

Warszawa, dnia 10 lutego 2006 r.



PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
dr Leszek Juchniewicz

DPK-7102-14(5)/2006

DECYZJA

Na podstawie art. 9g ust. 7 oraz art. 23 ust. 2 pkt 8 w związku z art. 30 ust.1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966, z 2004 Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808 oraz z 2005 r. Nr 62, poz. 552, Nr 163, poz. 1362 i Nr 175, poz. 1462) oraz art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U z 2000 r. Nr 98, poz. 1071, z 2001 r. Nr 49, poz. 509, z 2002 r. Nr 113, poz. 984, Nr 153, poz. 1271 i Nr 169, poz. 1387, z 2003 r. Nr 130, poz. 1188 i Nr 170, poz. 1660, z 2004 r. Nr 162, poz. 1692 oraz z 2005 r. Nr 64, poz. 565, Nr 78, poz. 682 i Nr 181, poz. 1524)

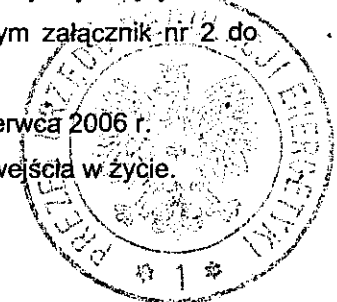
po rozpatrzeniu wniosku

PSE–Operator Spółka Akcyjna,
z siedzibą w Warszawie, ul. Mysia 2,

o zatwierdzenie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w zakresie bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, zwanej dalej „Instrukcją”, zawartego w piśmie z dnia 3 listopada 2005 r., uzupełnionego pismem z dnia 30 grudnia 2005 roku i zmienionego pismem z dnia 20 stycznia 2006 roku

postanawiam

1. zatwierdzić przedłożoną Instrukcję, stanowiącą załącznik nr 1 do niniejszej decyzji wraz z wykazem zmian dokonanych w trakcie postępowania, stanowiącym załącznik nr 2 do niniejszej decyzji;
2. ustalić termin wejścia w życie postanowień Instrukcji na dzień 1 czerwca 2006 r.;
3. określić okres obowiązywania Instrukcji na 12 miesięcy od dnia jej wejścia w życie.

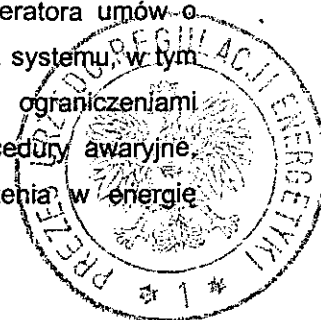


UZASADNIENIE

W dniu 3 listopada 2005 r. przedsiębiorstwo energetyczne PSE-Operator Spółka Akcyjna, (zwane dalej: „Operatorem”), przedłożyło do zatwierdzenia projekt Instrukcji. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, (zwany dalej: „Prezesem URE”), po analizie przedstawionego projektu Instrukcji, wezwał Operatora pismem z dnia 7 grudnia 2005 r. do uzupełnienia wniosku poprzez złożenie dodatkowych wyjaśnień i wprowadzenie niezbędnych zmian w Instrukcji. W odpowiedzi na wezwanie Operator w piśmie z dnia 30 grudnia 2005 r. uzupełnił wniosek poprzez wprowadzenie stosownych zmian w Instrukcji. Następnie, pismem z dnia 20 stycznia 2006 r. Operator zmodyfikował wniosek o zatwierdzenie Instrukcji przedkładając wykaz zmian dokonanych w projekcie Instrukcji w toku postępowania administracyjnego.

Obowiązek opracowania przez operatora systemu przesyłowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej wynika z art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego został wyznaczony decyzją Prezesa URE z dnia 26 stycznia 2006 r. nr DPE-47-3(6)/4988/2005/2006/BT. Wypełniając obowiązek zawarty w art. 9g ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne Operator opracował projekt Instrukcji oraz poinformował użytkowników elektroenergetycznego systemu przesyłowego, w formie pisemnej oraz elektronicznej, poprzez umieszczony na stronie internetowej Operatora komunikat z dnia 16 września 2005 r., o publicznym dostępie do projektu Instrukcji oraz o możliwości zgłaszania uwag do projektu Instrukcji. Proces konsultacji projektu Instrukcji został zakończony w dniu 9 października 2005 r.. W komunikacie z dnia 4 listopada 2005 r. Operator poinformował użytkowników systemu o przedłożeniu Prezesowi URE części Instrukcji dotyczącej bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi do zatwierdzenia w drodze decyzji administracyjnej.

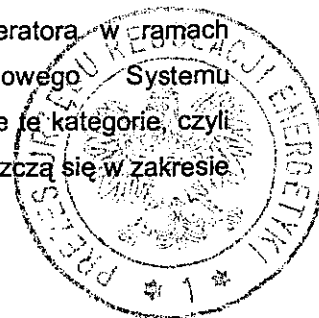
Z okoliczności faktycznych, ustalonych w niniejszej sprawie, wynika, że zachodzą przesłanki do zatwierdzenia przedmiotowej Instrukcji. Instrukcja stanowi wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. W treści Instrukcji Operator zamieścił wszystkie elementy zawarte w art. 9g ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne. W szczególności Instrukcja zawiera warunki, jakie muszą być spełnione w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, procedury zgłaszania i przyjmowania przez Operatora do realizacji umów sprzedaży oraz programów dostarczania i odbioru energii elektrycznej, procedury zgłaszania do Operatora umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, procedury bilansowania systemu, w tym sposób rozliczania kosztów jego bilansowania, procedury zarządzania ograniczeniami systemowymi, w tym sposób rozliczania kosztów tych ograniczeń, procedury awaryjne, sposób postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię



elektryczną, procedury i zakres wymiany informacji niezbędnej do bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, jak również kryteria dysponowania mocą jednostek wytwórczych energii elektrycznej oraz zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych.

Operator wskazał, iż obecnie funkcjonujący model rynku opiera się na założeniu swobodnego handlu energią elektryczną bez uwzględnienia systemowych ograniczeń technicznych, które uniemożliwiają w dużej części fizyczną realizację umów sprzedaży energii bez działań dostosowawczych Operatora. Działania dostosowawcze wykonywane w ramach procesu zarządzania ograniczeniami powodują natomiast konieczność zamykania tzw. bramki zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej w dość odległym czasie od fizycznej realizacji umowy, ze względu na niezbędny czas na przeprowadzenie koniecznych działań dostosowawczych. Powyższe uwarunkowania powodują, że rynek bilansujący nie jest w pełni konkurencyjnym rynkiem energii, a stanowi mechanizm bilansowania opierający się na niezbędnych parametrach bodźcowych mających na celu motywowanie uczestników rynku do w miarę możliwości dokładnego bilansowania się na rynku energii elektrycznej oraz dotrzymywania dyscypliny realizacji zaplanowanych i zgłoszonych do Operatora umów sprzedaży energii elektrycznej. Ze względu na nie w pełni rynkowy charakter funkcjonowania rynku bilansującego istnieje także możliwość nadużywania przez uczestników siły rynkowej, a zasady funkcjonowania tego obszaru rynku powinny takie możliwości w sposób skuteczny eliminować. Stosowanie zatem rozwiązań wspierających, w tym elementów regulacyjnych wspomagających administrowanie rynkiem ma na celu motywowanie do bilansowania się na wcześniejszych niż rynek bilansujący segmentach rynku oraz zapewnienie bieżącego bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Należy podkreślić, że podstawową funkcją rynku bilansującego administrowanego przez Operatora jest umożliwienie mu realizacji obowiązku wynikającego z art. 9c ust. 2 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne, polegającego na bilansowaniu systemu elektroenergetycznego, w tym na równoważeniu bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, a także zarządzaniu ograniczeniami systemowymi i prowadzeniu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. Działalność ta dotyczy fizycznych dostaw energii, czyli odnosi się do podmiotów przyłączonych do sieci. Wyróżnienie bilansowania handlowego ma na celu wyraźnie wyodrębnić procedury rozliczeń za niezbilansowanie, które jest równoważone przez Operatora w ramach bilansowania technicznego, czyli prowadzenia ruchu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego od strony technicznej. Należy zaznaczyć, że obie te kategorie, czyli bilansowania handlowego i technicznego wzajemnie się dopełniają i mieszczą się w zakresie



kategorii bilansowania systemu. Prowadzenie bilansowania handlowego, czyli rozliczeń za niezbilansowanie dla podmiotów, które nie są fizycznie przyłączone do sieci i prowadzą obrót energią elektryczną byłoby istotnym rozszerzeniem obszaru działania rynku bilansującego, nie związanym z określonymi w ustawie – Prawo energetyczne obowiązkami Operatora. Należy podkreślić, że prowadzenie swobodnej działalności handlowej przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną jest możliwe w innych segmentach rynku energii elektrycznej, a ich bilansowanie może być prowadzone przez podmioty odpowiedzialne za bilansowanie reprezentujące tych uczestników na rynku bilansującym.

W zakresie zasad zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz kwalifikacji jednostek wytwórczych do zawarcia umowy o świadczenie usług GWS (generacja wymuszona względami sieciowymi) należy zaznaczyć, że zaproponowana przez Operatora procedura uwzględnia przede wszystkim warunek niezbędnej pracy jednostki wytwórczej ze względu na ograniczenia sieciowe, a odniesienie do średniej przewidywanej ceny energii elektrycznej w skali całego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego stanowi warunek wstępny kwalifikujący do zaproszenia do dalszych negocjacji. W ich toku są weryfikowane szczegółowe kalkulacje kosztów przedłożone przez wytwórcę oraz analizowana działalność wytwórcy na rynku energii elektrycznej w poprzednich okresach. W zakresie wyznaczania ograniczeń Operator odnosi się do poszczególnych węzłów systemu elektroenergetycznego nie wskazując pojedynczych jednostek wytwórczych.

W zakresie udostępniania danych o funkcjonowaniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego Operator wprowadził nowy punkt do projektu Instrukcji, w którym wyspecyfikował zakres danych, które będą udostępniane na stronie internetowej Operatora. Dotyczą one planowanej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz powykonawczego raportu z pracy tego systemu, jak również informacji o Rynku Bilansującym.

Odnosząc się do uwag uczestników rynku, na które Operator nie udzielił wyczerpujących odpowiedzi, należy stwierdzić, że zostały one uzupełnione w toku prowadzonego postępowania, co umożliwiło dokonanie przez mnie wyczerpującej oceny stanowiska Operatora dotyczącego wątpliwości zgłoszonych przez użytkowników systemu w trakcie procesu konsultacji. W toku postępowania Operator przesłał wykaz zmian w stosunku do przedłożonego pierwotnie projektu Instrukcji opublikowanego przez Operatora w dniu 16 września 2005 roku. Wykaz tych zmian stanowi Załącznik nr 2 do niniejszej decyzji.

Uwzględniając okoliczność, iż dalsze prace nad rozwojem modelu rynku będą miały na celu wprowadzanie tzw. rynku dnia bieżącego, co będzie wymagało systemowych zmian w modelu funkcjonowania rynku energii elektrycznej, określiłem okres obowiązywania Instrukcji na 12 miesięcy od dnia jej wejścia w życie.

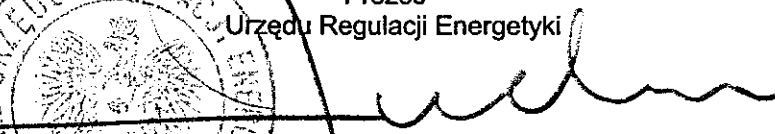


Mając powyższe na względzie, postanowiłem orzec jak w sentencji.

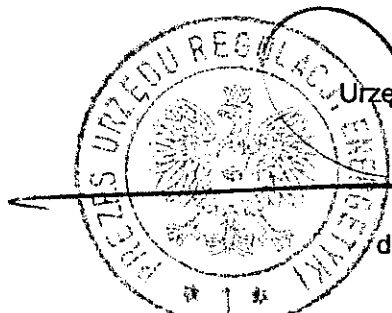
POUCZENIE

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie - sądu ochrony konkurencji i konsumentów, za moim pośrednictwem, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 ustawy - Prawo energetyczne oraz art. 479⁴⁶ pkt 1 i art. 479⁴⁷ § 1 Kodeksu postępowania cywilnego).
2. Odwołanie od decyzji powinno czynić zadość wymaganiom przepisanych dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, zwięzłe ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wnioski o uchylenie albo o zmianę decyzji w całości lub w części (art. 479⁴⁹ Kodeksu postępowania cywilnego).

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki



dr Leszek Juchniewicz



Otrzymują:

PSE-Operator Spółka Akcyjna
ul. Mysia 2
00-496 Warszawa

PSE-Operator S.A.

Załącznik nr 1 do decyzji
Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki
z dnia 10 lutego 2006 r., nr DPK-7102-14(5)/2006

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ

**Bilansowanie systemu
i zarządzanie ograniczeniami systemowymi**

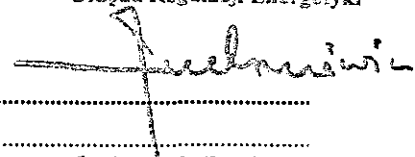
Wersja 1.2

Data wejścia w życie: 1 czerwca 2006 r.

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

Spis treści



1. POSTANOWIENIA WSTĘPNE.....

1.1. OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO ELEKTROENERGETYCZNEGO

1.2. PODSTAWY PRAWNE OPRACOWANIA INSTRUKCJI RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ *Wniewicz*

DOKUMENTY ZWIĄZANE

1.3. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY IRIESP – BILANSOWANIE SYSTEMU I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.....

1.4. WEJŚCIE W ŻYCIE IRIESP – BILANSOWANIE SYSTEMU I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI ORAZ TRYB DOKONYWANIA I WPROWADZANIA W NIEJ ZMIAN.....

2. WARUNKI BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.....

2.1. UWARUNKOWANIA PRAWNE I ORGANIZACYJNE

2.1.1. Podmioty Rynku Bilansującego.....

2.1.2. Obszar Rynku Bilansującego

2.1.3. Bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym.....

2.1.4. Obiekty Rynku Bilansującego

2.1.5. Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami Rynku Bilansującego

2.1.6. Podstawowe funkcje podmiotów na Rynku Bilansującym.....

2.1.7. Podmioty wymiany międzysystemowej i ich funkcje.....

2.1.8. Umowy Sprzedaży Energii realizowane przez poszczególne rodzaje Jednostek Grafikowych.....

2.1.9. Katalog regulacyjnych usług systemowych elektrowni ciepłych.....

2.1.10. Charakterystyka regulacyjnych usług systemowych elektrowni.....

2.1.11. Generacja wymuszona w procesie bilansowania zasobów KSE

2.2. WARUNKI UCZESTNICTWA W BILANSOWANIU SYSTEMU I ZARZĄDZANIU OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

2.2.1. Warunki uczestnictwa w Rynku Bilansującym

2.2.2. Warunki uczestnictwa w świadczeniu regulacyjnych usług systemowych.....

2.2.3. Warunki uczestnictwa w świadczeniu usług GWS.....

2.2.4. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej

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

3.1. PROCEDURA ZGŁASZANIA DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH NA RYNKU BILANSUJĄCYM

3.1.1. Ogólne zasady zgłaszania danych handlowych i technicznych.....

3.1.2. Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych

3.1.3. Zgłaszanie Umów Sprzedaży Energii.....

3.1.4. Weryfikacja Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii.....

3.1.5. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej

3.1.6. Oferty Zastępcze dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych

3.1.7. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej

3.1.8. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części technicznej

3.1.9. Weryfikacja Ofert Bilansujących – części technicznej

3.2. PROCEDURA ZGŁASZANIA DANYCH WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ

3.2.1. Ogólne zasady.....

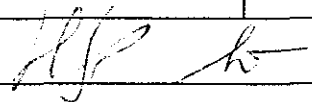
3.2.2. Tryb i harmonogram dokonywania Zgłoszeń Danych Wymiany Międzysystemowej

3.2.3. Dokument Zgłoszenia Grafików Wymiany Międzysystemowej.....

3.2.4. Weryfikacja Zgłoszonych Grafików Wymiany Międzysystemowej

3.2.5. Uzgadnianie Zweryfikowanych Grafików Wymiany Międzysystemowej z operatorami sąsiednich systemów przesyłowych.....

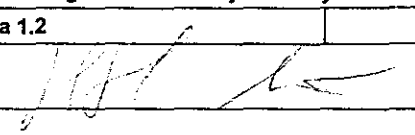
4. PROCEDURY BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.....

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

4.1.	PROCEDURA PLANOWANIA DOBOWEGO	
4.1.1.	Zasady ogólne planowania koordynacyjnego	
4.1.2.	Procedura przygotowywania Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego (BTHD)	
4.1.3.	Procedura przygotowywania Wstępnego Planu Koordynacyjnego Dobowego (WPKD)	
4.1.4.	Procedura tworzenia Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD)	
4.2.	PROCEDURA PLANOWANIA OPERATYWNEGO I PROWADZENIA RUCHU	dr Leszek Juchniewicz
4.2.1.	Zasady ogólne	
4.2.2.	Harmonogram przygotowywania planu BPKD	
4.2.3.	Wersja podstawowa planu BPKD	
4.2.4.	Procedura aktualizacji planu BPKD	
4.2.5.	Dane wejściowe oraz dane wyjściowe planu BPKD	
4.3.	PROCEDURA ZGŁASZANIA REMONTÓW, UBYTKÓW I WYMUSZEŃ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH	
4.3.1.	Zakres zgłoszeń	
4.3.2.	Harmonogram przekazywania zgłoszeń	
4.3.3.	Uwarunkowania dotyczące zgłoszeń	
4.4.	PROCEDURA PLANOWANIA I DYSPONOWANIA REGULACYJNYMI USŁUGAMI SYSTEMOWYMI	
4.4.1.	Zasady ogólne	
4.4.2.	Planowanie wykorzystania regulacyjnych usług systemowych	
4.4.3.	Zasady dysponowania regulacyjnymi usługami systemowymi	
4.5.	PROCEDURA ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SIECIOWYMI POPRZEC USŁUGĘ GWS	
4.5.1.	Zasady wyznaczania jednostek wytwórczych, które mogą być objęte umowami GWS	
4.6.	PROCEDURA ZARZĄDZANIA POŁĄCZENIAMI SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH	
4.6.1.	Zasady zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych	
4.6.2.	Zasady udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniach systemów elektroenergetycznych	
5. PROCEDURA ROZLICZANIA KOSZTÓW BILANSOWANIA SYSTEMU I KOSZTÓW OGRANICZEŃ SYSTEMOWYCH		
5.1.	WYZNACZANIE POZYCJI KONTRAKTOWYCH	
5.1.1.	Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Deklarowanych	
5.1.2.	Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Zweryfikowanych	
5.1.3.	Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Skorygowanych	
5.2.	ZASADY PRZETWARZANIA DANYCH POMIAROWYCH I WYZNACZANIA RZECZYWISTEJ ILOŚCI DOSTAW ENERGII	
5.2.1.	Wymagania techniczne	
5.2.2.	Zasady ogólne	
5.2.3.	Procedura konfigurowania danych pomiarowych	
5.2.4.	Procedura pozyskiwania danych pomiarowych	
5.2.5.	Procedura wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii (ER)	
5.2.6.	Procedura udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych	
5.3.	PROCEDURY ROZLICZEŃ ILOŚCIOWYCH I WARTOŚCIOWYCH	
5.3.1.	Rozliczenia na Rynku Bilansującym	
5.3.2.	Rozliczenia za świadczenie RUS	
5.3.3.	Rozliczenia za świadczenie usługi GWS	
5.3.4.	Rozliczenia nieuzgodnionej wymiany międzysystemowej	
5.4.	PROCEDURY FAKTUROWANIA I ROZLICZEŃ FINANSOWYCH	
5.4.1.	Zasady ogólne	
5.4.2.	Procedury dotyczące rynku bilansującego	
5.4.3.	Procedury dotyczące świadczenia RUS	
5.4.4.	Procedury dotyczące świadczenia usługi GWS	
5.5.	PROCEDURY UDOSTĘPNIANIA DANYCH ROZLICZENIOWYCH	
5.5.1.	Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rynku bilansującego	
5.5.2.	Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących świadczenia RUS	
5.5.3.	Procedura udostępniania danych rozliczeniowych w związku ze świadczeniem usług GWS	

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

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

PREZES

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

[Signature]
dr Leszek Juchniewicz

7. SPOSÓB POSTĘPOWANIA W STANACH ZAGROŻENIA BEZPIECZEŃSTWA ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ.....

- 7.1. ZASADY OGÓLNE.....
- 7.2. PROCEDURY AWARYJNE.....

8. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE.....

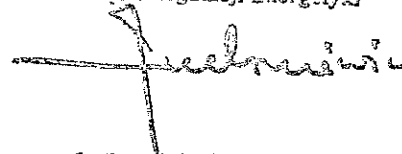
9. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ.....

- 9.1. WYKAZ SKRÓTÓW.....
- 9.2. DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ.....

10. ZAŁĄCZNIKI.....

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
<i>[Signature]</i>		

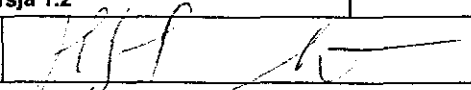
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz

1. POSTANOWIENIA WSTĘPNE**1.1. Operator Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego**

- 1.1.1. Operator Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego, zwany dalej Operatorem Systemu Przesyłowego (OSP), zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne, tekst jednolity Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 wraz z późniejszymi zmianami, zwaną dalej ustawą Prawo energetyczne, jest przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialnym za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
- 1.1.2. Operator Systemu Przesyłowego, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, jest odpowiedzialny w szczególności za:
- (1) Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej.
 - (2) Prowadzenie ruchu sieciowego w sieci przesyłowej w sposób efektywny, przy zachowaniu wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz, we współpracy z Operatorami Systemów Dystrybucyjnych elektroenergetycznych, zwanych dalej Operatorami Systemów Dystrybucyjnych (OSD), koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV.
 - (3) Eksploatację, konserwację i remonty sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami elektroenergetycznymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
 - (4) Zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym, w tym w zakresie rozbudowy sieci przesyłowej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
 - (5) Współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów elektroenergetycznych oraz skoordynowania ich rozwoju.
 - (6) Dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW

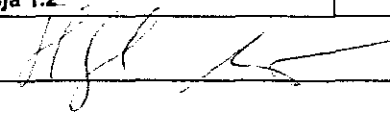
IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, uwzględniając umowy z użytkownikami systemu przesyłowego oraz techniczne ograniczenia w tym systemie.

- (7) Zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
- (8) Zakup usług systemowych niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- (9) Bilansowanie systemu elektroenergetycznego, w tym równoważenie bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z KSE oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi.
- (10) Zarządzanie przepływami energii elektrycznej w systemie przesyłowym, w sposób skoordynowany z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi oraz, we współpracy z OSD, w koordynowanej sieci 110 kV, z uwzględnieniem technicznych ograniczeń w tym systemie.
- (11) Zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii.
- (12) Dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej, w tym dotyczących realizacji obrotu transgranicznego oraz zarządzania siecią i bilansowania energii elektrycznej, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej i korzystania z tej sieci.
- (13) Opracowywanie planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii.
- (14) Realizację ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej.
- (15) Opracowywanie normalnego układu pracy sieci przesyłowej oraz, we współpracy z OSD, normalnego układu pracy koordynowanej sieci 110 kV.
- 1.1.3. Na terenie Rzeczypospolitej Polskiej funkcję OSP pełni PSE-Operator S.A. PSE-Operator S.A. posiada koncesję na przesyłanie energii elektrycznej nr PEE/272/4988/W/2/2004/MS wydaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 15 kwietnia 2004 r.
- 1.1.4. Operator Systemu Przesyłowego realizuje obowiązki, o których mowa w pkt 1.1.2., również za pośrednictwem następujących podmiotów działających w imieniu i na rzecz OSP:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

- (1) PSE-Centrum Sp. z o.o.
- (2) PSE-Południe Sp. z o.o.
- (3) PSE-Północ Sp. z o.o.
- (4) PSE-Wschód Sp. z o.o.
- (5) PSE-Zachód Sp. z o.o.

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki



dr Leszek Juchniewicz

1.1.5. Podmioty zobowiązane do przestrzegania zapisów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej mają obowiązek współpracować z podmiotami, o których mowa w pkt 1.1.4., w zakresie zadań wykonywanych przez te podmioty w imieniu i na rzecz OSP.

1.2. Podstawy prawne opracowania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej i dokumenty związane

1.2.1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowana została przez OSP na podstawie art. 9g ustawy Prawo energetyczne. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej obejmuje dwie części:

- (1) IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.
- (2) IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

1.2.2. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej uwzględnia wymagania:

- (1) Zawarte w krajowych aktach prawnych, w szczególności w ustawie Prawo energetyczne oraz wydanych na jej podstawie aktach wykonawczych.
- (2) Wynikające z koncesji OSP na przesyłanie energii elektrycznej.
- (3) Zawarte w aktach prawnych Wspólnoty Europejskiej, w szczególności w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej.
- (4) Wynikające z międzynarodowych standardów bezpieczeństwa i niezawodności pracy systemów elektroenergetycznych.

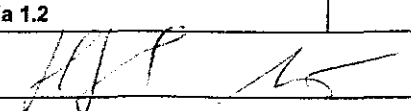
1.2.3. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej jest regulaminem w rozumieniu art. 384 § 1 Kodeksu cywilnego.

1.2.4. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej sporządzona jest w języku polskim.

1.3. Zakres przedmiotowy i podmiotowy IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

1.3.1. IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi określa:

- (1) Warunki, jakie muszą być spełnione w zakresie bilansowania systemu

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

- (2) Procedurę zgłaszania i przyjmowania przez OSP do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej oraz programów dostarczania i odbioru energii elektrycznej.
- (3) Procedurę bilansowania systemu, dalej również nazywanego bilansowaniem generacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną lub w skrócie bilansowaniem energii, w tym sposób rozliczania kosztów tego bilansowania.
- (4) Procedurę zarządzania ograniczeniami systemowymi, dalej również nazywanego działaniami dostosowawczymi, w tym sposób rozliczania kosztów tych ograniczeń.
- (5) Procedury awaryjne.
- (6) Sposób postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną.
- (7) Procedury i zakres wymiany informacji niezbędnej do bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.
- (8) Kryteria dysponowania mocą jednostek wytwórczych oraz zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych.

1.3.2. Postanowienia IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi obowiązują:

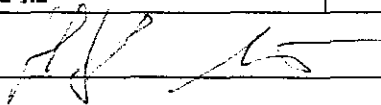
- (1) Operatora Systemu Przesyłowego.
- (2) Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.
- (3) Operatorów Rynku.
- (4) Uczestników Rynku Bilansującego.
- (5) Uczestników Wymiany Międzysystemowej.

1.3.3. Każdy podmiot zawierający z OSP Umowę o świadczenie usług przesyłania otrzymuje bezpłatnie jeden egzemplarz IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

1.4. Wejście w życie IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz tryb dokonywania i wprowadzania w niej zmian

1.4.1. IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, jak również wszelkie zmiany tej części IRiESP podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.


1.4.2. IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz wszelkie zmiany tej części IRiESP wchodzi w życie z datą określoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w decyzji zatwierdzającej odpowiednio IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi lub zmiany tej części IRiESP.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- 1.4.3. Data wejścia w życie IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi jest wpisywana na jej stronie tytułowej.
- 1.4.4. Operator Systemu Przesyłowego publikuje obowiązującą IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi na swojej stronie internetowej oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- 1.4.5. Zmiana IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
- 1.4.6. Każda zmiana IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- 1.4.7. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- (1) Przyczynę aktualizacji IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
 - (2) Zakres aktualizacji IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
 - (3) Nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.
- 1.4.8. Proces wprowadzania zmian IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi jest przeprowadzany według następującego trybu:
- (1) Operator Systemu Przesyłowego opracowuje projekt nowej IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej.
 - (2) Wraz z projektem nowej IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi albo projektem Karty aktualizacji OSP publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- 1.4.9. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi albo projektu Karty aktualizacji.
- 1.4.10. W przypadku opracowania przez OSP projektu zmian IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, mających szczególnie ważny wpływ na dotychczasowe warunki świadczenia usług przesyłania, OSP może dodatkowo zawiadomić w formie pisemnej użytkowników systemu, z

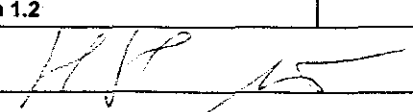
IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

którymi posiada zawarte Umowy przesyłowe, o projektowanych zmianach IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

- 1.4.11. Operator Systemu Przesyłowego, w trakcie procesu konsultacji, może organizować spotkania informacyjne, mające na celu przedstawienie projektowanych zmian IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
- 1.4.12. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSP:
- (1) Dokonuje analizy otrzymanych uwag.
 - (2) Opracowuje nową wersję IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi albo Karty aktualizacji, uwzględniając w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi.
 - (3) Opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia.
 - (4) Przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji.
 - (5) Publikuje na swojej stronie internetowej przedłożoną Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji.
- 1.4.13. IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi lub Kartę aktualizacji zatwierdzoną przez Prezesa URE Operator Systemu Przesyłowego publikuje na swojej stronie internetowej wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

2. WARUNKI BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

dr Leszek Juchniewicz

2.1. Uwarunkowania prawne i organizacyjne

2.1.1. Podmioty Rynku Bilansującego

2.1.1.1. W Rynku Bilansującym uczestniczą następujące podmioty:

- (1) Uczestnicy Rynku Bilansującego (URB).
- (2) Operatorzy Rynku (OR).
- (3) Operatorzy Systemu.

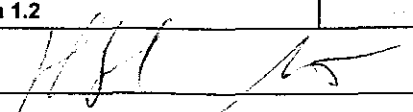
2.1.1.2. Uczestnikiem Rynku Bilansującego jest podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP (dalej nazywaną Umową przesyłową), na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawę energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej części IRiESP.

2.1.1.3. Uczestnikiem Rynku Bilansującego może być:

- (1) Podmiot, którego urządzenia i instalacje są fizycznie przyłączone do sieci przesyłowej lub fragmentów sieci dystrybucyjnych objętych obszarem Rynku Bilansującego, lub
- (2) Podmiot, który nie posiada urządzeń i instalacji fizycznie przyłączonych do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej, objętej obszarem Rynku Bilansującego, a jedynie jest stroną transakcji sprzedaży lub kupna energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego.

2.1.1.4. Wyróżnia się następujące typy Uczestników Rynku Bilansującego:

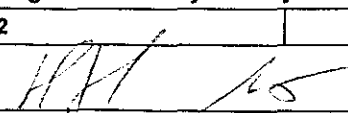
- (1) Wytwórcy energii (URB_w) – podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego.
- (2) Odbiorcy energii (URB_o) – podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego, w tym:
 - (2.1) Odbiorcy końcowi (URB_{ok}).
 - (2.2) Odbiorcy sieciowi (URB_{sd}) – podmioty pełniące na obszarze poszczególnych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego funkcje sprzedawcy energii odbiorcom nie korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

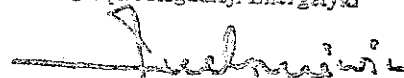
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (3) Przedsiębiorstwa Obrotu (URB_{PO}) – podmioty, posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, będące stroną transakcji sprzedaży lub kupna energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego.
 - (4) Giełdy Energii (URB_{GE}) – podmioty prowadzące giełdę towarową w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, na której są zawierane transakcje sprzedaży i kupna energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego, lub na której są dokonywane rozliczenia transakcji zawartych na Rynku Bilansującym przez będące członkami giełdy Przedsiębiorstwa Obrotu, w ramach czego podmiot prowadzący giełdę jest stroną tych transakcji.
 - (5) Operator Systemu Przesyłowego jako Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), które dokonuje zakupów energii na pokrycie strat w sieci przesyłowej oraz potrzeb własnych stacji w sieci przesyłowej.
- 2.1.1.5. Operatorem Rynku jest podmiot, który świadczy usługi operatorskie na rynku energii na podstawie Umowy przesyłowej zawartej z OSP określającej zakres i sposób realizacji działalności operatorskiej na Rynku Bilansującym, a w przypadku gdy jego działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej również z właściwym OSD.
- 2.1.1.6. Operatorami Rynku są:
- (1) Operatorzy Handlowo-Techniczni (OHT).
 - (2) Operatorzy Handlowi (OH).
 - (3) Operatorzy Pomiarów (OP).
- 2.1.1.7. Operatorami Systemu są:
- (1) Operator Systemu Przesyłowego.
 - (2) Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego.
- 2.1.1.8. Operatorem Systemu Przesyłowego jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
- 2.1.1.9. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki**2.1.2. Obszar Rynku Bilansującego**

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

2.1.2.2. Podstawowym obszarem Rynku Bilansującego jest:

- (1) Sieć przesyłowa.
- (2) Miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze będące JWCD.
- (3) Punkt „ponad siecią”, poprzez który w Rynku Bilansującym uczestniczą podmioty nieprzyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

2.1.2.3. Obszar Rynku Bilansującego może być rozszerzany o nowe fragmenty sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV. Rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego następuje poprzez wprowadzanie zmian do Umów przesyłowych zawartych pomiędzy OSP i odpowiednimi OSD oraz podmiotami, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do fragmentu sieci dystrybucyjnej, o który ma być rozszerzony obszar Rynku Bilansującego. Odpowiednie zmiany są również wymagane w Umowach przesyłowych z OSD lub Uczestnikami Rynku Bilansującego, dla których rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego zmienia warunki uczestniczenia w tym rynku.

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

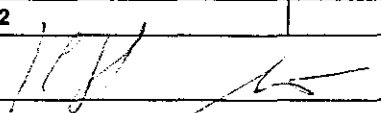
2.1.2.5. Obszar Rynku Bilansującego jest określony przez zbiory obiektów Rynku Bilansującego: zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz zbiór Jednostek Grafikowych (JG), które spełniają następujące warunki:

- (1) Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego muszą obejmować wszystkie połączenia Uczestników Rynku Bilansującego z obszarem tego rynku.
- (2) Jednostki Grafikowe muszą pokrywać wszystkie Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

2.1.3. Bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym

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


- (1) Zgłaszanie do realizacji Umów Sprzedaży Energii.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (2) Rozliczanie z OSP niezbilansowania wynikającego z różnicy pomiędzy ilością energii z przyjętych do realizacji Umów Sprzedaży Energii oraz rzeczywistą ilością dostaw energii.
- 2.1.3.2. Użytkownik systemu, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego jest odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe swoich dostaw energii na Rynku Bilansującym. Użytkownik systemu będący Odbiorcą końcowym (URB_{OK}) przyłączonym do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego może umocować innego URB, który w ramach swojej JG będzie odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym. Jeżeli URB umocowany przez URB_{OK} zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym, to URB_{OK} staje się odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe swoich dostaw energii ze skutkiem od dnia zaprzestania przez tego URB działalności na Rynku Bilansującym.
- 2.1.3.3. Użytkownik systemu, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii mającym prawo wyboru sprzedawcy, nazywany dalej Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD), ma prawo wskazać odpowiedniemu do miejsca jego przyłączenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego, z którym ma on zawartą Umowę o świadczenie usług dystrybucji, URB innego niż Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) działający na obszarze tego OSD, który to URB w ramach swojej JG będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego URD na Rynku Bilansującym. Powyższe powoduje wyłączenie URD z zakresu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe Odbiorcy sieciowego i włączenie go do zakresu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe wskazanego przez niego URB. Zmiana przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe odbywa się na warunkach określonych w części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, o której mowa w artykule 9g ustawy Prawo energetyczne oraz na warunkach określonych w niniejszej części IRiESP.
- 2.1.3.4. W przypadku, gdy dany URD nie wskaże URB odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym, to odpowiedzialnym za jego bilansowanie handlowe, w ramach swojej JG, jest Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) działający na obszarze OSD, do sieci którego jest przyłączony URD i z którym ma on zawartą Umowę o świadczenie usług dystrybucji. Odbiorca sieciowy staje się odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe danego URD również w przypadku, gdy URB wskazany przez tego URD zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym. Przejęcie przez Odbiorcę sieciowego odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URD następuje ze skutkiem od dnia zaprzestania przez URB działalności na Rynku Bilansującym i trwa do dnia wznowienia przez tego URB działalności na Rynku Bilansującym albo do dnia przejęcia odpowiedzialności za bilansowanie

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

handlowe URD przez innego URB.

- 2.1.3.5. Podstawą do dokonania zmian, o których mowa w pkt 2.1.3.2., są odpowiednie zapisy w Umowach przesyłowych pomiędzy OSP i URB_{OK} przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz URB_{przejmującym} ta odpowiedzialność. Podstawą do dokonania zmian, o których mowa w pkt 2.1.3.3. i pkt 2.1.3.4., są zapisy w odpowiednich umowach pomiędzy OSD, URD, Odbiorcą sieciowym i URB_{przejmującym} odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD oraz pomiędzy OSP, Odbiorcą sieciowym oraz URB_{przejmującym} odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD.
- 2.1.3.6. Zasady określone w pkt 2.1.3.3. i 2.1.3.4. wchodzi w życie z dniem rozpoczęcia obowiązywania części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, o której mowa w artykule 9g ustawy Prawo energetyczne. Do tego czasu odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD na Rynku Bilansującym jest Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) działający na obszarze OSD, do sieci którego jest przyłączony URD i z którym ma zawartą Umowę o świadczenie usług dystrybucji.

2.1.4. Obiekty Rynku Bilansującego

2.1.4.1. Na Rynku Bilansującym wyróżnia się następujące obiekty:

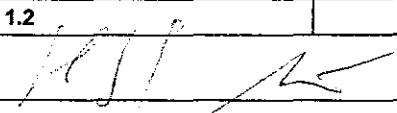
- (1) Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP).
- (2) Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB).
- (3) Jednostka Grafikowa (JG).

2.1.4.2. Fizyczny Punkt Pomiarowy jest to miejsce w sieci, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.

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

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

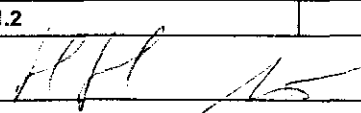
2.1.4.5. Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego jest określane jako fizyczne (F_{MB}), jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii. W danym punkcie sieci objętym obszarem Rynku Bilansującego może być zdefiniowanych wiele F_{MB} , które mogą reprezentować dostawy energii realizowane bezpośrednio w tym punkcie sieci oraz dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, przyłączonych do tego punktu sieci. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w F_{MB} jest wyznaczana na podstawie pomiarów energii w Fizycznych Punktach Pomiarowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urządu Regulacji Energetyki

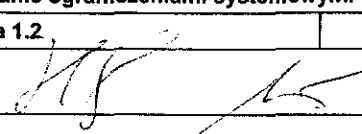
- 2.1.4.6. Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego jest określone jako wirtualne (wMB), jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w wMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
- 2.1.4.7. Jednostka Grafikowa jest to zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego. Jednostki Grafikowe są określane przez poszczególnych Uczestników Rynku Bilansującego w uzgodnieniu z OSP oraz z odpowiednimi OSD, w przypadku gdy Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego znajduje się w sieci dystrybucyjnej lub reprezentuje dostawy energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.
- 2.1.4.8. Fizyczne Punkty Pomiarowe, Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego i Jednostki Grafikowe oraz ich wzajemne powiązania definiuje Umowa przesyłowa zawarta między Uczestnikiem Rynku Bilansującego i OSP lub właściwym OSD.
- 2.1.4.9. Procesy planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń realizowane na Rynku Bilansującym, a w ramach tego wyznaczane dane handlowe i techniczne, dotyczą poszczególnych Jednostek Grafikowych.
- 2.1.4.10. Dla Jednostek Grafikowych w ramach procesów realizowanych na Rynku Bilansującym są wyznaczane następujące wielkości:
- (1) Planowane ilości dostaw energii, w tym deklarowana, zweryfikowana i skorygowana ilość dostaw energii.
 - (2) Rzeczywiste ilości dostaw energii.
 - (3) Odchylenia pomiędzy planowanymi oraz rzeczywistymi ilościami dostaw energii.
 - (4) Wielkości należności i zobowiązań wynikających z odchyień pomiędzy planowanymi i rzeczywistymi ilościami dostaw energii.
- 2.1.4.11. Jednostki Grafikowe mogą uczestniczyć w Rynku Bilansującym w sposób aktywny lub pasywny.
- (1) Jednostka Grafikowa uczestniczy w Rynku Bilansującym w sposób aktywny, jeżeli bierze udział w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi, zwanymi dalej bilansowaniem zasobów KSE. Dla takiej JG muszą być realizowane następujące działania:
 - (1.1) Zgłaszanie do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii.
 - (1.2) Zgłaszanie do OSP ofert bilansujących.
 - (1.3) Uczestniczenie w bilansowaniu generacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego.
 - (1.4) Uczestniczenie w działaniach dostosowawczych mających na celu uwzględnienie ograniczeń systemowych.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

~~PREZES~~
Urzedu Regulacji Energetyki

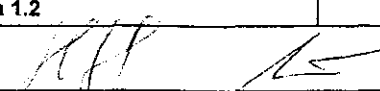
- (1.5) Uczestniczenie w optymalizacji obciążenia zgodnie z Algorytmem Rozdziału Obciążeń podczas tworzenia Planów Koordynacyjnych Dobowych (PKD) i Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych (BPKD).
dr Leszek Juchniewicz
- (1.6) Uczestniczenie w rozliczaniu Rynku Bilansującego w zakresie wykorzystania ofert bilansujących i odchyień od planowanych ilości dostaw energii.
- (2) Jednostka Grafikowa uczestniczy w Rynku Bilansującym w sposób pasywny, jeżeli nie bierze udziału w bilansowaniu zasobów KSE. Dla takiej JG muszą być realizowane następujące działania:
- (2.1) Zgłaszanie do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii.
- (2.2) Zgłaszanie do OSP ofert bilansujących, o ograniczonym zakresie przekazywanych informacji.
- (2.3) Uczestniczenie w rozliczaniu Rynku Bilansującego w zakresie odchyień od planowanych ilości dostaw energii.
- 2.1.4.12. Każda Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana uczestniczy w Rynku Bilansującym w sposób aktywny. Jednostka Wytwórcza Centralnie Koordynowana może uczestniczyć w Rynku Bilansującym w sposób aktywny albo pasywny.
- 2.1.4.13. Na Rynku Bilansującym wyróżnia się następujące rodzaje Jednostek Grafikowych:
- (1) Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_w).
- (1.1) Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna (JG_{wa}).
- (1.2) Jednostka Grafikowa Wytwórcza pasywna (JG_{wp}).
- (1.3) Jednostka Grafikowa Wytwórcza rozliczeniowa (JG_{wr})
- (2) Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG_o).
- (3) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej (JG_{wm}).
- (3.1) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{wmo}).
- (3.2) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{wmu}).
- (4) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{osp}).
- (4.1) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego aktywna (JG_{ospa}).
- (4.2) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego pasywna (JG_{ospo}).
- (5) Jednostka Grafikowa Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{po}).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urząd Regulacji Energetyki

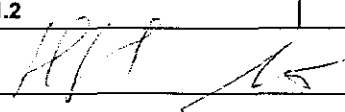
- (5.1) Jednostka Grafikowa Zakupu Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POZ}).
 - (5.2) Jednostka Grafikowa Sprzedaży Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POS}).
 - (6) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG_{GE}).
 - (6.1) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Zakupu (JG_{GEpZ}).
 - (6.2) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Sprzedaży (JG_{GEpS}).
 - (6.3) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii rozliczeniowa Zakupu (JG_{GErZ}).
 - (6.4) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii rozliczeniowa Sprzedaży (JG_{GErS}).
 - (7) Jednostka Grafikowa Bilansująca (JG_{BI}).
 - (8) Jednostka Grafikowa Generacji Zewnętrznej (JG_{GZ}).
- 2.1.4.14. Poszczególne rodzaje Jednostek Grafikowych charakteryzują się następującymi cechami:
- (1) Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_W) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (rMB), w których do obszaru Rynku Bilansującego przyłączone są urządzenia lub instalacje jednostek wytwórczych.
 - (2) Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_W) uczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Wytwórczą aktywną (JG_{Wa}).
 - (2.1) W skład Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{Wa}) wchodzi dokładnie jedna jednostka wytwórcza będąca Jednostką Wytwórczą Centralnie Dysponowaną (JWCD).
 - (2.2) Operator Systemu Przesyłowego w pełni dysponuje mocą JWCD wchodzącą w skład JG_{Wa}.
 - (3) Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_W) nie uczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Wytwórczą pasywną (JG_{Wp}).
 - (3.1) W skład Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej (JG_{Wp}) wchodzi jedna lub więcej jednostek wytwórczych nie będących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD).
 - (3.2) Operator Systemu Przesyłowego w ograniczonym zakresie dysponuje mocą jednostek wytwórczych nie będących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD), które są jednocześnie Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Koordynowanymi (JWCK) wchodzącymi w skład JG_{Wp}.
 - (3.3) Operator Systemu Przesyłowego nie dysponuje mocą jednostek wytwórczych nie będących JWCK wchodzących w skład JG_{Wp}.
 - (3.4) Konfiguracja JG_{Wp} oraz zasady i zakres dysponowania mocą JWCK wchodzących w skład tej jednostki ustala OSP w porozumieniu z właściwym Uczestnikiem Rynku Bilansującego.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (4) Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_w) służąca do rozliczenia ilościowego i wartościowego energii bilansującej planowanej oraz energii awarii (ΔEA) i energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych (ΔEOE) wszystkich Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych danego URB_w jest Jednostką Grafikową Wytwórczą rozliczeniową (JG_{wr}).
- (4.1) Na Jednostkę Grafikową Wytwórczą rozliczeniową (JG_{wr}) składają się wszystkie Jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne danego URB_w.
- (4.2) Na Jednostkę Grafikową Wytwórczą rozliczeniową (JG_{wr}) składają się wszystkie Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{OSP_a}) danego URB_w, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza.
- (5) Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG_o) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (rMB), w których do obszaru Rynku Bilansującego przyłączone są urządzenia lub instalacje odbiorcy energii lub zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (rMB), poprzez które jest realizowana dostawa energii dla URD.
- (5.1) Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG_o) jest jednostką pasywną, przyłączoną do sieci.
- (5.2) Nie jest wymagane by URB był właścicielem urządzeń lub instalacji przyłączonych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) Jednostki Grafikowej Odbiorczej.
- (6) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej (JG_{wm}) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (rMB) albo zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (wMB).
- (6.1) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{wmo}) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, w których występują połączenia międzysystemowe.
- (6.1.a.) Połączenia międzysystemowe łączą obszar Rynku Bilansującego z systemami elektroenergetycznymi, w których ruch sieciowy jest prowadzony przez zagranicznych Operatorów Systemów Przesyłowych lub zagranicznych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych.
- (6.1.b.) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{wmo}) jest jednostką pasywną, przyłączoną do sieci.
- (6.2) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{wmu}) jest zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, poprzez które są realizowane dostawy energii w ramach zawartych Umów Sprzedaży Energii w obrocie

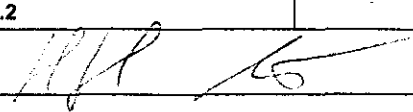
IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZEZ
Urząd Regulacji Energetyki

międzynarodowym (USE_{WM}). USE_{WM} są realizowane w ramach wymiany międzysystemowej równoległej, zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej części IRiESP.

- (6.2.a.) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{WMU}) jest jednostką pasywną, nieprzyłączoną do sieci.
- (6.2.b.) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{WMU}) należy do Uczestnika Rynku Bilansującego, który jest równocześnie Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.
- (7) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{OSP}) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB), w których do obszaru Rynku Bilansującego są przyłączone urządzenia lub instalacje jednostek wytwórczych lub odbiorców energii w pełni dysponowane i bezpośrednio sterowane przez OSP.
- (7.1) Nie jest wymagane by OSP był właścicielem urządzeń lub instalacji przyłączonych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{OSP}), przy czym mogą to być:
- (7.1.a.) Jednostki wytwórcze w elektrowniach szczytowo-pompowych.
- (7.1.b.) Sterowane odbiory energii u odbiorców.
- (7.2) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{OSP}) należy do OSP jako Uczestnika Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}) lub do Uczestnika Rynku Bilansującego będącego właścicielem urządzeń lub instalacji (URB_W albo URB_{OK}). Decyzję w zakresie przynależności podejmuje OSP w porozumieniu z podmiotem, który jest właścicielem urządzeń lub instalacji.
- (7.3) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{OSP}) uczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego aktywną (JG_{OSP_a}).
- (7.3.a.) W skład Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG_{OSP_a}) wchodzi nie więcej niż jedna jednostka wytwórcza będąca Jednostką Wytwórczą Centralnie Dysponowaną (JWCD).
- (7.3.b.) Operator Systemu Przesyłowego w pełni dysponuje i bezpośrednio steruje Jednostką Wytwórczą Centralnie Dysponowaną (JWCD) wchodzącą w skład JG_{OSP_a}.
- (7.4) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{OSP}) nieuczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego pasywną (JG_{OSP_p}).
- (7.4.a.) W skład Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego

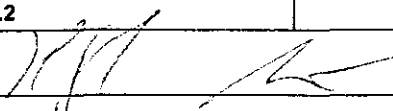
IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

pasywnej (JG_{OSPp}) mogą wchodzić jednostki wytwórcze nie będące Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD).

- (7.4.b.) Operator Systemu Przesyłowego część lub całość swoich uprawnień do dysponowania i bezpośredniego sterowania urządzeniami (jednostkami wytwórczymi i odbiorami) wchodzącymi w skład JG_{OSPp} ma prawo przekazać innym Uczestnikom Rynku Bilansującego.
- (7.4.c.) Konfiguracja JG_{OSPp} oraz zasady i zakres dysponowania i sterowania urządzeniami oraz instalacjami wchodzącymi w skład tej jednostki, ustala OSP w porozumieniu z podmiotem, który jest właścicielem urządzeń lub instalacji.
- (7.5) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego, aktywnych oraz pasywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, w procesach realizowanych na Rynku Bilansującym: Zgłaszania danych handlowych i technicznych oraz Rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych, stosuje się odpowiednio zasady jak dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych oraz pasywnych, chyba że w zasadach szczegółowych określono inaczej.
- (8) Jednostka Grafikowa Bilansująca (JG_{BI}) jest zbiorem Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, poprzez które jest domykany bilans energii elektrycznej w obszarze Rynku Bilansującego.
- (8.1) Jednostka Grafikowa Bilansująca (JG_{BI}) jest jednostką pasywną, nieprzyłączoną do sieci.
- (8.2) Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), poprzez Jednostkę Grafikową Bilansującą (JG_{BI}) dokonuje zakupów energii na pokrycie strat w sieci przesyłowej oraz potrzeb własnych stacji w sieci przesyłowej.
- (9) Jednostka Grafikowa Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{PO}) jest zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (wMB), poprzez które jest realizowany obrót energią elektryczną „ponad siecią” przez URB posiadającego koncesję na obrót energią elektryczną.
- (9.1) Jednostka Grafikowa Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{PO}) jest jednostką pasywną, nieprzyłączoną do sieci.
- (9.2) Jednostka Grafikowa Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{PO}) jest zawsze definiowana jako podwójna, składająca się z Jednostki Grafikowej Zakupu Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POZ}) i sprzężonej z nią Jednostki Grafikowej Sprzedaży Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POS}).
- (10) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG_{GE}) jest zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (wMB), poprzez które URB

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

prowadzący giełdę towarową (URB_{GE}) realizuje w obszarze RB obrót energią elektryczną „ponad siecią” oraz dokonuje rozliczenia transakcji zawartych na RB przez będące członkami giełdy Przedsiębiorstwa Obrotu.

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

(10.2) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa (JG_{GEp}) jest zawsze definiowana jako podwójna, składająca się z Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG_{GEpZ}) i sprzężonej z nią Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG_{GEpS}). Poprzez te jednostki jest realizowany obrót energią elektryczną „ponad siecią” (transakcje giełdowe).

(10.3) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii rozliczeniowa (JG_{GER}) jest zawsze definiowana jako dwie niepowiązane ze sobą jednostki: Jednostka Grafikowa Giełdy Energii rozliczeniowa Zakupu (JG_{GERZ}) i Jednostka Grafikowa Giełdy Energii rozliczeniowa Sprzedaży (JG_{GERs}). Poprzez te jednostki jest rozliczana energia niezbilansowania Przedsiębiorstw Obrotu (PO), będących członkami giełdy, wynikająca z przyjętych do realizacji transakcji dobilansujących PO (transakcji pomiędzy JG_{GER} i JG_{PO}) oraz nieprzyjętych do realizacji transakcji giełdowych zawartych przez PO (transakcji pomiędzy JG_{GEp} i JG_{PO}).

(11) Jednostka Grafikowa Generacji Zewnętrznej (JG_{GZ}) jest definiowana przez zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) reprezentujących generację energii przez wytwórców i pobór energii przez odbiorców poza obszarem Rynku Bilansującego. Operatorami Rynku dla JG_{GZ} są OSP lub OSD pełniący w tym przypadku funkcje Operatora Handlowego.

2.1.5. Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami Rynku Bilansującego

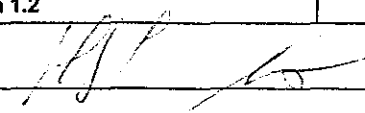
2.1.5.1. Zbiór Jednostek Grafikowych danego Uczestnika Rynku Bilansującego musi obejmować jego wszystkie Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego w obszarze Rynku Bilansującego.

2.1.5.2. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca (URB_w) musi posiadać co najmniej jedną:

- (1) Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną (JG_{wa}), lub
- (2) Jednostkę Grafikową Wytwórczą pasywną (JG_{wp}), lub
- (3) Jednostkę Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego aktywną (JG_{OSP_a}), lub
- (4) Jednostkę Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego pasywną (JG_{OSP_p}).

2.1.5.3. Uczestnik Rynku Bilansującego, który ma co najmniej jedną Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną (JG_{wa}) jest Wytwórcą (URB_w).

2.1.5.4. Uczestnik Rynku Bilansującego, który posiada co najmniej jedną Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną (JG_{wa}) musi posiadać także Jednostkę

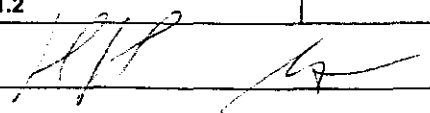
IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- Grafikową Wytwórczą rozliczeniową (JG_{Wr}).
- 2.1.5.5. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca (URB_w) może również posiadać:
- (1) Jednostki Grafikowe Wytwórcze pasywne (JG_{wp}).
 - (2) Jednostki Grafikowe Odbiorcze (JG_O), jeżeli posiada fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB), do których przyłączone są urządzenia lub instalacje odbiorcy energii.
 - (3) Jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{wmu}), jeżeli jest Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.
 - (4) Jedną (podwójną) Jednostkę Grafikową Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{po}), jeżeli posiada koncesję na obrót energią elektryczną.
 - (5) Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{ospa}) lub Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne (JG_{osp}), jeżeli OSP przekazał te jednostki do Wytwórcy (URB_w).
- 2.1.5.6. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca (URB_w) nie może posiadać żadnej:
- (1) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii (JG_{ge}).
 - (2) Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{bi}).
 - (3) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{wmo}).
- 2.1.5.7. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca sieciowy (URB_{sd}) musi posiadać co najmniej jedną Jednostkę Grafikową Odbiorczą (JG_O).
- 2.1.5.8. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca sieciowy (URB_{sd}) może również posiadać:
- (1) Jednostki Grafikowe Wytwórcze pasywne (JG_{wp}), jeżeli ma uprawnienia do dysponowania fizycznymi Miejscami Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB), do których są przyłączone urządzenia lub instalacje jednostek wytwórczych.
 - (2) Jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{wmu}), jeżeli jest Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.
 - (3) Jedną (podwójną) Jednostkę Grafikową Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{po}), jeżeli posiada koncesję na obrót energią elektryczną.
 - (4) Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne (JG_{osp}), jeżeli OSP przekazał te jednostki do Odbiorcy sieciowego (URB_{sd}).
- 2.1.5.9. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca sieciowy (URB_{sd}) nie może posiadać żadnej:

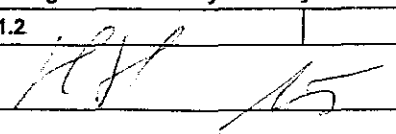
dr Leszek Juchniewicz

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{wa}).
- (2) Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{wr}).
- (3) Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG_{ospa}).
- (4) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii (JG_{GE}).
- (5) Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}).
- (6) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{wmo}).
- 2.1.5.10. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca końcowy (URB_{OK}) musi posiadać jedną Jednostkę Grafikową Odbiorczą (JG_O) i może posiadać jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{wmu}), jeżeli jest Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca końcowy (URB_{OK}) nie może posiadać żadnej innej Jednostki Grafikowej.
- 2.1.5.11. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Obrotu (URB_{PO}) musi posiadać jedną (podwójną) Jednostkę Grafikową Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{PO}) lub Jednostkę Grafikową Odbiorczą (JG_O), jeżeli jest uprawniony do dysponowania fizycznymi Miejscami Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB), w których są przyłączone urządzenia lub instalacje odbiorców energii.
- 2.1.5.12. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Obrotu (URB_{PO}) może również posiadać:
- (1) Jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{wmu}), jeżeli jest Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.
- (2) Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne (JG_{osp}), jeżeli OSP przekazał te jednostki do Przedsiębiorstwa Obrotu (URB_{PO}).
- 2.1.5.13. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Obrotu (URB_{PO}) nie może posiadać żadnej:
- (1) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{wa}).
- (2) Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej (JG_{wp}).
- (3) Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{wr}).
- (4) Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG_{ospa}).
- (5) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii (JG_{GE}).
- (6) Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}).
- (7) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{wmo}).
- 2.1.5.14. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB_{GE}) musi posiadać

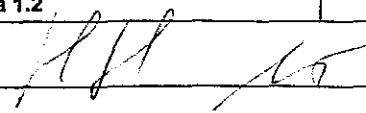
IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

jedną (podwójną) Jednostkę Grafikową Giełdy Energii podstawową (JG_{GEP}) lub dwie Jednostki Grafikowe Giełdy Energii rozliczeniowe (JG_{GER}), jedną jednostkę Zakupu i jednostkę Sprzedaży, i nie może posiadać żadnej innej Jednostki Grafikowej.

- dr. Leszek Juchniewicz*
- 2.1.5.15. Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}) definiuje i posiada Jednostkę Grafikową Bilansującą (JG_{BI}) oraz Jednostkę Grafikową Generacji Zewnętrznej (JG_{GZ}).
- 2.1.5.16. Operator Systemu Przesyłowego definiuje wszystkie Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{OSP_a}) i Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne (JG_{OSP_p}) oraz, z zastrzeżeniem pkt 2.1.5.17., posiada te jednostki.
- 2.1.5.17. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo przekazać wybrane przez niego Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{OSP_a}) w posiadanie innego Uczestnika Rynku Bilansującego typu Wytwórca (URB_W) oraz wybrane przez niego Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne (JG_{OSP_p}) w posiadanie innego Uczestnika Rynku Bilansującego typu Wytwórca (URB_W), Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) lub Przedsiębiorstwo Obrotu (URB_{PO}). W takim przypadku OSP może zachować prawo do dysponowania i bezpośredniego sterowania tymi jednostkami.
- 2.1.5.18. Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}) może posiadać również:
- (1) Jednostki Grafikowe Odbiorcze (JG_O), jeżeli jest uprawniony do dysponowania fizycznymi Miejscami Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB) na połączeniach sieci przesyłowej lub we fragmentach sieci dystrybucyjnej objętych obszarem Rynku Bilansującego z urządzeniami lub instalacjami odbiorców energii.
 - (2) Jednostki Grafikowe Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}), jeżeli dysponuje połączeniami międzysystemowymi i jest rozliczany na Rynku Bilansującym z odchyleniem od planowanych ilości energii na tych połączeniach.
- 2.1.5.19. Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}) nie może posiadać żadnej:
- (1) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{Wa}).
 - (2) Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej (JG_{Wp}).
 - (3) Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{Wr}).
 - (4) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii (JG_{GE}).
 - (5) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{Wmu}).
 - (6) Jednostki Grafikowej Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{PO}).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

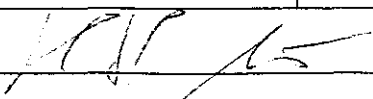
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- 2.1.5.20. Jednostka Grafikowa, z zastrzeżeniem postanowień pkt 2.1.5.22, może mieć tylko jednego Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania nią i jest odpowiedzialny za przekazywanie wszystkich danych handlowych i technicznych pomiędzy OSP a Uczestnikiem Rynku Bilansującego.
- 2.1.5.21. Operatorem Rynku dla Jednostek Grafikowych utworzonych ze zbiorów fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (rMB) w sieci przesyłowej lub fragmentów sieci dystrybucyjnych objętych obszarem Rynku Bilansującego jest Operator Handlowo-Techniczny.
- 2.1.5.22. Część działań Operatora Handlowo-Technicznego związanych z przekazywaniem danych z Fizycznych Punktów Pomiarowych Uczestnika Rynku Bilansującego do OSP w zakresie danych pomiarowo-rozliczeniowych może realizować odrębny podmiot Rynku Bilansującego – Operator Pomiarów.
- 2.1.5.23. Operatorem Rynku dla Jednostek Grafikowych utworzonych ze zbiorów wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (wMB) – fizycznie nie przyłączonych do sieci – jest Operator Handlowy.
- 2.1.5.24. Operatora Rynku dla swoich Jednostek Grafikowych wyznacza Uczestnik Rynku Bilansującego, przy czym Operatorem Rynku dla JG_{GE} jest podmiot prowadzący giełdę.
- 2.1.5.25. Uczestnik Rynku Bilansującego może wyznaczyć, dla poszczególnych Jednostek Grafikowych, różnych Operatorów Rynku.
- 2.1.5.26. Jeżeli Uczestnik Rynku Bilansującego nie wyznaczy Operatora Rynku dla Jednostki Grafikowej, oznacza to, że sam pełni rolę Operatora Rynku dla tej Jednostki Grafikowej.
- 2.1.5.27. Operatorów Rynku dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}), wszystkich Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego (aktywnych JG_{OSP_a} i pasywnych JG_{OSP_p}) oraz Jednostek Grafikowych Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}) wyznacza OSP.

2.1.6. Podstawowe funkcje podmiotów na Rynku Bilansującym

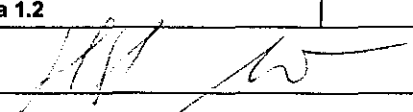
- 2.1.6.1. Operator Systemu Przesyłowego i Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa, realizują dostawy energii elektrycznej na podstawie zgłoszonych i przyjętych do realizacji Umów Sprzedaży Energii, przy uwzględnieniu możliwości technicznych krajowego systemu elektroenergetycznego.
- 2.1.6.2. Operator Systemu Przesyłowego administruje Rynkiem Bilansującym w zakresie Jednostek Grafikowych zdefiniowanych w obszarze Rynku Bilansującego.
- 2.1.6.3. Operator Systemu Dystrybucyjnego uczestniczy w administrowaniu Rynkiem Bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych, na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego z obszaru zarządzanej przez niego sieci. W ramach tego OSD:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1) Zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania poszczególnych URB z obszaru swojego działania do MB składających się na JG poszczególnych URB.
 - (2) Przekazuje OSP dane niezbędne do konfigurowania JG obejmujących MB z wierz obszaru zarządzanej przez siebie sieci.
 - (3) Wyznacza i przekazuje OSP rzeczywiste ilości dostaw energii dla MB reprezentujących dostawę energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.
- 2.1.6.4. Każdy Uczestnik Rynku Bilansującego jest zobowiązany zapewnić realizację funkcji operatorskich w zakresie handlowym lub handlowo-technicznym, zgodnie z zapisami w niniejszej części IRiESP, dla wszystkich swoich Jednostek Grafikowych. Funkcje te Uczestnik Rynku Bilansującego może realizować samodzielnie albo powierzyć ich realizację innym podmiotom będącym Operatorami Rynku.
- 2.1.6.5. Operator Handlowo-Techniczny jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym. OHT dysponuje na zasadzie wyłączności zdolnościami wytwórczymi lub zdolnościami przyłączeniowymi Jednostek Grafikowych przyłączonych do sieci, dysponuje również energią elektryczną dostarczaną poprzez Jednostki Grafikowe (bez prawa wyłączności), przekazuje zbilansowane handlowo-techniczne grafiki pracy Jednostek Grafikowych do OSP lub właściwego OSD, jest zobowiązany do przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych, z wyłączeniem przypadku o którym mowa w pkt 2.1.5.22., oraz uczestniczy w procesie rozliczeń.
- 2.1.6.6. Operator Handlowy jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym. OH dysponuje energią elektryczną dostarczaną przez Jednostki Grafikowe nieprzyłączone do sieci, tworzy handlowe grafiki pracy tych Jednostek Grafikowych oraz przekazuje je do OSP lub właściwego OSD. Funkcje Operatora Handlowego mieszczą się w zakresie funkcji przypisanych Operatorowi Handlowo-Technicznemu (OHT może realizować funkcje OH).
- 2.1.6.7. Operator Pomiarów jest odpowiedzialny za przekazywanie danych pomiarowo-rozliczeniowych z Fizycznych Punktów Pomiarowych Uczestnika Rynku Bilansującego do OSP oraz może uczestniczyć w innych działaniach w procesie pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych Jednostek Grafikowych Uczestnika Rynku Bilansującego.
- 2.1.6.8. Zmiana w przyporządkowaniu danej Jednostki Grafikowej do Operatora Rynku (zmiana w rejestrze podmiotu pełniącego funkcję Operatora Handlowo-Technicznego, Operatora Handlowego lub Operatora Pomiarów) może wejść w życie od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na Rynku Bilansującym, nie wcześniej jednak niż po 10 dniach kalendarzowych od daty otrzymania przez OSP stosownych aneksów do Umów przesyłowych podpisanych przez URB i OR.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki**2.1.7. Podmioty wymiany międzysystemowej i ich funkcje**

2.1.7.1. W realizacji wymiany międzysystemowej biorą udział:

- (1) Uczestnicy Wymiany Międzysystemowej (UWM). *dr Leszek Juchniewicz*
- (2) Wyłącznie Partnerzy Handlowi Uczestników Wymiany Międzysystemowej (WPH), z którymi partnerstwo zostało zgłoszone i zarejestrowane w Biurze Przetargów w Rejestrze informacji o partnerstwie podmiotów wymiany międzysystemowej na danym przekroju handlowym i dla danego okresu, zwanym dalej Rejestrem.
- (3) Operator Systemu Przesyłowego.
- (4) Operatorzy sąsiednich systemów przesyłowych.

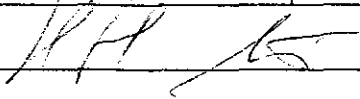
2.1.7.2. Celem wymiany międzysystemowej jest fizyczna realizacja Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej w obrocie międzynarodowym (USE_{WM}).

2.1.7.3. W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej, UWM w szczególności:

- (1) Zapewniają łącznie z WPH rezerwację wielkości Zdolności Przesyłowych Wymiany Międzysystemowej (ZPW) niezbędnych do realizacji USE_{WM}.
- (2) Dokonują, na zasadach określonych w niniejszej części IRiESP, zgłoszeń danych handlowych poszczególnych USE_{WM} do OSP w formie Zgłoszonych Grafików Wymiany Międzysystemowej (GWM_Z).
- (3) Działając jako Uczestnicy Rynku Bilansującego, uczestniczą w procesach zgłaszania umów sprzedaży energii, planowania i rozliczeń na Rynku Bilansującym, na zasadach określonych w niniejszej części IRiESP w zakresie wynikającym z realizacji USE_{WM}.

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

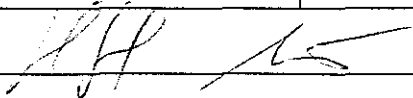
- (1) Przyjmuje zgłoszenia GWM_Z
- (2) Dokonuje weryfikacji GWM_Z i na tej podstawie wyznacza Zweryfikowane Grafiki Wymiany Międzysystemowej (GWM_W).
- (3) Dokonuje uzgodnień GWM_W z operatorami sąsiednich systemów przesyłowych i na tej podstawie wyznacza Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej (GWM_U).
- (4) Zapewnia fizyczną realizację wymiany międzysystemowej przy współpracy z operatorami sąsiednich systemów przesyłowych.
- (5) W obszarze działania RB prowadzi procesy przyjmowania zgłoszeń umów sprzedaży energii, planowania i rozliczeń na zasadach określonych w niniejszej części IRiESP, w zakresie wynikającym z realizacji USE_{WM}.
- (6) Publikuje informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na stronie internetowej OSP.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- 2.1.7.5. W ramach udziału w realizacji Wymiany Międzysystemowej operatorzy sąsiednich systemów przesyłowych uczestniczą w uzgodnieniach Wymiany Międzysystemowej z OSP.
- 2.1.8. **Umowy Sprzedaży Energii realizowane przez poszczególne rodzaje Jednostek Grafikowych** *dr Leszek Juchniewicz*
- 2.1.8.1. Jednostki Grafikowe występujące na Rynku Bilansującym mogą realizować transakcje zakupu i sprzedaży energii z innymi Jednostkami Grafikowymi, zarówno w zakresie pojedynczych transakcji jak i sumarycznych grafików zgłaszanych do OSP w postaci Umów Sprzedaży Energii, z wyłączeniem transakcji wyspecyfikowanych w pkt 2.1.8.4. i 2.1.8.5.
- 2.1.8.2. Uczestnik Rynku Bilansującego może realizować transakcje zakupu i sprzedaży energii pomiędzy należącymi do niego Jednostkami Grafikowymi, z wyłączeniem transakcji wyspecyfikowanych w pkt 2.1.8.4.(1), (4), (5), (6) i (8).
- 2.1.8.3. Występujące na Rynku Bilansującym wyłączenia dotyczące transakcji pomiędzy poszczególnymi rodzajami Jednostek Grafikowych, wynikają z:
- (1) Istoty definicji poszczególnych Jednostek Grafikowych.
 - (2) Modelu Rynku Bilansującego, który nie dopuszcza określonych transakcji dla określonych rodzajów Jednostek Grafikowych.
- 2.1.8.4. Niedopuszczalne rodzaje transakcji, o których mowa w pkt 2.1.8.3.(1), występują:
- (1) Dla wszystkich Jednostek Grafikowych, gdzie nie dopuszczone są transakcje zakupu lub sprzedaży energii przez jednostkę samej sobie.
 - (2) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG_{GEps}), Jednostki Grafikowej Giełdy Energii rozliczeniowej Sprzedaży (JG_{GErs}) i Jednostki Grafikowej Sprzedaży Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POS}), gdzie nie dopuszczone są transakcje zakupu energii przez te jednostki.
 - (3) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG_{GEpz}), Jednostki Grafikowej Giełdy Energii rozliczeniowej Zakupu (JG_{GErz}) i Jednostki Grafikowej Zakupu Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POZ}), gdzie nie dopuszczone są transakcje sprzedaży energii przez te jednostki.
 - (4) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej (JG_{GEp}), gdzie nie dopuszczone są transakcje zakupu i sprzedaży energii pomiędzy sprzężonymi ze sobą jednostkami Zakupu (JG_{GEpz}) i Sprzedaży (JG_{GEps}).
 - (5) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii rozliczeniowej Sprzedaży (JG_{GErs}) i Jednostki Grafikowej Giełdy Energii rozliczeniowej Zakupu (JG_{GErz}), gdzie nie dopuszczone są transakcje zakupu i sprzedaży energii pomiędzy tymi jednostkami.
 - (6) Dla Jednostek Grafikowych Giełdy Energii (JG_{GE}), gdzie nie dopuszczone są transakcje zakupu i sprzedaży energii pomiędzy JG Giełdy Energii

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

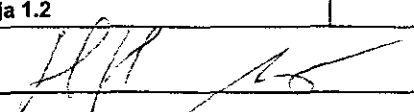
PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

podstawową a JG Giełdy Energii rozliczeniową.

- (7) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG_{GEPS}) i sprzężonej z nią Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG_{GEpZ}), gdzie niedopuszczalne są transakcje dla tych jednostek powodujące, że sumaryczne ilości dostaw energii dla JG_{GEPS} i JG_{GEpZ} nie są sobie równe w poszczególnych godzinach (sumaryczne ilości dostaw energii wynikające z Umów Sprzedaży Energii w poszczególnych godzinach dla JG_{GEPS} i JG_{GEpZ} muszą być sobie równe ilościowo, tj. zbilansowane).
- (8) Dla Jednostki Grafikowej Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{PO}), gdzie nie dopuszczone są transakcje zakupu i sprzedaży energii pomiędzy sprzężonymi ze sobą jednostkami Zakupu (JG_{POZ}) i Sprzedaży (JG_{POS}).

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

- (1) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}), gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii przez tę jednostkę.
- (2) Dla Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{WMU}), gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii lub zakupu energii od Jednostek Grafikowych innych Uczestników Rynku Bilansującego.
- (3) Dla Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}) występującego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii lub zakupu energii od Jednostek Grafikowych innych Uczestników Rynku Bilansującego.
- (4) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii rozliczeniowej Zakupu (JG_{GEZ}), gdzie dopuszczone są wyłącznie transakcje zakupu energii od Jednostek Grafikowych Sprzedaży Przedsiębiorstw Obrotu (JG_{POS}).
- (5) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii rozliczeniowej Sprzedaży (JG_{GES}), gdzie dopuszczone są wyłącznie transakcje sprzedaży energii do Jednostek Grafikowych Zakupu Przedsiębiorstw Obrotu (JG_{POZ}).
- (6) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG_{GEPS}), gdzie nie dopuszczone są transakcje sprzedaży energii przez tę jednostkę do Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG_{GEpZ}) innego Uczestnika Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB_{GE}).
- (7) Dla Jednostki Grafikowej Sprzedaży Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POS}), gdzie nie dopuszczone są transakcje sprzedaży energii przez tę jednostkę do Jednostki Grafikowej Zakupu Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POZ}) innego Uczestnika Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Obrotu (URB_{PO}).
- (8) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG_{GEpZ}), gdzie nie dopuszczone są transakcje zakupu energii przez tę jednostkę od Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG_{GEPS}) innego Uczestnika Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB_{GE}).

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

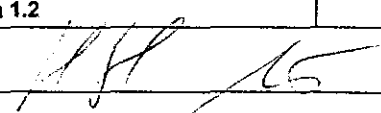
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (9) Dla Jednostki Grafikowej Zakupu Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POZ}), gdzie nie dopuszczone są transakcje zakupu energii przez tę jednostkę od Jednostki Grafikowej Sprzedaży Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POS}) innego Uczestnika Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Obrotu (URB_{PG}). *Leszek Juchniewicz*
- (10) Dla Jednostki Grafikowej Sprzedaży Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POS}) i sprzężonej z nią Jednostki Grafikowej Zakupu Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POZ}), gdzie niedopuszczalne są transakcje dla tych jednostek powodujące, że sumaryczne ilości dostaw energii dla JG_{POS} i JG_{POZ} nie są sobie równe w poszczególnych godzinach (sumaryczne ilości dostaw energii wynikające z Umów Sprzedaży Energii w poszczególnych godzinach dla JG_{POS} i JG_{POZ} muszą być sobie równe ilościowo, tj. zbilansowane).
- (11) Dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{Wr}), gdzie nie są dopuszczone żadne transakcje sprzedaży lub zakupu energii od innych Jednostek Grafikowych.

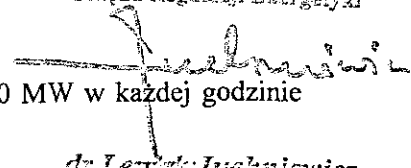
2.1.9. Katalog regulacyjnych usług systemowych elektrowni ciepłych

- 2.1.9.1. Przez Operatora Systemu Przesyłowego są kupowane, na zasadach określonych w niniejszej części IRiESP, następujące regulacyjne usługi systemowe:
- (1) Operacyjne rezerwy mocy elektrowni ciepłych:
 - (1.1.) Rezerwa sekundowa w ramach regulacji pierwotnej.
 - (1.2.) Rezerwa minutowa w ramach regulacji wtórnej.
 - (1.3.) Rezerwa odtworzeniowa.
 - (2) Praca elektrowni ciepłych kondensacyjnych z zaniżeniem lub z przeciążeniem.
 - (3) Usługi regulacji napięcia w węzłach wytwórczych:
 - (3.1.) Automatyczna regulacja napięcia i mocy biernej.
- 2.1.9.2. Do 31 grudnia 2007 roku, tj. do dnia zakończenia obowiązywania zawartych przez OSP umów na świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie usługi gotowości do odbudowy zasilania KSE, OSP dokonuje zakupu usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych od podmiotów, z którymi zawarł umowy na świadczenie tej usługi.
- 2.1.9.3. Rezerwy mocy określone w pkt 2.1.9.1. (1.1.) i (1.2.) są kupowane przez OSP w podziale na utrzymywanie rezerw w gotowości do wykorzystania oraz wykorzystywanie rezerw. Rezerwy mocy określone w pkt 2.1.9.1. (1.3.) są kupowane przez OSP w zakresie wykorzystywania tych rezerw.
- 2.1.9.4. Zakup operacyjnych rezerw mocy obejmuje następujące niezbędne ich ilości, ustalane przez OSP na podstawie wytycznych UCTE oraz analiz systemowych:
- (1) Rezerwa sekundowa – w zakresie od ± 200 do ± 300 MW w każdej godzinie

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki



- doby.
- (2) Rezerwa minutowa – w zakresie od ± 700 do ± 1000 MW w każdej godzinie doby.
 - (3) Rezerwa odtworzeniowa – jako dopełnienie wymaganej ilości rezerw operacyjnych w KSE do poziomu około 14% zapotrzebowania na moc w KSE.

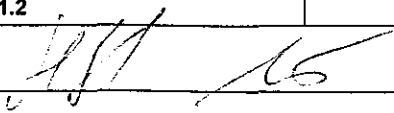
2.1.9.5. Rezerwa godzinowa jest utrzymywana w KSE poprzez zachowanie określonej wielkości rezerwy wirującej dla zapewnienia należytej jakości dostaw energii elektrycznej oraz zachowania bezpieczeństwa energetycznego kraju.

2.1.9.6. Szczegółowe zakresy wymaganych poziomów rezerw mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym oraz standardy techniczne dla jednostek wytwórczych świadczących regulacyjne usługi systemowe określa IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

2.1.10. Charakterystyka regulacyjnych usług systemowych elektrowni

2.1.10.1. Rezerwa sekundowa w ramach regulacji pierwotnej

- 2.1.10.1.1. Rezerwa sekundowa jest aktywizowana na jednostkach wytwórczych w ramach regulacji pierwotnej.
- 2.1.10.1.2. Ilość rezerwy sekundowej dostępnej na poszczególnych jednostkach wytwórczych jest określona przez dodatni zakres regulacji pierwotnej i jest potwierdzana odbiorem technicznym z udziałem OSP.
- 2.1.10.1.3. Zdolność do świadczenia usługi dostarczania rezerwy sekundowej oznacza utrzymywanie sprawnych układów regulacji. Jest ona obligatoryjna dla wszystkich cieplnych JWCD i nieodpłatna.
- 2.1.10.1.4. Przedmiotem zakupu przez OSP jest:
 - (1) Utrzymywanie rezerwy sekundowej w gotowości do wykorzystania, rozumiane jako zdolność do świadczenia tej usługi przez jednostkę znajdującą się w stanie praca, potwierdzona aktualnym protokołem odbioru technicznego układów regulacji oraz zarezerwowaniem w ofercie bilansującej odpowiedniego wolnego pasma mocy dla regulacji pierwotnej, zgodnie z wymaganiami określonymi przez OSP w planie WPKD.
 - (2) Wykorzystywanie rezerwy sekundowej na polecenie OSP załączenia/wyłączenia układu regulacji pierwotnej – wydane w procesie planowania BPKD – wysyłane poprzez system SOWE. Czas dostępu do rezerwy sekundowej i wymagania funkcjonalne są określone w protokołach odbioru technicznego układów regulacji.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

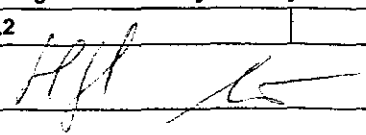
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki**2.1.10.2. Rezerwa minutowa w ramach regulacji wtórnej**

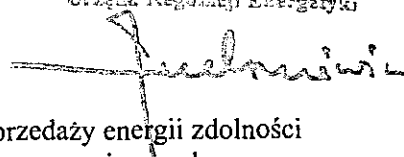
- 2.1.10.2.1. Rezerwa minutowa jest aktywizowana na jednostkach wytwórczych w ramach regulacji wtórnej sygnałem Y_1 generowanym przez Centralny Regulator Techniczny
- 2.1.10.2.2. Ilość rezerwy minutowej dostępnej na poszczególnych jednostkach wytwórczych jest określona przez dodatni zakres regulacji wtórnej i jest potwierdzana odbiorem technicznym z udziałem OSP.
- 2.1.10.2.3. Zdolność do świadczenia usługi dostarczania rezerwy minutowej oznacza utrzymywanie sprawnych układów regulacji wtórnej sygnałem Y_1 oraz Y_0 na wypadek konieczności ich wykorzystania. Jest to wymóg obligatoryjny dla wszystkich ciepłych JWCD i nieodpłatny.
- 2.1.10.2.4. Przedmiotem zakupu przez OSP jest:
- (1) Utrzymywanie rezerwy minutowej w gotowości do wykorzystania, rozumiane jako zdolność do świadczenia tej usługi przez jednostkę znajdującą się w stanie praca, potwierdzona aktualnym protokołem odbioru technicznego układów regulacji oraz zarezerwowaniem w ofercie bilansującej odpowiedniego wolnego pasma mocy dla regulacji wtórnej, zgodnie z wymaganiami określonymi przez OSP w planie WPKD.
 - (2) Wykorzystywanie rezerwy minutowej na polecenie OSP załączenia/wyłączenia układu regulacji wtórnej – wydane w procesie planowania BPKD – wysyłane poprzez system SOWE. Czas dostępu do rezerwy minutowej i wymagania funkcjonalne są określone w protokołach odbioru technicznego układów regulacji.

2.1.10.3. Rezerwa godzinowa

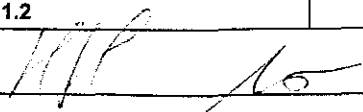
- 2.1.10.3.1. Rezerwa godzinowa w zakresie rezerwy wirującej jest rozumiana jako deklarowany w ofercie zakres mocy, pomniejszony o pasma mocy rezerwowane dla rezerwy sekundowej i/lub minutowej na podstawie znaczników wykorzystania regulacji określonych w planie WPKD, pozostającej w dyspozycji OSP.
- 2.1.10.3.2. Wymaga się, aby czas dostępu do rezerwy godzinowej był nie dłuższy niż 15 minut, z tego względu rezerwa godzinowa na jednostkach wytwórczych elektrowni ciepłych dostępna jest tylko w zakresie rezerwy wirującej.
- 2.1.10.3.3. W procesie planowania WPKD i PKD, OSP określa wielkość wymaganej rezerwy wirującej sumarycznie dla wszystkich jednostek wytwórczych.
- 2.1.10.3.4. W procesie bieżącego planowania koordynacyjnego dobowego (BPKD) następuje, na polecenie OSP, wykorzystanie określonej w planie PKD rezerwy wirującej, zgodnie z rankingami dociążania i odciążania tworzonymi przez moduł LPD, wymaganiami zapewnienia pokrycia zmiennego zapotrzebowania na energię elektryczną, niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urzędu Regulacji Energetyki**2.1.10.4. Rezerwa odtworzeniowa**

- 2.1.10.4.1. Rezerwa odtworzeniowa są to nie objęte umowami sprzedaży energii zdolności wytwórcze jednostek znajdujących się w postoju dyspozycyjnym, planowane przez OSP do uruchomienia w przypadku konieczności, ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE, zwiększenia ilości rezerw o krótszym czasie dostępu. Rezerwa odtworzeniowa jest aktywizowana poprzez wykorzystanie ofert bilansujących przez OSP.
- 2.1.10.4.2. Operator Systemu Przesyłowego planuje ilości rezerwy odtworzeniowej dla każdej godziny doby handlowej, sumarycznie dla wszystkich jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych, które świadczą usługi bilansujące poprzez składanie ofert bilansujących. Wymagana ilość rezerwy odtworzeniowej jest ustalana w ramach przygotowywania planu PKD.
- 2.1.10.4.3. W procesie bieżącego planowania koordynacyjnego dobowego (BPKD) następuje wykorzystanie, na polecenie OSP, określonej w PKD rezerwy odtworzeniowej, zgodnie z wymaganiami zapewnienia pokrycia zmieniającego się zapotrzebowania na energię elektryczną oraz bezpieczeństwa pracy KSE.
- 2.1.10.4.4. Usługa rezerwy odtworzeniowej dotyczy jednostek wytwórczych nie będących w ruchu, ale utrzymywanych w celu rozpoczęcia procesu uruchamiania w ciągu 15 minut po wydaniu polecenia przez OSP i wejścia do pracy, tj. osiągnięcia minimum technicznego, w czasie do 8 godzin.
- 2.1.10.4.5. Zdolność do świadczenia usługi rezerwy odtworzeniowej jest rozumiana jako deklarowany w ofercie zakres mocy nie objętej USE, pomniejszony o pasma mocy rezerwowane dla rezerwy sekundowej i/lub minutowej, na podstawie znaczników wykorzystania regulacji określonych w planie WPKD, oraz zgłoszone ubytki mocy, pozostającej w dyspozycji OSP. Zdolność do świadczenia usługi rezerwy odtworzeniowej powinien mieć każdy wytwórca przyłączony do sieci przesyłowej.
- 2.1.10.4.6. Gotowość do świadczenia usługi rezerwy odtworzeniowej jest rozumiana jako deklarowany w ofercie zakres mocy nie objętej USE, pomniejszony o pasma mocy rezerwowane dla rezerwy sekundowej i/lub minutowej, na podstawie znaczników wykorzystania regulacji określonych w planie WPKD, oraz zgłoszone ubytki mocy, pozostającej w dyspozycji OSP w przypadku, gdy w planie PKD dana jednostka wytwórcza została zaplanowana do postoju dyspozycyjnego.
- 2.1.10.4.7. Przedmiotem zakupu przez OSP jest rezerwa odtworzeniowa wyznaczana jako iloczyn ilości rezerwy mocy dostępnej na danej jednostce jako gotowość do świadczenia usługi rezerwy odtworzeniowej oraz współczynnika zapotrzebowania na rezerwę odtworzeniową. Współczynnik zapotrzebowania na rezerwę odtworzeniową jest wyznaczany jako iloraz zaplanowanej przez OSP wymaganej ilości rezerwy odtworzeniowej oraz sumy rezerw mocy dostępnych na wszystkich jednostkach wytwórczych jako gotowość do świadczenia usługi rezerwy odtworzeniowej.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

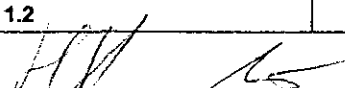
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki**2.1.10.5. Praca elektrowni ciepłej kondensacyjnej z zaniżeniem/przeciążeniem**

- 2.1.10.5.1. Usługa systemowa pracy z zaniżeniem polega na prowadzeniu ruchu jednostki wytwórczej elektrowni ciepłej kondensacyjnej z obciążeniem poniżej jej mocy minimum technicznego.
- 2.1.10.5.2. Usługa systemowa pracy z przeciążeniem polega na prowadzeniu ruchu jednostki wytwórczej elektrowni ciepłej kondensacyjnej z obciążeniem powyżej jej mocy osiągalnej.
- 2.1.10.5.3. Pasma dostępnej mocy poniżej minimum technicznego lub powyżej mocy osiągalnej nie może być mniejsze niż 5 MW.
- 2.1.10.5.4. Usługa systemowa pracy z zaniżeniem i przeciążeniem jest realizowana wyłącznie na polecenie OSP wydawane poprzez system SOWE.
- 2.1.10.5.5. Dopuszcza się pracę układów regulacji pierwotnej, które powodują pracę jednostki wytwórczej powyżej mocy osiągalnej lub poniżej minimum technicznego, pod warunkiem poprawnego działania układów regulacji w tych zakresach tj. do 2,5% powyżej górnego i poniżej dolnego zakresu regulacyjnego.
- 2.1.10.5.6. Praca jednostki wytwórczej powyżej mocy osiągalnej i poniżej minimum technicznego, spowodowana działaniem układów regulacji pierwotnej, w sytuacji określonej w pkt 2.1.10.5.5., nie jest traktowana jako praca z przeciążeniem lub zaniżeniem i z tego tytułu nie przysługują żadne należności.

2.1.10.6. Usługi regulacji napięcia w węzłach wytwórczych

- 2.1.10.6.1. Operator Systemu Przesyłowego prowadzi regulację napięć w węzłach wytwórczych w celu zapewnienia we wszystkich węzłach sieciowych odpowiednich parametrów jakościowych.
- 2.1.10.6.2. W celu możliwości prowadzenia przez OSP regulacji napięć w węzłach wytwórczych kupuje on usługę automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej realizowaną za pomocą automatycznych układów regulacji napięć w węzłach wytwórczych (ARNE).
- 2.1.10.6.3. Układ ARNE utrzymuje zadane napięcie na poszczególnych systemach szyn zbiorczych górnego napięcia elektrowni poprzez sterowanie, w pierwszej kolejności, obciążeniem mocą bierną wszystkich jednostek wytwórczych przyłączonych do tych systemów za pośrednictwem transformatorów blokowych, a po wyczerpaniu ich możliwości regulacyjnych – poprzez zmianę przekładni transformatorów sprzegłowych między odpowiednimi systemami szyn.
- 2.1.10.6.4. Zdolność do świadczenia usługi automatycznej regulacji napięć i mocy biernej oznacza utrzymywanie sprawnych układów ARNE. Jest to wymóg obligatoryjny dla wszystkich ciepłych JWCD i nieodpłatny.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

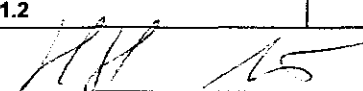
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- 2.1.10.6.5. Zakres regulacji mocy biernej dla każdej jednostki ~~wytwórczej~~ określa ~~wytwórca~~ w uzgodnieniu z OSP.
- 2.1.10.6.6. Dokumentem potwierdzającym zakres regulacji mocy biernej dla każdej jednostki wytwórczej są wykresy kołowe, stanowiące załącznik ~~do umów~~ ~~o świadczenie regulacyjnych usług systemowych~~.

2.1.11. Generacja wymuszona w procesie bilansowania zasobów KSE

- 2.1.11.1. W celu zapewnienia odpowiednich standardów jakości i niezawodności pracy KSE jednostki wytwórcze muszą utrzymywać produkcję w ramach wielkości wyznaczonych przez parametry ograniczeń sieciowych.
- 2.1.11.2. Aby osiągnąć cel, o którym mowa w pkt 2.1.11.1. OSP może zawierać umowy na świadczenie usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych, nazywane dalej umowami GWS, z tymi wytwórcami, których jednostki wytwórcze muszą utrzymywać swoją produkcję w ramach wielkości wyznaczonych przez parametry ograniczeń sieciowych i jednocześnie charakteryzują się kosztami produkcji energii elektrycznej znacznie przewyższającymi wielkości średnie w KSE.
- 2.1.11.3. Umowy GWS mają na celu:
- (1) Zapewnienie dyspozycyjności jednostek wytwórczych koniecznych dla prawidłowego funkcjonowania KSE.
 - (2) Ochronę uczestników rynku przed wykorzystywaniem przez jednostki wytwórcze niezbędne dla prawidłowego funkcjonowania KSE, siły rynkowej wynikającej z ich monopolistycznej pozycji na rynku energii elektrycznej.
- 2.1.11.4. Umowa GWS obejmuje płatną usługę, polegającą na utrzymaniu dyspozycyjności jednostki wytwórczej pozwalającej na usunięcie ograniczeń sieciowych.
- 2.1.11.5. Jednostka wytwórcza objęta umową GWS uczestniczy w konkurencyjnym rynku energii na takich samych zasadach jak jego pozostali uczestnicy.
- 2.1.11.6. Jeżeli OSP dokonując bilansowania produkcji z zapotrzebowaniem ze względu na ograniczenia sieciowe musi skorzystać z droższych pasm ofert bilansujących niż wynikałoby to z kolejności cenowej, wówczas energia z pasm przydzielonych do pracy poza kolejnością cenową nosi nazwę generacji wymuszonej względami sieciowymi, a rozliczenie tej energii następuje zgodnie z zasadami zawartymi w niniejszej części IRiESP.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki**2.2. Warunki uczestnictwa w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi****2.2.1. Warunki uczestnictwa w Rynku Bilansującym** *dr Leszek Juchniewicz***2.2.1.1. Warunki i wymagania formalno-prawne**

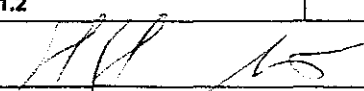
2.2.1.1.1. Operator Systemu Przesyłowego zapewnia Uczestnikom Rynku Bilansującego fizyczną realizację Umów Sprzedaży Energii zawartych na rynku energii, w tym umów dwustronnych i giełdowych, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSP w obowiązującej na Rynku Bilansującym formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez Uczestników Rynku Bilansującego wymagań realizacyjnych ustalonych w niniejszej części IRiESP i Umowach przesyłowych.

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

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

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

- (1) W sposób nieuzasadniony ograniczać dostępności zdolności wytwórczych na Rynku Bilansującym.
- (2) Zgłaszać dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych nieciągłych grafików sumarycznych USE niemożliwych do realizacji z punktu widzenia charakterystyk uruchamiania tych JG.
- (3) Zgłaszać dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych grafików sumarycznych USE nieuwzględniających ograniczeń elektrownianych dotyczących JG danego wytwórcy, które zostały uzgodnione z OSP.
- (4) Zgłaszać dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych grafików sumarycznych USE nieuwzględniających zidentyfikowanych i opublikowanych przez

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

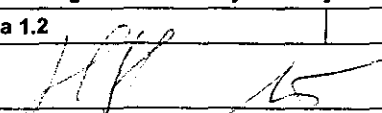
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

~~PREZES~~
Urzedu Regulacji Energetyki

Operatorów Systemu do wiadomości Uczestników Rynku Bilansującego ograniczeń sieciowych, dla których będzie konieczna redukcja generacji dla jednych Jednostek Grafikowych danego Wytwórcy w celu zwiększenia generacji dla innych Jednostek Grafikowych tego Wytwórcy.

Dr Leszek Juchniewicz

- (5) Podawać w zgłoszeniach Ofert Bilansujących dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych wielkości oferowanych mocy netto i mocy brutto niezgodnych z rzeczywistymi parametrami technicznymi tych jednostek.
- 2.2.1.1.4. W przypadku stwierdzenia przez Operatorów Systemu naruszeń przez Uczestnika Rynku Bilansującego wymagań, o których mowa w pkt 2.2.1.1.3., Operatorzy Systemu powinni przekazać Prezesowi URE informacje o naruszeniu tych wymagań wraz z niezbędną dokumentacją.
- 2.2.1.1.5. Uczestnik Rynku Bilansującego, w celu realizacji przez OSP zawartych przez siebie Umów Sprzedaży Energii, jest zobowiązany do:
 - (1) Posiadania odpowiednich koncesji, jeżeli jest taki wymóg prawny.
 - (2) Zawarcia Umowy przesyłowej z OSP w zakresie odpowiednim do rodzaju prowadzonej działalności przez URB na Rynku Bilansującym.
 - (3) Zawarcia Umowy przesyłowej z OSD zawierającej uregulowania dotyczące udziału Uczestnika Rynku w Rynku Bilansującym, jeżeli Uczestnik Rynku Bilansującego jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej.
- 2.2.1.1.6. Umowa przesyłowa z Uczestnikiem Rynku Bilansującego powinna określać w szczególności:
 - (1) Nazwę i dane adresowe URB.
 - (2) Kod identyfikacyjny URB.
 - (3) Dane o posiadanych przez URB koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli jest taki wymóg prawny.
 - (4) Datę rozpoczęcia działalności na Rynku Bilansującym.
 - (5) Osoby upoważnione do kontaktu z OSP oraz ich dane adresowe.
 - (6) Wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego oraz wykaz Fizycznych Punktów Pomiarowych Uczestnika Rynku Bilansującego.
 - (7) Wykaz Jednostek Grafikowych URB, w tym ich nazw i kodów identyfikacyjnych oraz wykaz MB wchodzących w skład poszczególnych Jednostek Grafikowych URB.
 - (8) Algorytmy wyznaczania ilości energii w poszczególnych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego oraz dla poszczególnych Jednostek Grafikowych.
 - (9) Dane i charakterystyki techniczne jednostek wytwórczych wchodzących w skład poszczególnych Jednostek Grafikowych Wytwórczych.
 - (10) Określenie Operatorów Rynku umocowanych do realizacji działań operacyjnych wynikających z uczestnictwa Jednostek Grafikowych w Rynku

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

Bilansującym, w tym nazwy i kody identyfikacyjne.

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

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

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

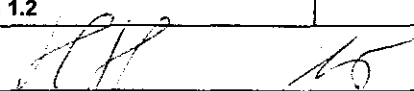
2.2.1.1.7. Operatorzy Rynku, dysponujący Jednostkami Grafikowymi URB i działający w zakresie udzielonego im zlecenia, zawierają z OSP Umowę przesyłową określającą zakres działań operacyjnych wynikających z uczestnictwa Jednostek Grafikowych w Rynku Bilansującym.

2.2.1.1.8. Umowa przesyłowa z Operatorem Rynku powinna określać w szczególności:

- (1) Nazwę i dane adresowe.
- (2) Kod identyfikacyjny OR.
- (3) Dane o posiadanych przez OR koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli posiadanie ich jest wymagane prawem.
- (4) Datę rozpoczęcia działalności na Rynku Bilansującym.
- (5) Osoby upoważnione ze strony OR do kontaktu z OSP oraz ich dane adresowe.
- (6) Wykaz Jednostek Grafikowych dysponowanych przez OR, w tym ich kody identyfikacyjne.
- (7) Zakres, format, tryb, miejsca oraz terminy wymiany informacji z OSP.
- (8) Zobowiązania stron Umowy przesyłowej do stosowania w pełnym zakresie postanowień Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

2.2.1.1.9. Podmioty działające w podstawowym obszarze Rynku Bilansującego i nie mające zawartej z OSP Umowy przesyłowej z zapisami o uczestnictwie w Rynku Bilansującym uczestniczą w Rynku Bilansującym na następujących zasadach:

- (1) Wytwórcy posiadający Jednostki Grafikowe Wytwórcze przyłączone do obszaru działania Rynku Bilansującego:
 - (1.1.) Nie zgłaszają Umów Sprzedaży Energii do fizycznej realizacji a ich pozycja kontraktowa deklarowana jest równa zero.
 - (1.2.) Są zobowiązani do dostarczania do OSP lub OSD niezbędnych danych i informacji technicznych wymaganych do planowania i prowadzenia ruchu w KSE zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

Przesyłowej lub Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.

- (1.3.) Są zobowiązani do rozliczania dostaw energii z odpowiednim Operatorem Systemu według cen rozliczeniowych Rynku Bilansującego.
- (2) Odbiorcy posiadający Jednostki Grafikowe Odbiorcze przyłączone do obszaru działania Rynku Bilansującego:
- (2.1.) Nie zgłaszają Umów Sprzedaży Energii do fizycznej realizacji a ich pozycja kontraktowa deklarowana jest równa zeru.
- (2.2.) Są zobowiązani do rozliczania dostaw energii z odpowiednim Operatorem Systemu według cen rozliczeniowych Rynku Bilansującego.

2.2.1.2. Wymagania dotyczące zabezpieczenia należytego wykonania Umowy przesyłowej w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym

2.2.1.2.1. Zasady ustanawiania i przedkładania zabezpieczeń

2.2.1.2.1.1. Uczestnik Rynku Bilansującego, posiadający aktualną ocenę ratingową na poziomie BBB lub wyższym jest zwolniony z obowiązku przedkładania Zabezpieczenia Z_{RB} należytego wykonania Umowy przesyłowej w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym.

2.2.1.2.1.2. Aktualną oceną ratingową jest najniższa z ostatnio opublikowanych, długoterminowych ocen ratingowych (credit rating), nadanych przez honorowane przez OSP agencje ratingowe. Warunkiem niezbędnym dla uznania aktualnej oceny ratingowej jest wydanie lub podtrzymanie oceny przez agencję ratingową nie dawniej niż w ciągu ostatnich 18 miesięcy kalendarzowych.

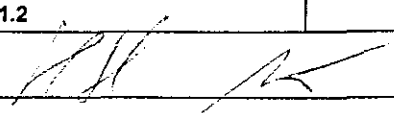
Lista agencji ratingowych, których oceny ratingowe są honorowane przez OSP, jest publikowana na stronie internetowej OSP.

2.2.1.2.1.3. Obowiązkiem URB jest informowanie OSP o każdej zmianie oceny ratingowej oraz dostarczanie, bez wezwania OSP, posiadanych dokumentów potwierdzających nadanie lub podtrzymanie aktualnej oceny ratingowej.

Nie dopełnienie powyższego obowiązku stanowi istotne naruszenie warunków Umowy przesyłowej przez URB.

2.2.1.2.1.4. Jeżeli URB, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.1.1. w okresie realizacji Umowy przesyłowej, nie dłuższym niż 12 poprzednich miesięcy kalendarzowych, nieterminowo regulował zobowiązania względem OSP w rozumieniu zapisów pkt 2.2.1.2.2.5., jest zobowiązany do przedłożenia bez wezwania OSP Zabezpieczenia Z_{RB} należytego wykonania Umowy przesyłowej w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym na warunkach określonych w pkt 2.2.1.2.1.

2.2.1.2.1.5. W celu zapewnienia płynności rozliczeń na Rynku Bilansującym, Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB_{GE}) dokonujący rozliczeń transakcji zawartych na RB przez PO będące członkami prowadzonej przez

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

P R E Z E S
Urzedu Regulacji Energetyki

niego giełdy, jest obowiązany zapewnić pokrycie zobowiązań PO wynikających z rozliczenia przyjętych do realizacji transakcji dobilansujących PO oraz nieprzyjętych do realizacji transakcji giełdowych zawartych przez PO.

- 2.2.1.2.1.6. W celu zapewnienia płynności rozliczeń na Rynku Bilansującym, Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) jest obowiązany do przedłożenia Zabezpieczenia Z_{RB} należytego wykonania Umowy przesyłowej w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym w formie weksła własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową bez określenia kwoty, do której weksel może zostać wypełniony.
- 2.2.1.2.1.7. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) może przedłożyć Zabezpieczenie Z_{RB} także w formie weksła własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową z określoną kwotą do której weksel może zostać wypełniony oraz innych formach, o których mowa w pkt 2.2.1.2.1.11. i w pkt 2.2.1.2.1.12. W takim wypadku URB_{SD} przedkłada zabezpieczenie zgodnie z pkt 2.2.1.2.1.9.
- 2.2.1.2.1.8. Zabezpieczenie Z_{RB}, w formie weksła własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową bez określenia kwoty, do której weksel może zostać wypełniony, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.1.6 i 2.2.1.2.1.7. jest przedkładane na okres co najmniej 1 roku. Opłata skarbową związaną z wystawieniem weksła obciąża URB.

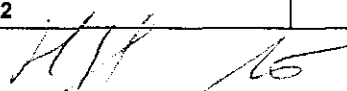
Weksel własny in blanco winien być wystawiony na urzędowym druku weksla. Wzór deklaracji wekslowej jest opracowywany przez OSP i publikowany na stronie internetowej OSP.

Wymagane miejsce dostarczenia zabezpieczenia oraz procedury ustanawiania, uzupełniania, odnawiania oraz wykorzystywania i zwalniania w całości bądź w części zabezpieczenia reguluje Umowa przesyłowa.

- 2.2.1.2.1.9. W celu zapewnienia płynności rozliczeń na Rynku Bilansującym, pozostali Uczestnicy Rynku Bilansującego nie wymienieni w pkt 2.2.1.2.1.1., 2.2.1.2.1.5. i 2.2.1.2.1.6., z wyłączeniem OSP działającego jako Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), zobowiązani są do przedkładania Zabezpieczenia Z_{RB} należytego wykonania Umowy przesyłowej w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na rynku bilansującym na zasadach określonych w pkt 2.2.1.2.1.

Każdy Uczestnik Rynku Bilansującego odpowiada za samodzielne wyliczenie i przedłożenie Zabezpieczenia Z_{RB} w wysokości gwarantującej zabezpieczenie rozliczeń na Rynku Bilansującym.

- 2.2.1.2.1.10. Jeżeli URB nie przedłoży, nie odnowi lub nie uzupełni Zabezpieczenia Z_{RB} wymaganego do zabezpieczenia doby n , OSP ma prawo podjąć działania określone w pkt 2.2.1.2.2.
- 2.2.1.2.1.11. Zabezpieczenie Z_{RB}, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.1.9. może być ustanowione w formie:
- (1) Pieniężnej, przelewem na rachunek bankowy OSP; odsetki od środków pieniężnych powiększają kwotę przedłożonego zabezpieczenia.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (2) Nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji bankowej, wystawionej przez bank o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym.
- (3) Nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji ubezpieczeniowej, wystawionej przez zakład ubezpieczeń o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym.
- (4) Weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową, wystawionego przez URB i poręczonego przez podmiot o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym.
- (5) Wymogi OSP odnośnie ocen ratingowych wystawców gwarancji bankowych i ubezpieczeniowych oraz poręczycieli weksli są identyczne jak w pkt 2.2.1.2.1.2. i 2.2.1.2.1.3.

2.2.1.2.1.12. Za zgodą OSP Zabezpieczenie Z_{RB} należytego wykonania Umowy przesyłowej może być ustanowione w innej formie niż wymienione w pkt 2.2.1.2.1.11.

W takim wypadku OSP ma prawo uzależnić akceptację takiego zabezpieczenia od własnej oceny ryzyka, określić warunki, na jakich dane zabezpieczenie będzie akceptowane lub określić limit, do wysokości którego dane zabezpieczenie będzie akceptowane.

URB jest zobowiązany do dostarczenia wszelkich informacji i danych, mających wpływ na prawidłową ocenę ryzyka przez OSP.

2.2.1.2.1.13. Weksel własny in blanco winien być wystawiony na urzędowym druku weksla. Wzory dokumentów zabezpieczeń o których mowa w pkt 2.2.1.2.1.11., tj.:

- (1) Gwarancji bankowej,
- (2) Gwarancji ubezpieczeniowej,
- (3) Deklaracji wekslowej do weksla własnego in blanco poręczonego,

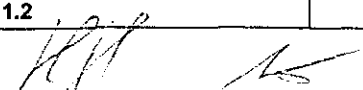
są opracowywane przez OSP i publikowane na stronie internetowej OSP.

OSP opracowuje także wzory innych uzgodnionych i zaakceptowanych przez OSP form zabezpieczenia, o których mowa w pkt 2.2.1.2.1.12.

Wymagane miejsce dostarczenia zabezpieczenia oraz numer rachunku bankowego OSP, na który URB może wpłacać Zabezpieczenie Z_{RB} w formie pieniężnej określa Umowa przesyłowa.

2.2.1.2.1.14. Celem przedłożenia Zabezpieczenia Z_{RB} dla doby n Uczestnik Rynku Bilansującego, odpowiednio do formy zabezpieczenia, powinien:

- (1) Dokonać wpłaty na rachunek bankowy OSP.
- (2) Dostarczyć gwarancję bankową obejmującą co najmniej okres od pierwszego do dziesiątego dnia po terminie płatności dla dekady obejmującej dobę n .
- (3) Dostarczyć gwarancję ubezpieczeniową obejmującą co najmniej okres od pierwszego do dziesiątego dnia po terminie płatności dla dekady obejmującej dobę n .

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (4) Dostarczyć weksel własny in blanco, poręczony, wraz z deklaracją wekslową zawierającą prawo wypełnienia weksla do sześćdziesiątego dnia po terminie płatności dla dekady obejmującej dobę n .
- (5) Dostarczyć zabezpieczenie w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie, obejmujące co najmniej okres wymagany przez OSP dla tej formy dla zabezpieczenia doby n .

2.2.1.2.2. Weryfikacja dostępności wymaganego zabezpieczenia

2.2.1.2.2.1. Wysokość przedłożonego przez URB Zabezpieczenia Z_{RB} dla doby n jest kontrolowana przez OSP w dobie $n-2$ na podstawie:

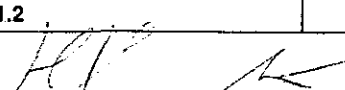
- (1) Środków pieniężnych, o które uznany został rachunek bankowy OSP do godziny 16.30 doby $n-2$, tytułem Zabezpieczenia (Z^P) dla zabezpieczenia doby n .
- (2) Gwarancji bankowych, dostarczonych przez tego URB do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłowej do godziny 16.30 doby $n-2$ tytułem Zabezpieczenia (Z^{GB}), spełniających warunek określony w pkt 2.2.1.2.1.14. dla zabezpieczenia doby n .
- (3) Gwarancji ubezpieczeniowych, dostarczonych przez tego URB do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłowej do godziny 16.30 doby $n-2$ tytułem Zabezpieczenia (Z^{GU}), spełniających warunek określony w pkt 2.2.1.2.1.14. dla zabezpieczenia doby n .
- (4) Weksli własnych in blanco poręczonych wraz z deklaracją wekslową, dostarczonych przez tego URB do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłowej do godziny 16.30 doby $n-2$ tytułem Zabezpieczenia (Z^{WP}), spełniających warunek określony w pkt 2.2.1.2.1.14. dla zabezpieczenia doby n .
- (5) Zabezpieczeń w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie, dostarczonych przez tego URB do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłowej do godziny 16.30 doby $n-2$ tytułem Zabezpieczenia (Z^{IN}), spełniających warunek określony w pkt 2.2.1.2.1.14. dla zabezpieczenia doby n .

2.2.1.2.2.2. Wysokość dostępnego dla danego URB Zabezpieczenia (Z^{DOST}) dla doby n jest kontrolowana przez OSP w dobie $n-2$ według następującej zależności:

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

gdzie:

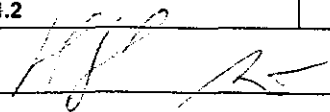
- Z^P – Wysokość przedłożonego przez URB w formie pieniężnej na rachunku bankowym OSP Zabezpieczenia (Z_{RB}) dla doby n , ustalona w dobie $n-2$.
- Z^{GB} – Wysokość przedłożonego przez URB w formie gwarancji bankowych Zabezpieczenia (Z_{RB}) dla doby n , ustalona w dobie $n-2$.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- Z^{GU} – Wysokość przedłożonego przez URB w formie gwarancji ubezpieczeniowych Zabezpieczenia (Z_{RB}) dla doby n , ustalona w dobie $n-2$.
- Z^{WP} – Wysokość przedłożonego przez URB w formie weksli własnych in blanco poręczonych wraz z deklaracją wekslową Zabezpieczenia (Z_{RB}) dla doby n , ustalona w dobie $n-2$.
- Z^{IN} – Wysokość przedłożonego przez URB w innej formie uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP Zabezpieczenia (Z_{RB}) dla doby n , ustalona w dobie $n-2$.
- Z^{ZWOL} – Wysokość zabezpieczenia przeznaczona przez OSP do zwrotu (zwolnienia) w formie pieniężnej (Z^P) lub zwolnienia w formie gwarancji bankowej (Z^{GB}), gwarancji ubezpieczeniowej (Z^{GU}), weksla własnego in blanco poręczonego wraz z deklaracją wekslową (Z^{WP}), innej formie uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP (Z^{IN}), o których zwrot (zwolnienie) wystąpił dany URB do godziny 12.00 doby $n-2$.
- N_{OSP} – Wysokość należności OSP od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, dla których nie upłynął termin płatności, ustalona w kwocie brutto w dobie $n-2$. Należności są wyznaczone na podstawie rozliczeń dekadowych i dobowych. (dla dekady niezakończonyj). W przypadku doby $n-2$ oraz doby $n-1$ uwzględnia się prognozowane należności, wyznaczone na podstawie Ceny odniesienia (C_0) i wyników weryfikacji zgłoszeń GWM oraz USE w ramach realizacji Wymiany Międzysystemowej.
- PN_{OSP} – Wysokość należności OSP od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, dla których upłynął termin płatności, ustalona w kwocie brutto w dobie $n-2$. Należności są wyznaczone na podstawie rozliczeń dekadowych.
- OP_{OSP} – Wysokość otrzymanych przez OSP w dobie $n-2$ płatności, o które do godziny 16.30 doby $n-2$ uznany został rachunek OSP, tytułem zapłaty należności OSP od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, ustalona w dobie $n-2$.
- Z_{OSP} – Wysokość zobowiązań OSP względem danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, dla których nie upłynął termin płatności w dobie $n-3$, ustalona w kwocie brutto w dobie $n-2$. Zobowiązania są wyznaczone na podstawie rozliczeń dekadowych i dobowych (dla dekady niezakończonyj). W przypadku dekad zakończonyj uwzględnia się wyłącznie zobowiązania powstałe w danych dekadach w kwocie nie wyższej niż wysokość należności powstałych w tych dekadach.
- k – Procentowe obniżenie wymaganego Zabezpieczenia Z_{RB}

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki
ustalone dla danego URB zgodnie z zasadami określonymi w
pkt 2.2.1.2.2.4., obowiązujące w dobie n

2.2.1.2.2.3. Jeśli doba $n-2$ nie jest dniem roboczym przyjmuje się, że:

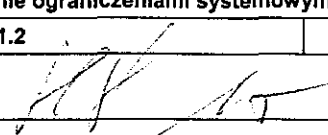
- (1) Wysokość należności OSP od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, dla których upłynęły terminy płatności (PN_{OSP}), ustalona w dobie $n-2$ jest równa wysokości ustalonej ostatniego dnia roboczego przed dołą $n-2$.
- (2) Wysokość otrzymanych w dobie $n-2$ przez OSP płatności od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym (OP_{OSP}), ustalona w dobie $n-2$ jest równa zero.
- (3) Wysokość przedłożonego przez URB zabezpieczenia w formie pieniężnej na rachunku bankowym OSP oraz zabezpieczeń w formie gwarancji bankowych, gwarancji ubezpieczeniowych, weksli własnych in blanco poręczonych wraz z deklaracją wekslową oraz innej formie uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP (odpowiednio Z^P , Z^{GB} , Z^{GU} , Z^{WP} , Z^{IN}), dostarczonych do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłowej, ustalone w dobie $n-2$ są równe wysokościami ustalonym ostatniego dnia roboczego przed dołą $n-2$.
- (4) Wysokość możliwej do zwrotu wysokości zabezpieczenia w formie pieniężnej (Z^P) lub zwolnienia w formie gwarancji bankowej (Z^{GB}), gwarancji ubezpieczeniowej (Z^{GU}), weksla własnego in blanco poręczonego wraz z deklaracją wekslową (Z^{WP}), innej formie uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP (Z^{IN}), o których zwrot (zwolnienie) wystąpił dany URB do godziny 12.00 doby $n-2$, ustalone w dobie $n-2$ są równe zero.

2.2.1.2.2.4. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje obniżenia wymaganego Zabezpieczenia Z_{RB} dla danego URB, w przypadku gdy URB w poprzednich miesiącach kalendarzowych, nazywanych dalej badanym okresem, terminowo regulował płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłowej. Skalę obniżenia wymaganego Zabezpieczenia Z_{RB} określa współczynnik k , gdzie:

- (1) $k = 0,1$ – jeżeli w 3 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłowej były regulowane przez URB terminowo.
- (2) $k = 0,15$ – jeżeli w 6 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłowej były regulowane przez URB terminowo.
- (3) $k = 0,5$ – jeżeli w 12 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłowej były regulowane przez URB terminowo.

Obniżenie wymaganego zabezpieczenia następuje na wniosek URB.

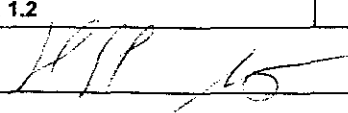
2.2.1.2.2.5. Kryterium terminowego regulowania płatności jest spełnione, gdy w całym badanym okresie, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.2.4., były spełnione jednocześnie następujące warunki:

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1) Łączna kwota opóźnionych płatności URB względem OSP z tytułu wszystkich rozliczeń wynikających z Umowy przesyłowej w badanym okresie nie przewyższała 3% wszystkich rozliczeń z URB wynikających z realizacji Umowy przesyłowej w badanym okresie, oraz
- (2) Łączna liczba dni opóźnienia w płatnościach URB względem OSP z tytułu wszystkich rozliczeń wynikających z Umowy przesyłowej w badanym okresie nie przewyższała 3 dni kalendarzowych.
- 2.2.1.2.2.6. Jeżeli w dobie $n-2$, do której stosowano obniżenie wymaganego Zabezpieczenia Z_{RB} zgodnie z pkt 2.2.1.2.2.4., w powiązaniu z pkt 2.2.1.2.2.5., nie zostały w terminie uregulowane jakiegokolwiek płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłowej, co spowodowało niespełnienie kryterium terminowego regulowania płatności, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.2.5., obniżenie zabezpieczenia przestaje obowiązywać. W takim wypadku wysokość dostępnego dla danego URB Zabezpieczenia (Z^{DOST}) dla doby n kontroluje się w dobie $n-2$ przyjmując $k = 0$.
- 2.2.1.2.2.7. Operator Systemu Przesyłowego na bieżąco monitoruje wysokość dostępnego dla każdego URB Zabezpieczenia (Z^{DOST}) należytego wykonania Umowy przesyłowej w zakresie rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym. W przypadku, gdy wyznaczona dla danego URB w dobie $n-2$ wysokość Z^{DOST} dla doby n ma wartość mniejszą od zera, to OSP ma prawo do:
- (1) Nie przyjmowania do realizacji Zgłoszeń Grafików Wymiany Międzysystemowej oraz Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii dla JG_{WMU} tego URB a także Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii dla innych JG tego URB, poczynając od doby $n-1$ lub
- (2) Wstrzymania świadczenia usług przesyłowych określonych w Umowie przesyłowej dla tego URB ze skutkiem od doby $n-1$.
- 2.2.1.2.2.8. Jeżeli OSP podejmie działania, o których mowa w pkt 2.2.1.2.2.7., to wznowienie przyjmowania zgłoszeń GWM oraz USE albo świadczenia usług przesyłowych określonych w Umowie przesyłowej nastąpi od następnej doby po uzupełnieniu przez URB Zabezpieczenia Z_{RB} , zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.2.1.2.1., które to uzupełnienie spowoduje, że wysokość dostępnego dla tego URB Zabezpieczenia Z^{DOST} , wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.2.1.2.2., będzie miała wartość większą od zera.
- 2.2.1.2.2.9. Niezależnie od postanowień pkt 2.2.1.2.2.7. dla każdego URB typu Przedsiębiorstwo Obrotu posiadającego Jednostki Grafikowe typu JG_{PO} oraz JG_{WMU} i nie posiadającego żadnej JG innego typu, OSP dokonuje weryfikacji Zgłoszeń Grafików Wymiany Międzysystemowej oraz zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii dla JG_{WMU} pod kątem nie przekroczenia ilości energii Wymiany Międzysystemowej objętej zabezpieczeniem należytego wykonania Umowy przesyłowej w zakresie rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym (ΔE_{WM}^{ZAB}).
- 2.2.1.2.2.10. Weryfikacja zgłoszeń Grafików Wymiany Międzysystemowej oraz Umów

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

Sprzedaży Energii, o której mowa w pkt 2.2.1.2.2.9., jest dokonywana w trzech etapach.

- (1) Etap I - realizowany w obszarze WM: kontrola w obszarze WM zgłoszeń GWM odpowiadających przetargom rocznym, przetargom miesięcznym i cesjom Zdolności Przesyłowych Wymiany Międzysystemowej (ZPW) oraz historycznym kontraktom długoterminowym (wykonywana od godz. 7.45 doby $n-1$ do godz. 9.00 doby $n-1$). Szczegółowe zasady kontroli zgłoszeń GWM w ramach etapu I są określone w pkt 3.2.4.5.
- (2) Etap II - realizowany w obszarze RB: kontrola w obszarze RB zgłoszeń USE dotyczących realizacji wymiany międzysystemowej (wykonywana od godz. 12.00 doby $n-1$ do godz. 13.30 doby $n-1$). Szczegółowe zasady kontroli zgłoszeń USE w ramach etapu II są określone w pkt 3.1.3.4.
- (3) Etap III - realizowany w obszarze WM: kontrola w obszarze WM zgłoszeń GWM odpowiadających przetargom dobowym (wykonywana od godz. 12.00 doby $n-1$ do godz. 15.00 doby $n-1$). Szczegółowe zasady kontroli zgłoszeń GWM w ramach etapu III są określone w pkt 3.2.4.6.

2.2.1.2.2.11. Ilość energii Wymiany Międzysystemowej objętej zabezpieczeniem należytego wykonania Umowy przesyłowej w zakresie rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym (ΔEWM^{ZAB}) jest wyznaczana przez OSP dla doby n w dobie $n-2$. Dla każdego URB wielkość ΔEWM^{ZAB} jest obliczana według następującego wzoru:

$$\Delta EWM^{ZAB} = \frac{Z^{DOST}}{C_0} \quad (2.2)$$

gdzie:

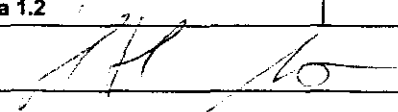
Z^{DOST} – Wysokość dostępnego Zabezpieczenia (Z^{DOST}) dla doby n i danego URB ustalona w dobie $n-2$, przy czym jeżeli $Z^{DOST} < 0$, to do wyznaczania ΔEWM^{ZAB} przyjmuje się $Z^{DOST} = 0$.

C_0 – Cena odniesienia obowiązująca w dobie n .

2.2.1.2.2.12. Wartość Ceny odniesienia (C_0) obowiązująca w miesiącu kalendarzowym m jest wyznaczana i publikowana przez OSP najpóźniej na 7 dni przed rozpoczęciem tego miesiąca. Cena odniesienia (C_0) dla miesiąca m jest wyznaczana jako średnia arytmetyczna z godzinowych cen CRO_s obowiązujących w czterech następujących po sobie dekadach, poczynając od pierwszej dekady miesiąca $m-2$.

2.2.1.2.3. Zasady zwalniania zabezpieczeń

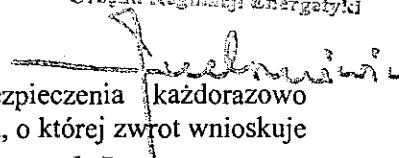
2.2.1.2.3.1. OSP, na pisemny wniosek danego URB, otrzymany do godziny 12.00 doby $n-2$, przeznacza do zwrotu (zwolnienia) Zabezpieczenie (Z^{ZWOL}), w wysokości określonej we wniosku URB nie wyższej jednak niż ustalona przez OSP w dobie $n-2$ maksymalna możliwa do zwrotu (zwolnienia) wysokość

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji EnergetykiZabezpieczenia ($Z^{ZWOLmax}$).

URB wnioskujący o zwrot (zwolnienie) zabezpieczenia każdorazowo zobowiązany jest do wskazania formy zabezpieczenia, o której zwrot wnioskuje oraz:


 dr Leszek Juchniewicz

- (1) W przypadku żądania zwrotu zabezpieczenia w formie pieniężnej do jednoznacznego określenia wysokości zabezpieczenia, o którego zwrot wnioskuje.
- (2) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie gwarancji bankowej do jednoznacznego określenia wystawcy gwarancji, daty wystawienia gwarancji i numeru dokumentu gwarancji, o której zwolnienie wnioskuje.
- (3) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej do jednoznacznego określenia wystawcy gwarancji, daty wystawienia gwarancji i numeru dokumentu gwarancji, o której zwolnienie wnioskuje.
- (4) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie weksła własnego in blanco trasowanego wraz z deklaracją wekslową do jednoznacznego określenia daty wystawienia deklaracji wekslowej do weksła, o którego zwrot wnioskuje.
- (5) W przypadku żądania zwrotu lub zwolnienia zabezpieczenia w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie do jednoznacznego określenia zabezpieczenia, o którego zwrot lub zwolnienie wnioskuje.

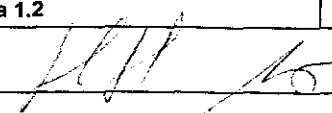
2.2.1.2.3.2. Wysokość maksymalnego możliwego do zwrotu (zwolnienia) w dobie n Zabezpieczenia ($Z^{ZWOLmax}$), przedłożonego przez danego URB, jest ustalana przez OSP w dobie $n-2$ jako mniejsza z dwóch wielkości:

- (1) Wysokości maksymalnego dostępnego w dobie n Zabezpieczenia ogółem ($Z^{DOSTmax}$), wyznaczonej według następującej zależności (oznaczenia identyczne jak we wzorze (2.1)):

$$Z^{DOSTmax} = \frac{[Z^P + Z^{GB} + Z^{GU} + Z^{WP} + Z^{IN}]}{1-k} - [(N_{OSP} + PN_{OSP} - OP_{OSP}) - Z_{OSP}] \quad (2.3)$$

Oraz odpowiednio:

- (2) W przypadku zabezpieczenia w formie pieniężnej – łącznej wysokości zabezpieczeń w formie pieniężnej ustalonych przez OSP w dobie $n-2$, w części, w której środki te nie zabezpieczają powstałych już należności OSP.
- (3) W przypadku zabezpieczenia w formie gwarancji bankowej – kwoty określonej na dokumencie gwarancji bankowej, o której zwolnienie wnioskuje URB, o ile gwarancja ta nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.
- (4) W przypadku zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej – kwoty określonej na dokumencie gwarancji ubezpieczeniowej, o której zwolnienie wnioskuje URB, o ile gwarancja ta nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.

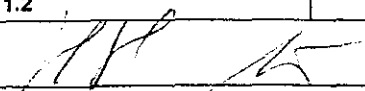
IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (5) W przypadku zabezpieczenia w formie weksła własnego in blanco poręczonego wraz z deklaracją wekslową – kwoty określonej na dokumencie deklaracji wekslowej do weksła, o którego zwrot wnioskuje URB, o ile weksel ten nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.
- (6) W przypadku zabezpieczenia w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie – kwoty zabezpieczenia, o której zwrot lub zwolnienie wnioskuje URB, o ile zabezpieczenie to nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.
- 2.2.1.2.3.3. Po rozwiązaniu Umowy przesyłowej lub jej wygaśnięciu, OSP przeznaczona do zwrotu (zwolnienia) ustanowione przez Uczestnika Rynku Bilansującego Zabezpieczenie Z_{RB} w całości pod warunkiem, że wszelkie zobowiązania Uczestnika Rynku Bilansującego z tytułu rozliczeń za energię na rynku bilansującym zostały uregulowane.
- 2.2.1.2.3.4. Zwrot (zwolnienie) zabezpieczenia przez OSP następuje niezwłocznie, jednak nie wcześniej niż w dobie n . Jeśli doba n nie jest dniem roboczym, OSP zwraca zabezpieczenie nie wcześniej niż w kolejnym dniu roboczym po dobie n .
- Zwrot zabezpieczenia następuje wg następujących zasad:
- (1) Operator Systemu Przesyłowego zwraca zabezpieczenia w formie pieniężnej dokonując przelewu środków na rachunek URB wskazany w Umowie przesyłowej.
 - (2) Operator Systemu Przesyłowego zwalnia zabezpieczenie w formie gwarancji bankowej wysyłając do banku – wystawcy gwarancji oryginał dokumentu gwarancji bankowej za pomocą poczty poleconej za pokwitowaniem odbioru.
 - (3) Operator Systemu Przesyłowego zwalnia zabezpieczenie w formie gwarancji ubezpieczeniowej wysyłając do ubezpieczyciela – wystawcy gwarancji oryginał dokumentu gwarancji ubezpieczeniowej za pomocą poczty poleconej za pokwitowaniem odbioru.
 - (4) Operator Systemu Przesyłowego zwalnia zabezpieczenie w formie weksła własnego in blanco poręczonego wraz z deklaracją wekslową, zezwalając na odbiór przez uprawnionego przedstawiciela wystawcy weksła oryginału dokumentu weksła wraz z dokumentem deklaracji wekslowej za pokwitowaniem odbioru.
 - (5) Operator Systemu Przesyłowego zwalnia zabezpieczenie w innej uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie wg zasad określonych w dokumencie zabezpieczenia lub innych dokumentach, zaakceptowanych przez OSP.

dr Leszek Juchniewicz

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

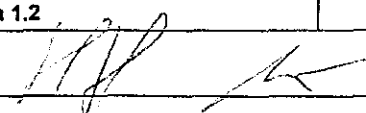
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki**2.2.2. Warunki uczestnictwa w świadczeniu regulacyjnych usług systemowych****2.2.2.1. Tryb kontraktacji regulacyjnych usług systemowych***dr Leszek Juchniewicz*

- 2.2.2.1.1. Regulacyjne usługi systemowe są świadczone na podstawie umów o świadczenie regulacyjnych usług systemowych zawartych między OSP a podmiotami rynku energii elektrycznej (wykonawcami usług).
- 2.2.2.1.2. Operator Systemu Przesyłowego kontraktuje regulacyjne usługi systemowe poprzez udzielenie zamówienia publicznego na zakup RUS, zgodnie z przepisami ustawy – Prawo zamówień publicznych.
- 2.2.2.1.3. W ramach kontraktowania RUS, OSP przeprowadza negocjacje z poszczególnymi wykonawcami usług, dotyczące zakresu, warunków oraz stawek za świadczenie regulacyjnych usług systemowych.

2.2.2.2. Harmonogram kontraktacji regulacyjnych usług systemowych

- 2.2.2.2.1. Proces kontraktacji regulacyjnych usług systemowych rozpoczyna się po zatwierdzeniu przez Prezesa URE Taryfy OSP, lecz nie wcześniej niż 4 miesiące przed rozpoczęciem kolejnego okresu obowiązywania Taryfy OSP. W uzasadnionych przypadkach, uniemożliwiających stosowanie powyższej zasady z przyczyn obiektywnych, takich jak między innymi konieczność zmiany katalogu kontraktowanych RUS lub zakresu podmiotowego świadczenia RUS, zmiana przez Prezesa URE Taryfy OSP lub okresu jej obowiązywania, OSP ma prawo do przeprowadzenia procesu kontraktacji RUS w innym terminie.
- 2.2.2.2.2. Po zrealizowaniu czynności związanych z przygotowaniem postępowania o udzielenie zamówienia publicznego, OSP rozpoczyna proces negocjacji przesyłając poszczególnym wykonawcom usług zaproszenie do udziału w postępowaniu. W zaproszeniu są określone między innymi przedmiot zamówienia, okres, którego będzie dotyczyło zamówienie oraz dokumenty, które wykonawcy usług powinni przedłożyć w związku z udziałem w postępowaniu o udzielenie zamówienia.
- 2.2.2.2.3. Wykonawcy usług po otrzymaniu zaproszenia, przed upływem podanego w nim terminu, przedkładają OSP dokumenty określone w zaproszeniu, w tym oferowane warunki cenowe i techniczne świadczenia regulacyjnych usług systemowych.
- 2.2.2.2.4. Operator Systemu Przesyłowego po upływie terminu przewidzianego na składanie specyfikacji oferowanych warunków cenowych i technicznych świadczenia regulacyjnych usług systemowych, rozpoczyna proces dwustronnych negocjacji z wykonawcami usług, którzy przystąpili do udziału w postępowaniu. Wynikiem procesu negocjacji jest projekt umowy parafowany przez wykonawcę usług i OSP.
- 2.2.2.2.5. Podpisanie umowy o świadczenie regulacyjnych usług systemowych następuje

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki


po spełnieniu wymagań formalnych dotyczących udzielenia zamówienia publicznego, określonych w ustawie – Prawo zamówień publicznych.

2.2.2.3. Uwarunkowania kontraktacji regulacyjnych usług systemowych

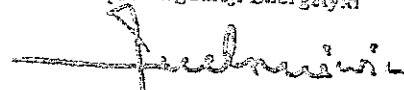
- 2.2.2.3.1. Operator Systemu Przesyłowego zaprasza do udziału w postępowaniu o udzielenie zamówienia na zakup usług RUS, wszystkich wykonawców, którzy mają techniczne możliwości świadczenia poszczególnych rodzajów usług RUS na rzecz OSP, i prowadzi z nimi negocjacje warunków umów w celu zapewnienia sobie dostępu do wymaganych z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa pracy KSE: ilości, struktury i rozmieszczenia usług RUS, przy ograniczonych środkach na ten cel z Taryfy OSP.
- 2.2.2.3.2. Umowy o świadczenie regulacyjnych usług systemowych mają ramową postać umożliwiającą dokonywanie bieżących zakupów określonych rodzajów usług RUS w trakcie operatywnego sterowania pracą KSE, w kolejnych godzinach doby. W umowach tych są określane rodzaje i parametry świadczonych usług oraz ceny za ich świadczenie.
- 2.2.2.3.3. Negocjacje warunków umów są prowadzone w trybie określonym przez OSP, korespondencyjnie lub w ramach dwustronnych spotkań.
- 2.2.2.3.4. Jeżeli w ramach negocjacji warunków umów nie będzie możliwe osiągnięcie celu negocjacji, o którym mowa w pkt 2.2.2.3.1., to OSP wystąpi z wnioskiem do Prezesa URE o ustalenie warunków zakupu usług RUS, w tym cen za świadczenie tych usług.
- 2.2.2.3.5. Koszty zakupu regulacyjnych usług systemowych są składnikiem kosztów utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, o których mowa w Rozporządzeniu Taryfowym, i są pokrywane z przychodów opłaty przesyłowej Taryfy OSP w ramach składnika jakościowego stawki systemowej.

2.2.3. Warunki uczestnictwa w świadczeniu usług GWS**2.2.3.1. Tryb kontraktacji GWS**

- 2.2.3.1.1. Usługi GWS są świadczone na podstawie umów o świadczenie usług dyspozycyjności jednostek wytwórczych zawartych między OSP a podmiotami rynku energii elektrycznej (wykonawcami usług).
- 2.2.3.1.2. Operator Systemu Przesyłowego kontraktuje usługi GWS poprzez udzielenie zamówienia publicznego na zakup tych usług, zgodnie z przepisami ustawy – Prawo zamówień publicznych.
- 2.2.3.1.3. W ramach kontraktowania usług GWS, OSP przeprowadza negocjacje z poszczególnymi wykonawcami usług, dotyczące warunków oraz stawek za świadczenie tych usług.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki**2.2.3.2. Harmonogram kontraktacji GWS**

2.2.3.2.1. Proces kontraktacji usług GWS rozpoczyna się po zatwierdzeniu przez Prezesa URE Taryfy OSP, lecz nie wcześniej niż 4 miesiące przed rozpoczęciem kolejnego okresu obowiązywania Taryfy OSP. W uzasadnionych przypadkach, uniemożliwiających stosowanie powyższej zasady z przyczyn obiektywnych, takich jak między innymi konieczność zmiany zasad świadczenia usług GWS lub zakresu podmiotowego świadczenia usług GWS, zmiany przez Prezesa URE Taryfy OSP lub okresu jej obowiązywania, OSP ma prawo przeprowadzić proces kontraktacji usług GWS w innym terminie.

2.2.3.2.2. Po zrealizowaniu czynności związanych z przygotowaniem postępowania o udzielenie zamówienia publicznego, OSP rozpoczyna proces negocjacji przysyłając poszczególnym wykonawcom usług zaproszenie do udziału w postępowaniu. W zaproszeniu są określone między innymi przedmiot zamówienia, okres, którego będzie dotyczyło zamówienie oraz dokumenty, które wykonawcy usług powinni przedłożyć w związku z udziałem w postępowaniu o udzielenie zamówienia.

2.2.3.2.3. Wykonawcy usług po otrzymaniu zaproszenia, przed upływem podanego w nim terminu, przedkładają OSP dokumenty określone w zaproszeniu, w tym oferowane warunki cenowe i techniczne świadczenia usług GWS.

2.2.3.2.4. Operator Systemu Przesyłowego po upływie terminu przewidzianego na składanie specyfikacji oferowanych warunków cenowych i technicznych świadczenia usług GWS, rozpoczyna proces dwustronnych negocjacji z wykonawcami usług, którzy przystąpili do udziału w postępowaniu. Wynikiem procesu negocjacji jest projekt umowy parafowany przez wykonawcę usług i OSP.

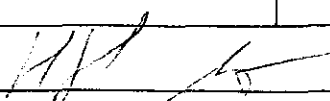
2.2.3.2.5. Podpisanie umowy o świadczenie usług GWS następuje po spełnieniu wymagań formalnych dotyczących udzielenia zamówienia publicznego, określonych w ustawie – Prawo zamówień publicznych.

2.2.3.3. Uwarunkowania kontraktacji GWS

2.2.3.3.1. Operator Systemu Przesyłowego zaprasza do udziału w postępowaniu o udzielenie zamówienia na zakup usług GWS wytwórców posiadających jednostki wytwórcze zidentyfikowane zgodnie z metodą określoną w pkt 4.5.1. i prowadzi z nimi negocjacje warunków umów w celu zapewnienia sobie dostępu do wymaganych z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa pracy KSE ilości usług GWS, przy ograniczonych środkach na ten cel z Taryfy OSP.

2.2.3.3.2. Umowy o świadczenie usług GWS mają ramową postać umożliwiającą dokonywanie bieżących zakupów tych usług w trakcie operatywnego sterowania pracą KSE, w kolejnych godzinach doby. W umowach tych są określone parametry świadczenia usługi GWS oraz ceny za jej świadczenie.

2.2.3.3.3. Negocjacje warunków umów są prowadzone w trybie określanym przez OSP, korespondencyjnie lub w ramach dwustronnych spotkań.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

2.2.3.3.4. Jeżeli w ramach negocjacji warunków umów nie będzie możliwe osiągnięcie celu negocjacji, o którym mowa w pkt 2.2.3.3.1., to OSP wystąpi z wnioskiem do Prezesa URE o ustalenie warunków zakupu usług GWS, w tym cen za świadczenie tych usług.

dr Leszek Juchniewicz

2.2.3.3.5. Koszty zakupu usług GWS są składnikiem kosztów utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, o których mowa w Rozporządzeniu Taryfowym, i są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej Taryfy OSP w ramach składnika jakościowego stawki systemowej.

2.2.4. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej**2.2.4.1. Warunki formalno – prawne**

2.2.4.1.1. W wymianie międzysystemowej mogą brać udział tylko te podmioty, które:

- (1) Zawarły z OSP Umowę przesyłową, regulującą w szczególności warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej, zwaną dalej Umową przesyłową.
- (2) Są Uczestnikami Rynku Bilansującego.

2.2.4.1.2. Operator Systemu Przesyłowego przydziela UWM indywidualną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej JG_{W_{MU}}, poprzez którą ten UWM, działając jako URB, będzie realizował dostawy energii w ramach wymiany międzysystemowej.

2.2.4.1.3. Prawo do korzystania z rezerwacji ZPW na danym przekroju handlowym mają UWM którzy:

- (1) Posiadają rezerwację ZPW w ramach historycznych kontraktów długoterminowych Wymiany Międzysystemowej.
- (2) Posiadają rezerwację ZPW na Przetargach organizowanych przez Biuro Przetargów zgodnie z publikowanymi przez OSP zasadami rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.
- (3) Posiadają rezerwację ZPW w drodze cesji rezerwacji ZPW zgodnie z publikowanymi przez OSP zasadami rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.
- (4) Zostali wskazani przez właściciela rezerwacji ZPW w ramach reguły partnerstwa handlowego zgodnie z publikowanymi przez OSP zasadami rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.
- (5) Ustanowili zabezpieczenia zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 2.2.1.2.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		<i>[Signature]</i>

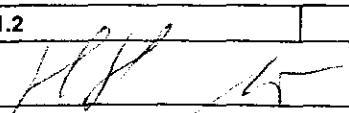
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki


- 2.2.4.1.4. Realizacja wymiany międzysystemowej prowadzona jest zgodnie z zasadą, że dany UWM jest zobowiązany wskazać WPH na danym przekroju handlowym dla danego okresu, zgodnie z publikowanymi przez OSP zasadami rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej. Informacja o partnerstwie UWM oraz WPH na danym przekroju handlowym i dla danego okresu przechowywana jest w Rejestrze Biura Przetargów zgodnie z publikowanymi przez OSP zasadami rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.
- 2.2.4.1.5. W przypadku historycznych kontraktów długoterminowych, realizacja wymiany międzysystemowej prowadzona jest zgodnie z zasadą, że UWM będący stroną kontraktu wskazuje partnera, który jest drugą stroną kontraktu.
- 2.2.4.1.6. Realizacja wymiany międzysystemowej wymaga od UWM dokonywania niezbędnych zgłoszeń i przekazywania informacji zarówno w obszarze działania RB, jak i w obszarze realizacji wymiany międzysystemowej.
- 2.2.4.1.7. W obszarze działania RB, zgodnie z obowiązującymi na tym rynku zasadami, UWM działający jako URB zgłasza USE dla swojej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku (JG_{WMM}), poprzez którą realizuje on dostawy energii w ramach zawartych USE_{WM}.
- 2.2.4.1.8. W obszarze realizacji wymiany międzysystemowej w celu realizacji USE_{WM} UWM dokonuje zgłoszeń GWM_Z dla każdej ze swoich USE_{WM} do OSP poprzez złożenie dokumentu ZGWM.

2.2.4.2. Redukcje wielkości zdolności wymiany międzysystemowej

- 2.2.4.2.1. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo zastosować redukcję rezerwacji ZPW w przypadku wystąpienia lub realnej możliwości wystąpienia:
- (1) Siły wyższej.
 - (2) Awarii sieciowych lub awarii w systemie elektroenergetycznym mogących spowodować stan zagrożenia KSE lub zagranicznych systemów elektroenergetycznych.
 - (3) Awarii systemów informatycznych OSP wykorzystywanych do obsługi wymiany międzysystemowej.
- 2.2.4.2.2. Zasady Redukcji określone zostały w dokumencie wymienionym w pkt 4.6.1.5.(4).
- 2.2.4.2.3. Operator Systemu Przesyłowego nie odpowiada za szkody UWM i stron trzecich spowodowane zastosowaniem Redukcji.
- 2.2.4.2.4. Po uzgodnieniu GWM_U z sąsiednimi operatorami systemów przesyłowych, OSP przejmuje odpowiedzialność za jego realizację, z wyłączeniem przypadku wskazanego w pkt 2.2.4.2.1.(1).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki


Dr Leszek Juchniewicz

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

3.1. Procedura zgłaszania danych handlowych i technicznych na Rynku Bilansującym

3.1.1. Ogólne zasady zgłaszania danych handlowych i technicznych

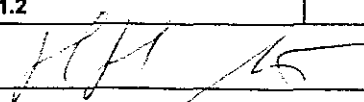
- 3.1.1.1. Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest to czynność, którą wykonuje określony podmiot Rynku Bilansującego w stosunku do OSP, jako administratora Rynku Bilansującego, polegająca na przekazaniu danych i informacji handlowo-technicznych, ściśle zdefiniowanych co do formy, zakresu oraz okresu przekazywania.
- 3.1.1.2. Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest złożeniem zobowiązania do realizacji określonych działań lub gotowości do ich wykonania, w zakresie, przedziale czasowym i na warunkach technicznych określonych w zgłoszeniu.
- 3.1.1.3. Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest wykonywane w celu fizycznej realizacji Umowy Sprzedaży Energii (USE) z wykorzystaniem sieci, na obszarze której działa Rynek Bilansujący.
- 3.1.1.4. W procesie zgłaszania danych handlowych i technicznych na Rynku Bilansującym uczestniczą następujące podmioty:
- (1) Operatorzy Handlowo-Techniczni.
 - (2) Operatorzy Handlowi.
 - (3) Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych.
 - (4) Operator Systemu Przesyłowego.
- 3.1.1.5. Podstawowymi obiektami na Rynku Bilansującym, których dotyczy zgłaszanie i przetwarzanie danych handlowych i technicznych są Jednostki Grafikowe.
- 3.1.1.6. Operatorzy Handlowi i Operatorzy Handlowo-Techniczni przekazują do OSP zgłoszenia danych handlowych i technicznych dotyczące poszczególnych Jednostek Grafikowych, które są w ich dyspozycji.
- 3.1.1.7. Operator Systemu Przesyłowego gromadzi otrzymane dane, przetwarza je a wyniki przetwarzania przekazuje do odpowiednich Operatorów Rynku, którzy dysponują poszczególnymi Jednostkami Grafikowymi.
- 3.1.1.8. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych przekazują do OSP dane techniczne zgodnie z zasadami zawartymi w niniejszej części IRiESP.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- 3.1.1.9. Podstawowym okresem handlowym, do którego odnoszą się informacje zawarte w zgłoszeniu danych handlowych i technicznych jest pojedyncza godzina danej doby.
- 3.1.1.10. Doba, której dotyczy zgłoszenie trwa 24 godziny. W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba, której dotyczy zgłoszenie trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy 25 godzin.
- 3.1.1.11. Pierwsza godzina doby, której dotyczy zgłoszenie rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do godziny 1.00 włącznie.
- 3.1.1.12. Ostatnia, 24 godzina doby, której dotyczy zgłoszenie rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do godziny 24.00 włącznie.
- 3.1.1.13. Zgłaszanie danych handlowych i technicznych dla poszczególnych Jednostek Grafikowych, odpowiednio do zakresu określonego w niniejszej części IRiESP, jest obowiązkowe.
- 3.1.1.14. Zgłoszenie danych handlowych i technicznych składa się z następujących części:
- (1) Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii.
 - (2) Zgłoszenia Oferty Bilansującej:
 - (2.1) Części handlowej.
 - (2.2) Części technicznej.
- 3.1.1.15. Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii zawiera dane handlowe stanowiące przeniesienie odpowiednich zapisów Umowy Sprzedaży Energii na poszczególne godziny doby i określające realizację tej umowy w każdej godzinie tej doby.
- 3.1.1.16. Zgłoszenie Oferty Bilansującej zawiera:
- (1) Dane handlowo-techniczne określające możliwości i uwarunkowania handlowo-techniczne zmiany ilości dostaw energii elektrycznej w każdej godzinie doby, jeżeli takie możliwości występują.
 - (2) Dane techniczne określające uwarunkowania techniczne realizacji dostaw energii elektrycznej.
- 3.1.1.17. Dane handlowe i techniczne przekazywane w zgłoszeniach mają postać zbilansowanych grafików handlowych, jeżeli zgłoszenie obejmuje tylko dane handlowe USE, lub grafików handlowo-technicznych, jeżeli zgłoszenie obejmuje dane handlowe USE oraz dane handlowo-techniczne Oferty Bilansującej.
- 3.1.1.18. Wymiana danych pomiędzy OR i OSP następuje w formie dokumentów elektronicznych, o których mowa w pkt 6.
- 3.1.1.19. W procesie zgłaszania danych handlowych i technicznych wyróżnia się następujące rodzaje wymienianych dokumentów:
- (1) Dokumenty zgłoszeniowe danych handlowych i technicznych.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

- (2) Dokumenty odpowiedzi OSP na zgłoszenia.

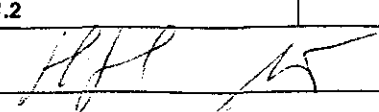
3.1.2. Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych

- 3.1.2.1. Zgłaszanie danych handlowych i technicznych dla doby n trwa od godziny 8.00 doby $n-1$ do godziny 12.00 doby $n-1$.
- 3.1.2.2. Zgłaszanie danych handlowych i technicznych umożliwia przekazanie do OSP informacji o zawartych pomiędzy uczestnikami rynku Umowach Sprzedaży Energii oraz informacji o ofertach bilansujących dla doby n .
- 3.1.2.3. Operator Systemu Przesyłowego prowadzi weryfikację zgłoszeń danych handlowych i technicznych oraz informuje Operatorów Rynku o niezgodnościach w zgłoszeniach. W przypadku ZUSE komunikaty o niezgodnościach w zgłoszeniach są przesyłane Operatorom Rynku reprezentującym obie strony USE.
- 3.1.2.4. Po zamknięciu zbierania zgłoszeń danych handlowych i technicznych OSP przeprowadza ich ostateczną weryfikację i informuje Operatorów Rynku o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami, odrzuceniu albo braku zgłoszeń.
- 3.1.2.5. Dokumenty zgłoszeniowe danych handlowych i technicznych to:
- (1) Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii (ZUSE).
 - (2) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej (ZOBH).
 - (3) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej (ZOBT).
 - (4) Dokumenty odpowiedzi OSP na zgłoszenia danych handlowych i technicznych to:
 - (5) Przyjęcie Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii (PZUSE).
 - (6) Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej (PZOBH).
 - (7) Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej (PZOBT).
 - (8) Przyjęcie ze zmianami Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii (PZZUSE).
 - (9) Odrzucenie Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii (OZUSE).
 - (10) Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej (OZOBH).
 - (11) Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej (OZOBT).
 - (12) Informacja o niezgodności Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii (IZUSE).
 - (13) Informacja Uzupełniająca o niezgodności Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii (IUZUSE).
 - (14) Informacja o niezgodności Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej (IZOBH).
 - (15) Informacja o niezgodności Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej (IZOBT).

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki



dr Leszek Juchniewicz

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

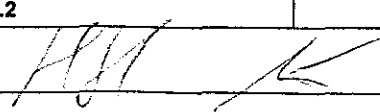
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (16) Brak Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii (BZUSE).
 (17) Brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej (BZOBH).
 (18) Brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej (BZOBT).
 (19) Przyjęte Umowy Sprzedaży Energii (PUSE).
 (20) Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa (POBH).
 (21) Przyjęta Oferta Bilansująca – część techniczna (POBT).

dr Leszek Juchniewicz

- 3.1.2.6. W ramach zgłaszania danych handlowych i technicznych obowiązkowe jest przekazywanie następujących zgłoszeń:
- (1) Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii (dokumenty ZUSE) – dla wszystkich Jednostek Grafikowych, z wyłączeniem: Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{wr}) oraz Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{wmo}) dla wymiany równoległej.
 - (2) Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej (dokumenty ZOBH) – dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych i Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych, przy czym dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych zakres przekazywanych informacji jest ograniczony.
- 3.1.2.7. W ramach zgłaszania danych handlowych i technicznych przekazywanie Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części technicznej (dokumenty ZOBT) dotyczy wyłącznie Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych i jest opcjonalne.
- 3.1.2.8. W przypadku, gdy dla danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej nie zostanie przekazane Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej, jako obowiązujące w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostanie przyjęte ostatnie poprawne zgłoszenie, przysłane dla tej Jednostki.
- 3.1.2.9. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych jest przedstawiony w Tabeli 3.1.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

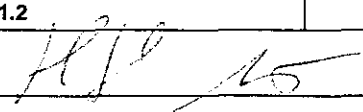
Tabela 3.1. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych.

Termin/okres	Działania Operatorów Rynku	Działania OSP
Doba $n-1$ godzina 8.00.		Rozpoczęcie procesu zgłaszania danych handlowych i technicznych na dobę n (otwarcie bramki zgłoszeniowej na RB).
Od godziny 8.00 doby $n-1$ do godziny 12.00 doby $n-1$.	Iteracyjnie: Przesyłanie Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii (dokumenty ZUSE), Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej (dokumenty ZOBH), Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części technicznej (dokumenty ZOBT). Odbiór informacji o niezgodnościach w zgłoszeniach i poprawianie zgłoszeń.	Iteracyjnie: Przyjmowanie i wstępna weryfikacja zgłoszeń. Generowanie i wysyłanie informacji o niezgodnościach w zgłoszeniach (dokumenty IZUSE, IUZUSE, IOBH, IOBT).
Doba $n-1$ godzina 12.00.		Zakończenie procesu zgłaszania danych handlowych i technicznych na dobę n (zamknięcie bramki zgłoszeniowej na RB).
Od godziny 12.00 doby $n-1$ do godziny 13.30 doby $n-1$.	Odbiór informacji o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami, odrzuceniu lub braku zgłoszenia. Odbiór informacji o przyjętych umowach sprzedaży energii, przyjętych ofertach bilansujących – części handlowej, przyjętych ofertach bilansujących – części technicznej.	Ostateczna weryfikacja zgłoszeń. Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu zgłoszenia (dokumenty PZUSE, PZOBH, PZOBT), przyjęciu zgłoszenia ze zmianami (dokumenty PZZUSE), odrzuceniu zgłoszenia (dokumenty OZUSE, ZOZH, ZOBT) lub braku zgłoszenia (dokumenty BZUSE, BZOZH, BZOBT). Generowanie i wysyłanie informacji o przyjętych umowach sprzedaży energii, przyjętych ofertach bilansujących – części handlowej, przyjętych ofertach bilansujących – części technicznej (dokumenty PUSE, POBH, POBT).

3.1.3. Zgłaszanie Umów Sprzedaży Energii

3.1.3.1. Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii dla Jednostki Grafikowej j dla doby n zawiera następujące dane:

- (1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia i dane identyfikacyjne doby n :
 - (1.1) Nazwę i kod Jednostki Grafikowej, której dotyczy zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

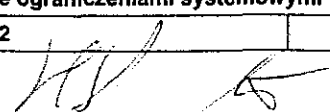
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (1.2) Nazwę i kod Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania Jednostką Grafikową.
- (1.3) Nazwę i kod Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej.
- (1.4) Dane osoby składającej zgłoszenia, która jest upoważniona przez Operatora Rynku do przekazywania zgłoszeń: imię, nazwisko, stanowisko, numer licencji, numer telefonu, numer telefaksu, adres e-mail-owy.
- (1.5) Datę doby n .
- (2) Dane handlowe zgłoszenia dla każdej godziny $h \in H$ doby n :
 - (2.1) Godzinę, dla której są określane dane handlowe.
 - (2.2) Sumaryczną ilość dostaw energii elektrycznej netto Jednostki Grafikowej j w godzinie h (E_{jh}).
 - (2.3) Dane handlowe zgłoszenia dla każdego i -tego partnera handlowego j -tej Jednostki Grafikowej w godzinie h ($i \in I_{jh}$, gdzie: I_{jh} – zbiór wszystkich partnerów handlowych Jednostki Grafikowej j w godzinie h):
 - (2.3.1) Kod Jednostki Grafikowej i -tego partnera handlowego.
 - (2.3.2) Kod Operatora Rynku i -tego partnera handlowego.
 - (2.3.3) Ilość dostaw energii elektrycznej netto i -tego partnera handlowego Jednostki Grafikowej j w godzinie h (E_{jhi}).
- 3.1.3.2. Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii dokonują obie strony umowy, z wyłączeniem zgłoszeń USE dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{Bl}) oraz Jednostki Grafikowej Generacji Zewnętrznej (JG_{Gz}), dla których nie jest wymagane dokonywanie zgłoszeń przez OSP.
- 3.1.3.3. Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii dla Jednostki Grafikowej j dla każdej godziny h doby n musi spełniać następujące warunki:
 - (1) Ilości dostaw energii muszą być podane w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh.
 - (2) Znaki ilości dostaw energii dla poszczególnych typów Jednostek Grafikowych, w zależności od rodzaju zgłaszanej transakcji – kupna albo sprzedaży energii – muszą być określone w sposób zgodny z przedstawionym w Tabeli 3.2.
 - (3) Sumaryczna ilość dostaw energii elektrycznej Jednostki Grafikowej j w godzinie h (E_{jh}) musi być równa sumie ilości dostaw energii elektrycznej wszystkich partnerów handlowych Jednostki Grafikowej j w godzinie h (E_{jhi}):

$$E_{jh} = \sum_{i \in I_{jh}} E_{jhi} \tag{3.1}$$

- (4) Transakcje zakupu lub sprzedaży energii pomiędzy Jednostką Grafikową j a

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

innymi Jednostkami Grafikovymi muszą spełniać warunki określone w punktach 2.1.8.4. i 2.1.8.5.

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki



Tabela 3.2. Sposób określenia znaków ilości dostaw energii przesyłanych w zgłoszeniu Umowy Sprzedaży Energii, w zależności od rodzaju zgłaszanej transakcji.

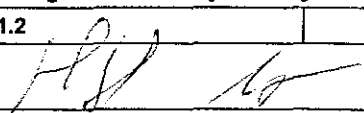
dr Leszek Juchniewicz

Typ Jednostki Grafikowej	Znak ilości dostaw energii dla transakcji:	
	Zakupu energii	Sprzedaż energii
Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Wytwórcza pasywna	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Wytwórcza rozliczeniowa	X	X
Jednostka Grafikowa Odbiorcza	Plus	Minus
Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Zakupu	Plus	X
Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Sprzedaży	X	Plus
Jednostka Grafikowa Giełdy Energii rozliczeniowa Zakupu	Plus	X
Jednostka Grafikowa Giełdy Energii rozliczeniowa Sprzedaży	X	Plus
Jednostka Grafikowa Przedsiębiorstwa Obrotu Zakupu	Plus	X
Jednostka Grafikowa Przedsiębiorstwa Obrotu Sprzedaży	X	Plus
Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej	Plus	Minus
Jednostka Grafikowa Generacji Zewnętrznej	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Bilansująca	Plus	X

„X” oznacza, że transakcja nie występuje.

3.1.3.4. Dla każdej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.2.9., dla każdej doby n musi być spełniony następujący warunek:

Sumaryczna w dobie ilość energii jaką URB musiałby kupić na RB, wynikająca z USE zgłoszonych dla jego JG_{WMU} oraz uzgodnionych dla niego wielkości eksportu lub importu wymiany międzysystemowej realizowanej na podstawie aukcji rocznej i miesięcznej na rezerwacje zdolności przesyłowych, cesji rezerwacji Zdolności Przesyłowych Wymiany Międzysystemowej (ZPW) oraz rezerwacji w ramach historycznych kontraktów długoterminowych Wymiany Międzysystemowej, nie może być większa od ilości energii objętej zabezpieczeniem dla tego URB w ramach systemu zabezpieczeń, o którym mowa w pkt 2.2.1.2. Oznacza to, że w danej dobie i dla danego URB musi być spełniony warunek:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

$$\sum_{h \in H} \max \{0, |E_{RB_h}^{IMz}| - |E_{RB_h}^{EXz}| - |E_{WM_RM_h}^{IMu}| + |E_{WM_RM_h}^{EXu}| \} \leq \Delta E_{WM}^{ZAB} \quad (3.2)$$

gdzie:

- ΔE_{WM}^{ZAB} – Ilość energii objętej zabezpieczeniem dostępnym dla danego URB dla doby n wyznaczona zgodnie z postanowieniami pkt 2.2.1.2.2.11.
- $E_{RB_h}^{IMz}$ – Suma ilości energii z USE o kierunku import zgłoszonych dla danego URB na RB w godzinie h .
- $E_{RB_h}^{EXz}$ – Suma ilości energii z USE o kierunku eksport zgłoszonych dla danego URB na RB w godzinie h .
- $E_{WM_RM_h}^{EXu}$ – Sumy ilości energii z GWM o kierunku eksport oraz o kierunku import uzgodnione dla danego URB w procesie zgłoszeń grafików opartych na rezerwacjach ZPW pozyskanych w ramach przetargów rocznych, miesięcznych i cesji ZPW oraz w ramach historycznych kontraktów długoterminowych Wymiany Międzysystemowej (w tym po weryfikacji w ramach Etapu I) w godzinie h .

W przypadku nie zakończenia procesu uzgodnień GWM do godziny 12.00 doby $n-1$ dla wielkości tych są przyjmowane następujące wartości:

$$E_{WM_RM_h}^{EXu} = E_{WM_RM_h}^{EXP}$$

$$E_{WM_RM_h}^{IMu} = 0$$

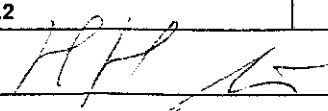
gdzie:

- $E_{WM_RM_h}^{EXP}$ – Zgłoszona i przyjęta przez OSP (po sprawdzeniu warunku dostępności zabezpieczenia w ramach Etapu I) do uzgodnień z operatorami systemów zagranicznych ilość energii z GWM o kierunku eksport.

H – Zbiór godzin w dobie.

3.1.4. Weryfikacja Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii

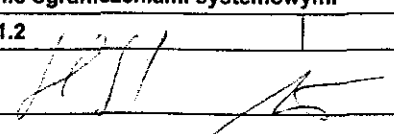
- 3.1.4.1. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje weryfikacji danych ze Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii.
- 3.1.4.2. Weryfikacja jest przeprowadzana niezależnie dla każdej godziny $h \in H$ doby n , z zastrzeżeniem postanowień pkt 3.1.3.4.
- 3.1.4.3. Weryfikacja polega na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem:
 - (1) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłowej Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej.
 - (2) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłowej Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania daną Jednostką Grafikową.
 - (3) Spełnienia zapisów wymienionych w pkt 3.1.3.3.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

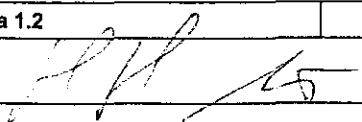
- (4) Spełnienia zapisów wymienionych w pkt 3.1.3.4., przy czym kontrola w tym zakresie jest realizowana wyłącznie w ramach ostatecznej weryfikacji Zgłoszeń USE.
- (5) Zgodności ilości dostaw energii elektrycznej i typu transakcji w zgłoszeniach dokonanych przez obie strony Umowy Sprzedaży Energii.
- 3.1.4.4. W przypadku niespełnienia zapisów wymienionych w pkt 3.1.4.3. (1) lub (2) lub (3), Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii zostaje odrzucone. W przypadku niespełnienia zapisów wymienionych w pkt 3.1.4.3.(4), Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii w zakresie USE o kierunku import dla JG_WMU danego URB zostaje odrzucone.
- 3.1.4.5. W przypadku spełnienia warunków wymienionych w pkt 3.1.4.3.(1), (2), (3), (4) i niespełnienia warunków wymienionych w pkt 3.1.4.3.(5), czyli niezgodności w zgłoszeniach ilości dostaw energii lub zgłoszenia tego samego typu transakcji przez obie strony USE, za obowiązujące co do ilości dostaw i typu transakcji przyjmuje się zgłoszenia wyznaczone w następujący sposób i w następującej kolejności:
- (1) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii i zgłoszeniach partnera handlowego tej Jednostki Grafikowej, za obowiązujące przyjmuje się dane przyjęte dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii, z zastrzeżeniem postanowień pkt 3.1.4.6. i 3.1.4.7.
 - (2) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego i zgłoszeniach partnera handlowego tej Jednostki Grafikowej, za obowiązujące przyjmuje się dane przyjęte dla Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego, z zastrzeżeniem postanowień pkt 3.1.4.6. i 3.1.4.8.
 - (3) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostki Grafikowej Przedsiębiorstwa Obrotu i zgłoszeniach partnera handlowego tej Jednostki Grafikowej, z zastrzeżeniem postanowień pkt 3.1.4.5.(1) i 3.1.4.5.(2), za obowiązujące przyjmuje się dane przyjęte dla Jednostki Grafikowej Przedsiębiorstwa Obrotu.
 - (4) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostki Grafikowej sprzedającej energię i Jednostki Grafikowej kupującej energię, z których żadna nie jest Jednostką Grafikową Giełdy Energii albo Jednostką Grafikową Przedsiębiorstwa Obrotu albo Jednostką Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego, spowodowanej nieprzesłaniem zgłoszenia dla Jednostki Grafikowej sprzedającej energię, za obowiązujące przyjmuje się dane przyjęte dla Jednostki Grafikowej kupującej energię.
 - (5) W pozostałych przypadkach niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostki Grafikowej sprzedającej energię i Jednostki Grafikowej kupującej energię, z których żadna nie jest Jednostką Grafikową Giełdy Energii albo Jednostką Grafikową Przedsiębiorstwa Obrotu albo Jednostką Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego, za obowiązujące

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- przyjmuje się dane przyjęte dla Jednostki Grafikowej sprzedającej energię.
- 3.1.4.6. W przypadku, gdy zastosowanie zasad, o których mowa w pkt 3.1.4.5.(1) i 3.1.4.5.(2) powoduje, że JG Przedsiębiorstwa Obrotu staje się niezbilansowana, tzn. sumaryczna ilość dostaw energii dla JG_{POS} nie jest równa sumarycznej ilości dostaw energii dla sprzężonej z nią JG_{POZ} , to wszystkie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii, w których te JG są stroną USE zostają odrzucone.
- 3.1.4.7. W przypadku, gdy z powodu niezbilansowania JG Przedsiębiorstwa Obrotu zostaje odrzucone Zgłoszenie USE dla JG Giełdy Energii podstawowej (transakcja giełdowa) a URB_{GE} , którego dotyczy to zgłoszenie, posiada JG Giełdy Energii rozliczeniową, to w celu zapewnienia zbilansowania JG_{GEP} tego URB_{GE} , transakcja giełdowa jest zastępowana odpowiednio transakcją pomiędzy JG Giełdy Energii podstawową Sprzedaży i JG Giełdy Energii rozliczeniową Zakupu albo transakcją pomiędzy JG Giełdy Energii podstawową Zakupu i JG Giełdy Energii rozliczeniową Sprzedaży. Jeżeli URB_{GE} nie posiada JG Giełdy Energii rozliczeniowej, to wraz z odrzuceniem Zgłoszenia USE dla JG_{PO} jest odrzucane Zgłoszenie USE dla JG_{GEP} .
- 3.1.4.8. W przypadku, gdy z powodu niezbilansowania JG Przedsiębiorstwa Obrotu zostaje odrzucone Zgłoszenie USE dla JG Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego, to jest ponownie sprawdzane spełnienie warunku określonego w pkt 3.1.3.4., tzn. czy sumaryczna w dobie ilość energii jaką URB musiałby kupić na RB nie jest większa od ilości energii objętej zabezpieczeniem dla tego URB . Jeżeli warunek ten nie jest spełniony, to Zgłoszenia USE o kierunku import dla JG Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego zostają odrzucone.
- 3.1.4.9. Przez nieprzesłanie zgłoszenia, o którym mowa w pkt 3.1.4.5.(4), jest rozumiana sytuacja, gdy w czasie kiedy jest otwarta bramka zgłoszeniowa na RB nie został dostarczony do OSP żaden dokument zgłoszeniowy od Operatora Rynku Jednostki Grafikowej sprzedającej energię.
- 3.1.4.10. W przypadku gdy obie strony USE zgłoszą dla swoich Jednostek Grafikowych, z których żadna nie jest Jednostką Grafikową Giełdy Energii albo Jednostką Grafikową Przedsiębiorstwa Obrotu albo Jednostką Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego, równocześnie sprzedaż energii lub równocześnie zakup energii, zgłoszenie to zostaje odrzucone.
- 3.1.4.11. W wyniku weryfikacji zgłoszeń danych handlowych i technicznych, dla Jednostki Grafikowej j w każdej godzinie h doby n są wyznaczone przyjęte do realizacji ilości dostaw energii elektrycznej tej Jednostki Grafikowej w ramach Umowy Sprzedaży Energii z i -tą Jednostką Grafikową (EP_{jhi}), dla każdego partnera handlowego i ($i \in I_{jh}$).

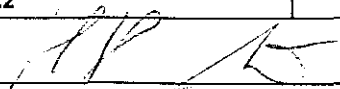
IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki**3.1.5. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej****3.1.5.1. Ogólne zasady zgłaszania Ofert Bilansujących – części handlowej**

3.1.5.1.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostki Grafikowej *j* dla doby *n* zawiera następujące dane:

- (1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia i dane identyfikacyjne doby *n*:
 - (1.1) Nazwę i kod Jednostki Grafikowej, której dotyczy Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej.
 - (1.2) Nazwę i kod Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania Jednostką Grafikową.
 - (1.3) Nazwę i kod Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej.
 - (1.4) Dane osoby składającej zgłoszenia, która jest upoważniona przez Operatora Rynku do przekazywania zgłoszeń: imię, nazwisko, stanowisko, numer licencji, numer telefonu, numer telefaksu, adres e-mail-owy.
 - (1.5) Datę doby *n*.
- (2) Dane handlowo-techniczne zgłoszenia dla każdej godziny $h \in H$ doby *n*:
 - (2.1) Godzinę, dla której są określane dane handlowe.
 - (2.2) Moc dyspozycyjną Jednostki Grafikowej *j* oferowaną w godzinie *h* (P_{jh}^{DYS}).
 - (2.3) Moc maksymalną Jednostki Grafikowej *j* oferowaną w godzinie *h* (P_{jh}^{MAX}).
 - (2.4) Moc minimalną Jednostki Grafikowej *j* oferowaną w godzinie *h* (P_{jh}^{MIN}).
 - (2.5) Pasmo mocy przeciążeń Jednostki Grafikowej *j* oferowane w godzinie *h* (P_{jh}^P).
 - (2.6) Pasmo mocy zaniżeń Jednostki Grafikowej *j* oferowane w godzinie *h* (P_{jh}^Z).
 - (2.7) Sumaryczną ilość energii elektrycznej z USE netto Jednostki Grafikowej *j* w godzinie *h* (EUN_{jh}).
 - (2.8) Sumaryczną ilość energii elektrycznej z USE brutto Jednostki Grafikowej *j* w godzinie *h* (EUB_{jh}).
 - (2.9) Znacznik udziału w regulacji Jednostki Grafikowej aktywnej *j* w godzinie *h* (REG_{jh}).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

(2.10) Dane handlowo-techniczne oferty bilansującej dla każdego pasma ofertowego $k \in K$ Jednostki Grafikowej aktywnej j w godzinie h :

(2.10.1.) Cenę ofertową dla pasma k (OFC_{jkh}).


(2.10.2.) Moc brutto oferowaną w paśmie k (OFP_{jkh}).

(2.10.3.) Moc netto oferowaną w paśmie k (OFE_{jkh}).

(2.10.4.) Typ oferty dla pasma k (OFT_{jkh}).

dr Leszek Juchniewicz

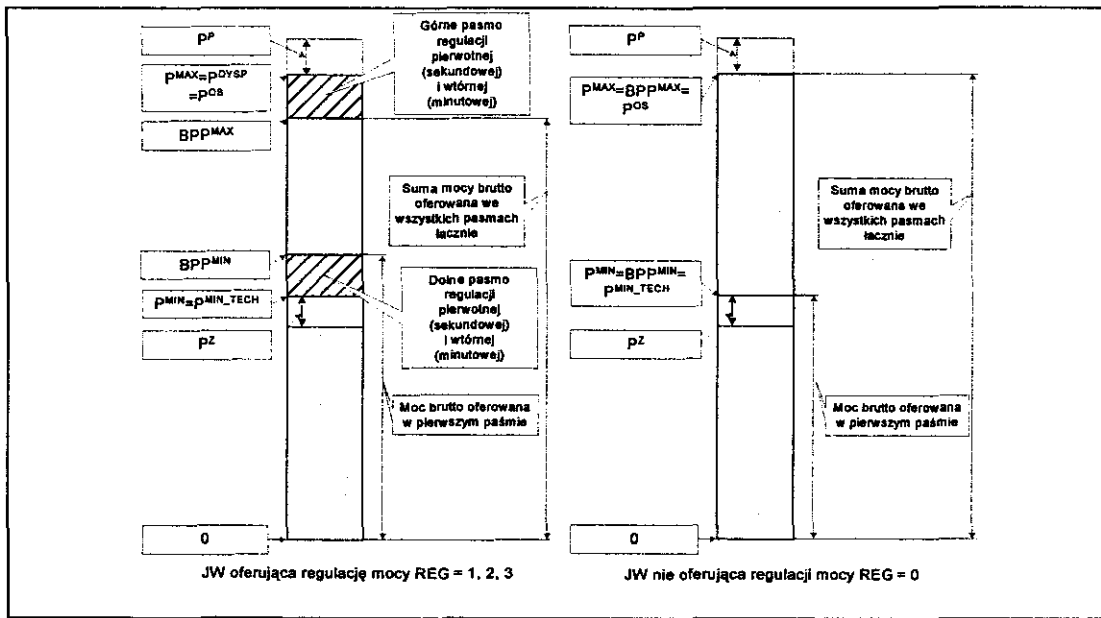
- 3.1.5.1.2. Zakres i zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej różnią się w zależności od rodzaju Jednostki Grafikowej, której dotyczy zgłoszenie. Wyróżnia się następujące przypadki:
- (1) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostek Grafikowych aktywnych.
 - (2) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostek Grafikowych pasywnych.
- 3.1.5.1.3. Poza rozróżnieniem o którym mowa w pkt 3.1.5.1.2., specjalne zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej obowiązują dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych pracujących w usztywnieniach albo Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych.
- 3.1.5.1.4. W procesie weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej są wykorzystywane następujące wielkości, zdefiniowane jako parametry stałe Jednostki Grafikowej Wytwórczej j :
- (1) Moc osiągalna Jednostki Grafikowej j (P_j^{OS}).
 - (2) Moc minimum technicznego Jednostki Grafikowej j ($P_j^{MIN_TECH}$).
 - (3) Minimalna wartość zmian Bieżącego Punktu Pracy Jednostki Grafikowej j dla każdego stanu l udziału tej JG w regulacji (BPP_{jl}^{MIN}).
 - (4) Maksymalna wartość zmian Bieżącego Punktu Pracy Jednostki Grafikowej j dla każdego stanu l udziału tej JG w regulacji (BPP_{jl}^{MAX}).
 - (5) Znacznik udziału w regulacji Jednostki Grafikowej j w godzinie h , określony przez OSP we Wstępnym Planie Koordynacyjnym Dobowym (WPKD) (REG_{jh}^{WPKD}).
 - (6) Współczynnik przeliczeniowy sumarycznej ilości energii elektrycznej z USE netto na sumaryczną ilość energii elektrycznej z USE brutto dla Jednostki Grafikowej j w godzinie h ($wp_{jh}^{n/b}$).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- 3.1.5.1.5. Wielkości wymienione w pkt 3.1.5.1.4. (1) do (4) i (6) są określane w odpowiednich umowach dwustronnych zawieranych pomiędzy OSP i URB. Wielkości wymienione w pkt 3.1.5.1.4. (1) do (4) są określane w wartościach brutto.
- 3.1.5.1.6. Wartości znacznika udziału w regulacji Jednostki Grafikowej aktywnej j dla każdej godziny h doby n są określane przez OSP we Wstępnym Planie Koordynacyjnym Dobowym (WPKD), sporządzanym w dobie $n-2$. *dr Leszek Juchniewicz*
- 3.1.5.1.7. Zależności pomiędzy poszczególnymi wielkościami mocy w Ofercie Bilansującej – części handlowej, dla typowych przypadków dotyczących oferowania albo nieoferowania regulacji mocy przez Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną, przedstawiono na rysunku 3.1.



Rysunek 3.1. Ilustracja zależności między poszczególnymi wielkościami mocy w Ofercie Bilansującej – części handlowej.

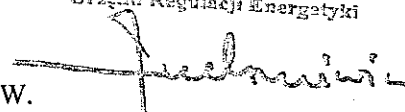
3.1.5.2. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych

3.1.5.2.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej j w godzinie h musi spełniać następujące warunki:

- (1) Oferowane moce dyspozycyjne (P_{jh}^{DYS}), minimalne (P_{jh}^{MIN}) i maksymalne (P_{jh}^{MAX}) muszą:
 - (1.1.) Być określane jako moce, które mogą być osiągane w sposób trwały w normalnych warunkach pracy.
 - (1.2.) Być podawane w wartościach brutto.

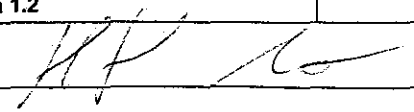
IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz

- (1.3.) Być nieujemne.
- (1.4.) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.
- (1.5.) Spełniać warunek: $P_j^{OS} \geq P_{jh}^{MAX} \geq P_{jh}^{MIN} \geq P_{jh}^{MIN_TECH}$.
- (2) Pasma mocy przeciążeń i mocy zaniżeń (P_{jh}^P, P_{jh}^Z) muszą:
- (2.1.) Być podawane w wartościach brutto.
- (2.2.) Być nieujemne.
- (2.3.) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.
- (3) Pasma mocy przeciążeń (P_{jh}^P) musi znajdować się powyżej mocy osiągalnej (P_j^{OS}).
- (4) Pasma mocy zaniżeń (P_{jh}^Z) musi znajdować się poniżej mocy minimum technicznego ($P_j^{MIN_TECH}$).
- (5) Znacznik udziału w regulacji podany w zgłoszeniu (REG_{jh}) musi być zgodny ze znacznikiem określonym w planie WPKD (REG_{jh}^{WPKD}).
- (6) Sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE netto (EUN_{jh}) musi być podawana w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh.
- (7) Sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE brutto (EUB_{jh}) musi być podawana w MWh, z dokładnością do 1 MWh.
- (8) Typ oferty bilansującej dla poszczególnych pasm $k \in K$ (OFT_{jhk}) musi przyjmować następujące wartości:
- (8.1.) $OFT_{jhk} = 'R'$, dla pasm redukcyjnych.
- (8.2.) $OFT_{jhk} = 'P'$, dla pasm przyrostowych.
- (9) Moce netto oferowane w poszczególnych pasmach $k \in K$ (OFE_{jhk}) muszą:
- (9.1.) Być nieujemne.
- (9.2.) Być podawane w MW, z dokładnością do 0,001 MW.
- (10) Moce brutto oferowane w poszczególnych pasmach $k \in K$ (OFF_{jhk}) muszą:
- (10.1.) Być nieujemne.
- (10.2.) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.
- (11) Dla każdego pasma ofertowego k moc netto oferowana w tym paśmie (OFE_{jhk}) musi być równa co do wartości ilości energii netto jaką Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna j dostarczy z tego pasma do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie h , pracując ze stałą mocą brutto obejmującą to pasmo (OFF_{jhk}).
- (12) Dla każdego pasma ofertowego $k \in K$ moc brutto oferowana w paśmie (OFF_{jhk}) musi być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie (OFE_{jhk}).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

(13) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie ($k=1$) oferty bilansującej (OFP_{j1}) musi:

(13.1.) Być równa wartości maksymalnej z ($BPP_{jl}^{MIN}, P_{jh}^{MIN}$), w przypadku gdy dla danej wartości znacznika udziału w regulacji $REG_{jh}^{WPKD} = l$ zachodzi warunek: $BPP_{jl}^{MIN} \leq P_{jh}^{MAX}$.

(13.2.) Być równa P_{jh}^{MAX} , w przypadku gdy dla danej wartości znacznika udziału w regulacji $REG_{jh}^{WPKD} = l$ zachodzi warunek: $BPP_{jl}^{MIN} > P_{jh}^{MAX}$.

(14) Suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in K} OFP_{jkk}$) musi:

(14.1.) Być równa wartości minimalnej z ($BPP_{jl}^{MAX}, P_{jh}^{MAX}$), w przypadku gdy dla danej wartości znacznika udziału w regulacji $REG_{jh}^{WPKD} = l$ zachodzi warunek: $BPP_{jl}^{MAX} \geq P_{jh}^{MIN}$.

(14.2.) Być równa P_{jh}^{MIN} , w przypadku gdy dla danej wartości znacznika udziału w regulacji $REG_{jh}^{WPKD} = l$ zachodzi warunek: $BPP_{jl}^{MAX} < P_{jh}^{MIN}$.

(15) Typy poszczególnych pasm oferty muszą być wyznaczone w następujący sposób:

(15.1.) Jeżeli zgłoszona do realizacji sumaryczna ilość dostaw energii elektrycznej jest co do wartości mniejsza od mocy netto oferowanej w pierwszym paśmie (OFE_{j1}), to wszystkie pasma oferty bilansującej muszą być typu 'P'.

(15.2.) Jeżeli zgłoszona do realizacji sumaryczna ilość dostaw energii elektrycznej jest co do wartości większa lub równa mocy netto oferowanej w pierwszym paśmie (OFE_{j1}) i równocześnie mniejsza od sumy mocy netto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in K} OFE_{jkk}$), to wszystkie pasma poniżej zgłoszonej do realizacji sumarycznej ilości dostaw energii elektrycznej muszą być typu 'R', a powyżej typu 'P'.

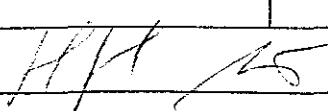
(15.3.) Jeżeli zgłoszona do realizacji sumaryczna ilość dostaw energii elektrycznej jest co do wartości większa lub równa sumie oferowanych mocy netto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in K} OFE_{jkk}$), to wszystkie pasma oferty bilansującej muszą być typu 'R'.

(16) Ceny ofertowe dla poszczególnych pasm $k \in K$ (OFC_{jkk}):

(16.1.) Muszą być podawane w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.

(16.2.) Muszą być rosnące w kolejnych pasmach:

$$OFC_{jkk} > OFC_{jkk-1}, \text{ dla } (k \in K \text{ i } k > 1).$$

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

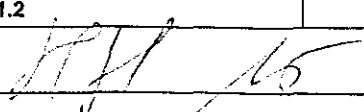
PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki(16.3.) Dla ofert redukcyjnych nie mogą być mniejsze od 70 zł/MWh;
($OFC_{jkh} \geq 70$ zł/MWh).(16.4.) Dla ofert przyrostowych nie mogą być większe od 1500 zł/MWh
($OFC_{jkh} \leq 1500$ zł/MWh).

dr Leszek Juchniewicz

3.1.5.3. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych3.1.5.3.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej j w godzinie h musi spełniać następujące warunki:

- (1) Oferowane moce dyspozycyjne (P_{jh}^{DYSP}), minimalne (P_{jh}^{MIN}) i maksymalne (P_{jh}^{MAX}) muszą:
 - (1.1.) Być określane jako moce, które mogą być osiągnię w sposób trwały w normalnych warunkach pracy.
 - (1.2.) Być podawane w wartościach brutto.
 - (1.3.) Być nieujemne.
 - (1.4.) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.
 - (1.5.) Spełniać warunek: $P_j^{OS} \geq P_{jh}^{MAX} \geq P_{jh}^{MIN} \geq 0$.
- (2) Sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE netto (EUN_{jh}) musi być równa sumie ilości energii wynikającej z poszczególnych umów sprzedaży energii zgłoszonych dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej.
- (3) Jeżeli suma ilości energii wynikającej z poszczególnych umów sprzedaży energii zgłoszonych dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej jest większa lub równa zero, to sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE brutto (EUB_{jh}) oraz sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE netto (EUN_{jh}) muszą spełniać warunek: $EUB_{jh} \geq EUN_{jh} \geq 0$.
- (4) Jeżeli suma ilości energii wynikającej z poszczególnych umów sprzedaży energii zgłoszonych dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej jest mniejsza od zera, to sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE brutto (EUB_{jh}) oraz sumarycznej ilości energii elektrycznej z USE netto (EUN_{jh}) muszą spełniać warunek: $EUB_{jh} \geq EUN_{jh}$.

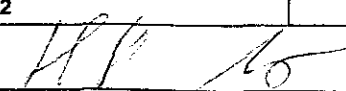
3.1.5.4. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych pracujących w usztywnieniach3.1.5.4.1. Jeżeli oferowana moc minimalna (P_{jh}^{MIN}), oferowana moc maksymalna (P_{jh}^{MAX}) i oferowana moc dyspozycyjna (P_{jh}^{DYSP}) spełniają warunek ($P_{jh}^{MIN} = P_{jh}^{MAX} = P_{jh}^{DYSP}$) > 0 , to Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna j jest traktowana jako pracująca w usztywnieniu w godzinie h .

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- 3.1.5.4.2. W przypadku, gdy Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna *j* pracuje w usztywnieniu w godzinie *h* Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej musi spełniać następujące warunki:
- (1) Oferowane moce: minimalna (P_{jh}^{MIN}), maksymalna (P_{jh}^{MAX}) i dyspozycyjna (P_{jh}^{DYS}) muszą:
 - (1.1.) Być sobie równe i być dodatnie ($(P_{jh}^{MIN} = P_{jh}^{MAX} = P_{jh}^{DYS}) > 0$).
 - (1.2.) Być podawane w wartościach brutto.
 - (1.3.) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.
 - (2) Znacznik udziału w regulacji podany w zgłoszeniu (REG_{jh}) musi być zgodny ze znacznikiem określonym w planie WPKD (REG_{jh}^{WPKD}).
 - (3) Występuje tylko jedno pasmo ofertowe ($k = 1$).
 - (4) Moc brutto oferowana w paśmie $k = 1$ (OFP_{jhl}) musi być równa oferowanej mocy minimalnej i oferowanej mocy maksymalnej ($OFP_{jhl} = P_{jh}^{MIN} = P_{jh}^{MAX}$).
 - (5) Moc netto oferowana w paśmie $k = 1$ (OFE_{jhl}) musi:
 - (5.1.) Być nieujemna.
 - (5.2.) Być podawana w MW, z dokładnością do 0,001 MW.
 - (5.3.) Być równa co do wartości ilości energii netto jaką Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna *j* dostarczy z tego pasma do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie *h*, pracując ze stałą mocą brutto oferowaną w tym paśmie (OFP_{jhl}).
 - (6) Moc brutto oferowana w paśmie $k = 1$ (OFP_{jhl}) musi:
 - (6.1.) Być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie (OFE_{jhl}).
 - (6.2.) Być podawana w MW, z dokładnością do 1 MW.
 - (7) Typ pasma $k = 1$ oferty musi być wyznaczony w następujący sposób:
 - (7.1.) Jeżeli zgłoszona do realizacji sumaryczna ilość dostaw energii elektrycznej jest co do wartości mniejsza od mocy netto oferowanej w tym paśmie (OFE_{jhl}), to pasmo musi być typu 'P'.
 - (7.2.) Jeżeli zgłoszona do realizacji sumaryczna ilość dostaw energii elektrycznej jest co do wartości większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie (OFE_{jhl}), to pasmo musi być typu 'R'.
 - (8) Cena ofertowa dla pasma $k = 1$ (OFC_{jhl}):
 - (8.1.) Musi być podawana w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.
 - (8.2.) Dla oferty redukcyjnej nie może być mniejsza od 70 zł/MWh ($OFC_{jhl} \geq 70$ zł/MWh).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

(8.3.) Dla oferty przyrostowej nie może być większa od 1500 zł/MWh
 $(OFC_{jh} \leq 1500 \text{ zł/MWh})$.

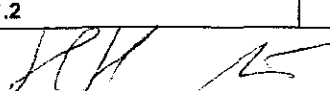
PREZES
 Urzędu Regulacji Energetyki

3.1.5.5. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych *zł Juchniewicz*

- 3.1.5.5.1. Jeżeli oferowana moc minimalna (P_{jh}^{MIN}) i oferowana moc maksymalna (P_{jh}^{MAX}) spełniają warunek $P_{jh}^{MIN} = P_{jh}^{MAX} = 0$, to Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna j jest traktowana jako niedyspozycyjna w godzinie h . W przeciwnym przypadku Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna j jest traktowana jako dyspozycyjna w godzinie h .
- 3.1.5.5.2. W przypadku, gdy Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna j jest niedyspozycyjna w godzinie h Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej musi spełniać następujące warunki:
- (1) Oferowane moce minimalne (P_{jh}^{MIN}) i maksymalne (P_{jh}^{MAX}) muszą być równe zero ($P_{jh}^{MAX} = P_{jh}^{MIN} = 0$).
 - (2) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie ($k=1$) oferty bilansującej (OFP_{jh1}) oraz suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in K} OFP_{jhk}$) muszą być równe zero.
 - (3) Typy poszczególnych pasm oferty muszą być równe 'P' ($OFT_{jhk} = 'P'$).
 - (4) Ceny ofertowe dla poszczególnych pasm $k \in K$ (OFC_{jhk}) muszą być równe zero ($OFC_{jhk} = 0$).

3.1.6. Oferty Zastępcze dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych

- 3.1.6.1. Definiowanie ofert zastępczych dotyczy Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych. Wartości wielkości zawartych w ofertach zastępczych są określane w Umowie przesyłowej.
- 3.1.6.2. Oferta zastępcza Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej j musi zawierać następujące dane:
- (1) Dane handlowo-techniczne dla każdej godziny $h \in H$ dla każdego pasma ofertowego $k \in K$:
 - (1.1) Moc brutto oferowaną w paśmie k ($ZOFP_{jhk}$).
 - (1.2) Moc netto oferowaną w paśmie k ($ZOFE_{jhk}$).
 - (1.3) Cenę ofertową przyrostową dla pasma k ($OFCP_{jhk}$).
 - (1.4) Cenę ofertową redukcyjną dla pasma k ($OFCR_{jhk}$).
- 3.1.6.3. Powyższe dane są definiowane dla każdej z 24 kolejnych godzin jednej doby ($H = \{1, 2, 3, \dots, 24\}$), dla każdego z 10 pasm oferty ($K = \{1, 2, 3, \dots, 10\}$).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

- 3.1.6.4. Oferta zastępcza Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej j w każdej godzinie $h \in H$ musi spełniać następujące warunki:
- (1) Dla każdego pasma $k \in K$ oferowane moce netto ($ZOFE_{jkh}$) muszą:
- (1.1) Być dodatnie.
- (1.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 0,001 MW.
- (2) Dla każdego pasma $k \in K$ oferowane moce brutto ($ZOFP_{jkh}$) muszą:
- (2.1) Być dodatnie.
- (2.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.
- (3) Dla każdego pasma ofertowego $k \in K$ moc netto oferowana w tym paśmie ($ZOFE_{jkh}$) musi być równa co do wartości ilości energii netto jaką Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna j dostarczy z tego pasma do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie h , pracując ze stałą mocą brutto obejmującą to pasmo ($ZOFP_{jkh}$).
- (4) Dla każdego pasma ofertowego $k \in K$ moc brutto oferowana w paśmie k ($ZOFP_{jkh}$) musi być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie ($ZOFE_{jkh}$).
- (5) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie ($k=1$) oferty ($ZOFP_{jh1}$) musi być równa mocy minimum technicznego ($P_j^{MIN_TECH}$).
- (6) Suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k=1}^{10} ZOFP_{jkh}$) musi być równa mocy osiągalnej (P_j^{OS}).
- (7) Ceny ofertowe przyrostowe ($OFCP_{jkh}$) oraz ceny ofertowe redukcyjne ($OFRCR_{jkh}$) dla poszczególnych pasm $k \in K$ muszą:
- (7.1) Być podawane w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.
- (7.2) Być rosnące, odpowiednio w kolejnych pasmach przyrostowych i kolejnych pasmach redukcyjnych:
- $$OFCP_{jkh} > OFCP_{jhk-1}, \text{ dla } k=2, \dots, 10, \text{ i}$$
- $$OFRCR_{jkh} > OFRCR_{jhk-1}, \text{ dla } k=2, \dots, 10.$$
- (7.3) Dla każdego pasma $k \in K$ cena ofertowa przyrostowa ($OFCP_{jkh}$) musi być większa od ceny ofertowej redukcyjnej ($OFRCR_{jkh}$).
- (8) Minimalna cena ofertowa redukcyjna ($OFRCR_{jkh}$) nie może być mniejsza od 70 zł/MWh ($OFRCR_{jkh} \geq 70 \text{ zł/MWh}$).
- (9) Maksymalna cena ofertowa przyrostowa nie może być większa od 1500 zł/MWh ($OFCP_{jkh} \leq 1500 \text{ zł/MWh}$).

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki*Juchniewicz*
dr Leszek Juchniewicz

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
<i>[Signature]</i>		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- 3.1.6.5. Ceny zastępcze w każdym paśmie oferty zastępczej powinny być wyznaczane, na podstawie operacyjnych kosztów produkcji energii elektrycznej w JGW, danego URB i nie powinny się od nich różnić więcej niż o 20%.
- 3.1.6.6. Jeżeli różnica pomiędzy mocą osiągalną (P_j^{OS}) a mocą minimum technicznego ($P_j^{MIN-TECH}$) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej j nie pozwala na podanie dodatnich wartości mocy brutto lub netto we wszystkich pasmach oferty zastępczej, oferta zastępcza tej Jednostki jest określana w trybie indywidualnych uzgodnień z OSP.

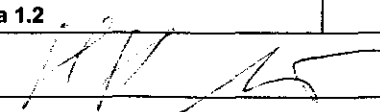
3.1.7. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej

3.1.7.1. Ogólne zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej

- 3.1.7.1.1. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej.
- 3.1.7.1.2. Weryfikacja jest przeprowadzana niezależnie dla każdej godziny $h \in H$ doby n .
- 3.1.7.1.3. Weryfikacja polega na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem:
- (1) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłowej Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej.
 - (2) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłowej Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania daną Jednostką Grafikową.
 - (3) Spełnienia, odpowiednio:
 - (3.1.) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.2.1. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych.
 - (3.2.) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.3.1. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych.
 albo, w sytuacjach szczególnych:
 - (3.3.) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.4.2. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych traktowanych jako pracujące w usztywnieniach.
 - (3.4.) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.5.2. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych traktowanych jako niedyspozycyjne.
- 3.1.7.1.4. W wyniku weryfikacji dla każdej Jednostki Grafikowej zgłaszającej Oferty Bilansujące – część handlowa, dla każdej godziny h jest wyznaczana Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

3.1.7.2. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych

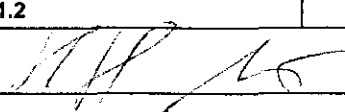
- 3.1.7.2.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.
 - (2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono odrzucane i Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana na podstawie oferty zastępczej.
 - (3) Jeżeli brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, to Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana na podstawie oferty zastępczej.
- 3.1.7.2.2. W przypadku braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej j dla doby n :
- (1) Moc dyspozycyjna (P_{jh}^{DYSP}), moc maksymalna (P_{jh}^{MAX}) oraz moc minimalna (P_{jh}^{MIN}) oferowane w godzinie h są przyjmowane według stanu na godzinę 12.00 doby $n-1$, ustalonego przez OSP na podstawie danych pozyskanych przy pomocy systemu SOWE.
 - (2) Pasma mocy przeciążeń (P_{jh}^P) oraz pasmo mocy zaników (P_{jh}^Z) oferowane w godzinie h są przyjmowane zgodnie z zapisami w odpowiednich umowach dwustronnych.
- 3.1.7.2.3. W przypadku, gdy dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej jest wykorzystywana oferta zastępcza i nie jest spełniony warunek $P_j^{OS} \geq P_{jh}^{MAX} \geq P_{jh}^{MIN} \geq P_{jh}^{MIN_TECH}$, przyjęta moc minimalna (PP_{jh}^{MIN}) oraz przyjęta moc maksymalna (PP_{jh}^{MAX}) są wyznaczane w następujący sposób i w następującej kolejności:
- (1) Jeżeli ($P_{jh}^{MIN} < P_j^{MIN_TECH}$) lub ($P_{jh}^{MIN} > P_j^{OS}$), to ($PP_{jh}^{MIN} = P_j^{MIN_TECH}$).
 - (2) Jeżeli ($P_{jh}^{MAX} < P_j^{MIN_TECH}$) lub ($P_{jh}^{MAX} > P_j^{OS}$), to ($PP_{jh}^{MAX} = P_j^{OS}$).
 - (3) Jeżeli ($P_{jh}^{MIN} > P_{jh}^{MAX}$), to ($PP_{jh}^{MIN} = P_j^{MIN_TECH}$) i ($PP_{jh}^{MAX} = P_j^{OS}$).
- 3.1.7.2.4. W przypadku, gdy jest wykorzystywana oferta zastępcza i znacznik udziału w regulacji (REG_{jh}) podany w zgłoszeniu nie jest zgodny ze znacznikiem określonym w planie WPKD (REG_{jh}^{WPKD}), jako obowiązującą przyjmuje się wartość znacznika udziału w regulacji określoną w planie WPKD (REG_{jh}^{WPKD}).
- 3.1.7.2.5. W przypadku tworzenia Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej na podstawie oferty zastępczej stosuje się następujące zasady:

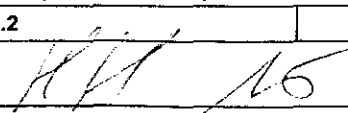
IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1) Pierwsze pasmo Przyjętej Oferty Bilansującej ($POFE_{jh}$) jest tworzone na podstawie pasm oferty zastępczej, poczynając od pierwszego, w taki sposób aby suma mocy wykorzystanych w tym celu pasm oferty zastępczej spełniała wymagania określone w pkt 3.1.5.2.1.(13).
- (2) Pozostałe pasma Przyjętej Oferty Bilansującej są tworzone na podstawie kolejnych pasm oferty zastępczej, w taki sposób aby suma mocy wykorzystanych w tym celu pasm oferty zastępczej spełniała wymagania określone w pkt 3.1.5.2.1.(14).
- (3) Ceny ofertowe dla kolejnych pasm Przyjętej Oferty Bilansującej są wyznaczane jako średnie ważone z cen pasm oferty zastępczej wykorzystanych do ich tworzenia.
- (4) Typy poszczególnych pasm są wyznaczane w następujący sposób:
- (4.1.) Jeżeli przyjęta do realizacji sumaryczna ilość dostaw energii elektrycznej (deklarowana pozycja kontraktowa ED_{jh}) jest mniejsza od mocy netto przyjętej w pierwszym paśmie ($POFE_{jh1}$), to wszystkie pasma Przyjętej Oferty Bilansującej są typu 'P'.
- (4.2.) Jeżeli przyjęta do realizacji sumaryczna ilość dostaw energii elektrycznej (deklarowana pozycja kontraktowa ED_{jh}) jest większa lub równa mocy netto przyjętej w pierwszym paśmie ($POFE_{jh1}$) i równocześnie mniejsza od sumy mocy netto we wszystkich przyjętych pasmach ($\sum_{k \in K} POFE_{jhk}$), to wszystkie pasma Przyjętej Oferty Bilansującej poniżej ED_{jh} są typu 'R', a powyżej ED_{jh} typu 'P'.
- (4.3.) Jeżeli przyjęta do realizacji sumaryczna ilość dostaw energii elektrycznej (deklarowana pozycja kontraktowa ED_{jh}) jest większa lub równa sumie mocy netto we wszystkich przyjętych pasmach ($\sum_{k \in K} POFE_{jhk}$), to wszystkie pasma Przyjętej Oferty Bilansującej są typu 'R'.

3.1.7.2.6. Jeżeli dla dwóch lub więcej Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych w ich Ofertach Bilansujących – części handlowej występują te same ceny ofertowe dla danej godziny, to ceny te na potrzeby realizacji procesów planowania zostaną zmienione w zakresie od 0,0001 grosza/MWh do 0,1 grosza/MWh, na podstawie średnich cen zastępczych, wyznaczonych odpowiednio do typu pasma, którego dotyczą, jako średnia ważona z cen przyrostowych albo redukcyjnych w ofertach zastępczych tych Jednostek Grafikowych, w kolejności od oferty JG_{wa} , dla której średnia cena zastępcza jest najniższa do oferty JG_{wa} , dla której średnia cena zastępcza jest najwyższa.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

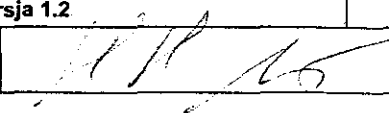
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

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

3.1.7.3.1. Dla Jednostek Grafikowych wytwórczych pasywnych Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

- (1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.
- (2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono odrzucane i Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:
 - (2.1.) Jeżeli oferowana moc minimalna (P_{jh}^{MIN}) nie spełnia warunku wymienionego w pkt 3.1.5.3.1. (1.5.), to przyjęta moc minimalna (PP_{jh}^{MIN}) jest równa zero ($PP_{jh}^{MIN} = 0$).
 - (2.2.) Jeżeli oferowana moc maksymalna (P_{jh}^{MAX}) nie spełnia warunku wymienionego w pkt 3.1.5.3.1. (1.5.), to przyjęta moc maksymalna (PP_{jh}^{MAX}) jest równa mocy osiągalnej ($PP_{jh}^{MAX} = P_j^{OS}$).
 - (2.3.) Przyjęta sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE netto ($PEUN_{jh}$) jest równa deklarowanej pozycji kontraktowej (ED_{jh}) dla tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej ($PEUN_{jh} = ED_{jh}$).
 - (2.4.) Przyjęta sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE brutto ($PEUB_{jh}$) jest wyznaczana zgodnie z formułą: $PEUB_{jh} = PEUN_{jh} \cdot wp_{jh}^{n/b}$.
- (3) Jeżeli brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, to Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej j w godzinie h jest wyznaczana w następujący sposób:
 - (3.1.) Przyjęta moc maksymalna (PP_{jh}^{MAX}) oraz przyjęta moc minimalna (PP_{jh}^{MIN}) w godzinie h są wyznaczane według stanu na godzinę 12.00 doby $n-1$, ustalonego przez OSP na podstawie danych pozyskanych przy pomocy systemu SOWE.
 - (3.2.) Przyjęta sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE netto ($PEUN_{jh}$) jest równa deklarowanej pozycji kontraktowej (ED_{jh}) dla tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej ($PEUN_{jh} = ED_{jh}$).
 - (3.3.) Przyjęta sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE brutto ($PEUB_{jh}$) jest wyznaczana zgodnie z formułą: $PEUB_{jh} = PEUN_{jh} \cdot wp_{jh}^{n/b}$.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki


3.1.7.4. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych pracujących w usztywnieniach

3.1.7.4.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych traktowanych jako pracujące w usztywnieniach Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

(2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono odrzucane i Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(2.1.) W przypadku, gdy jest wykorzystywana oferta zastępcza i znacznik udziału w regulacji podany w zgłoszeniu (REG_{jh}) nie jest zgodny ze znacznikiem określonym w planie WPKD (REG_{jh}^{WPKD}), jako obowiązującą przyjmuje się wartość znacznika udziału w regulacji określoną w planie WPKD (REG_{jh}^{WPKD}).(2.2.) Występuje tylko jedno pasmo ofertowe ($k = 1$).(2.3.) Przyjęta moc brutto w paśmie $k = 1$ ($POFP_{jh1}$) jest równa przyjętej mocy minimalnej i przyjętej mocy maksymalnej.(2.4.) Przyjęta moc netto oferowana w paśmie $k = 1$ ($POFE_{jh1}$) jest wyznaczana na podstawie pasm oferty zastępczej, w proporcji odpowiedniej do mocy brutto przyjętej w tym paśmie.(2.5.) Typ pasma $k = 1$ oferty jest wyznaczany w następujący sposób:(2.5.1.) Jeżeli przyjęta do realizacji sumaryczna ilość dostaw energii elektrycznej (deklarowana pozycja kontraktowa ED_{jh}) jest co do wartości mniejsza od przyjętej mocy netto w tym paśmie ($POFE_{jh1}$), to pasmo jest typu 'P'.(2.5.2.) Jeżeli przyjęta do realizacji sumaryczna ilość dostaw energii elektrycznej (deklarowana pozycja kontraktowa ED_{jh}) jest co do wartości większa lub równa od mocy netto przyjętej w tym paśmie ($POFE_{jh1}$), to pasmo musi być typu 'R'.(2.6.) Przyjęta cena ofertowa dla pasma $k = 1$ jest wyznaczana jako średnia ważona z cen wykorzystanych do utworzenia pasma $k = 1$ pasm oferty zastępczej.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki**3.1.7.5. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych**

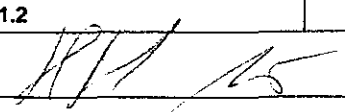
3.1.7.5.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych traktowanych jako niedyspozycyjne Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

- (1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.
- (2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono odrzucane i Przyjęta Oferta Bilansująca jest wyznaczana w następujący sposób:
 - (2.1.) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie ($k=1$) Przyjętej Oferty Bilansującej ($POFP_{jhl}$) oraz suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ($\sum_{k \in K} POFP_{jkh}$) są równe zero.
 - (2.2.) Typy poszczególnych pasm oferty są równe 'P' ($POFT_{jkh} = 'P'$).
 - (2.3.) Przyjęte ceny ofertowe dla poszczególnych pasm $k \in K$ ($POFC_{jkh}$) są równe zero ($POFC_{jkh} = 0$).

3.1.8. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części technicznej

3.1.8.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej jest dokonywane dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej. Dla danej JG_{wa} dla doby n Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej zawiera następujące dane:

- (1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia i dane identyfikacyjne doby n :
 - (1.1.) Nazwę i kod Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej, której dotyczy Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej.
 - (1.2.) Nazwę i kod Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania Jednostką Grafikową Wytwórczą aktywną.
 - (1.3.) Nazwę i kod Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej.
 - (1.4.) Dane osoby składającej zgłoszenia, która jest upoważniona przez Operatora Rynku do przekazywania zgłoszeń: imię, nazwisko, stanowisko, numer licencji, numer telefonu, numer telefaksu, adres e-mail-owy.
 - (1.5.) Datę doby n .
- (2) Dane techniczne zgłoszenia – dane charakterystyk uruchamiania, podawane dla trzech rodzajów charakterystyk – charakterystyki uruchamiania ze stanu gorącego (G), charakterystyki uruchamiania ze stanu ciepłego (C), charakterystyki uruchamiania ze stanu zimnego (Z):

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

(2.1.) Dane podstawowe charakterystyk uruchamiania, odpowiednio dla każdego ze stanów – gorącego (G), ciepłego (C), zimnego (Z):

(2.1.1.) Minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie (TPG, TPC, TPZ).

(2.2.) Dane charakterystyk uruchamiania, odpowiednio dla każdego ze stanów – gorącego (G), ciepłego (C), zimnego (Z):

(2.2.1.) Czas od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji (TSG, TSC, TSZ).

(2.2.2.) Czas od synchronizacji do pierwszego punktu charakterystyki uruchamiania (TRG1, TRC1, TRZ1).

(2.2.3.) Czas między pierwszym a drugim punktem charakterystyki uruchamiania (TRG2, TRC2, TRZ2).

(2.2.4.) Czas między drugim a trzecim punktem charakterystyki uruchamiania (TRG3, TRC3, TRZ3).

(2.2.5.) Czas między trzecim a czwartym punktem charakterystyki uruchamiania (TRG4, TRC4, TRZ4).

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

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

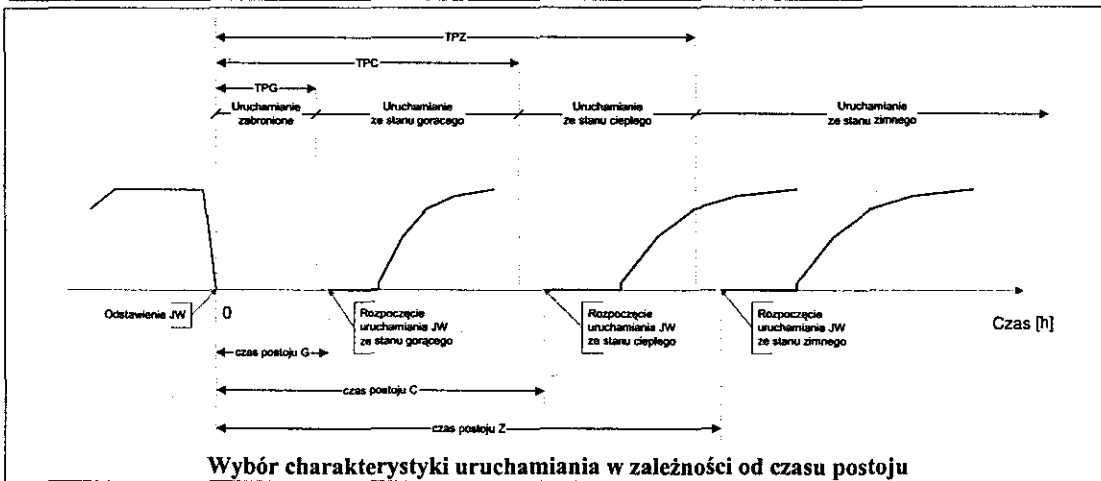
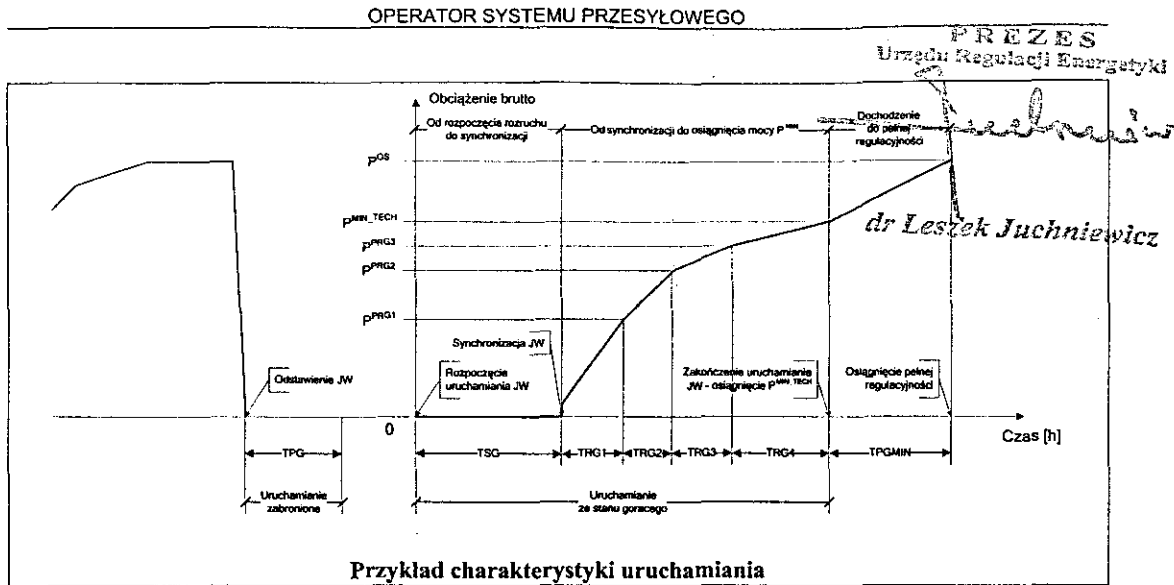
(2.2.8.) Współczynnik mocy w drugim punkcie charakterystyki uruchamiania (PRG2, PRC2, PRZ2).

(2.2.9.) Współczynnik mocy w trzecim punkcie charakterystyki uruchamiania (PRG3, PRC3, PRZ3).

3.1.8.2. Zależności pomiędzy danymi charakterystyk uruchamiania przedstawiono na rysunku 3.2.

dr Leszek Juchniewicz

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		<i>[Signature]</i>



Rysunek 3.2. Ilustracja zależności pomiędzy danymi charakterystyk uruchamiania.

3.1.8.3. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej musi spełniać następujące warunki:

- (1) Minimalne czasy postoju, po których następuje uruchamianie (TPG , TPC , TPZ) muszą:
 - (1.1.) Być nieujemne.
 - (1.2.) Być podawane w godzinach, z dokładnością do 1 godziny.
 - (1.3.) Tworzyć ciąg monotoniczny ściśle rosnący: $TPG < TPC < TPZ$.
- (2) Czasy od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji (TSG , TSC , TSZ) muszą:
 - (2.1.) Być nieujemne.
 - (2.2.) Być podawane w godzinach, z dokładnością do 1 godziny.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urzedu Regulacji Energetyki

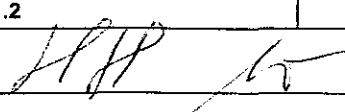
(2.3.) Nie mogą różnić się w wartościach względnych od standardowych wartości tych czasów, określonych w odpowiednich umowach dwustronnych, o więcej niż ustalony przez OSP współczynnik w , o którym mowa w pkt 3.1.8.3. (5).

dr Leszek Juchniewicz

- (3) Współczynniki mocy w kolejnych punktach charakterystyk rozruchowych (PRG1, PRC1, PRZ1, PRG2, PRC2, PRZ2, PRG3, PRC3, PRZ3) są wyznaczane jako stosunek mocy obciążenia brutto jednostki wytwórczej podczas kolejnych etapów uruchamiania do mocy minimum technicznego brutto po zakończeniu rozruchu ($P_{\text{MIN_TECH}}$).
- (4) Poszczególne czasy od synchronizacji do osiągnięcia pełnego zakresu regulacyjności (TRG1, TRC1, TRZ1, TRG2, TRC2, TRZ2, TRG3, TRC3, TRZ3, TRG4, TRC4, TRZ4, TRGMIN, TRCMIN, TRZMIN) muszą:
- (4.1.) Być nieujemne.
- (4.2.) Być podawane w minutach, z dokładnością do 1 minuty.
- (4.3.) Być podawane dla standardowych wartości współczynników mocy w kolejnych punktach charakterystyk uruchamiania, odpowiednio:
- (4.3.1.) TRG1, TRC1, TRZ1 dla PRG1 = PRC1 = PRZ1 = 0,25.
- (4.3.2.) TRG2, TRC2, TRZ2 dla PRG2 = PRC2 = PRZ2 = 0,50.
- (4.3.3.) TRG3, TRC3, TRZ3 dla PRG3 = PRC3 = PRZ3 = 0,75.
- (4.4.) Nie mogą różnić się w wartościach względnych od standardowych wartości tych współczynników, określonych w odpowiednich umowach dwustronnych zawartych pomiędzy OSP i URB, o więcej niż ustalony przez OSP współczynnik w , o którym mowa w pkt 3.1.8.3. (5).
- (5) Współczynnik w ma wartość 50%.

3.1.9. Weryfikacja Ofert Bilansujących – części technicznej

- 3.1.9.1. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części technicznej.
- 3.1.9.2. Weryfikacja polega na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem:
- (1) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłowej Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej.
 - (2) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłowej Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania daną Jednostką Grafikową Wytwórczą aktywną.
 - (3) Spełnienia zapisów wymienionych w pkt 3.1.8.3.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- 3.1.9.3. W przypadku, gdy Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej – nie spełnia warunków wymienionych w pkt 3.1.9.2., jako obowiązujące w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostaje przyjęte ostatnie poprawne zgłoszenie, przysłane dla danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej.

3.2. Procedura zgłaszania danych wymiany międzysystemowej

3.2.1. Ogólne zasady

- 3.2.1.1. Dokument ZGWM, składany dla danej doby handlowej przez określonego UWM, musi zawierać wszystkie zgłoszenia GWM_Z dla wszystkich USE_{WM} tego UWM, które mają być realizowane w tej dobie handlowej, z uwzględnieniem następujących zasad:

- (1) Doba handlowa, będąca zarazem dobą rozliczeniową, trwa 24 godziny.
- (2) Pierwsza godzina doby, której dotyczy zgłoszenie rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do godziny 1.00 włącznie.
- (3) Ostatnia, 24 godzina doby, której dotyczy zgłoszenie rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do godziny 24.00 włącznie.
- (4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy 25 godzin.

- 3.2.1.2. Złożenie przez UWM dokumentu ZGWM, zawierającego zgłoszenia GWM_Z dla USE_{WM} , jest złożeniem zobowiązania przez tego UWM do realizacji wymiany międzysystemowej, w zakresie, przedziale czasowym i na połączeniu międzysystemowym określonych w tym zgłoszeniu i wynikających z zawartych USE_{WM} .

- 3.2.1.3. Podstawowym okresem dla zgłoszeń GWM_Z jest jedna godzina. GWM_Z zawiera dane handlowe USE_{WM} dla każdej godziny.

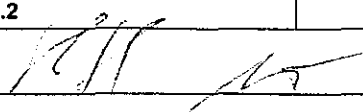
- 3.2.1.4. Operator Systemu Przesyłowego informuje o przyjęciu lub odrzuceniu ZGWM poprzez wysłanie odpowiedzi w formie następujących dokumentów:

- (1) Dokument Przyjęcia do Uzgodnienia ZGWM (PGWM).
- (2) Dokument Nieprzyjęcia do Uzgodnienia ZGWM (OGWM).

- 3.2.1.5. Wymiana danych pomiędzy OR i OSP następuje w formie dokumentów elektronicznych, o których mowa w pkt 6.

3.2.2. Tryb i harmonogram dokonywania Zgłoszeń Danych Wymiany Międzysystemowej

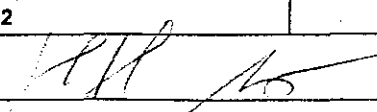
- 3.2.2.1. Dla każdej doby handlowej n tygodnia t OSP przyjmuje ZGWM w trybie tygodniowym, dobowym i dodatkowym. Tydzień t rozpoczyna się w sobotę o godzinie 00.00, a kończy się w piątek o godz. 24.00.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- 3.2.2.2. Tryb tygodniowy przekazywania ZGWM dla doby handlowej n w tygodniu t rozpoczyna się o godzinie 00.00 w piątek tygodnia $t-2$ i trwa do godziny 12.00 w czwartek tygodnia $t-1$. Wielkość zgłoszonych w trybie tygodniowym do wykorzystania posiadanych łącznie przez zarejestrowaną w Rejestrze parę UWM oraz WPH rezerwacji ZPW może wynikać jedynie z rezerwacji ZPW uzyskanych w Przetargu rocznym, miesięcznym, cesji ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych wymiany międzysystemowej. ZGWM przekazywane w trybie tygodniowym są weryfikowane przez OSP tylko pod względem formalnym.
- 3.2.2.3. Tryb dobowy przekazywania ZGWM dla doby handlowej n rozpoczyna się o godzinie 14.00 doby $n-2$ i trwa do godziny 7.45 doby $n-1$. W trybie dobowym OSP przyjmuje ZGWM w celu realizacji USE_{WM} i wyznaczenia wielkości Dotychczas Przydzielonych Zdolności Przesyłowych na przekrojach handlowych tworzących dany przekrój techniczny (AAC). Wielkość zgłoszonych w trybie dobowym do wykorzystania posiadanych łącznie przez zarejestrowaną w Rejestrze parę UWM oraz WPH rezerwacji ZPW może wynikać jedynie z rezerwacji ZPW uzyskanych w przetargu rocznym, miesięcznym, cesji ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych Wymiany Międzysystemowej. Przekazywane w trybie dobowym ZGWM są aktualizacją ZGWM przekazanych w trybie tygodniowym.
- 3.2.2.4. Tryb dodatkowy przekazywania ZGWM dla doby handlowej n rozpoczyna się o godzinie 10.00 i trwa do godziny 12.00 doby $n-1$. W trybie dodatkowym OSP przyjmuje ZGWM w celu realizacji USE_{WM} . Wynikające z przetargu dobowego i przekazywane w trybie dodatkowym ZGWM zawierają aktualizację grafików uzgodnionych w trybie dobowym lub nowe grafiki dla danego przekroju handlowego. Aktualizacja lub nowy grafik wynikają z rezerwacji ZPW uzyskanych w Przetargu dobowym łącznie przez zarejestrowaną w Rejestrze parę UWM oraz WPH.
- 3.2.2.5. W procesie przekazywania ZGWM przyjmuje się do weryfikacji ostatnią wersję ZGWM przekazaną do OSP w trybie dobowym oraz ostatnią wersję ZGWM przekazaną do OSP w trybie dodatkowym. Jeżeli w trybie dobowym ZGWM nie zostały przekazane do OSP, to przyjmuje się do weryfikacji ostatnią wersję ZGWM przyjętą przez OSP w trybie tygodniowym.
- 3.2.2.6. Przekazywane w trybie dodatkowym ZGWM o kierunku eksport, będące aktualizacją ZGWM przekazanych w trybie dobowym lub tygodniowym, pod względem wolumenu nie mogą być mniejsze od ZGWM przekazanych w trybie dobowym lub, jeżeli w trybie dobowym ZGWM nie zostały przekazane do OSP, to w trybie tygodniowym.
- 3.2.2.7. Harmonogram przekazywania ZGWM w trybie tygodniowym przedstawiono w Tabeli 3.3. Harmonogram przekazywania ZGWM w trybie dobowym przedstawiono w Tabeli 3.4. Harmonogram przekazywania ZGWM w trybie dodatkowym przedstawiono w Tabeli 3.5.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

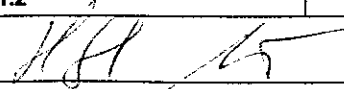
PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- 3.2.2.8. W celu realizacji wymiany międzysystemowej, niezależnie od przekazania ZGWM, UWM działający jako URB obowiązany jest zgłosić na RB, dla specjalnie przydzielonej w tym celu Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej JG_{WMMU}, Umowy Sprzedaży Energii odpowiadające USE_{WMM}.
- 3.2.2.9. W przypadku odwołania przetargu dobowego OSP wstrzymuje przyjmowanie grafików w trybie dodatkowym.

dr Leszek Juchniewicz

Tabela 3.3. Harmonogram przekazywania ZGWM w trybie tygodniowym.

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
Tydzień t-2, piątek, godzina 00.00.		Rozpoczęcie trybu tygodniowego przyjmowania ZGWM dla doby n w tygodniu t.
Tydzień t-2, piątek, godzina 00.00 do tydzień t-1, czwartek, godzina 12.00.	Przekazywanie ZGWM. Przyjmowanie dokumentów OGWM, przekazywanie poprawionych ZGWM.	Przyjmowanie ZGWM zawierających wartości wynikające jedynie z rezerwacji ZPW uzyskanych w przetargu rocznym, miesięcznym, cesji ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych wymiany międzysystemowej. Weryfikacja pod względem formalnym, w przypadku negatywnych wyników weryfikacji wysyłanie dokumentów OGWM.
Tydzień t-1, Czwartek, godzina 12.00.		Zakończenie trybu tygodniowego przyjmowania ZGWM na dobę n w tygodniu t.

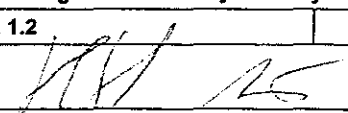
IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

Urząd Regulacji Energetyki

Tabela 3.4. Harmonogram przekazywania ZGWM w trybie dobowym.

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
Doba $n-2$ godzina 14.00.		Rozpoczęcie trybu dobowego przyjmowania ZGWM na dobę n . Przeniesienie do trybu dobowego dokumentów ZGWM zgłoszonych w trybie tygodniowym.
Doba $n-2$, od godziny 14.00 do doba $n-1$ do godziny 07.45.	Przekazywanie ZGWM. Przyjmowanie dokumentów OGWM i PGWM, przekazywanie poprawionych ZGWM.	Przyjmowanie ZGWM zawierających wartości wynikające z rezerwacji ZPW uzyskanych w przetargu rocznym, miesięcznym, cesji ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych wymiany międzysystemowej. Weryfikacja pod względem formalnym i przekroczeń łącznie zarezerwowanych wielkości ZPW na rzecz zarejestrowanej w Rejestrze pary UWM oraz WPH, wysyłanie w odpowiedzi na przesłane ZGWM dokumentów PGWM lub w przypadku negatywnych wyników weryfikacji wysyłanie dokumentów OGWM.
Doba $n-1$, godzina 07.45.		Zakończenie trybu dobowego przyjmowania ZGWM na dobę n w tygodniu t .
Doba $n-1$, od godziny 07.45 do godziny 09.00.	Przyjmowanie dokumentów wstępnie uzgodnionych UGWM.	Weryfikacja ZGWM pod względem Zabezpieczeń. Po pozytywnej weryfikacji zabezpieczeń i uzgodnieniu planów Wymiany Międzysystemowej pomiędzy sąsiednimi OSP wysyłanie wstępnie uzgodnionych UGWM w zakresie wartości wynikających z rezerwacji ZPW uzyskanych w Przetargu rocznym, miesięcznym, cesji ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych wymiany międzysystemowej.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZEZES
Urzędu Regulacji Energetyki

Tabela 3.5. Harmonogram przekazywania ZGWM w trybie dodatkowym.

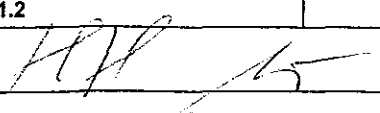
Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
Doba $n-1$ godzina 10.00.		Rozpoczęcie trybu dodatkowego przyjmowania ZGWM na dobę n .
Doba $n-1$, od godziny 10.00 do godziny 12.00.	Przekazywanie ZGWM. Przyjmowanie dokumentów OGWM i PGWM, przekazywanie poprawionych ZGWM.	Przyjmowanie zaktualizowanych ZGWM zawierających wartości wynikające z rezerwacji ZPW uzyskanych w przetargu rocznym, miesięcznym, dobowym, cesji ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych wymiany międzysystemowej. Weryfikacja pod względem formalnym i przekroczeń łącznie zarezerwowanych wielkości ZPW na rzecz zarejestrowanej w Rejestrze pary UWM oraz WPH, wysyłanie w odpowiedzi na przesłane ZGWM dokumentów PGWM lub w przypadku negatywnych wyników weryfikacji wysyłanie dokumentów OGWM. Weryfikacja jest prowadzona od godziny 10.00 doby $n-1$ do godziny 12.00 doby $n-1$ – jednak nie wcześniej niż po otrzymaniu danych z Biura Przetargów wynikających z przetargu dobowego.
Doba $n-1$, godzina 12.00.		Zakończenie trybu dodatkowego przyjmowania ZGWM na dobę n .
Doba $n-1$, od godziny 12.00 do godziny 15.00.		Weryfikacja ZGWM pod względem wymaganych Zabezpieczeń.
Doba $n-1$, od godziny 12.00 do godziny 24.00.		Uzgodnienia z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych.
	Przyjmowanie dokumentów UGWM.	Po pozytywnej weryfikacji zabezpieczeń i uzgodnieniu planów Wymiany Międzysystemowej pomiędzy sąsiednimi OSP wysyłanie uzgodnionych UGWM w zakresie wartości wynikających z rezerwacji ZPW uzyskanych w Przetargu rocznym, miesięcznym, dobowym, cesji ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych wymiany międzysystemowej.

3.2.3. Dokument Zgłoszenia Grafików Wymiany Międzysystemowej

3.2.3.1. Dokument ZGWM zawiera dane dotyczące każdej USE_{WM} zgłaszanej przez danego UWM do realizacji w okresie, którego ten dokument dotyczy, w formie odrębnych GWM_Z dla każdej zgłaszanej USE_{WM} , niezależnie dla kierunku eksport i kierunku import.

3.2.3.2. Każdy GWM_Z przekazany w dokumencie ZGWM musi zawierać:

- (1) Dane identyfikacyjne UWM będącego stroną USE_{WM} .

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urząd Regulacji Energetyki

- (2) Dane identyfikacyjne WPH danego UWM dla USE_{WM}.
- (3) Dane identyfikacyjne operatorów sąsiednich systemów przesyłowych, którzy realizują USE_{WM} po drugiej stronie granicy.
- (4) Godzinowe ilości energii objętej Wymianą Międzysystemową na danym przekroju handlowym, wynikające z USE_{WM}, z uwzględnieniem kierunku import lub kierunku eksport niezależnie, podawane w MWh, z dokładnością do 1 MWh.

3.2.3.3. W przypadku, gdy UWM zgłasza do realizacji w tym samym okresie więcej niż jedną USE_{WM} z tym samym WPH, w ramach dokumentu ZGWM zgłasza GWM_Z, w którym godzinowe ilości energii objętej Wymianą Międzysystemową, są sumą ilości energii wynikających z USE_{WM} z tym WPH, odrębnie dla kierunku import i kierunku eksport oraz oddzielnie dla każdego z operatorów sąsiednich systemów przesyłowych, którzy realizują zgłaszaną USE_{WM} po drugiej stronie granicy.

3.2.4. Weryfikacja Zgłoszonych Grafików Wymiany Międzysystemowej

3.2.4.1. Zgłoszone przez Uczestników Wymiany Międzysystemowej GWM_Z podlegają weryfikacji przez OSP, w wyniku której dla każdego GWM_Z ustalane są odpowiadające im GWM_W.

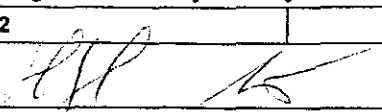
3.2.4.2. W ramach weryfikacji GWM_Z są sprawdzane następujące wymagania:

- (1) Czy zgłaszający je UWM spełnia dla każdej pary UWM oraz WPH:
 - (1.1.) Istnieje w Rejestrze zarejestrowane zgłoszenie partnerstwa UWM oraz WPH na danym przekroju handlowym i dla danego okresu.
 - (1.2.) Dla każdej godziny, odrębnie dla kierunku import i kierunku eksport, zarejestrowana w Rejestrze para UWM oraz WPH posiada łącznie rezerwację takich wielkości ZPW, które pozwalają na fizyczną realizację ich wszystkich USE_{WM}, zgłoszonych dla danego kierunku w formie GWM_Z dla danej doby handlowej.
- (2) Czy zgłaszający je UWM, będący URB, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.2.9., posiada Zabezpieczenie wymagane do realizacji zgłoszonych USE_{WM}, wyznaczone zgodnie z postanowieniami pkt 2.2.1.2.

3.2.4.3. Jeżeli zgłoszenie GWM_Z danego UWM spełnia wszystkie wymagania określone w pkt 3.2.4.2., to godzinowe wielkości energii w GWM_W są przyjmowane na takim samym poziomie jak zostały określone w GWM_Z tego UWM.

3.2.4.4. Jeżeli zgłoszenie GWM_Z danego UWM nie spełnia któregokolwiek z wymagań określonych w pkt 3.2.4.2., to godzinowe wielkości energii w GWM_W, odpowiadającemu GWM_Z tego UWM, są równe zero.

3.2.4.5. W ramach weryfikacji, o której mowa w pkt 3.2.4.2. (2) w trybie dobowym kontrola dotyczy wymiany międzysystemowej o kierunku eksport (energii dostarczanej z KSE do systemów zagranicznych) zgłaszanej w formie GWM_Z jako wykorzystanie rezerwacji zdolności przesyłowych przyznanych w ramach Przetargu rocznego, miesięcznego, cesji ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych wymiany międzysystemowej. W ramach tego etapu

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

GWM_Z danego UWM są weryfikowane według następującej reguły:

- (1) Wszystkie GWM_Z o kierunku eksport danego UWM w danej dobie są przyjmowane do uzgodnień z operatorami systemów zagranicznych, jeżeli suma energii z godzin, dla których w ramach GWM_Z tego UWM zgłoszono eksport energii z KSE, jest nie większa niż ilość energii objętej zabezpieczeniem dla tego UWM. Oznacza to, że w danej dobie i dla danego UWM jego GWM_Z o kierunku eksport, oparte na przetargach rocznych, miesięcznych, cesjach ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych wymiany międzysystemowej, są przyjmowane, jeżeli jest spełniony warunek:

$$\sum_{h \in H} |E_WM_RM_h^{EXz}| \leq \Delta EWM^{ZAB}$$

gdzie:

ΔEWM^{ZAB} – Ilość energii objętej Zabezpieczeniem w ramach wymiany międzysystemowej wyznaczona na podstawie dostępnej wielkości zabezpieczenia dla danego URB dla doby n oraz ceny odniesienia wyznaczonej dla okresu obejmującego dobę n .

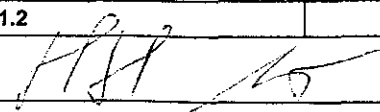
$E_WM_RM_h^{EXz}$ – Suma ilości energii z GWM_Z o kierunku eksport, opartych na przetargach rocznych, miesięcznych, cesjach ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych wymiany międzysystemowej, zgłoszonych przez UWM w godzinie h .

H – Zbiór godzin w dobie.

- (2) W przeciwnym przypadku wszystkie GWM_Z o kierunku eksport danego UWM w danej dobie zgłoszone na podstawie wyników przetargów rocznych, miesięcznych, cesjach ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych wymiany międzysystemowej na zdolności przesyłowe są odrzucane.
- (3) Kontrola według zasad jak wyżej jest prowadzona w ramach weryfikacji ostatecznej GWM_Z – od godziny 7.45 doby $n-1$ do godziny 9.00 doby $n-1$.
- (4) W ramach weryfikacji wstępnej – od godziny 14.00 doby $n-2$ do godziny 7.45. doby $n-1$ – nie jest prowadzona weryfikacja GWM_Z pod kątem Zabezpieczeń.

3.2.4.6. W ramach weryfikacji, o której mowa w pkt 3.2.4.2. (2) w trybie dodatkowym kontrola dotyczy wymiany międzysystemowej o kierunku eksport (energii dostarczanej z KSE do systemów zagranicznych) zgłaszanej w formie GWM_Z jako wykorzystanie zdolności przesyłowych pozyskanych w ramach przetargów dobowych. W ramach tego etapu zgłaszane GWM_Z danego UWM są weryfikowane według następującej reguły:

- (1) Wszystkie zgłoszone jako wynik przetargu dobowego GWM_Z o kierunku eksport danego UWM w danej dobie są przyjmowane do uzgodnień z operatorami systemów zagranicznych, jeżeli dla tej doby suma energii, jaką URB musiałaby kupić na Rynku Bilansującym, wynikająca ze zgłoszonych na podstawie Przetargów dobowych GWM_Z o kierunku eksport, USE przyjętych do realizacji na Rynku Bilansującym oraz uzgodnionych wielkości eksportu lub importu w ramach

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

~~PRZES~~
Urzedu Regulacji Energetyki

wymiany międzysystemowej realizowanej na podstawie przetargów rocznych, miesięcznych, cesjach ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych wymiany międzysystemowej, jest nie większa niż ilość energii objętej zabezpieczeniem dla tego UWM. Oznacza to, że w danej dobie i dla danego UWM jego GWM_Z o kierunku eksport, oparte na przetargach dobowych, są przyjmowane, jeżeli jest spełniony warunek:

$$\sum_{h \in H} \max \{0, |E_{WM_D_h^{EXz}}| + |E_{RB_h^{IMP}}| - |E_{RB_h^{EXP}}| - |E_{WM_RM_h^{IMu}}| + |E_{WM_RM_h^{EXu}}|\} \leq \Delta EWM^{ZAB}$$

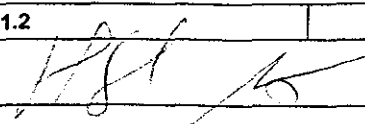
gdzie:

- $E_{WM_D_h^{EXz}}$ – Suma ilości energii z GWM_Z o kierunku eksport, opartych na Przetargach dobowych, zgłoszona przez UWM w godzinie h .
- $E_{WM_RM_h^{EXu}}$ – Sumy ilości energii z GWM_Z o kierunku eksport oraz o kierunku import uzgodnione dla danego UWM w procesie zgłoszeń grafików opartych na Przetargach rocznych, miesięcznych, cesjach ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych wymiany międzysystemowej (w tym po weryfikacji w ramach Etapu 1) w godzinie h .
- $E_{WM_RM_h^{IMu}}$ – Sumy ilości energii z GWM_Z o kierunku import uzgodnione dla danego UWM w procesie zgłoszeń grafików opartych na Przetargach rocznych, miesięcznych, cesjach ZPW oraz na podstawie historycznych kontraktów długoterminowych wymiany międzysystemowej (w tym po weryfikacji w ramach Etapu 1) w godzinie h .
- $E_{RB_h^{EXP}}$ – Sumy ilości energii z USE o kierunku eksport oraz o kierunku import przyjęte dla danego URB do realizacji na RB (w tym po weryfikacji w ramach Etapu 2) w godzinie h .
- $E_{RB_h^{IMP}}$ – Sumy ilości energii z USE o kierunku eksport oraz o kierunku import przyjęte dla danego URB do realizacji na RB (w tym po weryfikacji w ramach Etapu 2) w godzinie h .
- H – Zbiór godzin w dobie.

- (2) W przeciwnym przypadku wszystkie GWM_Z o kierunku eksport danego UWM w danej dobie zgłoszone na podstawie wyników przetargów dobowych na rezerwacje zdolności przesyłowych w trybie dodatkowym są odrzucane. Przyjęte do realizacji będzie tylko ostatnie wstępnie uzgodnione ZGWM z trybu dobowego.
- (3) Kontrola według zasad jak wyżej jest prowadzona w ramach weryfikacji ostatecznej GWM_Z – od godziny 12.00 doby $n-1$ do godziny 15.00 doby $n-1$.
- (4) W ramach weryfikacji wstępnej – od godziny 10.00 doby $n-1$ do godziny 12.00 doby $n-1$ – nie jest prowadzona weryfikacja GWM_Z pod kątem Zabezpieczeń.

3.2.5. Uzgadnianie Zweryfikowanych Grafików Wymiany Międzysystemowej z operatorami sąsiednich systemów przesyłowych

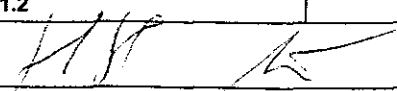
- 3.2.5.1. W dobie $n-1$, po zakończeniu przez OSP przyjmowania ZGWM i weryfikacji GWM_Z, OSP uzgadnia poszczególne GWM_w z operatorami sąsiednich systemów przesyłowych dla każdej godziny doby handlowej.
- 3.2.5.2. W wyniku uzgodnień z operatorami sąsiednich systemów przesyłowych OSP w danej dobie handlowej dla każdego GWM_w ustala odpowiadające im GWM_u.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

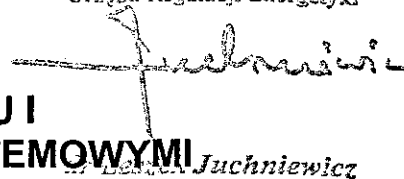
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- 3.2.5.3. W przypadku stwierdzenia braku rozbieżności pomiędzy GWM_w a grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora sąsiedniego systemu przesyłowego, OSP tworzy GWM_u, przyjmując w nich jako uzgodnione godzinowe ilości energii równe ilościom energii z GWM_w.
- 3.2.5.4. W przypadku stwierdzenia rozbieżności pomiędzy GWM_w a grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora sąsiedniego systemu przesyłowego, OSP podejmuje działania w celu wyjaśnienia różnic. Przy braku możliwości wyjaśnienia powstałych rozbieżności OSP tworzy GWM_u, przyjmując w nich jako uzgodnione godzinowe ilości energii równe niższym ilościom energii: z GWM_w i z grafików wymiany międzysystemowej zgłoszonych przez operatora sąsiedniego systemu przesyłowego.
- 3.2.5.5. W przypadku braku możliwości uzgodnienia przez OSP GWM_w, przyjmuje się, że godzinowe wielkości energii w odpowiadających im GWM_u są równe zero.
- 3.2.5.6. Uzgodniony Grafiki Wymiany Międzysystemowej (GWM_u) określa fizyczne wielkości dostaw energii realizowanych przez zarejestrowaną w Rejestrze parę UWM oraz WPH w ramach USE_{wm}.
- 3.2.5.7. Informacje o GWM_u, są przesyłane poszczególnym UWM w trybie dobowym w postaci wstępnie uzgodnionego dokumentu UGWM oraz w trybie dodatkowym w postaci dokumentu UGWM ostatecznie uzgodnionego, w formie dokumentów elektronicznych, o których mowa w pkt 6.
- 3.2.5.8. Operator Systemu Przesyłowego wykorzystuje listy podmiotów uprawnionych do uczestnictwa w wymianie międzysystemowej po drugiej stronie granicy otrzymane od Biura Przetargów.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki


4. PROCEDURY BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

4.1. Procedura planowania dobowego

4.1.1. Zasady ogólne planowania koordynacyjnego

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

4.1.1.2. Plany koordynacyjne są opracowywane w formie:

- (1) Planów rocznych (PKR).
- (2) Planów miesięcznych (PKM).
- (3) Planów wstępnych dobowych (WPKD).
- (4) Planów dobowych (PKD).
- (5) Bieżących planów dobowych (BPKD).
- (6) Bilansów techniczno-handlowych dobowych (BTHD).

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

4.1.1.4. Plan BTHD jest planem technicznym o charakterze informacyjnym.

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

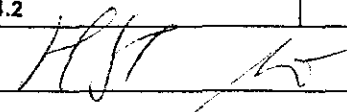
4.1.2. Procedura przygotowywania Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego (BTHD)

4.1.2.1. Bilans Techniczno-Handlowy Dobowy sporządzany jest przez OSP w sposób kroczący, codziennie, na okres 7 dni obejmujący doby od $n+1$ do $n+7$.

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

4.1.2.3. Plan BTHD jest przygotowywany w następującym trybie:

- (1) Częstość sporządzania: raz na dobę
- (2) Okres planowania: od godziny 0.00 doby $n+1$ do godziny 24.00 doby $n+7$
- (3) Termin sporządzania: codziennie na dobę $n+7$ oraz aktualizacja na dobę poprzednie

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (4) Okres dyskretyzacji danych: podstawowy okres handlowy (poszczególne godziny doby)
- (5) Częstość aktualizacji: Codziennie
- (6) Udostępnianie: jednorazowo do godziny 16.00

dr Leszek Juchniewicz

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

- (1) Zapotrzebowanie KSE do pokrycia przez elektrownie krajowe.
- (2) Sumę zdolności wytwórczych JWCD.
- (3) Sumę zdolności wytwórczych nJWCD.
- (4) Sumaryczną generację zdeterminowaną JWCD.
- (5) Sumaryczną generację zdeterminowaną nJWCD.
- (6) Wymaganą rezerwę mocy ponad zapotrzebowanie.
- (7) Wymaganą rezerwę mocy poniżej zapotrzebowania.
- (8) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy/liczbie jednostek i maksymalnej dopuszczalnej mocy/liczbie jednostek w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.

4.1.3. Procedura przygotowywania Wstępnego Planu Koordynacyjnego Dobowego (WPKD)

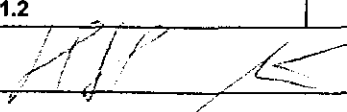
4.1.3.1. Zasady ogólne tworzenia planu WPKD

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

4.1.3.1.2. Plan WPKD jest przygotowywany w następującym trybie:

- (1) Częstość sporządzania: raz na dobę
- (2) Okres planowania: od godziny 0.00 do godziny 24.00 doby n
- (3) Termin sporządzania: do godziny 16.00 doby $n-2$
- (4) Okres dyskretyzacji danych: podstawowy okres handlowy (poszczególne godziny doby)
- (5) Częstość aktualizacji: nie aktualizowany
- (6) Udostępnianie: jednorazowo w dobie $n-2$ do godziny 16.00

4.1.3.1.3. Szczegółowy harmonogram tworzenia planu WPKD przedstawia Tabela 4.1.

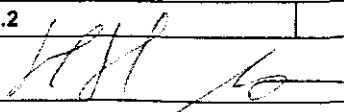
IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

~~PREZES~~
Urzedu Regulacji Energetyki

Tabela 4.1. Harmonogram przygotowywania planu WPKD.

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

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZEDS
Urzędu Regulacji Energetyki



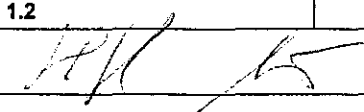
4.1.3.2. Dane wejściowe planu WPKD

4.1.3.2.1. Podstawowymi danymi wejściowymi do tworzenia planu WPKD są:

- (1) Prognozowane zapotrzebowanie na moc w KSE w wielkościach brutto.
- (2) Planowane krajowe saldo wymiany międzysystemowej.
 - (2.1.) W pracy równoległej.
 - (2.2.) W pracy nierównoległej:
 - (2.2.1.) W sieci przesyłowej.
 - (2.2.2.) W sieci 110 kV.
- (3) Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych w KSE:
 - (3.1.) Moc dyspozycyjna wszystkich JWCD.
 - (3.2.) Moc dyspozycyjna elektrowni nie posiadających JWCD:
 - (3.2.1.) Moc dyspozycyjna elektrowni nie będących w operatywnym sterowaniu OSP o dużym znaczeniu ruchowym dla OSP.
 - (3.2.2.) Planowana suma mocy dyspozycyjnych małych elektrowni ciepłych.
 - (3.2.3.) Planowana suma mocy dyspozycyjnych małych elektrowni wodnych.
 - (3.2.4.) Planowana suma mocy dyspozycyjnych elektrowni przemysłowych.
- (4) Harmonogram remontów planowych JWCD.
- (5) Planowana produkcja zdeterminowana i wymuszona JWCD.
- (6) Planowana produkcja zdeterminowana i wymuszona nJWCD.
- (7) Planowana praca elektrowni szczytowo pompowych w zakresie generacji i pompowania.
- (8) Dane o dostępności sieci przesyłowej:
 - (8.1.) Plan wyłączeń elementów sieci przesyłowej powodujących ograniczenia sieciowe.
 - (8.2.) Plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej koordynowanej przez OSP.
 - (8.3.) Minimalne wymagane i maksymalne dopuszczalne możliwości generacji w poszczególnych węzłach wytwórczych.
- (9) Plany wykorzystania usług systemowych:
 - (9.1.) Wykaz jednostek wytwórczych ze sprawnymi układami regulacji.
 - (9.2.) Zapotrzebowanie na rezerwy mocy.

4.1.3.3. Dane wyjściowe planu WPKD

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

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

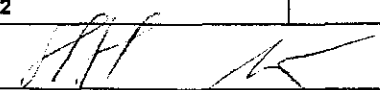
PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1) Dane bilansowe (mocowe) dla każdej z 24 godzin doby n w wartościach średnich godzinowych brutto:
- (1.1.) Zapotrzebowanie do pokrycia przez elektrownie krajowe.
 - (1.2.) Suma zdolności wytwórczych JWCD.
 - (1.3.) Suma zdolności wytwórczych nJWCD.
 - (1.4.) Sumaryczna generacja zdeterminowana JWCD.
 - (1.5.) Sumaryczna generacja zdeterminowana nJWCD.
 - (1.6.) Wymagana rezerwa mocy ponad zapotrzebowanie.
 - (1.7.) Wymagana rezerwa mocy poniżej zapotrzebowania.
- (2) Ograniczenia sieciowe jako dane o minimalnej wymaganej mocy/liczbie jednostek i maksymalnej dopuszczalnej mocy/liczbie jednostek w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.
- (3) Plan wykorzystania regulacji w poszczególnych jednostkach wytwórczych jako dane udostępniane poszczególnym elektrowniom.

dr Leszek Juchniewicz

4.1.4. Procedura tworzenia Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD)**4.1.4.1. Zasady ogólne przygotowywania planu PKD**

- 4.1.4.1.1. Plan Koordynacyjny Dobowy jest sporządzany w okresie od godziny 12.00 do godziny 16.30 doby $n-1$.
- 4.1.4.1.2. Plan PKD jest przygotowywany w następującym trybie:
- (1) Częstość sporządzania: raz na dobę
 - (2) Okres planowania: od godziny 0.00 do godziny 24.00 doby handlowej n
 - (3) Termin sporządzania: do 16.30 doby $n-1$
 - (4) Okres dyskretyzacji danych: poszczególne godziny
 - (5) Częstość aktualizacji: nie aktualizowany
 - (6) Udostępnianie: jednorazowo w dobie $n-1$ do godziny 16.30
- 4.1.4.1.3. Plan PKD jest przygotowywany na podstawie zgłoszonych przez Uczestników Rynku Bilansującego Ofert Bilansujących z zastrzeżeniem pkt 3.1.7.3.1. (3).
- 4.1.4.1.4. Plan Koordynacyjny Dobowy jest tworzony przy pomocy Algorytmu Rozdziału Obciążeń (moduł LPD – *Linear Programming Dispatch*).
- 4.1.4.1.5. Algorytm Rozdziału Obciążeń zapewnia:
- (1) Dobór Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych w oparciu o zgłoszone dane handlowe i techniczne w Ofertach Bilansujących, przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

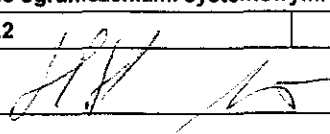
- (2) Równoprawność uczestników rynku i zgłoszonych do fizycznej realizacji Umów Sprzedaży Energii.

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

4.1.4.1.7. Szczegółowy harmonogram tworzenia planu PKD przedstawia Tabela 4.2.

Tabela 4.2. Harmonogram tworzenia planu PKD.

Termin	Opis działań
Działania inicjujące	
Doba $n-1$ 8.00 – 12.00	Aktualizacja danych ogólnych o źródłach wytwórczych dla doby n
	kompletowanie i modyfikacja danych stałych dla źródeł (jednostek) wytwórczych dla doby n
	aktualizacja atrybutów źródeł (jednostek) wytwórczych w zakresie grup generacji i zdeterminowania generacji dla poszczególnych źródeł (jednostek) wytwórczych
	uzgadnianie dyspozycyjności JWCD poprzez System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE) dla doby n
Zbieranie danych ofertowych	
Doba $n-1$ 8.00 – 12.00	Zbieranie danych handlowych i technicznych dla poszczególnych typów Jednostek Grafikowych dla doby n
	Zbieranie danych od OSD o produkcji planowanej jednostek wytwórczych nie będących JWCD dla doby n
Określanie Pozycji Kontraktowej Deklarowanej	
Doba $n-1$ 12.00 – 13.30	Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Deklarowanych i Zweryfikowanych oraz przyjętych ofert bilansujących dla jednostek wytwórczych dla każdego podstawowego okresu handlowego doby n na podstawie zgłoszonych danych handlowych
Tworzenie planu PKD	
Doba $n-1$ 12.00 – 13.30	Aktualizacja danych systemowych bilansu mocy Planu Koordynacyjnego Dobowego PKD dla doby n
	aktualizacja planowanego zapotrzebowania na moc w KSE
	aktualizacja planowanych wielkości niezbędnych rezerw mocy w KSE
	aktualizacja planowanego salda wymiany międzysystemowej
	Zbieranie danych o aktualnym stanie systemu elektroenergetycznego
	Aktualizacja planów pracy źródeł wytwórczych nieswobodnych
Opis działań	
Doba $n-1$ 12.00 – 13.30	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
	aktualizacja ograniczeń elektrowniowych poszczególnych JWCD w każdym podstawowym okresie handlowym doby n

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

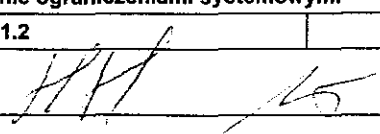
PRZES
Urząd Regulacji Energetyki

Termin	Opis działań
Doba $n-1$ 12.00 – 13.30	Tworzenie macierzy rozptyłów dla modułu LPD
	modyfikacja układu normalnego na każdy podstawowy okres handlowy doby n
	wyznaczanie macierzy rozptyłów W
Doba $n-1$ 13.30 – 15.30	Tworzenie i ocena planu pracy JWCD dla doby n
	tworzenie I wersji planu pracy JWCD – bez uwzględnienia ograniczeń systemowych
	ocena I wersji planu pracy JWCD
	PROCES ITERACYJNY (POCZĄTEK)
	tworzenie II wersji planu pracy JWCD – z uwzględnieniem ograniczeń systemowych występujących w dobie n
	weryfikacja II wersji planu pracy JWCD poprzez symulacje 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 JWCD z uwzględnieniem zmodyfikowanych ograniczeń systemowych dla doby n	
weryfikacja II wersji planu pracy JWCD poprzez symulacje rozptyłów mocy w programie PLANS	
ocena II wersji planu pracy JWCD	
PROCES ITERACYJNY (KONIEC)	
Doba $n-1$ 13.30 – 15.30	Tworzenie list kolejności obciążania i uruchamiania oraz odciążania i odstawiania JWCD dla każdej godziny doby n
Doba $n-1$ 15.30 – 16.30	Tworzenie Planu Koordynacyjnego Dobowego PKD dla doby n
Doba $n-1$ Do 16.30	Udostępnianie Planu Koordynacyjnego Dobowego PKD dla doby n

4.1.4.2. Dane wejściowe do planu PKD

4.1.4.2.1. Podstawowymi danymi wejściowymi do tworzenia planu PKD są:

- (1) Posiadane przez OSP aktualne dane w zakresie:
 - (1.1.) Dyspozycyjności, ubytków remontowych i eksploatacyjnych oraz możliwości regulacyjnych poszczególnych JWCD.
 - (1.2.) Prognozowanego zapotrzebowania na moc i energię elektrycznej w KSE.
 - (1.3.) Planu produkcji jednostek wytwórczych nJWCD.
 - (1.4.) Planu wymiany międzysystemowej.
 - (1.5.) Stanu krajowego systemu elektroenergetycznego w każdym podstawowym okresie handlowym doby $n-1$.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

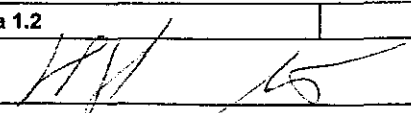
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (1.6.) Występujących w KSE ograniczeń systemowych.
- (2) Dane do tworzenia macierzy rozplywów 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 Umów Sprzedaży Energii.
- (4) Dane zgłaszane przez Operatorów Rynku w zgłoszeniach Ofert Bilansujących.

4.1.4.3. Zasada działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń (modułu LPD)

- 4.1.4.3.1. Algorytm Rozdziału Obciążeń, tworząc Plan Koordynacyjny Dobowy dokonuje:
- (1) Zwiększenia generacji ponad wynikającą z przyjętych do realizacji USE, kiedy suma energii z USE na dany podstawowy okres handlowy jest mniejsza od planowanego zapotrzebowania (niedokontraktowanie KSE).
 - (2) Redukcji generacji poniżej wynikającej z przyjętych do realizacji USE, kiedy suma energii z USE na dany podstawowy okres handlowy jest większa od planowanego zapotrzebowania (przekontraktowanie KSE).
 - (3) Doboru pasm przyrostowych i redukcyjnych w celu uwzględnienia występujących ograniczeń systemowych.
 - (4) Optymalizacji produkcji energii elektrycznej, w przypadku gdy ceny redukcyjne w Ofertach Bilansujących jednych JG_w są wyższe niż ceny przyrostowe w Ofertach Bilansujących innych JG_w .
- 4.1.4.3.2. Rodzaj dokonywanych czynności zależy od danych handlowych i technicznych w zgłoszonych Ofertach Bilansujących, zapotrzebowania na energię i występujących ograniczeń systemowych w każdym podstawowym okresie handlowym doby n .
- 4.1.4.3.3. Proces rozdziału obciążeń przez moduł LPD ma na celu przygotowanie Planu Koordynacyjnego Dobowego dla prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE.
- 4.1.4.3.4. Proces rozdziału obciążeń realizowany jest w następujących krokach:
- (1) Wczytanie danych wejściowych.
 - (2) Wyznaczenie wstępnego planu pracy bez uwzględnienia ograniczeń systemowych.
 - (3) Wyznaczenie planu pracy JWCD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

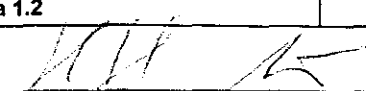
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

~~PREZES~~
Urzędu Regulacji Energetyki

- (4) Weryfikacja planu pracy JWCD poprzez symulacje rozptyłów mocy w programie PLANS lub PSLF.
- (5) Tworzenie zbiorów danych wyjściowych.
- 4.1.4.3.5. Po zakończeniu procesu rozdziału obciążeń tworzone są listy rankingowe uruchamiania i dociążania JWCD oraz odstawiania i odciążania JWCD. *dr Leszek Juchniewicz*
- 4.1.4.3.6. Listy rankingowe uruchamiania i dociążania JWCD oraz odstawiania i odciążania JWCD są tworzone na podstawie cen zgłoszonych w pasmach Ofert Bilansujących.
- 4.1.4.3.7. Listy rankingowe są tworzone poprzez wyznaczenie planu pracy jednostek wytwórczych dla dwóch poziomów zapotrzebowania:
- (1) Zwiększone zapotrzebowanie:

$$E_z(+\Delta) = E_z + \Delta E_z$$
 - (2) Zmniejszone zapotrzebowanie:

$$E_z(-\Delta) = E_z - \Delta E_z$$
- 4.1.4.3.8. Wielkości odchyień od prognozowanego zapotrzebowania są określane przez OSP na każdy podstawowy okres handlowy przygotowywanego Planu Koordynacyjnego Dobowego.
- 4.1.4.3.9. Dane wyjściowe Algorytmu Rozdziału Obciążeń zawierają:
- (1) Plan pracy JWCD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych.
 - (2) Plan pracy JWCD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych w rozbiciu na pasma Oferty Bilansującej.
 - (3) Plan pracy JWCD bez uwzględnienia ograniczeń systemowych (poza ograniczeniami wymienionymi w pkt 4.1.4.4.2.3.).
 - (4) Plan pracy JWCD bez uwzględnienia ograniczeń systemowych (poza ograniczeniami wymienionymi w pkt 4.1.4.4.2.3.) w rozbiciu na pasma Oferty Bilansującej.
 - (5) Listę odstawień JWCD w ramach planu PKD.
 - (6) Listę uruchomień JWCD w ramach planu PKD.
 - (7) Harmonogram pracy JWCD (graficzna prezentacja planu pracy JWCD).
 - (8) Listę rankingową dociążeń JWCD z rezerwy wirującej.
 - (9) Listę rankingową uruchomień JWCD i dociążeń ich pasm Oferty Bilansującej.
 - (10) Listę rankingową uruchomień JWCD.
 - (11) Listę rankingową odciążenia JWCD.
 - (12) Listę rankingową odstawień JWCD.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

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

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

4.1.4.4.1. Zasady ogólne

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

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

- (1) Ograniczenia elektrowniane – ograniczenia wynikające z wymagań ze strony jednostek wytwórczych bądź elektrowni zawężające swobodę zmian stanu jednostek wytwórczych i dotyczące zakresu parametrów, stanu lub konfiguracji pracy jednostek wytwórczych niezbędne dla zapewnienia odpowiednich poziomów jakości i niezawodności ich pracy.
- (2) Ograniczenia sieciowe – ograniczenia wynikające z wymagań w zakresie parametrów lub konfiguracji sieci elektroenergetycznej zawężające swobodę zmian stanu jednostek wytwórczych oraz wielkości przesyłu energii elektrycznej pomiędzy obszarami niezbędne dla zapewnienia odpowiednich poziomów jakości i niezawodności dostaw energii w poszczególnych węzłach systemu.
- (3) Ograniczenia wynikające z konieczności utrzymania wymaganych rezerw mocy w KSE – ograniczenia zawężające swobodę zmian stanu jednostek wytwórczych i niezbędne dla zapewnienia odpowiedniej wartości rezerwy wirującej, w postaci rezerwy mocy sekundowej i minutowej oraz godzinowej.

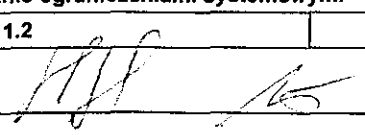
4.1.4.4.1.3. Ograniczenia systemowe są wprowadzane do systemu informatycznego OSP za pomocą Generatora Modeli Ograniczeń Systemowych (system GMOS) i uwzględniane na poszczególnych etapach tworzenia BTHD oraz planów WPKD i PKD.

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

4.1.4.4.2. Ograniczenia ze strony jednostek wytwórczych (ograniczenia elektrowniane)

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

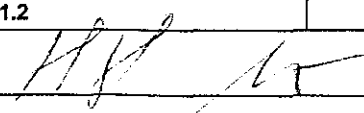
- (1) Parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych.
- (2) Przyczyny technologiczne w elektrowni.
- (3) Działanie siły wyższej.
- (4) Realizację polityki energetycznej państwa.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- 4.1.4.4.2.2. Informacje o rodzaju, parametrach i aktywności poszczególnych ograniczeń elektrownianych pochodzą od wytwórców, ze zgłoszeń danych technicznych w Ofercie Bilansującej, ze zgłoszeń poprzez system SOWE oraz z Umów przesyłowych.
- 4.1.4.4.2.3. Do ograniczeń spowodowanych przez parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych należą:
- (1) Minimum techniczne, moc osiągalna oraz wartości zmian bieżących punktów pracy (BPP).
 - (2) Współczynnik dociążania w zakresie $P^{\text{MIN}}-P^{\text{MAX}}$ wyrażony w MW/min.
 - (3) Współczynnik odciążania w zakresie $P^{\text{MIN}}-P^{\text{MAX}}$ wyrażony w MW/min.
 - (4) Parametry charakterystyk rozruchowych ze stanów: zimnego, ciepłego i gorącego.
- 4.1.4.4.2.4. Dane o ograniczeniach wynikających z parametrów technicznych poszczególnych jednostek wytwórczych pochodzą z Ofert Bilansujących – części technicznej JG oraz danych stałych zapisanych w bazie danych stałych KOE.
- 4.1.4.4.2.5. Ograniczenia elektrowniane, o których mowa w pkt 4.1.4.4.2.3. są uwzględniane przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) w procesie tworzenia planu PKD.
- 4.1.4.4.2.6. Koszty wynikające z uwzględnienia ograniczeń elektrownianych, o których mowa w pkt 4.1.4.4.2.3. są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej Taryfy OSP w ramach składnika jakościowego stawki systemowej.
- 4.1.4.4.2.7. Operator Systemu Przesyłowego na wniosek danego wytwórcy może zaakceptować dodatkowe ograniczenia elektrowniane wynikające z przyczyn technologicznych w elektrowni.
- 4.1.4.4.2.8. Do ograniczeń elektrownianych, o których mowa w pkt 4.1.4.4.2.7. należą:
- (1) Ograniczenia zgłaszane poprzez system SOWE:
 - (1.1.) Ograniczenie narzucające okres pracy ciągłej jednostki wytwórczej po zakończeniu remontu kapitalnego i średniego.
 - (1.2.) Ograniczenie narzucające usztywnioną pracę jednostki wytwórczej w związku z wykonywanymi pomiarami.
 - (2) Ograniczenia uzgadniane pomiędzy OSP i wytwórcami i zapisywane w załączniku do Umowy przesyłowej:
 - (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.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urzedu Regulacji Energetyki

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

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

4.1.4.4.2.10. Koszty wynikające z uwzględnienia ograniczeń elektrownianych, o których mowa w pkt 4.1.4.4.2.7. są rozliczane do dnia 31 grudnia 2007 roku według zasad określonych w pkt 5.3.1.3.7., tj. w zakresie nadwyżki energii wymaganej ze względu na ograniczenia elektrowniane ponad energię wymaganą ze względu na ograniczenia sieciowe, która nie jest pokryta przez swobodne zwiększenie generacji w ramach wykorzystanych ofert przyrostowych na wszystkich JG_{wa} wytwórcy. Po upływie tego terminu koszty wynikające z uwzględnienia ograniczeń elektrownianych, o których mowa w pkt 4.1.4.4.2.7. będą rozliczane w zakresie całej ilości energii wymaganej do spełnienia tych ograniczeń.

4.1.4.4.3. Ograniczenia ze strony sieci przesyłowej (ograniczenia sieciowe)

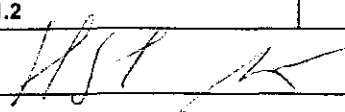
4.1.4.4.3.1. Do ograniczeń sieciowych zalicza się wszystkie ograniczenia w pracy jednostek wytwórczych wynikające z warunków pracy sieci zamkniętej.

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

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

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

- (1) Minimalna liczba pracujących jednostek wytwórczych w węźle.
- (2) Maksymalna liczba pracujących jednostek wytwórczych w węźle.
- (3) Minimalna moc generacji jednostek wytwórczych w węźle.
- (4) Maksymalna moc generacji jednostek wytwórczych w węźle.
- (5) Minimalna liczba jednostek wytwórczych i minimalna moc generacji w węźle.
- (6) Maksymalna liczba jednostek wytwórczych i maksymalna moc generacji w węźle.
- (7) Konieczność pracy jednostki wytwórczej w zadanym przedziale mocy.
- (8) Wymuszony postój jednostki wytwórczej ze względów sieciowych.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

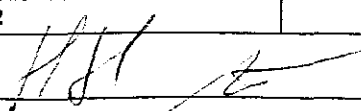
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- 4.1.4.4.3.5. Zidentyfikowane według zasad określonych w pkt 4.1.4.4.3.4. ograniczenia sieciowe są wprowadzane do systemu informatycznego OSP za pomocą Generатора Modeli Ograniczeń Systemowych (system GMOS) i uwzględniane przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) w procesie tworzenia planu PKD.
- 4.1.4.4.3.6. Wyróżnia się dwa tryby wprowadzania ograniczeń sieciowych w procesie planowania dobowego:
- (1) Normalny.
 - (2) Operatywny.
- 4.1.4.4.3.7. Podstawowym trybem wprowadzania ograniczeń sieciowych jest tryb normalny – wymagający wykonania przez OSP następujących operacji:
- (1) Przeprowadzenia analiz sprawdzających na modelu KSE.
 - (2) Zatwierdzenia ograniczenia zgodnie z wewnętrzną procedurą OSP.
 - (3) Wprowadzenia ograniczeń do systemu GMOS.
 - (4) Publikacji informacji o ograniczeniach sieciowych dla wszystkich uczestników rynku energii w ramach planów BTHD i WPKD.
- 4.1.4.4.3.8. Tryb operatywny wprowadzania ograniczeń sieciowych jest stosowany przez OSP w celu aktualizacji, w procesie tworzenia planów PKD i BPKD, ograniczeń sieciowych wprowadzonych w trybie normalnym.
- 4.1.4.4.3.9. W trybie operatywnym decyzje podejmowane są na podstawie:
- (1) Analiz sprawdzających wykonywanych w procesie tworzenia planu PKD z wykorzystaniem zaktualizowanego modelu KSE.
 - (2) Analiz niezawodności pracy KSE, wykonywanych w procesie bieżącego prowadzenia ruchu sieciowego z wykorzystaniem modelu KSE tworzonego w czasie rzeczywistym na bazie pomiarów telemetrycznych zbieranych przez system SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*).
- 4.1.4.4.3.10. Ograniczenia sieciowe wprowadzane w trybie operatywnym wymagają zatwierdzenia zgodnie z wewnętrzną procedurą OSP.
- 4.1.4.4.3.11. Identyfikacja ograniczeń sieciowych w ramach tworzenia planów BTHD i WPKD odbywa się według następującej procedury:

**PROCEDURA IDENTYFIKACJI OGRANICZEŃ SIECIOWYCH
W RAMACH TWORZENIA PLANÓW BTHD I WPKD**

- Termin realizacji procedury:** W dobie tworzenia dokumentu.
- Model wyjściowy KSE:** Model KSE w układzie normalnym dla danej pory roku.
- Modyfikacje modelu:** Planowane wyłączenia elementów sieciowych w ramach zaktualizowanego planu tygodniowego wyłączeń oraz zaktualizowany plan remontów JWCD w ramach planu remontów, prognoza zapotrzebowania KSE na planowaną dobę.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

Narzędzia analityczne PSLF (lub PLANS).
Wyniki: Plan ograniczeń sieciowych dla poszczególnych godzin planowanej doby.

dr Leszek Juchniewicz

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

**PROCEDURA IDENTYFIKACJI OGRANICZEŃ SIECIOWYCH
W RAMACH TWORZENIA PLANU PKD**

ETAP I

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

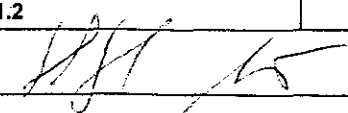
ETAP II

Termin realizacji: Do godziny 16.00 doby tworzenia dokumentu.
Model wyjściowy KSE: Model KSE wykorzystywany w Etapie I.
Modyfikacje modelu: Aktualizacja obciążenia jednostek wytwórczych na podstawie wyników modułu LPD.
Narzędzie analityczne PSLF (lub PLANS)
Wynik: Zaktualizowany plan ograniczeń sieciowych dla poszczególnych godzin planowanej doby wprowadzony do systemu GMOS.

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

**PROCEDURA IDENTYFIKACJI OGRANICZEŃ SIECIOWYCH
W RAMACH TWORZENIA PLANU BPKD**

Termin realizacji procedury: Od godziny 16.30 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.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

~~PREZES~~
Urzędu Regulacji Energetyki

Narzędzie analityczne: Programy rozpryływowe systemów wspomaganie dyspozytorskiego.

Wyniki: Propozycje zmian planu pracujących jednostek wytwórczych lub rozdziału obciążeń pomiędzy pracujące jednostki wytwórcze uwzględniające oferty bilansujące i ograniczenia elektrowni.

4.1.4.4.3.14. Koszty wynikające z uwzględnienia ograniczeń sieciowych są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej Taryfy OSP w ramach składnika jakościowego stawki systemowej.

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

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

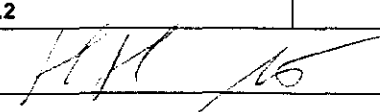
4.1.4.4.4.2. W zakresie procedur planowania dobowego warunki dotyczące utrzymania odpowiedniego poziomu rezerwy mocy przekładają się na:

- (1) Konieczność zapewnienia odpowiedniej wielkości rezerwy wirującej, w postaci rezerwy mocy sekundowej (regulacja pierwotna) i rezerwy mocy minutowej (regulacja wtórna) na jednostkach wytwórczych będących w ruchu.
- (2) Konieczność zapewnienia odpowiedniej wielkości rezerwy godzinowej i odtworzeniowej dla pokrycia ubytków w generacji lub zmiany zapotrzebowania.

4.1.4.4.4.3. Planowanie wykorzystania rezerw sekundowych i minutowych przez OSP odbywa się na etapie tworzenia planu WPKD, gdzie dla każdej godziny doby OSP określa dla każdej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej znacznik udziału w regulacji. Wytwórca, którego Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna została zaplanowana w WPKD do pracy w regulacji jest zobowiązany utrzymywać dyspozycyjność układów regulacji oraz odpowiednio uwzględnić wielkość rezerw (sekundowej i minutowej) aktywizowanych przez te rodzaje regulacji w ofercie bilansującej.

4.1.4.4.4.4. Wielkość wymaganej godzinowej rezerwy mocy elektrowni ciepłych w zakresie rezerwy wirującej, OSP określa w planie WPKD, a następnie w planie PKD, podając wielkości wymaganych rezerw ponad zapotrzebowanie i poniżej zapotrzebowania dla poszczególnych godzin doby.

4.1.4.4.4.5. Zaplanowane przez OSP wielkości wymaganych rezerw są uwzględniane przez Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) w procesie tworzenia planu PKD poprzez takie zaplanowanie punktów pracy poszczególnych JG_{wa}, aby zapewnić niezbędną wielkość rezerwy do regulacji zarówno przy wzroście zapotrzebowania ponad wartość planową, jak również przy spadku zapotrzebowania poniżej planowanego.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urząd Regulacji Energetyki

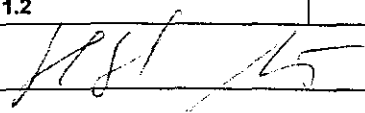
4.1.4.4.6. Koszty wynikające z utrzymania wymaganego poziomu rezerw mocy w KSE są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej Taryfy OSP w ramach składnika jakościowego stawki systemowej.

4.1.4.5. Dane wyjściowe Planu Koordynacyjnego Dobowego

dr Leszek Juchniewicz

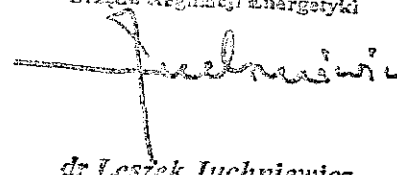
4.1.4.5.1. W Planie Koordynacyjnym Dobowym są zawarte następujące dane wyjściowe (w wartościach dla poszczególnych godzin):

- (1) Zapotrzebowanie na moc KSE.
- (2) Saldo wymiany międzysystemowej:
 - (2.1.) Saldo wymiany międzysystemowej równoległej.
 - (2.2.) Saldo wymiany międzysystemowej nierównoległej:
 - a) Saldo wymiany w sieci NN.
 - b) Saldo wymiany w sieci 110 kV.
- (3) Suma pompowania w Elektrowniach Szczytowo-Pompowych.
- (4) Bilans produkcji nJWCD.
- (5) Zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD.
- (6) Zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD ciepłe.
- (7) Rezerwa wirująca ponad zapotrzebowanie JWCD zaplanowanych do pracy.
- (8) Rezerwa wirująca poniżej zapotrzebowania JWCD zaplanowanych do pracy.
- (9) Suma zdolności wytwórczych JWCD.
- (10) Suma zdolności wytwórczych nJWCD.
- (11) Suma zdolności wytwórczych w KSE.
- (12) Maksymalne zdolności wytwórcze JWCD zaplanowanych do pracy.
- (13) Minimalne zdolności wytwórcze JWCD zaplanowanych do pracy.
- (14) Generacja JWCD zaplanowanych do pracy.
- (15) Nadwyżki zdolności wytwórczych JWCD.
- (16) Nadwyżki zdolności wytwórczych nJWCD.
- (17) Wymagana rezerwa wirująca:
 - (17.1.) Wymagana rezerwa wirująca ponad zapotrzebowanie.
 - (17.2.) Wymagana rezerwa wirująca poniżej zapotrzebowania.
- (18) Rezerwa sekundowa JWCD wirujących:
 - (18.1.) Dodatni zakres rezerwy sekundowej.
 - (18.2.) Ujemny zakres rezerwy sekundowej.
- (19) Rezerwa minutowa JWCD wirujących:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki



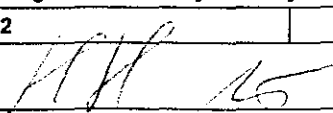
dr Leszek Juchniewicz

- (19.1.) Dodatni zakres rezerwy minutowej.
- (19.2.) Ujemny zakres rezerwy minutowej.
- (20) Rezerwa odtworzeniowa.
- 4.1.4.5.2. Dane wyjściowe Planu Koordynacyjnego Dobowego publikowane poprzez system WIRE (w wartościach dla poszczególnych godzin):
 - (1) Dane systemowe:
 - (1.1.) Zapotrzebowanie do pokrycia przez elektrownie krajowe.
 - (1.2.) Wymagana rezerwa mocy ponad zapotrzebowanie.
 - (1.3.) Wymagana rezerwa mocy poniżej zapotrzebowania.
 - (1.4.) Suma zdolności wytwórczych JWCD.
 - (1.5.) Suma zdolności wytwórczych nJWCD.
 - (1.6.) Suma generacji zdeterminowanej JWCD.
 - (1.7.) Suma generacji i pompowania nJWCD.
 - (1.8.) Generacja według zweryfikowanych pozycji kontraktowych.
 - (1.9.) Planowany zakup na Rynku Bilansującym.
 - (1.10.) Planowana redukcja na Rynku Bilansującym.
 - (1.11.) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.
 - (2) Dane udostępniane poprzez system WIRE poszczególnym Operatorom Rynku dla każdej JWCD:
 - (2.1.) Moc dyspozycyjna.
 - (2.2.) Planowana do produkcji wielkość energii w wartościach brutto.
 - (2.3.) Planowany znacznik udziału w regulacji.

4.2. Procedura planowania operatywnego i prowadzenia ruchu

4.2.1. Zasady ogólne

- 4.2.1.1. Dla potrzeb prowadzenia ruchu jest tworzony przez OSP Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy.
- 4.2.1.2. W ramach planu BPKD następuje rozłożenie i aktualizacja planowanego zapotrzebowania na moc, obciążenia godzinowego JWCD, salda wymiany międzysystemowej i generacji z pozostałych jednostek wytwórczych na okresy 15 minutowe.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

P R E Z E S
Urzedu Regulacji Energetyki

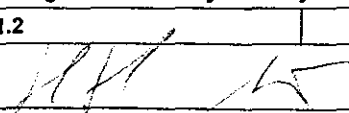
- 4.2.1.3. Zaplanowane wartości obciążenia JWCD dla okresów 15-minutowych – Bieżące Punkty Pracy (BPP) – są przesyłane do wytwórców w ramach planu BPKD i wyznaczają średnie obciążenie bazowe brutto danej JWCD na każde 15 minut.
- 4.2.1.4. Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy na daną dobę handlową jest sporządzany na podstawie planu PKD na dobę n z uwzględnieniem bieżącej sytuacji w KSE. Przy przygotowywaniu planu BPKD wykorzystywane są listy rankingowe, o których mowa w pkt 4.1.4.3.5., tworzone przez Algorytm Rozdziału Obciążeń.

4.2.2. Harmonogram przygotowywania planu BPKD

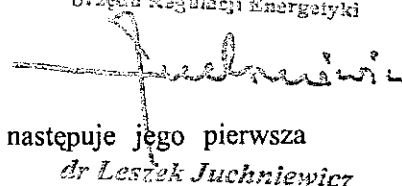
- 4.2.2.1. Wersja podstawowa Bieżącego Planu Koordynacyjnego Dobowego na dobę handlową n sporządzana jest codziennie, jednorazowo, bezpośrednio po sporządzeniu planu PKD w dobie $n-1$ i nie uwzględnia zdarzeń mających wpływ na zmianę wielkości przyjętych do planu PKD.
- 4.2.2.2. Kolejne wersje planu BPKD tworzone są w dobie $n-1$ i w dobie n jeżeli zarejestrowano zdarzenia mające wpływ na zaplanowane wielkości w aktualnej wersji planu BPKD, w szczególności dotyczące zmian:
- (1) Planowanych wielkości zapotrzebowania na moc.
 - (2) Wymiany międzysystemowej.
 - (3) Składu lub ograniczeń w pracy JWCD będących w ruchu.
 - (4) Generacji nJWCD.
 - (5) Mocy dyspozycyjnych JWCD.
- 4.2.2.3. Każda sporządzona wersja planu BPKD jest udostępniana za pomocą Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE):
- (1) Wersja podstawowa – do godziny 18.00 w dobie $n-1$.
 - (2) Każda kolejna zaktualizowana wersja planu BPKD – po jej sporządzeniu, nie później niż na 15 minut przed rozpoczęciem okresu jej obowiązywania.

4.2.3. Wersja podstawowa planu BPKD

- 4.2.3.1. Wersja podstawowa planu BPKD jest tworzona na podstawie planu PKD.
- 4.2.3.2. W trakcie tworzenia wersji podstawowej planu BPKD następuje podział poniższych danych godzinowych z planu PKD na przedziały 15 minutowe, bez wprowadzania zmian:
- (1) Planowanego zapotrzebowania na moc w KSE.
 - (2) Planowanej wymiany międzysystemowej.
 - (3) Planowanego obciążenia poszczególnych JWCD.
 - (4) Planowanego sumarycznego obciążenia jednostek wytwórczych nie będących JWCD.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki


dr Leszek Juchniewicz
4.2.4. Procedura aktualizacji planu BPKD

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

- (1) Prognoza zapotrzebowania KSE.
- (2) Wielkość wymiany międzysystemowej.
- (3) Dyspozycyjność JWCD (na podstawie parametrów zdefiniowanych w bazie danych stałych KOE oraz zgłoszeń z systemu SOWE).
- (4) Dyspozycyjność nJWCD.
- (5) Wielkość generacji nJWCD.
- (6) Dyspozycyjność JWCD w zakresie regulacji (na podstawie zgłoszeń z systemu SOWE).

4.2.4.2. Pierwsza aktualizacja planu BPKD wykonywana jest w dobie $n-1$ do godziny 18.00 i dotyczy wszystkich okresów 15- minutowych doby n .

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

4.2.4.4. Plan BPKD jest aktualizowany jeżeli:

- (1) Zmieni się zapotrzebowanie na moc w KSE.
- (2) Nastąpi korekta wymiany międzysystemowej.
- (3) Zostaną zgłoszone przez wytwórców nieplanowane odstawienia remontowe JWCD, ubytki mocy JWCD, usztywnienia JWCD będących w ruchu lub zmiany planowanego czasu ich trwania.
- (4) Nastąpią zmiany w generacji jednostek wytwórczych nie będących JWCD.
- (5) Wystąpi konieczność uruchomienia JWCD.
- (6) Wystąpi konieczność odstawienia lub usztywnienia pracy określonych JWCD.

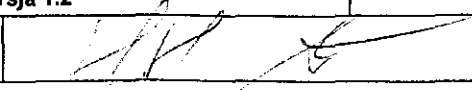
4.2.4.5. Przygotowanie nowej wersji planu BPKD polega na:

- (1) Aktualizacji danych wejściowych, które uległy zmianie.
- (2) Wyznaczeniu wartości BPP dla nowego stanu w celu uzyskania zbilansowania generacji z zapotrzebowaniem przy wykorzystaniu list rankingowych, o których mowa w pkt 4.1.4.3.5.
- (3) Udostępnieniu nowej wersji planu BPKD na pozostałą część doby jako obowiązującej do następnej aktualizacji.

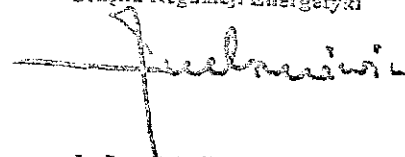
4.2.5. Dane wejściowe oraz dane wyjściowe planu BPKD

4.2.5.1. Podstawowymi danymi wejściowymi do sporządzenia planu BPKD są :

- (1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

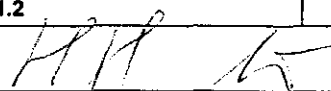
PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz

- (2) Saldo krajowe wymiany międzysystemowej.
 - (3) Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych w KSE:
 - (3.1.) Moce dyspozycyjne poszczególnych JWCD .
 - (3.2.) Moc dyspozycyjna sumy jednostek wytwórczych nie będących JWCD.
 - (4) Moc minimalna jednostek wytwórczych w KSE:
 - (4.1.) Moce minimalne poszczególnych JWCD.
 - (4.2.) Moc minimalna sumy jednostek wytwórczych nie będących JWCD.
 - (5) Godzinowe obciążenie poszczególnych JWCD wyznaczone w planie PKD.
 - (6) Planowane godzinowe obciążenie sumy jednostek wytwórczych nie będących JWCD.
 - (7) Znacznik udziału w regulacji poszczególnych JWCD.
 - (8) Zgłoszenia wytwórców o zaplanowanych na daną dobę handlową odstawieniach remontowych, pracy wymuszonej i ubytkach mocy JWCD.
 - (9) Listy kolejności uruchamiania i dociążania oraz listy odstawiania i odciążania poszczególnych JWCD, o których mowa w pkt 4.1.4.3.5.
 - (10) Dane ze zgłoszeń danych handlowych i technicznych dokonanych dla JWCD.
 - (11) Informacje pozyskiwane przez OSP w procesie prowadzenia ruchu KSE, wpływające na zmiany bilansu mocy.
- 4.2.5.2. Danymi wyjściowymi planu BPKD, wyznaczonymi dla poszczególnych JWCD i dla każdego 15 minutowego okresu doby handlowej n , są:
- (1) Stan JWCD.
 - (2) Typ ubytku.
 - (3) Plan wykorzystania regulacji pierwotnej i wtórnej.
 - (4) Moc dyspozycyjna w wielkościach brutto.
 - (5) Moc obciążenia w wielkościach brutto (BPP).
 - (6) Moc minimalna w wielkościach brutto.

4.3. Procedura zgłaszania remontów, ubytków i wymuszeń jednostek wytwórczych**4.3.1. Zakres zgłoszeń**

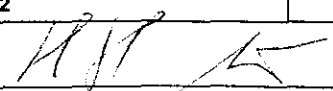
- 4.3.1.1. Operator Systemu Przesyłowego przyjmuje od służb ruchowych wytwórców posiadających JWCD zgłoszenia dotyczące stanu ich jednostek, w tym postojów remontowych, ubytków i wymuszeń, poprzez System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

~~PREZES~~
Urzędu Regulacji Energetyki

- 4.3.1.2. Przekazywane przez wytwórców zgłoszenia są wykorzystywane w planowaniu i w prowadzeniu ruchu oraz rozliczeniach i są rejestrowane w bazie danych systemu informatycznego OSP.
- 4.3.1.3. W ramach zgłoszeń dokonywanych przez wytwórców systemem SOWE są przekazywane do OSP:
- (1) Planowane postoje JWCD wraz z kwalifikacją postoju:
 - (1.1.) Remont kapitalny.
 - (1.2.) Remont średni.
 - (1.3.) Remont bieżący.
 - (1.4.) Remont awaryjny.
 - (1.5.) Postój z powodu warunków eksploatacyjnych.
 - (1.6.) Postój z powodu ciepłownictwa.
 - (1.7.) Postój w ramach osławiania inwestycji.
 - (2) Planowane ubytki mocy JWCD wraz z przyczyną wystąpienia ubytku:
 - (2.1.) Po uruchomieniu JWCD z postoju remontowego.
 - (2.2.) Warunki eksploatacyjne.
 - (2.3.) Osławianie inwestycji.
 - (2.4.) Ciepłownictwo.
 - (3) Planowana praca wymuszona JWCD:
 - (3.1.) Ze stałą mocą.
 - (3.2.) Ze zmienną mocą.
 - (4) Zgłoszenia niesprawności układów regulacji na poszczególnych JWCD:
 - (4.1.) ARNE.
 - (4.2.) Regulacji pierwotnej.
 - (4.3.) Regulacji wtórnej.
 - (4.4.) Regulacji BPP.
 - (5) Zdarzenia ruchowe JWCD:
 - (5.1.) Dotyczące uruchomienia jednostki, w tym rozpoczęcia uruchamiania, rozpoczęcia rozpalania, synchronizacji, zakończenia uruchamiania
 - (5.2.) Przerwanie uruchamiania.
 - (5.3.) Odstawienie.
 - (5.4.) Zmiana kwalifikacji stanu jednostki.
 - (5.5.) Zmiana stanu regulacji.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urzędu Regulacji Energetyki**4.3.2. Harmonogram przekazywania zgłoszeń**

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

- (1) Tryb podstawowy - do godziny 11.00 doby $n-9$ - umożliwia uwzględnienie zgłoszeń w planach BTHD, WPKD, PKD i BPKD.
- (2) Tryb skrócony - do godziny 11.00 doby $n-2$ - umożliwia uwzględnienie zgłoszeń w planach WPKD, PKD i BPKD.
- (3) Tryb losowy - do godziny 12.00 doby $n-1$ - umożliwia uwzględnienie zgłoszeń w planach PKD i BPKD.
- (4) Tryb awaryjny - po godzinie 12.00 doby $n-1$ - umożliwia uwzględnienie zgłoszeń w kolejnych planach BPKD tworzonych po wersji podstawowej.

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

4.3.2.3. Zgłoszenia w trybie losowym mogą dotyczyć wyłącznie:

- (1) Korekty czasu zakończenia postoiu remontowego, z wyłączeniem remontu kapitalnego i średniego, oraz ubytku zatwierdzonego wcześniej zgłoszenia.
- (2) Nie zgłoszonych wcześniej postojów w remontach bieżących, ze względów eksploatacyjnych i inwestycyjno – oswojeniowych.
- (3) Nie zgłoszonych wcześniej ubytków mocy.
- (4) Rezygnacji z pracy wymuszonej.

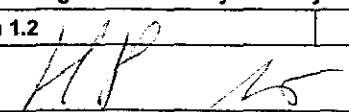
4.3.2.4. Zgłoszenia w trybie awaryjnym mogą dotyczyć wyłącznie:

- (1) Korekty czasu zakończenia postoiu remontowego, z wyłączeniem remontu kapitalnego i średniego, oraz ubytku zatwierdzonego wcześniej zgłoszenia.
- (2) Nie zgłoszonych wcześniej postojów w remontach awaryjnych.
- (3) Nie zgłoszonych wcześniej ubytków mocy.
- (4) Rezygnacji z pracy wymuszonej.
- (5) Niesprawności układów regulacji.

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

4.3.3. Uwarunkowania dotyczące zgłoszeń**4.3.3.1. Zgłoszenia postojów remontowych JWCD**

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

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

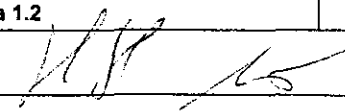
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

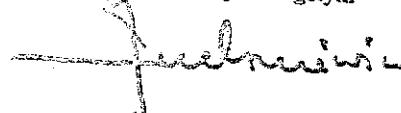
- 4.3.3.1.2. Wydłużenie oraz skrócenie zatwierdzonego postoiu remontowego jest zgłaszane do OSP jako korekta poprzedniego, zatwierdzonego już zgłoszenia.
- 4.3.3.1.3. Planowanym czasem zakończenia postoiu remontowego powinien być czas gotowości JWCD do rozpoczęcia uruchamiania. *dr Leszek Juchniewicz*
- 4.3.3.1.4. Po planowanym zakończeniu przez JWCD postoiu remontowego, OSP może zaplanować:
- (1) Rozpoczęcie uruchamiania JWCD zgodnie z właściwą, wynikającą z oferty technicznej, charakterystyką rozruchu.
 - (2) Rozpoczęcie pracy wymuszonej JWCD zgodnie z grafikiem z zatwierdzonego zgłoszenia pracy wymuszonej.
 - (3) Przekazanie JWCD do rezerwy, przy czym za czas przekwalifikowania JWCD do rezerwy przyjmuje się czas planowanego zakończenia remontu przesunięty o okres uruchamiania tej JWCD, wynikający z jej charakterystyki uruchamiania, odpowiedniej do czasu postoiu.
- 4.3.3.1.5. W przypadkach, o których mowa w pkt 4.3.3.1.4.(1) i (2) wszystkie stany pracy JWCD zrealizowane pomiędzy zatwierdzonym w zgłoszeniu planowanym czasem zakończenia postoiu remontowego a osiągnięciem wartości $P^{\text{MIN_TECH}}$ są wliczane do czasu trwania remontu.
- 4.3.3.1.6. Zgłoszenie postoiu w ramach remontu kapitalnego lub średniego musi być zgodne z planem koordynacyjnym rocznym (PKR).
- 4.3.3.1.7. Korekta harmonogramu remontu kapitalnego lub średniego wymaga pisemnego wystąpienia do OSP i uzyskania pisemnej zgody na dokonanie zmiany.
- 4.3.3.1.8. Korekta zgłoszenia postoiu w ramach remontu kapitalnego lub średniego może być dokonana wyłącznie w trybie podstawowym lub skróconym tj. najpóźniej do godziny 11.00 doby $n-2$.

4.3.3.2. Zgłoszenia ubytków mocy

- 4.3.3.2.1. Zgłoszenia ubytków mocy muszą zawierać: kod JWCD, planowany czas rozpoczęcia i zakończenia ubytku, kwalifikację ubytku, wielkość ubytku (P^U), opis przyczyny oraz imię i nazwisko osoby dokonującej zgłoszenia.
- 4.3.3.2.2. Wydłużenie oraz skrócenie zatwierdzonego ubytku mocy powinno zostać niezwłocznie zgłoszone do OSP, jako korekta poprzedniego zgłoszenia.
- 4.3.3.2.3. Zgłoszenie ubytku mocy może mieć postać:
- (1) Ubytku dodatniego, obniżającego P^{DYSP} .
 - (2) Ubytku ujemnego, podwyższającego $P^{\text{MIN_TECH}}$.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZEB
Urząd Regulacji Energetyki**4.3.3.3. Zgłoszenia pracy wymuszonej**

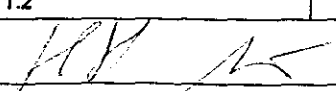
- 4.3.3.3.1. Zgłoszenia pracy wymuszonej muszą zawierać: kod JWCD, planowany czas rozpoczęcia i zakończenia pracy wymuszonej, wymagane obciążenie, szczególności grafik pracy, opis przyczyny oraz imię i nazwisko osoby dokonującej zgłoszenia.
- 4.3.3.3.2. Zgłoszenia pracy wymuszonej powinny być zgodne z planem PKM. Korekta harmonogramu pracy wymuszonej wymaga uzgodnienia z OSP.
- 4.3.3.3.3. Zgłoszenia pracy wymuszonej mogą być dokonane wyłącznie w trybie podstawowym lub skróconym, tj. najpóźniej do godziny 11.00 doby $n-2$.

4.4. Procedura planowania i dysponowania regulacyjnymi usługami systemowymi**4.4.1. Zasady ogólne**

- 4.4.1.1. Operator Systemu Przesyłowego planuje najbardziej prawdopodobne wykorzystanie regulacyjnych usług systemowych w ramach planowania koordynacyjnego rocznego (PKR), miesięcznego (PKM) i dobowego (WPKD, PKD).
- 4.4.1.2. Planowane przez OSP w poszczególnych planach koordynacyjnych ilości i rozmieszczenie rezerw mocy niezbędne dla zapewnienia niezawodnej i bezpiecznej pracy oraz dotrzymania parametrów i standardów jakościowych energii elektrycznej w KSE, a także spełnienia warunków pracy synchronicznej KSE z innymi systemami, wynikają między innymi z:
- (1) Wymagań UCTE określonych w Instrukcji pracy systemów połączonych UCTE - Operation Handbook.
 - (2) Prognozowanych warunków pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym remontów sieci przesyłowej oraz remontów jednostek wytwórczych.
 - (3) Rozkładu generacji wynikającego z umów sprzedaży zawartych na rynku energii.

4.4.2. Planowanie wykorzystania regulacyjnych usług systemowych

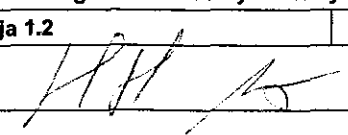
- 4.4.2.1. Plan Koordynacyjny Roczny (PKR) i Plan Koordynacyjny Miesięczny (PKM) w zakresie planowania wykorzystania regulacyjnych usług systemowych zawiera dla poszczególnych miesięcy lub dób kalendarzowych wymagany sumaryczny poziom rezerwy mocy.
- 4.4.2.2. Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy (WPKD) w zakresie planowania wykorzystania regulacyjnych usług systemowych zawiera dla poszczególnych godzin doby handlowej n następujące elementy:
- (1) Wymagany poziom rezerwy wirującej, z podziałem na:

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

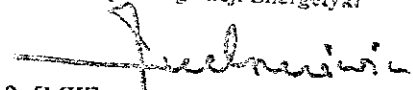
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1.1.) Rezerwę ponad zapotrzebowanie KSE.
- (1.2.) Rezerwę poniżej zapotrzebowania KSE.
- (2) Znaczniki określające planowane wykorzystanie rezerwy sekundowej i minutowej na poszczególnych jednostkach wytwórczych.
- 4.4.2.3. Plan Koordynacyjny Dobowy (PKD) w zakresie planowania wykorzystania regulacyjnych usług systemowych zawiera dla poszczególnych godzin doby handlowej n następujące elementy:
- (1) Planowany poziom rezerwy mocy, z podziałem na:
- (1.1.) Rezerwę sekundową.
- (1.2.) Rezerwę minutową.
- (1.3.) Rezerwę wirującą (sumaryczną wielkość dla wszystkich jednostek wytwórczych).
- (1.4.) Rezerwę odtworzeniową (sumaryczną wielkość dla wszystkich jednostek wytwórczych).
- (2) Znaczniki określające planowane wykorzystanie rezerwy sekundowej i minutowej na poszczególnych jednostkach wytwórczych.
- 4.4.2.4. Nadanie znacznika regulacji w planie WPKD determinuje ostatecznie zakres dopuszczalnych zmian BPP, za wyjątkiem sytuacji opisanej w pkt 4.4.3.5. i pkt 4.4.3.6.
- 4.4.2.5. Zasady składania ofert bilansujących dla jednostek wytwórczych zaplanowanych w planie WPKD przez OSP do świadczenia usługi rezerwy sekundowej i rezerwy minutowej są określone w pkt 3.1.5.2.
- 4.4.2.6. Podstawę do weryfikacji ofert bilansujących – część handlowa stanowią wielkości dopuszczalnych zmian BPP, wyznaczone indywidualnie dla każdej jednostki wytwórczej jako:
- (1) BPP^{MIN} – minimalna dopuszczalna wartość zmian BPP dla danego stanu pracy (załączenia układu regulacji) jednostki wytwórczej.
- (2) BPP^{MAX} – maksymalna dopuszczalna wartość zmian BPP dla danego stanu pracy (załączenia układu regulacji) jednostki wytwórczej.
- 4.4.2.7. Dopuszczalne wielkości zmian BPP są wyznaczone dla czterech przypadków:
- (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.
- 4.4.2.8. Dopuszczalne wielkości zmian BPP są wyznaczone na podstawie:
- (1) Mocy osiągalnej P^{OS} .

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (2) Mocy minimum technicznego $P^{\text{MIN_TECH}}$.
- (3) Zakresu regulacji pierwotnej w zakresie ARCM $\Delta P(\Delta f)$ [MW].
- (4) Zakresu regulacji pierwotnej poza ARCM $\pm \Delta P(\Delta f)$ [MW].
- (5) Zakresu regulacji wtórnej $\Delta P(Y_1)$ z uwzględnieniem specyfiki pracy układu regulacji na danej jednostce wytwórczej.

4.4.2.9. Wartości BPP^{MIN} i BPP^{MAX} są określane w protokołach odbiorczych układów regulacji dla każdej jednostki wytwórczej świadczącej usługi rezerwy sekundowej i minutowej, dla każdego znacznika wykorzystania regulacji. Wartości te są określane w MW i są rejestrowane przez OSP jako dane stałe jednostki w bazie danych stałych KOE oraz są zawarte w umowach o świadczenie regulacyjnych usług systemowych.

4.4.2.10. Wartości BPP^{MIN} i BPP^{MAX} , zapisane w bazie danych stałych KOE, są podstawą do weryfikacji poprawności zgłaszanych ofert bilansujących w zakresie planowania wykorzystania rezerwy sekundowej i minutowej.

4.4.3. Zasady dysponowania regulacyjnymi usługami systemowymi

4.4.3.1. Wytwórca, którego jednostka wytwórcza została zaplanowana w planie WPKD do pracy w regulacji jest obowiązany utrzymywać dyspozycyjność układów regulacji (pierwotnej i wtórnej) oraz odpowiednio uwzględnić wielkość rezerw (sekundowej i minutowej) aktywizowanych przez te rodzaje regulacji przy planowaniu produkcji.

4.4.3.2. Dana jednostka wytwórcza może pracować w regulacji pierwotnej i/lub wtórnej tylko i wyłącznie gdy:

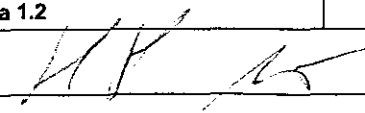
- (1) Moc maksymalna „handlowa” (P^{MAX}) jest równa mocy osiągalnej (P^{OS}).
- (2) Moc minimalna „handlowa” (P^{MIN}) jest równa mocy minimalnej technicznej ($P^{\text{MIN_TECH}}$).

Dopuszcza się odstępstwo od tej zasady na polecenie OSP.

4.4.3.3. Dla potrzeb rozliczeń i statystyki dokonuje się archiwizacji wartości dopuszczalnych BPP, które mogą być korygowane w przypadku wystąpienia ubytków mocy, wg zasad opisanych w pkt 4.4.3.5. i pkt 4.4.3.6.

4.4.3.4. Korekty wartości dopuszczalnych BPP nie mają wpływu na zapisane w bazie danych stałych KOE, będące przedmiotem odbiorów technicznych, stałe wartości BPP dla każdej jednostki wytwórczej, określone dla każdego rodzaju znacznika wykorzystania regulacji.

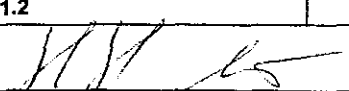
4.4.3.5. W przypadku, gdy moc maksymalna „handlowa” P^{MAX} zgłoszona w ofercie bilansującej jest mniejsza od BPP^{MAX} dla danego znacznika regulacji określonego w planie WPKD, to przyjmuje się, że górny zakres dopuszczalnych zmian BPP wynosi P^{MAX} .

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urząd Regulacji Energetyki

- 4.4.3.6. W przypadku, gdy moc minimalna „handlowa” P^{MIN} zgłoszona w ofercie i/lub bilansującej jest większa od BPP^{MIN} dla danego znacznika regulacji określonego w planie WPKD, to przyjmuje się, że dolny zakres dopuszczalnych zmian BPP wynosi P^{MIN} .
dr Leszek Juchniewicz
- 4.4.3.7. Wszystkie zdarzenia zapisane w planie BPKD związane z pracą układów regulacji, z pracą, uruchamianiem, odstawianiem oraz z kontrolą dyscypliny pracy poszczególnych JW, oraz faktyczne czasy realizacji tych zdarzeń podlegają rejestracji, która pozwala na ustalenie przyczyn występujących odchyłań, jak również ocenę wykonania poleceń ruchowych.
- 4.4.3.8. Odłączenie lub załączenie układów regulacji może nastąpić wyłącznie na polecenie OSP.
- 4.4.3.9. W przypadku, gdy pomimo wyznaczenia danej jednostki wytwórczej do pracy w regulacji w planie WPKD jednostka wytwórcza nie pracuje w regulacji ze względu na niespełnienie wymagań określonych w pkt 4.4.3.2., lub niesprawności układów regulacji pierwotnej i/lub wtórnej, to zakres dopuszczalnych zmian BPP wynika ze stanu pracy regulacji określonego w planie WPKD.
- 4.4.3.10. Niesprawność układów regulacji pierwotnej i/lub wtórnej nie upoważnia danego wytwórcy do zmiany dopuszczalnego zakresu BPP na inny, niż wynikający ze stanu określonego w planie WPKD, za wyjątkiem sytuacji opisanej w pkt 4.4.3.5. i pkt 4.4.3.6.
- 4.4.3.11. W przypadku wystąpienia w KSE deficytu rezerw mocy regulacyjnej, ograniczeń zdolności przesyłowych lub stanu zagrożenia, OSP może polecić interwencyjne załączenie:
- (1) Dyspozycyjnych układów regulacji pierwotnej i/lub wtórnej także na tych jednostkach wytwórczych, będących w ruchu, które nie są objęte umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych.
 - (2) Regulacji wtórnej interwencyjnym sygnałem $Y_{1(0)}$ na wszystkich będących w ruchu jednostkach wytwórczych elektrowni ciepłych z dyspozycyjnymi układami regulacji wtórnej, przystosowanymi do udziału w takiej interwencyjnej regulacji.
 - (3) Układu automatycznego sterowania obciążeniem (tj. dysponowania rezerwą godzinową) jednostek wytwórczych elektrowni ciepłych (sygnałem Y_0 z regulatora centralnego). Usługa taka jest traktowana jako wspomaganie regulacji wtórnej, wykorzystywane przez OSP w sytuacjach zawieszenia rynku bilansującego energii elektrycznej.
 - (4) Dyspozycyjnych układów ARNE także na tych jednostkach wytwórczych, będących w ruchu lub uruchamianych, które nie są objęte umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki**4.5. Procedura zarządzania ograniczeniami sieciowymi poprzez usługę GWS****4.5.1. Zasady wyznaczania jednostek wytwórczych, które mogą być objęte umowami GWS**

4.5.1.1. Operator Systemu Przesyłowego na podstawie rocznego planu ograniczeń sieciowych, wyznaczanego w ramach planowania koordynacyjnego rocznego, oraz jego aktualizacji określa dla każdego węzła KSE te jednostki wytwórcze, których koszty nie mogą być pokryte w ramach działalności Wytwórcy na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, a których zdolności wytwórcze muszą być utrzymane ze względu na zapewnienie odpowiedniej jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej.

4.5.1.2. W celu identyfikacji jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt 4.5.1.1., OSP stosuje następującą metodę postępowania:

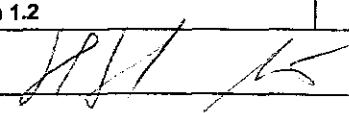
- (1) Dla wszystkich jednostek wytwórczych są wyznaczane jednostkowe ceny produkcji energii elektrycznej, na podstawie kosztów stałych i zmiennych danej jednostki wytwórczej oraz prognozowanego wolumenu produkcji odpowiadającego okresowi w jakim dana jednostka wytwórcza powinna być dyspozycyjna, zgodnie z poniższą zależnością:

$$c_j = \frac{k_j^{st} + k_j^{zm} \cdot P_j^{DYS} \cdot T_j^{DYS}}{P_j^{DYS} \cdot T_j^{DYS}} \quad (4.1)$$

gdzie:

- c_j – Cena jednoskładnikowa energii elektrycznej dla j -tej jednostki wytwórczej,
- k_j^{st} – Koszty stałe j -tej jednostki wytwórczej,
- k_j^{zm} – Jednostkowe koszty zmienne j -tej jednostki wytwórczej,
- P_j^{DYS} – Moc dyspozycyjna j -tej jednostki wytwórczej,
- T_j^{DYS} – Prognozowany czas w jakim jednostka wytwórcza j powinna być dyspozycyjna.

- (2) Dla pięciu charakterystycznych obciążeń KSE odpowiadających układom normalnym i uwzględniających ograniczenia sieciowe sortuje się wszystkie jednostki wytwórcze według kolejności cenowej c_j (od ceny najniższej do najwyższej) i porównuje sumę mocy dyspozycyjnych tych jednostek z odpowiednią wielkością zapotrzebowania w KSE.
- (3) Wykorzystując listy, o których mowa w pkt 4.5.1.2 (2), wyznacza się przewidywane ceny energii elektrycznej w KSE, odpowiadające charakterystycznym obciążeniom (układom normalnym), jako ceny krańcowe

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

równoważące wytwarzanie z zapotrzebowaniem w KSE:

$$c_{bilans\ KSE}^k = \min(c_j) \tag{4.2}$$

dla j spełniającego warunek:

$$\sum_j P_j^{DYS} = P_{zapotrzebowanie\ KSE}^k \tag{4.3}$$

dr Leszek Juchniewicz

gdzie:

$c_{bilans\ KSE}^k$ – Przewidywana cena energii elektrycznej w KSE odpowiadająca k -temu układowi normalnemu,

P_j^{DYS} – Moc dyspozycyjna j -tej jednostki wytwórczej,

$P_{zapotrzebowanie\ KSE}^k$ – Prognozowane zapotrzebowania KSE dla k -tego układu normalnego,

$k=1,2,...,5$ – Numer układu normalnego KSE.

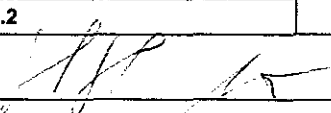
- (4) Dla każdego węzła sieci sortuje się przyłączone do niego jednostki wytwórcze w kolejności cenowej (od ceny najniższej do najwyższej) i porównuje z ceną zbilansowania KSE ($c_{bilans\ KSE}^k$), sprawdzając czy suma mocy jednostek wytwórczych z ceną c_j mniejszą lub równą $c_{bilans\ KSE}^k$ jest większa od mocy minimalnej dla tego węzła dla danego układu normalnego k .
- (5) Wykorzystując listy, o których mowa w pkt 4.5.1.2 (4), identyfikuje się jednostki wytwórcze, których jednoskładnikowa cena energii c_j jest większa od $c_{bilans\ KSE}^k$ a jednocześnie ich zdolności wytwórcze muszą być utrzymane ze względu na zapewnienie odpowiedniej jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- (6) Zbiór jednostek wytwórczych określony w pkt 4.5.1.2 (5). uzupełnia się o dodatkową jednostkę wytwórczą, jeżeli wymaga tego spełnienie kryterium niezawodnościowego N-1.

4.5.1.3. Z wytwórcami, których jednostki wytwórcze zostały wyznaczone według metody zawartej w pkt 4.5.1.2., mogą zostać zawarte przez OSP umowy o świadczenie usługi GWS, nazywane umowami GWS.

4.5.1.4. W przypadku, gdy nie jest możliwe zastosowanie w pełnym zakresie metody z pkt 4.5.1.2., między innymi z powodu braku danych o indywidualnych kosztach wytwarzania energii, OSP stosuje zasady uproszczone, oparte na metodzie z pkt 4.5.1.2., wykorzystując publikowane, w tym przez Prezesa URE, informacje o cenach oraz dostępne dane o kosztach wytwarzania, w tym przedłożone przez Wytwórców.

4.5.1.5. Umowa GWS określa:

- (1) Cenę za świadczenie usługi GWS.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (2) Wymaganą dyspozycyjność jednostki wytwórczej objętej umową GWS.
4.5.1.6. Cena $S_{GWS(j)}$, wyrażona w złotych za MWh mocy dyspozycyjnej danej jednostki wytwórczej, jest ustalana w drodze negocjacji pomiędzy OSP i wytwórcą, przy czym podstawą do negocjacji jest wartość stawki wyznaczona według wzoru:

$$S_{GWS(j)} = \frac{D_j}{P_j^{OS} * T_j^{GWS}} \tag{4.4}$$

gdzie:

- P_j^{OS} – Moc osiągalna j -tej jednostki wytwórczej.
- T_j^{GWS} – Planowany czas świadczenia usługi GWS przez j -tą jednostkę wytwórczą.
- D_j – Różnica pomiędzy wartością energii wyznaczoną dla średniej ceny danej jednostki wytwórczej (c_j) oraz ceny zbilansowania KSE ($c_{bilans\ KSE}^k$):

$$D_j = \sum_{k=1}^5 (c_j - c_{bilans\ KSE}^k) \cdot P_{jk}^{DYS} \cdot T_{jk}^{DYS} \tag{4.5}$$

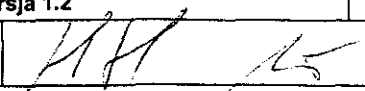
przy czym:

- P_{jk}^{DYS} – Moc dyspozycyjna j -tej jednostki wytwórczej w k -tym układzie normalnym.
- T_{jk}^{DYS} – Prognozowany czas w jakim jednostka wytwórcza j powinna być dyspozycyjna w k -tym układzie normalnym.

4.6. Procedura zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych

4.6.1. Zasady zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych

- 4.6.1.1. Operator Systemu Przesyłowego opracowuje i wdraża mechanizmy zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych oraz koordynacji i wymiany informacji, mających za zadanie zapewnienie bezpieczeństwa i rezerwację zdolności przesyłowych dla stron zainteresowanych wymianą międzysystemową, zgodnie z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003 z dnia 26 czerwca 2003 roku w sprawie zasad dostępu do sieci w celu prowadzenia wymiany energii z zagranicą.
- 4.6.1.2. Zarządzanie połączeniami systemów elektroenergetycznych odbywa się na poziomie napięć w sieci przesyłowej połączonej z systemami przesyłowymi pracującymi równolegle, wchodzącymi w skład systemu UCTE oraz pozostałymi połączeniami z systemami pracującymi niesynchronicznie z systemem Polski.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

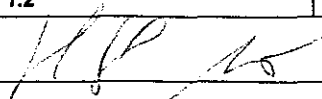
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- 4.6.1.3. Dla zapewnienia bezpiecznej pracy systemów oraz realizacji umów handlowych uczestników międzynarodowego rynku energii elektrycznej, OSP współpracuje z operatorami sąsiednich systemów przesyłowych.
- 4.6.1.4. Współpraca operatorów zapewniona jest przez umowy zawarte z innymi operatorami, zasady obowiązujące w organizacjach UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity), ETSO (European Transmission System Operators) i grupie CENTREL oraz porozumienie dotyczące prowadzenia przetargów skoordynowanych na rezerwacje zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej i realizację samej wymiany.
- 4.6.1.5. Do umów i porozumień, o których mowa w pkt 4.6.1.4. należą:
- (1) UCTE Multilateral Agreement.
 - (2) ETSO CBT Clearing and Settlement Agreement.
 - (3) Agreement on operation of Energy Accounting and Control Centre for CENTREL Block.
 - (4) Agreement concerning the organisation of and participation in co-ordinated auctions of transmission capacity at the common borders.
 - (5) Porozumienia ruchowe z operatorami sąsiednich systemów przesyłowych.

4.6.2. Zasady udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniach systemów elektroenergetycznych

- 4.6.2.1. Udostępnianie (rezerwacja) zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych z systemami przesyłowymi pracującymi równolegle odbywa się w drodze przetargów skoordynowanych prowadzonych przez Biuro Przetargów. Operator Systemu Przesyłowego publikuje na swojej stronie internetowej dane adresowe Biura Przetargów.
- 4.6.2.2. Udostępnianie zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych w drodze przetargów odbywa się w ramach zdolności przesyłowych wyznaczonych i oferowanych przez OSP zgodnie z publikowanymi przez OSP zasadami rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.
- 4.6.2.3. Realizacja wymiany międzysystemowej dla Uczestników Wymiany Międzysystemowej posiadających rezerwację zdolności przesyłowych odbywa się na podstawie grafików wymiany międzysystemowej przekazanych do OSP za pośrednictwem systemu informatycznego OSP dedykowanego do obsługi wymiany międzysystemowej.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki**5. PROCEDURA ROZLICZANIA KOSZTÓW BILANSOWANIA SYSTEMU I KOSZTÓW OGRANICZEŃ SYSTEMOWYCH****5.1. Wyznaczanie pozycji kontraktowych****5.1.1. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Deklarowanych**

- 5.1.1.1. Pozycja Kontraktowa Deklarowana jest to deklarowana ilość dostaw energii (ED) danej Jednostki Grafikowej.
- 5.1.1.2. Operator Systemu Przesyłowego wyznacza wielkość ED dla każdej j -tej Jednostki Grafikowej, w każdej godzinie h .
- 5.1.1.3. Deklarowana ilość dostaw energii j -tej JG w godzinie h jest równa sumie (z dokładnością do znaku) wszystkich przyjętych do realizacji ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE tej JG w tej godzinie:

$$ED_{jh} = \sum_{i \in I_{jh}} EP_{jhi} \quad (5.1)$$

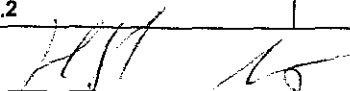
gdzie:

- ED_{jh} – Deklarowana ilość dostaw energii j -tej Jednostki Grafikowej w godzinie h .
- EP_{jhi} – Przyjęta do realizacji ilość dostaw energii j -tej Jednostki Grafikowej w ramach umowy sprzedaży energii z i -tą Jednostką Grafikową w godzinie h .
- I_{jh} – Zbiór Jednostek Grafikowych objętych umowami sprzedaży energii z j -tą Jednostką Grafikową w godzinie h .

- 5.1.1.4. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych deklarowana ilość dostaw energii jest równa zero.

5.1.2. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Zweryfikowanych

- 5.1.2.1. Pozycja Kontraktowa Zweryfikowana jest to zweryfikowana ilość dostaw energii (EZ) danej Jednostki Grafikowej.
- 5.1.2.2. Pozycja Kontraktowa Zweryfikowana dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych i Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych oznacza ilość dostaw energii, która jest możliwa do realizacji ze względu na techniczne możliwości tych JG. Dla pozostałych Jednostek Grafikowych zweryfikowana ilość dostaw energii jest równa ilości energii wynikającej z przyjętych do realizacji umów sprzedaży energii.
- 5.1.2.3. Operator Systemu Przesyłowego wyznacza wielkość EZ dla każdej j -tej Jednostki Grafikowej w każdej godzinie h według następujących zasad:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

5.1.2.3.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych wielkość EZ jest wyznaczana w następujący sposób:

- (1) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest mniejsza od mocy netto w pierwszym paśmie Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej ($POFE_{jh1}$), to:

$$EZ_{jh} = 0 \quad (5.2)$$

- (2) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest większa lub równa od mocy netto w pierwszym paśmie ($POFE_{jh1}$) i równocześnie mniejsza lub równa od sumy mocy netto we wszystkich pasmach ($\sum_{k \in K} POFE_{jhk}$) Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej, to:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \quad (5.3)$$

- (3) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii (ED_{jh}) jest większa od sumy mocy netto we wszystkich pasmach Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej ($\sum_{k \in K} POFE_{jhk}$), to:

$$EZ_{jh} = \sum_{k \in K} POFE_{jhk} \quad (5.4)$$

5.1.2.3.2. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych wielkość EZ jest wyznaczana w następujący sposób:

- (1) Jeżeli przyjęta sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE brutto ($PEUB_{jh}$) jest większa od przyjętej mocy maksymalnej (PP_{jh}^{MAX}), to:

$$EZ_{jh} = PP_{jh}^{MAX} \cdot (1 / wp_{jh}^{n/b}) \quad (5.5)$$

- (2) Jeżeli przyjęta sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE brutto jest nieujemna ($PEUB_{jh} \geq 0$) i równocześnie mniejsza lub równa od przyjętej mocy maksymalnej (PP_{jh}^{MAX}), to:


$$EZ_{jh} = ED_{jh} \quad (5.6)$$

- (3) Jeżeli przyjęta sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE brutto jest ujemna ($PEUB_{jh} < 0$), to:

$$EZ_{jh} = 0 \quad (5.7)$$

5.1.2.3.3. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych wielkość EZ jest równa zero:

$$EZ_{jh} = 0 \quad (5.8)$$

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2008 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- 5.1.2.3.4. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych (JG_{W_r}) wielkość EZ_{j_h} jest równa sumie zweryfikowanych ilości dostaw energii wyznaczonych dla JG_{W_a} składających się na poszczególne JG_{W_r} :

$$EZ_{j_h} = \sum_{JG_{W_a} \in JG_{W_r}} EZ_{j_h}$$

dr Leszek Juch (5.9)icz

gdzie:

 JG_{W_r} – Zbiór JG_{W_a} składających się na daną JG_{W_r} .

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

$$EZ_{j_h} = ED_{j_h} \quad (5.10)$$

5.1.3. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Skorygowanych

- 5.1.3.1. Pozycja Kontraktowa Skorygowana jest to skorygowana ilość dostaw energii (ES) danej Jednostki Grafikowej. Wielkość ES jest wyznaczana dla każdej JG na podstawie danych ustalonych w trakcie planowania pracy systemu elektroenergetycznego.

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

- (1) Dla Jednostek Grafikowych nie świadczących usług bilansujących (nie uczestniczących w bilansowaniu zasobów krajowego systemu elektroenergetycznego):

- Jednostka Grafikowa Wytwórcza pasywna (JG_{W_P}).
- Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG_O).
- Jednostka Grafikowa Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{P_O}).
- Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG_{G_E}).
- Jednostka Grafikowa Bilansująca (JG_{B_I}).
- Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego ($JG_{W_M_U}$).

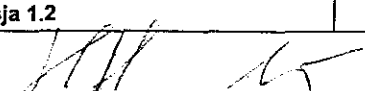
skorygowana ilość dostaw energii jest równa zweryfikowanej ilości dostaw energii (EZ):

$$ES_{j_h} = EZ_{j_h} \quad (5.11)$$

- (2) Dla Jednostek Grafikowych świadczących usługi bilansujące (uczestniczących w bilansowaniu zasobów krajowego systemu elektroenergetycznego):

- Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna (JG_{W_A}).

skorygowana ilość dostaw energii jest wyznaczana na podstawie planów pracy systemu elektroenergetycznego według następujących reguł:

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (2.1.) Dla JG_{Wa} , które nie były uruchamiane w godzinie h wielkość ES_{jh} jest równa operatywnej ilości dostaw energii ESO_{jh} ustalonej w ostatniej wersji planu BPKD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS). Wielkość ESO_{jh} dla j -tej JG_{Wa} w godzinie h jest równa przeliczonej na wartość netto sumie operatywnych ilości dostaw energii przez JG_{Wa} w poszczególnych okresach 15-minutowych $t=1,2,3,4$ godziny h .

$$ES_{jh} = ESO_{jh} = \beta_{jh} ESO_{jh}^b \quad (5.12)$$

gdzie:

ESO_{jh}^b - operatywna skorygowana ilość dostaw energii brutto j -tej JG_{Wa} w godzinie h równa sumie ilości energii E_{jht}^{BPP} wynikających z wartości mocy Bieżących Punktów Pracy P_{jht}^{BPP} w kolejnych kwadransach godziny h :

$$ESO_{jh}^b = \sum_{t=1}^4 E_{jht}^{BPP}$$

Przy czym: $E_{jht}^{BPP} [\text{MWh}] = P_{jht}^{BPP} [\text{MW}] \cdot 0,25 [\text{h}]$

β_{jh} - współczynnik przeliczeniowy brutto/netto j -tej JG_{Wa} w godzinie h wyznaczany na podstawie ilości energii brutto i netto w kolejnych pasmach oferty bilansującej.

- (2.2.) Dla JG_{Wa} , które były uruchamiane w godzinie h wielkość ES_{jh} jest równa zero:

$$ES_{jh} = 0 \quad (5.13)$$

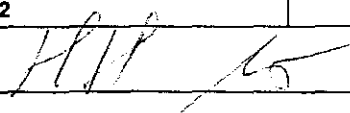
- (3) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych (JG_{Wr}) wielkość ES_{jh} jest równa sumie skorygowanych ilości dostaw energii wyznaczonych dla JG_{Wa} składających się na poszczególne JG_{Wr} :

$$ES_{jh} = \sum_{j \in J_w} ES_{jh} \quad (5.14)$$

gdzie:

J_w - Zbiór JG_{Wa} składających się na daną JG_{Wr} .

- (4) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{OSP}), Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}) oraz Generacji Zewnętrznej (JG_{GZ}) skorygowane ilości dostaw energii (ES) są równe wielkościom ustalonym podczas operatywnego planowania pracy systemu elektroenergetycznego.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

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

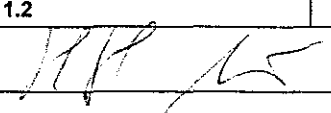
dr Leszek Juchniewicz

5.2.1. Wymagania techniczne

- 5.2.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowych, wykorzystywanych do rozliczeń dotyczących bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi określa operator systemu elektroenergetycznego, właściwy do miejsca dostarczania energii.
- 5.2.1.2. Wymagania techniczne dla systemów pomiarowo-rozliczeniowych wykorzystywanych do wymiany danych pomiędzy OSP a podmiotami realizującymi zadania Operatora Pomiarów określa OSP.

5.2.2. Zasady ogólne

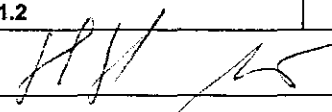
- 5.2.2.1. Przedmiotem procesów przetwarzania danych pomiarowych jest rzeczywista ilość dostaw energii elektrycznej (ER) dla Jednostek Grafikowych (JG).
- 5.2.2.2. Rzeczywiste ilości dostaw energii (ER) wynikają z:
- (1) Realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej – dla JG_O, JG_W, JG_{OSP}, JG_{BI} oraz JG_{WMO} w przypadku wymiany nierównoległej.
 - (2) Ilości energii w Uzgodnionych Grafikach Wymiany Międzysystemowej (GWM_U) danego URB, który jest równocześnie Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej – dla JG_{WMO}.
 - (3) Ilości energii w Uzgodnionych Grafikach Wymiany Międzysystemowej (GWM_U) wszystkich JG_{WMO} i realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej – dla JG_{WMO} w przypadku wymiany równoległej.
 - (4) Modelu rozliczeń – dla JG_{Wr} i JG_{GER}.
- 5.2.2.3. W przypadku ER wynikających z fizycznych dostaw energii elektrycznej w obszarze Rynku Bilansującego:
- (1) Rzeczywista ilość dostaw energii w MD jest wyznaczana przez OSP na podstawie danych pomiarowych z FPP oraz algorytmów wyznaczania energii.
 - (2) Rzeczywista ilość dostaw energii w MB jest wyznaczana przez OSP na podstawie rzeczywistej ilości dostaw energii w MD oraz algorytmów agregacji.
 - (3) Rzeczywista ilość dostaw energii przez Jednostkę Grafikową jest wyznaczana przez OSP na podstawie rzeczywistej ilości dostaw energii w MB oraz algorytmów agregacji.
 - (4) Algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii, o których mowa w pkt 5.2.2.3. (1), (2) i (3) są określane w umowach o świadczenie usług przesyłania pomiędzy URB i OSP.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urząd Regulacji Energetyki

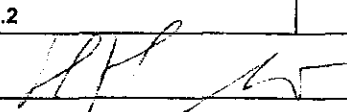
- 5.2.2.4. Fizyczne pomiary energii elektrycznej, o których mowa w pkt 5.2.2.3, są realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe OSP oraz Uczestników Rynku Bilansującego.
- 5.2.2.5. Fizyczne pomiary energii elektrycznej, o których mowa w pkt 5.2.2.3, są określone dla fizycznych punktów pomiarowych (FPP). Fizyczne pomiary energii elektrycznej realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe podstawowe są nazywane fizycznymi punktami pomiarowymi podstawowymi (FPPP). Fizyczne pomiary energii elektrycznej realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe rezerwowe są nazywane fizycznymi punktami pomiarowymi rezerwowymi (FPPR).
- 5.2.2.6. W przypadku ER wynikających z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego:
- (1) Rzeczywista ilość dostaw energii w MD jest wyznaczana przez OSD na podstawie uzyskanych przez niego danych pomiarowych.
 - (2) Rzeczywista ilość dostaw energii w MB jest wyznaczana przez OSD na podstawie rzeczywistej ilości dostaw energii w MD oraz algorytmów agregacji.
 - (3) Rzeczywista ilość dostaw energii przez Jednostkę Grafikową jest wyznaczana przez OSP na podstawie rzeczywistej ilości dostaw energii w MB oraz algorytmów agregacji.
 - (4) Algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii, o których mowa w pkt (1) i (2) są określone w Umowach przesyłowych pomiędzy Uczestnikiem Rynku Detalicznego i OSD, do którego sieci ten URD jest przyłączony. Algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii, o których mowa w pkt (3), są określone w Umowach przesyłowych pomiędzy OSP i URB odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe danego URD oraz OSP i Odbiorcą sieciowym odpowiednim dla obszaru działania OSD, do którego jest przyłączony ten URD. Poszczególne MB przy wyznaczaniu ER dla JG URB i Odbiorcy sieciowego są uwzględniane z przeciwnym znakiem.
- 5.2.2.7. Sposób pozyskiwania danych pomiarowych pochodzących z FPP uzależniony jest od lokalizacji MB.
- (1) Dla MB znajdujących się w podstawowym obszarze działania RB sposób pozyskiwania danych pomiarowych określony jest w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci
 - (2) Dla MB znajdujących się w rozszerzonym obszarze działania RB pozyskiwanie danych pomiarowych jest realizowane dla FPPP i FPPR poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE) Operatorów Pomiarów wskazanych przez URB, do których należą FPP.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (3) Dla MB reprezentujących dostawy energii w sieci dystrybucyjnej, nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, dane pomiarowe są pozyskiwane w podziale na rzeczywistą ilość energii pobranej i oddanej przez wszystkich URD, dla których bilansowanie handlowe prowadzi dany URB, przyłączonych poprzez sieć dystrybucyjną do danego punktu sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego. Dane pomiarowe dla MB są pozyskiwane poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii tego OSD, na terenie którego znajdują się FPP składające się na dane MB.
- 5.2.2.8. W przypadku, o którym mowa w pkt 5.2.2.7.(2) dane pomiarowe dla FPPP oraz FPPR muszą być przekazywane do OSP przez różnych Operatorów Pomiarów.
- 5.2.2.9. Na Rynku Bilansującym obowiązują jednolite standardy identyfikowania FPP oraz jednolite schematy gromadzenia i przetwarzania danych w systemach komputerowych, w tym formaty i typy danych pomiarowych.
- (1) FPP są identyfikowane przez kod FPP. Zasady kodowania FPP określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.
 - (2) Kody FPP obowiązujące OSP, OP i URB są określone w Umowie przesyłowej.
 - (3) Dane pomiarowe o przepływach energii są pozyskiwane i rejestrowane z dokładnością do 1 kWh.
 - (4) Dane pomiarowe są przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z właściwości systemów informatycznych.
 - (5) Wyniki obliczeń są rejestrowane z dokładnością do 1 kWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrąglenia.
 - (6) Dane pomiarowe są rejestrowane wraz ze statusem danej pomiarowej. Określone są następujące statusy danych pomiarowych na Rynku Bilansującym:
 - (6.1.) Status 0 oznacza daną poprawną.
 - (6.2.) Status 1 oznacza daną niepoprawną.
 - (7) Jako daną poprawną traktuje się daną pomiarową, która określa prawidłową wartość zmierzonej wielkości fizycznej. Jako daną niepoprawną traktuje się pozostałe dane pomiarowe.
- 5.2.2.10. Systemem informatycznym OSP dedykowanym do wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej jest Centralny System Pomiarowo Rozliczeniowy (CSPR).
- 5.2.2.11. Opis funkcjonalny CSPR w zakresie powiązań z systemem zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP i Lokalnymi Systemami Pomiarowo Rozliczeniowymi (LSPR) zamieszczony jest w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.
- 5.2.2.12. Wymiana danych pomiarowych pomiędzy systemem LSPR a systemem CSPR jest realizowana poprzez System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE).

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

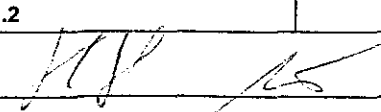
- 5.2.2.13. Zakres danych pomiarowych pozyskiwanych z LSPR jest określony w Umowach przesyłowych.
- 5.2.2.14. Przetwarzanie danych pomiarowych energii na Rynku Bilansującym jest realizowane w następujących cyklach rozliczeniowych: *dr Leszek Juchniewicz*
 - (1) Dobowym wstępnym – wielkości ER dla doby n są wyznaczane przez OSP w dobie $n+1$, jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności danych pomiarowych i wyznaczonych wielkości ER.
 - (2) Dobowym podstawowym – wielkości ER dla doby n są wyznaczane przez OSP w dobie $n+4$ jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń.
 - (3) Korygującym – umożliwiającym skorygowanie wyznaczonych wcześniej wielkości ER. Przetwarzanie danych pomiarowych w cyklu korygującym odbywa się w trybie analogicznym jak dla korekty rozliczeń ilościowych na RB.

5.2.3. Procedura konfigurowania danych pomiarowych

- 5.2.3.1. Każdy FPP zdefiniowany w CSPR jest identyfikowany przez kod FPP.
- 5.2.3.2. Kody FPP zdefiniowane w CSPR oraz w LSPR są wymieniane pomiędzy OSP a Operatorami Pomiarów z wykorzystaniem systemu WIRE.
- 5.2.3.3. Proces wymiany kodów FPP odbywa się w razie konieczności zmiany lub wprowadzenia nowych kodów FPP. Kody FPP są udostępniane przez OSP w godzinach od 8.00 do 12.00 i pozyskiwane w godzinach od 8.00 do 14.00.
- 5.2.3.4. Pozyskanie przez OSP kodów FPP polega na wysłaniu zapytania o kody zgromadzone w LSPR i odebraniu odpowiedniej listy kodów FPP przesłanej przez OP. Lista kodów FPP podlega zatwierdzeniu przez OSP.
- 5.2.3.5. Udostępnienie przez OSP kodów FPP z CSPR polega na wysłaniu listy kodów FPP w odpowiedzi na zapytanie otrzymane od OP.

5.2.4. Procedura pozyskiwania danych pomiarowych

- 5.2.4.1. Dla każdego FPP zlokalizowanego w obszarze Rynku Bilansującego w CSPR jest jednoznacznie określany sposób pozyskania danych pomiarowych zmierzonych w tym punkcie.
- 5.2.4.2. Dane pomiarowe z FPP zlokalizowanych w obszarze Rynku Bilansującego są pozyskiwane przez OSP dla FPPP i FPPR. Dane pomiarowe pochodzące z FPP zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego są pozyskiwane przez OSP w podziale na rzeczywistą ilość energii pobranej i oddanej w poszczególnych MB.
- 5.2.4.3. Dane pomiarowe z FPP dla doby n są pozyskiwane w trybie wstępnym wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii elektrycznej (wyznaczania ER) w dobie $n+1$.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

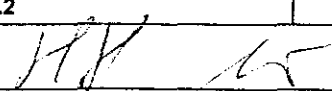
- (1) Proces pozyskania danych pomiarowych z systemów LSPR do systemu CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OP i realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00.
- (2) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do systemu CSPR w trybie automatycznym jest realizowany w godzinach od 6.00 do 8.00.
- (3) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych jest realizowana faza sprawdzenia kompletności danych pozyskanych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP. Procesowi sprawdzania podlegają dane pomiarowe dla każdego FPP w każdej godzinie doby n .
- (4) Dla każdego FPP pozyskanego z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP, dla którego dane pomiarowe są niekompletne proces pozyskania jest powtarzany w trybie ręcznym. Ręczny tryb pozyskiwania danych do CSPR jest realizowany w godzinach od 8.00 do 10.00.
- (5) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FPP.

5.2.4.4. Dane pomiarowe z FPP dla doby n są pozyskiwane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobach $n+2$ i $n+3$.

- (1) Proces pozyskania danych pomiarowych z systemów LSPR do systemu CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych pomiarowych. Proces jest realizowany w dobie $n+3$ w godzinach od 16.00 do 20.00 oraz w godzinach od 0.00 do 8.00 dnia następnego.
- (2) Proces pozyskania danych pomiarowych z systemów LSPR do systemu CSPR w trybie ręcznym jest realizowany w dobach $n+2$ i $n+3$ na podstawie indywidualnych zgłoszeń OP dotyczących nieprawidłowych wartości energii w FPP w godzinach od 16.00 do 20.00 oraz w godzinach od 0.00 do 8.00 w dniu następnym.
- (3) Dane pomiarowe są pozyskiwane dla FPPP i FPPR, dla których stwierdzono nieprawidłowości lub braki danych.
- (3) Proces pozyskania danych pomiarowych ze stacji akwizycji danych pomiarowych OSP do systemu CSPR jest realizowany w trybie ręcznym w dobie $n+3$ w godzinach od 12.00 do 15.00.
- (4) Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FPP.

5.2.4.5. Dla potrzeb korygowania wyznaczonych wielkości ER dane pomiarowe z FPP dla doby n są pozyskiwane w trybie korekty wyznaczania ER od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego

- (1) Proces pozyskania danych z systemów LSPR do systemu CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych pomiarowych dla FPPP i FPPR. Proces jest realizowany w godzinach od 16.00 do 20.00 oraz w godzinach od 0.00 do 8.00 w dniu następnym.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (2) Proces pozyskania danych z systemów LSPR do systemu CSPR w trybie ręcznym jest realizowany w godzinach od 16.00 do 20.00 oraz w godzinach od 0.00 do 8.00 w dniu następnym na podstawie indywidualnych zgłoszeń OP, które podlegają zatwierdzeniu przez OSP, dotyczących nieprawidłowych wartości energii w FPP.
- (3) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FPP.

5.2.5. Procedura wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii (ER)

5.2.5.1. Procedura wyznaczenia danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD, MB i JG

- 5.2.5.1.1. Dla każdego Miejsca Dostarczania (MD), rozumianego jako: zbiór fizycznych punktów pomiarowych (FPP) oraz algorytm wyznaczania ilości energii na podstawie pomiarów w tych punktach, oraz Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) jest wyznaczana rzeczywista ilość dostaw energii (ER) w każdej godzinie doby n .
- 5.2.5.1.2. Przy wyznaczaniu ER dla MD i MB są wykorzystywane algorytmy wyznaczania energii oraz procedury substytucji danych pomiarowych dla FPP i substytucji danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD i MB.
- 5.2.5.1.3. Dla każdej JG jest wyznaczana ER w każdej godzinie doby n .
- 5.2.5.1.4. Rzeczywista ilość dostaw energii (ER) jest wyznaczana w następujący sposób:
- (1) Dla JG_O , JG_{Wa} , JG_{Wp} , JG_{OSP} , JG_{BIL} oraz JG_{WMO} w przypadku wymiany nierównoległej – na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP oraz algorytmów agregacji dla MD i MB o ogólnej postaci:

$$ER_{jh} = \sum_{i \in I_j} ER_{jhi} \quad (5.15)$$

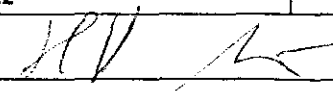
gdzie:

 I_j – zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego j -tej JG.

- (2) Dla JG_{WMO} – jest równa sumie Uzgodnionych Grafików Wymiany Międzysystemowej (GWM_U) danego URB, który jest równocześnie Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.

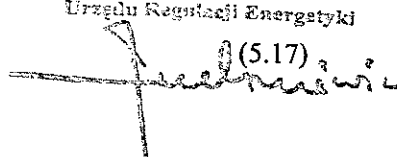
$$ER_{jh} = GWM_U \quad (5.16)$$

- (3) Dla JG_{WMO} w przypadku wymiany równoległej – jest równa różnicy pomiędzy:
(a) sumą pomiarów przepływów energii w FPP oraz algorytmów agregacji dla MD i MB tej JG_{WMO} i (b) sumą rzeczywistych ilości dostaw energii wszystkich JG_{WMO} .

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

$$ER_{jh} = \sum_{i \in I_j} ER_{jhi} - \sum_{k \in I_{WMU}} ER_{kh} \quad (5.17)$$

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki
(5.17)

dr Leszek Juchniewicz

gdzie:

- I_j – Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego j -tej JG.
 I_{WMU} – Zbiór Jednostek Grafikowych Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego.

- (4) Dla JG_{Wr} i JG_{GEr} – jest równa zero.

$$ER_{jh} = 0 \quad (5.18)$$

- (5) Dla JG_{PO} i JG_{GEP} – jest równa skorygowanej ilości dostaw energii (ES).

5.2.5.1.5. Proces wyznaczania ilości dostaw energii dla MD, MB oraz JG jest realizowany dla doby n w trybie wstępnym wyznaczania ER w dobie $n+1$ w godzinach od 10.00 do 12.00.

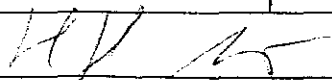
- (1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB oraz JG dla każdej godziny doby n .
- (2) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB oraz JG są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD i MB oraz JG.

5.2.5.1.6. Proces wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii dla MD, MB oraz JG jest realizowany dla doby n w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobie $n+4$ w godzinach od 8.00 do 10.00.

- (1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB oraz JG dla każdej godziny doby n .
- (2) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB oraz JG są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD i MB oraz JG.
- (3) Dodatkowo, w celu weryfikacji poprawności wyznaczonych danych pomiarowo-rozliczeniowych, są wykonywane bilanse obszarowe KSE.

5.2.5.1.7. Proces wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii dla MD, MB oraz JG jest realizowany dla doby n w trybie korygowania ER od 1. do 10. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

- (1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB oraz JG, dla każdej godziny doby n w pierwszym cyklu korekty.
- (2) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD i MB oraz każdej JG, dla każdej godziny doby n , dla której OR zgłosił nieprawidłowość w wyznaczeniu rzeczywistej ilości dostaw energii i została ona zatwierdzona przez OSP, w drugim i kolejnych cyklach korekty.
- (3) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB oraz JG są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD i MB oraz JG.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (4) Dodatkowo, w celu weryfikacji poprawności wyznaczonych danych pomiarowo-rozliczeniowych, są wykonywane bilanse obszarowe KSE.

5.2.5.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych niezbędnych do wyznaczenia rzeczywistej ilości dostaw energii dla danego MB, MD oraz JG, wielkość ER jest wyznaczana przy wykorzystaniu procedur substytucji danych rozliczeniowych obowiązujących dla MD, MB oraz JG.

5.2.5.2. Procedura substytucji danych pomiarowo-rozliczeniowych

5.2.5.2.1. Zasady ogólne

5.2.5.2.1.1. W procesie pozyskiwania i przetwarzania danych pomiarowo-rozliczeniowych mogą wystąpić zdarzenia awaryjne, uniemożliwiające pozyskanie kompletnych i poprawnych danych pomiarowych w wymaganych terminach.

5.2.5.2.1.2. W przypadkach wystąpienia zdarzeń awaryjnych substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych jest realizowana dla każdego etapu przetwarzania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

5.2.5.2.1.3. Substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych odbywa się według następującej procedury:

- (1) W pierwszej kolejności jest dokonywana substytucja danych dla Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP).
- (2) Jeżeli nie jest możliwe zastąpienie danych na poziomie FPP, jest dokonywana substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD oraz MB.
- (3) Jeżeli nie jest możliwe zastąpienie danych dla MD oraz MB, jest dokonywana substytucja danych rozliczeniowych dla Jednostek Grafikowych (JG).

5.2.5.2.2. Substytucja danych pomiarowych FPP

5.2.5.2.2.1. W przypadkach gdy:


- (1) Brak jest danych pomiarowych o przepływach energii w fizycznych punktach pomiarowych, pochodzących z układów pomiarowych rozliczeniowych podstawowych (FPPP).
- (2) Lokalizacja fizycznego punktu pomiarowego rezerwowego (FPPR) pokrywa się z lokalizacją FPPP, to:

Ilość energii zmierzona w FPPP zostaje zastąpiona przez ilość energii zmierzoną przez układy pomiarowe rozliczeniowe w FPPR.

$$E^{FPPP}_{ih} = E^{FPPR}_{ih} \quad (5.19)$$

gdzie:

E^{FPPP}_{ih} – Ilość energii w godzinie h w fizycznym punkcie pomiarowym FPP, zmierzona przez układy pomiarowe rozliczeniowe podstawowe.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

E^{FPPR}_{ih} – Ilość energii w godzinie h w fizycznym punkcie pomiarowym FPP, zmierzona przez układy pomiarowe rozliczeniowe rezerwowe.

5.2.5.2.2.2. Substytucja danych pomiarowych dla FPP następuje w procesie obliczeniowym Algorytmów Wyznaczania Energii (AWE). *dr Leszek Juchniewicz*

5.2.5.2.3. Substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD i MB

5.2.5.2.3.1. W przypadkach gdy:

- (1) Ilość energii w Miejscu Dostarczania jest wyznaczana na podstawie pomiarów w FPP oraz Podstawowego Algorytmu Wyznaczania Energii (AWEP).
- (2) Brak jest danych pomiarowych o przepływach energii w FPP.
- (3) Nie jest możliwe wykonanie substytucji danych pomiarowych dla FPP, to: Ilość energii w Miejscu Dostarczania jest wyznaczana na podstawie pomiarów w FPP oraz Rezerwowego Algorytmu Wyznaczania Energii (AWER):

$$ER^{AWEP}_{ih} = ER^{AWER}_{ih} \quad (5.20)$$

gdzie:

ER^{AWEP}_{ih} – Ilość energii dostarczonej w godzinie h w Miejscu Dostarczenia MD_i wyznaczona na podstawie pomiarów w FPP oraz AWEP.

ER^{AWER}_{ih} – Ilość energii dostarczonej w godzinie h w miejscu dostarczenia MD_i wyznaczona na podstawie pomiarów w FPP oraz AWER.

5.2.5.2.3.2. Dla MB zlokalizowanych w obszarze rozszerzonym Rynku Bilansującego, w przypadku braku danych pomiarowych dla FPP, na podstawie których jest wyznaczana rzeczywista ilość dostaw energii, jest podstawiana zerowa ilość dostaw energii z wyłączeniem MB dla jednostek wytwórczych, gdzie stosuje się substytucję danych rozliczeniowych dla JG.

5.2.5.2.3.3. Dla MB reprezentującego dostawy energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, w przypadku braku danych pomiarowych, jest podstawiana zerowa ilość dostaw energii.

5.2.5.2.4. Substytucja danych rozliczeniowych dla JG

5.2.5.2.4.1. W przypadku, gdy nie jest możliwe wyznaczenie rzeczywistej ilości dostaw energii dla Jednostki Grafikowej na podstawie danych pomiarowych w FPP i algorytmów wyznaczania energii lub na podstawie Uzgodnionych Grafików Wymiany Międzysystemowej (GWM_U), do wyznaczenia ER dla tej JG przyjmuje się:

- (1) Dla JG Wytwórczych aktywnych (JG_{wa}) i JG OSP aktywnych (JG_{OSP}) - operatywną skorygowaną ilość dostaw energii (ESO) ustaloną w ostatniej wersji planu (BPKD/OS).

$$ER_{jh} = ESO_{jh} \quad (5.21)$$

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
<i>[Signature]</i>		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

gdzie:

ER_{jh} – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie h przez Jednostkę Grafikową j .

ESO_{jh} – Operatywna skorygowana ilość dostaw energii w godzinie h ustalona w ostatniej wersji operatywnego planu pracy systemu elektroenergetycznego (BPKD) dla Jednostki Grafikowej j .

- (2) Dla JG Wytwórczych pasywnych (JG_{WP}), JG Odbiorczych (JG_O) z obszaru podstawowego Rynku Bilansującego, JG OSP pasywnych (JG_{OSP}) i JG Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}) w przypadku wymiany nierównoległej - skorygowaną ilość dostaw energii (ES).

$$ER_{jh} = ES_{jh} \quad (5.22)$$

gdzie:

ER_{jh} – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie h przez Jednostkę Grafikową j .

ES_{jh} – Skorygowana ilość dostaw energii w godzinie h .

- (3) Dla JG Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{WMU}) – 0.

$$ER_{jh} = 0 \quad (5.23)$$

gdzie:

ER_{jh} – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie h przez Jednostkę Grafikową j .

- (4) Dla JG Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}) w przypadku wymiany równoległej – sumę, z dokładnością do znaku, rzeczywistych ilości dostaw energii wszystkich JG_{WMU} .

$$ER_{jh} = \sum_{k \in I_{WMU}} ER_{kh} \quad (5.24)$$

gdzie:

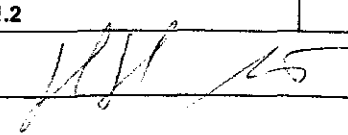
I_{WMU} – Zbiór Jednostek Grafikowych Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego.

5.2.6. Procedura udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych

5.2.6.1. Procedura udostępniania danych pomiarowych

5.2.6.1.1. Procesowi udostępniania podlegają dane pomiarowe dla FPP zgromadzone w CSPR i pozyskiwane z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP.

5.2.6.1.2. Dane pomiarowe z FPP zgromadzone w CSPR są udostępniane poprzez system WIRE.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- 5.2.6.1.3. Dane pomiarowe z FPP zdefiniowanych w CSPR ~~moga być udostępniane~~ Operatorom Pomiarów w zakresie ich JG. Udostępnieniu podlegają dane pomiarowe pochodzące z FPP w oparciu, o które wyznaczana jest rzeczywista ilość dostaw energii dla danej JG. *dr Leszek Juchniewicz*
- 5.2.6.1.4. Dane pomiarowe z FPP dla doby n są udostępniane w trybie wstępnym wyznaczania ER w dobach $n+1$ i $n+2$.
- (1) Proces udostępniania danych z CSPR do LSPR poprzez WIRE jest inicjowany przez OP i może być realizowany w godzinach od 8.00 do 12.00.
- 5.2.6.1.5. Dane pomiarowe z FPP dla doby n są udostępniane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobie $n+5$.
- (1) Proces udostępniania danych z CSPR do LSPR poprzez WIRE jest inicjowany przez OP i może być realizowany w godzinach od 8.00 do 12.00.

5.2.6.2. Procedura udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych

- 5.2.6.2.1. Raport Hierarchiczny Energii Rzeczywistej (RHER) jest udostępniany w zakresie każdej JG, dla której wyznacza się wielkości ER na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP.
- (1) W trybie wstępnym wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG, podlegającej procesowi rozliczeń ER, w dobie $n+1$ po godzinie 16.00.
- (2) W trybie podstawowym wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG, dla której wystąpiła zmiana rzeczywistej ilości dostaw energii lub pozyskano dane pomiarowe dla FPP, w dobie $n+4$.
- (3) W trybie korekty wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG, dla której wystąpiła zmiana rzeczywistej ilości dostaw energii lub pozyskano dane pomiarowe dla FPP, w dobach od 11. do 20. każdego miesiąca kalendarzowego.
- 5.2.6.2.2. Każdy raport hierarchiczny zawiera datę i czas utworzenia raportu, datę doby rozliczeniowej oraz identyfikator JG, której dotyczy.
- 5.2.6.2.3. W ramach raportu RHER są udostępniane następujące dane:
- (1) Dane dotyczące JG w każdej godzinie doby n .
- (1.1.) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.
- (1.2.) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.
- (1.3.) Status substytucji danych dla JG.
- (2) Dane dotyczące poszczególnych MB wchodzących w skład JG w każdej godzinie doby n .
- (2.1.) Identyfikator MB.
- (2.2.) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.
- (2.3.) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.
- (2.4.) Status substytucji danych dla MB.
- (3) Dane dotyczące poszczególnych MD wchodzących w skład MB w każdej godzinie doby n .

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
<i>[Signature]</i>		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- [Signature]*
dr Leszek Juchniewicz
- (3.1.) Identyfikator MD.
 - (3.2.) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.
 - (3.3.) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.
 - (3.4.) Status substytucji danych dla MD.
 - (4) Wynik substytucji danych dla FPP wchodzących w skład kolejnych MD w każdej godzinie doby n .
 - (4.1.) Identyfikator wyniku w tzw. rozliczeniowym punkcie pomiarowym (RPP).
 - (4.2.) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.
 - (4.3.) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.
 - (4.4.) Status substytucji danych dla FPP.
 - (5) Dane dotyczące poszczególnych FPP wchodzących w skład kolejnych RPP w każdej godzinie doby n .
 - (5.1.) Identyfikator FPP.
 - (5.2.) Kolejność uwzględniania w procedurze substytucji danych dla FPP.
 - (5.3.) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.
 - (5.4.) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.

5.3. Procedury rozliczeń ilościowych i wartościowych**5.3.1. Rozliczenia na Rynku Bilansującym****5.3.1.1. Ogólne zasady rozliczeń**

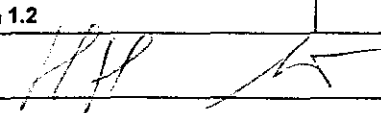
- 5.3.1.1.1. Podmiotem rozliczanym na Rynku Bilansującym jest Uczestnik Rynku Bilansującego (URB). Na rozliczenie każdego URB składa się rozliczenie jego wszystkich Jednostek Grafikowych (JG).
- 5.3.1.1.2. Przedmiotem rozliczeń na Rynku Bilansującym jest energia bilansująca (EB) stanowiąca różnicę pomiędzy deklarowaną a rzeczywistą ilością dostaw energii.
- 5.3.1.1.3. Energia bilansująca jest sumą dwóch składników:
 - (1) Energii bilansującej planowanej (EBP) wynikającej z przyjętych przez OSP, w trakcie planowania pracy systemu elektroenergetycznego, ofert bilansujących JG aktywnych.
 - (2) Energii bilansującej nieplanowanej (EBN) wynikającej z (i) weryfikacji zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii i Ofert Bilansujących oraz (ii) fizycznej realizacji dostaw energii.
- 5.3.1.1.4. Realizacja rozliczeń dla poszczególnych Jednostek Grafikowych polega na wykonaniu rozliczenia ilościowego i wartościowego, przy czym:
 - (1) W ramach rozliczenia ilościowego są wyznaczane ilości dostaw energii na Rynku Bilansującym.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
<i>[Signature]</i>	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

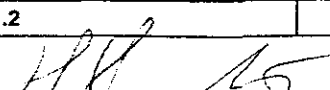
- (2) W ramach rozliczenia wartościowego są wyznaczane należności wynikające z dostaw energii na Rynku Bilansującym.
- 5.3.1.1.5. Okresem rozliczeniowym na Rynku Bilansującym jest dekada miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności za dostawy energii na Rynku Bilansującym jest 25. dzień po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego.
- 5.3.1.1.6. W każdym miesiącu kalendarzowym występują trzy okresy rozliczeniowe. Przy podziale miesiąca kalendarzowego na okresy rozliczeniowe obowiązują następujące zasady:
- (1) Dwa pierwsze okresy rozliczeniowe obejmują zawsze po 10 kolejnych dób.
 - (2) Trzeci okres rozliczeniowy obejmuje pozostałe doby miesiąca kalendarzowego, tj. 8, 9, 10 albo 11 kolejnych dób w zależności od liczby dni w miesiącu.
- 5.3.1.1.7. Rozliczenie Jednostek Grafikowych na Rynku Bilansującym jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:
- (1) Dobowym – na podstawie godzinowych wielkości rozliczeniowych (rozliczenia godzinowego) dla poszczególnych JG są wyznaczane ilości energii bilansującej dostarczonej (EBD) lub odebranej (EBO) z Rynku Bilansującego w dobie n oraz należności za dostawę (NBD) lub odbiór (NBO) energii bilansującej. Wielkości rozliczeniowe dla doby n są wyznaczane przez OSP w dobie $n+1$, jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń, oraz w dobie $n+4$, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń dekadowych.
 - (2) Dekadowym – na podstawie dobowych wielkości rozliczeniowych (rozliczenia dobowego) dla poszczególnych JG są wyznaczane ilości energii bilansującej dostarczonej (EBDD) lub odebranej (EBOD) z Rynku Bilansującego w danej dekadzie oraz należności za dostawę (NBDD) lub odbiór (NBOD) energii. Wielkości rozliczeniowe dekadowe są podstawą do wystawienia faktur za sprzedaż oraz za zakup energii na Rynku Bilansującym.
- 5.3.1.1.8. Podstawą do realizacji rozliczeń dobowych są wielkości rozliczeniowe godzinowe: (i) ilość energii bilansującej (EB) dostarczonej albo odebranej z Rynku Bilansującego w danej godzinie oraz należność (NB) za tą energię. Wielkości te są wyznaczane w ramach rozliczenia godzinowego.
- 5.3.1.1.9. Rozliczenie godzinowe Jednostek Grafikowych jest realizowane w trzech fazach: rozliczenia zweryfikowanej (REZ), skorygowanej (RES) oraz rzeczywistej (RER) ilości dostaw energii. Wielkości rozliczeniowe godzinowe są sumą odpowiednich wielkości wyznaczonych w poszczególnych fazach rozliczeń godzinowych.
- 5.3.1.1.10. W ramach kolejnych faz rozliczenia godzinowego ilości energii bilansującej oraz należności za tą energię są wyznaczane według następujących ogólnych zasad:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (1) Rozliczenie zweryfikowanej ilości dostaw energii ~~(REZ)~~ przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca nieplanowana w ilości ΔEDZ , stanowiąca różnicę pomiędzy deklarowaną (ED) a zweryfikowaną (EZ) ilością dostaw energii oraz energia awarii w ilości ΔEA . Należność ~~NDZ~~ dla JG jest wyznaczana na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu (CRO_z) albo sprzedaży (CRO_s) oraz ceny rozliczeniowej energii awarii (CRA).
- (2) Rozliczenie skorygowanej ilości dostaw energii (RES) – przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca planowana w ilości ΔEZS stanowiąca różnicę pomiędzy sumą zweryfikowanych (EZ) a sumą skorygowanych (ES) ilości dostaw energii poszczególnych wytwórców. Należność NZS dla JG jest wyznaczana na podstawie jej cen ofertowych, przy czym jeżeli zwiększenie albo redukcja generacji została wymuszona ograniczeniami systemowymi w rozliczeniach stosuje się dodatkowo cenę maksymalną wytwarzania wymuszonego (CW^{MAX}) oraz cenę minimalną redukcji wymuszonej (CW^{MIN}).
- (3) Rozliczenie rzeczywistej ilości dostaw energii (RER) – przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca nieplanowana w ilości ΔESR stanowiąca różnicę pomiędzy skorygowaną (ES) a rzeczywistą (ER) ilością dostaw energii oraz energia wytwarzana ze względu na ograniczenia elektrowniane w ilości ΔEOE . Należność NSR dla danej JG jest wyznaczana na podstawie jednolitej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO), ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu (CRO_z) albo sprzedaży (CRO_s) oraz ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych (CRE).
- 5.3.1.1.11. Niezależnie od dobowych i dekadowych cykli rozliczeniowych na Rynku Bilansującym istnieje możliwość korygowania wykonanych wcześniej rozliczeń dekadowych. Służą do tego specjalne cykle rozliczeniowe nazywane korektą rozliczeń.
- 5.3.1.1.12. Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych i odnoszą się do rozliczenia dekadowego poszczególnych Jednostek Grafikowych.
- 5.3.1.1.13. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń danej dekady jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.
- 5.3.1.1.14. Okresem fakturowania zobowiązań i należności za dostawy energii na Rynku Bilansującym są dekady (okresy rozliczeniowe).
- 5.3.1.1.15. Każda faktura musi zostać uregulowana nie później niż w terminie płatności.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

5.3.1.1.16. W wyniku prowadzonych przez OSP działań bilansujących i dostosowawczych w ramach planowania pracy systemu elektroenergetycznego (zakupu lub sprzedaży energii bilansującej planowanej) na Rynku Bilansującym w każdej godzinie jest ponoszony koszt nazywany Całkowitym, kosztem pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego (KCZ). Koszt KCZ jest pokrywany na Rynku Bilansującym w części wynikającej z kosztów bilansowania energii (KB). Odbywa się to w ramach rozliczenia energii bilansującej nieplanowanej. Koszt usuwania ograniczeń systemowych (KO), związany z realizacją przez OSP działań dostosowawczych, jest przenoszony poprzez opłaty za świadczenie usług przesyłowych. Koszt ten jest alokowany do składnika systemowego opłaty przesyłowej Taryfy OSP. W wyniku realizacji rozliczeń na Rynku Bilansującym dla każdej godziny suma kosztów wynikająca z przeprowadzonych rozliczeń jest równa zero.

5.3.1.2. Zasady oznaczeń, dokładność i konwencja znaków w modelu rozliczeń

5.3.1.2.1. Wielkości deklarowanej (ED), zweryfikowanej (EZ), skorygowanej (ES) i rzeczywistej (ER) ilości dostaw energii w zależności od znaku mają następującą interpretację:

- (1) Jeżeli ED, EZ, ES lub ER ma wartość ujemną to oznacza odbiór energii z obszaru objętego działaniem Rynku Bilansującego.
- (2) Jeżeli ED, EZ, ES lub ER ma wartość dodatnią to oznacza dostawę energii do obszaru objętego działaniem Rynku Bilansującego.

5.3.1.2.2. Wielkości dostaw energii $\Delta EDZ=ED-EZ$, $\Delta EZS=EZ-ES$ i $\Delta ESR=ES-ER$ w zależności od znaku mają następującą interpretację:

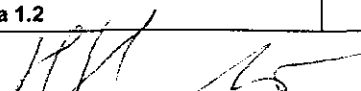
- (1) Jeżeli ΔEDZ , ΔEZS lub ΔESR ma wartość ujemną to oznacza dostawę energii na Rynek Bilansujący.
- (2) Jeżeli ΔEDZ , ΔEZS lub ΔESR ma wartość dodatnią to oznacza odbiór energii z Rynku Bilansującego.

5.3.1.2.3. Koszt całkowity KCZ, koszt bilansowania energii KB i koszt ograniczeń KO w zależności od znaku mają następującą interpretację:

- (1) Jeżeli KCZ lub KB ma wartość ujemną, to oznacza koszt poniesiony na RB.
- (2) Jeżeli KCZ lub KB ma wartość dodatnią, to oznacza przychód na RB.
- (3) Jeżeli KO ma wartość ujemną, to pomniejsza koszty alokowane do składnika systemowego opłaty przesyłowej dla następnego okresu taryfowego, a jeśli ma wartość dodatnią, to zwiększa te koszty.

5.3.1.2.4. Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii są dokonywane z dokładnością do 0,001 MWh. Wielkości deklarowanej (ED) i zweryfikowanej (EZ) ilości dostaw energii są wyznaczane z dokładnością do 0,001 MWh.

5.3.1.2.5. Skorygowana ilość dostaw energii (ES) jest wyznaczana z dokładnością do 0,001 MWh.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- 5.3.1.2.6. Rzeczywista ilość dostaw energii (ER) dla JG jest wyznaczana z dokładnością do 1 kWh.
- 5.3.1.2.7. Rozliczenia godzinowe ilościowe są realizowane z dokładnością do 1 kWh a wartościowe z dokładnością do 1 grosza.
- 5.3.1.2.8. Rozliczenia ilościowe dobowe i dekadowe są realizowane z dokładnością do 1 kWh a wartościowe z dokładnością do 1 grosza.
- 5.3.1.2.9. Przy wyznaczaniu wielkości rozliczenia ilościowego dobowego stosuje się ogólne metody zaokrągleń. Zaokrągleń dokonuje się po zsumowaniu odpowiednich wielkości godzinowych.
- 5.3.1.2.10. Przy wyznaczaniu należności oraz cen stosuje się metody zaokrągleń zgodne ze stosownym rozporządzeniem Ministra Finansów.

dr Leszek Juchniewicz

5.3.1.3. Procedura rozliczeń godzinowych

5.3.1.3.1. Wyznaczanie ilości dostaw energii

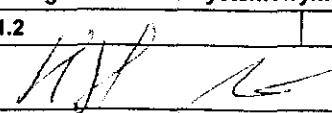
- 5.3.1.3.1.1. Deklarowana ilość dostaw energii ED_{jh} dla j -tej JG w godzinie h jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.1.1.
- 5.3.1.3.1.2. Zweryfikowana ilość dostaw energii EZ_{jh} dla j -tej JG w godzinie h jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.1.2.
- 5.3.1.3.1.3. Skorygowana ilość dostaw energii ES_{jh} dla j -tej JG w godzinie h jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.1.3.
- 5.3.1.3.1.4. Rzeczywista ilość dostaw energii ER_{jh} dla j -tej JG w godzinie h jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.2.5.

5.3.1.3.2. Wyznaczanie ilości energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych

- 5.3.1.3.2.1. Ilość energii wytwarzanej w danej godzinie jako generacja wymuszona ze względu na ograniczenia elektrowniane (ΔEOE) jest wyznaczana dla poszczególnych JG_{Wr} na podstawie całkowitej ilości energii wymaganej do spełnienia ograniczeń elektrownianych (EOE) oraz całkowitej ilości energii wymaganej do spełnienia ograniczeń sieciowych (EOS) w tej godzinie przez JG_{Wa} składające się na daną JG_{Wr} .
- 5.3.1.3.2.2. Wielkość ΔEOE dla danej JG_{Wr} w godzinie h jest wyznaczana według następujących zasad:

5.3.1.3.2.2.1. Jeżeli $EOE_h \leq EOS_h$ lub $\sum_{j \in J_w} EZ_{jh} \geq \sum_{j \in J_w} ES_{jh}$ lub $\sum_{j \in J_w} ED_{jh} \geq EOE_h$, to:

$$\Delta EOE_h = 0 \tag{5.25}$$

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

5.3.1.3.2.2.2. Jeżeli $\sum_{j \in J_w} EZ_{jh} < \sum_{j \in J_w} ES_{jh}$ i $EOE_h > EOS_h$, to energia ΔEOE_h jest wyznaczana, jako ta część nadwyżki energii wymaganej ze względu na ograniczenia elektrowniane ponad energię wymaganą ze względu na ograniczenia sieciowe ($EOE_h - EOS_h$), która nie jest pokryta przez swobodne zwiększenie generacji (ΔEZS^{BO}_h) w ramach rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii dla JG_{Wr} :

(1) Jeżeli $EOE_h - EOS_h \leq -\Delta EZS^{BO}_h$, to:

$$\Delta EOE_h = 0 \quad (5.26)$$

(2) W pozostałych przypadkach:

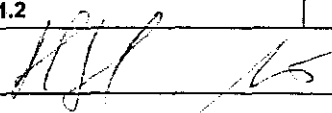
$$\Delta EOE_h = \min (EOE_h - EOS_h + \Delta EZS^{BO}_h, - (\sum_{j \in J_w} EZ_{jh} - \sum_{j \in J_w} ES_{jh})) \quad (5.27)$$

gdzie:

- ED_{jh} – Deklarowana ilość dostaw energii j -tej JG_{Wa} w godzinie h .
- EZ_{jh} – Zweryfikowana ilość dostaw energii j -tej JG_{Wa} w godzinie h .
- ES_{jh} – Skorygowana ilość dostaw energii j -tej JG_{Wa} w godzinie h .
- EOE_h – Ilość energii wymagana do spełnienia ograniczeń elektrownianych w godzinie h przez JG_{Wa} składające się na daną JG_{Wr} .
- EOS_h – Ilość energii wymagana do spełnienia ograniczeń sieciowych w godzinie h przez JG_{Wa} składające się na daną JG_{Wr} .
- ΔEZS^{BO}_h – Ilość energii rozliczona jako swobodne zwiększenie generacji w godzinie h w ramach rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii danej JG_{Wr} .
- J_w – zbiór JG_{Wa} składających się na daną JG_{Wr} .

5.3.1.3.2.3. Ilości energii EOE i EOS są wyznaczane dla każdej godziny niezależnie na podstawie ograniczeń elektrownianych wynikających z przyczyn technologicznych w elektrowni, o których mowa w pkt 4.1.4.4.2.8., i ograniczeń sieciowych, o których mowa w pkt 4.1.4.4.3., uwzględnionych w ostaniej wersji planu BPKD/OS.

5.3.1.3.2.4. Wielkości EOE i EOS są wyznaczane jako minimalne ilości energii wymagane do spełnienia odpowiednio ograniczeń elektrownianych oraz ograniczeń sieciowych przez JG_{Wa} . Przy wyznaczaniu wielkości EOE i EOS przyjmuje się dopuszczalny zakres zmian obciążenia poszczególnych JG_{Wa} zgodnie z BPP^{MIN} i BPP^{MAX} wynikającymi z udziału JG_{Wa} w regulacji lub, w przypadku JG_{Wa} pracujących w usztywnieniach, zakres obciążenia wynikający z odpowiednich zgłoszeń dokonanych przez wytwórcę, skorygowane o ubytki mocy JG_{Wa} .

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki**5.3.1.3.3. Wyznaczanie ilości energii awarii**

5.3.1.3.3.1. Ilość energii awarii (ΔEA) dla danej JG_{wr} jest wyznaczana jako zdolności wytwórcze JG_{wa} składających się na tą JG_{wr} brakujące do realizacji zobowiązań kontraktowych alokowanych na JG_{wa} w postaci USE. Ilość energii ΔEA jest wyznaczana na podstawie następujących wielkości:

- EA – energii odpowiadającej zdolnościom wytwórczym z USE alokowanych na JG_{wa} , które uległy awarii.
- EZW – energii odpowiadającej dostępnym zdolnościom wytwórczym dyspozycyjnych JG_{wa} .

5.3.1.3.3.2. Ilość energii EA dla każdej JG_{wr} w godzinie h jest równa sumie ilości energii EZ w godzinie h tych JG_{wa} składających się na JG_{wr} , które w tej godzinie były w awarii (dla których był ustawiony znacznik awarii):

$$EA_h = \sum_{j \in JA} EZ_{jh} \quad (5.28)$$

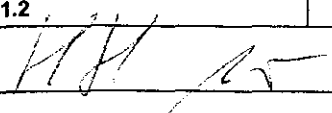
gdzie:

- EZ_{jh} – Zweryfikowana ilość dostaw energii j -tej JG_{wa} w godzinie h .
- JA – Zbiór wszystkich JG_{wa} , składających się na JG_{wr} , dla których w godzinie h jest ustawiony znacznik awarii.

5.3.1.3.3.3. Energia odpowiadająca dostępnym zdolnościom wytwórczym jest wyznaczana jako energia odpowiadająca dostępnym zdolnościom wytwórczym całkowitym (EZW^C) oraz energia odpowiadająca dostępnym zdolnościom wytwórczym uwzględniającym wystąpienie awarii (EZW^A), według następujących zasad:

5.3.1.3.3.3.1. Energia odpowiadająca zdolnościom wytwórczym całkowitym (EZW^C_h) dla danej JG_{wr} w godzinie h jest równa sumie:

- (1) Maksymalnych energii ES^{MAX} jakie mogłyby wytwarzać JG_{wa} składające się na JG_{wr} , znajdujące się w tej godzinie w stanie pracy, przyjmując dla każdej z tych jednostek zdolności wytwórcze równe mniejszej z wartości: (i) maksymalnej dopuszczalnej wartości zmian bieżącego punktu pracy (BPP^{MAX}) oraz (ii) mocy dyspozycyjnej.
- (2) Maksymalnych energii EU^{MAX} jakie mogłyby wytwarzać JG_{wa} składające się na JG_{wr} , znajdujące się w tej godzinie w rezerwie, jeżeli wcześniej nastąpiłoby ich uruchomienie zgodnie z ich charakterystykami uruchomienia oraz ich mocami dyspozycyjnymi w godzinach poprzedzających godzinę h .
- (3) Energii EU zaplanowanej do wytwarzania przez JG_{wa} składające się na JG_{wr} znajdujące się w tej godzinie w stanie uruchamiania, przyjmując dla każdej z tych jednostek ilości energii określone w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

5.3.1.3.3.2. Energia odpowiadajaca dostepnym zdolnosciom wytworczym uwzgledniajacy m wystapienie awarii (EZWA) dla danej JGWr w godzinie h jest rowna sumie:

- (1) Maksymalnych energii ES^{MAX} jakie moglyby wytwarzac JGWr skladajace sie na JGWr, znajdujace sie w tej godzinie w stanie praca, przyjmujac dla kazdej z tych jednostek zdolnosci wytworcze rowne mniejszej z wartosci: (i) maksymalnej dopuszczalnej wartosci zmian biezacego punktu pracy (BPP^{MAX}) oraz (ii) mocy dyspozycyjnej.
- (2) Maksymalnych energii EU^{MAX} jakie moglyby wytwarzac JGWr skladajace sie na JGWr, znajdujace sie w tej godzinie w rezerwie, jezeli w nastepnej godzinie po wystapieniu ostatniej awarii, przed godzina h, nastapiloby ich uruchomienie zgodnie z ich charakterystykami uruchomienia oraz ich mocami dyspozycyjnymi w godzinach poprzedzajacych godzine h.
- (3) Energii EU zaplanowanej do wytwarzania przez JGWr skladajace sie na JGWr znajdujace sie w tej godzinie w stanie uruchamiania, przyjmujac dla kazdej z tych jednostek ilosci energii okreslone w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

5.3.1.3.3.4. Wartości EZW^C_h i EZW^A_h są wyznaczane według następującego wzoru:

$$EZW_h = \sum_{j \in Jp} ES_{jh}^{MAX} + \sum_{j \in Jr} EU_{jh}^{MAX} + \sum_{j \in Ju} EU_{jh} \quad (5.29)$$

gdzie:

ES_{jh}^{MAX} – Maksymalna energia jaką moglyby wytwarzac JGWr przyjmujac jej zdolnosci wytworcze rowne mniejszej z obowiazujacych dla tej JGWr w godzinie h wartosci: (i) BPP^{MAX} oraz (ii) mocy dyspozycyjnej.

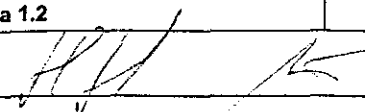
EU_{jh}^{MAX} – Maksymalna energia jaką moglyby wytwarzac JGWr w godzinie h, jezeli zostalaby wczesniej uruchomiona, wyznaczona z uwzglednieniem maksymalnej dopuszczalnej wartosci zmian biezacego punktu pracy (BPP^{MAX}) wynikajacej z udzialu tej JGWr w regulacji. Do wyznaczenia EZW^A_h przyjmuje sie, ze uruchamianie JGWr moglo rozpoczac sie w nastepnej godzinie po wystapieniu ostatniej awarii przed godzina h, natomiast do wyznaczenia EZW^C_h przyjmuje sie, ze uruchamianie moglo rozpoczac sie wczesniej niz wystapila awaria.

EU_{jh} – Energia zaplanowana do wytwarzania przez j-ta JGWr w godzinie h, rowna ilosci energii okreslonej w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

Jp – Zbiór JGWr skladajacych sie na JGWr i znajdujacych sie w godzinie h w stanie praca.

Jr – Zbiór JGWr skladajacych sie na JGWr i znajdujacych sie w godzinie h w stanie rezerwa.

Ju – Zbiór JGWr skladajacych sie na JGWr i znajdujacych sie w godzinie h w stanie uruchamiania.

IRIESP -- Bilansowanie systemu i zarzadzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

5.3.1.3.3.5. Ilość energii awarii (ΔEA) dla danej JG_{Wr} w godzinie h jest wyznaczana, według następujących zasad:

5.3.1.3.3.5.1. Jeżeli $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \leq \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$, to:

$$\Delta EA_h = 0$$

dr Leszek Juch (5.30) icz

5.3.1.3.3.5.2. Jeżeli $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} > \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$, to ΔEA_h jest wyznaczana, jako ta część zobowiązań wytwórcy wynikających z sumy wielkości EZ jego JG_{Wa} , dla której wytwórca nie ma pokrycia w zdolnościach wytwórczych JG_{Wa} . Wielkość ΔEA jest wyznaczana według następujących zależności:

(1) Jeżeli $EZW^C_h \geq \sum_{j \in Jw} EZ_{jh}$ i $EZW^A_h \geq \sum_{j \in Jw} EZ_{jh}$, to:

$$\Delta EA_h = 0 \tag{5.31}$$

(2) W pozostałych przypadkach:

(2.1) Jeżeli $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^C_h \geq EA_h$, to:

$$\Delta EA_h = \min(\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^C_h, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh}) \tag{5.32}$$

(2.2) Jeżeli $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^C_h < EA_h$, to:

$$\Delta EA_h = \min(EA_h, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^A_h, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh}) \tag{5.33}$$

Przy czym jeżeli wyznaczona według zasad określonych w pkt 5.3.1.3.3.5.2. (2.2) ilość energii ΔEA_h jest mniejsza od sumy energii awarii tych JG_{Wa} , dla których godzina h jest pierwszą godziną awarii, to:

$$\Delta EA_h = \sum_{j \in JAr} EZ_{jh} \tag{5.34}$$

gdzie:

EZ_{jh} – Zweryfikowana ilość dostaw energii j -tej JG_{Wa} w godzinie h .

ES_{jh} – Skorygowana ilość dostaw energii j -tej JG_{Wa} w godzinie h .

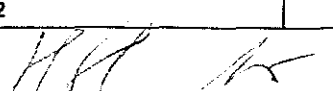
EA_h – Ilość energii awarii danej JG_{Wr} .

EZW^C_h – Energia odpowiadająca zdolnościom wytwórczym całkowitym, wyznaczona dla danej JG_{Wr} dla godziny h .

EZW^A_h – Energia odpowiadająca zdolnościom wytwórczym uwzględniającym wystąpienie awarii, wyznaczona dla danej JG_{Wr} dla godziny h .

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

JAr – Zbiór JG_{Wa} składających się na daną JG_{Wr} , których awaria rozpoczęła się w godzinie h .

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urząd Regulacji Energetyki**5.3.1.3.4. Wyznaczanie godzinowych cen rozliczeniowych****5.3.1.3.4.1. Zasady ustalania wartości ceny maksymalnej wytwarzania wymuszonego (CW^{MAX}) i ceny minimalnej redukcji wymuszonej (CW^{MIN})** Leszek Juchniewicz

5.3.1.3.4.1.1. Cena maksymalna wytwarzania wymuszonego (CW^{MAX}) i cena minimalna redukcji wymuszonej (CW^{MIN}) są wykorzystywane w rozliczeniach energii bilansującej planowanej w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona).

5.3.1.3.4.1.2. Cena maksymalna wytwarzania wymuszonego (CW^{MAX}) jest równa średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym obliczanej i ogłaszanej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18) lit. b) ustawy Prawo energetyczne.

5.3.1.3.4.1.3. Wartości ceny maksymalnej wytwarzania wymuszonego (CW^{MAX}) będą aktualizowane każdego roku kalendarzowego w dniu 1 kwietnia na podstawie ogłoszenia Prezesa URE o wysokości średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, wydawanego na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18) lit. b) ustawy Prawo energetyczne.

5.3.1.3.4.1.4. Aktualizacja wartości ceny maksymalnej wytwarzania wymuszonego (CW^{MAX}) nie wymaga aktualizacji niniejszej części IRiESP.

5.3.1.3.4.1.5. Cena minimalna redukcji wymuszonej (CW^{MIN}) jest równa minimalnej cenie ofertowej redukcyjnej: $CW^{MIN} = 70 \text{ zł/MWh}$.

5.3.1.3.4.2. Zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej

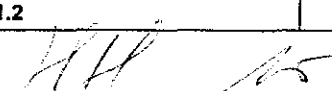
5.3.1.3.4.2.1. Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej (CRK) jest wyznaczana dla celów rozliczenia energii bilansującej planowanej (EBP) stanowiącej różnicę pomiędzy sumą zweryfikowanych (EZ) a sumą skorygowanych (ES) ilości dostaw energii poszczególnych wytwórców.

5.3.1.3.4.2.2. Cena CRK_{jkh} energii w k -tym paśmie oferty bilansującej, dla którego zachodzi warunek $EZ_{jkh} \neq ES_{jkh}$, j -tej JG w godzinie h , jest wyznaczana według następujących zasad:

5.3.1.3.4.2.2.1 W przypadku, gdy dla pasma ofertowego k skorygowana ilość dostaw energii jest większa od zweryfikowanej ilości dostaw energii ($ES_{jkh} > EZ_{jkh}$) do rozliczeń jako cenę CRK_{jkh} energii w paśmie k przyjmuje się:

- (1) Cenę ofertową dla pasma k (CO_{jkh}) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna).

$$CRK_{jkh} = CO_{jkh} \quad (5.35)$$

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urząd Regulacji Energetyki

- (2) Mniejszą z wartości ceny ofertowej dla pasma k (CO_{jkk}) oraz ceny maksymalnej wytwarzania wymuszonego (CW^{MAX}) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona).

$$CRK_{jkk} = \min(CO_{jkk}, CW^{MAX}) \quad (5.36)$$

5.3.1.3.4.2.2.2. W przypadku, gdy dla pasma ofertowego k skorygowana ilość dostaw energii jest mniejsza od zweryfikowanej ilości dostaw energii ($ES_{jkk} < EZ_{jkk}$) do rozliczeń jako cenę CRK_{jkk} energii w paśmie k przyjmuje się:

- (1) Cenę ofertową dla pasma k (CO_{jkk}) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna).

$$CRK_{jkk} = CO_{jkk} \quad (5.37)$$

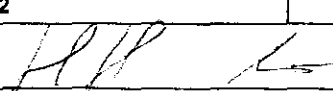
- (2) Większą z wartości ceny ofertowej dla pasma k (CO_{jkk}) oraz ceny minimalnej redukcji wymuszonej (CW^{MIN}) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona).

$$CRK_{jkk} = \max(CO_{jkk}, CW^{MIN}) \quad (5.38)$$

5.3.1.3.4.2.3. Kwalifikacja wykorzystania danego pasma oferty bilansującej, jako (i) zmiany swobodnej albo (ii) zmiany wymuszonej odbywa się na podstawie znacznika wykorzystania pasma ofertowego ZP_{jkk} .

5.3.1.3.4.2.4. Wartość znacznika ZP w danej godzinie jest ustalana na podstawie porównania dla tej godziny ostatniej wersji planu BPKD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS) z planem BPKD ustalonym przy pominięciu wszystkich ograniczeń systemowych (BPKD/BO), w tym ograniczeń dotyczących uruchomień JG oraz wymaganych rezerw mocy w systemie. Obowiązują przy tym następujące reguły:

- (1) $ZP = 1$ dla danego pasma, co oznacza zmianę wymuszoną, jeżeli w planie z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS) pasmo to zostało przyjęte dla potrzeb działań dostosowawczych (usuwania ograniczeń), przy czym dane pasmo jest traktowane jako przyjęte dla potrzeb działań dostosowawczych w sytuacji, gdy (i) zostało ono przyjęte w planie z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS) i (ii) nie zostało ono przyjęte w planie bez uwzględnienia ograniczeń systemowych (BPKD/BO).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (2) $ZP = 0$ dla danego pasma, co oznacza zmianę swobodną, jeżeli w planie z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS) pasmo to zostało przyjęte dla potrzeb działań bilansujących, przy czym dane pasmo jest traktowane jako przyjęte dla potrzeb działań bilansujących w sytuacji, gdy (i) zostało ono przyjęte w planie z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS) i (ii) zostało ono przyjęte w planie bez uwzględnienia ograniczeń systemowych (BPKD/BO).

5.3.1.3.4.2.5. Wartość znacznika ZP_{jkh} dla j -tej JG w godzinie h dla k -tego pasma oferty bilansującej jest wyznaczana według następujących zasad:

- (1) $ZP_{jkh} = 1$, odpowiednio:
- (1.1) Dla pasma przyrostowego k oferty bilansującej, jeżeli $ESO_{jkh}^{BO} = 0$ i $ESO_{jkh}^{OS} > 0$.
- (1.2) Dla pasma redukcyjnego k oferty bilansującej, jeżeli $ESO_{jkh}^{BO} = POFP_{jkh}$ i $ESO_{jkh}^{OS} < POFP_{jkh}$.
- (2) $ZP_{jkh} = 0$ w pozostałych przypadkach.

gdzie:

ESO_{jkh}^{BO} – Operatywna skorygowana ilość dostaw energii brutto j -tej JG w godzinie h w paśmie ofertowym k ustalona w planie BPKD/BO.

ESO_{jkh}^{OS} – Operatywna skorygowana ilość dostaw energii brutto j -tej JG w godzinie h w paśmie ofertowym k ustalona w planie BPKD/OS.

$POFP_{jkh}$ – Moc brutto w paśmie k przyjętej oferty bilansującej j -tej JG w godzinie h .

5.3.1.3.4.3. Zasady wyznaczania cen rozliczeniowych odchylenia

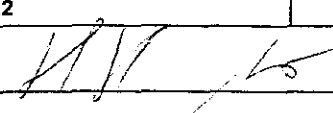
5.3.1.3.4.3.1. Ceny rozliczeniowe odchylenia są wyznaczane dla celów rozliczania składników energii bilansującej nieplanowanej (EBN).

5.3.1.3.4.3.2. Cena CRO_{Sh} dla godziny h jest wyznaczana jako średnia ważona ze wszystkich cen korekty pozycji kontraktowej wykorzystanych do rozliczenia przyrostu generacji dla poszczególnych JG_{Wr} w godzinie h , powiększona o składnik ΔK^+ , o którym mowa w pkt 5.3.1.3.4.3.7.

$$CRO_{Sh} = \frac{\sum_{j \in J_u} \sum_{k \in K_j^p} CRK_{jkh}^p \cdot \Delta EZS_{jkh}^p}{\sum_{j \in J_u} \sum_{k \in K_j^p} \Delta EZS_{jkh}^p} + \Delta K^+ \tag{5.39}$$

gdzie:

CRK_{jkh}^p – Cena korekty pozycji kontraktowej j -tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej w godzinie h w paśmie ofertowym k typu przyrostowego.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- ΔEZS_{jkh}^P – Różnica pomiędzy zweryfikowaną (EZ) a skorygowaną (ES) ilością dostaw energii j -tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej w godzinie h dla pasma ofertowego k typu przyrostowego.
- ΔK^+ – Dodatkowy składnik ceny CRO_S , wyznaczany zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.7.
- J_a – Zbiór JG Wytwórczych aktywnych.
- K_j^P – Zbiór pasm ofertowych przyrostowych j -tej JG_{Wa} wykorzystanych do rozliczenia przyrostu generacji w ramach rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii JG_{Wr}, w której skład wchodzi j -ta JG_{Wa}.

5.3.1.3.4.3.3. W przypadku, gdy w danej godzinie nie było zwiększenia generacji dla żadnej JG_{Wr}, to cena CRO_{Sh} jest wyznaczana jako średnia arytmetyczna z cen CRO_S obowiązujących w tej godzinie w siedmiu poprzednich dobach.

$$CRO_{Sh} = \frac{1}{7} \sum_{l=n-7}^{n-1} CRO_{Sl} \quad (5.40)$$

5.3.1.3.4.3.4. Cena CRO_Z dla godziny h jest wyznaczana jako średnia ważona ze wszystkich cen korekty pozycji kontraktowej wykorzystanych do rozliczenia redukcji generacji dla poszczególnych JG_{Wr} w godzinie h , pomniejszona o składnik ΔK^- , o którym mowa w pkt 5.3.1.3.4.3.7.

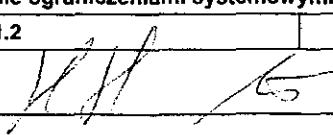
$$CRO_{Zh} = \frac{\sum_{j \in J_a} \sum_{k \in K_j^R} CRK_{jkh}^R \cdot \Delta EZS_{jkh}^R}{\sum_{j \in J_a} \sum_{k \in K_j^R} \Delta EZS_{jkh}^R} - \Delta K^- \quad (5.41)$$

gdzie:

- CRK_{jkh}^R – Cena korekty pozycji kontraktowej j -tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej w godzinie h w paśmie ofertowym k typu redukcyjnego.
- ΔEZS_{jkh}^R – Różnica pomiędzy zweryfikowaną (EZ) a skorygowaną (ES) ilością dostaw energii j -tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej w godzinie h dla pasma ofertowego k , typu redukcyjnego.
- ΔK^- – Dodatkowy składnik ceny CRO_Z wyznaczany zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.7.
- J_a – Zbiór JG Wytwórczych aktywnych.
- K_j^R – Zbiór pasm ofertowych redukcyjnych j -tej JG_{Wa} wykorzystanych do rozliczenia redukcji generacji w ramach rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii JG_{Wr}, w której skład wchodzi j -ta JG_{Wa}.

5.3.1.3.4.3.5. W przypadku, gdy w danej godzinie nie było redukcji generacji dla żadnej JG_{Wr}, to cena CRO_{Zh} jest wyznaczana jako średnia arytmetyczna z cen CRO_Z obowiązujących w tej godzinie w siedmiu poprzednich dobach.

$$CRO_{Zh} = \frac{1}{7} \sum_{l=n-7}^{n-1} CRO_{Zlh} \quad (5.42)$$

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

5.3.1.3.4.3.6. Na wartości cen CRO_S i CRO_Z są nałożone ograniczenia, które określają minimalną wartość ceny CRO_S oraz maksymalną wartość ceny CRO_Z .

$$(1) \quad CRO_S \geq CRO_S^{\text{MIN}}$$

$$(2) \quad CRO_Z \leq CRO_Z^{\text{MAX}}$$

dr Leszek Juchniewicz

przy czym $CRO_S^{\text{MIN}} = CRO_Z^{\text{MAX}} = CW^{\text{MAX}}$.

5.3.1.3.4.3.7. Składniki ΔK^+ i ΔK^- cen rozliczeniowych odchylenia sprzedaży (CRO_S) i zakupu (CRO_Z) są wykorzystywane do wprowadzania bodźców ekonomicznych zachęcających URB do bilansowania się w konkurencyjnych segmentach rynku energii elektrycznej. Podstawą do ustalania wartości składników ΔK^+ i ΔK^- są ilości energii niezbilansowania i jej ceny oraz ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w okresach poprzednich.

5.3.1.3.4.3.8. Z dniem wejścia w życie niniejszej części IRiESP składniki ΔK^+ i ΔK^- mają następujące wartości:

$$(1) \quad \Delta K^+ = 21 \text{ zł/MWh.}$$

$$(2) \quad \Delta K^- = 0 \text{ zł/MWh.}$$

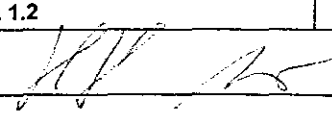
5.3.1.3.4.3.9. Zmiany wartości składników ΔK^+ i ΔK^- będą wprowadzane poprzez aktualizację niniejszej części IRiESP.

5.3.1.3.4.3.10. Cena CRO_h w godzinie h jest wyznaczana jako iloraz minimalnych kosztów zmiany (zwiększenia albo zmniejszenia) zweryfikowanych ilości dostaw energii (EZ) Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych zapewniającej zbilansowanie zapotrzebowania na energię w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB) i ilości energii stanowiącej niezbilansowanie w obszarze Rynku Bilansującego. Ilość energii stanowiąca niezbilansowanie w obszarze Rynku Bilansującego jest równa różnicy pomiędzy sumą zweryfikowanych ilości dostaw energii JG wytwórczych (EZ) a zapotrzebowaniem na energię w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB).

5.3.1.3.4.3.11. Cena CRO_h jest wyznaczana na podstawie planu bez uwzględnienia ograniczeń systemowych (sieciowych i elektrownianych) ustalonego przy wykorzystaniu danych przyjętych do tworzenia ostatniej wersji planu BPKD uwzględniającego ograniczenia systemowe.

5.3.1.3.4.3.12. Zapotrzebowanie na energię w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB) jest równe sumie prognozowanych przez OSP poborów energii z obszaru Rynku Bilansującego, które muszą zostać pokryte przez JG Wytwórcze aktywne.

5.3.1.3.4.3.13. Cena CRO_h w zależności od relacji pomiędzy sumą zweryfikowanych ilości dostaw energii JG Wytwórczych (ΣEZ) a zapotrzebowaniem na energię w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB) w godzinie h jest wyznaczana według następujących zasad:

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1) Jeżeli w godzinie h suma zweryfikowanych ilości dostaw energii JG wytwórczych jest mniejsza od zapotrzebowania na energię w obszarze Rynku Bilansującego ($\Sigma EZ < ZRB$), to cena CRO_h jest równa średniej ważonej z cen przyrostowych CP pasm $k \in K$ ofert bilansujących wykorzystanych w planie bez uwzględnienia ograniczeń systemowych do ~~dotychczas~~ zwiększenia zweryfikowanych ilości dostaw energii (EZ) JG Wytwórczych aktywnych do wielkości skorygowanych (ES^{BO}) bilansujących zapotrzebowanie ZRB .

$$CRO_h = \frac{\sum_{j \in J_a} \sum_{k \in K} CP_{jkh} \cdot \Delta EZS_{jkh}^{BO}}{\sum_{j \in J_a} \sum_{k \in K} \Delta EZS_{jkh}^{BO}} \quad (5.43)$$

- (2) Jeżeli w godzinie h suma zweryfikowanych ilości dostaw energii JG wytwórczych jest większa od zapotrzebowania na energię w obszarze Rynku Bilansującego ($\Sigma EZ > ZRB$), to cena CRO_h jest równa średniej ważonej z cen redukcyjnych CR pasm $k \in K$ ofert bilansujących wykorzystanych w planie bez uwzględnienia ograniczeń systemowych do zmniejszenia zweryfikowanych ilości dostaw energii (EZ) JG Wytwórczych aktywnych do wielkości skorygowanych (ES^{BO}) bilansujących zapotrzebowanie ZRB :

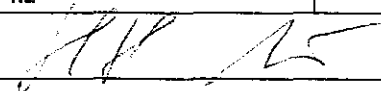
$$CRO_h = \frac{\sum_{j \in J_a} \sum_{k \in K} CR_{jkh} \cdot \Delta EZS_{jkh}^{BO}}{\sum_{j \in J_a} \sum_{k \in K} \Delta EZS_{jkh}^{BO}} \quad (5.44)$$

- (3) Jeżeli w godzinie h suma zweryfikowanych ilości dostaw energii JG wytwórczych jest równa zapotrzebowaniu na energię w obszarze Rynku Bilansującego ($\Sigma EZ = ZRB$), to cena CRO_h jest równa średniej arytmetycznej z cen CRO obowiązujących w godzinie h w siedmiu kolejnych dobach poprzedzających dobę n .

$$CRO_h = \frac{1}{7} \sum_{l=n-7}^{n-1} CRO_l \quad (5.45)$$

gdzie:

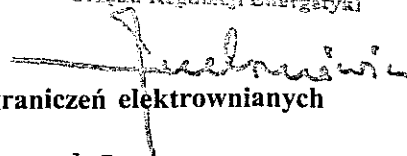
- CP_{jkh} – Cena ofertowa przyrostowa j -tej Jednostki Grafikowej w godzinie h w paśmie ofertowym k .
- CR_{jkh} – Cena ofertowa redukcyjna j -tej Jednostki Grafikowej w godzinie h w paśmie ofertowym k .
- ΔEZS_{jkh}^{BO} – Różnica pomiędzy zweryfikowaną a skorygowaną ilością dostaw energii j -tej Jednostki Grafikowej w godzinie h dla pasma ofertowego k ; $\Delta EZS_{jkh}^{BO} = EZ_{jkh} - ES_{jkh}^{BO}$, przy czym EZ_{jkh} oznacza zweryfikowaną ilość dostaw energii j -tej Jednostki Grafikowej w godzinie h w paśmie ofertowym k , natomiast ES_{jkh}^{BO} oznacza skorygowaną ilość dostaw energii j -tej Jednostki Grafikowej w godzinie h w paśmie ofertowym k ustaloną w planie bez uwzględnienia ograniczeń systemowych.
- J_a – Zbiór JG Wytwórczych aktywnych.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

K – Zbiór pasm ofertowych.

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki



5.3.1.3.4.4. Zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych (CRE)

5.3.1.3.4.4.1. Cena rozliczeniowa energii ograniczeń elektrownianych (CRE) w godzinie h jest wyznaczana jako średnia ważona ze wszystkich cen korekty pozycji kontraktowej wykorzystanych do rozliczenia redukcji generacji dla JG_{Wr} w godzinie h .

$$CRE_h = \frac{\sum_{j \in J_a} \sum_{k \in K_j^R} CRK_{jkh}^R \cdot \Delta EZS_{jkh}^R}{\sum_{j \in J_a} \sum_{k \in K_j^R} \Delta EZS_{jkh}^R} \quad (5.46)$$

gdzie:

- CRK_{jkh}^R – Cena korekty pozycji kontraktowej j -tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej w godzinie h w paśmie ofertowym k typu redukcyjnego.
- ΔEZS_{jkh}^R – Różnica pomiędzy zweryfikowaną (EZ) a skorygowaną (ES) ilością dostaw energii j -tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej w godzinie h dla pasma ofertowego k typu redukcyjnego.
- J_a – Zbiór JG Wytwórczych aktywnych.
- K_j^R – Zbiór pasm ofertowych redukcyjnych j -tej JG_{Wa} wykorzystanych do rozliczenia redukcji generacji w ramach rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii JG_{Wr} , w której skład wchodzi j -ta JG_{Wa} .

5.3.1.3.4.4.2. W przypadku, gdy w danej godzinie nie było redukcji generacji dla żadnej JG_{Wr} , to cena CRE_h jest wyznaczana jako średnia arytmetyczna z cen CRE obowiązujących w tej godzinie w siedmiu poprzednich dobach.

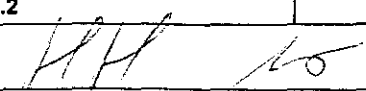
$$CRE_h = \frac{1}{7} \sum_{l=h-7}^{h-1} CRE_{lh} \quad (5.47)$$

5.3.1.3.4.5. Zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej energii awarii (CRA)

5.3.1.3.4.5.1. Cena rozliczeniowa energii awarii (CRA) w godzinie h jest wyznaczana jako średnia ważona ze wszystkich cen korekty pozycji kontraktowej wykorzystanych do rozliczenia przyrostu generacji dla JG_{Wr} w godzinie h .

$$CRA_h = \frac{\sum_{j \in J_a} \sum_{k \in K_j^P} CRK_{jkh}^P \cdot \Delta EZS_{jkh}^P}{\sum_{j \in J_a} \sum_{k \in K_j^P} \Delta EZS_{jkh}^P} \quad (5.48)$$

gdzie:

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- $CRK_{j,h}^p$ – Cena korekty pozycji kontraktowej j -tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej w godzinie h w paśmie ofertowym k typu przyrostowego.
- $\Delta EZS_{j,h}^p$ – Różnica pomiędzy zweryfikowaną (EZ) a skorygowaną (ES) licznikową ilością dostaw energii j -tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej w godzinie h dla pasma ofertowego k typu przyrostowego.
- J_a – Zbiór JG Wytwórczych aktywnych.
- K_j^p – Zbiór pasm ofertowych przyrostowych j -tej JG_{wa} wykorzystanych do rozliczenia przyrostu generacji w ramach rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii JG_{wr}, w której skład wchodzi j -ta JG_{wa}.

5.3.1.3.4.5.2. W przypadku, gdy w danej godzinie nie było zwiększenia generacji dla żadnej JG_{wr}, to cena CRA_h jest wyznaczana jako średnia arytmetyczna z cen CRA obowiązujących w tej godzinie w siedmiu poprzednich dobach.

$$CRA_h = \frac{1}{7} \sum_{l=h-7}^{h-1} CRA_{lh} \tag{5.49}$$

5.3.1.3.5. Rozliczanie zweryfikowanej ilości dostaw energii

5.3.1.3.5.1. Rozliczenia ilościowe

5.3.1.3.5.1.1. Przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca nieplanowana ΔEDZ_{jh} dostarczona albo odebrana przez j -tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie h wyznaczana według następujących zasad:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych ilość energii ΔEDZ_{jh} , odebranej przez j -tą JG_{wr} z Rynku Bilansującego jest równa ilości energii awarii ΔEA_{jh} w godzinie h , wyznaczonej zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.3.

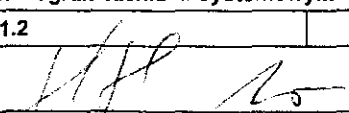
$$\Delta EDZ_{jh} = \Delta EA_{jh} \tag{5.50}$$

- (2) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych ilość energii ΔEDZ_{jh} dostarczonej albo odebranej przez j -tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie h jest równa różnicy pomiędzy deklarowaną (ED_{jh}) i zweryfikowaną (EZ_{jh}) ilością dostaw energii j -tej JG do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie h .

$$\Delta EDZ_{jh} = ED_{jh} - EZ_{jh} \tag{5.51}$$

5.3.1.3.5.2. Cena rozliczeniowa

5.3.1.3.5.2.1. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} dostarczonej przez j -tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie h odbywa się według następujących cen:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

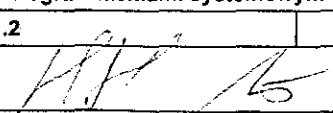
PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} dostarczonej na Rynek Bilansujący w godzinie h przez j -tą JG_{OSPa} odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h obowiązującej w godzinie h . Cena CRO jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi pkt 5.3.1.3.4.3.
- (2) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} dostarczonej przez j -tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CRO_z obowiązującej w godzinie h . Cena CRO_z jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.
- 5.3.1.3.5.2.2. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} odebranej przez j -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie h odbywa się według następujących cen:
- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} odebranej z Rynku Bilansującego w godzinie h przez j -tą JG_{Wr} odbywa się według ceny rozliczeniowej energii awarii CRA_h obowiązującej w godzinie h . Cena CRA jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi pkt 5.3.1.3.4.5.
- (2) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} odebranej z Rynku Bilansującego w godzinie h przez j -tą JG_{OSPa} odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h obowiązującej w godzinie h . Cena CRO jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi pkt 5.3.1.3.4.3.
- (3) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔEDZ_{jh} odebranej przez j -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży CRO_s obowiązującej w godzinie h . Cena CRO_s jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.

5.3.1.3.5.3. Rozliczenia wartościowe

- 5.3.1.3.5.3.1. Należność NDZ_{jh} dla j -tej JG za energię ΔEDZ_{jh} dostarczoną w godzinie h jest wyznaczana według następujących zasad:
- (1) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, należność NDZ_{jh} dla j -tej JG_{OSPa} jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h oraz ilości energii ΔEDZ_{jh} . Należność NDZ_{jh} dla j -tej JG_{OSPa} za energię ΔEDZ_{jh} dostarczoną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRO_h \cdot \Delta EDZ_{jh} \quad (5.52)$$

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

P R E Z E S
Urzędu Regulacji Energetyki

- (2) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych należność NDZ_{jh} dla j -tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CRO_{zh} oraz ilości energii ΔEDZ_{jh} . Należność NDZ_{jh} dla j -tej JG za energię ΔEDZ_{jh} dostarczoną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru: dr Leszek Juchniewicz

$$NDZ_{jh} = CRO_{zh} \cdot \Delta EDZ_{jh} \quad (5.53)$$

5.3.1.3.5.3.2. Należność NDZ_{jh} dla j -tej JG za energię bilansującą nieplanowaną ΔEDZ_{jh} odebraną z Rynku Bilansującego przez JG w godzinie h jest wyznaczana według następujących zasad:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych należność NDZ_{jh} dla j -tej JG_{wr} jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej awarii CRA_h oraz ilości energii ΔEDZ_{jh} . Należność NDZ_{jh} dla j -tej JG_{wr} za energię ΔEDZ_{jh} odebraną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRA_h \cdot \Delta EDZ_{jh} \quad (5.54)$$

- (2) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, należność NDZ_{jh} dla j -tej JG_{ospa} jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h oraz ilości energii ΔEDZ_{jh} . Należność NDZ_{jh} dla j -tej JG_{ospa} za energię ΔEDZ_{jh} odebraną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRO_h \cdot \Delta EDZ_{jh} \quad (5.55)$$

- (3) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych należność NDZ_{jh} dla j -tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży CRO_{sh} oraz ilości energii ΔEDZ_{jh} . Należność NDZ_{jh} dla j -tej JG za energię ΔEDZ_{jh} odebraną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRO_{sh} \cdot \Delta EDZ_{jh} \quad (5.56)$$

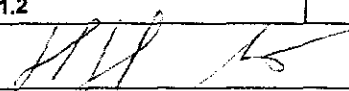
5.3.1.3.6. Rozliczanie skorygowanej ilości dostaw energii

5.3.1.3.6.1. Rozliczenia ilościowe

5.3.1.3.6.1.1. Przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca planowana ΔEZS_{jh} dostarczona albo odebrana przez j -tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie h . Ilość energii ΔEZS_{jh} jest wyznaczana według następujących zasad:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych ilość energii ΔEZS_{jh} , dostarczonej albo odebranej przez j -tą JG_{wr} na Rynku Bilansującym, wyznacza się w następujący sposób:

- (1.1) W przypadku, gdy dla danej JG_{wr} nastąpiła redukcja sumarycznej generacji składających się na nią JG_{wa} lub nie wystąpiła zmiana tej generacji ($\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \geq \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$), to:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

$$\Delta EZS_{jh} = \sum_{j \in J_w} EZ_{jh} - \sum_{j \in J_w} ES_{jh} - \Delta EA_h \quad (5.57)$$

(1.2) W przypadku, gdy dla danej JG_{Wr} nastąpił przyrost sumarycznej generacji składających się na nią JG_{Wa} ($\sum_{j \in J_w} EZ_{jh} < \sum_{j \in J_w} ES_{jh}$), to:

$$\Delta EZS_{jh} = \sum_{j \in J_w} EZ_{jh} - \sum_{j \in J_w} ES_{jh} + \Delta EOE_h \quad (5.58)$$

gdzie:

EZ_{jh} – Zweryfikowana ilość dostaw energii j -tej JG_{Wa} w godzinie h .

ES_{jh} – Skorygowana ilość dostaw energii j -tej JG_{Wa} w godzinie h .

ΔEA_h – Ilość energii awarii w godzinie h wyznaczona dla danej JG_{Wr} .

ΔEOE_h – Ilość energii w godzinie h odpowiadająca generacji wymuszonej ze względu na ograniczenia elektrowniane wyznaczona dla danej JG_{Wr} .

J_w – zbiór JG_{Wa} składających się na JG_{Wr} .

(2) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych ilość energii ΔEZS_{jh} jest równa zero.

5.3.1.3.6.2. Cena rozliczeniowa

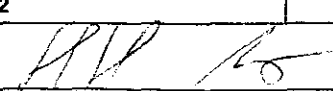
5.3.1.3.6.2.1. Rozliczenie energii bilansującej planowanej ΔEZS_{jh} dostarczonej albo odebranej przez j -tą JG_{Wr} na Rynku Bilansującym w godzinie h odbywa się na podstawie cen rozliczeniowych korekty pozycji kontraktowej CRK_{jhk} określanych dla godziny h , dla poszczególnych pasm k oferty bilansującej poszczególnych JG_{Wa} składających się na JG_{Wr} . Cena CRK jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.2.

5.3.1.3.6.3. Rozliczenia wartościowe

5.3.1.3.6.3.1. Należność NZS dla poszczególnych JG_{Wr} za energię bilansującą planowaną ΔEZS dostarczoną albo odebraną na Rynku Bilansującym w danej godzinie jest wyznaczana jako iloczyn ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej CRK oraz ilości energii ΔEZS . Uwzględnia się przy tym ceny kolejnych porcji energii ΔEZS wynikające z cen ofertowych w poszczególnych pasmach Oferty Bilansującej.

5.3.1.3.6.3.2. W ramach rozliczenia wartościowego energia ΔEZS_{jh} dostarczona albo odebrana przez j -tą JG_{Wr} na Rynku Bilansującym w godzinie h jest dzielona na porcje (ΔEZS_{jhk}) odpowiadające kolejnym pasmom k ofert bilansujących, dla których obowiązują różne ceny ofertowe CO_{jhk} . Podział jest dokonywany poprzez przyporządkowanie do energii ΔEZS_{jh} pasm ofert bilansujących przyjętych w planie BPKD/OS w celu zmiany generacji JG_{Wa} składających się na JG_{Wr} , poczynając odpowiednio od:

(1) Pasm z najwyższymi cenami CRK , w przypadku dostawy energii na Rynek Bilansujący przez JG_{Wr} , oraz

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urząd Regulacji Energetyki

- (2) Pasm z najniższymi cenami CRK, w przypadku odbioru energii z Rynku Bilansującego przez JG_{Wr} .

5.3.1.3.6.3.3. Należność dla j -tej JG_{Wr} jest wyznaczana jako suma iloczynów ceny rozliczeniowej CRK_{jkk} oraz ilości energii ΔEZS_{jkk} z kolejnych, wybranych zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.6.3.2., pasm $k \in K'$ ofert bilansujących.

$$N Z S_{j h} = \sum_{k \in K'} C R K_{j k k} \cdot \Delta E Z S_{j k k} \quad (5.59)$$

5.3.1.3.7. Rozliczanie rzeczywistej ilości dostaw energii

5.3.1.3.7.1. Rozliczenia ilościowe

5.3.1.3.7.1.1. Przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca nieplanowana ΔESR_{jh} dostarczona albo odebrana przez j -tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie h . Ilość energii ΔESR_{jh} jest wyznaczana według następujących zasad:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych ilość energii ΔESR_{jh} dostarczonej przez j -tą JG_{Wr} na Rynek Bilansujący jest równa ilości energii bilansującej ograniczeń elektrownianych ΔEOE_h , z przeciwnym znakiem, w godzinie h , wyznaczonej zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.2.

$$\Delta ESR_{jh} = - \Delta EOE_h \quad (5.60)$$

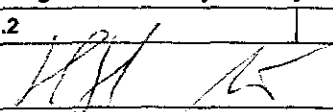
- (2) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych ilość energii ΔESR_{jh} dostarczonej albo odebranej przez j -tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie h jest równa różnicy pomiędzy skorygowaną (ES_{jh}) i rzeczywistą (ER_{jh}) ilością dostaw energii j -tej JG do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie h .

$$\Delta ESR_{jh} = ES_{jh} - ER_{jh} \quad (5.61)$$

5.3.1.3.7.2. Cena rozliczeniowa

5.3.1.3.7.2.1. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez j -tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie h odbywa się według następujących cen:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej na Rynek Bilansujący w godzinie h przez j -tą JG_{Wr} odbywa się według ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych CRE_h obowiązującej w godzinie h . Cena CRE jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.4.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

(2) Dla Jednostek Grafikowych:

- (i) Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, oraz
- (ii) Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie: *dr Leszek Juchniewicz*
- pracowały z załączonym układem regulacji pierwotnej lub wtórnej i nie uległy awarii w tej godzinie, lub
 - były uruchamiane,

rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez j -tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h obowiązującej w godzinie h . Cena CRO jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.

(3) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez j -tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CRO_{zh} obowiązujących w godzinie h . Cena CRO_z jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.

5.3.1.3.7.2.2. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez j -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie h odbywa się według następujących cen:

(1) Dla Jednostek Grafikowych:

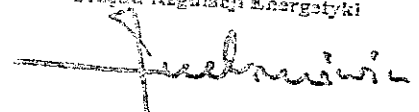
- (i) Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, oraz
- (ii) Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie:
- pracowały z załączonym układem regulacji pierwotnej lub wtórnej i nie uległy awarii w tej godzinie, lub
 - były uruchamiane,

rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez j -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h obowiązującej w godzinie h . Cena CRO jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.

(2) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez j -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży CRO_{sh} obowiązujących w godzinie h . Cena CRO_s jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w w pkt 5.3.1.3.4.3.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
<i>[Signature]</i>		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

5.3.1.3.7.3. Rozliczenia wartosciowe

5.3.1.3.7.3.1. Należność NSR_{jh} dla j -tej JG, za energię bilansującą nieplanowaną ΔESR_{jh} dostarczoną na Rynek Bilansujący przez JG w godzinie h jest wyznaczana według następujących zasad:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych należność NSR_{jh} dla j -tej JG_{wr} jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych CRE_h oraz ilości energii ΔESR_{jh} . Należność NSR_{jh} dla j -tej JG za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRE_h \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (5.62)$$

- (2) Dla Jednostek Grafikowych:

- (i) Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, oraz
- (ii) Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie:
- pracowały z załączonym układem regulacji pierwotnej lub wtórnej i nie uległy awarii w tej godzinie, lub
 - były uruchamiane,

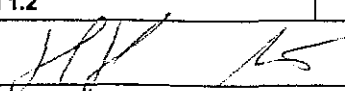
należność NSR_{jh} dla j -tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h oraz ilości energii ΔESR_{jh} . Należność NSR_{jh} dla j -tej JG za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_h \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (5.63)$$

- (3) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych należność NSR_{jh} dla j -tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CRO_{zh} oraz ilości energii ΔESR_{jh} . Należność NSR_{jh} dla j -tej JG za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_{zh} \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (5.64)$$

5.3.1.3.7.3.2. Należność NSR_{jh} dla j -tej JG za energię bilansującą nieplanowaną ΔESR_{jh} odebraną z Rynku Bilansującego przez JG w godzinie h jest wyznaczana według następujących zasad:

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz

- (1) Dla Jednostek Grafikowych:
- Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, oraz
 - Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie:
 - pracowały z załączonym układem regulacji pierwotnej lub wtórnej i nie uległy awarii w tej godzinie, lub
 - były uruchamiane,

należność NSR_{jh} dla j -tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h oraz ilości energii ΔESR_{jh} . Należność NSR_{jh} dla j -tej JG za energię ΔESR_{jh} odebraną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_h \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (5.65)$$

- (2) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych należność NSR_{jh} dla j -tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży CRO_{Sh} oraz ilości energii ΔESR_{jh} . Należność NSR_{jh} dla j -tej JG za energię ΔESR_{jh} odebraną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_{Sh} \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (5.66)$$

5.3.1.3.8. Rozliczenia godzinowe wynikowe**5.3.1.3.8.1. Rozliczenia ilościowe**

5.3.1.3.8.1.1. Ilość energii bilansującej EB_{jh} dostarczonej albo odebranej przez j -tą Jednostkę Grafikową na Rynku Bilansującym w godzinie h jest równa sumie:

- Ilości energii bilansującej planowanej (EBP_{jh}) wynikającej z rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii oraz
- ilości energii bilansującej nieplanowanej (EBN_{jh}) wynikającej z rozliczenia (i) zweryfikowanej oraz (ii) rzeczywistej ilości dostaw energii.

$$EB_{jh} = EBP_{jh} + EBN_{jh} = \Delta EZS_{jh} + \Delta EDZ_{jh} + \Delta ESR_{jh} \quad (5.67)$$

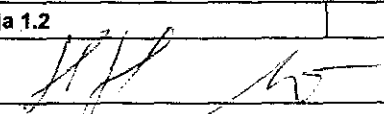
gdzie:

$$EBP_{jh} = \Delta EZS_{jh}$$

$$EBN_{jh} = \Delta EDZ_{jh} + \Delta ESR_{jh}$$

5.3.1.3.8.1.2. Energia EB_{jh} jest interpretowana w następujący sposób:

- $EB_{jh} < 0$ oznacza energię dostarczoną na RB przez j -tą JG w godzinie h ,
- $EB_{jh} > 0$ oznacza energię odebraną z RB przez j -tą JG w godzinie h .

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki**5.3.1.3.8.2. Rozliczenia wartościowe**

5.3.1.3.8.2.1. Należność NB_{jh} za energię bilansującą EB_{jh} dostarczoną albo odebraną przez j -tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie h jest równa sumie

- (1) Należności NBP_{jh} za energię bilansującą planowaną wynikających z rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii oraz
- (2) Należności NBN_{jh} za energię bilansującą nieplanowaną wynikających z rozliczenia (i) zweryfikowanej oraz (ii) rzeczywistej ilości dostaw energii.

$$NB_{jh} = NBP_{jh} + NBN_{jh} = NZS_{jh} + NDZ_{jh} + NSR_{jh} \quad (5.68)$$

gdzie:

$$NBP_{jh} = NZS_{jh}$$

$$NBN_{jh} = NDZ_{jh} + NSR_{jh}$$

5.3.1.3.8.2.2. Należność NB_{jh} jest interpretowana w następujący sposób:

- (1) $NB_{jh} < 0$ oznacza należność dla j -tej JG w godzinie h ,
- (2) $NB_{jh} > 0$ oznacza zobowiązanie j -tej JG w godzinie h .

5.3.1.3.9. Rozliczenie kosztów realizacji dostaw energii na Rynku Bilansującym

5.3.1.3.9.1. Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego w godzinie h (KCZ_h) powstaje w wyniku prowadzonych przez OSP, w ramach planowania pracy systemu elektroenergetycznego, działań (i) bilansujących oraz (ii) dostosowawczych. W ramach tych działań OSP dokonuje zakupu lub sprzedaży energii bilansującej planowanej niezbędnej do zbilansowania zasobów systemu elektroenergetycznego. Koszty tej energii w godzinie h składają się na koszt KCZ_h .

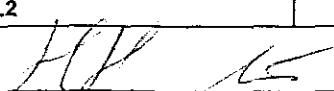
5.3.1.3.9.2. Część kosztu KCZ_h odpowiadająca działaniom bilansującym (koszt bilansowania energii KB_h) jest przenoszona poprzez Rynek Bilansujący w ramach bilansowania wielkości zapotrzebowania z generacją (zakupu lub sprzedaży energii bilansującej nieplanowanej).

5.3.1.3.9.3. Część kosztu KCZ_h odpowiadająca działaniom dostosowawczym (koszt usuwania ograniczeń KO_h) jest przenoszona poprzez Taryfę OSP w ramach opłaty za świadczenie usług przesyłowych.

5.3.1.3.9.4. W każdej godzinie suma wartości kosztów KCZ_h , KB_h oraz KO_h jest równa zero (warunek neutralności finansowej Rynku Bilansującego).

$$KCZ_h + KB_h + KO_h = 0 \quad (5.69)$$

5.3.1.3.9.5. Wartości kosztów KCZ_h , KB_h oraz KO_h są wyznaczane w następujący sposób:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1) Koszt KCZ_h w godzinie h jest wyznaczany jako suma należności i zobowiązań wszystkich JG za energię bilansującą planowaną dostarczoną albo odebraną na Rynku Bilansującym w godzinie h . Koszt KCZ_h jest równy sumie należności NZS dla poszczególnych JG.

$$KCZ_h = \sum_{j \in J} NZS_{jh} \quad (5.70)$$

dr Leszek Juchniewicz

- (2) Koszt KB_h w godzinie h jest wyznaczany jako suma należności i zobowiązań wszystkich JG za energię bilansującą nieplanowaną dostarczoną albo odebraną na Rynku Bilansującym w godzinie h . Koszt KB_h jest wyznaczany jako suma należności NDZ oraz NSR dla poszczególnych JG.

$$KB_h = \sum_{j \in J} (NDZ_{jh} + NSR_{jh}) \quad (5.71)$$

- (3) Koszt KO_h w godzinie h ustala się jako składnik domykający bilans kosztów na Rynku Bilansującym w tej godzinie. Koszt KO_h jest wyznaczany jako suma kosztów KCZ_h i KB_h z przeciwnym znakiem.

$$KO_h = (-KCZ_h) + (-KB_h) \quad (5.72)$$

5.3.1.4. Procedura rozliczeń dobowych**5.3.1.4.1. Rozliczenia ilościowe dobowe**

- 5.3.1.4.1.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa ilość energii bilansującej EBD_{jn} dostarczonej (zakupionej) na Rynek Bilansujący w dobie $n \in N$.

- 5.3.1.4.1.2. Energia EBD_{jn} jest wyznaczana jako suma ujemnych, co do wartości, energii bilansujących EB_{jh} z kolejnych godzin $h \in H$ doby n .

$$EBD_{jn} = \sum_{h \in H} \max(-EB_{jh}, 0) \quad (5.73)$$

- 5.3.1.4.1.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dobowo ilość energii bilansującej EBO_{jn} odebranej z Rynku Bilansującego (sprzedanej) w dobie $n \in N$.

- 5.3.1.4.1.4. Energia EBO_{jn} jest wyznaczana jako suma dodatnich, co do wartości, energii bilansujących EB_{jh} z kolejnych godzin $h \in H$ doby n .

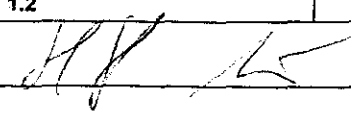
$$EBO_{jn} = \sum_{h \in H} \max(EB_{jh}, 0) \quad (5.74)$$

5.3.1.4.2. Rozliczenia wartościowe dobowe

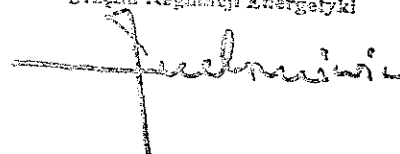
- 5.3.1.4.2.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dobowo należność NBD_{jn} za energię bilansującą dostarczoną (EBD_{jn}) na Rynek Bilansujący w dobie $n \in N$.

- 5.3.1.4.2.2. Należność NBD_{jn} jest wyznaczana jako suma należności NB_{jh} z tych godzin $h \in H$ doby n , w których JG dostarczała energię na Rynek Bilansujący (dla których $EB_{jh} < 0$).

$$NBD_{jn} = \sum_{h \in H} NB_{jh}^d \quad (5.75)$$

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz

gdzie:

$$NB_{jh}^d = \begin{cases} -NB_{jh} & \text{gdy } EB_{jh} < 0 \\ 0 & \text{gdy } EB_{jh} \geq 0 \end{cases}$$

5.3.1.4.2.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dobową należność NBO_{jn} za energię bilansującą odebraną (EBO_{jn}) z Rynku Bilansującego w dobie $n \in N$.

5.3.1.4.2.4. Należność NBO_{jn} jest wyznaczana jako suma należności NB_{jh} z tych godzin $h \in H$ doby n , w których JG odbierała energię z Rynku Bilansującego (dla których $EB_{jh} > 0$).

$$NBO_{jn} = \sum_{h \in H} NB_{jh}^o \quad (5.76)$$

gdzie:

$$NB_{jh}^o = \begin{cases} NB_{jh} & \text{gdy } EB_{jh} \geq 0 \\ 0 & \text{gdy } EB_{jh} < 0 \end{cases}$$

5.3.1.4.3. Ceny rozliczeniowe dobowe

5.3.1.4.3.1. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dobową CBD_{jn} za energię bilansującą dostarczoną (EBD_{jn}) na Rynek Bilansujący w dobie $n \in N$.

$$CBD_{jn} = NBD_{jn} / EBD_{jn} \quad (5.77)$$

5.3.1.4.3.2. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dobową CBO_{jn} za energię bilansującą odebraną (EBO_{jn}) z Rynku Bilansującego w dobie $n \in N$.

$$CBO_{jn} = NBO_{jn} / EBO_{jn} \quad (5.78)$$

5.3.1.5. Procedura rozliczeń dekadowych**5.3.1.5.1. Rozliczenia ilościowe dekadowe**

5.3.1.5.1.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa ilość energii bilansującej $EBDD_{jd}$ dostarczonej (zakupionej) na Rynek Bilansujący w dekadzie $d \in D$.

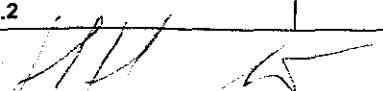
5.3.1.5.1.2. Energia $EBDD_{jd}$ jest wyznaczana jako suma energii bilansującej EBD_{jn} dostarczonej w kolejnych dobach $n \in N_d$ dekady d .

$$EBDD_{jd} = \sum_{n \in N_d} EBD_{jn} \quad (5.79)$$

5.3.1.5.1.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa ilość energii bilansującej $EBOD_{jd}$ odebranej (sprzedanej) z Rynku Bilansującego w dekadzie $d \in D$.

5.3.1.5.1.4. Energia $EBOD_{jd}$ jest wyznaczana jako suma energii bilansującej EBO_{jn} odebranej w kolejnych dobach $n \in N_d$ dekady d .

$$EBOD_{jd} = \sum_{n \in N_d} EBO_{jn} \quad (5.80)$$

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki**5.3.1.5.2. Rozliczenia wartościowe dekadowe**

5.3.1.5.2.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa należność $NBDD_{jd}$ za energię bilansującą dostarczoną ($EBDD_{jd}$) na Rynek Bilansujący w dekadzie $d \in D$.

5.3.1.5.2.2. Należność $NBDD_{jd}$ jest wyznaczana jako suma należności NBD_{jn} z kolejnych dób $n \in N_d$ dekady d .

$$NBDD_{jd} = \sum_{n \in N_d} NBD_{jn} \quad (5.81)$$

5.3.1.5.2.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa należność $NBOD_{jd}$ za energię bilansującą odebraną ($EBOD_{jd}$) z Rynku Bilansującego w dekadzie $d \in D$.

5.3.1.5.2.4. Należność $NBOD_{jd}$ jest wyznaczana jako suma należności NBO_{jn} z kolejnych dób $n \in N_d$ dekady d .

$$NBOD_{jd} = \sum_{n \in N_d} NBO_{jn} \quad (5.82)$$

5.3.1.5.3. Ceny rozliczeniowe dekadowe

5.3.1.5.3.1. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dekadowa $CBDD_{jd}$ za energię bilansującą dostarczoną ($EBDD_{jd}$) na Rynek Bilansujący w dekadzie d .

$$CBDD_{jd} = NBDD_{jd} / EBDD_{jd} \quad (5.83)$$

5.3.1.5.3.2. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dekadowa $CBOD_{jd}$ za energię bilansującą odebraną ($EBOD_{jd}$) z Rynku Bilansującego w dekadzie d .

$$CBOD_{jd} = NBOD_{jd} / EBOD_{jd} \quad (5.84)$$

5.3.1.6. Procedura korygowania rozliczeń

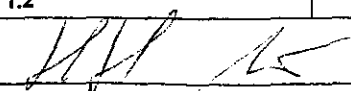
5.3.1.6.1. Każdy OR, a poprzez niego również URB, w przypadku wykrycia jakichkolwiek nieprawidłowości w rozliczeniach, powinien niezwłocznie powiadomić o tym OSP.

5.3.1.6.2. W tym celu OR przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń, w którym zamieszcza rodzaj błędu oraz wszystkie posiadane informacje na temat przyczyny wystąpienia błędu.

5.3.1.6.3. Po otrzymaniu zgłoszenia korekty rozliczeń OSP przeprowadza jego analizę i w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w wykonanych wcześniej rozliczeniach dokonuje ich korekty. Korekta jest również wykonywana w przypadku, gdy nieprawidłowość w rozliczeniach zostanie wykryta przez OSP.

5.3.1.6.4. Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.

5.3.1.6.5. Korekty rozliczeń mogą dotyczyć rozliczenia dowolnej dekady z okresu korygowanego. Po upływie okresu korygowanego rozliczenia są uznawane jako ostateczne. Długość okresu korygowanego wynosi 4 miesiące poprzedzające miesiąc, w którym jest wykonywana korekta.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

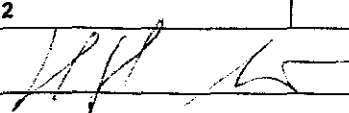
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- 5.3.1.6.6. Korekty rozliczeń są wykonywane pomiędzy 1. a 15. dniem każdego miesiąca kalendarzowego na podstawie zgłoszeń nieprawidłowości w rozliczeniach zgromadzonych i rozpatrzonych przez OSP do ostatniego dnia poprzedniego miesiąca.
- 5.3.1.6.7. W ramach korygowania rozliczeń jest powtarzany proces rozliczeń dla okresu rozliczeniowego, którego dotyczy korekta.
- 5.3.1.6.8. Po skorygowaniu rozliczeń OSP tworzy raport handlowy korygujący i przesyła go do wszystkich OR. Raport handlowy korygujący jest podstawą do wystawienia faktur korygujących.

5.3.2. Rozliczenia za świadczenie RUS**5.3.2.1. Ogólne zasady rozliczeń**

- 5.3.2.1.1. Rozliczenia regulacyjnych usług systemowych są realizowane dla poszczególnych Jednostek Grafikowych (JG). Dla danej JG są rozliczane odrębnie poszczególne rodzaje świadczonych przez nią usług.
- 5.3.2.1.2. Odpłatność za regulacyjne usługi systemowe odbywa się według stawek (cen) opłat ustalonych z poszczególnymi wytwórcami w umowach o świadczenie regulacyjnych usług systemowych, z zastrzeżeniem pkt 5.3.2.1.11 i 5.3.2.1.15.
- 5.3.2.1.3. Dla poszczególnych rodzajów regulacyjnych usług systemowych są stosowane następujące godzinowe ceny rozliczeniowe:
- (1) Cena za rezerwę sekundową w ramach regulacji pierwotnej jest dwuskładnikowa:
 - (1.1.) C^{RSekG} – cena godzinowa za utrzymywanie rezerwy sekundowej w gotowości do wykorzystania [zł/MW].
 - (1.2.) C^{RSekW} – cena godzinowa za wykorzystywanie rezerwy sekundowej [zł/MW].
 - (2) Cena za rezerwę minutową w ramach regulacji wtórnej jest dwuskładnikowa:
 - (2.1.) C^{RMinG} – cena godzinowa za utrzymywanie rezerwy minutowej w gotowości do wykorzystania [zł/MW].
 - (2.2.) C^{RMinW} – cena godzinowa za wykorzystywanie rezerwy minutowej [zł/MW].
 - (3) Cena za rezerwę odtworzeniową jest jednoskładnikowa:
 - (3.1.) C^{RO} – cena godzinowa za rezerwę odtworzeniową [zł/MW].
 - (4) Cena za pracę w przeciążeniu jest jednoskładnikowa:
 - (4.1.) C^{Przec} – cena godzinowa za moc przeciążenia [zł/MW].
 - (5) Cena za pracę w zaniżeniu jest jednoskładnikowa:
 - (5.1.) C^{Zan} – cena godzinowa za moc zaniżenia [zł/MW].

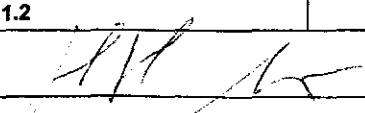
IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES

Urząd Regulacji Energetyki

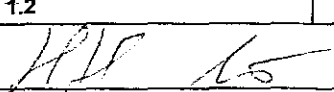
- (6) Cena za automatyczną regulację napięcia i mocy biernej jest jednoskładnikowa:
- (6.1.) C^{ARNE} – cena godzinowa za automatyczną regulację napięcia i mocy biernej [zł/h].
- (7) Cena za gotowość do pracy w układach wydzielonych jest jednoskładnikowa:
- (7.1.) $C^{OdbSysW}$ – cena godzinowa za utrzymywanie grupy jednostek wytwórczych w gotowości do pracy w układach wydzielonych [zł/h].
- 5.3.2.1.4. Okresem rozliczeniowym każdej z usług RUS jest miesiąc kalendarzowy a terminem płatności 22. dzień następnego miesiąca kalendarzowego. Rozliczenie każdej usługi RUS jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:
- (1) Dobowym – na podstawie godzinowych danych ilościowych. Wielkości godzinowe dla doby n są wyznaczone przez OSP w dobie $n+1$, jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń, oraz w dobie $n+4$, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń miesięcznych.
 - (2) Miesięcznym – na podstawie godzinowych danych ilościowych, agregowanych do postaci dobowej a następnie do postaci miesięcznej. Miesięczne dane są podstawą do wystawienia faktur.
- 5.3.2.1.5. Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych, do 15. dnia każdego miesiąca, i obejmują rozliczone miesiące, tzn. takie, dla których upłynął termin płatności. Korekty rozliczeń dotyczą 4 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym jest dokonywana korekta. Po upływie tego okresu rozliczenia są uznawane jako ostateczne. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.
- 5.3.2.1.6. Należność za utrzymywanie w gotowości do wykorzystania rezerw sekundowej i minutowej oraz za rezerwę odtworzeniową może być naliczona wyłącznie w okresie kiedy dana JG mogła świadczyć usługę, rozumianym jako:
- (1) Czas pracy JG, w przypadku rezerwy sekundowej i minutowej.
 - (2) Czas kiedy JG była dyspozycyjna, w przypadku rezerwy odtworzeniowej, przy założeniu, że dla JG została złożona oferta bilansująca.
- 5.3.2.1.7. Należność za wykorzystywanie rezerwy sekundowej lub minutowej może być naliczona wyłącznie dla JG, które zostały zaplanowane przez OSP do pracy z załączonym układem regulacji, odpowiednio pierwotnej lub wtórnej.
- 5.3.2.1.8. Jednostka Grafikowa, dla której zaplanowano w planie WPKD utrzymywanie w gotowości do wykorzystania rezerwę sekundową lub rezerwę minutową, a następnie w trakcie doby n została, na polecenie OSP, przywołana do pracy w regulacji sygnałem Y_0 , otrzymuje należność za czas pracy w regulacji sygnałem Y_0 według ceny przyjętej dla rezerwy minutowej w ramach regulacji wtórnej sygnałem Y_1 .

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- 5.3.2.1.9. Dla JG uruchamianych z postoju, za początkowy czas naliczania rezerw sekundowej i minutowej, przyjmuje się czas zakończenia uruchamiania tj. osiągnięcia przez JG jej minimum technicznego.
- 5.3.2.1.10. W przypadku załączenia, ze względu na deficyt rezerw mocy regulacyjnej w KSE, ograniczenia zdolności przesyłowych lub stan zagrożenia pracy KSE, układów regulacji pierwotnej lub wtórnej na polecenie OSP na JG, które nie są objęte umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych odpowiednio w zakresie rezerwy sekundowej lub minutowej, odpłatność za świadczenie tych usług jest realizowana według maksymalnej ceny obowiązującej dla danej usługi w bieżącym okresie kontraktacji. W takim przypadku w rozliczeniach stosuje się parametry techniczne JG określone jako dane stałe JG zapisane w bazie danych stałych KOE.
- 5.3.2.1.11. Usługa pracy JG z zaniżeniem lub przeciążeniem jest płatna za średnią w godzinie, wyznaczoną na podstawie wielkości 15-minutowych, moc zniżenia lub przeciążenia z jaką dana JG pracowała na polecenie OSP określone w ramach planu BPKD.
- 5.3.2.1.12. Usługa automatycznej regulacji mocy biernej i napięcia jest płatna za czas pracy układu ARNE, przy czym załączenie i wyłączenie układu ARNE odbywa się na polecenie OSP.
- 5.3.2.1.13. Jako czas załączenia oraz wyłączenia układów regulacji pierwotnej, wtórnej i ARNE przyjmuje się czasy wykonania przez wytwórcę, na podstawie polecenia OSP, operacji załączenia oraz wyłączenia odpowiedniego układu regulacji. Czas wykonania danej operacji jest potwierdzany przez wytwórcę poprzez przesłanie do OSP odpowiedniego komunikatu systemem SOWE.
- 5.3.2.1.14. W przypadku załączenia automatycznych układów regulacji napięć w węzłach wytwórczych (ARNE) na polecenie OSP na JG, które nie są objęte umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie usługi automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej, odpłatność za świadczenie tej usługi jest realizowana według maksymalnej ceny obowiązującej w bieżącym okresie kontraktacji. W takim przypadku w rozliczeniach stosuje się parametry techniczne JG określone jako dane stałe JG zapisane w bazie danych stałych KOE.
- 5.3.2.1.15. Usługa gotowości do pracy w układach wydzielonych jest płatna za czas utrzymywania określonej grupy JG w gotowości do pracy w układach wydzielonych.
- 5.3.2.1.16. Usługi wykorzystywania rezerw mocy JG są rozliczane za wielkość faktycznie dostarczonych rezerw w poszczególnych godzinach, określanych na podstawie ewidencji wykonania.
- 5.3.2.1.17. Wszystkie zdarzenia, będące podstawą płatności i związane ze świadczeniem regulacyjnych usług systemowych przez poszczególne JG podlegają rejestracji, która pozwala na ustalenie przyczyn występujących odchyleń, jak również ocenę wykonania poleceń ruchowych.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- 5.3.2.1.18. Stwierdzenie przez OSP braku zdolności danej JG do regulacji lub negatywna ocena przez OSP jakości regulacji w okresie dłuższym niż 5 godzin powoduje utratę prawa do wynagrodzenia dla wytwórcy za daną usługę, poczynając od pierwszej godziny, dla której stwierdzono nieprawidłowość. Wynagrodzenie za gotowość przysługuje ponownie od następnego dnia handlowego po przeprowadzeniu pozytywnych testów sprawdzających.

5.3.2.2. Dokładność rozliczeń

- 5.3.2.2.1. Dla każdego rodzaju usługi jej ilość godzinowa, dobowa i miesięczna jest wyznaczana z dokładnością do czterech miejsc po przecinku.
- 5.3.2.2.2. Dla każdego rodzaju usługi jej cena dobowa i miesięczna jest wyznaczana z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.
- 5.3.2.2.3. Dla każdego rodzaju usługi jej wartość godzinowa, dobowa i miesięczna jest wyznaczana z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.
- 5.3.2.2.4. Wartość współczynnika brutto/netto jest wyznaczana z dokładnością do czterech miejsc po przecinku.

5.3.2.3. Procedury rozliczeń ilościowych i wartościowych**5.3.2.3.1. Rozliczenia za rezerwy sekundowe elektrowni ciepłych**

- 5.3.2.3.1.1. Przedmiotem rozliczenia jest rezerwa sekundowa utrzymywana w gotowości do wykorzystania oraz rezerwa sekundowa wykorzystywana w ramach regulacji pierwotnej.

Rozliczenie utrzymania rezerwy sekundowej w gotowości do wykorzystania

- 5.3.2.3.1.2. Należność godzinowa N_{jh}^{RSekG} dla j -tej JG w godzinie h za gotowość rezerwy sekundowej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{RSekG} = C_j^{RSekG} \cdot P_{jh}^{RSekG} \quad (5.85)$$

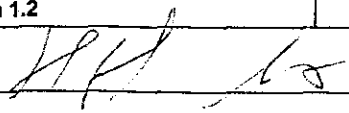
gdzie:

C_j^{RSekG} [zł/MW] - Cena za gotowość rezerwy sekundowej j -tej JG określona w umowie o świadczenie regulacyjnych usług systemowych.

P_{jh}^{RSekG} [MW] - Moc j -tej JG dostępna w godzinie h jako rezerwa sekundowa w gotowości do wykorzystania.

- 5.3.2.3.1.3. Moc P_{jh}^{RSekG} dla j -tej JG w godzinie h jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{jh}^{RSekG} = \frac{t_{jh}^{RSekG} \cdot P_{sj}}{T} \quad (5.86)$$

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urząd Regulacji Energetyki

gdzie:

- t_{jh}^{RSekG} [min] - Liczba minut w godzinie h , w których dla j -tej JG była dostępna rezerwa sekundowa w gotowości do wykorzystania. Czas t_{jh}^{RSekG} jest wyznaczany zgodnie z zasadami podanymi w pkt 5.3.2.3.1.4.
- P_{sj} [MW] - Dodatni zakres regulacji pierwotnej j -tej JG określony w umowie o świadczenie regulacyjnych usług systemowych i potwierdzony protokołem odbioru.
- T [min] - Stała przeliczeniowa ($T = 60$).

5.3.2.3.1.4. Dla danej JG rezerwa sekundowa jest w gotowości do wykorzystania, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

- (1) JG uczestniczy w RB.
- (2) JG jest objęta umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy sekundowej.
- (3) JG ma zaplanowany w planie WPKD znacznik udziału w regulacji równy 1 albo 3.
- (4) JG pracuje.
- (5) Zmiany punktu pracy JG nie są ograniczone przez ubytki mocy JG lub pracę JG w usztywnieniach.

5.3.2.3.1.5. Należność dobową N_{jd}^{RSekG} dla j -tej JG w dobie d za gotowość rezerwy sekundowej do wykorzystania jest obliczana według wzoru:

$$N_{jd}^{RSekG} = C_j^{RSekG} \cdot P_{jd}^{RSekG} \tag{5.87}$$

gdzie:

- P_{jd}^{RSekG} [MW] - Moc j -tej JG dostępna w dobie d jako rezerwa sekundowa w gotowości do wykorzystania. Wielkość P_{jd}^{RSekG} jest wyznaczana jako suma ilości mocy P_{jh}^{RSekG} z poszczególnych godzin $h \in H$ danej doby:

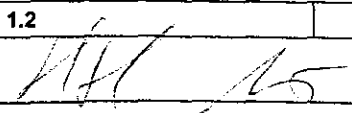
$$P_{jd}^{RSekG} = \sum_{h \in H} P_{jh}^{RSekG}$$

5.3.2.3.1.6. Należność miesięczną N_{jm}^{RSekG} dla j -tej JG w miesiącu m za gotowość rezerwy sekundowej do wykorzystania jest obliczana według wzoru:

$$N_{jm}^{RSekG} = C_j^{RSekG} \cdot P_{jm}^{RSekG} \tag{5.88}$$

gdzie:

- P_{jm}^{RSekG} [MW] - Moc j -tej JG dostępna w miesiącu m jako rezerwa sekundowa w gotowości do wykorzystania. Wielkość P_{jm}^{RSekG} jest wyznaczana jako suma ilości mocy P_{jd}^{RSekG} z

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urząd Regulacji Energetyki

poszczególnych dób $d \in D_m$ miesiąca m :

$$P_{jm}^{RSekG} = \sum_{d \in D_m} P_{jd}^{RSekG}$$

dr Leszek Juchniewicz

Rozliczenie wykorzystywania rezerwy sekundowej

5.3.2.3.1.7. Należność godzinowa N_{jh}^{RSekW} dla j -tej JG w godzinie h za wykorzystywanie rezerwy sekundowej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{RSekW} = C_j^{RSekW} \cdot P_{jh}^{RSekW} \tag{5.89}$$

gdzie:

C_j^{RSekW} [zł/MW] - Cena za wykorzystywanie rezerwy sekundowej j -tej JG określona w umowie o świadczenie regulacyjnych usług systemowych albo maksymalna cena za wykorzystywanie rezerwy sekundowej obowiązująca w bieżącym okresie kontraktacji, w przypadku gdy rezerwa ta jest kupowana od JG nie objętej umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie tej usługi.

P_{jh}^{RSekW} [MW] - Moc j -tej JG wykorzystywana w godzinie h jako rezerwa sekundowa.

5.3.2.3.1.8. Moc P_{jh}^{RSekW} j -tej JG wykorzystywana w godzinie h jako rezerwa sekundowa jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{jh}^{RSekW} = \frac{1}{4} \sum_{k=1}^4 \frac{t_{jhk}^{RSekW} \cdot P_{jk}^+}{T} \tag{5.90}$$

przy czym:

(1) Jeżeli w planie BPKD dla kwadransa k dana JG została zaplanowana do pracy wyłącznie w regulacji pierwotnej (znacznik wykorzystania regulacji jest równy 1), to:

$$P_{jk}^+ = P_{sj}^+ \tag{5.91}$$

(2) Jeżeli w planie BPKD dla kwadransa k dana JG została zaplanowana do pracy w regulacji pierwotnej i regulacji wtórnej (znacznik wykorzystania regulacji jest równy 3), to:

$$P_{jk}^+ = P_{spj}^+ \tag{5.92}$$

gdzie:

t_{jhk}^{RSekW} [min] - Liczba minut w kwadransie k godziny h , w których była wykorzystywana rezerwa sekundowa j -tej JG. Czas t_{jhk}^{RSekW} jest wyznaczany zgodnie z zasadami podanymi w pkt 5.3.2.3.1.9.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
<i>[Signature]</i>		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

$P_{s_j}^+$ [MW] - Dodatni zakres regulacji pierwotnej w zakresie mocy osiągalnej P_j^{OS} . Wielkość $P_{s_j}^+$ jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{s_j}^+ = \min\{P_j^{OS} - BPP_{1j}^{MAX}, P_{s_j}\}$$

gdzie:

P_j^{OS} - Moc osiągalna j -tej JG potwierdzona protokołem odbioru.

BPP_{1j}^{MAX} - Maksymalna dopuszczalna wartość zmian Bieżącego Punktu Pracy j -tej JG przy załączonej regulacji pierwotnej (dla znacznika udziału w regulacji równego 1) potwierdzona protokołem odbioru.

P_{s_j} - dodatni zakres regulacji pierwotnej j -tej JG potwierdzony protokołem odbioru.

$P_{sp_j}^+$ [MW] - Dodatni zakres regulacji pierwotnej poza zakresem ARCM w zakresie mocy osiągalnej P_j^{OS} . Wielkość $P_{sp_j}^+$ jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{sp_j}^+ = \min\{P_j^{OS} - BPP_{3j}^{MAX} - P_{m_j}, P_{sa_j}\}$$

gdzie:

P_j^{OS} - Moc osiągalna j -tej JG potwierdzona protokołem odbioru.

BPP_{3j}^{MAX} - Maksymalna dopuszczalna wartość zmian Bieżącego Punktu Pracy j -tej JG przy załączonej regulacji pierwotnej i wtórnej (dla znacznika udziału w regulacji równego 3) potwierdzona protokołem odbioru.

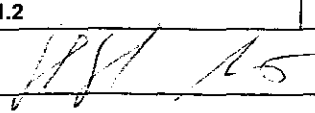
P_{m_j} - Dodatni zakres regulacji wtórnej j -tej JG potwierdzony protokołem odbioru.

P_{sa_j} - Zakres regulacji pierwotnej j -tej JG na górnym brzegu zakresu regulacji ARCM potwierdzony protokołem odbioru.

T [min] Stała przeliczeniowa ($T = 15$).

5.3.2.3.1.9. Wykorzystywanie rezerwy sekundowej danej JG w ramach regulacji pierwotnej następuje w przypadku, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

- (1) JG uczestniczy w RB.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

(2) JG ma zaplanowany w planie BPKD znacznik udziału w regulacji równy 1 albo 3¹ (OSP wydał polecenie pracy JG z załączonym układem regulacji pierwotnej).

(3) JG pracuje z załączonym układem regulacji pierwotnej.

5.3.2.3.1.10. Należność dobową N_{jd}^{RSekW} dla j -tej JG w dobie d za wykorzystywanie rezerwy sekundowej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jd}^{RSekW} = C_j^{RSekW} \cdot P_{jd}^{RSekW} \tag{5.93}$$

gdzie:

P_{jd}^{RSekW} [MW] - Moc j -tej JG wykorzystywana w dobie d jako rezerwa sekundowa. Wielkość P_{jd}^{RSekW} jest wyznaczana jako suma ilości mocy P_{jh}^{RSekW} z poszczególnych godzin $h \in H$ danej doby:

$$P_{jd}^{RSekW} = \sum_{h \in H} P_{jh}^{RSekW}$$

5.3.2.3.1.11. Należność miesięczną N_{jm}^{RSekW} dla j -tej JG w miesiącu m za wykorzystywanie rezerwy sekundowej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jm}^{RSekW} = C_j^{RSekW} \cdot P_{jm}^{RSekW} \tag{5.94}$$

gdzie:

P_{jm}^{RSekW} [MW] - Moc j -tej JG wykorzystywana w miesiącu m jako rezerwa sekundowa. Wielkość P_{jm}^{RSekW} jest wyznaczana jako suma ilości mocy P_{jd}^{RSekW} z poszczególnych dób $d \in Dm$ miesiąca m :

$$P_{jm}^{RSekW} = \sum_{d \in Dm} P_{jd}^{RSekW}$$

5.3.2.3.2. Rozliczenia za rezerwy minutowe elektrowni ciepłych

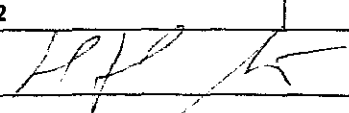
5.3.2.3.2.1. Przedmiotem rozliczenia jest rezerwa minutowa utrzymywana w gotowości do wykorzystania oraz rezerwa minutowa wykorzystywana w ramach regulacji wtórnej.

Rozliczenie utrzymania rezerwy minutowej w gotowości do wykorzystania

5.3.2.3.2.2. Należność godzinową N_{jh}^{RMinG} dla j -tej JG w godzinie h za gotowość rezerwy minutowej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{RMinG} = C_j^{RMinG} \cdot P_{jh}^{RMinG} \tag{5.95}$$

gdzie:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

C_j^{RMinG} [zł/MW] - Cena za gotowość rezerwy minutowej j -tej JG określona w umowie o świadczenie regulacyjnych usług systemowych.

P_{jh}^{RMinG} [MW] - Moc j -tej JG dostępna w godzinie h jako rezerwa minutowa w gotowości do wykorzystania.

5.3.2.3.2.3. Moc P_{jh}^{RMinG} dla j -tej JG w godzinie h jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{jh}^{RMinG} = \frac{t_{jh}^{RMinG} \cdot Pm_j}{T} \quad (5.96)$$

gdzie:

t_{jh}^{RMinG} [min] - Liczba minut w godzinie h , w których dla j -tej JG była dostępna rezerwa minutowa w gotowości do wykorzystania. Czas t_{jh}^{RMinG} jest wyznaczany zgodnie z zasadami podanymi w pkt 5.3.2.3.2.4.

Pm_j [MW] - Dodatni zakres regulacji wtórnej j -tej JG potwierdzony protokołem odbioru.

T [min] - Stała przeliczeniowa ($T = 60$).

5.3.2.3.2.4. Dla danej JG rezerwa minutowa jest w gotowości do wykorzystania, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

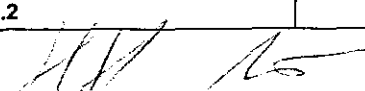
- (1) JG uczestniczy w RB.
- (2) JG jest objęta umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy minutowej.
- (3) JG ma zaplanowany w planie WPKD znacznik udziału w regulacji równy 2 albo 3.
- (4) JG pracuje.
- (5) Zmiany punktu pracy JG nie są ograniczone przez ubytki mocy JG lub pracę JG w usztywnieniach.

5.3.2.3.2.5. Należność dobową N_{jd}^{RMinG} dla j -tej JG w dobie d za gotowość rezerwy minutowej do wykorzystania jest obliczana według wzoru:

$$N_{jd}^{RMinG} = C_j^{RMinG} \cdot P_{jd}^{RMinG} \quad (5.97)$$

gdzie:

P_{jd}^{RMinG} [MW] - Moc j -tej JG dostępna w dobie d jako rezerwa minutowa w gotowości do wykorzystania. Wielkość P_{jd}^{RMinG} jest wyznaczana jako suma ilości mocy P_{jh}^{RMinG} z poszczególnych godzin $h \in H$ danej doby:

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

$$P_{jd}^{RMInG} = \sum_{h \in H} P_{jh}^{RMInG}$$

5.3.2.3.2.6. Należność miesięczna N_{jm}^{RMInG} dla j -tej JG w miesiącu m za gotowość rezerwy minutowej do wykorzystania jest obliczana według wzoru: *dr Leszek Juchniewicz*

$$N_{jm}^{RMInG} = C_j^{RMInG} \cdot P_{jm}^{RMInG} \quad (5.98)$$

gdzie:

P_{jm}^{RMInG} [MW] - Moc j -tej JG dostępna w miesiącu m jako rezerwa minutowa w gotowości do wykorzystania. Wielkość P_{jm}^{RMInG} jest wyznaczana jako suma ilości mocy P_{jd}^{RMInG} z poszczególnych dób $d \in D_m$ miesiąca m :

$$P_{jm}^{RMInG} = \sum_{d \in D_m} P_{jd}^{RMInG}$$

Rozliczenie wykorzystywania rezerwy minutowej

5.3.2.3.2.7. Należność godzinowa N_{jh}^{RMInW} dla j -tej JG w godzinie h za wykorzystywanie rezerwy minutowej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{RMInW} = C_j^{RMInW} \cdot P_{jh}^{RMInW} \quad (5.99)$$

gdzie:

C_j^{RMInW} [zł/MW] - Cena za wykorzystywanie rezerwy minutowej j -tej JG określona w umowie o świadczenie regulacyjnych usług systemowych albo maksymalna cena za wykorzystywanie rezerwy minutowej obowiązująca w bieżącym okresie kontraktacji, w przypadku gdy rezerwa ta jest kupowana od JG nie objętej umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie tej usługi.

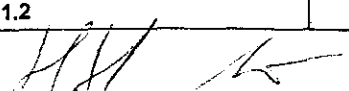
P_{jh}^{RMInW} [MW] - Moc j -tej JG wykorzystywana w godzinie h jako rezerwa minutowa.

5.3.2.3.2.8. Moc P_{jh}^{RMInW} j -tej JG wykorzystywana w godzinie h jako rezerwa minutowa jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{jh}^{RMInW} = \frac{1}{4} \sum_{k=1}^4 \frac{t_{jhk}^{RMInW} \cdot P_{mj}}{T} \quad (5.100)$$

gdzie:

t_{jhk}^{RMInW} [min] - Liczba minut w kwadransie k godziny h , w których była wykorzystywana rezerwa minutowa j -tej JG. Czas t_{jhk}^{RMInW} jest wyznaczany zgodnie z zasadami podanymi w

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

pkt 5.3.2.3.2.9.

P_{mj} [MW] - Dodatni zakres regulacji wtórnej j -tej JG potwierdzony protokołem odbioru,
 T [min] Stała przeliczeniowa ($T = 15$).
dr Leszek Juchniewicz

5.3.2.3.2.9. Wykorzystywanie rezerwy minutowej danej JG następuje w przypadku, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

- (1) JG uczestniczy w RB.
- (2) JG ma zaplanowany w planie BPKD znacznik udziału w regulacji równy 2 albo 3 (OSP wydał polecenie pracy JG z załączonym układem regulacji wtórnej).
- (3) JG pracuje z załączonym układem regulacji wtórnej.

5.3.2.3.2.10. Należność dobową N_{jd}^{RMinW} dla j -tej JG w dobie d za wykorzystywanie rezerwy minutowej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jd}^{RMinW} = C_j^{RMinW} \cdot P_{jd}^{RMinW} \tag{5.101}$$

gdzie:

P_{jd}^{RMinW} [MW] - Moc j -tej JG wykorzystywana w dobie d jako rezerwa minutowa. Wielkość P_{jd}^{RMinW} jest wyznaczana jako suma ilości mocy P_{jh}^{RMinW} z poszczególnych godzin $h \in H$ danej doby:

$$P_{jd}^{RMinW} = \sum_{h \in H} P_{jh}^{RMinW}$$

5.3.2.3.2.11. Należność miesięczną N_{jm}^{RMinW} dla j -tej JG w miesiącu m za wykorzystywanie rezerwy minutowej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jm}^{RMinW} = C_j^{RMinW} \cdot P_{jm}^{RMinW} \tag{5.102}$$

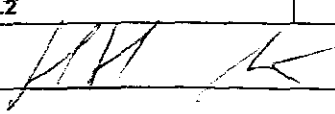
gdzie:

P_{jm}^{RMinW} [MW] - Moc j -tej JG wykorzystywana w miesiącu m jako rezerwa minutowa. Wielkość P_{jm}^{RMinW} jest wyznaczana jako suma ilości mocy P_{jd}^{RMinW} z poszczególnych dób $d \in D_m$ miesiąca m :

$$P_{jm}^{RMinW} = \sum_{d \in D_m} P_{jd}^{RMinW}$$

5.3.2.3.3. Rozliczenia za rezerwę odtworzeniową elektrowni ciepłych

5.3.2.3.3.1. Należność godzinową N_{jh}^{RO} dla j -tej JG w godzinie h za rezerwę odtworzeniową jest obliczana według wzoru:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki
(5.103)

$$N_{jh}^{RO} = C_j^{RO} \cdot P_{jh}^{RO}$$

gdzie:

- C_j^{RO} [zł/MW] - Cena za rezerwę odtworzeniową dla j -tej JG określona w umowie o świadczenie regulacyjnych usług systemowych.
- P_{jh}^{RO} [MW] - Moc dostarczona przez j -tą JG w godzinie h jako rezerwa odtworzeniowa, określana zgodnie z zasadami podanymi w pkt 5.3.2.3.3.2.

5.3.2.3.3.2. Moc P_{jh}^{RO} dostarczona przez j -tą JG w godzinie h jako rezerwa odtworzeniowa jest wyznaczana według wzoru:

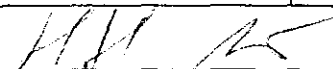
$$P_{jh}^{RO} = \alpha_h^{RO} \cdot P_{jh}^{ROd} \cdot \gamma_{jd}^{stat} \quad (5.104)$$

- α_h^{RO} [-] - Współczynnik zapotrzebowania na rezerwę odtworzeniową w godzinie h , określany zgodnie z zasadami podanymi w pkt 5.3.2.3.3.
- P_{jh}^{ROd} [MW] - Moc j -tej JG, wyrażona w wartościach brutto, dostępna w godzinie h jako gotowość do świadczenia usługi rezerwy odtworzeniowej, określana zgodnie z zasadami podanymi w pkt 5.3.2.3.3.4. oraz 5.3.2.3.3.5. Moc P_{jh}^{ROd} jest wyznaczana w trakcie tworzenia planu PKD, przy czym jej wartość jest korygowana poprzez uwzględnienie ubytków mocy JG zgłoszonych w dobie n , jeżeli ubytki te powodują zmniejszenie rzeczywistej wartości P_{jh}^{ROd} w stosunku do wartości wyznaczonej w trakcie tworzenia planu PKD.
- γ_{jd}^{stat} [-] - Statystyczny współczynnik brutto/netto dla j -tej JG w dobie d , określany zgodnie z zasadami podanymi w pkt 5.3.2.3.8.

5.3.2.3.3.3. Współczynnik α_h^{RO} zapotrzebowania na rezerwę odtworzeniową w godzinie h jest wyznaczany jako iloraz wymaganej ilości rezerwy odtworzeniowej, zaplanowanej przez OSP oraz sumy rezerw mocy dostępnych na wszystkich jednostkach wytwórczych jako gotowość do świadczenia usługi rezerwy odtworzeniowej.

5.3.2.3.3.4. Moc P_{jh}^{ROd} j -tej JG jest dostępna w godzinie h jako gotowość do świadczenia usługi rezerwy odtworzeniowej, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

- (1) JG uczestniczy w RB.
- (2) JG jest objęta umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy odtworzeniowej.
- (3) JG jest zaplanowana w planie PKD do postoju dyspozycyjnego.
- (4) JG jest dyspozycyjna, tzn. jest w postoju dyspozycyjnym, jest uruchamiana albo

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

pracuje.

- 5.3.2.3.3.5. Moc P_{jh}^{ROd} j -tej JG dostępna w godzinie h jako gotowość do świadczenia usługi rezerwy odtworzeniowej jest obliczana według wzoru:

$$P_{jh}^{ROd} = \min\{POFP_{jh}, (P_j^{OS} - P_{jh}^U)\} - POFP_{jh}^R$$

dr Leszek Już (5:105)icz

gdzie:

$POFP_{jh}$ [MW] - Suma pasm brutto Przyjętej Oferty Bilansującej j -tej JG w godzinie h .

$POFP_{jh}^R$ [MW] - Suma pasm redukcyjnych brutto Przyjętej Oferty Bilansującej j -tej JG w godzinie h .

P_j^{OS} [MW] - Moc osiągalna brutto j -tej JG.

P_{jh}^U [MW] - Moc brutto j -tej JG w godzinie h odpowiadająca zgłoszonym ubytkom mocy tej JG.

- 5.3.2.3.3.6. Należność dobową N_{jd}^{RO} dla j -tej JG w dobie d za rezerwę odtworzeniową jest obliczana według wzoru:

$$N_{jd}^{RO} = C_j^{RO} \cdot P_{jd}^{RO} \quad (5.106)$$

gdzie:

P_{jd}^{RO} [MW] - Moc dostarczona przez j -tą JG w dobie d jako rezerwa odtworzeniowa. Wielkość P_{jd}^{RO} jest wyznaczana jako suma godzinowych ilości mocy P_{jh}^{RO} z poszczególnych godzin $h \in H$ danej doby:

$$P_{jd}^{RO} = \sum_{h \in H} P_{jh}^{RO}$$

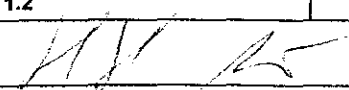
- 5.3.2.3.3.7. Należność miesięczną N_{jm}^{RO} dla j -tej JG w miesiącu m za rezerwę odtworzeniową jest obliczana według wzoru:

$$N_{jm}^{RO} = C_j^{RO} \cdot P_{jm}^{RO} \quad (5.107)$$

gdzie:

P_{jm}^{RO} [MW] - Moc dostarczona przez j -tą JG w miesiącu m jako rezerwa odtworzeniowa. Wielkość P_{jm}^{RO} jest wyznaczana jako suma dobowych ilości mocy P_{jd}^{RO} z poszczególnych dób $d \in Dm$ miesiąca m :

$$P_{jm}^{RO} = \sum_{d \in Dm} P_{jd}^{RO}$$

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki**5.3.2.3.4. Rozliczenia za pracę jednostki wytwórczej elektrowni ciepłej kondensacyjnej z przeciążeniem**

5.3.2.3.4.1. Należność godzinowa N_{jh}^{Przecz} dla j -tej JG w godzinie h za pracę z przeciążeniem jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{Przecz} = C_j^{Przecz} \cdot P_{jh}^{Przecz} \quad (5.108)$$

gdzie:

C_j^{Przecz} [zł/MW] - Cena za moc przeciążenia j -tej JG określona w umowie o świadczenie regulacyjnych usług systemowych.

P_{jh}^{Przecz} [MW] - Moc przeciążenia j -tej JG w godzinie h .

5.3.2.3.4.2. Moc przeciążenia P_{jh}^{Przecz} j -tej JG w godzinie h jest wyznaczana jako średnia godzinowa moc przeciążenia wynikająca z jej mocy przeciążeń w kolejnych kwadransach tej godziny:

$$P_{jh}^{Przecz} = \frac{\sum_{k=1}^4 (\min\{P_{jkh}^{Pz}, P_{jkh}^{Pw}\} - P_j^{OS})}{4} \quad (5.109)$$

gdzie:

P_{jkh}^{Pz} [MW] - Zadana wielkość obciążenia j -tej JG w k -tym kwadransie godziny h , określona przez OSP w planie BPKD jako polecenie pracy JG z przeciążeniem.

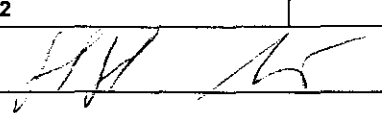
P_{jkh}^{Pw} [MW] - Wykonana wielkość obciążenia j -tej JG w k -tym kwadransie godziny h , potwierdzona przez wytwórcę poprzez system SOWE jako wykonanie polecenia pracy JG z przeciążeniem. W przypadku, gdy JG nie pracuje w danym kwadransie z przeciążeniem to $P_{jkh}^{Pw} = P_j^{OS}$.

P_j^{OS} [MW] - Moc osiągalna j -tej JG.

5.3.2.3.4.3. Praca JG jest kwalifikowana w danym kwadransie jako praca z przeciążeniem, jeżeli w tym kwadransie są spełnione łącznie następujące warunki:

- (1) JG uczestniczy w RB.
- (2) JG jest objęta umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie pracy z przeciążeniem.
- (3) OSP wydał polecenie pracy JG z przeciążeniem, tzn. moc obciążenia tej JG, ustalona w procesie planowania BPKD jest większa od jej mocy osiągalnej.
- (4) JG pracowała z przeciążeniem.

5.3.2.3.4.4. Należność dobową N_{jd}^{Przecz} dla j -tej JG za pracę z przeciążeniem w dobie d jest obliczana według wzoru:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

$$N_{jd}^{Przec} = C_j^{Przec} \cdot P_{jd}^{Przec} \tag{5.110}$$

[Signature]

gdzie:

P_{jd}^{Przec} [MW] - Moc przeciążenia j -tej JG w dobie d . Wielkość P_{jd}^{Przec} jest wyznaczana jako suma godzinowych ilości mocy przeciążenia P_{jh}^{Przec} z poszczególnych godzin $h \in H$ danej doby:

$$P_{jd}^{Przec} = \sum_{h \in H} P_{jh}^{Przec}$$

5.3.2.3.4.5. Należność miesięczna N_{jm}^{Przec} dla j -tej JG za pracę z przeciążeniem w miesiącu m jest obliczana według wzoru:

$$N_{jm}^{Przec} = C_j^{Przec} \cdot P_{jm}^{Przec} \tag{5.111}$$

gdzie:

P_{jm}^{Przec} [MW] - Moc przeciążenia j -tej JG w miesiącu m . Wielkość P_{jm}^{Przec} jest wyznaczana jako suma dobowych ilości mocy przeciążenia P_{jd}^{Przec} z poszczególnych dób $d \in D_m$ miesiąca m :

$$P_{jm}^{Przec} = \sum_{d \in D_m} P_{jd}^{Przec}$$

5.3.2.3.5. Rozliczenia za pracę jednostki wytwórczej elektrowni ciepłej kondensacyjnej z zaniżeniem

5.3.2.3.5.1. Należność godzinowa N_{jh}^{Zan} dla j -tej JG w godzinie h za pracę z zaniżeniem jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{Zan} = C_j^{Zan} \cdot P_{jh}^{Zan} \tag{5.112}$$

gdzie:

C_j^{Zan} [zł/MW] - Cena za moc zaniżenia j -tej JG określona w umowie o świadczenie regulacyjnych usług systemowych.

P_{jh}^{Zan} [MW] - Moc zaniżenia j -tej JG w godzinie h .

5.3.2.3.5.2. Moc zaniżenia P_{jh}^{Zan} j -tej JG w godzinie h jest wyznaczana jako średnia godzinowa moc zaniżenia wynikająca z jej mocy zaniżeń w kolejnych kwadransach tej godziny:

$$P_{jh}^{Zan} = \frac{\sum_{k=1}^4 (P_j^{MIN-TECH} - \max\{P_{jhk}^{Zz}, P_{jhk}^{Zw}\})}{4} \tag{5.113}$$

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
<i>[Signature]</i>		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urząd Regulacji Energetyki

gdzie:

P_{jkh}^{Z} [MW] - Zadana wielkość obciążenia ~~j-tej JG w k-tym kwadransie~~ *dr Leszek Juchniewicz* ~~kwadransie~~ *godziny h*, określona przez OSP w planie BPKD jako polecenie pracy JG z zaniżeniem.

P_{jkh}^{Zw} [MW] - Wykonana wielkość obciążenia *dr Leszek Juchniewicz* ~~kwadransie~~ *godziny h*, potwierdzona przez wytwórcę poprzez system SOWE jako wykonanie polecenia pracy JG z zaniżeniem. W przypadku, gdy JG nie pracuje w danym kwadransie z zaniżeniem, to $P_{jkh}^Z = P_j^{MIN_TECH}$.

$P_j^{MIN_TECH}$ [MW] - Moc minimum technicznego j-tej JG.

5.3.2.3.5.3. Praca JG jest kwalifikowana w danym kwadransie jako praca z zaniżeniem, jeżeli w tym kwadransie są spełnione łącznie następujące warunki:

- (1) JG uczestniczy w RB.
- (2) JG jest objęta umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie pracy z zaniżeniem.
- (3) OSP wydał polecenie pracy JG z zaniżeniem, tzn. moc obciążenia tej JG ustalona w procesie planowania BPKD jest mniejsza od jej mocy minimum technicznego.
- (4) JG pracowała z zaniżeniem.

5.3.2.3.5.4. Należność dobową N_{jd}^{Zan} dla j-tej JG za pracę z zaniżeniem w dobie d jest obliczana według wzoru:

$$N_{jd}^{Zan} = C_j^{Zan} \cdot P_{jd}^{Zan} \tag{5.114}$$

gdzie:

P_{jd}^{Zan} [MW] - Moc zaniżenia j-tej JG w dobie d . Wielkość P_{jd}^{Zan} jest wyznaczana jako suma godzinowych ilości mocy zaniżenia P_{jh}^{Zan} z poszczególnych godzin $h \in H$ danej doby:

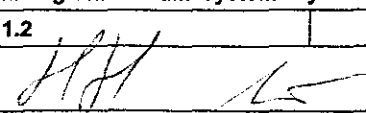
$$P_{jd}^{Zan} = \sum_{h \in H} P_{jh}^{Zan}$$

5.3.2.3.5.5. Należność miesięczną N_{jm}^{Zan} dla j-tej JG za pracę z zaniżeniem w miesiącu m jest obliczana według wzoru:

$$N_{jm}^{Zan} = C_j^{Zan} \cdot P_{jm}^{Zan} \tag{5.115}$$

gdzie:

P_{jm}^{Zan} [MW] - Moc zaniżenia j-tej JG w miesiącu m . Wielkość P_{jm}^{Zan} jest wyznaczana jako suma dobowych ilości mocy

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

zaniżenia P_{jd}^{Zan} z poszczególnych dób $d \in D_m$ miesiąca m :

$$P_{jm}^{Zan} = \sum_{d \in D_m} P_{jd}^{Zan}$$

dr Leszek Juchniewicz

5.3.2.3.6. Rozliczenia za automatyczną regulację napięcia i mocy biernej

5.3.2.3.6.1. Należność godzinowa N_{jh}^{ARNE} dla j -tej JG za automatyczną regulację napięcia i mocy biernej w godzinie h jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{ARNE} = C_j^{ARNE} \cdot t_{jh}^{ARNE} \tag{5.116}$$

gdzie:

C_j^{ARNE} [zł/h] - Cena za automatyczną regulację napięcia i mocy biernej przez j -tą JG określona w umowie o świadczenie regulacyjnych usług systemowych albo maksymalna cena za świadczenie usługi automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w bieżącym okresie kontraktacji, w przypadku gdy usługa ta jest kupowana od JG nie objętej umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie tej usługi.

t_{jh}^{ARNE} [h] - Czas pracy j -tej JG z załączonym układem ARNE w godzinie h . Czas t_{jh}^{ARNE} jest wyznaczany zgodnie z zasadami podanymi w pkt 5.3.2.3.6.2.

5.3.2.3.6.2. Dla danej JG jej praca jest kwalifikowana jako z załączonym układem ARNE, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

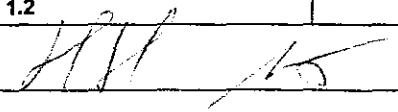
- (1) JG jest objęta umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej.
- (2) OSP wydał, w ramach procesu planowania BPKD, polecenie pracy JG z załączonym układem ARNE.
- (3) JG jest w trakcie uruchamiania po synchronizacji albo pracuje a jednocześnie ma załączony układ ARNE.

5.3.2.3.6.3. Należność dobową N_{jd}^{ARNE} dla j -tej JG za automatyczną regulację napięcia i mocy biernej w dobie d jest obliczana według wzoru:

$$N_{jd}^{ARNE} = C_j^{ARNE} \cdot t_{jd}^{ARNE} \tag{5.117}$$

gdzie:

t_{jd}^{ARNE} [h] - Czas pracy j -tej JG z załączonym układem ARNE w dobie d . Wielkość t_{jd}^{ARNE} jest wyznaczana jako suma czasów t_{jh}^{ARNE} pracy JG z załączonym układem ARNE w poszczególnych godzinach $h \in H$ danej doby:

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki



$$t_{jd}^{ARNE} = \sum_{h \in H} t_{jh}^{ARNE}$$

5.3.2.3.6.4. Należność miesięczna N_{jm}^{ARNE} dla j -tej JG za automatyczną regulację napięcia i mocy biernej w miesiącu m jest obliczana według wzoru: *dr Leszek Juchniewicz*

$$N_{jm}^{ARNE} = C_j^{ARNE} \cdot t_{jm}^{ARNE} \quad (5.118)$$

gdzie:

t_{jm}^{ARNE} [h] - Czas pracy j -tej JG z załączonym układem ARNE w miesiącu m . Wielkość t_{jm}^{ARNE} jest wyznaczana jako suma czasów t_{jd}^{ARNE} pracy JG z załączonym układem ARNE w poszczególnych dobach $d \in D_m$ miesiąca m :

$$t_{jm}^{ARNE} = \sum_{d \in D_m} t_{jd}^{ARNE}$$

5.3.2.3.7. Rozliczenia za gotowość do pracy w układach wydzielonych

5.3.2.3.7.1. Należność godzinowa $N_{ih}^{OdbSysW}$ za utrzymanie i -tej grupy JG w godzinie h w gotowości do pracy w układach wydzielonych jest obliczana według wzoru:

$$N_{ih}^{OdbSysW} = C_i^{OdbSysW} \cdot t_{ih}^{OdbSysW} \quad (5.119)$$

gdzie:

$C_i^{OdbSysW}$ [zł/h] - Cena za utrzymywanie i -tej grupy JG w gotowości do pracy w układach wydzielonych.

$t_{ih}^{OdbSysW}$ [h] - Czas utrzymywania i -tej grupy JG w gotowości do pracy w układach wydzielonych w godzinie h . Czas $t_{ih}^{OdbSysW}$ jest wyznaczany zgodnie z zasadami podanymi w pkt 5.3.2.3.7.2.

5.3.2.3.7.2. Dana grupa JG jest w gotowości do pracy w układach wydzielonych, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

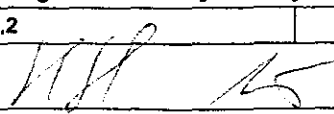
- (1) Grupa JG jest objęta umową o świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie gotowości do pracy w układach wydzielonych.
- (2) Co najmniej jedna JG z grupy JG pracuje.

5.3.2.3.7.3. Należność dobową $N_{id}^{OdbSysW}$ za utrzymanie i -tej grupy JG w dobie d w gotowości do pracy w układach wydzielonych jest obliczana według wzoru:

$$N_{id}^{OdbSysW} = C_i^{OdbSysW} \cdot t_{id}^{OdbSysW} \quad (5.120)$$

gdzie:

$t_{id}^{OdbSysW}$ [h] - Czas utrzymywania i -tej grupy JG w gotowości do pracy w układach wydzielonych w dobie d . Wielkość $t_{id}^{OdbSysW}$

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1,2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZEPIS
Urząd Regulacji Energetyki

jest wyznaczana jako suma czasów utrzymywania i -tej grupy JG w gotowości do pracy w układach wydzielonych w poszczególnych godzinach $h \in H$ danej doby:

$$t_{id}^{OdbSysW} = \sum_{h \in H} t_{ih}^{OdbSysW}$$

dr Leszek Juchniewicz

5.3.2.3.7.4. Należność miesięczna $N_{im}^{OdbSysW}$ za utrzymywanie i -tej grupy JG w miesiącu m w gotowości do pracy w układach wydzielonych jest obliczana według wzoru:

$$N_{im}^{OdbSysW} = C_i^{OdbSysW} \cdot t_{im}^{OdbSysW} \quad (5.121)$$

gdzie:

$t_{im}^{OdbSysW}$ [h] - Czas utrzymywania i -tej grupy JG w gotowości do pracy w układach wydzielonych w miesiącu m . Wielkość $t_{im}^{OdbSysW}$ jest wyznaczana jako suma czasów $t_{id}^{OdbSysW}$ utrzymywania i -tej grupy JG w gotowości do pracy w układach wydzielonych w poszczególnych dobach $d \in D_m$ miesiąca m :

$$t_{im}^{OdbSysW} = \sum_{d \in D_m} t_{id}^{OdbSysW}$$

5.3.2.3.7.5. Rozliczenie usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych, świadczonej przez daną grupę JG, odbywa się poprzez należąca do tej grupy JG o najniższym numerze porządkowym (ostatnie cztery cyfry w kodzie JG). Wszystkie wielkości rozliczeniowe dotyczące świadczenia usługi są przypisywane tej JG.

5.3.2.3.8. Zasady wyznaczania współczynnika brutto/netto

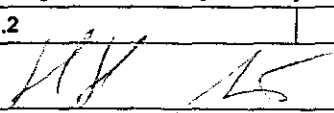
5.3.2.3.8.1. Do przeliczania wartości brutto na wartość netto w rozliczeniach regulacyjnych usług systemowych służy statystyczny współczynnik brutto/netto γ^{stat} . Współczynnik γ^{stat} jest wyznaczany dla każdej JG i każdej doby na podstawie współczynników dobowych γ^{dob} z okresu poprzedzającego tę dobę. Współczynniki dobowe γ^{dob} są wyznaczane na podstawie współczynników godzinowych γ^{godz} .

5.3.2.3.8.2. Współczynnik statystyczny γ_{jd}^{stat} j -tej JG dla doby d jest wyznaczany, z zastrzeżeniem punktu 5.3.2.3.8.3., według następującego wzoru:

$$\gamma_{jd}^{stat} = \frac{\sum_{n=d-5}^{d-34} \gamma_{jn}^{dob}}{D} \quad (5.122)$$

gdzie:

γ_{jn}^{dob} [-] - dobowy współczynnik brutto/netto wyznaczany zgodnie z zasadami opisanymi w pkt 5.3.2.3.8.4.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

D [-] - liczba dób w okresie od doby $d-5$ do doby $d-34$, w których $\gamma_j^{dob} > 0$.

5.3.2.3.8.3. Jeżeli uwzględniana przy wyznaczaniu γ_{jd}^{stat} liczba niezerowych wartości współczynnika dobowego γ_j^{dob} jest mniejsza od 3 ($D < 3$), to jako wartość γ_{jd}^{stat} przyjmuje się wartość współczynnika brutto/netto określoną w parametrach stałych danej JG zapisaną w bazie danych stałych KOE.

$$\gamma_{jd}^{stat} = \gamma_j^{KOE} \quad (5.123)$$

gdzie:

γ_j^{KOE} [-] - współczynnik brutto/netto określony w parametrach stałych JG.

5.3.2.3.8.4. Dobowy współczynnik brutto/netto γ_{jd}^{dob} j -tej JG w dobie d jest wyznaczany jako średnia arytmetyczna z godzinowych współczynników brutto/netto γ_{jh}^{godz} o wartościach mniejszych lub równych jeden i większych od zera ($1 \geq \gamma_{jh}^{godz} > 0$). Jeżeli dla danej doby liczba współczynników γ_{jh}^{godz} spełniających warunek: $1 \geq \gamma_{jh}^{godz} > 0$ jest równa zero, to $\gamma_{jd}^{dob} = 0$.

5.3.2.3.8.5. Godzinowy współczynnik brutto/netto γ_{jh}^{godz} dla j -tej JG w godzinie h jest wyznaczany według następujących zasad:

$$\gamma_{jh}^{godz} = \begin{cases} \frac{ER_{jh}}{ER_{jh}^b} & \text{gd}y \ ER_{jh} > 0 \ i \ ER_{jh}^b > 0 \\ 0 & \text{w pozostałych przypadkach} \end{cases} \quad (5.124)$$

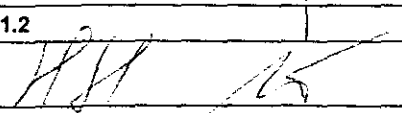
gdzie:

ER_{jh} [MWh] - Wyrażona w wartościach netto rzeczywista ilość dostaw energii j -tej JG w godzinie h .

ER_{jh}^b [MWh] - Wyrażona w wartościach brutto rzeczywista ilość dostaw energii j -tej JG w godzinie h .

5.3.2.4. Zasady odpłatności za energię elektryczną związaną ze świadczeniem RUS

5.3.2.4.1. Energia elektryczna związana ze świadczeniem regulacyjnych usług systemowych jest rozliczana na rynku bilansującym zgodnie z procedurami zawartymi w pkt 5.3.1.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

5.3.2.5. Kary z tytułu niedotrzymania dyscypliny ruchowej lub mocy dyspozycyjnej

5.3.2.5.1. Operator Systemu Przesyłowego może naliczać kary wobec wytwórców, których jednostki wytwórcze nie dotrzymują:

- (1) Dyscypliny ruchowej.
- (2) Mocy dyspozycyjnej.

5.3.2.5.2. Zobowiązania poszczególnych jednostek wytwórczych wobec OSP w zakresie produkcji energii elektrycznej w każdej godzinie doby handlowej są równe energii odniesienia (E_{ODN}), która obejmuje:

- (1) Energię elektryczną (E_{BPP}) wynikającą z bieżących punktów pracy (BPP), wyznaczaną jako średnia wartość z BPP dla danej godziny i wyrażoną w MWh.
- (2) Energię elektryczną (ΔE_{Y1}) wynikającą z działania układów regulacji wtórnej związanego z przebiegiem sygnału Y_1 .

$$\Delta E_{Y1} = \frac{0,5 \cdot \Delta Y_1 \cdot \bar{\lambda} \cdot t}{31} \tag{5.125}$$

gdzie:

- ΔY_1 [MW] – Zakres regulacji wtórnej.
- $\bar{\lambda}$ – Średnia wartość sygnału Y_1 w danej godzinie doby handlowej.
- t [h] – podstawowy okres rozliczeniowy, równy 1 godzinie.

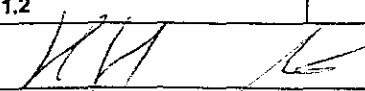
(3) Energię elektryczną (ΔE_p) wynikającą z działania układów regulacji pierwotnej spowodowanego zmianami częstotliwości w KSE.

$$\Delta E_p = \frac{\Delta \bar{f} \cdot P_{os} \cdot t}{f_N \cdot S} \tag{5.126}$$

gdzie:

- $\Delta \bar{f}$ [Hz] – średnia odchyłka częstotliwości ($\Delta f = f - f_N$) w danej godzinie.
- P_{os} [MW] – Moc osiągalna danej JW.
- f [Hz] – Chwilowa wartość częstotliwości.
- f_N [Hz] – Częstotliwość znamionowa (50 Hz).
- S – Statyzm danej JW.
- t [h] – podstawowy okres rozliczeniowy, równy 1 godzinie.

5.3.2.5.3. Nie dotrzymanie dyscypliny ruchowej jest rozumiane jako odchylenie produkcji energii elektrycznej przez daną jednostkę wytwórczą od energii odniesienia

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

określonej wzorem:

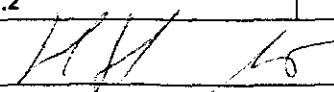
$$E_{ODN} = E_{BPP} + \Delta E_{Y1} - \Delta E_P$$

 (5.127)

- 5.3.2.5.4. W przypadku odchylenia produkcji energii elektrycznej przez daną jednostkę wytwórczą od energii odniesienia o wielkość mniejszą niż $\pm 3\%$ mocy osiągalnej (P^{OS}), nie stosuje się kar dla wytwórców energii elektrycznej.
- 5.3.2.5.5. W przypadku odchylenia produkcji energii elektrycznej przez daną jednostkę wytwórczą od energii odniesienia o wielkość większą od $\pm 3\%$ P^{OS} Operator Systemu Przesyłowego może naliczyć karę równą dwukrotnej wartości iloczynu ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) i ilości energii, będącej różnicą pomiędzy rzeczywistą produkcją energii elektrycznej a energią odniesienia.
- 5.3.2.5.6. Nie dotrzymanie mocy maksymalnej „handlowej” w danej godzinie doby handlowej jest rozumiane jako zmiana mocy maksymalnej „handlowej” danej jednostki wytwórczej w stosunku do mocy maksymalnej „handlowej” wynikającej z ofert bilansujących, zgłaszanych dla tej jednostki o godzinie 12.00 doby $n-1$ i przyjętej przez OSP w planie koordynacyjnym dobowym.
- 5.3.2.5.7. W przypadku nie dotrzymania mocy maksymalnej „handlowej” przez daną jednostkę wytwórczą w danej godzinie doby handlowej OSP może naliczyć karę równą iloczynowi ceny za rezerwę odtworzeniową tej JW i różnicy pomiędzy mocą dyspozycyjną przyjętą przez OSP w planie PKD a mocą dyspozycyjną zarejestrowaną w danej godzinie.
- 5.3.2.5.8. Kary za odchylenia produkcji energii elektrycznej, o których mowa w pkt 5.3.2.5.5. i pkt 5.3.2.5.6. mogą być naliczane wyłącznie za odchylenia produkcji energii elektrycznej wyznaczone na warunkach określonych w pkt 5.3.2.5.2., co oznacza, że układ regulacji pierwotnej lub/i wtórnej został załączony/wyłączony bez polecenia OSP lub działa w sposób niezgodny z zasadami określonymi w protokołach odbiorów regulacji.
- 5.3.2.5.9. W przypadku nie zastosowania się przez wytwórcę do zasady, o której mowa w pkt 4.4.3.8., lub wystąpienia sytuacji, o której mowa w pkt 5.3.2.1.18., wytwórca zapłaci OSP karę w wysokości równej należności za 12-godzinną pracę przedmiotowego układu.
- 5.3.2.5.10. Wpływy z kar za niedotrzymywanie dyscypliny ruchowej przez JW pomniejszają koszty zapewnienia jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej i są alokowane do Taryfy OSP w ramach opłaty przesyłowej.

5.3.3. Rozliczenia za świadczenie usługi GWS

- 5.3.3.1. Rozliczenia za świadczenie usługi utrzymywania dyspozycyjności jednostek wytwórczych (GWS) są realizowane dla poszczególnych Jednostek Grafikowych w okresach rozliczeniowych odpowiadających kolejnym miesiącom kalendarzowym.
- 5.3.3.2. Należność godzinowa N_{jh}^{GWS} dla j -tej JG w godzinie h za świadczenie usługi GWS


IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{GWS} = C_{GWS(j)} \cdot P_{jdh}^{DYS}$$

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki



(5.128)

dr Leszek Juchniewicz

gdzie:

$C_{GWS(j)}$ [zł/MW] - Cena za świadczenie usługi GWS j -tej JG.

P_{jdh}^{DYS} [MW] - Moc dyspozycyjna j -tej JG wykorzystana do świadczenia usługi GWS w godzinie h doby d .

5.3.3.3. Moc P_{jdh}^{DYS} dla j -tej JG w godzinie h jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{jdh}^{DYS} = (P_{jd}^{OS} - P_{jdh}^U) \cdot \gamma_{jd}^{stat} \cdot \frac{t_{jdh}^{GWS}}{T} \quad (5.129)$$

gdzie:

P_{jd}^{OS} [MW] - Moc osiągalna brutto j -tej JG w dobie d .

P_{jdh}^U [MW] - Moc brutto j -tej JG w godzinie h doby d odpowiadająca zgłoszonym ubytkom mocy tej JG.

γ_{jd}^{stat} [-] - Statystyczny współczynnik brutto/netto dla j -tej JG w dobie d , określane zgodnie z zasadami podanymi w pkt 5.3.2.3.8.

t_{jdh}^{GWS} [min] - Liczba minut w godzinie h doby d , w których j -ta JG była dyspozycyjna, tzn. była w postoju dyspozycyjnym, była uruchamiana albo pracowała.

T [min] - Stała przeliczeniowa ($T=60$).

5.3.3.4. W przypadkach, gdy do wyznaczania mocy P_{jdh}^{DYS} nie mają zastosowania zasady, o których mowa w pkt 5.3.3.3., to zasady wyznaczania mocy P_{jdh}^{DYS} są określane w umowach GWS.

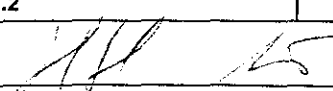
5.3.3.5. Należność dobową N_{jd}^{GWS} dla j -tej JG w dobie d za świadczenie usługi GWS jest obliczana według wzoru:

$$N_{jd}^{GWS} = C_{GWS(j)} \cdot \sum_{h \in H_d} P_{jdh}^{DYS} \quad (5.130)$$

gdzie:

H_d [-] - Zbiór godzin w dobie d .

5.3.3.6. Należność miesięczną N_{jm}^{GWS} dla j -tej JG za świadczenie usługi GWS jest obliczana według wzoru:

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

(5:131)
dr Leszek Juchniewicz

$$N_{jm}^{GWS} = C_{GWS(j)} \sum_{d \in D_m} \sum_{h \in H_d} P_{jdh}^{DYS}$$

gdzie:

D_m [-] - Zbiór dób w miesiącu m .

5.3.3.7. Rozliczenie usługi GWS jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:

- (1) Dobowym – na podstawie godzinowych danych ilościowych. Wielkości godzinowe dla doby n są wyznaczone przez OSP w dobie $n+1$, jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń, oraz w dobie $n+4$, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń miesięcznych.
- (2) Miesięcznym – na podstawie godzinowych danych ilościowych, agregowanych do postaci dobowej a następnie do postaci miesięcznej. Miesięczne dane są podstawą do wystawienia faktur.

5.3.3.8. Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych, do 15. dnia każdego miesiąca, i obejmują rozliczone miesiące, tzn. takie, dla których upłynął termin płatności. Korekty rozliczeń dotyczą 4 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym jest dokonywana korekta. Po upływie tego okresu rozliczenia są uznawane jako ostateczne.

5.3.3.9. W przypadku nieuzasadnionej w danym okresie rozliczeniowym niezdolności danej JG do świadczenia usługi w ramach umowy GWS (rozumianej głównie jako zwiększona awaryjność danej jednostki wytwórczej w stosunku do wielkości zapisanych w umowie GWS), OSP ma prawo dokonać potrącenia należności danego wytwórcy w wysokości odpowiadającej 14 dniowej należności za świadczenie usługi GWS przez tą JG wyznaczonej z wykorzystaniem następujących wielkości dotyczących tej JG: ceny za świadczenie usługi GWS określonej w umowie GWS, mocy osiągalnej zdefiniowanej w bazie danych stałych KOE oraz współczynnika brutto/netto zdefiniowanego w bazie danych stałych KOE.

5.3.3.10. W przypadku, gdy wytwórca nie zawrze umów sprzedaży energii, to energia wyprodukowana ze względu na ograniczenia sieciowe przez jednostki wytwórcze objęte umową GWS jest rozliczana na rynku bilansującym na podstawie cen rozliczeniowych pozycji kontraktowych (CRK), według zasad zawartych w pkt 5.3.1.

5.3.4. Rozliczenia niezgodnionej wymiany międzysystemowej

5.3.4.1. Przedmiotem rozliczeń jest Energia Niezgodniona Wymiany Międzysystemowej, zwana dalej ENW. ENW jest rozliczana dla każdego UWM i każdej godziny niezależnie.

5.3.4.2. Ilość ENW w danej godzinie dla danego UWM działającego jako URB jest wyznaczana jako różnica pomiędzy ilością energii ED_{WM} , wynikającą z przyjętych na RB do realizacji USE_{WM} , a ilością energii E_{GWM} , wynikającą z GWM_U :

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
<i>(Signature)</i>		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

$$ENW = ED_{WM} - E_{GWM}$$

(5.132) 

gdzie:

ENW – Ilość Energii Nieuzgodnionej Wymiany Międzysystemowej.

ED_{WM} – Suma ilości energii z przyjętych na RB do realizacji USE_{WM} .

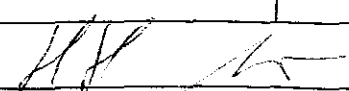
E_{GWM} – Suma ilości energii z GWM_U .

- 5.3.4.3. Energia ENW jest rozliczana na RB, jako energia bilansująca nieplanowana danego URB będącego UWM.
- 5.3.4.4. W rozliczeniach na RB energii bilansującej nieplanowanej odpowiadającej energii ENW są stosowane następujące ogólne zasady:
- (1) W przypadku dostarczenia ENW na RB jest ona rozliczana według ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CROz.
 - (2) W przypadku odbioru ENW na RB jest ona rozliczana według ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży CROs.
- 5.3.4.5. W rozliczeniach energii ENW, jako składnika energii bilansującej, stosuje się odpowiednie zasady i procedury obowiązujące na RB, określone w pkt 5.3.1.

5.4. Procedury fakturowania i rozliczeń finansowych

5.4.1. Zasady ogólne

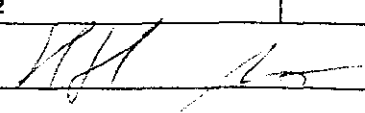
- 5.4.1.1. Podstawą do wystawienia faktury oraz faktury korygującej jest sporządzony przez OSP, odpowiednio raport handlowy oraz raport handlowy korygujący.
- 5.4.1.2. Każdy URB wystawia zbiorczą fakturę oraz fakturę korygującą, odpowiednio do zakresu swojego działania, oddzielnie za sprzedaż energii bilansującej, RUS oraz usługi GWS.
- 5.4.1.3. Na fakturze muszą być zawarte wszystkie informacje zgodne ze stosownym rozporządzeniem Ministra Finansów i wymagane z punktu widzenia prawa podatkowego. Dodatkowo na fakturze muszą być zawarte:
- (1) Numer raportu handlowego.
 - (2) Okres rozliczeniowy.
- 5.4.1.4. Na fakturze korygującej dla każdego okresu rozliczeniowego objętego korektą muszą być zawarte wszystkie informacje zgodne ze stosownym rozporządzeniem Ministra Finansów i wymagane z punktu widzenia prawa podatkowego. Dodatkowo na fakturze korygującej muszą być zawarte:
- (1) Numer raportu handlowego korygującego.
 - (2) Numer raportu handlowego (korygowanego).
 - (3) Okres rozliczeniowy (korygowany).

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urzedu Regulacji Energetyki

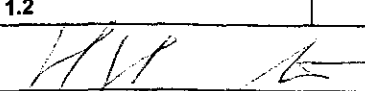
- 5.4.1.5. Rozliczenia finansowe pomiędzy URB a OSP są dokonywane na podstawie wystawionych faktur oraz faktur korygujących.
- 5.4.1.6. W dniu wystawienia faktury lub faktury korygującej, wystawiający jest obowiązany do przesłania jej listem poleconym do jej odbiorcy lub też jej przeliczenia dostarczenia w inny sposób nie później niż 7 dni przed upływem terminu płatności.
- 5.4.1.7. Przepływy finansowe muszą nastąpić nie później niż w terminie płatności.
- 5.4.1.8. W przypadku niedotrzymania terminu płatności odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie terminu płatności. Jeżeli jednak faktura albo faktura korygująca, stanowiąca podstawę zapłaty, zostanie dostarczona do jej odbiorcy później niż 7 dni przed upływem terminu płatności, wówczas odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie 7 dni od dnia otrzymania faktury albo faktury korygującej przez jej odbiorcę.
- 5.4.2. Procedury dotyczące rynku bilansującego**
- 5.4.2.1. Faktury za energię bilansującą wystawiają URB lub OSP nie później niż 15. dnia po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego (dekady). Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.
- 5.4.2.2. Faktury i faktury korygujące za energię zakupioną na Rynek Bilansujący (dostarczoną przez URB) w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawiają URB.
- 5.4.2.3. Faktury i faktury korygujące za energię sprzedaną z Rynku Bilansującego (odebraną przez URB) w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawia OSP.
- 5.4.2.4. Faktury zakupu energii na Rynek Bilansujący winny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:
- (1) Sumaryczną ilość energii dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($EBDD_{ud}$).
 - (2) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($CBDD_{ud}$).
 - (3) Sumaryczną należność za energię dostarczoną na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($NBDD_{ud}$).
- 5.4.2.5. Faktury sprzedaży energii z Rynku Bilansującego winny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:
- (1) Sumaryczną ilość energii odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($EBOD_{ud}$).

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

P R E Z Y S
Urzedu Regulacji Energetyki

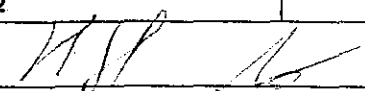
- (2) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($CBOD_{ud}$).
- (3) Sumaryczną należność za energię odebraną z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($NBOD_{ud}$).
- 5.4.2.6. Faktury korygujące zakupu energii na Rynek Bilansujący winny zawierać:
- (1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:
- (1.1.) Sumaryczną ilość energii dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($EBDD_{ud}$)
- (1.2.) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($CBDD_{ud}$).
- (1.3.) Sumaryczną należność za energię dostarczoną na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($NBDD_{ud}$).
- (2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
- (2.1.) Sumaryczną ilość energii dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($EBDD_{ud}$)
- (2.2.) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($CBDD_{ud}$).
- (2.3.) Sumaryczną należność za energię dostarczoną na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($NBDD_{ud}$).
- (3) Wielkość korekty
- (3.1.) Zmianę ilości energii dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.
- (3.2.) Zmianę ceny rozliczeniowej dekadowej energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.
- (3.3.) Zmianę należności za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.
- 5.4.2.7. Faktury korygujące sprzedaży energii z Rynku Bilansującego winny zawierać:
- (1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:
- (1.1.) Sumaryczną ilość energii odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($EBOD_{ud}$).
- (1.2.) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($CBOD_{ud}$).

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (1.3.) Sumaryczną należność za energię odebraną z Rynku Bilansującego, w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($NBOD_{ud}$).
- (2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
- (2.1.) Sumaryczną ilość energii odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($EBOD_{ud}$).
- (2.2.) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($CBOD_{ud}$).
- (2.3.) Sumaryczną należność za energię odebraną z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ($NBOD_{ud}$).
- (3) Wielkość korekty.
- (3.1.) Zmianę ilości energii odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.
- (3.2.) Zmianę ceny rozliczeniowej dekadowej energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.
- (3.3.) Zmianę należności za energię bilansującą odebraną z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.
- 5.4.2.8. Terminem płatności faktur za energię bilansującą jest 25 dzień po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego (dekady). Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.
- 5.4.2.9. W przypadku, gdy płatności nie zostaną uregulowane w terminie płatności, OSP ma prawo skorzystać z Zabezpieczenia Z_{RB} Uczestnika Rynku Bilansującego w celu pokrycia jego zobowiązań powiększonych o odsetki naliczane zgodnie z obowiązującymi przepisami.
- 5.4.2.10. W przypadku wyczerpania się zabezpieczenia Uczestnika Rynku Bilansującego OSP ma prawo podjąć działania pozwalające na ograniczenie zobowiązań Uczestnika Rynku Bilansującego (jego Jednostek Grafikowych).
- 5.4.3. Procedury dotyczące świadczenia RUS**
- 5.4.3.1. Faktury za świadczenie Regulacyjnych Usług Systemowych w poszczególnych okresach rozliczeniowych (miesiącach kalendarzowych) wystawiają URB nie później niż 7. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.
- 5.4.3.2. Na fakturze winny być wyspecyfikowane wielkości rozliczeniowe dla wszystkich JG należących do URB, które są objęte umową o świadczenie RUS:

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

(1) Zestawienie dostarczonych RUS – dla każdej dostarczonej usługi RUS należy zamieścić:

(1.1.) Miesięczną wielkość usługi dostarczonej przez wszystkie JG.

(1.2.) Cenę za dostarczoną usługę.

(1.3.) Należność miesięczną za dostarczoną usługę przez wszystkie JG.

(2) Łączna należność za regulacyjne usługi systemowe dostarczone przez wszystkie JG w danym miesiącu.

5.4.3.3. Na fakturze korygującej winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:

(1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) – dla każdej dostarczonej usługi RUS należy zamieścić:

(1.1.) Miesięczna wielkość usługi dostarczonej przez wszystkie JG.

(1.2.) Cena za dostarczoną usługę.

(1.3.) Należność miesięczna za dostarczoną usługę przez wszystkie JG.

(1.4.) Łączna należność za regulacyjne usługi systemowe dostarczone przez wszystkie JG w danym miesiącu.

(2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty – dla każdej dostarczonej usługi RUS należy zamieścić:

(2.1.) Miesięczna wielkość usługi dostarczonej przez wszystkie JG.

(2.2.) Cena za dostarczoną usługę.

(2.3.) Należność miesięczną za dostarczoną usługę przez wszystkie JG.

(2.4.) Łączna należność za regulacyjne usługi systemowe dostarczone (skorygowane) przez wszystkie JG w danym miesiącu.

(3) Wielkość korekty – dla każdej dostarczonej usługi RUS należy zamieścić:

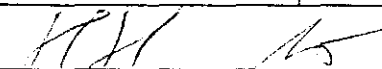
(3.1.) Zmiana miesięcznej wielkość usługi dostarczonej przez wszystkie JG.

(3.2.) Zmiana ceny za dostarczoną usługę.

(3.3.) Zmiana należności miesięcznej za dostarczoną usługę przez wszystkie JG.

(3.4.) Zmiana łącznej należności za regulacyjne usługi systemowe dostarczone przez wszystkie JG w danym miesiącu.

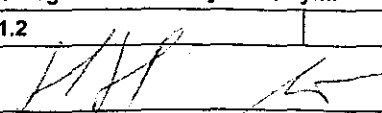
5.4.3.4. Terminem płatności faktur za świadczenie regulacyjnych usług systemowych jest 22. dzień po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

URZĘDZ
Urząd Regulacji Energetyki**5.4.4. Procedury dotyczące świadczenia usługi GWS**

- 5.4.4.1. Faktury za usługę GWS w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawiają URB nie później niż 7. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego (miesiąca kalendarzowego). Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.
- 5.4.4.2. Na fakturze winny być wyspecyfikowane wielkości rozliczeniowe dla wszystkich JG należących do URB, które są objęte umową GWS. W ramach tego na fakturze należy zamieścić:
- (1) Wielkość usługi dostarczonej w danym miesiącu przez wszystkie JG.
 - (2) Cenę za dostarczoną usługę.
 - (3) Należność za usługę dostarczoną w danym miesiącu przez wszystkie JG.
- 5.4.4.3. Na fakturze korygującej winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:
- (1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):
 - (1.1.) Wielkość usługi dostarczonej w danym miesiącu przez wszystkie JG.
 - (1.2.) Cena za dostarczoną usługę.
 - (1.3.) Należność za usługę dostarczoną w danym miesiącu przez wszystkie JG.
 - (2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
 - (2.1.) Wielkość usługi dostarczonej w danym miesiącu przez wszystkie JG.
 - (2.2.) Cena za dostarczoną usługę.
 - (2.3.) Należność za usługę dostarczoną w danym miesiącu przez wszystkie JG.
 - (3) Wielkość korekty:
 - (3.1.) Zmiana wielkości usługi dostarczonej w danym miesiącu przez wszystkie JG.
 - (3.2.) Zmiana ceny za dostarczoną usługę.
 - (3.3.) Zmiana należności za usługę dostarczoną w danym miesiącu przez wszystkie JG.
- 5.4.4.4. Terminem płatności faktur za świadczenie usług GWS jest 22. dzień po zakończeniu miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki**5.5. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych****5.5.1. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rynku bilansującego***dr Leszek Juchniewicz***5.5.1.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy**

5.5.1.1.1. Raport dobowy (RD) dotyczący danej doby jest udostępniany przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku, gdy nie jest możliwe udostępnienie Raportów RD w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.

5.5.1.1.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.1.1.3. W ramach raportu dobowego są udostępniane następujące dane:

(1) Informacje dla poszczególnych OR dotyczące ich JG:

(1.1.) Deklarowana ilość dostaw energii dla każdej JG w każdej godzinie doby n (ED).

(1.2.) Zweryfikowana ilość dostaw energii dla każdej JG w każdej godzinie doby n (EZ).

(1.3.) Skorygowana ilość dostaw energii dla każdej JG w każdej godzinie doby n (ES).

(1.4.) Rzeczywista ilość dostaw dla każdej JG w każdej godzinie doby n (ER).

(1.5.) Ilość energii bilansującej nieplanowanej każdej JG w każdej godzinie doby n (Δ EDZ).

(1.6.) Ilość energii bilansującej planowanej każdej JG w każdej godzinie doby n (Δ EZS).

(1.7.) Ilość energii bilansującej nieplanowanej każdej JG w każdej godzinie doby n (Δ ESR).

(1.8.) Ilość energii bilansującej dla każdej JG w każdej godzinie doby n (EB).

(1.9.) Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej dla każdej JG w każdej godzinie doby n (CRK).

(1.10.) Należność za energię bilansującą nieplanowaną wynikającą z rozliczenia zweryfikowanej ilości dostaw energii elektrycznej dla każdej JG w każdej godzinie doby n (NDZ).

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
	<i>[Signature]</i>	

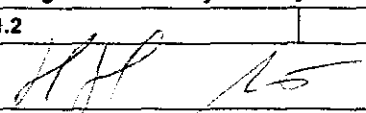
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (1.11.) Należność za energię bilansującą planowaną wynikającą z rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii elektrycznej dla każdej JG w każdej godzinie doby n (NZZ).
- (1.12.) Należność za energię bilansującą nieplanowaną wynikającą z rozliczenia rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej dla każdej JG w każdej godzinie doby n (NSR).
- (1.13.) Należność za energię bilansującą dla każdej JG w każdej godzinie doby n (NB).
- (1.14.) Sumaryczna ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w dobie n przez każdą JG (EBD).
- (1.15.) Sumaryczna ilość energii bilansującej odebranej na Rynku Bilansującym w dobie n przez każdą JG (EBO).
- (1.16.) Cena rozliczeniowa dobową za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w dobie n przez każdą JG (CBD).
- (1.17.) Cena rozliczeniowa dobową za energię bilansującą odebraną na Rynku Bilansującym w dobie n przez każdą JG (CBO).
- (1.18.) Sumaryczna należność za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w dobie n przez każdą JG (NBD).
- (1.19.) Sumaryczna należność za energię bilansującą odebraną na Rynku Bilansującym w dobie n przez każdą JG (NBO).
- (2) Informacje dla wszystkich OR:
- (2.1.) Koszt całkowity pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego w każdej godzinie doby n (KCZ).
- (2.2.) Koszty bilansowania energii w każdej godzinie doby n (KB).
- (2.3.) Koszty usuwania ograniczeń w każdej godzinie doby n (KO).
- (2.4.) Cena rozliczeniowa odchylenia w każdej godzinie doby n (CRO).
- (2.5.) Cena rozliczeniowa odchylenia zakupu energii bilansującej na Rynek Bilansujący w każdej godzinie doby n (CRO_Z).
- (2.6.) Cena rozliczeniowa odchylenia sprzedaży energii bilansującej z Rynku Bilansującego w każdej godzinie doby n (CRO_S).
- (2.7.) Sumaryczna ilość energii bilansującej dostarczonej (odebranej) na Rynek Bilansujący w każdej godzinie doby n przez wszystkie JG.

5.5.1.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych dekadowych – Raport Handlowy

- 5.5.1.2.1. Raport handlowy (RH) dotyczący danej dekady jest udostępniany przez OSP nie później niż 10. dnia po ostatnim dniu dekady.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

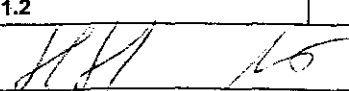
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urząd Regulacji Energetyki

- 5.5.1.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 5.5.1.2.3. W ramach raportu handlowego poszczególnym OR są udostępniane następujące dane dotyczące ich JG:
- (1) Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie d (EBDD).
 - (2) Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie d (EBOD).
 - (3) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej dostarczonej na RB przez każdą JG w dekadzie d (CBDD).
 - (4) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej odebranej z RB przez każdą JG w dekadzie d (CBOD).
 - (5) Należność za dostawę energii na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie d (NBDD).
 - (6) Należności za energię odebraną z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie d (NBOD).
 - (7) Specyfikacja raportów dobowych, na podstawie których został przygotowany raport handlowy.

5.5.1.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący

- 5.5.1.3.1. Raport handlowy korygujący (RHK) jest udostępniany przez OSP nie później niż 15. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.
- 5.5.1.3.2. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 5.5.1.3.3. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer okresu rozliczeniowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.
- 5.5.1.3.4. Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):
- (1) Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie d (EBDD).
 - (2) Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie d (EBOD).
 - (3) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej dostarczonej na RB przez każdą JG w dekadzie d (CBDD).
 - (4) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie d (CBOD).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urząd Regulacji Energetyki

- (5) Należność za dostawy energii bilansującej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie d (NBDD).
- (6) Należności za odbiór energii bilansującej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie d (NBOD).

dr Leszek Juchniewicz

5.5.1.3.5. Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

- (1) Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie d (EBDD).
- (2) Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie d (EBOD).
- (3) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej dostarczonej na RB przez każdą JG w dekadzie d (CBDD).
- (4) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie d (CBOD).
- (5) Należność za dostawy energii bilansującej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie d (NBDD).
- (6) Należności za odbiór energii bilansującej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie d (NBOD).

5.5.2. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących świadczenia RUS

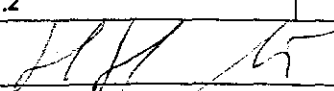
5.5.2.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy

5.5.2.1.1. Raport dobowy (RDRUS) dotyczący danej doby jest udostępniany przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku, gdy nie jest możliwe udostępnienie Raportów RDRUS w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.

5.5.2.1.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator Operatora Rynku, dla którego jest przeznaczony.

5.5.2.1.3. W ramach raportu dobowego są udostępniane następujące dane:

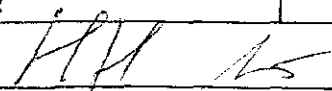
- (1) Wielkości godzinowe dla poszczególnych JG:
- (1.1.) Moc j -tej JG w godzinie h dostępna jako rezerwa sekundowa w gotowości do wykorzystania (P_{jh}^{RSekG}).
- (1.2.) Cena za gotowość rezerwy sekundowej j -tej JG (C_j^{RSekG}).
- (1.3.) Należność dla j -tej JG w godzinie h za gotowość rezerwy sekundowej do wykorzystania (N_{jh}^{RSekG}).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1.4.) Moc j -tej JG wykorzystywana jako rezerwa sekundowa w godzinie h (P_{jh}^{RSekW}).
- (1.5.) Cena za wykorzystywanie rezerwy sekundowej j -tej JG (C_j^{RSekW}).
- (1.6.) Należność dla j -tej JG za wykorzystywanie rezerwy sekundowej w godzinie h (N_{jh}^{RSekW}).
- (1.7.) Moc j -tej JG w godzinie h dostępna jako rezerwa minutowa w gotowości do wykorzystania (P_{jh}^{RMinG}).
- (1.8.) Cena za gotowość rezerwy minutowej j -tej JG (C_j^{RMinG}).
- (1.9.) Należność dla j -tej JG w godzinie h za gotowość rezerwy minutowej do wykorzystania (N_{jh}^{RMinG}).
- (1.10.) Moc j -tej JG wykorzystywana jako rezerwa minutowa w godzinie h (P_{jh}^{RMinW}).
- (1.11.) Cena za wykorzystywanie rezerwy minutowej j -tej JG (C_j^{RMinW}).
- (1.12.) Należność dla j -tej JG w godzinie h za wykorzystywanie rezerwy minutowej (N_{jh}^{RMinW}).
- (1.13.) Moc j -tej JG w godzinie h dostarczona jako rezerwa odtworzeniowa (P_{jh}^{RO}).
- (1.14.) Cena za rezerwę odtworzeniową j -tej JG (C_j^{RO}).
- (1.15.) Należność dla j -tej JG w godzinie h za rezerwę odtworzeniową (N_{jh}^{RO}).
- (1.16.) Moc przeciążenia j -tej JG w godzinie h (P_{jh}^{Przec}).
- (1.17.) Cena za moc przeciążenia j -tej JG (C_j^{Przec}).
- (1.18.) Należność dla j -tej JG w godzinie h za pracę z przeciążeniem (N_{jh}^{Przec}).
- (1.19.) Moc zniżenia j -tej JG w godzinie h (P_{jh}^{Zan}).
- (1.20.) Cena za moc zniżenia j -tej JG (C_j^{Zan}).
- (1.21.) Należność dla j -tej JG w godzinie h za pracę z zniżeniem (N_{jh}^{Zan}).
- (1.22.) Czas pracy j -tej JG w godzinie h z załączonym układem ARNE (t_{jh}^{ARNE}).
- (1.23.) Cena za regulację napięcia i mocy biernej przez j -tą JG (C_j^{ARNE}).

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1.24.) Należność za regulację napięcia i mocy biernej dla j -tej JG w godzinie h (N_{jh}^{ARNE}).
- (1.25.) Czas utrzymywania j -tej JG w gotowości do pracy w układach wydzielonych w godzinie h ($t_{jh}^{OdbSysW}$) (dotyczy grupy JG) *szek Juchniewicz*
- (1.26.) Cena za utrzymywanie j -tej JG w gotowości do pracy w układach wydzielonych ($C_j^{OdbSysW}$) (dotyczy grupy JG).
- (1.27.) Należność za utrzymywanie j -tej JG w godzinie h w gotowości do pracy w układach wydzielonych ($N_{jh}^{OdbSysW}$) (dotyczy grupy JG).
- (2) Wielkości dobowe dla poszczególnych JG:
- (2.1.) Moc j -tej JG dostępna w dobie d jako rezerwa sekundowa w gotowości do wykorzystania (P_{jd}^{RSekG}).
- (2.2.) Cena za gotowość rezerwy sekundowej j -tej JG (C_j^{RSekG}).
- (2.3.) Należność dobową za rezerwę sekundową w gotowości do wykorzystania dla j -tej JG (N_{jd}^{RSekG}).
- (2.4.) Moc j -tej JG wykorzystywana w dobie d jako rezerwa sekundowa (P_{jd}^{RSekW}).
- (2.5.) Cena za wykorzystywanie rezerwy sekundowej j -tej JG (C_j^{RSekW}).
- (2.6.) Należność dobową za wykorzystywanie rezerwy sekundowej dla j -tej JG (N_{jd}^{RSekW}).
- (2.7.) Moc j -tej JG dostępna w dobie d jako rezerwa minutowa w gotowości do wykorzystania (P_{jd}^{RMinG}).
- (2.8.) Cena za gotowość rezerwy minutowej j -tej JG (C_j^{RMinG}).
- (2.9.) Należność dobową za rezerwę minutową w gotowości do wykorzystania dla j -tej JG (N_{jd}^{RMinG}).
- (2.10.) Moc j -tej JG wykorzystywana w dobie d jako rezerwa minutowa (P_{jd}^{RMinW}).
- (2.11.) Cena za wykorzystywanie rezerwy minutowej j -tej JG (C_j^{RMinW}).
- (2.12.) Należność dobową za wykorzystywanie rezerwy minutowej dla j -tej JG (N_{jd}^{RMinW}).
- (2.13.) Moc j -tej JG dostarczona w dobie d jako rezerwa odtworzeniowa (P_{jd}^{RO}).
- (2.14.) Cena za rezerwę odtworzeniową j -tej JG (C_j^{RO}).

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
<i>[Signature]</i>		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

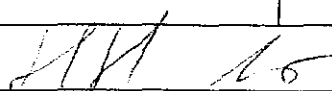
PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (2.15.) Należność dobową za rezerwę odtworzeniową dla j -tej JG (N_{jd}^{RO}).
- (2.16.) Moc przeciążenia j -tej JG w dobie d (P_{jd}^{Przec}).
- (2.17.) Cena za moc przeciążenia j -tej JG (C_j^{Przec}).
- (2.18.) Należność dobową za moc przeciążenia dla j -tej JG (N_{jd}^{Przec}).
- (2.19.) Moc zaniżenia j -tej JG w dobie d (P_{jd}^{Zan}).
- (2.20.) Cena za moc zaniżenia j -tej JG (C_j^{Zan}).
- (2.21.) Należność dobową za moc zaniżenia dla j -tej JG (N_{jd}^{Zan}).
- (2.22.) Czas świadczenia usługi regulacji napięcia i mocy biernej przez j -tą JG w dobie d (t_{jd}^{ARNE}).
- (2.23.) Cena za świadczenie usługi regulacji napięcia i mocy biernej przez j -tą JG (C_j^{ARNE}).
- (2.24.) Należność dobową za świadczenie usługi regulacji napięcia i mocy biernej dla j -tej JG (N_{jd}^{ARNE}).
- (2.25.) Czas świadczenia usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych przez j -tą JG w dobie d ($t_{jd}^{OdbSysW}$) (dotyczy grupy JG).
- (2.26.) Cena za świadczenie usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych przez j -tą JG ($C_j^{OdbSysW}$) (dotyczy grupy JG).
- (2.27.) Należność dobową za świadczenie usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych dla j -tej JG ($N_{jd}^{OdbSysW}$) (dotyczy grupy JG).
- (2.28.) Współczynnik statystyczny brutto/netto j -tej JG dla doby d (γ_{jd}^{stat}).

dr Leszek Juchniewicz

5.5.2.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy

- 5.5.2.2.1. Do 6. dnia po zakończeniu miesiąca m , OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHRUS).
- 5.5.2.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 5.5.2.2.3. W ramach raportu handlowego są udostępniane następujące dane dla poszczególnych Operatorów Rynku dotyczące ich JG:
- (1) Moc j -tej JG dostępna w miesiącu m jako rezerwa sekundowa w gotowości do wykorzystania (P_{jm}^{RSekG}).

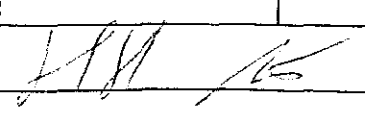
IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (2) Cena za gotowość rezerwy sekundowej j -tej JG (C_j^{RSekG}).
- (3) Należność miesięczna za rezerwę sekundową w gotowości do wykorzystania dla j -tej JG (N_{jm}^{RSekG}).
- (4) Moc j -tej JG wykorzystywana w miesiącu m jako rezerwa sekundowa (P_{jm}^{RSekW}).
- (5) Cena za wykorzystywanie rezerwy sekundowej j -tej JG (C_j^{RSekW}).
- (6) Należność miesięczna za wykorzystywanie rezerwy sekundowej dla j -tej JG (N_{jm}^{RSekW}).
- (7) Moc j -tej JG dostępna w miesiącu m jako rezerwa minutowa w gotowości do wykorzystania (P_{jm}^{RMinG}).
- (8) Cena za gotowość rezerwy minutowej j -tej JG (C_j^{RMinG}).
- (9) Należność miesięczna za rezerwę minutową w gotowości do wykorzystania dla j -tej JG (N_{jm}^{RMinG}).
- (10) Moc j -tej JG wykorzystywana w miesiącu m jako rezerwa minutowa (P_{jm}^{RMinW}).
- (11) Cena za wykorzystywanie rezerwy minutowej j -tej JG (C_j^{RMinW}).
- (12) Należność miesięczna za wykorzystywanie rezerwy minutowej dla j -tej JG (N_{jm}^{RMinW}).
- (13) Moc j -tej JG dostarczona w miesiącu m jako rezerwa odtworzeniowa (P_{jm}^{RO}).
- (14) Cena za rezerwę odtworzeniową j -tej JG (C_j^{RO}).
- (15) Należność miesięczna za rezerwę odtworzeniową dla j -tej JG (N_{jm}^{RO}).
- (16) Moc przeciążenia j -tej JG w miesiącu m (P_{jm}^{Przec}).
- (17) Cena za moc przeciążenia j -tej JG (C_j^{Przec}).
- (18) Należność miesięczna za moc przeciążenia dla j -tej JG (N_{jm}^{Przec}).
- (19) Moc zniżenia j -tej JG w miesiącu m (P_{jm}^{Zan}).
- (20) Cena za moc zniżenia j -tej JG (C_j^{Zan}).
- (21) Należność miesięczna za moc zniżenia dla j -tej JG (N_{jm}^{Zan}).
- (22) Czas świadczenia usługi regulacji napięcia i mocy biernej przez j -tą JG w miesiącu m (t_{jm}^{ARNE}).

dr Leszek Juchniewicz

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

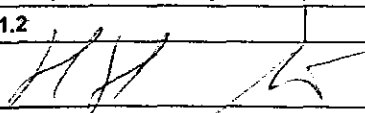
PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (23) Cena za świadczenie usługi regulacji napięcia i mocy biernej przez j -tą JG (C_j^{ARNE}).
- (24) Należność miesięczna za świadczenie usługi regulacji napięcia i mocy biernej dla j -tej JG (N_{jm}^{ARNE}).
- (25) Czas świadczenia usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych przez j -tą JG w miesiącu m ($t_{jm}^{OdbSysW}$) (dotyczy grupy JG).
- (26) Cena za świadczenie usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych przez j -tą JG ($C_j^{OdbSysW}$) (dotyczy grupy JG).
- (27) Należność miesięczna za świadczenie usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych dla j -tej JG ($N_{jm}^{OdbSysW}$) (dotyczy grupy JG).

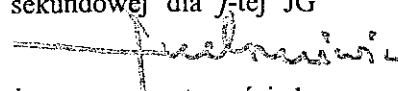
dr Leszek Juchniewicz

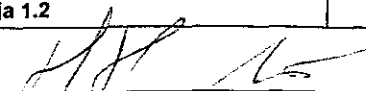
5.5.2.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący

- 5.5.2.3.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKRUS).
- 5.5.2.3.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia każdego miesiąca.
- 5.5.2.3.3. Raport handlowy korygujący może zawierać korekty okresów rozliczeniowych z ostatnich 4 miesięcy, przy czym korygowane okresy są pogrupowane w miesiące.
- 5.5.2.3.4. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 5.5.2.3.5. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer raportu handlowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.
- 5.5.2.3.6. Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):
- (1) Moc j -tej JG dostępna w miesiącu m jako rezerwa sekundowa w gotowości do wykorzystania (P_{jm}^{RSekG}).
 - (2) Cena za gotowość rezerwy sekundowej j -tej JG (C_j^{RSekG}).
 - (3) Należność miesięczna za rezerwę sekundową w gotowości do wykorzystania dla j -tej JG (N_{jm}^{RSekG}).
 - (4) Moc j -tej JG wykorzystywana w miesiącu m jako rezerwa sekundowa (P_{jm}^{RSekW}).
 - (5) Cena za wykorzystywanie rezerwy sekundowej j -tej JG (C_j^{RSekW}).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

- PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz
- (6) Należność miesięczna za wykorzystywanie rezerwy sekundowej dla j -tej JG (N_{jm}^{RSekW}).
 - (7) Moc j -tej JG dostępna w miesiącu m jako rezerwa minutowa w gotowości do wykorzystania (P_{jm}^{RMinG}).
 - (8) Cena za gotowość rezerwy minutowej j -tej JG (C_j^{RMinG}).
 - (9) Należność miesięczna za rezerwę minutową w gotowości do wykorzystania dla j -tej JG (N_{jm}^{RMinG}).
 - (10) Moc j -tej JG wykorzystywana w miesiącu m jako rezerwa minutowa (P_{jm}^{RMinW}).
 - (11) Cena za wykorzystywanie rezerwy minutowej j -tej JG (C_j^{RMinW}).
 - (12) Należność miesięczna za wykorzystywanie rezerwy minutowej dla j -tej JG (N_{jm}^{RMinW}).
 - (13) Moc j -tej JG dostarczona w miesiącu m jako rezerwa odtworzeniowa (P_{jm}^{RO}).
 - (14) Cena za rezerwę odtworzeniową j -tej JG (C_{jm}^{RO}).
 - (15) Należność miesięczna za rezerwę odtworzeniową dla j -tej JG (N_{jm}^{RO}).
 - (16) Moc przeciążenia j -tej JG w miesiącu m (P_{jm}^{Przec}).
 - (17) Cena za moc przeciążenia j -tej JG (C_j^{Przec}).
 - (18) Należność miesięczna za moc przeciążenia dla j -tej JG (N_{jm}^{Przec}).
 - (19) Moc zniżenia j -tej JG w miesiącu m (P_{jm}^{Zan}).
 - (20) Cena za moc zniżenia j -tej JG (C_j^{Zan}).
 - (21) Należność miesięczna za moc zniżenia dla j -tej JG (N_{jm}^{Zan}).
 - (22) Czas świadczenia usługi regulacji napięcia i mocy biernej przez j -tą JG w miesiącu m (t_{jm}^{ARNE}).
 - (23) Cena za świadczenie usługi regulacji napięcia i mocy biernej przez j -tą JG (C_j^{ARNE}).
 - (24) Należność miesięczna za świadczenie usługi regulacji napięcia i mocy biernej dla j -tej JG (N_{jm}^{ARNE}).
 - (25) Czas świadczenia usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych przez j -tą JG w miesiącu m ($t_{jm}^{OdbSysW}$) (dotyczy grupy JG).

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

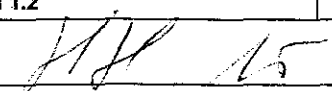
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (26) Cena za świadczenie usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych przez j -tą JG ($C_j^{ObsSysW}$) (dotyczy grupy JG).
- (27) Należność miesięczna za świadczenie usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych dla j -tej JG ($N_{jm}^{ObsSysW}$) (dotyczy grupy JG).

5.5.2.3.7. Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

- (1) Moc j -tej JG dostępna w miesiącu m jako rezerwa sekundowa w gotowości do wykorzystania (P_{jm}^{RSekG}).
- (2) Cena za gotowość rezerwy sekundowej j -tej JG (C_j^{RSekG}).
- (3) Należność miesięczna za rezerwę sekundową w gotowości do wykorzystania dla j -tej JG (N_{jm}^{RSekG}).
- (4) Moc j -tej JG wykorzystywana w miesiącu m jako rezerwa sekundowa (P_{jm}^{RSekW}).
- (5) Cena za wykorzystywanie rezerwy sekundowej j -tej JG (C_j^{RSekW}).
- (6) Należność miesięczna za wykorzystywanie rezerwy sekundowej dla j -tej JG (N_{jm}^{RSekW}).
- (7) Moc j -tej JG dostępna w miesiącu m jako rezerwa minutowa w gotowości do wykorzystania (P_{jm}^{RMinG}).
- (8) Cena za gotowość rezerwy minutowej j -tej JG (C_j^{RMinG}).
- (9) Należność miesięczna za rezerwę minutową w gotowości do wykorzystania dla j -tej JG (N_{jm}^{RMinG}).
- (10) Moc j -tej JG wykorzystywana w miesiącu m jako rezerwa minutowa (P_{jm}^{RMinW}).
- (11) Cena za wykorzystywanie rezerwy minutowej j -tej JG (C_j^{RMinW}).
- (12) Należność miesięczna za wykorzystywanie rezerwy minutowej dla j -tej JG (N_{jm}^{RMinW}).
- (13) Moc j -tej JG dostarczona w miesiącu m jako rezerwa odtworzeniowa (P_{jm}^{RO}).
- (14) Cena za rezerwę odtworzeniową j -tej JG (C_{jm}^{RO}).
- (15) Należność miesięczna za rezerwę odtworzeniową dla j -tej JG (N_{jm}^{RO}).
- (16) Moc przeciążenia j -tej JG w miesiącu m (P_{jm}^{Przec}).
- (17) Cena za moc przeciążenia j -tej JG (C_j^{Przec}).

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

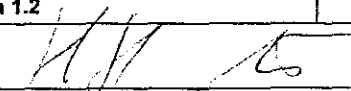
PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (18) Należność miesięczna za moc przeciążenia dla j -tej JG (N_{jm}^{Przec}).
- (19) Moc zaniżenia j -tej JG w miesiącu m (P_{jm}^{Zan}).
- (20) Cena za moc zaniżenia j -tej JG (C_j^{Zan}).
- (21) Należność miesięczna za moc zaniżenia dla j -tej JG (N_{jm}^{Zan}).
- (22) Czas świadczenia usługi regulacji napięcia i mocy biernej przez j -tą JG w miesiącu m (t_{jm}^{ARNE}).
- (23) Cena za świadczenie usługi regulacji napięcia i mocy biernej przez j -tą JG (C_j^{ARNE}).
- (24) Należność miesięczna za świadczenie usługi regulacji napięcia i mocy biernej dla j -tej JG (N_{jm}^{ARNE}).
- (25) Czas świadczenia usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych przez j -tą JG w miesiącu m (t_{jm}^{ObsysW}) (dotyczy grupy JG).
- (26) Cena za świadczenie usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych przez j -tą JG (C_j^{ObsysW}) (dotyczy grupy JG).
- (27) Należność miesięczna za świadczenie usługi gotowości do pracy w układach wydzielonych dla j -tej JG (N_{jm}^{ObsysW}) (dotyczy grupy JG).

dr Leszek Juchniewicz

5.5.3. Procedura udostępniania danych rozliczeniowych w związku ze świadczeniem usług GWS**5.5.3.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy GWS**

- 5.5.3.1.1. Raport dobowy (RDGWS) dotyczący danej doby jest udostępniany przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku, gdy nie jest możliwe udostępnienie Raportów RDGWS w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.
- 5.5.3.1.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator Operatora Rynku, dla którego jest przeznaczony.
- 5.5.3.1.3. W ramach raportu dobowego są udostępniane następujące dane:
- (1) Dane godzinowe dla usługi generacji wymuszonej dla j -tej Jednostki Grafikowej (JG).

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1.1) Moc dyspozycyjna dostępna w godzinie h w ramach świadczenia usługi GWS.
- (1.2) Cena za świadczenie usługi GWS.
- (1.3) Należność w godzinie h za świadczenie usługi GWS. *dr Leszek Juchniewicz*
- (2) Dane dobowe dla usługi GWS dla j -tej Jednostki Grafikowej (JG).
- (2.1) Moc dyspozycyjna dostępna w dobie d w ramach świadczenia usługi GWS.
- (2.2) Cena za świadczenie usługi GWS.
- (2.3) Należność dobową za świadczenie usługi GWS.

5.5.3.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy

- 5.5.3.2.1. Do 6. dnia po zakończeniu miesiąca m , OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHGWS).
- 5.5.3.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 5.5.3.2.3. W ramach raportu handlowego są udostępniane następujące dane dla poszczególnych OR dotyczące ich JG:
- (1) Moc dyspozycyjna j -tej JG dostępna w miesiącu m w ramach świadczenia usługi GWS.
 - (2) Cena za świadczenie usługi GWS.
 - (3) Należność miesięczna za świadczenie usługi GWS.

5.5.3.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący

- 5.5.3.3.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKGWS).
- 5.5.3.3.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia każdego miesiąca.
- 5.5.3.3.3. Raport handlowy korygujący może zawierać korekty okresów rozliczeniowych z ostatnich 4 miesięcy, przy czym korygowane okresy są pogrupowane w miesiące.
- 5.5.3.3.4. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 5.5.3.3.5. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer raportu handlowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.

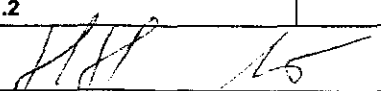
IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
<i>[Signature]</i>		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

5.5.3.3.6. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:

- (1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):
 - (1.1) Moc dyspozycyjna j -tej JG dostępna w miesiącu m w ramach świadczenia usługi GWS.
 - (1.2) Cena za świadczenie usługi GWS.
 - (1.3) Należność miesięczna za świadczenie usługi GWS.
- (2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
 - (2.1) Moc dyspozycyjna j -tej JG dostępna w miesiącu m w ramach świadczenia usługi GWS.
 - (2.2) Cena za świadczenie usługi GWS (po korekcie).
 - (2.3) Należność miesięczna za świadczenie usługi GWS.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urząd Regulacji Energetyki

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

Leszek Juchniewicz

6.1. Informacje ogólne

- 6.1.1. System informatyczny OSP, wspomagający działanie Rynku Bilansującego współdziała z systemami elektronicznej wymiany danych, na które składają się:
- (1) System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE).
 - (2) System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE).

6.2. System WIRE

6.2.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne

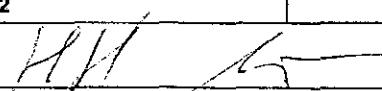
- 6.2.1.1. System WIRE jest dedykowany do wymiany informacji pomiędzy Operatorami Rynku a Operatorem Systemu Przesyłowego. System WIRE składa się z centralnego systemu WIRE zlokalizowanego po stronie OSP oraz modułów dostępowych, zwanych WIRE/UR, zlokalizowanych po stronie OR.
- 6.2.1.2. Wymagania funkcjonalne i techniczne dla systemu WIRE są określone w standardach technicznych systemu WIRE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.
- 6.2.1.3. Operatorzy Rynku są zobowiązani zapewnić zgodność systemów WIRE/UR z obowiązującymi wymaganiami funkcjonalnymi i technicznymi.

6.2.2. Zakres wymiany informacji na rynku bilansującym

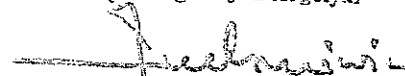
- 6.2.2.1. System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE) jest dedykowany do wymiany informacji handlowych, technicznych, pomiarowych i rozliczeniowych w zakresie:
- (1) Zgłoszeń danych handlowych i technicznych.
 - (2) Udostępniania planów koordynacyjnych i bilansów handlowo-technicznych.
 - (3) Wymiany danych pomiarowych.
 - (4) Udostępniania raportów rozliczeniowych rynku bilansującego.

6.2.3. Zakres przesyłanych dokumentów

- 6.2.3.1. Wykaz dokumentów elektronicznych wymienianych poprzez system WIRE w poszczególnych procesach realizowanych na Rynku Bilansującym i ich szczegółowy zakres zawierają standardy techniczne systemu WIRE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urzedu Regulacji Energetyki**6.2.4. Zasady rejestracji dokumentów**


- 6.2.4.1. Komunikaty wysyłane i odbierane w węzle centralnym WIRE są znakowane stemplem czasowym wg czasu systemu informatycznego OSP. *Leszek Juchniewicz*
- (1) Komunikaty przychodzące są znakowane czasem dostarczenia (COA) do węzła centralnego WIRE.
 - (2) Komunikaty wychodzące są znakowane czasem nadania z węzła centralnego WIRE.
- 6.2.4.2. Za czas dostarczenia komunikatu (dokumentu) do OSP uznaje się czas zapisany w znaczniku COA.
- 6.2.4.3. Dokumenty elektroniczne są rejestrowane na podstawie następujących danych identyfikacyjnych:
- (1) Nadawcy dokumentu.
 - (2) Obiektu, którego dotyczy dokument.
 - (3) Typu dokumentu.
 - (4) Daty obowiązywania dokumentu.
 - (5) Daty dostarczenia (COA) dokumentu do OSP.
 - (6) Znacznika wykorzystania modułu rezerwowego (WIRE/RP).

6.3. System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE)**6.3.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne**

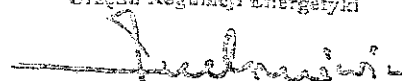
- 6.3.1.1. System SOWE jest dedykowany do wymiany informacji pomiędzy służbami dyspozytorskimi OSP, a służbami ruchowymi wytwórców zarządzających JWCD. System SOWE składa się z centralnego systemu SOWE zlokalizowanego po stronie OSP, modułów dostępowych zlokalizowanych po stronie elektrowni, zwanych SOWE/EL i modułów dostępowych przeznaczonych dla służb dyspozytorskich OSP-(ODM), zwanych SOWE/ODM.
- 6.3.1.2. Wymagania funkcjonalne i techniczne dla systemu SOWE są określone w standardach technicznych systemu SOWE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.
- 6.3.1.3. Wytwórcy posiadający JWCD są zobowiązani zapewnić zgodność systemów SOWE/EL z obowiązującymi wymaganiami funkcjonalnymi i technicznymi.

6.3.2. Zakres danych wymienianych pomiędzy OSP i służbami ruchowymi

- 6.3.2.1. Operator Systemu Przesyłowego przekazuje do służb ruchowych wytwórcy następujące rodzaje danych:
- (1) Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

URZĘDZ
Urzedu Regulacji Energetyki
Leszek Juchaniewicz

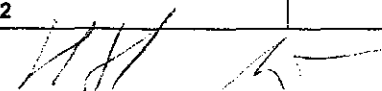
- (2) Polecenia ruchowe.
- 6.3.2.2. Służby ruchowe wytwórcy przekazują do OSP następujące rodzaje danych:
- (1) Dane korygujące dyspozycyjność jednostek wytwórczych niezbędne dla planowania i prowadzenia ruchu.
- (2) Zdarzenia ruchowe.
- 6.3.2.3. Obszarowe Dyspozycje Mocy (ODM) przekazują do OSP następujące rodzaje danych:
- (1) Plany generacji i pompowania jednostek wytwórczych nie będących JWCD.
- (2) Plany lokalnej wymiany międzysystemowej.
- (3) Moce dyspozycyjne jednostek wytwórczych nie będących JWCD.
- (4) Wymuszenia i ograniczenia w pracy JWCD wynikające z warunków pracy sieci 110 kV.
- (5) Informacje o awariach sieciowych i wydarzeniach atmosferycznych.
- 6.3.2.4. Operator Systemu Przesyłowego przekazuje do Obszarowych Dyspozycji Mocy następujące rodzaje danych:
- (1) Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy (BPKD) w zakresie odpowiednim do obszaru działania ODM.
- (2) Informacje o poleceniach ruchowych.

6.3.3. Zakres dokumentów przesyłanych poprzez system SOWE

- 6.3.3.1. Wykaz dokumentów elektronicznych wymienianych poprzez system SOWE w poszczególnych procesach realizowanych na Rynku Bilansującym i ich szczegółowy zakres zawierają standardy techniczne systemu SOWE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

6.4. Zakres informacji o rynku energii elektrycznej i pracy KSE publikowanych przez OSP

- 6.4.1. Informacje o rynku energii elektrycznej i pracy KSE publikowane przez OSP zawierają:
- (1) Informacje o planowanej pracy KSE.
- (2) Informacje o pracy KSE.
- (3) Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego.
- 6.4.2. Informacje o planowanej pracy KSE są publikowane na stronie internetowej OSP, raz na dobę w postaci zagregowanej, dla każdej godziny doby n , po utworzeniu odpowiedniego planu i zawierają:
- (1) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu BTHD:
- (1.1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.

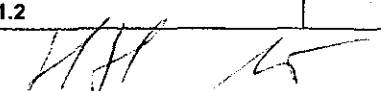
IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (1.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).
- (1.3) Generacja nJWCD.
- (2) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu WPKD:
- (2.1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.
- (2.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).
- (2.3) Generacja nJWCD.
- (3) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu PKD:
- (3.1) Zapotrzebowanie na moc KSE.
- (3.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).
- (3.3) Generacja nJWCD.
- 6.4.3. Informacje o pracy KSE są publikowane na stronie internetowej OSP, raz na dobę w postaci zagregowanej, dla każdej godziny doby n w dobie $n+2$ i zawierają:
- (1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.
- (2) Krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej).
- 6.4.4. Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego są publikowane na stronie internetowej OSP, raz na dobę w postaci zagregowanej, dla każdej godziny doby n w dobie $n+2$ i zawierają:
- (1) Podstawowe wskaźniki kosztowe funkcjonowania Rynku Bilansującego:
- (1.1) Ilość energii bilansującej planowanej swobodnej dostarczonej i odebranej na Rynku Bilansującym.
- (1.2) Ilość energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej na Rynku Bilansującym.
- (1.3) Ilość energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej i odebranej na Rynku Bilansującym.
- (2) Podstawowe wskaźniki cenowe i kosztowe funkcjonowania Rynku Bilansującego:
- (2.1) Średnie ważone ceny energii bilansującej planowanej swobodnej dostarczonej i odebranej.
- (2.2) Średnie ważone ceny energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej.
- (2.3) Ceny rozliczeniowe odchylenia (CRO, CRO_s, CRO_z).

dr Leszek Juchniewicz

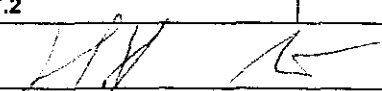
IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

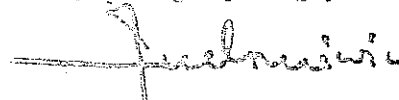
PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- (2.4) Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania na Rynku Bilansującym (KCZ).
- (2.5) Koszt bilansowania na Rynku Bilansującym (KB).
- (2.6) Koszt usuwania ograniczeń na Rynku Bilansującym (KO).

dr Leszek Juchniewicz

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		


OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

URZĘDZES
Urzedu Regulacji Energetyki

7. SPOSÓB POSTĘPOWANIA W STANACH ZAGROŻENIA BEZPIECZEŃSTWA ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

7.1. Zasady ogólne

- 7.1.1. W przypadku wystąpienia zdarzeń uniemożliwiających poprawną realizację standardowych procedur bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, określonych w pkt 2, 3, 4, 5 i 6, nazywanych dalej Procedurami Standardowymi, OSP ogłasza stan zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną, nazywany dalej Stanem Zagrożenia Bezpieczeństwa.
- 7.1.2. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo ogłosić Stan Zagrożenia Bezpieczeństwa w przypadku:
- (1) Awarii w systemie elektroenergetycznym.
 - (2) Braku możliwości zbilansowania KSE.
 - (3) Awarii systemów teleinformatycznych o podstawowym znaczeniu dla realizacji bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, między innymi takich jak WIRE, SOWE, system planowania pracy jednostek wytwórczych lub systemy wspomagania dyspozytorskiego.
- 7.1.3. Operator Systemu Przesyłowego informuje niezwłocznie Ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa URE o wystąpieniu zdarzeń, o których mowa w pkt 7.1.2.
- 7.1.4. Ogłoszenie Stanu Zagrożenia Bezpieczeństwa odbywa się z wykorzystaniem dostępnego środka komunikacji. W ogłoszeniu OSP podaje czas rozpoczęcia oraz przewidywany czas trwania Stanu Zagrożenia Bezpieczeństwa.
- 7.1.5. W okresie obowiązywania Stanu Zagrożenia Bezpieczeństwa, OSP zawiesza działanie Rynku Bilansującego oraz stosuje procedury awaryjne, w ramach których:
- (1) Bilansowanie KSE i dysponowanie jednostkami wytwórczymi odbywa się w sposób odpowiedni do aktualnego stanu systemu (technicznych warunków pracy systemu) oraz dostępności systemów komunikacji i sterowania, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 7.2.2.
 - (2) Rozliczenia energii są prowadzone zgodnie z zasadami określonymi w pkt 7.2.3.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

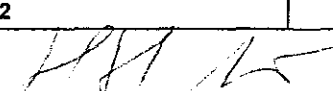
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

- 7.1.6. Po przywróceniu możliwości poprawnej realizacji Procedur Standardowych, OSP ogłasza zakończenie Stanu Zagrożenia Bezpieczeństwa. W ogłoszeniu OSP podaje czas zakończenia Stanu Zagrożenia Bezpieczeństwa oraz datę doby handlowej n , od której będą stosowane Procedury Standardowe. Ogłoszenie o zakończeniu Stanu Zagrożenia Bezpieczeństwa jest publikowane na stronie internetowej OSP oraz jest przesyłane faksem do wszystkich Operatorów Rynku, pod numer wskazany w odpowiedniej Umowie przesyłowej, nie później niż do godziny 6.00 doby $n-2$.
- 7.1.7. Przywrócenie realizacji procesów Rynku Bilansującego według Procedur Standardowych w dobie n , określonej w ogłoszeniu, o którym mowa w pkt 7.1.6, jest realizowane według następujących zasad:
- (1) W dobie $n-2$, OSP stosując Standardowe Procedury przygotowuje i przekazuje Operatorom Rynku plan WPKD dla doby n .
 - (2) W dobie $n-1$, OSP stosując Standardowe Procedury przyjmuje zgłoszenia danych handlowych i technicznych dla doby n .
 - (3) W dobie $n-1$, OSP stosując Standardowe Procedury przygotowuje i przekazuje Operatorom Rynku plan PKD dla doby n .
 - (4) W dobie $n-1$ oraz w dobie n , OSP stosując Standardowe Procedury przygotowuje i przekazuje Operatorom Rynku plan BPKD dla doby n .
 - (5) W dobie $n+1$, OSP stosując Standardowe Procedury gromadzi dane pomiarowe i dokonuje rozliczeń energii bilansującej dla doby n .
- 7.1.8. Operator Systemu Przesyłowego po zakończeniu czasu trwania Stanu Zagrożenia Bezpieczeństwa przygotowuje raport zawierający następujące informacje:
- (1) Przyczyny ogłoszenia Stanu Zagrożenia Bezpieczeństwa.
 - (2) Opis działań podejmowanych przez OSP w okresie trwania Stanu Zagrożenia Bezpieczeństwa.
- 7.1.9. Raport, o którym mowa w punkcie 7.1.8. jest przedkładany Prezesowi URE nie później niż 30 dni po dobie n , w której nastąpiło przywrócenie stosowania Procedur Standardowych.

7.2. Procedury Awaryjne

- 7.2.1. Po ogłoszeniu Stanu Zagrożenia Bezpieczeństwa, OSP odpowiednio do przyczyny jego ogłoszenia podejmuje niezwłocznie działania w celu:
- (3) Likwidacji awarii w systemie elektroenergetycznym stosując środki przewidziane w planie obrony i odbudowy KSE.
 - (4) Likwidacji awarii w systemach teleinformatycznych.
- 7.2.2. W okresie trwania Stanu Zagrożenia Bezpieczeństwa OSP realizuje proces bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami opierając się na posiadanych danych z wykorzystaniem dostępnych środków technicznych. W zależności od sytuacji OSP może:

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

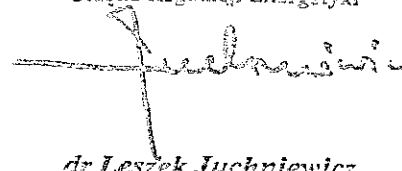
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- (1) Realizować plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej zatwierdzony przez Prezesa URE.
 - (2) Planować pracę jednostek wytwórczych na podstawie rankingu cen z ofert zastępczych.
dr Leszek Juchniewicz
 - (3) Ustalać indywidualne plany pracy jednostek wytwórczych z uwzględnieniem aktualnej oceny pracy sieci.
 - (4) Polecieć załączenie regulacji trójnej sygnałem Y_0 .
 - (5) Ustalać indywidualny tryb pracy regulatorów turbin.
 - (6) Przekazywać polecenia ruchowe z wykorzystaniem dostępnego środka komunikacji.
- 7.2.3. W okresie trwania Stanu Zagrożenia Bezpieczeństwa rozliczenia energii w poszczególnych godzinach są realizowane według następujących zasad:
- (1) Do rozliczenia energii dostarczonej przez poszczególne Jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne stosuje się ceny z ich ofert zastępczych.
 - (2) Do rozliczenia energii dostarczonej albo odebranej przez pozostałe rodzaje Jednostek Grafikowych stosuje się ceny wyznaczone jako średnia ważona z indywidualnych godzinowych cen energii dostarczonej przez poszczególne Jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne.
 - (3) Ceny, o których mowa w pkt 7.2.3. (1) i (2) stosuje się do całej ilości energii przepływającej przez obszar działania Rynku Bilansującego.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
<i>[Signature]</i>		

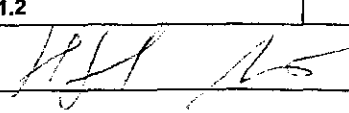
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki


dr Leszek Juchniewicz

8. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- 8.1. Reklamacje Podmiotów Rynku Bilansującego 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, za wyjątkiem sytuacji dotyczących korygowania rozliczeń.
- 8.2. Reklamacje powinny być wnoszone w formie pisemnej i przesyłane pocztą lub faksem na następujący adres:
- PSE-Operator S.A.
Departament Sprzedaży i Rozwoju
ul. Mysia 2
00-496 Warszawa
fax: (0-22) 693 21 92
- 8.3. W reklamacji należy wskazać dane adresowe Podmiotu Rynku Bilansującego, datę zaistnienia i dokładny opis okoliczności stanowiących podstawę reklamacji, przyczynę reklamacji wraz z uzasadnieniem oraz dokumenty uzasadniające żądanie. Jeżeli dokumenty uzasadniające żądanie nie są w posiadaniu OSP kopie dokumentów reklamacji powinny być załączone do reklamacji.
- 8.4. Termin na rozstrzygnięcie reklamacji wynosi 14 dni. Odpowiedź OSP na reklamację udzielana jest w formie pisemnej i przesyłana faksem a następnie pocztą.
- 8.5. Jeżeli OSP nie uwzględnił reklamacji w całości lub części Podmiot Rynku Bilansującego ma prawo w terminie 14 dni od daty otrzymania odpowiedzi zgłosić do OSP pisemny wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji zawierający uzasadnienie faktyczne i prawne zgłaszanego żądania oraz nazwiska przedstawicieli upoważnionych do prowadzenia bezpośrednich negocjacji.
- 8.6. Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji rozstrzyga OSP w terminie nie przekraczającym 60 dni od daty jego zgłoszenia. OSP może uwzględnić reklamację w całości lub części lub utrzymać swoje poprzednie stanowisko zawarte w odpowiedzi na reklamację.
- 8.7. Operator Systemu Przesyłowego rozpatruje wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji po przeprowadzeniu bezpośrednich negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami Podmiotu Rynku Bilansującego zgłaszającego ten wniosek.
- 8.8. Rozstrzygnięcie wniosku OSP przesyła Podmiotowi Rynku Bilansującego faksem a następnie pocztą.
- 8.9. Reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSP a pozostałymi Podmiotami Rynku Bilansującego, powstałe na gruncie niniejszej części Instrukcji lub w związku z nim, które nie zostaną uwzględnione w trakcie powyższego postępowania reklamacyjnego będą rozstrzygane przez sąd zgodnie z zapisem zawartym w wiążącej strony Umowie przesyłowej.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- 8.10. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisem na sąd zawartym w Umowie przesyłowej musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

dr Leszek Juchniewicz

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		<i>[Signature]</i>

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

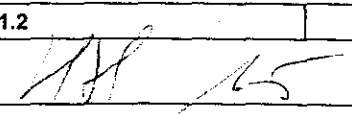
PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki


dr Leszek Juchniewicz

9. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJEĆ

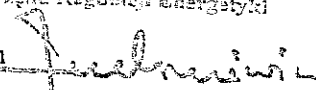
9.1. Wykaz skrótów

AAC	– (Already Allocated Capacity) Dotychczas Przydzielone Zdolności Przesyłowe na przekrojach handlowych tworzących dany przekrój techniczny
ARCM	– Automacyjny układ regulacji częstotliwości i mocy
ARNE	– Automacyjny układ regulacji napięcia w węzłach wytwórczych
AWE	– Algorytm Wyznaczania Energii
AWEP	– Algorytm Wyznaczania Energii Podstawowy
AWER	– Algorytm Wyznaczania Energii Rezerwowo
BPKD	– Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy
BPKD/BO	– Bieżący plan koordynacyjny dobowy wyznaczony przy pominięciu wszystkich ograniczeń systemowych
BPKD/OS	– Bieżący plan koordynacyjny dobowy wyznaczony z uwzględnieniem ograniczeń systemowych
BPP	– Bieżący Punkt Pracy
BTHD	– Bilans techniczno handlowy dobowy
BZOBH	– Brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej
BZOBT	– Brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej
BZUSE	– Brak Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii
CBD	– Cena rozliczeniowa dobowa za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w danej dobie
CBDD	– Cena rozliczeniowa dekadowa za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w danej dekadzie
CBO	– Cena rozliczeniowa dobowa za energię bilansującą odebraną z Rynku Bilansującego w danej dobie
CBOD	– Cena rozliczeniowa dekadowa za energię bilansującą odebraną z Rynku Bilansującego w danej dekadzie
COA	– Znacznik czasu nadawany komunikatom wysyłanym i odbieranym w węzle centralnym WIRE
CRA	– Cena rozliczeniowa energii awarii

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

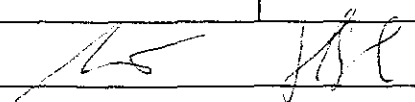
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki



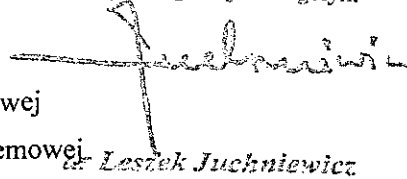
dr Leszek Juchniewicz

- CRE – Cena rozliczeniowa energii ograniczeń elektrownianych
- CRK – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej
- CRO – Cena rozliczeniowa odchylenia
- CRO_S – Cena rozliczeniowa sprzedaży energii z rynku bilansującego
- CRO_Z – Cena rozliczeniowa zakupu energii na rynek bilansujący
- CW^{MAX} – Cena maksymalna wytwarzania wymuszonego
- CW^{MIN} – Cena minimalna redukcji wymuszonej
- CSPR – Centralny System Pomiarowo Rozliczeniowy
- EB – Energia Bilansująca
- EBD – Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez Jednostkę Grafikową w danej dobie
- EBDD – Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez Jednostkę Grafikową w dekadzie
- EBN – Energia Bilansująca Nieplanowana
- EBO – Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez Jednostkę Grafikową w danej dobie
- EBOD – Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez Jednostkę Grafikową w dekadzie
- EBP – Energia Bilansująca Planowana
- ED – Deklarowana ilość dostaw energii elektrycznej
- ENW – Energia Nieuzgodniona Wymiany Międzysystemowej
- ER – Rzeczywista ilość dostaw energii elektrycznej
- ES – Skorygowana ilość dostaw energii elektrycznej
- ES^{BO} – Skorygowana ilość dostaw energii elektrycznej wyznaczona przy pominięciu wszystkich ograniczeń systemowych
- ESO – Ilość dostaw energii elektrycznej przyjęta w operatywnym planie pracy systemu elektroenergetycznego
- ETSO – Stowarzyszenie Europejskich Operatorów Przesyłowych (*European Transmission System Operators*)
- EZ – Zweryfikowana ilość dostaw energii elektrycznej
- FPP – Fizyczny Punkt Pomiarowy
- FPPP – Fizyczny Punkt Pomiarowy Podstawowy
- FPPR – Fizyczny Punkt Pomiarowy Rezerwowy
- GMOS – Generator Modeli Ograniczeń Systemowych

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

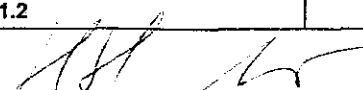
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PRZES
Urząd Regulacji Energetyki



Leszek Juchniewicz

- GWM – Grafik Wymiany Międzysystemowej
- GWM_U – Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej
- GWM_w – Zweryfikowane Grafiki Wymiany Międzysystemowej
- GWM_z – Zgłoszone Grafiki Wymiany Międzysystemowej
- GWS – Generacja Wymuszona Względami Sieciowymi
- IRIESP – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
- IZOBH – Informacja o niezgodności zgłoszenia Oferty Bilansującej – część handlowa
- IZOBT – Informacja o niezgodności zgłoszenia Oferty Bilansującej – część techniczna
- IZUSE – Informacja o niezgodności zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii
- JG – Jednostka Grafikowa
- JG_{BI} – Jednostka Grafikowa Bilansująca
- JG_{GE} – Jednostka Grafikowa Giełdy Energii
- JG_{GEp} – Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa
- JG_{GEpS} – Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Sprzedaży
- JG_{GEpZ} – Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Zakupu
- JG_{GEr} – Jednostka Grafikowa Giełdy Energii rozliczeniowa
- JG_{GErS} – Jednostka Grafikowa Giełdy Energii rozliczeniowa Sprzedaży
- JG_{GErZ} – Jednostka Grafikowa Giełdy Energii rozliczeniowa Zakupu
- JG_{GZ} – Jednostka Grafikowa Generacji Zewnętrznej
- JG_O – Jednostka Grafikowa Odbiorcza
- JG_{OSP} – Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego
- JG_{OSPa} – Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego aktywna
- JG_{OSPP} – Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego pasywna
- JG_{PO} – Jednostka Grafikowa Przedsiębiorstwa Obrotu
- JG_{POS} – Jednostka Grafikowa Sprzedaży Przedsiębiorstwa Obrotu
- JG_{POZ} – Jednostka Grafikowa Zakupu Przedsiębiorstwa Obrotu
- JG_W – Jednostka Grafikowa Wytwórcza
- JG_{Wa} – Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna
- JG_{Wp} – Jednostka Grafikowa Wytwórcza pasywna
- JG_{Wr} – Jednostka Grafikowa Wytwórcza rozliczeniowa
- JG_{WM} – Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

- PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki
[Signature]
dr Leszek Juchniewicz
- JG_{WMO} – Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego
- JG_{WMU} – Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego
- JW – Jednostka Wytwórcza
- JWCD – Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
- nJWCD – Jednostka wytwórcza nie będąca JWCD
- JWCK – Jednostka Wytwórcza Centralnie Koordynowana
- KB – Koszt bilansowania energii zapotrzebowania odbiorców
- KCZ – Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego
- KO – Koszt usuwania ograniczeń systemowych
- KOE – System Konfiguracji Obiektów Energetycznych
- KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny
- LPD – Algorytm rozdziału obciążeń zbudowany w oparciu o metodę programowanie liniowego (*Linear Programming Dispatch – LPD*)
- LSPR – Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
- MB – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
- _FMB – Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
- _wMB – Ponad sieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
- MD – Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
- MPS – Format używany jako ogólnosiwiatowy standard przetworzenia danych do postaci używanych przez programowanie liniowe
- NB – Należność za energię bilansującą dostarczoną lub odebraną z Rynku Bilansującego (w danej godzinie, dla danej JG)
- NBD – Należność za dostawę energii bilansującej przez Jednostkę Grafikową w danej dobie.
- NBDD – Należność za dostawę energii bilansującej przez Jednostkę Grafikową w dekadzie.
- NBO – Należność za odbiór energii bilansującej przez Jednostkę Grafikową w danej dobie.
- NBOD – Należność za odbiór energii bilansującej przez Jednostkę Grafikową w dekadzie.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
<i>[Signature]</i>		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

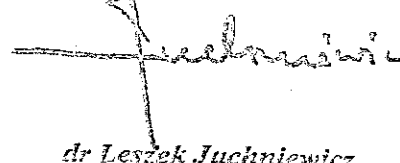
PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

NDZ	– Należność dla Jednostki Grafikowej za energię bilansującą nieplanowaną (ΔEDZ) – rozliczenie zweryfikowanej ilości dostaw
NSR	– Należność dla Jednostki Grafikowej za energię bilansującą nieplanowaną (ΔESR) – rozliczenie rzeczywistej ilości dostaw <i>dr Leszek Juchniewicz</i>
NZS	– Należność dla Jednostki Grafikowej za energię bilansującą planowaną (ΔEzs) – rozliczenie skorygowanej ilości dostaw
ODM	– Obszarowa Dyspozycja Mocy
OGWM	– Dokument Nieprzyjęcia do Uzgodnienia ZGWM
OH	– Operator Handlowy
OHT	– Operator Handlowo-Techniczny
OP	– Operator Pomiarów
OR	– Operator Rynku
OSP	– Operator Systemu Przesyłowego
OSD	– Operator Systemu Dystrybucyjnego
OZOBH	– Odrzucenie zgłoszenia Oferty Bilansującej – część handlowa
OZOBT	– Odrzucenie zgłoszenia Oferty Bilansującej – część techniczna
OZUSE	– Odrzucenie zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii
PGWM	– Dokument Przyjęcia do Uzgodnienia ZGWM
PKD	– Plan Koordynacyjny Dobowy
PKM	– Plan Koordynacyjny Miesięczny
PKR	– Plan Koordynacyjny Roczny
PLANS	– Program obliczeniowy do badania stanu sieci przesyłowej, wykorzystywany do identyfikacji ograniczeń sieciowych
PSLF	– Program obliczeniowy do badania stanu sieci przesyłowej, wykorzystywany do identyfikacji ograniczeń sieciowych
PO	– Przedsiębiorstwo Obrotu
POBH	– Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa
POBT	– Przyjęta Oferta Bilansująca – część techniczna
PUSE	– Przyjęte Umowy Sprzedaży Energii
PZOBH	– Przyjęcie zgłoszenia Oferty Bilansującej – część handlowa
PZOBT	– Przyjęcie zgłoszenia Oferty Bilansującej – część techniczna
PZUSE	– Przyjęcie zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii
PZZUSE	– Przyjęcie ze zmianami Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii
RB	– Rynek Bilansujący

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
<i>[Signature]</i>		

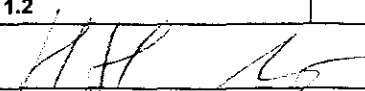
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki



dr Leszek Juchniewicz

- RD – Raport Dobowy
- RDGWS – Raport Dobowy GWS
- RDRUS – Raport Dobowy RUS
- RER – Faza rozliczenia rzeczywistej ilości dostaw energii
- RES – Faza rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii
- REZ – Faza rozliczenia zweryfikowanej ilości dostaw energii
- RH – Raport Handlowy
- RHER – Raport Hierarchiczny Energii Rzeczywistej
- RHGWS – Raport Handlowy GWS
- RHK – Raport Handlowy Korygujący
- RHKGWS – Raport Handlowy Korygujący GWS
- RHKRUS – Raport Handlowy Korygujący RUS
- RHRUS – Raport Handlowy RUS
- RPP – Rozliczeniowy Punkt Pomiarowy
- RUS – Regulacyjne Usługi Systemowe
- SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition* – system wspomaganie dyspozytorskiego
- SOWE – System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (system centralny, zlokalizowany po stronie OSP)
- SOWE/EL – System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (moduł dostępowy, zlokalizowany po stronie elektrowni)
- SOWE/ODM – System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (moduł dostępowy, przeznaczony dla służb dyspozytorskich OSP – (ODM))
- UCTE – Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*), zrzeszająca operatorów systemów Europy zachodniej i środkowej, których systemy przesyłowe współpracują synchronicznie
- UGWM – Dokument Uzgodnionego Grafiku Wymiany Międzysystemowej
- URB – Uczestnik Rynku Bilansującego
- URB_{BIL} – Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
- URB_{GE} – Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
- URB_W – Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

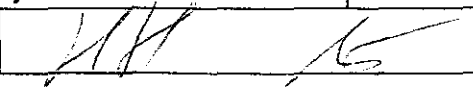
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

- URB₀ – Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii:
- URB_{SD} – odbiorca sieciowy
 - URB_{OK} – odbiorca końcowy
- URB_{PO} – Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
- URD – Uczestnik Rynku Detalicznego
- URE – Urząd Regulacji Energetyki
- USE – Umowa Sprzedaży Energii
- USE_{WM} – Umowa sprzedaży energii w obrocie międzynarodowym
- UWM – Uczestnik Wymiany Międzysystemowej
- WIRE – System Wymiany Informacji o Rynku Energii (system centralny, zlokalizowany po stronie OSP)
- WIRE/UR – System Wymiany Informacji o Rynku Energii (moduł dostępowy, zlokalizowany po stronie OR)
- WIRE/RP – System Wymiany Informacji o Rynku Energii (moduł rezerwowy)
- WPH – Wyłączny Partner Handlowy UWM, z którym partnerstwo zostało zgłoszone i zarejestrowane w Biurze Przetargów w Rejestrze
- WPKD – Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy
- ZGWM – Dokument Zgłoszenia Grafików Wymiany Międzysystemowej
- ZOBH – Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa
- ZOBT – Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna
- ZP – Znacznik wykorzystania pasma ofertowego
- ZPW – Zdolności Przesyłowe Wymiany Międzysystemowej na danym przekroju handlowym
- ZRB – Zapotrzebowanie na energię w obszarze Rynku Bilansującego
- ZUSE – Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

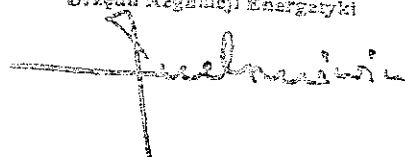


dr Leszek Juchniewicz

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

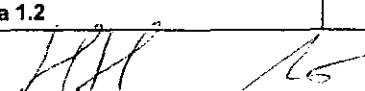
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki



9.2. Definicje stosowanych pojęć

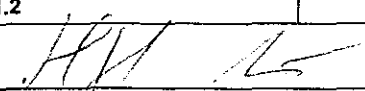
Automatyczna regulacja częstotliwości i mocy (ARCM)	Układ automatycznej regulacji częstotliwości i mocy włączony w połączonych systemach elektroenergetycznych, uwzględniający jednocześnie kryteria dotrzymania salda wymiany mocy i utrzymania częstotliwości, zgodnie z określonym algorytmem.
Automatyczna regulacja napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości powyżej 5 % bieżącego zapotrzebowania mocy w KSE.
Biuro Przetargów	Uprawniony podmiot organizujący Przetargi roczne, miesięczne i dobowe, na rezerwację Zdolności Przesyłowych Wymiany Międzysystemowej.
Centralny System Pomiarowo Rozliczeniowy (CSPR)	System informatyczny OSP dedykowany do wyznaczania ilości dostaw energii elektrycznej do celów rozliczeniowych.
CENTREL	Stowarzyszenie regionalne czterech operatorów systemów przesyłowych Europy Środkowej: ČEPS (Czechy), MVM Rt. (Węgry), PSE-Operator S.A. (Polska), ŠEPS (Słowacja).
Doba handlowa	Okres od godziny 0.00 do godziny 24.00 każdego dnia, w którym następuje fizyczna realizacja umów sprzedaży energii elektrycznej.
Dzień roboczy	Okres od godziny 0.00 do godziny 24.00 każdego dnia, który nie jest sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy.
Energia bilansująca (EB)	Energia bilansująca (EB) stanowi różnicę pomiędzy energią deklarowaną (ED) a energią rzeczywistą (ER) i jest przedmiotem rozliczeń na Rynku Bilansującym.
Energia dostarczona	Energia elektryczna stanowiąca różnicę pomiędzy energią oddaną i pobraną w miejscu dostarczenia.
Energia oddana	Energia elektryczna wprowadzona do sieci w miejscu dostarczenia.
Energia pobrana	Energia elektryczna odebrana z sieci w miejscu dostarczenia.

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

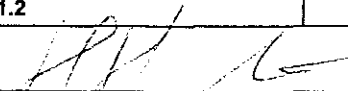
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.
Grafik	Zbiór danych określających ilość energii dostarczanej albo odbieranej w kolejnych okresach danego horyzontu czasowego.
Jednostka Grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
Jednostka wytwórcza	Opisany poprzez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana (JWCD)	Jednostka wytwórcza przyłączona do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP.
Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana (JWCK)	Jednostka wytwórcza, której praca podlega koordynacji przez OSP.
KOE	Moduł systemu SIRE zawierający konfigurację obiektów elektroenergetycznych stanowiący bazę danych stałych OSP, która zawiera dane techniczne obiektów elektroenergetycznych, w tym jednostek wytwórczych.
Krajowy system elektroenergetyczny (KSE)	System elektroenergetyczny na terenie kraju.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

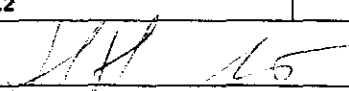
Moc minimum technicznego jednostki wytwórczej	Minimalna moc jednostki wytwórczej, przy której jednostka wytwórcza elektrowni ciepłej pracuje w sposób trwały przy zachowaniu zdolności do pracy w regulacji pierwotnej i wtórnej, jeżeli dana jednostka ma obowiązek świadczenia usług rezerwy sekundowej lub minutowej. W elektrowniach wodnych jest to minimalna dopuszczalna moc stabilnej pracy hydrozespołu.
Moc osiągalna	Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równowazy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek.
Operacyjne koszty produkcji energii elektrycznej	Uzasadnione koszty produkcji energii elektrycznej pomniejszone o amortyzację i odsetki od kredytów inwestycyjnych po okresie ponoszenia nakładów.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator pomiarów (OP)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za pozyskiwanie danych pomiarowych energii elektrycznej z układów pomiarowo-rozliczeniowych i przekazywanie ich do OSP lub innego operatora prowadzącego procesy rozliczeń.
Operator systemu	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator systemu dystrybucyjnego (OSD)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2
	

OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

Operator systemu przesyłowego (OSP)	<p>elektroenergetycznymi.</p> <p>Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.</p>
Podstawowy okres handlowy	Okres handlowy na rynku energii elektrycznej, równy jednej godzinie.
Przekrój handlowy	Zbiór połączeń międzysystemowych (linii przesyłowych) pomiędzy dwoma sąsiednimi obszarami regulacyjnymi.
Regulacja częstotliwości	Regulacja w systemie elektroenergetycznym mająca za zadanie utrzymanie stałej wartości częstotliwości lub ograniczenie odchylenia czasu synchronicznego od astronomicznego do granic dopuszczalnych.
Regulacja pierwotna	Regulacja mocy jednostki wytwórczej za pomocą indywidualnego regulatora prędkości obrotowej w funkcji częstotliwości sieci.
Regulacja wtórna	Regulacja mocy i częstotliwości w systemie elektroenergetycznym za pomocą skoordynowanego oddziaływania na indywidualne regulatory wybranych jednostek wytwórczych przez system automatycznej regulacji mocy i częstotliwości ARCM..
Regulator centralny ARCM	Jednostka centralna systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy (ARCM).
Rejestr	Rejestr zawierający informację o partnerstwie podmiotów wymiany międzysystemowej UWM oraz WPH na danym przekroju handlowym i dla danego okresu czasu.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSP.
Sieć zamknięta	Sieć przesyłowa i skoordynowana sieć 110 kV.
Siła wyższa	Zdarzenie nagłe, nieprzewidywalne i niezależne od woli stron, uniemożliwiające w całości lub części wywiązanie się ze zobowiązań umownych, na stałe lub na pewien czas, którego skutkiem nie można zapobiec, ani przeciwdziałać przy zachowaniu należytej staranności. Przejawami siły wyższej są

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

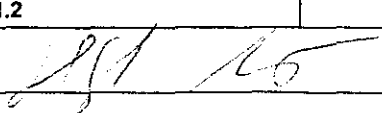
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

IRIESP
Urzedu Regulacji Energetyki

w szczególności:

- a) klęski żywiołowe, w tym pożar, powódź, susza, trzęsienie ziemi, huragan, sadź,
- b) akty władzy państwowej, w tym ~~stan wojenny~~ ^{stan wojenny}, stan wyjątkowy, embarga, blokady, itp.,
- c) działania wojenne, akty sabotażu, akty terroryzmu,
- d) strajki powszechne lub inne niepokoje społeczne, w tym publiczne demonstracje, lokauty.

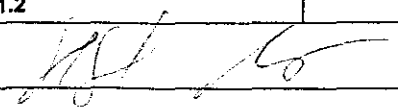
Stan zagrożenia bezpieczeństwa	Wystąpienie zdarzeń uniemożliwiających poprawną realizację standardowych procedur bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.
Synchronizacja z siecią	Operacja ruchowa polegająca na połączeniu z systemem elektroenergetycznym jednostki wytwórczej lub połączeniu różnych systemów elektroenergetycznych po wyrównaniu częstotliwości, fazy i napięcia, prowadzącym do zmniejszenia różnicy wektorów łączonych napięć do wielkości bliskiej zeru.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE)	System umożliwiający OSP komunikację pomiędzy służbami ruchowymi elektrowni i bezpośrednio przekazywanie do służb ruchowych wytwórców przez służby ruchowe OSP planów obciążeń jednostek wytwórczych na okresy 15 minutowe i polecenia ruchowych.
System pomiarowo – rozliczeniowy	Teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych pochodzących z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych, systemów automatycznej rejestracji danych oraz z innych systemów.
System Wymiany Informacji Rynkowych (WIRE)	System teleinformatyczny dedykowany do wymiany informacji handlowych, technicznych, pomiarowych i rozliczeniowych rynku bilansującego oraz regulacyjnych usług systemowych, pomiędzy służbami handlowymi oraz technicznymi OSP i Operatorów Rynku.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Układ pomiarowy służący do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tą energię.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych).
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		

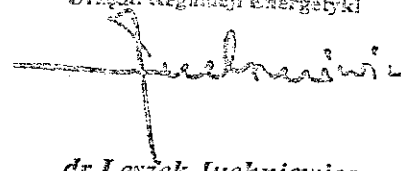
OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PREZES
Urząd Regulacji Energetyki

Układ pomiarowy	Urządzenia pomiarowe oraz układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów.
Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej (UCTE)	Unia zrzeszająca operatorów systemów Europy zachodniej i środkowej, których systemy przesyłowe współpracują synchronicznie.
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (wMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w wMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.

IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		


OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

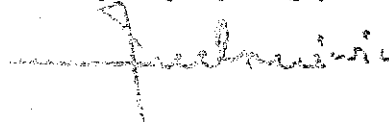
~~PREZES~~
Urzędu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz

10. Załączniki

- Załącznik nr 1. Zasada działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń
- Załącznik nr 2. Zgłoszenie Grafiku Wymiany Międzysystemowej (ZGWM)
- Załącznik nr 3. Przyjęcie Do Uzgodnienia Zgłoszenia Grafiku Wymiany Międzysystemowej (PGWM)
- Załącznik nr 4. Nieprzyjęcie Do Uzgodnienia Zgłoszenia Grafiku Wymiany Międzysystemowej (OGWM)
- Załącznik nr 5. Uzgodnienie Grafiku Wymiany Międzysystemowej (UGWM)

IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		
data: 19 stycznia 2006 r.	Wersja 1.2	
		



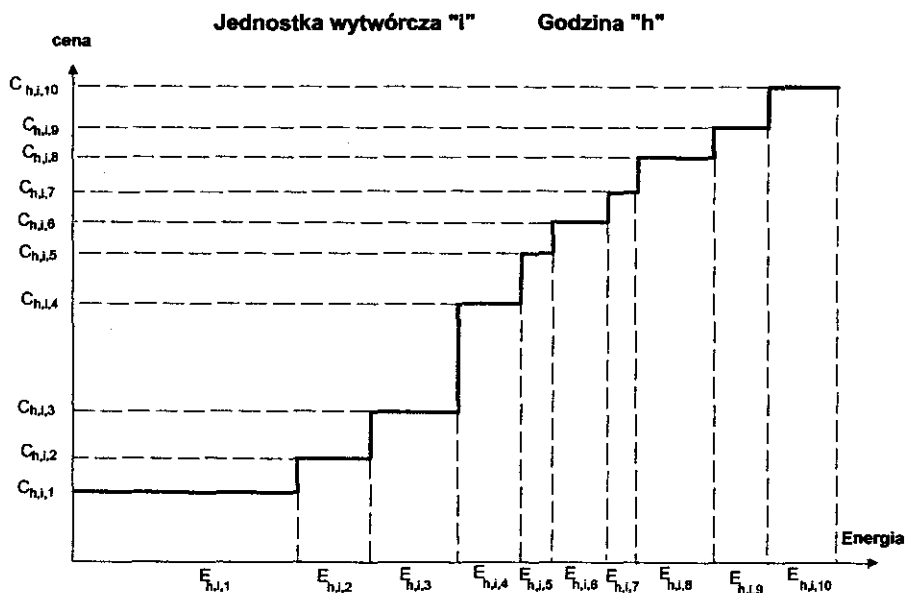
dr Leszek Juchniewicz

ZAŁĄCZNIK nr 1

Zasada działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń

1. Zmienne i dane wejściowe Algorytmu Rozdziału Obciążeń

- 1.1. Zmiennymi podlegającymi optymalizacji w procesie rozdziału obciążeń są wielkości energii deklarowane przez Jednostki Grafikowe w pasmach Ofert Bilansujących. Parametrami są ceny deklarowane w pasmach cenowych Ofert Bilansujących oraz ograniczenia systemowe uwzględniane bezpośrednio przez moduł LPD w procesie rozdziału obciążeń.
- 1.2. Metoda programowania linowego jakiej używa Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) traktuje ilości energii zgłoszone w poszczególnych pasmach Oferty Bilansującej jako zmienne. Energia wykorzystana z danego pasma może przybierać wartości od zera do wartości maksymalnej z danego pasma. Zasada ta nie odnosi się do pierwszego pasma, w którym powinna być zgłoszona energia odpowiadająca minimalnej mocy technicznej danej jednostki.
- 1.3. Rysunek Z.1. przedstawia przykład sposobu przydzielania zmiennych poszczególnym pasmom oferty bilansującej.



Rys. Z.1. Przykład sposobu przydzielania zmiennych pasmom Oferty Bilansującej

- 1.4. Algorytm Rozdziału Obciążeń (moduł LPD) wykorzystuje w sposób bezpośredni następujące dane wejściowe:
 - (1) Prognoza zapotrzebowania na każdy podstawowy okres handlowy doby n .
 - (2) Plany wymiany energii z zagranicą na każdy podstawowy okres handlowy doby n .



PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

[Signature]
dr Leszek Juchniewicz

- (3) Plan pracy wytwarzania zdeterminowanego na każdy podstawowy okres handlowy doby n .
 - (4) Dane techniczne z Ofert Bilansujących.
 - (5) Dane handlowe z Ofert Bilansujących.
 - (6) Ograniczenia systemowe dla doby n z systemu GMOS.
 - (7) Macierz rozptyłów W .
- 1.5. Macierz rozptyłów W , z której korzysta moduł LPD, określa jak zmniejszenie lub zwiększenie wytwarzania w danym węźle i powoduje zwiększenie lub zmniejszenie przepływu energii w linii łączącej węzły $k-l$.
- 1.6. Danymi wyjściowymi do tworzenia macierzy rozptyłów W są:
- (1) Układ normalny, określający topologię sieci oraz bazowe wytwarzanie i pobór energii na dobę n .
 - (2) Plan wyłączeń na każdy podstawowy okres handlowy doby n .
- 1.7. Wartości współczynników macierzy rozptyłów wyznacza się zgodnie z zależnością:

$$w_{k-l,i} = \frac{\Delta S_{k-l}}{\Delta P_i} \tag{Z.1}$$

gdzie:

- $w_{k-l,i}$ - współczynnik macierzy W określający wpływ zwiększenia wytwarzania w węźle i o wielkość ΔP_i
- ΔP_i - przyrost mocy czynnej w węźle i wywołany zwiększeniem wytwarzania energii czynnej w tym węźle

przy czym:

$$\Delta S_{k-l} = S_{k-l(0)} - S_{k-l} \quad - \text{ przyrost obciążenia elementu sieci łączącego węzły } k \text{ i } l$$

gdzie:

$$S_{k-l(0)} = \frac{\delta_{k(0)} - \delta_{l(0)}}{X_{k-l} / V_n^2} \operatorname{tg} \varphi_{k-l(0)} \quad - \text{ moc pozorna płynąca w elemencie łączącym węzły } k-l \text{ dla rozptyłów liczonych w bazowym układzie normalnym}$$

$$S_{k-l} = \frac{\delta_k - \delta_l}{X_{k-l} / V_n^2} \operatorname{tg} \varphi_{k-l} \quad - \text{ moc pozorna płynąca w elemencie łączącym węzły } k-l \text{ dla po zwiększeniu wytwarzania mocy czynnej w węźle } i \text{ o wielkość } \Delta P_i$$

$$\delta_k \quad - \text{ kąt napięcia węzeł } k$$

$$\delta_l \quad - \text{ kąt napięcia węzeł } l$$

$$X_{k-l} \quad - \text{ reaktancja elementu łączącego węzły } k-l$$

$$V_n^2 \quad - \text{ kwadrat napięcia znamionowego}$$

[Signature] *[Signature]*

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

$\operatorname{tg} \varphi_{k-l}$

- tangens wynikający ze stosunku mocy
biernej i czynnej w elemencie łączącym
węzły $k-l$

0

- indeks odnoszący się rozplywów
wyznaczonych dla układu normalnego

dr Leszek Juchniewicz

- 1.8. Macierz W jest wyznaczana dla każdego podstawowego okresu handlowego doby n w postaci:

$$W(h) = \begin{bmatrix} w_{1,1} & w_{1,2} & & w_{1,N} \\ w_{2,1} & & & \\ & & w_{g,n} & \\ w_{G,1} & & & w_{G,N} \end{bmatrix} \quad (Z.2)$$

gdzie:

G - liczba gałęzi w rozpatrywanej sieci

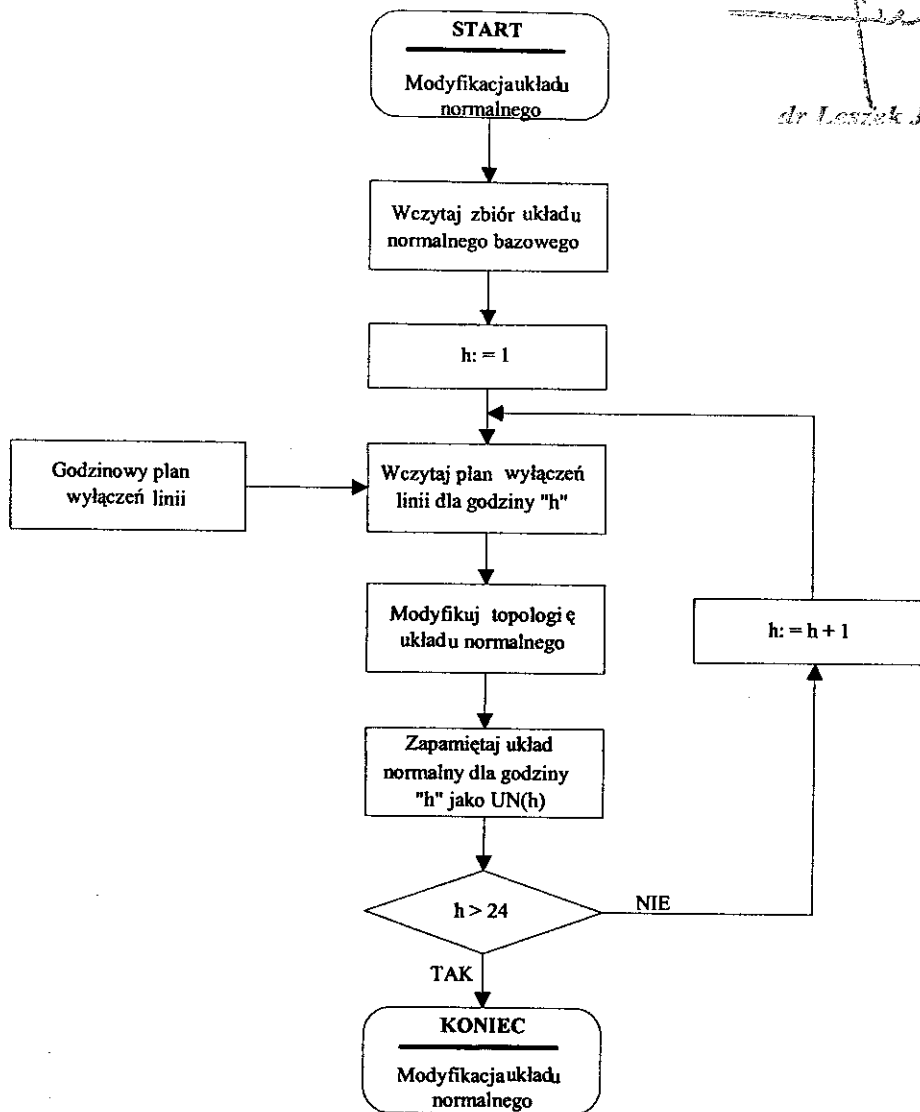
N - liczba węzłów z zmiennym wytwarzaniu mocy czynnej

- 1.9. Modyfikacja topologii układu normalnego oraz wyznaczania współczynników macierzy rozplywów W , przebiega według algorytmów pokazanych na rysunkach nr Z.2. i Z.3.

h *AH*

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

[Signature]
dr Leszek Juchniewicz



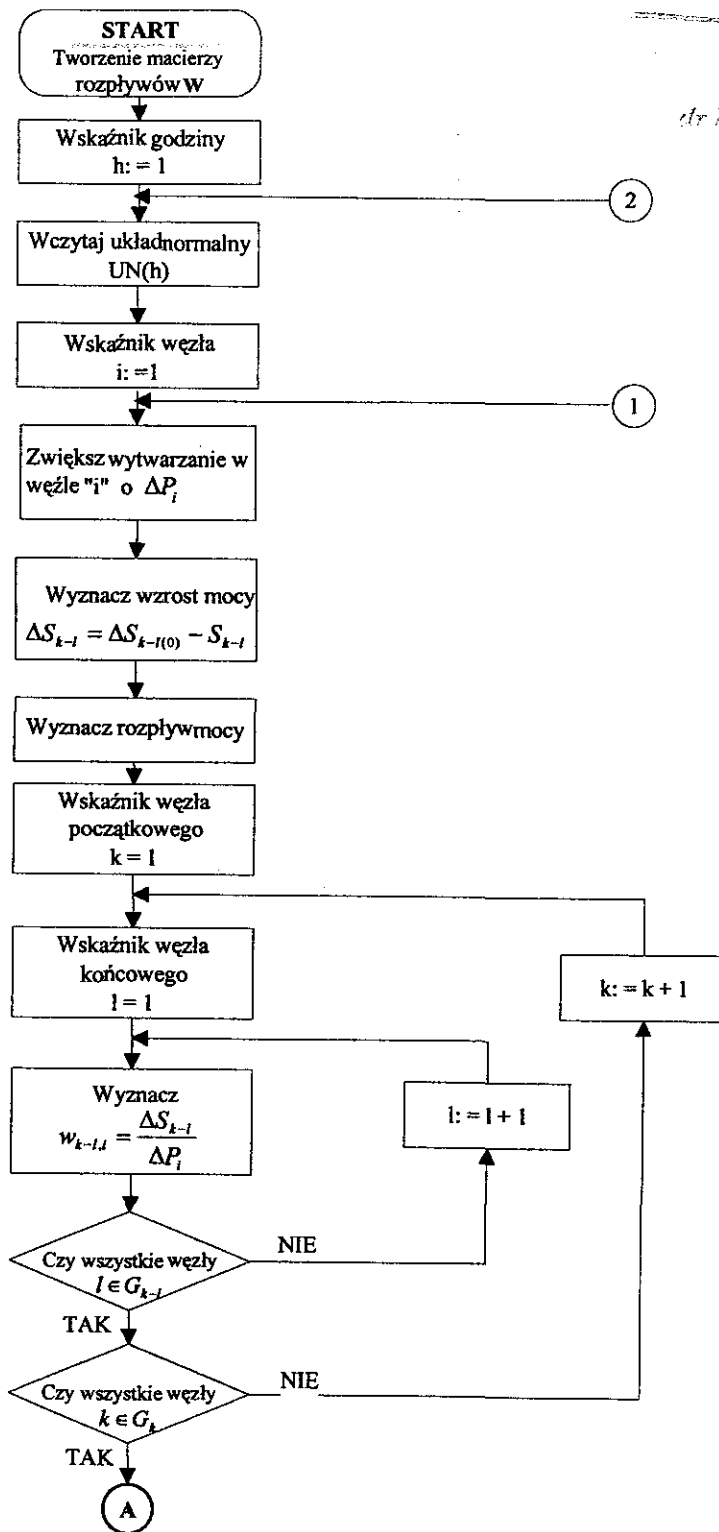
Rys. Z.2.

Modyfikacja układu normalnego poprzez zmianę topologii sieci powodowaną wyłączeniami linii

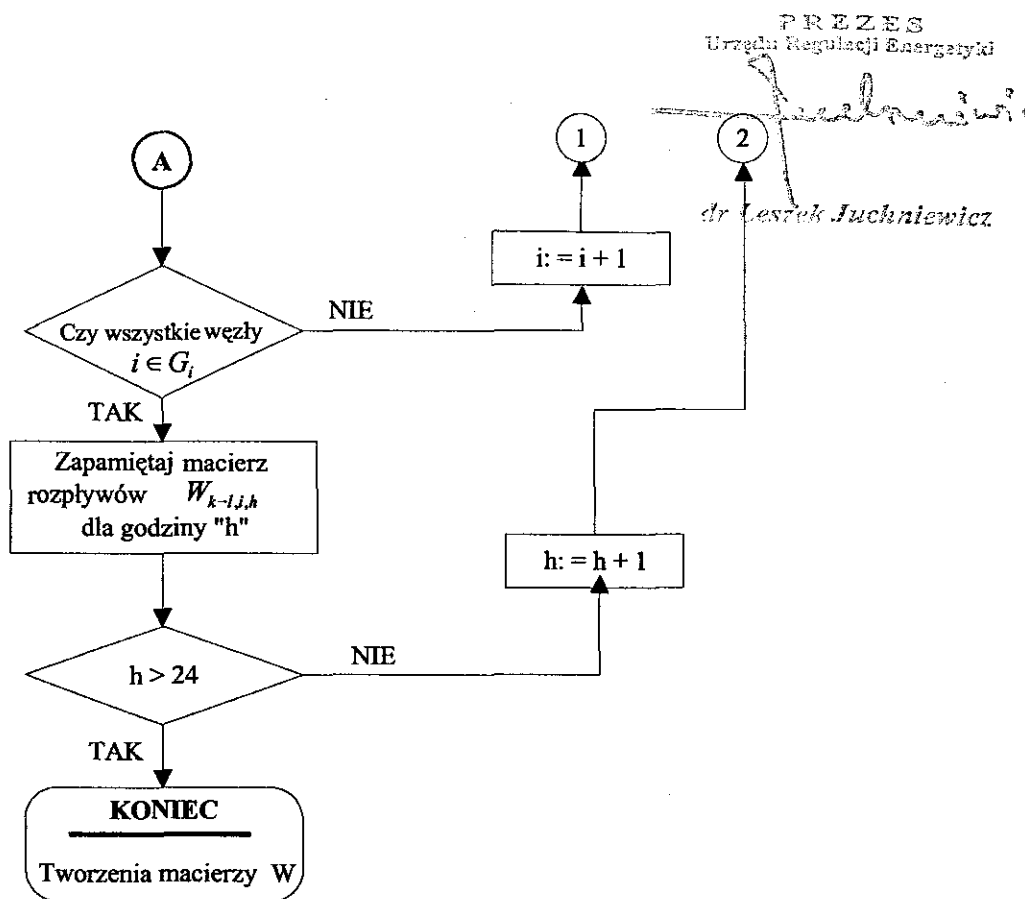
[Handwritten initials]

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

[Signature]
dr Leszek Juchniewicz



[Handwritten marks]

Rys. Z.3. Algorytm tworzenia macierzy rozplywów W

2. Ograniczenia systemowe uwzględniane przez Algorytm Rozdziału Obciążeń w procesie tworzenia PKD

2.1. Ograniczenia techniczne JWCD

2.1.1. Algorytm Rozdziału Obciążeń w procesie tworzenia PKD uwzględnia następujące ograniczenia techniczne JWCD:

- (1) Rozruchy poszczególnych JWCD poprzez uwzględnienie:
 - (1.1.) Charakterystyk rozruchu ze stanów: zimnego, ciepłego i gorącego.
 - (1.2.) Energii wprowadzanej do systemu w czasie rozruchu.
- (2) Moc minimalną techniczną JWCD.
- (3) Minimalny czas postoju JWCD.
- (4) Szybkość obciążania i odciążania JWCD.
- (5) Wymuszony postój JWCD.
- (6) Minimalny czas pracy JWCD.

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

2.1.2. Charakterystyki rozruchowe poszczególnych JWCD są określone przez parametry zgłoszone w danych technicznych Oferty Bilansującej zgodnie z pkt 3.1. IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. *Juchniewicz*

2.1.3. Włączenie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń energii produkowanej w czasie rozruchu następuje poprzez sprawdzenie jaki typ rozruchu ma miejsce, a następnie wykorzystanie odpowiedniej dla danego typu rozruchu charakterystyki w celu określenia ilości energii wprowadzanej do systemu.

2.1.4. Określanie typu rozruchu następuje poprzez ustawianie odpowiednich wartości zmiennym decyzyjnym, a następnie włączaniu JWCD do pracy zgodnie z wartościami tych zmiennych według następujących zależności:

(1) Określanie rozruchu ze stanu zimnego – zmienna decyzyjna $RZ_{h,i}$

$$\sum_{n=h-TPZ(i)}^{h-1} DP_{n,i} \geq 0 \Rightarrow RZ_{h,i} = 0 \quad (Z.4)$$

$$\left(\sum_{n=h-TPZ(i)}^{h-1} DP_{n,i} = 0 \wedge DP_{h,i} = 1 \right) \Rightarrow RZ_{h,i} = 1 \quad (Z.5)$$

gdzie:

- $RZ_{h,i}$ - zmienna decyzyjna oznaczająca rozruch JWCD i w godzinie h ze stanu zimnego, przyjmująca wartości 0 lub 1
- $TPZ(i)$ - minimalny czas postoju JWCD i , po którym następuje rozruch ze stanu zimnego
- $DP_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 1 gdy JWCD i ma pracować w godzinie h

(2) Określanie rozruchu ze stanu ciepłego – zmienna decyzyjna $RC_{h,i}$

$$\sum_{n=h-TPC(i)}^{h-1} DP_{n,i} \geq 0 \Rightarrow RC_{h,i} = 0 \quad (Z.6)$$

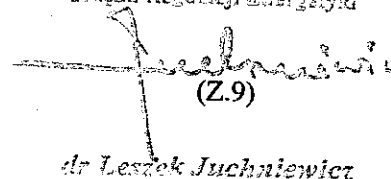
$$\left(\sum_{n=h-TPC(i)}^{h-1} DP_{n,i} = 0 \wedge \sum_{n=h-TPZ(i)}^{h-TPC(i)-1} DP_{n,i} > 0 \wedge DP_{h,i} = 1 \right) \Rightarrow RC_{h,i} = 1 \quad (Z.7)$$

gdzie:

- $RC_{h,i}$ - zmienna decyzyjna oznaczająca rozruch i w godzinie h ze stanu ciepłego, przyjmująca wartości 0 lub 1
- $TPC(i)$ - minimalny czas postoju i , po którym następuje rozruch ze stanu ciepłego
- $DP_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 1 gdy JWCD i ma pracować w godzinie h

(3) Określanie rozruchu ze stanu gorącego – zmienna decyzyjna $RG_{h,i}$

$$\sum_{n=h-TPG(i)}^{h-1} DP_{n,i} \geq 0 \Rightarrow RG_{h,i} = 0 \quad (Z.8)$$

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki


(Z.9)

dr Leszek Juchniewicz

$$\left(\sum_{n=h-TPG(i)}^{h-1} DP_{n,i} = 0 \wedge \sum_{n=h-TPC(i)}^{h-TPG(i)-1} DP_{n,i} > 0 \wedge DP_{h,i} = 1 \right) \Rightarrow RG_{h,i} = 1$$

gdzie:

- $RG_{h,i}$ - zmienna decyzyjna oznaczająca rozruch JWCD i w godzinie h ze stanu gorącego, przyjmująca wartości 0 lub 1
- $TPG(i)$ - minimalny czas postoju JWCD i , po którym następuje rozruch ze stanu gorącego
- $DP_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 1 gdy JWCD i ma pracować w godzinie h

2.1.5. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń energii wprowadzanej do systemu w czasie rozruchu danej JWCD odbywa się zgodnie z zależnością:

$$E_h = \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^{10} E_{h,k,i} + \sum_{i=1}^{A_r} ER_{h,i} \quad (Z.10)$$

gdzie:

- E_h - zapotrzebowanie na energię pokrywane w ramach tworzonego PKD
- $E_{h,k,i}$ - energia wytwarzana przez JWCD i z pasma k w godzinie h
- $ER_{h,i}$ - energia wprowadzana w czasie rozruchu JWCD i w godzinie h
- N - liczba JWCD

przy czym:

$$ER_{h,i} = \sum_{n=h+1}^{h+Z_i} RZ_{n,i} * PZ_{h+Z_i-n,i} * t + \sum_{n=h+1}^{h+C_i} RC_{n,i} * PC_{h+C_i-n} * t + \sum_{n=h+1}^{h+G_i} RG_{n,i} * PG_{h+G_i-n,i}$$

gdzie:

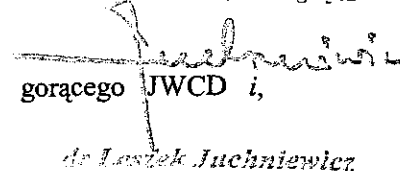
- $PZ_{h+Z_i-n,i}$ - moc obciążenia JWCD i w godzinie h wynikająca z charakterystyki rozruchu ze stanu zimnego
- $PC_{h+C_i-n,i}$ - moc obciążenia JWCD i w godzinie h wynikająca z charakterystyki rozruchu ze stanu ciepłego
- $PG_{h+G_i-n,i}$ - moc obciążenia JWCD i w godzinie h wynikająca z charakterystyki rozruchu ze stanu gorącego

$$Z_i = \frac{\sum_{n=1}^4 TRZ_n(i)}{60}$$

- czas trwania rozruchu ze stanu zimnego JWCD i , przeliczony z minut na godziny

$$C_i = \frac{\sum_{n=1}^4 TRC_n(i)}{60}$$

- czas trwania rozruchu ze stanu ciepłego JWCD i , przeliczony z minut na godziny

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki
dr Leszek Juchniewicz

- $$G_i = \frac{\sum_{n=1}^4 TRG_n(i)}{60}$$
- czas trwania rozruchu ze stanu gorącego JWCD i , przeliczony z minut na godziny
 - $TRG_n(i)$ - czas trwania rozruchu ze stanu gorącego JWCD i , wyrażony w minutach
 - $TRC_n(i)$ - czas trwania rozruchu ze stanu ciepłego JWCD i , wyrażony w minutach
 - $TRZ_n(i)$ - czas trwania rozruchu ze stanu zimnego JWCD i , wyrażony w minutach
 - A_i - liczba JWCD, dla których dokonuje się rozruch w godzinie h
 - t - podstawowy okres handlowy, na który składana jest oferta równy 1 h

- 2.1.6. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń mocy minimalnej technicznej danej JWCD odbywa się zgodnie z zależnością:

$$E_{h,i,1} = DP_{h,i} * E_{h,i,1}^{OF} \quad (Z.11)$$

$$E_{h,i,1} = \{E_{h,i,1}^{OF}, 0\} \quad (Z.12)$$

$$0 \leq E_{h,i,k} \leq E_{h,i,k}^{OF} \quad \forall h, i, k \quad (Z.12a)$$

gdzie:

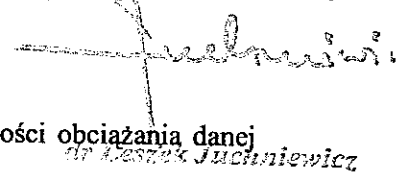
- $E_{h,i,1}$ - przyjęta do planu produkcji energia oferowana z pasma 1 JWCD i w godzinie h
- $E_{h,i,k}$ - przyjęta do planu produkcji energia oferowana z pasma k JWCD i w godzinie h
- $E_{h,i,1}^{OF}$ - moc oferowana w paśmie 1 JWCD i w godzinie h (system przyjmujący Oferty Bilansujące weryfikują czy moc oferowana w tym paśmie jest nie mniejsza od mocy minimalnej technicznej danej JWCD)
- $E_{h,i,k}^{OF}$ - moc oferowana w paśmie k JWCD i w godzinie h

- 2.1.7. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń minimalnego czasu postoju danej JWCD odbywa się zgodnie z zależnością:

$$DP_{h,i} \leq 1 - \frac{\sum_{n=1}^{k-1} DP_{h,i}}{q_i} + DP_{h,i} \quad (Z.13)$$

gdzie:

- $E_{h,i,1}$ - energia przyjęta do produkcji z pasma 1 JWCD i w godzinie h
- $E_{h,i,1}^{OF}$ - energia oferowana w paśmie 1 JWCD i w godzinie h
- $DP_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartości 0 lub 1

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki
Dr Andrzej Juchniewicz q_i - minimalny czas postoju JWCD i

- 2.1.8. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń szybkości obciążania danej JWCD odbywa się zgodnie z zależnością:

$$\frac{\sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t - \sum_{k=1}^{10} E_{(h-1),i,k} / t}{t} \leq RR_i \quad (Z.14)$$

gdzie:

- $E_{h,i,k}$ - przyjęta do produkcji energia z pasma k JWCD i w godzinie h
 $E_{(h-1),i,k}$ - przyjęta do produkcji energia z pasma k JWCD i w godzinie $h-1$
 RR_i - szybkość obciążania JWCD i w MW/h z charakterystyki danej jednostki
 t - podstawowy okres handlowy równy 1 godzinie

- 2.1.9. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń szybkości odciażania danej JWCD odbywa się analogicznie jak w pkt. 2.1.8.

- 2.1.10. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń wymuszonego postoju danej JWCD odbywa się zgodnie z zależnością:

$$DP_{h,i,1} = 0 \text{ dla wszystkich } i \in G_i \quad (Z.15)$$

gdzie:

- $DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 0 lub 1 (1 gdy jednostka pracuje oraz 0 gdy jednostka nie pracuje)
 G_i - zbiór jednostek, których postój jest wymuszony

- 2.1.11. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń minimalnego czasu pracy danej JWCD odbywa się zgodnie z zależnościami:

$$E_{h,i,1} = DP_{h,i,1} * E_{h,i,1}^{OF} \quad (Z.16)$$

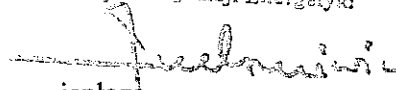
$$RZ_{h,i} * TPRZ_i \leq \sum_{n=h}^{h+TPRZ_i-1} DP_{n,i,1} \quad (Z.17)$$

$$RC_{h,i} * TPRC_i \leq \sum_{n=h}^{h+TPRC_i-1} DP_{n,i,1} \quad (Z.18)$$

$$RG_{h,i} * TPRG_i \leq \sum_{n=h}^{h+TPRG_i-1} DP_{n,i,1} \quad (Z.19)$$

gdzie:

- $E_{h,i,1}$ - energia przyjęta do produkcji z pasma 1 JWCD i w godzinie h
 $E_{h,i,1}^{OF}$ - energia oferowana w paśmie 1 JWCD i w godzinie h
 $DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartości 0 lub 1 w danej godzinie h
 $TPRZ_i$ - minimalny czas pracy JWCD i po rozruchu ze stanu zimnego

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

- $TPRC_i$ - minimalny czas pracy JWCD i po rozruchu ze stanu ciepłego
- $TPRG_i$ - minimalny czas pracy JWCD i po rozruchu ze stanu gorącego
- $RZ_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartości 0 lub 1 odpowiadająca obecności rozruchu ze stanu zimnego JWCD i kończącego się w godzinie h
- $RC_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartości 0 lub 1 odpowiadająca obecności rozruchu ze stanu ciepłego JWCD i kończącego się w godzinie h
- $RG_{h,i}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartości 0 lub 1 odpowiadająca obecności rozruchu ze stanu gorącego JWCD i kończącego się w godzinie h

Marek Juchniewicz

2.2. Ograniczenia sieciowe


2.2.1. Algorytm Rozdziału Obciążeń w procesie tworzenia PKD uwzględnia następujące ograniczenia sieciowe:

- (1) Ograniczenia wynikające z utrzymania wymaganego poziomu rezerw mocy w KSE.
- (2) Ograniczenia wynikające z przepustowości linii elektroenergetycznych.
- (3) Ograniczenie wynikające z wymagania minimalnej liczby JWCD pracujących ze względów sieciowych.
- (4) Ograniczenie wynikające z wymagania maksymalnej liczby JWCD pracujących ze względów sieciowych.
- (5) Ograniczenie wynikające z wymagania minimalnej mocy czynnej JWCD pracujących ze względów sieciowych.
- (6) Ograniczenie wynikające z wymagania maksymalnej mocy czynnej JWCD pracujących ze względów sieciowych.
- (7) Ograniczenie wynikające z wymuszonej pracy JWCD w zadanym przedziale mocy.

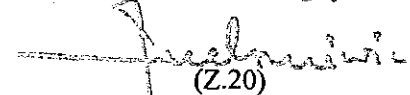
2.2.2. Ograniczenia wynikające z utrzymania wymaganego poziomu rezerw mocy w KSE w trakcie tworzenia PKD sprawdzane są na dwóch poziomach:

- (1) System weryfikacji Ofert Bilansujących sprawdza czy dane techniczne w ofertach dotyczące zakresu regulacji JWCD spełniają wymagane warunki.
- (2) Moduł LPD przydziela planowe punkty pracy poszczególnych JWCD tak, aby zapewnić niezbędną wielkość rezerwy do regulacji zarówno przy wzroście zapotrzebowania ponad wartość planową, jak również spadek zapotrzebowania poniżej planowanego.

2.2.3. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczenia wynikającego z utrzymania wymaganego poziomu rezerw mocy w KSE odbywa się zgodnie z zależnościami:



PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki



(Z.20)

dr Leszek (Z.21) Ziętlik

$$\sum_{i=1}^{N_0} \left[\sum_{k=1}^{10} (E_{h,i,k}^{OF} / t * DP_{h,i,k}) + Y_i^h * DP_{h,i,1} \right] - \sum_{i=1}^{N_0} \sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t \geq A^h$$

$$\sum_{i=1}^{N_0} \sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t - \sum_{i=1}^{N_0} (E_{h,i,1}^{OF} / t - Y_i^h) * DP_{h,i,1} \geq B^h$$

gdzie:

- $E_{h,i,k}$ - energia przyjęta do produkcji z pasma k oferty JWCD i na godzinę h
- $E_{h,i,k}^{OF}$ - energia oferowana do produkcji w paśmie k oferty JWCD i na godzinę h
- N_0 - liczba JWCD składających oferty
- $DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca stan 0 lub 1
- Y_i^h - wielkość rezerwy minutowej dla JWCD i w godzinie h (w przypadku gdy dana JWCD nie ma umowy o świadczenie regulacyjnych usług systemowych wielkość Y_i^h jest równa zero dla tej jednostki)
- A^h - wielkość wymaganej rezerwy mocy w systemie ponad zapotrzebowanie dla godziny h
- B^h - wielkość wymaganej rezerwy mocy w systemie poniżej zapotrzebowania dla godziny h
- t - podstawowy okres handlowy równy 1 godzinie

2.2.4. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczeń wynikających z przepustowości linii elektroenergetycznych odbywa się zgodnie z zależnością:

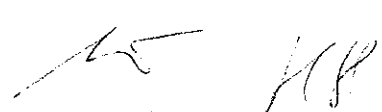
$$P_{k-l,h}^n + \sum_{i=1}^N [w_{k-l,i} * (E_{g,h,i} - E_{z,h,i}^n) / t] \leq P_{k-l,max} \tag{Z.22}$$

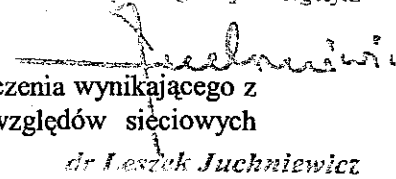
Powyższy wzór po przekształceniach przyjmuje postać:

$$\sum_{i=1}^N w_{k-l,i} * E_{g,h,i} / t \leq P_{k-l,max} - P_{k-l,h}^n + \sum_{i=1}^N w_{k-l,i} * E_{z,h,i}^n / t \tag{Z.23}$$

gdzie:

- $P_{k-l,h}^n$ - moc w gałęzi $k-l$ w godzinie h , w stanie normalnym (układ normalny KSE)
- $P_{k-l,max}$ - maksymalna moc przesyłu dla linii $k-l$
- $w_{k-l,i}$ - elementy macierzy W
- X_{k-l} - reaktancja gałęzi $k-l$
- $E_{z,h,i}^n$ - energia zapotrzebowania w węźle i w godzinie h , w stanie normalnym
- N - liczba węzłów sieci bez węzłów bilansujących
- $E_{g,h,i}$ - energia generowana przez JWCD w godzinie h , w węźle i
- t - okres czasowy równy 1 godzinie



PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

2.2.5. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczenia wynikającego z wymagania minimalnej liczby JWCD pracujących ze względów sieciowych odbywa się zgodnie z zależnościami:

- (1) wymaganie minimalnej liczby JWCD pracujących w systemie elektroenergetycznym:

$$\sum_{i=1}^N DP_{h,i,1} \geq LJ_h^{\min} \quad (Z.24)$$

gdzie:

- $DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 0 lub 1 (1 gdy JWCD pracuje (przyjęta została do produkcji co najmniej energia z pasma pierwszego JWCD i w godzinie h))
- LJ_h^{\min} - minimalna liczba pracujących JWCD
- N - liczba JWCD

- (2) wymaganie minimalnej liczby JWCD pracujących w wyznaczonej grupie lub węźle:

$$\sum_{i=1}^{N_p} DP_{h,i,1} \geq LJ_{h,p}^{\min} \quad (Z.25)$$

gdzie:

- $DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 0 lub 1 (1 gdy JWCD pracuje (przyjęta została do produkcji co najmniej energia z pasma pierwszego JWCD i w godzinie h))
- $LJ_{h,p}^{\min}$ - minimalna liczba pracujących JWCD w grupie lub węźle p , w godzinie h
- N_p - liczba JWCD w grupie lub węźle p

2.2.6. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczenia wynikającego z wymagania maksymalnej liczby JWCD pracujących ze względów sieciowych odbywa się zgodnie z zależnościami:

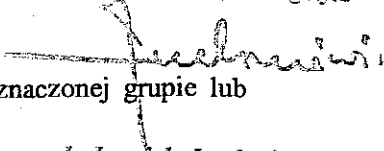
- (1) wymaganie maksymalnej liczby JWCD pracujących w systemie elektroenergetycznym:

$$\sum_{i=1}^N DP_{h,i,1} \leq LJ_h^{\max} \quad (Z.27)$$

gdzie:

- $DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 0 lub 1 (1 gdy JWCD pracuje (przyjęta została do produkcji co najmniej energia z pasma pierwszego JWCD i w godzinie h))
- LJ_h^{\max} - liczba pracujących JWCD
- N - liczba JWCD



PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki
dr Leszek Jaschowiec (Z.28)

- (2) wymaganie maksymalnej liczby JWCD pracujących w wyznaczonej grupie lub węźle:

$$\sum_{i=1}^{N_p} DP_{h,i,1} \leq LJ_{h,p}^{\max}$$

gdzie:

- $DP_{h,i,1}$ - zmienna decyzyjna przyjmująca wartość 0 lub 1 (1 gdy JWCD pracuje (przyjęta została do produkcji co najmniej energia z pasma pierwszego JWCD i w godzinie h))
- $LJ_{h,p}^{\max}$ - maksymalna liczba pracujących JWCD w grupie lub węźle p , w godzinie h
- N_p - liczba JWCD w grupie lub węźle p

2.2.7. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczenia wynikającego z wymagania minimalnej mocy czynnej generowanej przez JWCD pracujące ze względów sieciowych odbywa się zgodnie z zależnościami:

- (1) wymaganie minimalnej mocy czynnej generowanej przez JWCD pracujące w systemie elektroenergetycznym:

$$\sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t \geq PJ_h^{\min} \quad (\text{Z.29})$$

gdzie:

- $E_{h,i,k}$ - energia przyjęta do produkcji z pasm k , JWCD i w godzinie h
- PJ_h^{\min} - minimalna moc wszystkich JWCD w godzinie h
- N - liczba JWCD

- (2) wymaganie minimalnej mocy czynnej generowanej przez JWCD pracujące w wyznaczonej grupie lub węźle:

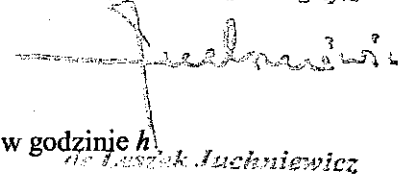
$$\sum_{i=1}^{N_p} \sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t \geq PJ_{h,p}^{\min} \quad (\text{Z.30})$$

gdzie:

- $E_{h,i,k}$ - energia przyjęta do produkcji z pasm k JWCD i w godzinie h
- $PJ_{h,p}^{\min}$ - minimalna moc wszystkich JWCD pracujących w grupie lub węźle p w godzinie h
- N_p - liczba JWCD w grupie lub węźle p

2.2.8. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczenia wynikającego z wymagania maksymalnej mocy czynnej generowanej przez JWCD w wyznaczonej grupie lub węźle ma postać:

$$\sum_{i=1}^{N_p} \sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t \leq PJ_{h,p}^{\max} \quad (\text{Z.31})$$

PREZES
Urząd Regulacji Energetyki

 Andrzej Juchniewicz

gdzie:

- $E_{h,i,k}$ - energia przyjęta do produkcji z pasm k JWCD i w godzinie h
- $PJ_{h,p}^{\max}$ - maksymalna moc wszystkich JWCD pracujących w grupie lub węźle p w godzinie h
- N_p - liczba JWCD w grupie lub węźle p

2.2.9. Uwzględnienie przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ograniczenia wynikającego z wymuszonej pracy JWCD w zadanym przedziale mocy ma postać:

$$\sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t \geq PJ_{h,i}^{\min} \quad \text{i} \quad \sum_{k=1}^{10} E_{h,i,k} / t \leq PJ_{h,i}^{\max} \quad (\text{Z.32})$$

gdzie:

- $E_{h,i,k}$ - energia przyjęta do produkcji z pasm k JWCD i w godzinie h
- $PJ_{h,p}^{\max}$ - maksymalna moc JWCD i w godzinie h
- $PJ_{h,i}^{\min}$ - minimalna moc JWCD i w godzinie h

3. Zasada działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń (modułu LPD)

3.1. Zasady ogólne

3.1.1. Algorytm Rozdziału Obciążeń, tworząc Plan Koordynacyjny Dobowy dokonuje:

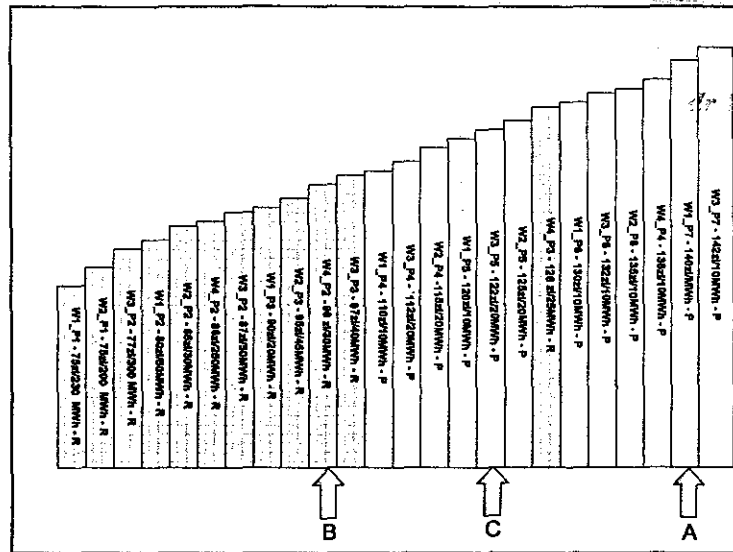
- (1) Dodatkowych zakupów energii elektrycznej, kiedy suma energii w zgłoszonych USE na dany podstawowy okres handlowy jest mniejsza od planowanego zapotrzebowania.
- (2) Realizacji tylko części zgłoszonych USE, kiedy suma energii w zgłoszonych USE na dany podstawowy okres handlowy jest większa od planowanego zapotrzebowania (przekontraktowanie).
- (3) Optymalizacji produkcji energii elektrycznej, jeżeli niektóre ceny redukcyjne Ofert Bilansujących zawierają wyższe ceny proponowane przez JWCD za przejście zobowiązań kontraktowych przez OSP niż ceny przyrostowe innych JWCD.

3.1.2. Rodzaj dokonywanych czynności zależy od danych handlowych i technicznych w zgłoszonych Ofertach Bilansujących, zapotrzebowania na energię i występujących ograniczeń systemowych w każdym podstawowym okresie handlowym doby n .

3.1.3. Rysunek nr Z.4. wyjaśnia zasadę tworzenia planu pracy JWCD przez Algorytm Rozdziału Obciążeń w przypadku nie występowania ograniczeń systemowych.

PREZES
Urząd Regulacji Energetyki

Juchniewicz



Rys. Z.4. Zasada tworzenia planu pracy JWCD przez Algorytm Rozdziału Obciążeń w przypadku nie występowania ograniczeń systemowych

Oferty Bilansujące czterech JWCD są ustawione w szereg (stos) narastająco, od cen najniższych do cen najwyższych. Pasma zaciemnione, oznaczone symbolem R, są pasmami redukcyjnymi, natomiast symbolem P są pasmami przyrostowymi. Wskaźnik odpowiada zapotrzebowaniu na energię. Oferty znajdujące się na lewo od tego wskaźnika są włączone do przygotowywanego planu produkcji. Położenie wskaźnika zmienia się odpowiednio do zmiany zapotrzebowania na energię elektryczną. Pokazane w przykładzie trzy pozycje wskaźnika oznaczone jako A, B i C ilustrują różne poziomy zapotrzebowania.

Oferty na lewo od wskaźnika zapotrzebowania są włączane do planu pracy. Pokazane są trzy przypadki:

- Zapotrzebowania na poziomie A – realizowane są wszystkie zgłoszone USE oraz dodatkowy zakup energii z pasm przyrostowych;
- Zapotrzebowania na poziomie B (przekontraktowanie) – realizowana jest tylko część zgłoszonych USE. Użyte zostały pasma redukcyjne W4_P3 oraz W3_P3 w celu dostosowania produkcji do zapotrzebowania;
- Zapotrzebowania na poziomie C (optymalizacja produkcji) – została przyjęta oferta redukcyjna W4_P3. Zobowiązania kontraktowe zostały przejęte przez pasma W2_P5 oraz W3_P5 oferujące produkcję energii po cenie niższej niż cena redukcyjna pasma W4_P3.

3.2. Sformułowanie funkcji celu modułu LPD

3.2.1. Funkcja celu algorytmu LPD jest sformułowana jako kombinacja liniowa cen i energii deklarowanych przez uczestników rynku w pasmach Ofert Bilansujących.

3.2.2. W matematycznym zapisie funkcji celu Algorytmu Rozdziału Obciążeń występują dwa składniki:

- (1) Pierwszy z nich ma na celu minimalizację kosztów zakupu z ofert bilansujących,

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

(2) Drugi prowadzi do dalszego zmniejszania kosztów zakupu poprzez zastępowanie produkcji jednych jednostek wytwórczych produkcją z innych jednostek na podstawie oferowanych przez nie cen – optymalizacja produkcji, dr Leszek Juchniewicz

$$f_{\text{celu}} = \min \left\{ \sum_{h=1}^{Hk} \sum_{i=1}^{N_0} \left[\sum_{k=m+1}^{10} c_{h,i,k}^p * E_{h,i,k} - \sum_{j=1}^m (E_{h,i,j}^{OR} - E_{h,i,j}) * c_{h,i,j}^R + ER_{h,i}^Z * (C_{h,i}^{ONZ} + 3) + ER_{h,i}^C * (C_{h,i}^{ONZ} + 2) + ER_{h,i}^G * (C_{h,i}^{ONZ} + 1) \right] \right\} \quad (Z.33)$$

gdzie:

- $E_{h,i,k}$ - zaakceptowana do produkcji energia w paśmie przyrostowym k oferty JWCD i w godzinie h
- $E_{h,i,j}^{OR}$ - energia zgłoszona w paśmie redukcyjnym j JWCD i w godzinie h
- $E_{h,i,j}$ - zaakceptowana do produkcji energia z pasma redukcyjnego j oferty JWCD i w godzinie h
- $ER_{h,i}^Z$ - energia wprowadzana do systemu w czasie rozruchu 'zimnego' JWCD i w godzinie h
- $ER_{h,i}^C$ - energia wprowadzana do systemu w czasie rozruchu 'ciepłego' JWCD i w godzinie h
- $ER_{h,i}^G$ - energia wprowadzana do systemu w czasie rozruchu 'gorącego' JWCD i w godzinie h
- $C_{h,i}^{ONZ}$ - cena energii ostatniego deklarowanego pasma JWCD i w godzinie h
- $C_{h,i,k}^p$ - cena energii w paśmie przyrostowym k JWCD i w godzinie h
- $C_{h,i,j}^R$ - cena energii w paśmie redukcyjnym j JWCD i w godzinie h
- m - liczba zadeklarowanych pasm redukcyjnych JWCD i
- N_0 - liczba JWCD składających oferty
- Hk - horyzont optymalizacji (liczba godzin objętych optymalizacją)

W przypadku, gdy liczba zadeklarowanych pasm redukcyjnych m JWCD i jest równa 10 ($m = 10$) oznacza to, że dana JWCD i nie zgłasza energii w pasmach przyrostowych i pierwszy składnik funkcji celu jest równy zero:

$$\sum_{k=m+1}^{10} c_{h,i,k}^p * E_{h,i,k} = 0 \quad (Z.34)$$

W przypadku, gdy liczba zadeklarowanych pasm redukcyjnych m JWCD i jest równa 0 ($m = 0$) oznacza to, że dana JWCD i nie zgłasza energii w pasmach redukcyjnych i drugi składnik funkcji celu jest równy zero:

$$\sum_{j=1}^m (E_{h,i,j}^{OR} - E_{h,i,j}) * c_{h,i,j}^R = 0 \quad (Z.35)$$

PREZES
Urzedu Regulacji Energetyki

[Handwritten signature]

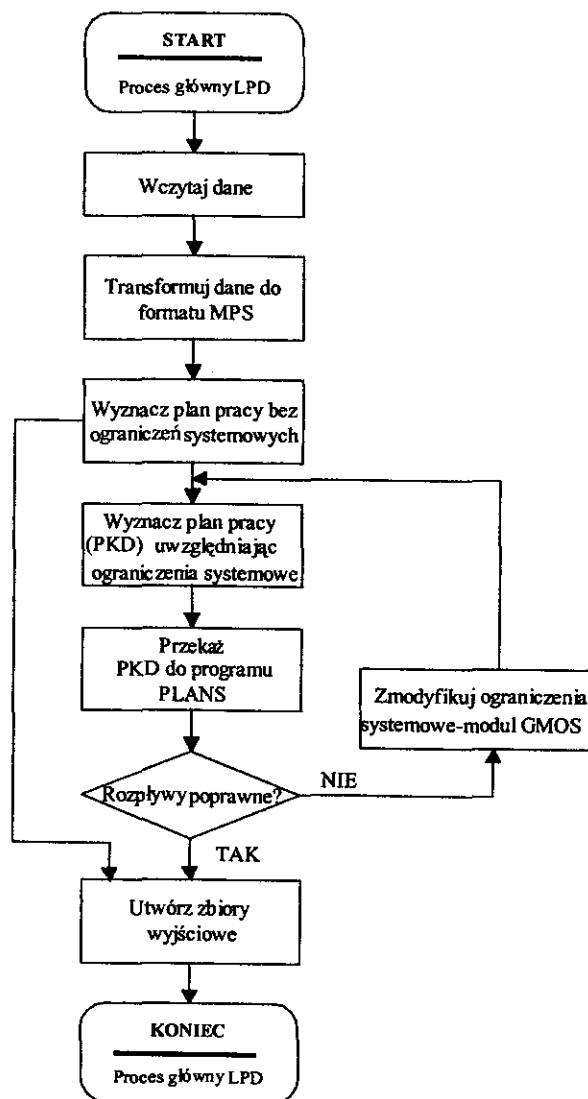
3.3. Główny proces Algorytmu Rozdziału Obciążeń (modułu LPD)

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

3.3.2. Główny proces rozdziału obciążeń realizowany jest w następujących krokach:

- (1) Wyznaczenie wstępnego planu pracy bez uwzględnienia ograniczeń systemowych.
- (2) Wyznaczenie planu pracy JWCD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych.
- (3) Weryfikacja planu pracy JWCD poprzez symulacje rozptyłów mocy w programie PLANS lub PSLF.

3.3.3. Główny proces rozdziału obciążeń jest pokazany na rys. Z.5.



Rys. Z.5. Główny proces rozdziału obciążeń (modułu LPD)

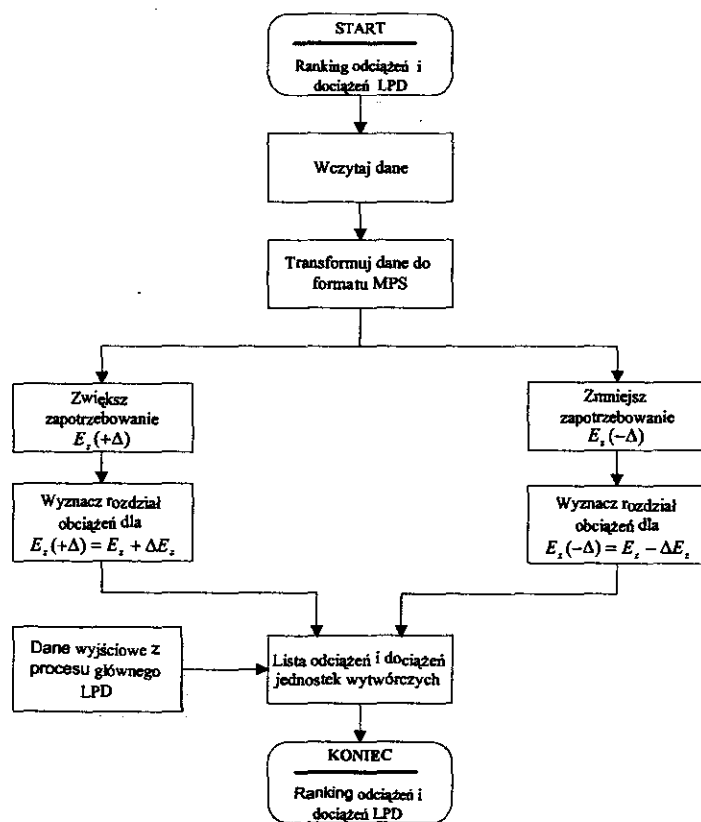
[Handwritten marks]

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

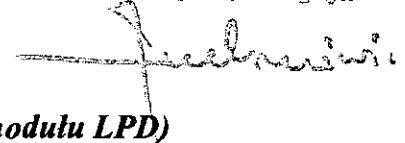
dr Leszek Juchniewicz

3.4. Tworzenie list rankingowych uruchamiania i dociążania JWCD oraz odstawiania i odciążania JWCD

- 3.4.1. Listy rankingowe uruchamiania i dociążania JWCD oraz odstawiania i odciążania JWCD są tworzone zgodnie z pasmami z Oferty Bilansującej.
- 3.4.2. Listy rankingowe są tworzone poprzez wyznaczenie planu pracy jednostek wytwórczych dla dwóch poziomów zapotrzebowania:
- (1) Zwiększone zapotrzebowanie:
 $E_z(+\Delta) = E_z + \Delta E_z,$
 - (2) Zmniejszone zapotrzebowanie:
 $E_z(-\Delta) = E_z - \Delta E_z,$
- 3.4.3. Wielkości odchyłeń od prognozowanego zapotrzebowania są określane przez OSP na każdy podstawowy okres handlowy przygotowywanego Planu Koordynacyjnego Dobowego.
- 3.4.4. Porównanie planów pracy JWCD dla prognozowanego zapotrzebowania oraz dla dwóch poziomów odchyłeń pozwala wyznaczyć listy rankingowe uruchamiania i dociążania JWCD oraz odstawiania i odciążenia JWCD.
- 3.4.5. Schemat tworzenia list rankingowych jest pokazany na rys. Z.6.



Rys. Z.6. Tworzenie list rankingowych przy użyciu modułu LPD

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz

4. Dane wyjściowe Algorytmu Rozdziału Obciążeń (modułu LPD)

- 4.1. Pliki wyjściowe Algorytmu Rozdziału Obciążeń (modułu LPD) zawierają następujące dane:
- (1) Plan pracy JWCD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych w rozbięciu na pasma Oferty Bilansującej.
 - (2) Plan pracy JWCD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych.
 - (3) Plan pracy JWCD bez uwzględnienia ograniczeń systemowych (poza ograniczeniami technicznymi JWCD) w rozbięciu na pasma Oferty Bilansującej.
 - (4) Plan pracy JWCD bez uwzględnienia ograniczeń systemowych (poza ograniczeniami technicznymi JWCD).
 - (5) Lista odstawień JWCD w ramach PKD.
 - (6) Lista uruchomień JWCD w ramach PKD.
 - (7) Harmonogram pracy JWCD.
 - (8) Lista rankingowa dociążania JWCD z rezerwy wirującej.
 - (9) Lista rankingowa uruchomień JWCD i dociążania ich pasm Oferty Bilansującej.
 - (10) Lista rankingowa uruchomień JWCD.
 - (11) Lista rankingowa odciążenia JWCD.
 - (12) Lista rankingowa odstawień JWCD.

ZAŁĄCZNIK nr 2

Zgłoszenie Grafiku Wymiany Międzysystemowej (ZGWM)

Identyfikator USE_{WM} (wypełnia OSP)

Identyfikator transakcji UWM (wypełnia UWM)

Nazwa JG UWM:

Wymiana równoległa

Nazwa UWM:

nazwa

Kod URB:

kod

Kod UWM (EIC):

10XXXXXXXXXXXXXX

Numer tel. OSP:

+48 22 693 20 21

Partner handlowy

nazwa

Numer faksu OSP:

+48 22 693 10 33

Kod partnera handlowego

kod EIC

Kod operatora sieci przesyłowej partnera handlowego

kod EIC

Przekrój:

XX-XX

Opracował:

imię, nazwisko

Numer tel.:

+48 xx xxx xx xx

Numer faksu:

+48 xx xxx xx xx

Data doby handlowej:

dd-mm-rrrr

Godzinowe dane handlowe:

Godzina	00-01	01-02	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08	08-09	09-10	10-11	11-12
ZPW												
Energia												

Godzina	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	02-03*	Σ
ZPW														
Energia														

ZPW: godzinowa wartość zdolności przesyłowej zarezerwowanej w przetargu zdolności przesyłowej dla UWM

Energia: zgłoszona godzinowa wartość przesyłu (+ eksport, - Import)

PRZES
Urząd Regulacji Energetyki

dr. Piotr Juchniewicz

HH

ZAŁĄCZNIK nr 3

Przyjęcie do Uzgodnienia Zgłoszenia Grafiku Wymiany Międzysystemowej (PGWM)

Identyfikator USE_{WM} (wypełnia OSP)

xxxxxxxxxxxxxxxxxxxx

Identyfikator transakcji UWM (wypełnia UWM)

Nazwa JG UWM: **Wymiana równoległa**

Nazwa UWM:

nazwa

Kod URB:

kod

Kod UWM (EIC):

10XXXXXXXXXXXX

Numer tel. OSP: **+48 22 693 20 21**

Partner handlowy

nazwa

Numer faksu OSP: **+48 22 693 10 33**

Kod partnera handlowego

kod EIC EAN

Kod operatora sieci przesyłowej partnera handlowego

kod EIC

Przekrój:

XX-XX

Opracował:

imię, nazwisko

Numer tel.:

+48 xx xxx xx xx

Numer faksu:

+48 xx xxx xx xx

Data doby handlowej: **dd-mm-rrrr**

Godzinowe dane handlowe:

Godzina	00-01	01-02	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08	08-09	09-10	10-11	11-12
ZPW												
Energia												

Godzina	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	02-03*	Σ
ZPW														
Energia														

ZPW: godzinowa wartość zdolności przesyłowej zarezerwowanej w przetargu zdolności przesyłowej dla UWM

Energia: zgłoszona godzinowa wartość przesyłu (+ eksport, - import)

Dokument PGWM został przyjęty do uzgodnienia i zarejestrowany jako USE_{WM} nr xxxxxxxxxxxxxx

15 RP

PRZES
 Urząd Regulacji Energetyki
 d. Leszek Juchniewicz

261

ZAŁĄCZNIK nr 4

Nieprzyjęcie do Uzgodnienia Zgłoszenia Grafiku Wymiany Międzysystemowej (OGWM)

Identyfikator USE_{WM} (wypełnia OSP)

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

Identyfikator transakcji UWM (wypełnia UWM)

Nazwa JG UWM:

Wymiana równoległa

Nazwa UWM:

nazwa

Kod URB:

kod

Kod UWM (EIC):

10XXXXXXXXXXXXXXXX

Numer tel. OSP:

+48 22 693 20 21

Partner handlowy

nazwa

Numer faksu OSP:

+48 22 693 10 33

Kod partnera handlowego

kod EIC

Kod operatora sieci przesyłowej partnera handlowego

kod EIC

Przekrój:

XX-XX

Opracował:

imię, nazwisko

Numer tel.:

+48 xx xxx xx xx

Numer faksu:

+48 xx xxx xx xx

Data doby handlowej:

dd-mm-rrrr

Godzinowe dane handlowe:

Godzina	00-01	01-02	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08	08-09	09-10	10-11	11-12
ZPW												
Energia												

Godzina	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	02-03*	Σ
ZPW														
Energia														

ZPW: godzinowa wartość zdolności przesyłowej zarezerwowanej na przetargu zdolności przesyłowej dla UWM

Energia: zgłoszona godzinowa wartość przesyłu (+ eksport, - import)

Przyczyna nieprzyjęcia:

.....(wypełnia OSP)

15 HH

PRZES
 Urząd Regulacji Energetyki
 dr inż. J. Szmielewicz

262

ZAŁĄCZNIK nr 5

Uzgodnienie Grafiku Wymiany Międzysystemowej (UGWM)

Identyfikator USE_{WM} (wypełnia OSP) XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

Identyfikator transakcji UWM (wypełnia UWM)

Nazwa JG UWM: Wymiana równoległa

Numer tel. OSP: +48 22 693 20 21

Numer faksu OSP: +48 22 693 10 33

Kod operatora sieci przesyłowej partnera handlowego

Data doby handlowej: dd-mm-rrrr

Nazwa UWM:

Kod URB:

Kod UWM (EIC):

Partner handlowy

Kod partnera handlowego

Przekrój:

Opracował:

Numer tel.:

Numer faksu:

nazwa
kod
10XXXXXXXXXXXX
nazwa
kod EIC
kod EIC
XX-XX
imię, nazwisko
+48 xx xxx xx xx
+48 xx xxx xx xx

Godzinowe dane handlowe:

Godzina	00-01	01-02	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08	08-09	09-10	10-11	11-12
ZPW												
Energia uzgodniona												
Energia niezgodniona												

Godzina	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	02-03*	Σ
ZPW														
Energia uzgodniona														
Energia niezgodniona														

ZPW: godzinowa wartość zdolności przesyłowej zarezerwowanej na przetargu zdolności przesyłowej dla UWM
 Energia: zgłoszona godzinowa wartość przesyłu (+ eksport, - import)

HH

HH

P. Z. Z. S.
 Instytut Energetyki
 Juchniewicz
 [Signature]

Załącznik nr 2 do decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki
z dnia 10 lutego 2006 r., nr DPK-7102-14 (5)/2006
**Wykaz zmian w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie
ograniczeniami systemowymi wprowadzonych w toku
postępowania o jej zatwierdzenie**

Lp.	Punkt	Opis zmian
1.	1.4.14.	Skreślono punkt.
2.	1.4.15.	Skreślono punkt.
3.	2.1.10.5.5.	Sformułowanie „..., które powodują krótkotrwałą pracę jednostki wytwórczej ...” zastąpiono sformułowaniem „..., które powodują pracę jednostki wytwórczej ...”. Nowe brzmienie punktu: <i>Dopuszcza się pracę układów regulacji pierwotnej, które powodują pracę jednostki wytwórczej powyżej mocy osiągalnej lub poniżej minimum technicznego, pod warunkiem poprawnego działania układów regulacji w tych zakresach tj. do 2,5% powyżej górnego i poniżej dolnego zakresu regulacyjnego.</i>
4.	3.1.5.2.1.(6) i 3.1.5.2.1.(7)	Zastąpiono jednostki mocy elektrycznej [MW] jednostkami energii elektrycznej [MWh]. Nowe brzmienie punktu: <i>(6) Sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE netto (EUN_{jh}) musi być podawana w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh. (7) Sumaryczna ilość energii elektrycznej z USE brutto (EUB_{jk}) musi być podawana w MWh, z dokładnością do 1 MWh.</i>
5.	4.3.3.2.2.	Sformułowanie „..., jako korekta przedniego zgłoszenia.” zastąpiono sformułowaniem „..., jako korekta poprzedniego zgłoszenia.”. Nowe brzmienie punktu: <i>Wydłużenie oraz skrócenie zatwierdzonego ubytku mocy powinno zostać niezwłocznie zgłoszone do OSP, jako korekta poprzedniego zgłoszenia.</i>
6.	4.5.1.6.	W opisie wielkości D_j sformułowanie „... Różnica pomiędzy wartością energii wyznaczonej dla średniej ceny ...” zastąpiono sformułowaniem „... Różnica pomiędzy wartością energii wyznaczoną dla średniej ceny ...”. Wprowadzono oznaczenie zależności opisującej wielkość D_j kolejnym numerem, tj. (4.5). Nowe brzmienie punktu: D_j – Różnica pomiędzy wartością energii wyznaczoną dla średniej ceny danej jednostki wytwórczej (c_j) oraz ceny zbilansowania KSE ($c_{bilans\ KSE}^k$): $D_j = \sum_{k=1}^5 (c_j - c_{bilans\ KSE}^k) \cdot P_{jk}^{DYS} \cdot T_{jk}^{DYS} \quad (4.5)$

Lp.	Punkt	Opis zmian
7.	5.3.1.1.2.	Usunięto oznaczenie deklarowanej (ED) i rzeczywistej (ER) ilości dostaw energii. <i>dr Leszek Juchniewicz</i> Nowe brzmienie punktu: <i>Przedmiotem rozliczeń na Rynku Bilansującym jest energia bilansująca (EB) stanowiąca różnicę pomiędzy deklarowaną a rzeczywistą ilością dostaw energii.</i>
8.	5.3.1.3.4.1.4.	Skreślono punkt.
9.	5.3.1.3.4.1.5.	Zmieniono numer punktu ze względu na usunięcie punktu 5.3.1.3.4.1.4. Nowy numer punktu: 5.3.1.3.4.1.4.
10.	5.3.1.3.4.1.6.	Zmieniono numer punktu ze względu na usunięcie punktu 5.3.1.3.4.1.4. Nowy numer punktu: 5.3.1.3.4.1.5.
11.	5.5.1.1.1.	Usunięto znaki „00” występujące jako indeks górny w zapisie „... 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00 ⁰⁰ ...”. Nowe brzmienie punktu: <i>Raport dobowy (RD) dotyczący danej doby jest udostępniany przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku, gdy nie jest możliwe udostępnienie Raportów RD w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.</i>
12.	6.	Wprowadzono nowy podpunkt w punkcie 6 (na końcu tego punktu, jako podpunkt 6.4) o następującym brzmieniu: 6.4. Zakres informacji o rynku energii elektrycznej i pracy KSE publikowanych przez OSP 6.4.1. Informacje o rynku energii elektrycznej i pracy KSE publikowane przez OSP zawierają: (1) Informacje o planowanej pracy KSE. (2) Informacje o pracy KSE. (3) Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego. 6.4.2. Informacje o planowanej pracy KSE są publikowane na stronie internetowej OSP, raz na dobę w postaci zagregowanej, dla każdej godziny doby n, po utworzeniu odpowiedniego planu i zawierają: (1) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu BTHD: (1.1) Zapotrzebowanie na moc w KSE. (1.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD). (1.3) Generacja nJWCD. (2) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu WPKD: (2.1) Zapotrzebowanie na moc w KSE. (2.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD). (2.3) Generacja nJWCD. (3) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu PKD: (3.1) Zapotrzebowanie na moc KSE. (3.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD). (3.3) Generacja nJWCD.

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki

Lp.	Punkt	Opis zmian
		<p>6.4.3. Informacje o pracy KSE są publikowane na stronie internetowej OSP, raz na dobę w postaci zagregowanej, dla każdej godziny doby n w dobie n+2 i zawierają:</p> <p>(1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.</p> <p>(2) Krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej).</p> <p>6.4.4. Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego są publikowane na stronie internetowej OSP, raz na dobę w postaci zagregowanej, dla każdej godziny doby n w dobie n+2 i zawierają:</p> <p>(1) Podstawowe wskaźniki kosztowe funkcjonowania Rynku Bilansującego:</p> <p>(1.1) Ilość energii bilansującej planowanej swobodnej dostarczonej i odebranej na Rynku Bilansującym.</p> <p>(1.2) Ilość energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej na Rynku Bilansującym.</p> <p>(1.3) Ilość energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej i odebranej na Rynku Bilansującym.</p> <p>(2) Podstawowe wskaźniki cenowe i kosztowe funkcjonowania Rynku Bilansującego:</p> <p>(2.1) Średnie ważone ceny energii bilansującej planowanej swobodnej dostarczonej i odebranej.</p> <p>(2.2) Średnie ważone ceny energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej.</p> <p>(2.3) Ceny rozliczeniowe odchylenia (CRO, CRO_s, CRO_z).</p> <p>(2.4) Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania na Rynku Bilansującym (KCZ).</p> <p>(2.5) Koszt bilansowania na Rynku Bilansującym (KB).</p> <p>(2.6) Koszt usuwania ograniczeń na Rynku Bilansującym (KO).</p>
13.	9.2.	<p>Wprowadzono definicje energii oddanej i energii pobranej o następującym brzmieniu:</p> <p>Energia oddana – Energia elektryczna wprowadzona do sieci w miejscu dostarczania.</p> <p>Energia pobrana – Energia elektryczna odebrana z sieci w miejscu dostarczania.</p>