznej przez tę jednostkę.
- 3.1.2. OSP dokonuje zakupu usługi GWS na zasadach określonych w niniejszej części IRiESP.
- 3.1.3. Jednostka wytwórcza nJWCD objęta umową GWS uczestniczy w rynku energii na takich samych zasadach jak jego pozostali uczestnicy.
- 3.1.4. OSP dokonując bilansowania produkcji z zapotrzebowaniem, ze względu na ograniczenia sieciowe, wydaje polecenia przywołania do pracy lub zwiększenia generacji jednostki wytwórczej nJWCD objętej umową GWS, celem zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE. Zdolności wytwórcze nJWCD objęte umową GWS są również wykorzystywane przez OSP w sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W takim przypadku polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej nJWCD, OSP wydaje OSD na obszarze działania którego, jednostka ta jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej.
- 3.1.5. Szczegółowe warunki techniczne i handlowe świadczenia usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych są określane w umowie GWS, zawartej pomiędzy OSP a użytkownikiem systemu (wykonawcą usługi), z uwzględnieniem zasad zawartych w IRiESP.

3.2. Warunki uczestnictwa w świadczeniu usługi GWS

- 3.2.1. OSP kontraktuje usługę GWS zgodnie z przepisami o zamówieniach publicznych.
- 3.2.2. Koszty zakupu usługi GWS są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.
- 3.2.3. Jeżeli w wyniku realizacji procesu kontraktacji usługi GWS 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 usługi GWS, w tym cen za świadczenie tej usługi.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 9 z 40

4. PROCEDURY PLANOWANIA KOORDYNACYJNEGO I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

4.1. Procedura planowania dobowego

4.1.1. Zasady ogólne planowania koordynacyjnego

4.1.1.1. Operator Systemu Przesyłowego opracowuje plany koordynacyjne pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE, zgodnie z postanowieniami IRIESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

4.1.1.2. OSP opracowuje następujące rodzaje planów koordynacyjnych wykorzystania zasobów KSE:

- (1) Plan koordynacyjny dobowy (dalej „plan koordynacyjny PKD”).
- (2) Bieżący plan koordynacyjny dobowy (dalej „plan koordynacyjny BPKD”).

4.1.1.3. Plany koordynacyjne PKD i BPKD są planami realizacyjnymi.

4.1.2. Procedura tworzenia Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD)

4.1.2.1. Zasady ogólne przygotowywania planu koordynacyjnego PKD

4.1.2.1.1. Plan koordynacyjny PKD dla doby n jest sporządzany do godziny 17.00 doby $n-1$.

4.1.2.1.2. Plan koordynacyjny 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

4.1.2.1.3. Plan koordynacyjny PKD jest przygotowywany na podstawie Przyjętych Ofert Bilansujących.

4.1.2.1.4. Plan koordynacyjny PKD jest tworzony na podstawie danych będących wynikiem działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń (moduł LPD - *Linear Programming Dispatch*).

4.1.2.1.5. Algorytm Rozdziału Obciążeń zapewnia:

- (1) Dobór Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} oraz rozdział obciążeń tych jednostek w zakresie wytwarzania i dobór wielkości ładowania (odbioru energii) przez JG_{Ma} , w oparciu o zgłoszone dane

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 10 z 40

handlowe i techniczne w Ofertach Bilansujących, przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych.

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

4.1.2.1.6. Wynikiem działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń są dane umożliwiające stworzenie planu koordynacyjnego PKD określające plan pracy Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} oraz wielkości ładowania (odbioru energii) przez JG_{Ma} na każdą z 24 godzin doby handlowej n , uwzględniający zbilansowanie dobowej prognozy zapotrzebowania i występujące w KSE ograniczenia systemowe, w tym wymagane rezerwy.

4.1.2.1.7. Szczegółowe zasady działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń (modułu LPD) określone zostały w TCM opracowanym na podstawie art. 18 EB GL.

4.1.2.1.8. Szczegółowy harmonogram tworzenia planu koordynacyjnego PKD przedstawia Tabela 4.2.

Tabela 4.2.
Harmonogram tworzenia planu koordynacyjnego 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
	aktualizacja dyspozycyjności Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , dla doby n
Zbieranie danych ofertowych	
Doba $n-1$ 9.00 – 14.30	Zbieranie danych handlowych i technicznych dla poszczególnych typów Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , dla doby n
	Zbieranie danych od OSDp o produkcji planowanej jednostek wytwórczych nie będących JWCD dla doby n
Tworzenie planu koordynacyjnego PKD	
Doba $n-1$ 12.00 – 15.00	Aktualizacja danych systemowych bilansu mocy planu koordynacyjnego 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
Doba $n-1$ 12.00 – 15.00	Aktualizacja planów pracy źródeł wytwórczych nieswobodnych
	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 Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , w każdym podstawowym okresie handlowym doby n
Doba $n-1$ 14.30 – 15.00	Tworzenie macierzy rozptyłów dla Algorytmu Rozdziału Obciążeń (modułu LPD) modyfikacja układu normalnego na każdy podstawowy okres handlowy doby n wyznaczanie macierzy rozptyłów W
Doba $n-1$ 15.00 – 16.30	Tworzenie i ocena planu pracy Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , dla doby n tworzenie I wersji planu pracy Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} - bez uwzględnienia ograniczeń systemowych ocena I wersji planu pracy Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} PROCES ITERACYJNY (POCZĄTEK) tworzenie II wersji planu pracy Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} - z uwzględnieniem ograniczeń systemowych występujących w dobie n weryfikacja II wersji planu pracy Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} poprzez symulacje rozptyłów 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 Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , z uwzględnieniem zmodyfikowanych ograniczeń systemowych dla doby n weryfikacja II wersji planu pracy Jednostek Grafikowych aktywnych JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} poprzez symulacje rozptyłów mocy w programie PLANS tworzenie planu wykorzystania JG_{Wa} do regulacji ocena II wersji planu pracy Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} PROCES ITERACYJNY (KONIEC)
Doba $n-1$ 15.00 – 16.30	Tworzenie list kolejności uruchamiania JG_{Wa} z $ZAK=1$ i dociążania Jednostek Grafikowych aktywnych oraz odstawiania JG_{Wa} z $ZAK=1$ i odciążania Jednostek Grafikowych aktywnych, dla każdej godziny doby n
Doba $n-1$ 16.30 – 17.00	Tworzenie planu koordynacyjnego PKD dla doby n
Doba $n-1$ do 17.00	Udostępnianie planu koordynacyjnego PKD dla doby n

4.1.2.2. Dane wejściowe do planu koordynacyjnego PKD

4.1.2.2.1. Podstawowymi danymi wejściowymi do tworzenia planu koordynacyjnego PKD są:

- (1) Posiadane przez OSP aktualne dane w zakresie:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 12 z 40

- (1.1) Dyspozycyjności, ubytków remontowych i eksploatacyjnych oraz możliwości regulacyjnych poszczególnych Jednostek Grafikowych aktywnych.
- (1.2) Prognozowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE.
- (1.3) Planu produkcji jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
- (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 rozplądów 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.

4.1.2.3. Ograniczenia systemowe uwzględniane przez OSP w procesie tworzenia planu koordynacyjnego PKD

4.1.2.3.1. Zasady ogólne

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

4.1.2.3.1.2. Uwzględniane w procesie tworzenia planu koordynacyjnego 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.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 13 z 40

- 4.1.2.3.1.3. Ograniczenia systemowe są wprowadzane do systemu informatycznego OSP za pomocą Generators Modeli Ograniczeń Systemowych (system GMOS) i uwzględniane na poszczególnych etapach tworzenia planów koordynacyjnych PKD.
- 4.1.2.3.1.4. Do każdego ograniczenia jest przypisany termin jego obowiązywania, określony z dokładnością do godziny (data, godzina).
- 4.1.2.3.2. Ograniczenia ze strony jednostek wytwórczych (ograniczenia elektrowniane)**
- 4.1.2.3.2.1. 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.
- 4.1.2.3.2.2. 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.
- 4.1.2.3.2.3. 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.
- 4.1.2.3.2.4. Dane o ograniczeniach wynikających z parametrów technicznych poszczególnych jednostek wytwórczych pochodzą z Ofert Bilansujących - części technicznej JG_{Wa} z $ZAK=1$ oraz danych stałych zgłoszonych przez wytwórców w ramach zgłoszeń danych strukturalnych.
- 4.1.2.3.2.5. Ograniczenia elektrowniane, o których mowa w pkt 4.1.2.3.2.3 są uwzględniane przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) w procesie tworzenia planu koordynacyjnego PKD.
- 4.1.2.3.2.6. Koszty wynikające z uwzględnienia ograniczeń elektrownianych, o których mowa w pkt 4.1.2.3.2.3 są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.
- 4.1.2.3.2.7. Operator Systemu Przesyłowego na wniosek danego wytwórcy może zaakceptować dodatkowe ograniczenia elektrowniane wynikające z przyczyn technologicznych w elektrowni.
- 4.1.2.3.2.8. Do ograniczeń elektrownianych, o których mowa w pkt 4.1.2.3.2.7 należą:
- (1) Ograniczenia zgłaszane poprzez system SOWE:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 14 z 40

- (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.

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

4.1.2.3.2.10. Zmiana, o której mowa w pkt 4.1.2.3.2.9 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 uwzględni nowe ograniczenia elektrowniane, określone w poprawnym wniosku, o którym mowa w pkt (1), poczynając od daty wskazanej w tym wniosku.
- (3) W przypadku uwzględnienia wniosku, o którym mowa w pkt (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.

4.1.2.3.2.11. Ograniczenia elektrowniane, o których mowa w pkt 4.1.2.3.2.7, są wprowadzane do systemu informatycznego OSP za pomocą Generатора Modeli Ograniczeń Systemowych (system GMOS) i uwzględniane przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) w procesie tworzenia planu koordynacyjnego PKD.

4.1.2.3.2.12. Koszty wynikające z uwzględnienia ograniczeń elektrownianych, o których mowa w pkt 4.1.2.3.2.7 są rozliczane według zasad określonych w TCM opracowanym na podstawie art. 18 EB GL.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 15 z 40

4.1.2.3.3. Ograniczenia ze strony sieci przesyłowej (ograniczenia sieciowe)

- 4.1.2.3.3.1. Do ograniczeń sieciowych zalicza się wszystkie ograniczenia w pracy jednostek wytwórczych wynikające z warunków pracy sieci zamkniętej.
- 4.1.2.3.3.2. Ograniczenia sieciowe identyfikowane są w procesie planowania koordynacyjnego poprzez wykonywanie analiz sieciowych z wykorzystaniem najbardziej aktualnych modeli KSE.
- 4.1.2.3.3.3. Jako kryterium identyfikacji ograniczeń sieciowych stosuje się obowiązujące wymagania dotyczące parametrów jakościowych energii i niezawodnościowych pracy sieci zamkniętej.
- 4.1.2.3.3.4. Dla potrzeb realizacji przez OSP procesów tworzenia planu koordynacyjnego 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.
- 4.1.2.3.3.5. Zidentyfikowane według zasad określonych w pkt 4.1.2.3.3.4 ograniczenia sieciowe są wprowadzane do systemu informatycznego OSP za pomocą Generators Modeli Ograniczeń Systemowych (system GMOS) i uwzględniane przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) w procesie tworzenia planu koordynacyjnego PKD.
- 4.1.2.3.3.6. Wyróżnia się dwa tryby wprowadzania ograniczeń sieciowych w procesie planowania dobowego:
- (1) Normalny.
 - (2) Operatywny.
- 4.1.2.3.3.7. 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.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 16 z 40

- 4.1.2.3.3.8. Tryb operatywny wprowadzania ograniczeń sieciowych jest stosowany przez OSP w celu aktualizacji, w procesie tworzenia planów koordynacyjnych PKD i BPKD, ograniczeń sieciowych wprowadzonych w trybie normalnym.
- 4.1.2.3.3.9. W trybie operatywnym decyzje podejmowane są na podstawie:
- (1) Analiz sprawdzających wykonywanych w procesie tworzenia planu koordynacyjnego 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*).
- 4.1.2.3.3.10. Ograniczenia sieciowe wprowadzane w trybie operatywnym wymagają zatwierdzenia zgodnie z wewnętrzną procedurą OSP.
- 4.1.2.3.3.11. Identyfikacja ograniczeń sieciowych w ramach tworzenia planu koordynacyjnego PKD odbywa się według następującej procedury:

PROCEDURA IDENTYFIKACJI OGRANICZEŃ SIECIOWYCH W RAMACH TWORZENIA PLANU KOORDYNACYJNEGO PKD

ETAP I

- Termin realizacji:** Do godziny 12.00 doby tworzenia dokumentu.
- Model wyjściowy KSE:** Model KSE w układzie normalnym dla danej pory roku.
- 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.
- Modyfikacje modelu:** Aktualizacja obciążenia jednostek wytwórczych na podstawie wyników Algorytmu Rozdziału Obciążeń (modułu LPD).
- Narzędzie analityczne** PSLF (lub PLANS).
- Wynik:** Zaktualizowany plan ograniczeń sieciowych dla poszczególnych godzin planowanej doby wprowadzony do systemu GMOS.

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

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 17 z 40

PROCEDURA IDENTYFIKACJI OGRANICZEŃ SIECIOWYCH W RAMACH TWORZENIA PLANU KOORDYNACYJNEGO 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 rozptylowe systemów wspomaganie dyspozytorskiego.
Wyniki:	Propozycje zmian planu pracujących jednostek wytwórczych lub rozdziału obciążeń pomiędzy pracujące jednostki wytwórcze uwzględniające oferty bilansujące i ograniczenia elektrowniane.
Wynik:	Zaktualizowany plan ograniczeń sieciowych dla poszczególnych godzin planowanej doby wprowadzony do systemu GMOS.

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

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

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

4.1.2.3.4.2. 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.

4.1.2.3.4.3. Wielkość wymaganej rezerwy mocy OSP określa dla każdej godziny doby n , uwzględniając wymagania określone w TCM opracowanym na podstawie art. 18 EB GL, wyznaczając w dobie $n-1$ wymagany poziom rezerwy wirującej ponad zapotrzebowanie i poniżej zapotrzebowania.

4.1.2.3.4.4. Zaplanowane przez OSP wielkości wymaganej rezerwy wirującej są uwzględniane przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) w procesie tworzenia planu koordynacyjnego PKD poprzez takie zaplanowania punktów pracy poszczególnych Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{Pva} , aby zapewnić niezbędną wielkość tej rezerwy zarówno przy wzroście zapotrzebowania ponad wartość planową, jak również przy spadku zapotrzebowania poniżej wartości planowane.

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

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 18 z 40

4.1.2.4. Dane wyjściowe planu koordynacyjnego PKD

4.1.2.4.1. W planie koordynacyjnym PKD są zawarte następujące dane wyjściowe (w wartościach brutto 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) Sumaryczna moc ładowania JG_{Ma} .
- (4) Bilans produkcji jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
- (5) Zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez Jednostki Grafikowe aktywne: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} .
- (6) Zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JG_{Wa} ciepłe.
- (7) Rezerwa wirująca ponad zapotrzebowanie Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , zaplanowanych do pracy.
- (8) Rezerwa wirująca poniżej zapotrzebowania Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , zaplanowanych do pracy.
- (9) Suma zdolności wytwórczych Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} .
- (10) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
- (11) Suma zdolności wytwórczych w KSE.
- (12) Maksymalne zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , zaplanowanych do pracy.
- (13) Minimalne zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , zaplanowanych do pracy.
- (14) Generacja Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , zaplanowanych do pracy.
- (15) Nadwyżki zdolności wytwórczych Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} .
- (16) Nadwyżki zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
- (17) Wymagana rezerwa wirująca ponad zapotrzebowanie i poniżej zapotrzebowania.
- (18) Planowane wykorzystanie do regulacji poszczególnych JG_{Wa} , jako dane udostępniane poszczególnym elektrowniom.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 19 z 40

- 4.1.2.4.2. Dane wyjściowe planu koordynacyjnego PKD publikowane poprzez system WIRE (w wartościach brutto 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 Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} .
 - (1.5) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
 - (1.6) Suma generacji zdeterminowanej Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} .
 - (1.7) Sumaryczna generacja i sumaryczna moc ładowania magazynów energii nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
 - (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 Jednostki Grafikowej aktywnej: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} :
 - (2.1) Moc dyspozycyjna.
 - (2.2) Planowana do produkcji wielkość energii w wartościach brutto.
 - (2.3) Planowane wykorzystanie do regulacji - dotyczy tylko JG_{Wa} kwalifikowanych do świadczenia usług regulacji.
- 4.1.2.4.3. Dane wyjściowe planu koordynacyjnego PKD publikowane na stronie internetowej OSP (w wartościach brutto dla poszczególnych godzin):
- (1) Zapotrzebowanie na moc KSE.
 - (2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE.
 - (3) Suma zdolności wytwórczych JG_{Wa} .
 - (4) Suma zdolności wytwórczych JG_{Ma} .
 - (5) Suma zdolności wytwórczych JG_{FWa} .
 - (6) Suma zdolności wytwórczych JG_{PVa} .
 - (7) Sumaryczna generacja Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} .
 - (8) Sumaryczna generacja i sumaryczna moc ładowania JG_{Ma} .
 - (9) Sumaryczna generacja jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
 - (10) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.
 - (11) Sumaryczna generacja JG_{FWa} .

- (12) Sumaryczna generacja źródeł fotowoltaicznych.
- (13) Sumaryczna generacja JG_{PVa} .
- (14) Krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej).
- (15) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.
- (16) Planowana rezerwa mocy ponad i poniżej zapotrzebowania.
- (17) Prognozowany stan zakontraktowania KSE wyznaczony na podstawie aktualnych wielkości USE przyjętych do realizacji oraz prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB).

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 (plan koordynacyjny BPKD).
- 4.2.1.2. W ramach planu koordynacyjnego BPKD następuje rozłożenie i aktualizacja planowanego zapotrzebowania na moc, obciążenia godzinowego Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , salda wymiany międzysystemowej i generacji z pozostałych jednostek wytwórczych na okresy 15 minutowe oraz jest planowane wykorzystanie redukcji poboru mocy JG_{Oa} .
- 4.2.1.3. Zaplanowane wartości obciążenia Jednostek Grafikowych aktywnych dla okresów 15 minutowych - Bieżące Punkty Pracy (BPP) - są przesyłane do wytwórców w ramach planu koordynacyjnego BPKD i wyznaczają średnie obciążenie bazowe brutto danej Jednostki Grafikowej aktywnej na każde 15 minut.
- 4.2.1.4. Plan koordynacyjny BPKD na daną dobę handlową n jest sporządzany na podstawie planu koordynacyjnego PKD na dobę n z uwzględnieniem bieżącej sytuacji w KSE. Przy przygotowywaniu planu koordynacyjnego BPKD wykorzystywane są listy kolejności uruchamiania JG_{Wa} z $ZAK=1$ i dociążania Jednostek Grafikowych aktywnych oraz odstawiania JG_{Wa} z $ZAK=1$ i odciążania Jednostek Grafikowych aktywnych, tworzone przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD).

4.2.2. Harmonogram przygotowywania planu koordynacyjnego BPKD

- 4.2.2.1. Wersja podstawowa planu koordynacyjnego BPKD na dobę handlową n sporządzana jest codziennie, jednorazowo, bezpośrednio po sporządzeniu planu koordynacyjnego PKD w dobie $n-1$ i nie uwzględnia zdarzeń mających wpływ na zmianę wielkości przyjętych do planu koordynacyjnego PKD.
- 4.2.2.2. Kolejne wersje planu koordynacyjnego BPKD tworzone są w dobie $n-1$ i w dobie n jeżeli zarejestrowano zdarzenia mające wpływ na zaplanowane wielkości w aktualnej wersji planu koordynacyjnego BPKD, w szczególności dotyczące zmian:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 21 z 40

- (1) Planowanych wielkości zapotrzebowania na moc.
- (2) Wymiany międzysystemowej.
- (3) Składu lub ograniczeń w pracy Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa} i JG_{PVa}, będących w ruchu.
- (4) Generacji jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
- (5) Mocy dyspozycyjnych Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa} i JG_{PVa}.
- (6) Przyjętych Ofert Bilansujących - część handlowa.
- (7) Przyjętych Ofert Redukcji Obciążenia i wykorzystanych mocy redukcyjnych JG_{Oa}.

4.2.2.3. Każda sporządzona wersja planu koordynacyjnego 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 koordynacyjnego BPKD - po jej sporządzeniu, nie później niż na 15 minut przed rozpoczęciem okresu jej obowiązywania.

4.2.3. Wersja podstawowa planu koordynacyjnego BPKD

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

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

- (1) Planowanego zapotrzebowania na moc w KSE.
- (2) Planowanej wymiany międzysystemowej.
- (3) Planowanego obciążenia poszczególnych Jednostek Grafikowych aktywnych.
- (4) Planowanego sumarycznego obciążenia jednostek wytwórczych nie uczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.

4.2.4. Procedura aktualizacji planu koordynacyjnego BPKD

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

- (1) Prognoza zapotrzebowania KSE.
- (2) Wielkość wymiany międzysystemowej.
- (3) Dyspozycyjność Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa} i JG_{PVa} (na podstawie zgłoszeń z systemu SOWE).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 22 z 40

- (4) Dyspozycyjność jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
- (5) Wielkość generacji jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
- (6) Dyspozycyjność JG_{Wa} w zakresie regulacji (na podstawie zgłoszeń z systemu SOWE).
- (7) Znaczniki udziału w regulacji.

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

4.2.4.3. Kolejne aktualizacje podstawowej wersji planu koordynacyjnego BPKD są wykonywane w miarę potrzeb, co najmniej raz na godzinę, 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 koordynacyjny 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 Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , ubytki mocy Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , usztywnienia Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , będących w ruchu lub zmiany planowanego czasu ich trwania.
- (4) Nastąpią zmiany w generacji jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
- (5) Wystąpi konieczność uruchomienia Jednostek Grafikowych aktywnych z $ZAK=1$.
- (6) Wystąpi konieczność odstawienia lub usztywnienia pracy określonych Jednostek Grafikowych aktywnych z $ZAK=1$.
- (7) Wystąpi konieczność zmiany znaczników udziału w regulacji.
- (8) Wystąpi aktualizacja Przyjętych Ofert Bilansujących - część handlowa.

4.2.4.5. Przygotowanie nowej wersji planu koordynacyjnego 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, tworzonych przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD), list kolejności uruchamiania JG_{Wa} z $ZAK=1$ i dociążania Jednostek Grafikowych aktywnych oraz odstawiania JG_{Wa} z $ZAK=1$ i odciążania Jednostek Grafikowych aktywnych.
- (3) Udostępnieniu nowej wersji planu koordynacyjnego BPKD na pozostałą część doby jako obowiązującej do następnej aktualizacji.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 23 z 40

4.2.5. Dane wejściowe oraz dane wyjściowe planu koordynacyjnego BPKD

4.2.5.1. Podstawowymi danymi wejściowymi do sporządzenia planu koordynacyjnego 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 Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} .
 - (3.2) Moc dyspozycyjna sumy jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
- (4) Moc minimalna jednostek wytwórczych w KSE:
 - (4.1) Moce minimalne poszczególnych Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} .
 - (4.2) Moc minimalna sumy jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
- (5) Godzinowe obciążenie poszczególnych Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , wyznaczone w planie koordynacyjnym PKD.
- (6) Planowane godzinowe obciążenie sumy jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
- (7) Plan wykorzystania do regulacji pierwotnej i wtórnej poszczególnych JG_{Wa} .
- (8) Zgłoszenia Wytwórców o zaplanowanych na daną dobę handlową odstawieniach remontowych, pracy wymuszonej i ubytkach mocy Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} .
- (9) Listy kolejności uruchamiania JG_{Wa} z $ZAK=1$ i dociążania Jednostek Grafikowych aktywnych oraz odstawiania JG_{Wa} z $ZAK=1$ i odciążania Jednostek Grafikowych aktywnych, tworzone przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD).
- (10) Dane ze zgłoszeń danych handlowych i technicznych dokonanych dla Jednostek Grafikowych aktywnych, w tym w zakresie aktualizacji Ofert Bilansujących i Ofert Redukcji Obciążenia.
- (11) Informacje pozyskiwane przez OSP w procesie prowadzenia ruchu KSE, wpływające na zmiany bilansu mocy.
- (12) Dane stałe poszczególnych JG_{Wa} , w tym dopuszczalny zakres zmian bieżącego punktu pracy dla poszczególnych znaczników udziału w regulacji.

4.2.5.2. Danymi wyjściowymi planu koordynacyjnego BPKD, wyznaczonymi dla poszczególnych Jednostek Grafikowych aktywnych i dla każdego 15 minutowego okresu doby handlowej n , są:

- (1) Stan Jednostki Grafikowej aktywnej.
- (2) Typ ubytku Jednostki Grafikowej aktywnej.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 24 z 40

- (3) Plan wykorzystania do regulacji pierwotnej i wtórnej poszczególnych JG_{Wa} (dane w podstawowej wersji planu koordynacyjnego BPKD) oraz plan udziału w regulacji pierwotnej i wtórnej poszczególnych JG_{Wa} (dane w podstawowej i kolejnych wersjach planu koordynacyjnego BPKD).
- (4) Moc dyspozycyjna Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , w wielkościach brutto.
- (5) Moc obciążenia Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , w wielkościach brutto (BPP).
- (6) Moc minimalna Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , w wielkościach brutto.
- (7) Wykorzystanie redukcji poboru mocy JG_{Oa} .

4.2.5.3.

Dane wyjściowe planu koordynacyjnego BPKD publikowane na stronie internetowej OSP (w wartościach brutto dla poszczególnych godzin):

- (1) Zapotrzebowanie na moc KSE.
- (2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE.
- (3) Suma zdolności wytwórczych JG_{Wa} .
- (4) Suma zdolności wytwórczych JG_{Ma} .
- (5) Suma zdolności wytwórczych JG_{FWa} .
- (6) Suma zdolności wytwórczych JG_{PVa} .
- (7) Sumaryczna generacja Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} .
- (8) Sumaryczna generacja i sumaryczna moc ładowania JG_{Ma} .
- (9) Sumaryczna generacja jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym.
- (10) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.
- (11) Sumaryczna generacja JG_{FWa} .
- (12) Sumaryczna generacja źródeł fotowoltaicznych.
- (13) Sumaryczna generacja $JGPVa$.
- (14) Krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej).
- (15) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.
- (16) Planowana rezerwa mocy ponad i poniżej zapotrzebowania.
- (17) Prognozowany stan zakontraktowania KSE wyznaczony na podstawie aktualnych wielkości USE przyjętych do realizacji oraz prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB).
- (18) Suma mocy z wykorzystanych Ofert Redukcji Obciążenia JG_{Oa} .

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 25 z 40

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 Jednostki Grafikowe aktywne: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , 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 50 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 aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} oraz JG_{OSP_a} 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 30 minut przed rozpoczęciem godziny h i nie wcześniej niż 50 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 Jednostki Grafikowe aktywne: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} oraz JG_{OSP_a} .

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.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 26 z 40

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.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 27 z 40

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 Jednostki Grafikowe aktywne: JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa} i JG_{PVa}, 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, poprzez systemem SOWE są przekazywane do OSP:

- (1) Planowane postoje Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa} i JG_{PVa}, wraz z kwalifikacją postoju:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 28 z 40

- (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 osławiania inwestycji.
- (2) Planowane ubytki mocy Jednostek Grafikowych aktywnych: JG_{Wa} , JG_{Ma} , JG_{FWa} i JG_{PVa} , wraz z przyczyną wystąpienia ubytku:
 - (2.1) Po uruchomieniu Jednostki Grafikowej aktywnej z postoju remontowego.
 - (2.2) Warunki eksploatacyjne.
 - (2.3) Osławianie inwestycji.
 - (2.4) Ciepłownictwo.
- (3) Planowana praca wymuszona JG_{Wa} :
 - (3.1) Ze stałą mocą.
 - (3.2) Ze zmienną mocą.
- (4) Zgłoszenia niesprawności układów regulacji na poszczególnych JG_{Wa} :
 - (4.1) ARNE.
 - (4.2) Regulacji pierwotnej.
 - (4.3) Regulacji wtórnej.
 - (4.4) Regulacji BPP.
- (5) Zdarzenia ruchowe JG_{Wa} z $ZAK=1$:
 - (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 są przekazywane do OSP niezwłocznie i po każdej ich zmianie.
- 4.3.2.2. W przypadku zgłoszeń wyspecyfikowanych w pkt 4.3.1.3. (1.1) - (1.3) wytwórca uwzględnia dodatkowo zasady dotyczące zgłoszeń remontów JWCD i JWCK, o których mowa w IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 29 z 40

4.3.3. Uwarunkowania dotyczące zgłoszeń

4.3.3.1. Zgłoszenia postojów remontowych Jednostek Grafikowych aktywnych

- 4.3.3.1.1. Zgłoszenia postojów remontowych muszą zawierać: kod Jednostki Grafikowej aktywnej, planowany czas rozpoczęcia i zakończenia postojów remontowych, kwalifikację postojów, opis przyczyny postojów oraz imię i nazwisko osoby dokonującej zgłoszenia.
- 4.3.3.1.2. Wydłużenie oraz skrócenie zatwierdzonego postojów remontowych jest zgłaszane do OSP jako korekta poprzedniego, zatwierdzonego już zgłoszenia.
- 4.3.3.1.3. Planowanym czasem zakończenia postojów remontowych powinien być czas gotowości JG_{Wa} do rozpoczęcia uruchamiania.
- 4.3.3.1.4. Po planowanym zakończeniu przez JG_{Wa} z $ZAK=1$ postojów remontowych, OSP może zaplanować:
- (1) Rozpoczęcie uruchamiania JG_{Wa} zgodnie z właściwą, wynikającą z oferty technicznej, charakterystyką rozruchu.
 - (2) Rozpoczęcie pracy wymuszonej JG_{Wa} zgodnie z grafikiem z zatwierdzonego zgłoszenia pracy wymuszonej.
 - (3) Przekazanie JG_{Wa} do rezerwy, przy czym za czas przekwalifikowania JG_{Wa} do rezerwy przyjmuje się czas planowanego zakończenia remontu przesunięty o okres uruchamiania tej JG_{Wa} , wynikający z jej charakterystyki uruchamiania, odpowiedniej do czasu postojów.
- 4.3.3.1.5. W przypadkach, o których mowa w pkt 4.3.3.1.4 (1) i (2) wszystkie stany pracy JG_{Wa} zrealizowane pomiędzy zatwierdzonym w zgłoszeniu planowanym czasem zakończenia postojów remontowych a osiągnięciem wartości P^{MIN_TECH} są wliczane do czasu trwania remontu.

4.3.3.2. Zgłoszenia ubytków mocy

- 4.3.3.2.1. Zgłoszenia ubytków mocy muszą zawierać: kod Jednostki Grafikowej aktywnej, 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^{DYS} .
 - (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 JG_{Wa} z $ZAK=1$ lub JG_{Ma} z $ZAK=1$, planowany czas rozpoczęcia i zakończenia pracy wymuszonej,

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 30 z 40

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 koordynacyjnym dostępnych zasobów KSE.

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 wykorzystanie regulacyjnych usług systemowych w ramach planowania koordynacyjnego dobowego.

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) Zasad i wymagań technicznych, dotyczących pracy wzajemnie połączonych sieci elektroenergetycznych przyjętych jako obowiązujące na podstawie SAFA RGCE.
- (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 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 Grafikowych wytwórczych aktywnych.

4.4.2.2. Planowanie przez OSP udziału w regulacji poszczególnych JG_{Wa} w dobie n odbywa się na etapie tworzenia planu koordynacyjnego BPKD w dobie $n-1$. W podstawowej wersji planu koordynacyjnego BPKD jest określana dla każdej godziny doby n oraz dla każdej JG_{Wa} wartość znacznika udziału w regulacji. Wartości znacznika udziału w regulacji mogą być korygowane przez OSP w kolejnych wersjach planu koordynacyjnego BPKD w celu zapewnienia

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 31 z 40

w aktualnych warunkach pracy systemu niezbędnych zakresów regulacji pierwotnej i wtórnej.

4.4.2.3. 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.

4.4.2.4. 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 koordynacyjnym 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 pracy systemu i rezerwację zdolności przesyłowych dla uczestników rynku zainteresowanych wymianą międzysystemową, zgodnie z rozporządzeniem 714/2009, a od dnia 1 stycznia 2020 r. zgodnie z rozporządzeniem 2019/943.

4.5.1.2. Zarządzanie połączeniami systemów elektroenergetycznych odbywa się na poziomie napięć w sieci przesyłowej połączonej z systemami przesyłowymi

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 32 z 40

pracującymi równoległe (synchronicznie) oraz pozostałymi połączeniami z systemami pracującymi nierównoległe (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) SAFA RGCE.
 - (2) Service Level Agreement for Explicit Allocation (EXPALL).
 - (3) Service Level Agreement for Implicit Allocation (IMPALL).
 - (4) Single Allocation platform Coordination Agreement (SAP CA).
 - (5) Single Day-Ahead Coupling Operations Agreement (DAOA).
 - (6) Intraday Operations Agreement (IDOA).
 - (7) Single Day-Ahead Regional Operational Agreement (ROA).
 - (8) 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 nr 1 do niniejszej części IRiESP.
- 4.5.1.7. Metody alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi opracowane zgodnie z przepisami rozporządzenia 714, a od dnia 1 stycznia 2020 r. rozporządzenia 943, 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:
- (1) połączeń synchronicznych (równoległych), łączących system elektroenergetyczny Polski z systemami elektroenergetycznymi Czech, Słowacji i Niemiec, oraz
 - (2) połączeń niesynchronicznych (nierównoległych), łączących system elektroenergetyczny Polski z systemami elektroenergetycznymi Szwecji (połączenie SwePol Link) i Litwy (połączenie LitPol Link),

wynikające z warunków pracy sieci, są wyznaczane zgodnie z metodyką NTC, przedstawioną w Załączniku nr 1 do niniejszej części IRiESP.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 33 z 40

- 4.5.2.2. Ograniczenia alokacji wspólne dla połączeń synchronicznych i niesynchronicznych, o których mowa w pkt 4.5.2.1, wynikające z kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE, przy uwzględnieniu struktury i stanu technicznego jednostek wytwórczych, są wyznaczane celem:
- (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 4.3.4.10 i 4.3.4.11 (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 ciepłe nad sumą ich minimów technicznych, określone w pkt 4.3.4.11 (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 jednostek wytwórczych w cyklu dobowym.
- 4.5.2.3. OSP wyznacza ograniczenia alokacji zgodnie z pkt 4.5.2.2 i przekazuje NEMO w ramach udostępniania zdolności przesyłowych dla Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego i Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Bieżącego.
- 4.5.2.4. Dla procesu rezerwowego, o którym mowa w pkt 4.5.2.6 (1.1), zdolności przesyłowe dla połączeń synchronicznych podlegają weryfikacji w zakresie spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE, przy uwzględnieniu struktury i stanu technicznego jednostek wytwórczych, zgodnie z postanowieniami

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 34 z 40

pkt 4.5.2.2, oraz możliwego wyniku Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego dla połączeń niesynchronicznych.

- 4.5.2.5. Ograniczenia alokacji są wyznaczane jako maksymalne wartości, dla których spełnione są kryteria bezpieczeństwa pracy KSE.
- 4.5.2.6. Udostępnianie zdolności przesyłowych, wyznaczanych zgodnie z pkt 4.5.2.1, na połączeniach międzysystemowych z sąsiednimi systemami przesyłowymi odbywa się:
- (1) Dla połączeń synchronicznych łączących system elektroenergetyczny Polski z systemami elektroenergetycznymi Czech, Słowacji i Niemiec:
 - (1.1) W ramach skoordynowanych przetargów rocznych i miesięcznych oraz w procesie rezerwowym dla przetargów dobowych, prowadzonych przez Biuro Przetargów.
 - (1.2) W ramach rezerwacji zgodnie ze skoordynowaną procedurą alokacji zdolności przesyłowych dla Rynku Dnia Bieżącego, prowadzonej przez Biuro Alokacji ZPW (dotyczy wyłącznie połączeń elektroenergetycznych łączących Polskę i Słowację).
 - (1.3) W ramach Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.
 - (1.4) W ramach Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego.
 - (2) Dla połączeń niesynchronicznych łączących system elektroenergetyczny Polski z systemami elektroenergetycznymi Szwecji (połączenie SwePol Link) i Litwy (połączenie LitPol Link):
 - (2.1) W ramach Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego.
 - (2.2) W ramach Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego.
- 4.5.2.7. Udostępnianie zdolności przesyłowych oraz ograniczeń alokacji odbywa się na podstawie metod alokacji zdolności przesyłowych opracowanych i podlegających zatwierdzeniu zgodnie z pkt 4.5.1.7.
- 4.5.2.8. Udostępniane oraz alokowane zdolności przesyłowe dla przetargów rocznych i miesięcznych oraz procesów Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego i Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego, publikowane są na platformie ENTSO-E. Dodatkowo na stronie internetowej OSP, pod adresem www.pse.pl, publikowane są wielkości udostępniane w przetargach rocznych i miesięcznych.
- 4.5.2.9. Realizacja wymiany międzysystemowej, dla uczestników rynku uprawnionych do korzystania z udostępnionych zdolności przesyłowych, odbywa się na podstawie grafików wymiany międzysystemowej albo grafików Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego i Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego, przekazywanych do OSP za pośrednictwem systemu informatycznego OSP dedykowanego do obsługi wymiany międzysystemowej.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 35 z 40

5. WYMAGANIA DLA SYSTEMÓW ESTYMOWANIA WARTOŚCI MOCY CZYNNEJ MFW

5.1. Wytwórca, w uzgodnieniu z OSP, wyposaży MFW w system estymowania wartości mocy czynnej, o którym mowa w art. 47 pkt 2 ustawy o MFW, umożliwiający ustalenie ilości energii elektrycznej, jaka nie została wytworzona w MFW na skutek poleceń ruchowych wydanych przez OSP dotyczących ograniczenia generacji mocy czynnej MFW. Miejszem, dla którego dokonywane jest estymowanie wartości mocy czynnej jest miejsce dostarczania energii elektrycznej MFW w stacji elektroenergetycznej, do której MFW jest przyłączona.

5.2. Dla realizacji celu, o którym mowa w pkt 5.1, system estymowania wartości mocy czynnej powinien umożliwiać:

- (1) Estymowanie w sposób ciągły w czasie rzeczywistym, z rozdzielczością czasową 2 sekund lub mniejszą, wartości mocy czynnej MFW w miejscu dostarczania energii elektrycznej, zarówno w okresie wydanego polecenia ruchowego dotyczącego ograniczenia generacji mocy czynnej MFW, jak i w okresie, kiedy takie polecenie ruchowe nie było wydane.
- (2) Nadawanie znacznika czasu w chwili czasowej t , w której pobierane są dane do wyznaczenia wartości mocy czynnej, o której mowa w pkt (1).
- (3) Udostępnianie zestawów danych, o których mowa w pkt (1) i (2), w czasie rzeczywistym do systemu SCADA OSP.
- (4) Estymowanie wartości energii elektrycznej w poszczególnych Okresach Rozliczania Niezbilansowania (ORN), na podstawie estymowanych wartości mocy czynnej, o których mowa w pkt (1), zgodnie z poniższym wzorem oraz przekazywania tych wartości do OSP poprzez system WIRE.

$$E_{Estymowana} = \frac{T_{ORN}}{N} \sum_{t=1}^{t=N} P_{Estymowana}(t)$$

gdzie:

$E_{Estymowana}$ - estymowana wartość energii elektrycznej MFW w ORN [MWh],

$P_{Estymowana}(t)$ - estymowana wartość mocy czynnej MFW w miejscu dostarczania energii elektrycznej w chwili czasowej t [MW],

T_{ORN} - długość Okresu Rozliczania Niezbilansowania, o którym mowa w TCM opracowanym na podstawie art. 18 EB GL [h],

t - chwila czasowa estymowania wartości mocy czynnej MFW,

N - liczba chwil czasowych t w okresie T_{ORN} , dla których jest estymowana wartość mocy czynnej MFW.

- (5) Estymowanie wartości mocy czynnej, o której mowa w pkt (1), z rozdzielczością 1 kW oraz estymowanie ilości energii elektrycznej, o której mowa w pkt (4), z rozdzielczością 1 kWh.

5.3. Wytwórca ma obowiązek archiwizować dane, o których mowa w pkt 5.2 (1), (2) i (4), w formie elektronicznej przez okres nie krótszy niż 1 miesiąc oraz udostępniać

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 36 z 40

te dane OSP, na wniosek OSP, w terminie nie później niż 3 dni od daty otrzymania tego wniosku.

- 5.4. Błąd estymowania wartości mocy czynnej, o którym to estymowaniu mowa w pkt 5.2 (1), jest wyznaczany dla danej chwili czasowej t , podczas pracy MFW bez wydanego polecenia ruchowego w zakresie ograniczenia generacji mocy czynnej MFW, na podstawie poniższego wzoru:

$$\Delta P_{Estymowania}(t) = P_{Estymowana}(t) - P_{Zmierzona}(t)$$

gdzie:

$\Delta P_{Estymowania}(t)$ - błąd estymowania wartości mocy czynnej MFW w miejscu dostarczania energii elektrycznej w chwili czasowej t [MW],

$P_{Estymowana}(t)$ - estymowana wartość mocy czynnej MFW w miejscu dostarczania energii elektrycznej w chwili czasowej t [MW],

$P_{Zmierzona}(t)$ - zmierzona wartość mocy czynnej generowanej przez MFW w chwili czasowej t [MW].

- 5.5. Moduł błędu estymowania wartości mocy czynnej, wyliczony zgodnie ze wzorem określonym w pkt 5.4, z zastrzeżeniem pkt 5.6, nie powinien być większy niż większa z następujących wartości:

- (1) 7,5 MW,
- (2) 2 % zmierzonej wartości mocy czynnej generowanej przez MFW w chwili czasowej t .

- 5.6. Błąd estymowania wartości mocy czynnej, wyliczony dla każdej chwili czasowej t , nie może przekraczać wartości określonych w pkt 5.5 dla minimum 90 % chwil czasowych t w każdym ORN.

- 5.7. OSP weryfikuje poprawność działania systemu, o którym mowa w pkt 5.1, w ramach procesu przyłączenia MFW do sieci.

Jeżeli OSP po przyłączeniu MFW poweźmie uzasadnioną wątpliwość, że system, o którym mowa w pkt 5.1, nie spełnia wymagań określonych w pkt 5.5 i 5.6, to wytwórca na wniosek OSP jest zobowiązany niezwłocznie przeprowadzić testy sprawdzające spełnienie tych wymagań. W przypadku gdy testy sprawdzające potwierdzą niespełnienie powyższych wymagań, wytwórca niezwłocznie podejmuje działania celem ich spełnienia. W takim przypadku koszty testów sprawdzających ponosi wytwórca. W przeciwnym przypadku koszty testów sprawdzających ponosi OSP.

Testy sprawdzające są realizowane w trybie i na warunkach stosowanych w procesie przyłączenia MFW.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 37 z 40

6. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- 6.1. Reklamacje użytkowników systemu, powstałe na gruncie niniejszej 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.
- 6.2. 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 2192
 W przypadku zmiany powołanych wyżej danych, do czasu ich aktualizacji poprzez zmianę postanowień niniejszej części IRiESP, OSP prześle użytkownikowi systemu na piśmie zaktualizowane dane, na które należy przesyłać reklamacje.
- 6.3. W reklamacji należy wskazać dane adresowe użytkownika systemu, 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.
- 6.4. Termin na rozstrzygnięcie reklamacji wynosi 14 dni. Odpowiedź OSP na reklamację udzielana jest w formie pisemnej i przesyłana faksem a następnie pocztą.
- 6.5. Jeżeli OSP nie uwzględnił reklamacji w całości lub części, użytkownik systemu 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.
- 6.6. 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.
- 6.7. Operator Systemu Przesyłowego rozpatruje wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji po przeprowadzeniu bezpośrednich negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami użytkownika systemu zgłaszającego ten wniosek.
- 6.8. Rozstrzygnięcie wniosku, OSP przesyła użytkownikowi systemu, faksem a następnie pocztą.
- 6.9. Reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSP a użytkownikiem systemu, powstałe na gruncie niniejszej części IRiESP lub w związku z nią, które nie zostaną uwzględnione w trakcie powyższego postępowania reklamacyjnego będą rozstrzygane przez sąd zgodnie z zapisami zawartymi w wiążącej Strony umowy przesyłania.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 38 z 40

- 6.10. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami w tym zakresie zawartymi w umowie przesyłania, musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 39 z 40

7. Załączniki

Załącznik nr 1. Zasady wyznaczania zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 40 z 40

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ

**Bilansowanie systemu
i zarządzanie ograniczeniami systemowymi**

Załącznik nr 1

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 rozptylowych, 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 określone 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

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
Załącznik nr 1 Zasady wyznaczania zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 3 z 8

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. Wyjątek stanowi proces wyznaczania zdolności przesyłowych dla horyzontu godzinowego. Bez uszczerbku dla postanowień metody wyznaczania zdolności przesyłowych w przedziale czasowym rynku dnia bieżącego dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core przyjętej na podstawie rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 do czasu wdrożenia profilu technicznego w ramach SIDC, zdolności wyznaczone dla horyzontu godzinowego są dzielone na poszczególne profile handlowe (Polska – Niemcy, Polska – Czechy, Polska – Słowacja).

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).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
Załącznik nr 1 Zasady wyznaczania zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 4 z 8

- 4.2. Kryteria niezawodności uznaje się za spełnione jeśli w przypadku żadnego z ww. kryterialnych zakłóceń nie dojdzie do:
- Przekroczenia dopuszczalnej długotrwałe obciążalności prądowej elementów sieciowych.
 - Przekraczania dopuszczalnych zakresów napięć.
 - Utraty stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego (stabilność kątowna dla małych zakłóceń, stabilność kątowna 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 wyznaczone 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:
- Parametry elektryczne elementów sieci oraz ich dopuszczalne obciążalności.
 - Parametry elektryczne oraz maksymalne i minimalne moce czynne i bierne generatorów uwzględnianych w opisywanym modelu.
 - Przewidywaną konfigurację pracy systemu elektroenergetycznego dla analizowanego okresu (układ pracy sieci i rozkład wytwarzania).
 - Przewidywane wartości salda wymiany międzysystemowej poszczególnych krajów.
 - Planowane zapotrzebowanie mocy w każdym węźle modelu sieci.
 - 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,

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
Załącznik nr 1 Zasady wyznaczania zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 5 z 8

ΔE_{max}^+ - 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 zredukowana 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,

ΔE_{max}^- - 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:

- Utrzymywanie się wysokich temperatur (powoduje znaczne zmniejszenie dopuszczalnej obciążalności linii przesyłowych ze względu na zwisy przewodów).
- Wysoka generacja źródeł odnawialnych (generacja farm wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych) zlokalizowanych na terenie Niemiec.
- Nieuzgodnione na granicach KSE przepływy wyrównawcze wynikające z realizacji kontraktów realizowanych poza KSE, mające bezpośredni wpływ na przepływy w KSE.

6.3. Wyznaczenie TRM opiera się na analizie zarejestrowanych, rzeczywistych przepływów transgranicznych oraz prawdopodobieństwa wystąpienia czynników ryzyka w danym okresie.

TRM jest wyznaczany przy uwzględnieniu danych statystycznych określających odchylenie hipotezy bazowej odnośnie do stanu systemu i przepływów nieplanowych wykorzystywanych do wyznaczania zdolności przesyłowych TTC, w stosunku do zarejestrowanego rzeczywistego stanu systemu. Oszacowanie TRM odbywa się na podstawie danych historycznych.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
Załącznik nr 1 Zasady wyznaczania zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 6 z 8

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.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
Załącznik nr 1 Zasady wyznaczania zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych (tekst ujednolicony)		
obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2022 r.	uwzględnia zmiany wprowadzone Kartami aktualizacji nr: CB/1/2010 ÷ CB/30/2021 i CB/32/2022	strona 7 z 8

9. Schemat wyznaczania zdolności przesyłowych

