



www.pse-operator.pl



Polskie Sieci Elektroenergetyczne
Operator S.A.

Aktywny odbiorca energii elektrycznej na Rynku Bilansującym (RB) w Polsce

Koncepcja rozwiązania

Konstancin-Jeziorna, 16 listopada 2011 roku

Plan Prezentacji

- Wprowadzenie do mechanizmów DSR**
- Charakterystyka ogólna koncepcji aktywnego udziału odbiorców energii elektrycznej w RB**
- Uwarunkowania obecnego modelu rynku energii elektrycznej**
- Rozwiązania szczegółowe koncepcji aktywnego udziału odbiorców energii elektrycznej w RB**
- Podsumowanie**

Wprowadzenie

- Reakcja Strony Popytowej (ang. *Demand Side Response, DSR*)

❑ **Reakcja Strony Popytowej (DSR) jest to dobrowolne działanie odbiorcy powodujące zmianę wielkości jego zapotrzebowania, inicjowane:**

- ❑ Bodźcem ekonomicznym (ceną energii elektrycznej), lub
- ❑ Na podstawie umowy zawartej z operatorem systemu, jako właścicielem programu, w której odbiorca zobowiązuje się do redukcji swojego obciążenia w zamian za określone w niej wynagrodzenie

❑ **Główne cechy mechanizmów DSR**

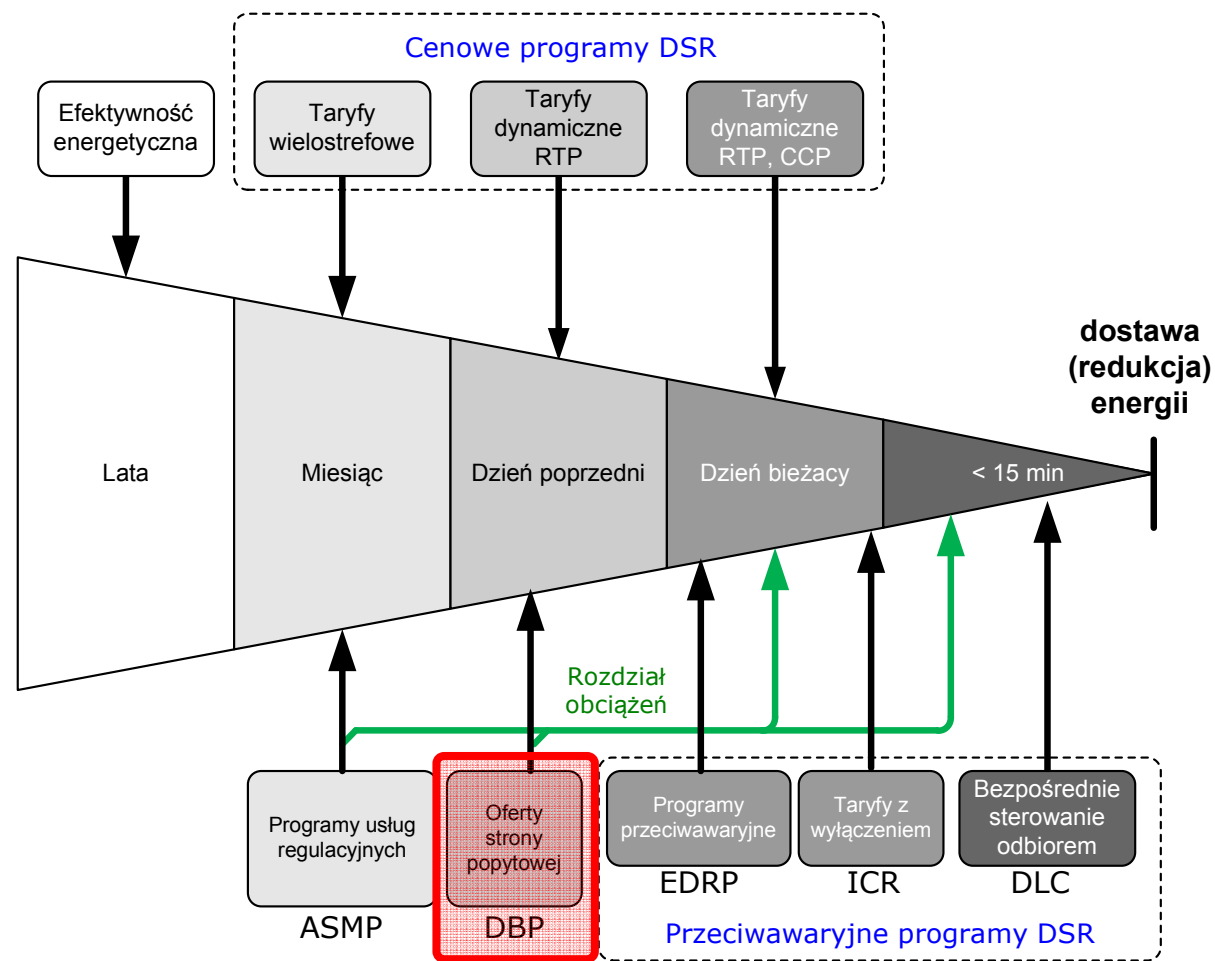
- ❑ **Dobrowolny** charakter działań podejmowanych przez odbiorcę
- ❑ **Aktywny** charakter działań odbiorcy w odpowiedzi na potrzeby systemu elektroenergetycznego
- ❑ **Wpływanie odbiorcy na kształtowanie krzywej obciążenia**, poprzez sterowanie własnym obciążeniem, co oznacza jego zmniejszenie lub przesunięcie na inny okres

Wprowadzenie

- Reakcja Strony Popytowej (ang. *Demand Side Response, DSR*)

Programy sprzedawców energii elektrycznej

Programy Operatora Systemu Przesyłowego



Charakterystyka ogólna koncepcji aktywnego udziału odbiorców w RB (1/2)

- Dotyczy wyłącznie odbiorców posiadających odbiory sterowalne, które mogą być zredukowane na polecenie OSP**
 - Odbiorcy przemysłowi posiadający elastyczne systemy sterowania produkcją
 - Rozproszone odbiory objęte centralnym systemem zarządzania zużyciem energii elektrycznej
- Bilansowo usługa zmniejszenia poboru mocy przez odbiorcę jest równoważna usłudze zwiększenia generacji przez wytwórcę**
- Najważniejsze korzyści z wdrożenia aktywnego udziału odbiorców w RB**
 - Obniżenie kosztów bilansowania systemu elektroenergetycznego
 - Ograniczenie siły rynkowej wytwarzania spowodowane wprowadzeniem reakcji strony popytowej

Charakterystyka ogólna koncepcji aktywnego udziału odbiorców w RB (2/2)

- ❑ **Odbiory sterowalne aktywne na RB**
 - ❑ Reprezentowane przez URB
 - ❑ Dedykowane Jednostki Grafikowe Odbiorcze aktywne (JG_{Oa})
- ❑ **Mechanizm aktywnego udziału odbiorców w RB**
 - ❑ Składnie ofert bilansujących redukcji obciążenia
 - ❑ Część handlowa – cena za uruchomienie redukcji, ceny i moce ofertowe redukcji, planowana wielkość poboru mocy
 - ❑ Część techniczna – uwarunkowania techniczne realizacji redukcji
 - ❑ Udział w prowadzonym przez OSP procesie rozdziału obciążeń, w ramach dnia następnego i bieżącego (plany PKD i BPKD)
- ❑ **Wyznaczanie ceny CRO – oferty bilansujące redukcji obciążenia wchodzi do planu BPKD/BO**
- ❑ **Wymagania techniczne dla JG_{Oa} (systemy IT, opomiarowanie) analogiczne do wymagań dla JG_{Wa}**

Uwarunkowania obecnego modelu rynku

- W kontekście aktywnego udziału odbiorców w RB

Nie daje możliwości pełnego wykorzystania korzyści wynikających z aktywnego udziału odbiorców w RB

- Brak poprawnych sygnałów cenowych dla bieżących zachowań rynkowych – jednolita cena w skali kraju
 - Zakłócenia konkurencji cenowej
- Brak sprawiedliwej alokacji korzyści i kosztów – uśrednianie na wszystkich uczestników rynku
 - Brak poprawnej wyceny redukcji obciążenia

Ograniczenia w modelowaniu ograniczeń sieciowych dla zapewnienia bezpiecznej pracy systemu

- Brak technicznych możliwości zmian ograniczeń sieciowych w związku z redukcją obciążenia $JG_{Oa} \Rightarrow$ aktywny udział odbiorców w RB ma wyłącznie charakter bilansowy
- Konieczność wykonania odpowiednich analiz sieciowych



www.pse-operator.pl



Polskie Sieci Elektroenergetyczne
Operator S.A.

Rozwiązania szczegółowe aktywnego udziału odbiorców w RB

Zmiany w strukturze podmiotowej i obiektowej RB

Rozszerzenie struktury obiektowej RB o JG_{Oa}

Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna (JG_{Oa}) jest to zbiór fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, w których do obszaru RB są przyłączone sterowalne odbiory energii elektrycznej odbiorcy ($_{FZ}MB$ reprezentujące odbiorców) lub zbiór fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, do których są przyłączone sterowalne odbiory energii elektrycznej URD ($_{FD}MB$) i poprzez te $_{FD}MB$ jest realizowana dostawa energii dla tych URD

JG_{Oa} będą mogli posiadać następujący Uczestnicy Rynku Bilansującego (URB)

- Odbiorca końcowy energii elektrycznej (URB_{OK})
- Odbiorca sieciowy (URB_{SD})
- Przedsiębiorstwo Obrótu (URB_{PO})

Uwarunkowania formalne dla aktywnego udziału odbiorców w RB

Umowa przesyłania z OSP, w szczególności

- Wykaz JG_{Oa} URB, w tym ich nazw i kodów identyfikacyjnych oraz wykaz MB wchodzących w skład poszczególnych JG_{Oa} URB
- Algorytmy wyznaczania ilości energii w poszczególnych Miejscach Dostarczania Energii RB oraz dla poszczególnych JG_{Oa}
- Dane i charakterystyki techniczne urządzeń odbiorczych wchodzących w skład poszczególnych JG_{Oa}
- Operatorów Rynku poszczególnych JG_{Oa}

Dane techniczne będą podlegały weryfikacji przez OSP w ramach prób dopuszczających urządzenia odbiorcy do aktywnego uczestnictwa w RB

Obowiązki URB z tytułu posiadania JG_{Oa}

- Zgłaszania do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii
- Zgłaszania do OSP ofert bilansujących redukcji obciążenia, w tym zgłaszania planowanego poboru mocy
- Uczestniczenia w bilansowaniu generacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze RB
- Uczestniczenia w rozliczaniu RB w zakresie wykorzystania ofert bilansujących i odchyleń od planowanych ilości dostaw energii

Uwarunkowania techniczne dla aktywnego udziału odbiorców w RB

- ❑ **Odbiory sterowalne (JG_{Oa}), które mogą być redukowane na polecenie OSP**
- ❑ **Indywidualne liczniki zużycia energii JG_{Oa} z bezpośrednim dostępem OSP do pomiarów (lub przez OSD)**
 - ❑ Wymagania dla układów pomiarowych (sieć OSP)
 - ❑ Współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych, odczyty danych pomiarowych w okresach integracji od 15 do 60 minut
 - ❑ Wymagania dla systemów pomiarowo rozliczeniowych
 - ❑ Zdalny odczyt danych pomiarowych z systemów automatycznej rejestracji danych
 - ❑ Udostępnianie i pozyskiwanie danych pomiarowych systemem WIRE
- ❑ **System WIRE**
 - ❑ Zgłaszanie USE i ofert bilansujących redukcji obciążenia dla JG_{Oa}
 - ❑ Raporty handlowe RB
- ❑ **System SOWE wraz z obsługą w ruchu ciągłym**
 - ❑ Odbieranie poleceń OSP dotyczących redukcji poboru mocy
 - ❑ Zgłaszanie OSP zdarzeń ruchowych (np. zmiana dysp. JG_{Oa})

Zgłaszanie danych handlowych i technicznych dla JG_{0a}

- Tryb i harmonogram

Zgłoszenia USE dla doby n będą dokonywane w ramach

- Rynku Bilansującego Dnia Następnego (w godz. 9.00-14.30 doby $n-1$ dla USE dla doby n)
- Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego (od godziny 15.30 doby $n-1$ do godziny 22.00 doby n , dla godz. h przed rozpoczęciem godz. $h-1$)

Procedura zgłoszeń i weryfikacji zgodnie z aktualnymi zasadami RB

Zgłoszenia ofert bilansujących redukcji obciążenia

- Część handlowa
- Część techniczna

dokonywane opcjonalnie, dla doby n w godz. 9.00-14.30 doby $n-1$

Brak zgłoszenia lub odrzucenie zgłoszenia oferty bilansującej redukcji obciążenia

- Oferta przyjęta - oferta „zerowa”

Zgłaszanie danych handlowych i technicznych dla JG_{Oa}

- Oferta bilansująca redukcji obciążenia – część handlowa

Dane identyfikacyjne

- Nazwa i kod JG_{Oa}
- Nazwa i kod OR, nazwa i kod URB
- Dane osoby składającej zgłoszenie
- Data doby handlowej

Dane handlowo-techniczne dla doby handlowej n

- Cena za uruchomienie redukcji obciążenia (zł/uruch.)

Dane handlowo-techniczne dla każdej godziny h doby handlowej n

- Planowana wielkość poboru mocy (PD) JG_{Oa} w godzinie h ($PD > 0$)
- Moc maksymalna JG_{Oa} oferowana do zredukowania w godzinie h
- Dane dla każdego pasma ofertowego JG_{Oa} w godzinie h
 - Cena ofertowa dla pasma k (70÷1500 zł/MWh)
 - Moc oferowana do zredukowania w paśmie k (≥ 0 , ziarno 1MW)

liczba pasm ofertowych $k \in \{1..10\}$

Zgłaszanie danych handlowych i technicznych dla JG_{Oa}

- Oferta bilansująca redukcji obciążenia – część techniczna

Dane identyfikacyjne zgłoszenia

- Nazwa i kod JG_{Oa}
- Nazwa i kod OR, nazwa i kod URB
- Dane osoby składającej zgłoszenie
- Data doby handlowej

Dane techniczne zgłoszenia dla doby handlowej n

- Współczynnik odciążania/odciążanie JG_{Oa} (MW/min)
- Minimalny czas trwania redukcji
- Dane charakterystyk uruchamiania redukcji obciążenia
 - Minimalny czas, po którym może nastąpić uruchamianie redukcji obciążenia po zakończeniu poprzedniej redukcji obciążenia
 - Czas od rozpoczęcia uruchamiania redukcji obciążenia do osiągnięcia zdolności do zrealizowania redukcji zgodnie z danymi handlowo-technicznymi oferty bilansującej redukcji obciążenia

Weryfikacja ofert dla JG_{Oa} analogicznie jak dla JG_{Wa}

Planowanie i prowadzenie pracy systemu

- Udział odbiorów sterowalnych reprezentowanych w JG_{Oa}

Oferty bilansujące redukcji obciążenia poprawnie zweryfikowane przez OSP będą brały udział

- W procesie rozdziału obciążeń dnia następnego, w ramach którego realizowany jest dobór jednostek do pracy, przy uwzględnieniu ograniczeń (plan PKD)
 - Termin sporządzenia - do godz. 17 doby $n-1$
- W procesie rozdziału obciążeń dnia bieżącego, w ramach którego punkty pracy jednostek są dostosowywane do bieżącej sytuacji w systemie (plan BPKD)
 - Wersja podstawowa – do godz. 17.30 doby $n-1$
 - Każda kolejna nie później niż na 15 minut przed rozpoczęciem okresu jej obowiązywania (przy zachowaniu ograniczeń jednostek)

Polecenia pracy / redukcji przekazywane systemem SOWE, rozliczane jako energia bilansująca planowana

Zgłaszanie niedyspozycyjności, ubytków - SOWE



Rozliczenia na RB

- Pozycje kontraktowe oraz rzeczywista ilość dostaw energii JG_{Oa}

Wyznaczane dla każdej godziny doby handlowej niezależnie

Trzy pozycje kontraktowe

Pozycja kontraktowa deklarowana (ED),

Pozycja kontraktowa zweryfikowana (EZ),

Pozycja kontraktowa skorygowana (ES), oraz

Rzeczywista ilość dostaw energii elektrycznej (ER)

Wielkość ujemna ED, EZ, ES i ER oznacza odbiór energii z RB, a wielkość dodatnia dostawę energii na RB

Rozliczenia na RB

- Pozycja kontraktowa deklarowana i zweryfikowana JG_{Oa}

❑ Pozycja kontraktowa deklarowana (ED)

Będzie wyznaczana jako suma (z dokładnością do znaku) wszystkich przyjętych do realizacji na RBN (EP^{RBN}) oraz przyjętych do realizacji na RBB (EP^{RBB}) ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE danej JG_{Oa} dla danej godziny doby

$$ED = EP^{RBN} + EP^{RBB}$$

❑ Pozycja kontraktowa zweryfikowana (EZ)

- ❑ Jeżeli została przekazana oferta bilansująca redukcji obciążenia dla JG_{Oa} i jednocześnie została ona przyjęta przez OSP w procesie weryfikacji, to pozycja EZ dla JG_{Oa} dla danej godziny będzie równa planowanej w tej godzinie wielkości poboru mocy przez JG_{Oa} ($PD > 0$) ze znakiem przeciwnym

$$EZ = -PD$$

- ❑ W przeciwnym przypadku pozycja EZ dla danej godziny będzie równa pozycji ED dla tej godziny

$$EZ = ED$$

Rozliczenia na RB

- Pozycja kontraktowa skorygowana JG_{Oa}

□ Pozycja kontraktowa skorygowana (ES)

Będzie wyznaczana na podstawie danych ustalonych w trakcie planowania pracy systemu elektroenergetycznego, w następujący sposób

- Jeżeli pozycja EZ będzie większa niż rzeczywista ilość dostaw energii (ER), czyli rzeczywisty odbiór energii będzie większy niż planowana wielkość poboru ($EZ \geq ER$), to pozycja ES będzie równa pozycji EZ

$$ES = EZ$$

- W przeciwnym przypadku pozycja ES będzie równa sumie pozycji EZ ($EZ < 0$) oraz operatywnej ilości dostaw energii $ESRO$ ($ESRO > 0$) wynikającej z ustalonej w ostatniej wersji planu BPKD wielkości redukcji obciążenia, ograniczonej do rzeczywistej wielkości realizacji polecenia OSP

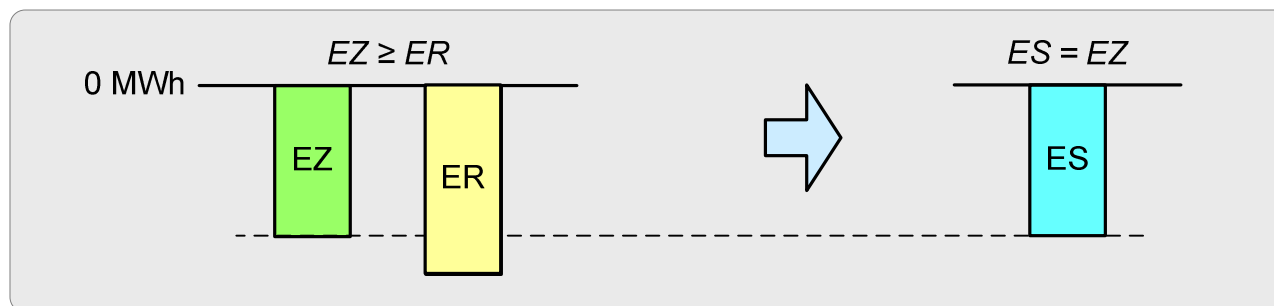
$$ES = EZ + \min(ESRO, ER - EZ)$$

Wielkość $ESRO$ dla JG_{Oa} w danej godzinie doby handlowej będzie wyznaczana jako suma operatywnych ilości dostaw energii przez JG_{Oa} wynikających z ustalonej w ostatniej wersji planu BPKD wielkości redukcji obciążenia w poszczególnych okresach 15-minutowych godziny

Rozliczenia na RB

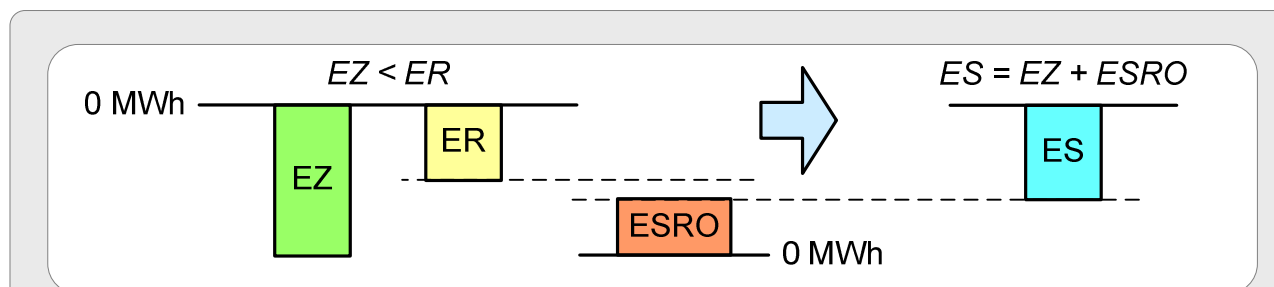
- Pozycja kontraktowa skorygowana JG_{Oa} – ilustracja wyznaczania

Przypadek 1

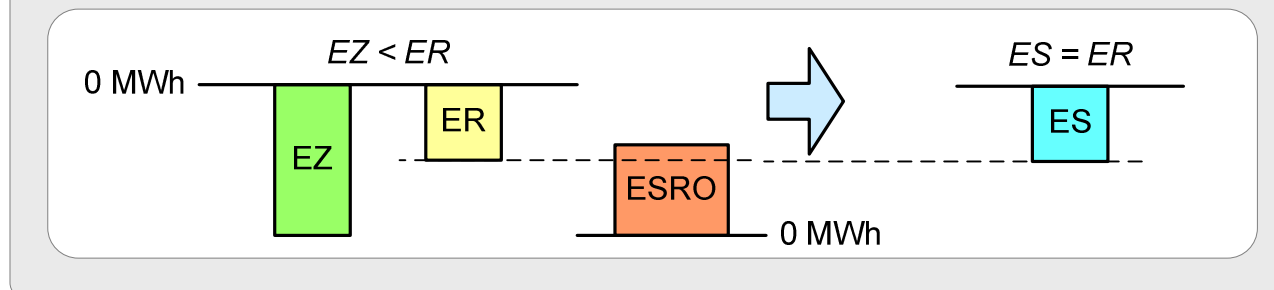


Przypadek 2

Przypadek 2.1



Przypadek 2.2



Rozliczenia na RB

- Rzeczywista ilość dostaw energii JG_{0a}

□ Rzeczywista ilość dostaw energii (ER)

Będzie wyznaczana według obecnych zasad wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii dla JG_O i JG_{Wa} , na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP (Fizycznych Punktach Pomiarowych) oraz algorytmów wyznaczania dla MD (Miejsc Dostarczania Energii Elektrycznej) i algorytmów agregacji dla MB (Miejsc Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego)

$$ER = \sum_{i \in I} ER_i$$

I – Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego danej JG_{0a}

Rozliczenia na RB

- Rozliczenie ilościowe i wartościowe

- ❑ **Realizacja rozliczeń dla JG_{0a} będzie polegała na wykonaniu godzinowego rozliczenia ilościowego i wartościowego**
- ❑ **Przedmiotem rozliczenia JG_{0a} na RB będzie**
 - ❑ Energia bilansująca nieplanowana (EBN)
 - ❑ Zweryfikowana ilość dostaw: $\Delta EDZ = ED - EZ$
 - ❑ Rzeczywista ilość dostaw: $\Delta ESR = ES - ER$
 - ❑ Energia bilansująca planowana (EBP)
 - ❑ Skorygowana ilość dostaw: $\Delta EZS = EZ - ES$,
 - ❑ Koszt uruchomienia redukcji obciążenia
- ❑ **Okresem rozliczeniowym, zgodnie z obecnymi okresami stosowanymi na RB, będzie**
 - ❑ Dekada dla rozliczeń energii
 - ❑ Miesiąc kalendarzowy dla rozliczeń uruchomień

Rozliczenia na RB

- Ceny rozliczeniowe EBN i EBP

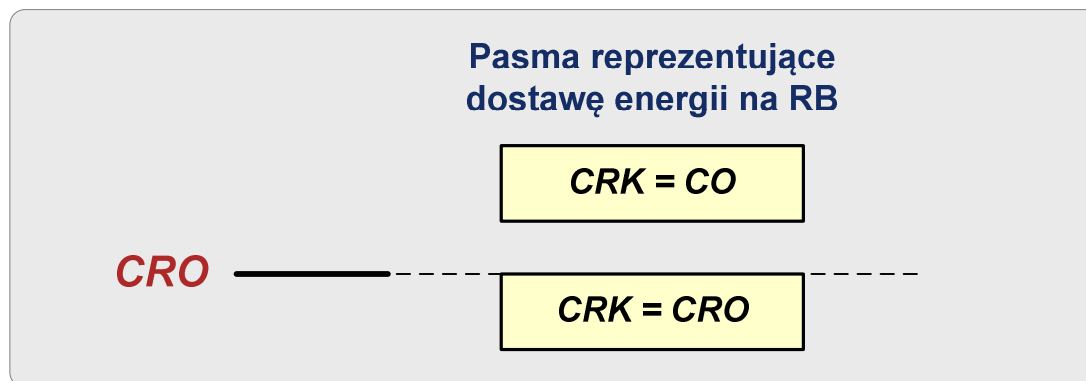
- ❑ **Rozliczenie EBN w danej godzinie doby handlowej będzie odbywało się według obecnych zasad stosowanych na RB, tj.**
 - ❑ Według ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu (CRO_Z) dla energii EBN dostarczonej przez JG_{0a} na RB
 - ❑ Według ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży (CRO_S) dla energii EBN odebranej przez JG_{0a} z RB
- ❑ **Rozliczenie EBP w danej godzinie doby handlowej będzie odbywało się**
 - ❑ Według cen rozliczeniowych korekty pozycji kontraktowej (CRK) określanych dla danej godziny doby handlowej, dla poszczególnych pasm przyjętej oferty bilansującej redukcji obciążenia JG_{0a} , **dla EBP dostarczonej przez JG_{0a} na RB**

Rozliczenia na RB

- Zasady wyznaczania cen CRK dla rozliczeń EBP

❑ **Cena CRK będzie wyznaczana dla każdego wykorzystanego pasma oferty bilansującej redukcji obciążenia JG_{Oa} w danej godzinie doby**

- ❑ W przypadku, gdy cena ofertowa (CO) za wykorzystaną redukcję obciążenia w danej godzinie będzie mniejsza od ceny CRO obowiązującej w tej godzinie lub równa cenie CRO, to cena CRK będzie równa cenie CRO
- ❑ W przypadku, gdy cena ofertowa (CO) za wykorzystaną redukcję obciążenia w danej godzinie będzie większa od ceny CRO obowiązującej w tej godzinie, to cena CRK będzie równa cenie CO



Rozliczenia na RB

- Rozliczenie kosztu uruchomienia redukcji obciążenia

Rozliczeniu będą podlegały uruchomienia spełniające następujące warunki

- Zostały wykonane na polecenie OSP
- Po zakończeniu uruchomienia redukcji zrealizowana została redukcja obciążenia zgodnie z poleceniem OSP

Należność za uruchomienia redukcji obciążenia

- Wyznaczana na podstawie cen za uruchomienie redukcji (CUR) z oferty bilansującej redukcji obciążenia – część handlowa
- Przy uwzględnieniu przychodu odbiorcy z rozliczenia energii bilansującej planowanej ponad wartość redukcji wynikającą z cen ofertowych (PK)

$$NUR = \max (0; CUR * LUR - PK)$$

LUR - liczba uruchomień redukcji zakwalifikowanych do rozliczeń

PK – przychód z rozliczenia EBP ponad wartość wynikającą z cen ofertowych

Podsumowanie

- ❑ **Wdrożenie aktywnego udziału odbiorców w RB pozwala na**
 - ❑ Zmniejszenie kosztów bilansowania systemu elektroenergetycznego
 - ❑ Przeciwdziałanie sile rynkowej wytwarzania
- ❑ **Decyzja o wdrożeniu, przy uwarunkowaniach obecnego modelu rynku, będzie przede wszystkim zależała od**
 - ❑ Wyników ankiety zainteresowania odbiorców przedstawioną koncepcją
 - ❑ Wyników analiz sieciowych
 - ❑ Złożoności i kosztów dostosowania obecnego modelu rynku
- ❑ **Plan dalszych prac przy pozytywnej decyzji wdrożeniowej**
 - ❑ Wdrożenie szczegółowych zmian w aktach wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne
 - ❑ Wprowadzenie zmian do IRiESP-Bilansowania systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, w tym uzyskanie zatwierdzenia tych zmian przez Prezesa URE
 - ❑ Dostosowanie systemów IT OSP oraz zainteresowanych odbiorców
 - ❑ Wprowadzenie odpowiednich zapisów w umowach przesyłania z OSP



www.pse-operator.pl



Polskie Sieci Elektroenergetyczne
Operator S.A.

Dziękuję za uwagę