



Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

**Zmiany w zakresie sterownia jednostkami wytwórczymi
centralnie dysponowanymi (JWCD)**

Departament Zarządzania Systemem
Konstancin-Jeziorna | Lipiec 2019 r.

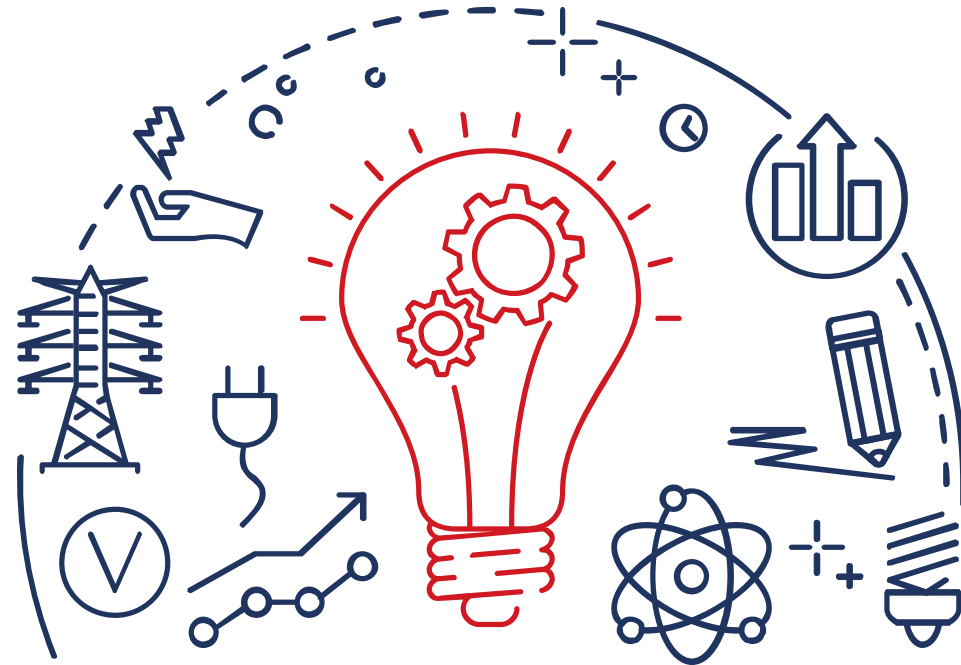




Agenda spotkania

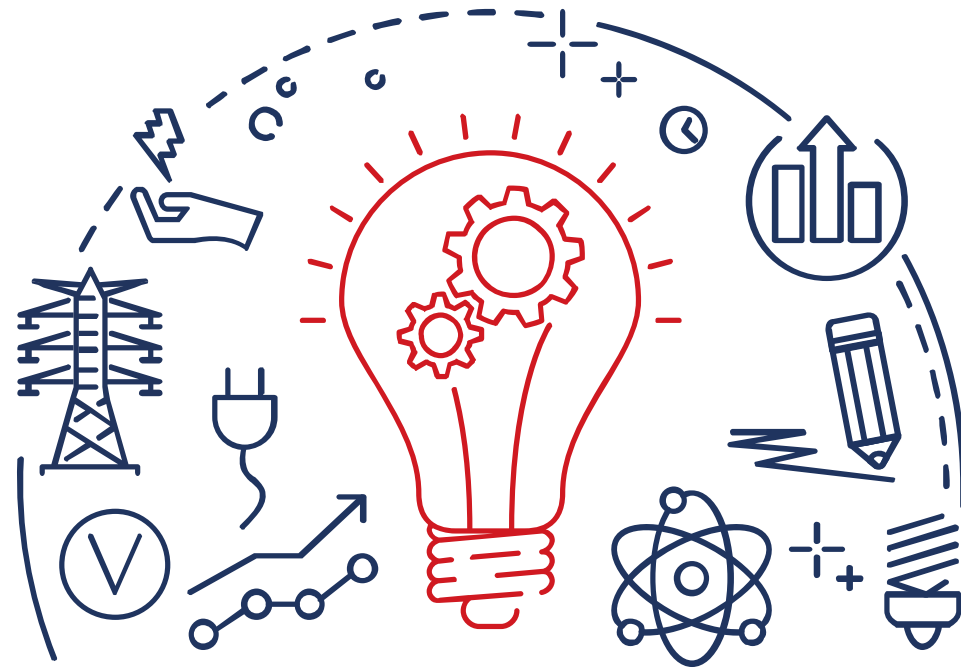
1. Wprowadzenie
2. Uwarunkowania w zakresie rozwoju mechanizmów rynkowych wpływające na zmiany w zakresie sterownia jednostkami wytwórczymi
3. Przerwa kawowa
4. Zmiana sterowania jednostkami wytwórczymi z wielkości mocy brutto na moc netto;
5. Modyfikacje w układach regulacji i sterowania jednostek wytwórczych;
6. Harmonogram dalszych działań
7. Dyskusja.





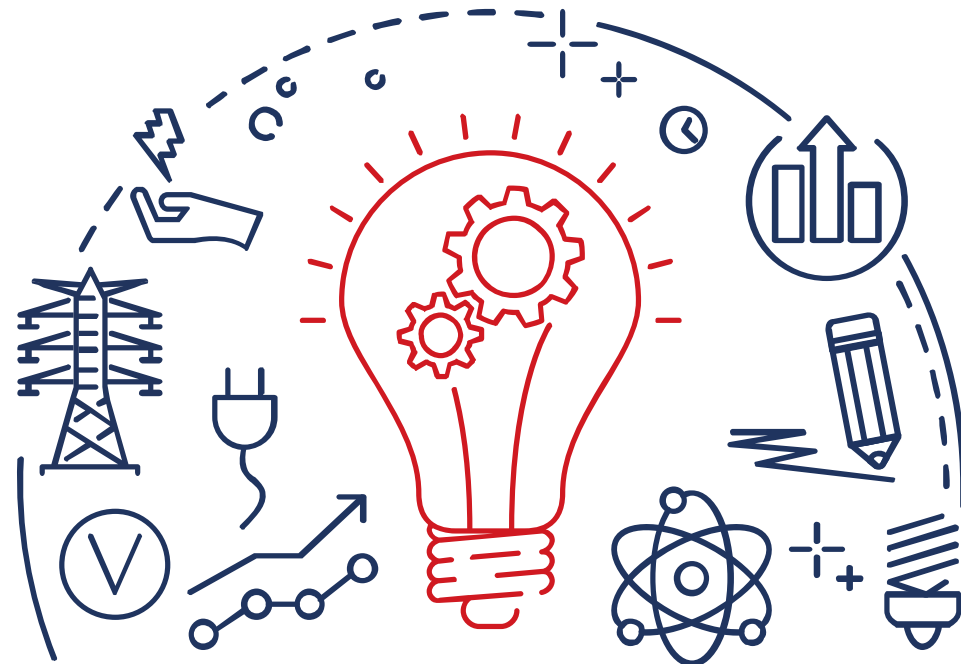
**Uwarunkowania w zakresie rozwoju mechanizmów rynkowych
wpływające na zmiany w zakresie sterownia jednostkami wytwórczymi**





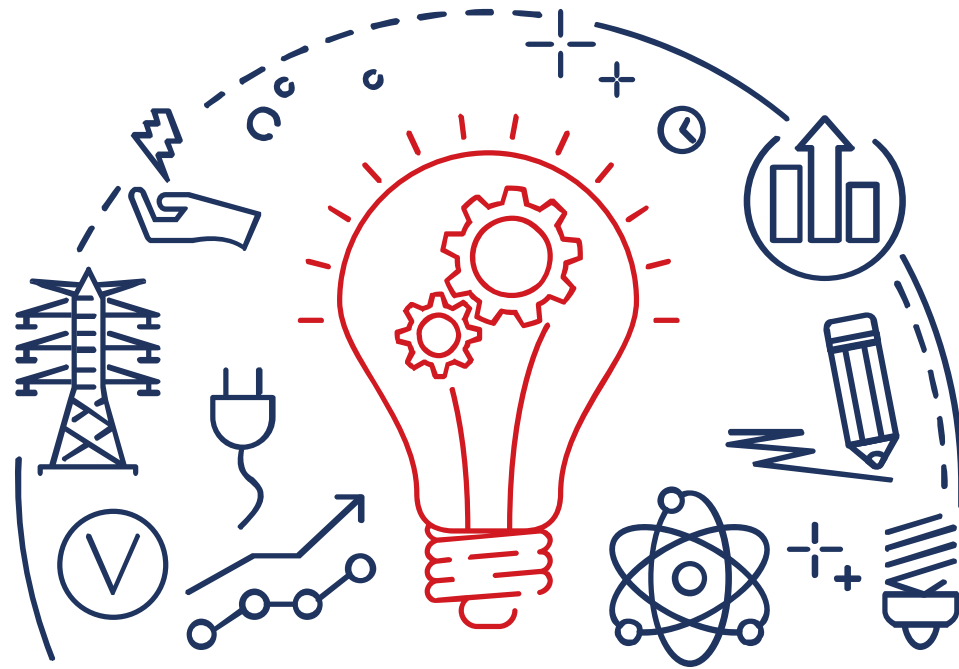
**Zmiana sterowania jednostkami wytwórczymi
z wielkości mocy brutto na moc netto**





**Przerwa kawowa
do 12:40**





Modyfikacje w układach regulacji i sterowania jednostek wytwórczych





Zakres zmian dla JWCD

1. Zmiana interpretacji wielkości BPP przesyłanych w planie pracy
2. Zmiana okresu planowania (RealTime) – okres planowania: 15 min. => 5 min.
3. Zmiana czasu wyprzedzenia przesyłanych planów pracy: 15 min. => 2,5 min.
4. Zmiany w zakresie regulacji pierwotnej
 - rozdzielenie regulacji pierwotnej na odrębne tryby pracy „w górę” i „w dół”,
 - usunięcie w układach regulacji ograniczników maksymalnych dopuszczalnych wartości BPP dla pracy z załączoną regulacją pierwotną.
5. Zmiany w zakresie regulacji wtórnej
 - rozdzielenie regulacji wtórnej na odrębne tryby pracy „w górę” i „w dół”,
 - odejście od stałych zakresów regulacji wtórnej w planowaniu dobowym i bieżącym wykorzystaniu,
 - usunięcie w układach regulacji ograniczników maksymalnych dopuszczalnych wartości BPP dla pracy z załączoną regulacją wtórną.
6. Zmiany w zakresie regulacji pierwotnej i wtórnej - odejście od zawężania pasma regulacji do 7,5% Pos, przy pracy z jednocześnie załączoną regulacją pierwotną (5% Pos) i wtórną (5% Pos)
7. Zmiany w standardach SOWE i LFC
 - konieczność dostosowania węzłów lokalnych o dodanie dodatkowych zmiennych na potrzeby monitorowania
 - dostosowanie węzłów lokalnych LFC elektrowni do odbioru planów w nowym zakresie informacyjnym





Obsługa planów pracy jednostki

- **DayAhead** – plan przesyłany w dobie poprzedniej na dobę następną, z okresem planowania 15 minut. Zawartość planu: planowane obciążenie jednostek (BPP), nominacja do świadczenia regulacji pierwotnej i wtórnej, nominowany zakres regulacji wtórnej (w szczególnym przypadku równy maksymalnemu zakresowi regulacji)
- **IntraDay** – plany przesyłane w dobie bieżącej, obejmujące horyzont do końca danej doby, z okresem planowania 15 minut.

Zawartość planu:

- a. Planowane obciążenia jednostek (BPP)
- b. Stany regulacji pierwotnej i wtórnej, odrębnie dla każdego kierunku „góra” i „dół”
- c. Przyjęty dodatni i ujemny zakres regulacji wtórnej (nie muszą być jednakowe).

Przesyłany, wymagany zakres regulacji wtórnej będzie wartością całkowitą zakresu regulacji jednostki wytwórczej i nie może być większy od maksymalnego zakresu regulacji (wielkości prekwalifikowanej).

- **RealTime** – plany przesyłane na okres najbliższych 2 godzin, z okresem planowania 5 minut, zawierające wyłącznie obciążenia bazowe jednostek (BPP) ze znacznikiem czasu.

Regulacje pierwotna i wtórna będą załączane na jednostce wytwórczej w czasie rzeczywistym bezpośrednio z regulatora RC LFC, jako sterowania.





Przesyłanie informacji (planów) i sterowań do elektrowni – zawartość informacyjna

1. plany DayAhead i IntraDay – webservice w relacji WC ↔ WL LFC oraz SOWE jako droga rezerwowa
2. plany RealTime wyłącznie w zakresie BPP – co 5 minut 24 wartości BPP - mechanizmem ICCP tylko dla JWCD
3. Stany regulacji (załącz/wyłącz), zakres regulacji wtórnej oraz wartość mocy w torze regulacji wtórnej – jako sterowania (SelectBeforeOperate, DirectOperate), po każdej zmianie.

Struktura planu DayAhead i IntraDay (wartości przykładowe):

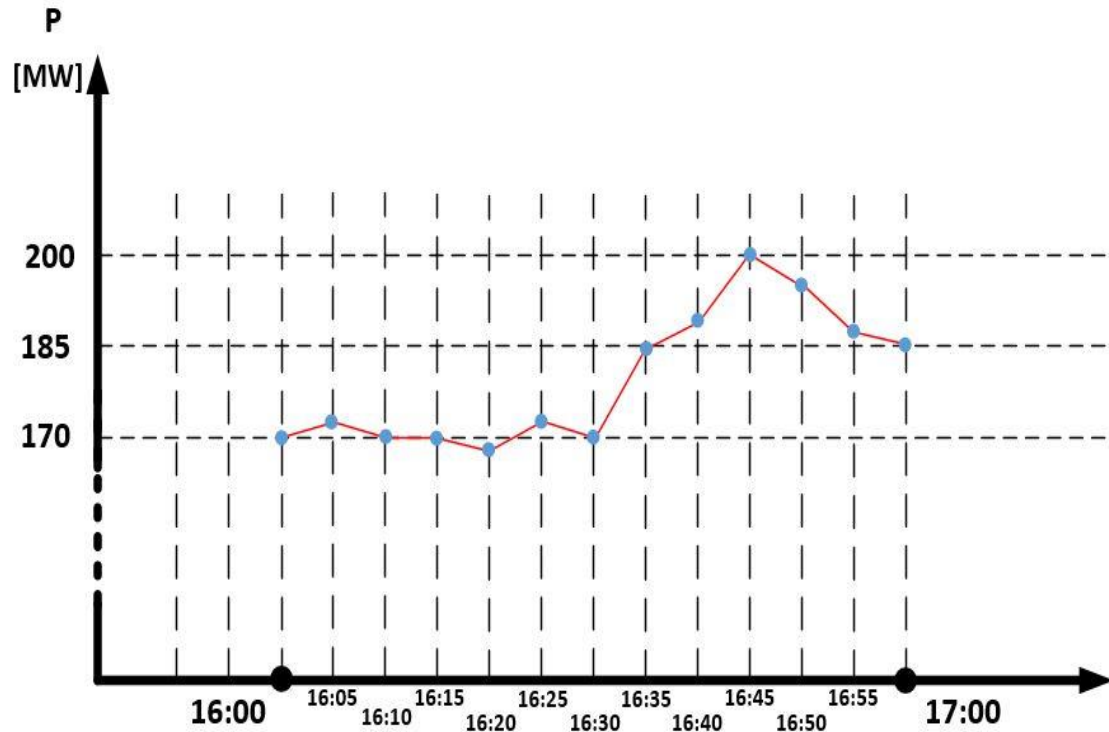
	8:15	8:30	8:45	9:00
Stan	PN	PN	PN	PN
Typ ubytku				
Pierwotna w górę				
Pierwotna w dół				
Wtórna w górę				
Wtórna w dół				
Zakres regulacji W w górę	+7	+11	0	+3
Zakres regulacji W w dół	-5	-11	0	-2
P dysp	260	260	275	275
P obc	180	220	260	140
P min	130	130	130	130



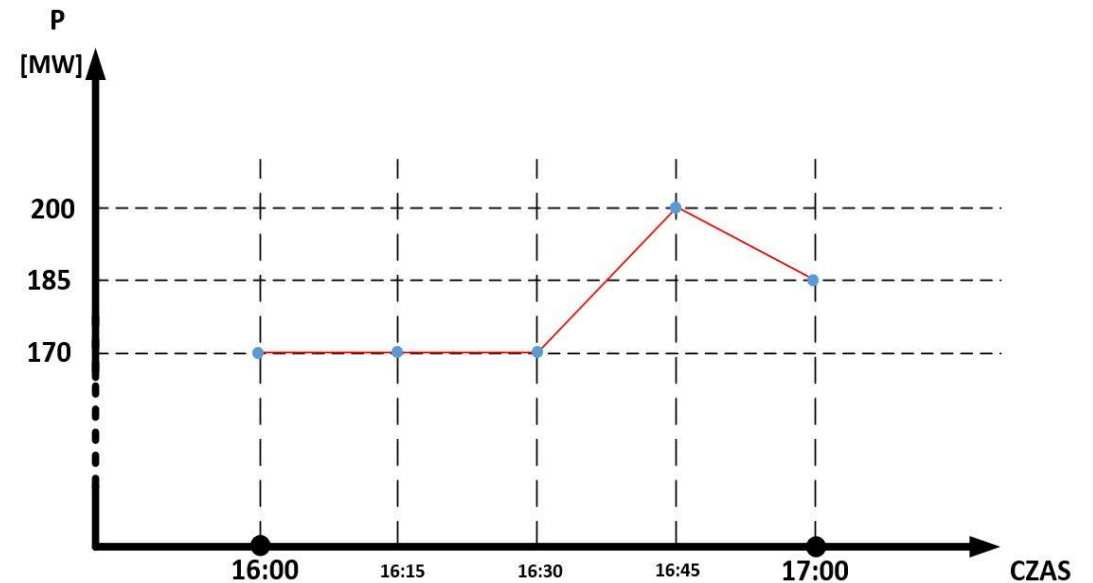


Okres planowania (1/2)

Bieżący plan koordynacyjny (RealTime) – dotyczy 5 minutowych okresów planowania, przy czym wartości obciążenia (BPP) są wyznaczane dla punktu będącego końcem tego okresu



W przypadku nieotrzymania Bieżącego planu koordynacyjnego (RealTime) jednostka powinna realizować obciążenia 5 minutowe wyznaczone na podstawie ostatnio otrzymanego planu IntraDay, przy założeniu liniowego przejścia pomiędzy kolejnymi wartościami 15 minutowych obciążeń z tego planu





Okres planowania (2/2)

1. Przełączanie pomiędzy planami RealTime i IntraDay (5 min => 15 min) :

- w sytuacji awaryjnej na polecenie Dyspozytora KDM
- w przypadku nieotrzymania planu 5 minutowego (RealTime)

Przełączanie powinno być realizowane niezwłocznie.

2. Testy odbiorowe regulacji będą wykonywane dla 5 minutowego okresu planowania zadanej mocy bazowej (BPP).





Znaczenie wielkości przesyłanych w planie pracy (1/2)

Realizacja grafików pracy otrzymywanych od OSP:

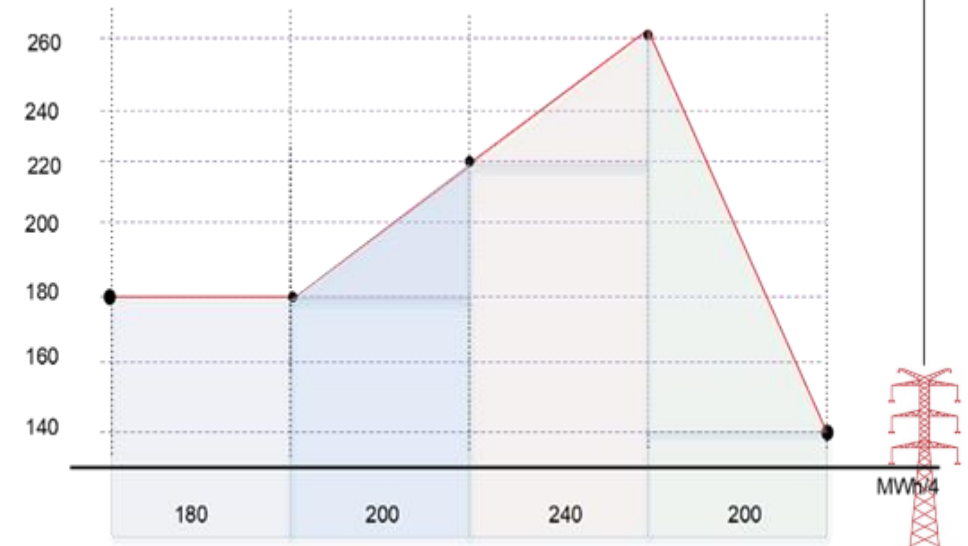
- obecne rozwiązanie: polecenie utrzymywania średniej mocy w okresie 15 minut
- nowe rozwiązanie: polecenie pracy z zadaną mocą w zadanym punkcie czasowym

	8:15	8:30	8:45	9:00
Stan	PN	PN	PN	PN
Typ ubytku				
Pierwotna w górę				
Pierwotna w dół				
Wtórna w górę				
Wtórna w dół				
Zakres regulacji W w górę	+7	+11	0	+3
Zakres regulacji W w dół	-5	-11	0	-2
P dysp	260	260	275	275
P obc	180	220	260	140
P min	130	130	130	130

Znacznik w planie	Aktualne zasady	Nowe zasady dla 15 minutowego okresu planowania
8:15 – 180 MW 8:30 - 220 MW	Od godziny 8:15:01 do 8:30:00 jednostka będzie realizować średnie obciążenie w wysokości 220 MW	<ul style="list-style-type: none"> • O godz. 8:30 jednostka powinna mieć obciążenie w wysokości 180 MW • Od godziny 8:15:01 do 8:30:00 jednostka będzie wykonywać zmianę obciążenia ze 180 MW na 220 MW, liniowo, z gradientem wypadkowym 40 MW/15 min, tj. 2,67 MW/min

Sposób realizacji

Grafik jednostki

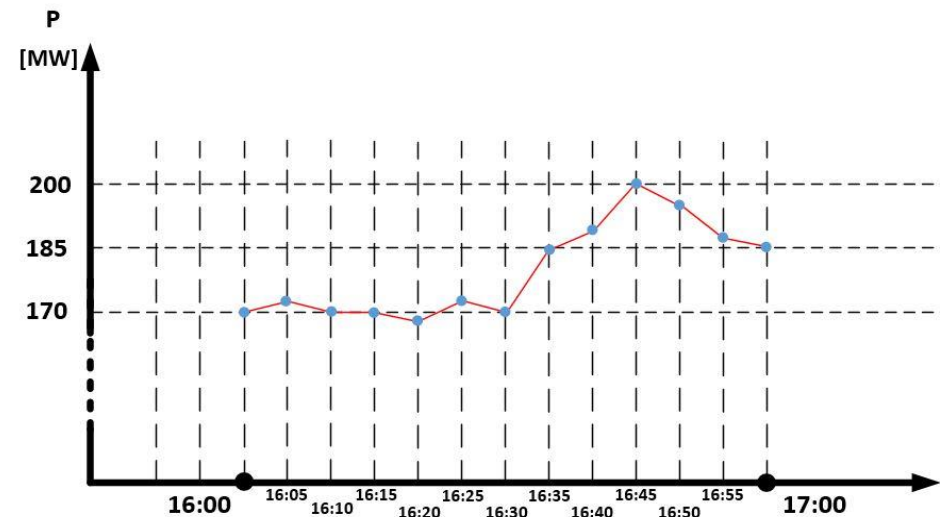
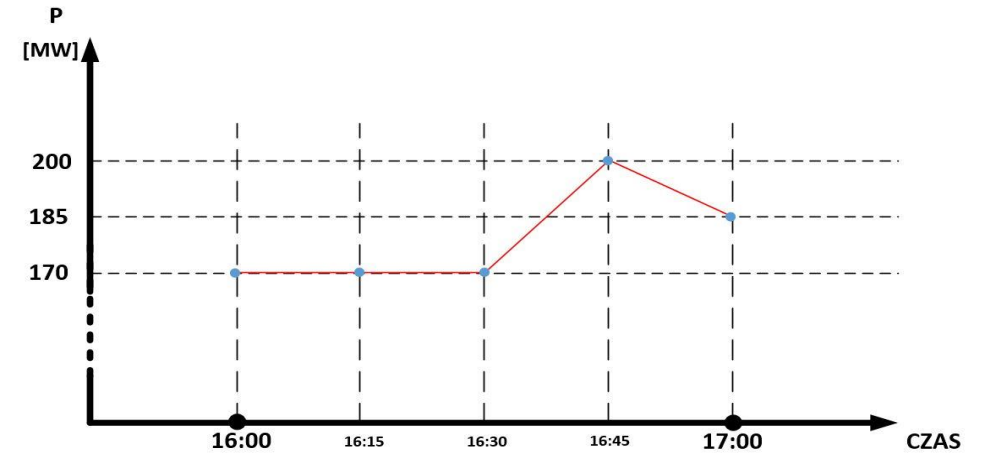
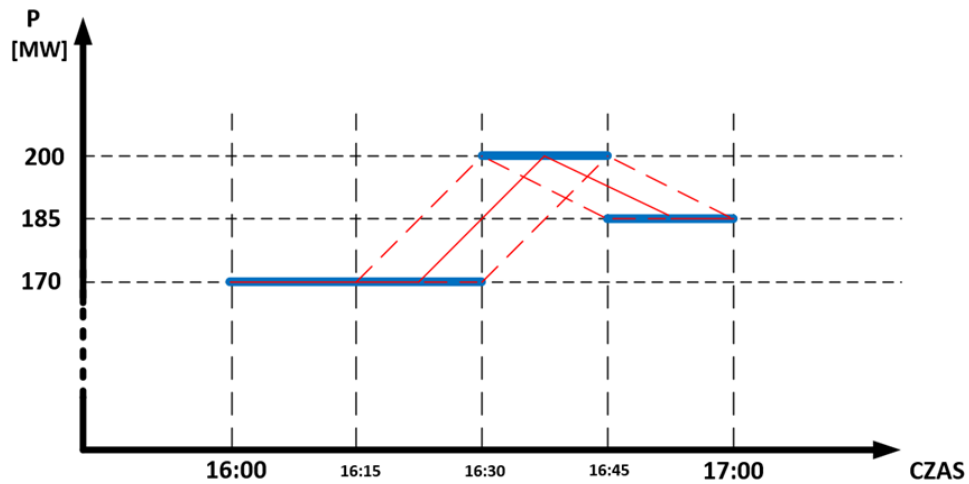




Znaczenie wielkości przesyłanych w planie pracy (2/2)

Realizacja zmian BPP:

- liniowa funkcja przejścia,
- gradient wypadkowy [MW/min] – odpowiedni do wielkości skoku pomiędzy kolejnymi okresami planowania





Gradient wypadkowy vs gradient maksymalny:

- gradient maksymalny realizacji zmian obciążenia bazowego (BPP) jednostki wytwórczej jest deklaracją Wytwórcy,
- grafiki pracy dla jednostki wytwórczej przygotowuje Wytwórca zapewniając, aby były one realizowalne, tj. kolejne punkty grafiku pracy (BPP) w planie pracy muszą uwzględniać możliwość ich realizacji w szczególności ze względu na możliwy do uzyskania gradient,
- OSP korygując w procesie bilansowania, na podstawie ofert bilansujących, grafik pracy jednostki wytwórczej będzie zapewniać dotrzymanie dla kolejnych wartości BPP warunku:

$$\text{gradient wypadkowy} \leq \text{gradient maksymalny}$$





Interpretacja wielkości BPP (2/2)

Realizacja zmian mocy bazowej (BPP)

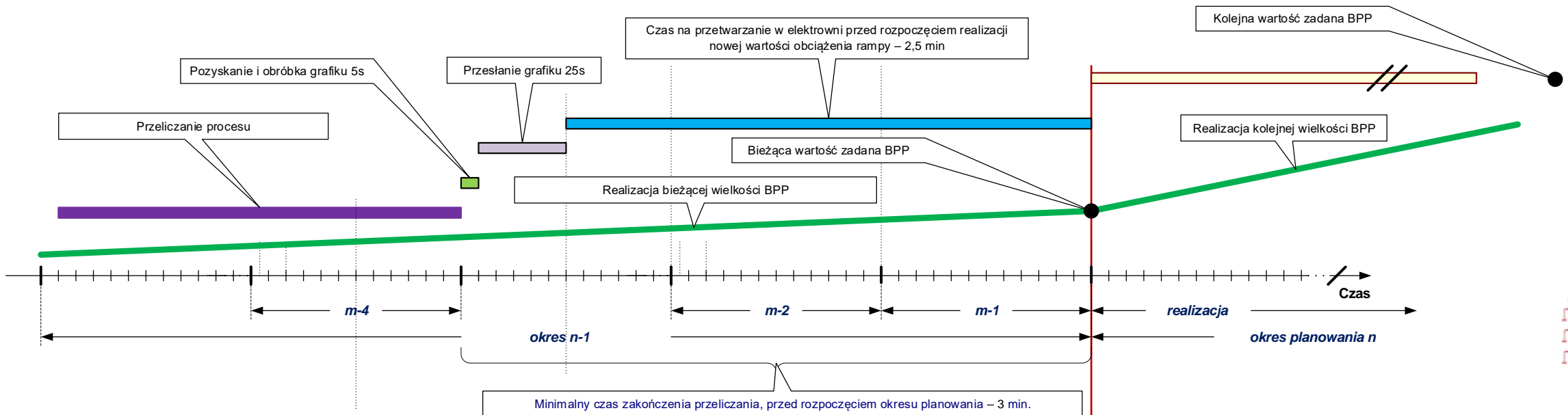
- sposób wyznaczania energii dla potrzeb rozliczeń – oparty na założeniu liniowego przejścia między kolejnymi wielkościami BPP, tzn. energia elektryczna dla danego 5 minutowego okresu będzie wyznaczana przy założeniu liniowego przejścia pomiędzy dwiema sąsiednimi wartościami BPP
- sposób realizacji mocy bazowej – niezależny od sposobu prowadzenia jednostki wytwórczej (np. wiodący kocioł, wiodąca turbina)
- sposób wdrożenia liniowej funkcji przejścia pozostaje w gestii Wytwórcy; przykładowo może być to zrealizowane:
 - na serwerach WL LFC,
 - w automatyce blokowej JWCD,
 - na serwerach WL LFC oraz w automatyce blokowej JWCD
- za osiągnięcie odpowiedniego poziomu mocy w danym punkcie w czasie, tj. dotrzymanie dyscypliny ruchowej, odpowiedzialny jest Wytwórca; Wytwórca ponosi konsekwencje rozliczeniowe odchyłań





Czas wyprzedzenia przesłanych obciążeń bazowych BPP

- Obecne rozwiązanie: nie mniej niż 15 minut przed rozpoczęciem okresu obowiązywania (15 minutowego)
- Nowe rozwiązanie: nie mniej niż 2,5 minuty przed rozpoczęciem okresu obowiązywania (5 minutowego)





Zakres zmian:

- **rozdzielenie regulacji pierwotnej na osobne tryby pracy „w górę” i „w dół”** – regulacja „w górę” oznacza zwiększanie mocy w stosunku do mocy bazowej, natomiast regulacja „w dół” oznacza redukcję mocy w stosunku do mocy bazowej
- usunięcie w układach regulacji ograniczników maksymalnych dopuszczalnych wartości BPP dla pracy z załączoną regulacją pierwotną

Możliwe stany pracy regulacji pierwotnej:

- włączona regulacja pierwotna „w górę”,
- włączona regulacja pierwotna „w dół”,
- włączona regulacja pierwotna „w górę” i „w dół”.

Zakres regulacji pierwotnej będący przedmiotem odbioru technicznego powinien wynosić $\pm 5\%$ mocy maksymalnej bloku.





Regulacja pierwotna (2/2)

Strefa martwa:

- zakres nastaw: 0 - 500 mHz
- odrębne nastawy dla regulacji „w górę” i „w dół”

Nastawy strefy martwej zgodne z obecnie obowiązującymi wytycznymi, tj.:

- przy załączonej regulacji w górę – strefa martwa 0 mHz, dopuszcza się nastawę -10 mHz,
- przy wyłączonej regulacji w górę – strefa martwa -300 mHz,
- przy załączonej regulacji w dół – strefa martwa 0 mHz, dopuszcza się nastawę +10 mHz,
- przy wyłączonej regulacji w dół – strefa martwa +300 mHz.

W przypadku jednoczesnego załączenia lub wyłączenia regulacji w obu kierunkach domyślnymi wielkościami są:

- przy załączonej regulacji w górę i w dół – strefa +10 mHz i -10 mHz,
- przy wyłączonej regulacji w górę i w dół – strefa +300 mHz i -300 mHz.

Zakres regulacji pierwotnej, jak dotychczas, będzie parametrem stałym i nie będzie podlegał zmianom w procesie planowania dobowego.

Wymagania w zakresie aktywacji regulacji pierwotnej (czas reakcji, czas wymaganej odpowiedzi, nieczułość, itp.) pozostają bez zmian.





Regulacja wtórna (1/2)

Zakres zmian:

- **rozdzielenie regulacji wtórnej na osobne tryby pracy „w górę” i „w dół”** – regulacja „w górę” oznacza zwiększanie mocy w stosunku do mocy bazowej, natomiast regulacja „w dół” oznacza redukcję mocy w stosunku do mocy bazowej,
- odejście od stałych zakresów regulacji wtórnej,
- usunięcie w układach regulacji ograniczników maksymalnych dopuszczalnych wartości BPP dla pracy z załączoną regulacją wtórną.

Możliwe stany pracy regulacji wtórnej:

- włączona regulacja wtórna „w górę”,
- włączona regulacja wtórna „w dół”,
- włączona regulacja wtórna „w górę” i „w dół”.

Zakres regulacji wtórnej będący przedmiotem odbioru technicznego nie może być mniejszy niż $\pm 5\%$ mocy maksymalnej bloku.





Odejście od stałych zakresów regulacji wtórnej

- Możliwość zmniejszenia zakresu regulacji w stosunku do wielkości zakresu maksymalnego (P_{wmax}) w planowaniu dobowym,
- Zakres maksymalny (P_{w_max}) potwierdzany w ramach testów odbiorowych,
- Zakres regulacji (P_{w_zakres}) w danym okresie wynosi:
 - pracy regulacji w górę - zakres nastaw wynosi $\langle 0, +P_{w_max} \rangle$,
 - pracy regulacji w dół - zakres nastaw wynosi $\langle -P_{w_max}, 0 \rangle$.

Wielkość przyjętego zakresu regulacji będzie przekazywana poprzez system LFC oraz SOWE, w ramach planu koordynacyjnego (IntraDay).





Aktywacja regulacji z RC LFC:

- Z właściwości Regulatora Centralnego wynika, że wielkość mocy zadanej dla jednostki wytwórczej w torze regulacji wtórnej (Pw_zadane) może przyjmować wartość albo dodatnią albo ujemną – nie jest możliwe otrzymanie jednoczesne wysłanie polecenia pracy w górę i w dół. Dlatego (jak obecnie) pozostaje jeden sygnał aktywacji mocy w torze regulacji wtórnej (Pw_zadane).
- Wielkość mocy zadanej w torze regulacji wtórnej (Pw_zadane) będzie przyjmować:
 - przy pracy regulacji w górę: wartości z zakresu $\langle 0, +Pw_zakres \rangle$,
 - przy pracy regulacji w dół: wartości z zakresu $\langle -Pw_zakres, 0 \rangle$,

Wymagania w zakresie aktywacji regulacji wtórnej (czas reakcji, gradient zmian w torze regulacji wtórnej, nieczułość, itp) pozostają bez zmian.



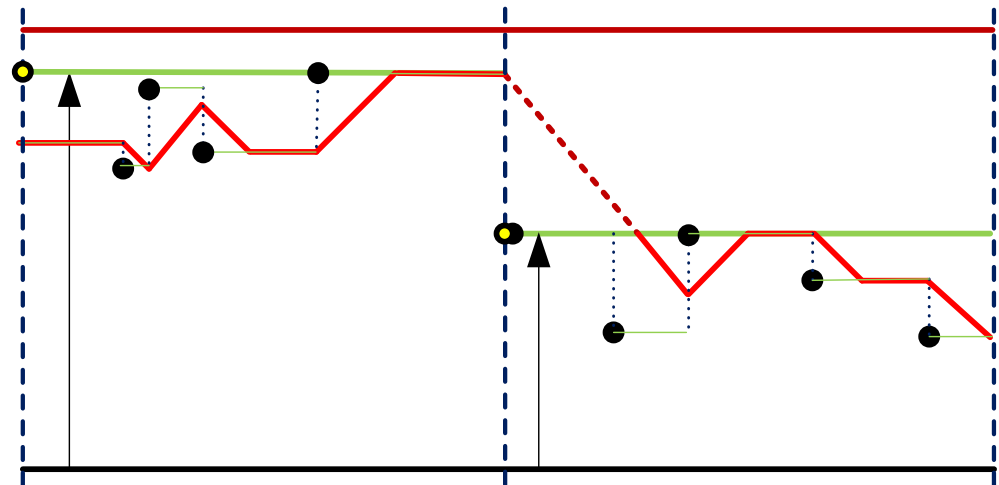


Sposób realizacji zmiany zakresu regulacji wtórnej (Pw_zakres)

Planowanie regulacji wtórnej będzie odbywać się dla okresów 15 minutowych, w związku z tym zmiany zakresu nie będą występować częściej niż co 15 min.

Informacja o planowanym zakresie regulacji wtórnej (Pw_zakres) będzie określana w planach (IntraDay).

Wymagana wielkość zakresu będzie przesyłana sterowaniem z RC LFC (Pw_zakres_cmd).



- PW_cmd
- PW_zakres_cmd
- PW_max
- PW_zakres
- PW





Pozyskanie i wykorzystanie regulacji wtórnej

Pozyskiwanie regulacji wtórnej (zdolności) – każdy OSP z osobna pozyskuje odpowiedni zakres regulacji wtórnej, zgodnie z wymaganiami SO GL.

Aktywacja regulacji wtórnej – z Platformy PICASSO* jako korekta zadania RC LFC. Poziom aktywowanej mocy automatycznej regulacji wtórnej nie wynika wyłącznie z potrzeb bilansowych PSE, ale całego obszaru synchronicznego, przy wykorzystaniu mechanizmu optymalizacji kosztowej. Z punktu widzenia jednostki wytwórczej nie będzie zmian w sterowaniu z RC LFC – moc w torze regulacji będzie przesłana do jednostki wytwórczej tak jak obecnie.

* PICASSO - europejska platforma do aktywacji automatycznej regulacji wtórnej (aFRR) w oparciu o kryteria ekonomiczne w celu optymalizacji kosztów wykorzystywania automatycznej regulacji wtórnej.

Wymagania techniczne w zakresie regulacji wtórnej – określone w rozporządzeniu ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (SO GL) - artykuły 157 – 159 (Określanie wielkości FRR; Minimalne wymogi techniczne dotyczące FRR; Proces kwalifikacji wstępnej FRR)

Wymagania w zakresie aktywacji regulacji wtórnej określone w rozporządzeniu ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania EB GL

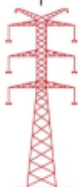
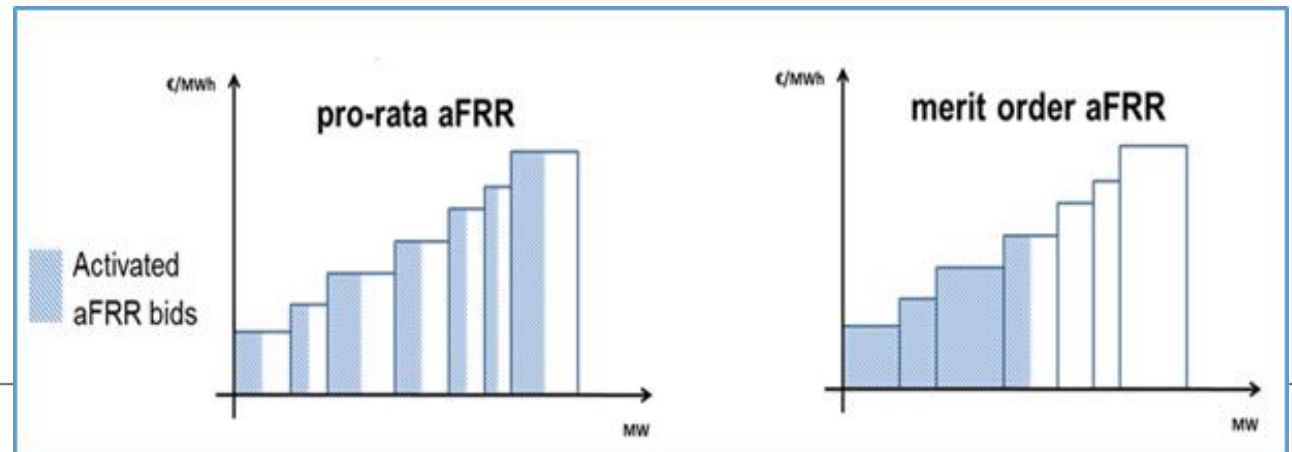
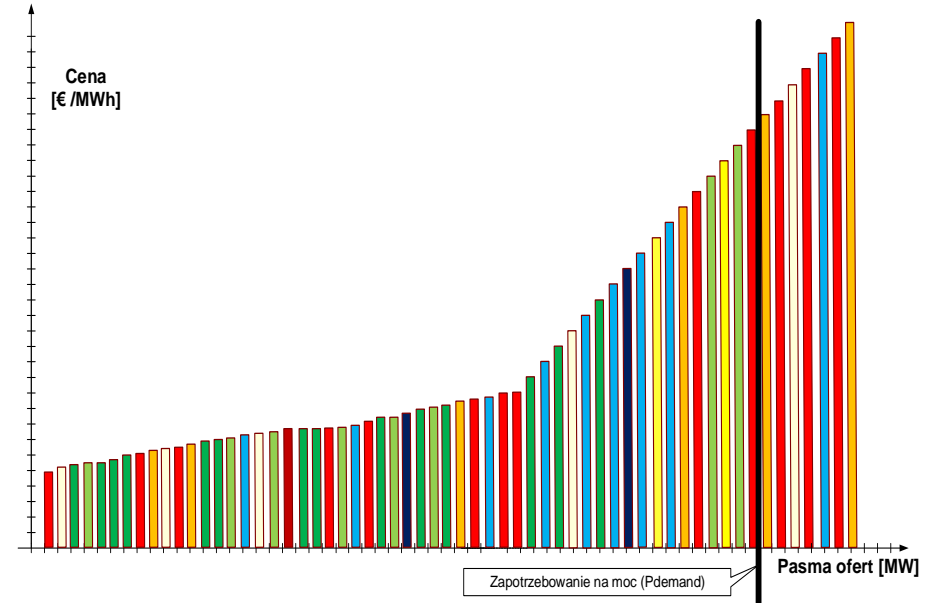
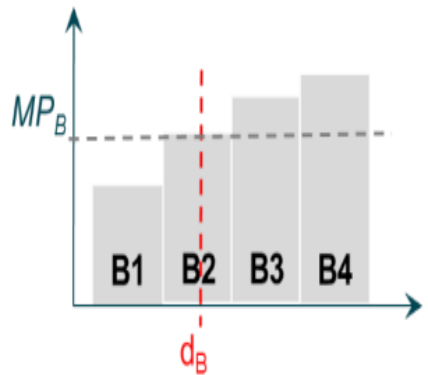
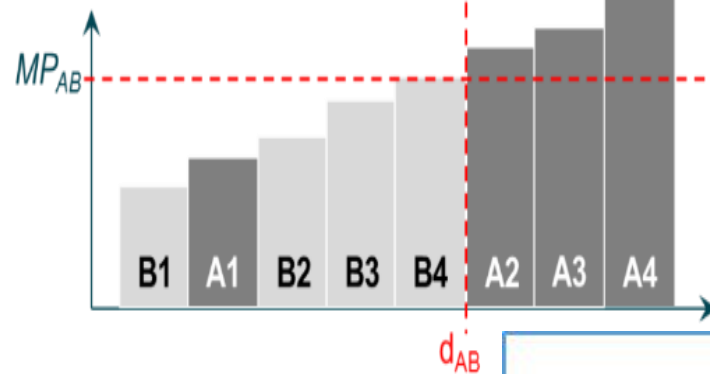
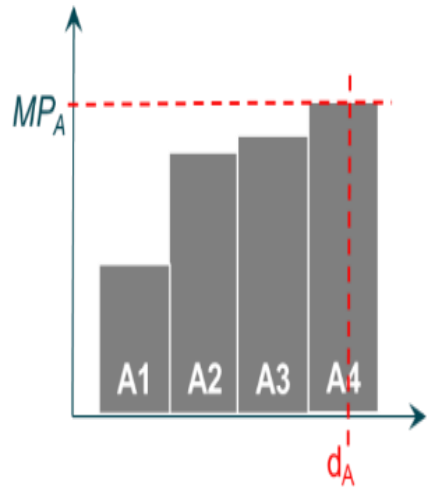
- Artykuł 21 Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną





Platforma PICASSO

Platforma PICASSO będzie aktywować regulację wtórną zgodnie z kryterium kosztowym, tj. najpierw aktywowane będą najtańsze oferty, stopniowo coraz droższe, aż do zapewnienia odpowiedniej mocy w celu zbilansowania systemu.





Usunięcie w układach regulacji ograniczników maksymalnych dopuszczalnych wartości BPP dla pracy z załączoną regulacją pierwotną i wtórną

- Odejście od wyznaczania stałych wartości minimalnych i maksymalnych BPP (ograniczników BPPmin, BPPmax) dla poszczególnych znaczników regulacji.
- W porównaniu do obecnych rozwiązań powinno nastąpić usunięcie w układach regulacji ograniczników maksymalnych dopuszczalnych wartości BPP. Dopuszcza się pozostawienie ograniczeń wynikających z przyjętych wartości mocy minimalnej i mocy maksymalnej.
- Mechanizm wyznaczania obciążeń bazowych (BPP) będzie uwzględniał po stronie systemów OSP uwarunkowania wynikające z realizacji BPP i poleceń regulacyjnych – moce bazowe będą wyznaczane w taki sposób, aby przyjęty zakres regulacji był realizowalny.





Pasma regulacji

Odejście od zawężania pasma regulacji do 7,5% Pos, przy pracy z jednocześnie załączoną regulacją pierwotną (5% Pos) i wtórną (5% Pos)

Obecne rozwiązanie: przy dolnej i górnej granicy pasma regulacyjnego, tj. minimum technicznym (P_{min}) i mocy osiągalnej (P_{os}), podczas jednocześnie załączonej regulacji pierwotnej i wtórnej sumaryczny zakres regulacji był ograniczany do 7,5% mocy osiągalnej (P_{os}).

Nowe rozwiązanie: podczas jednocześnie załączonej regulacji pierwotnej i wtórnej, niezależnie od poziomu obciążenia bazowego sumaryczny zakres regulacji będzie sumą arytmetyczną zakresów regulacji pierwotnej i wtórnej.

Zostanie to uwzględnione w systemach OSP w procesie wyznaczania wartości BPP, w celu nieprzekraczania wartości maksymalnych.





Monitorowanie

Obecnie funkcjonujący system SMPP/LFC będzie dostosowany do przedstawionych powyżej zmian.

W związku z tym zaktualizowany zostanie dokument „Wymogi wobec JWCD na potrzeby wdrażania systemu LFC”, opublikowany na stronie www.pse.pl.

- obecnie wymieniane informacje w RC LFC zostaną utrzymane, w tym Pbrutto,
- zostaną dodane dodatkowe zmienne, wynikające z wprowadzanych zmian, w szczególności rozdzielenia pasm





Zmiany w zakresie monitorowania

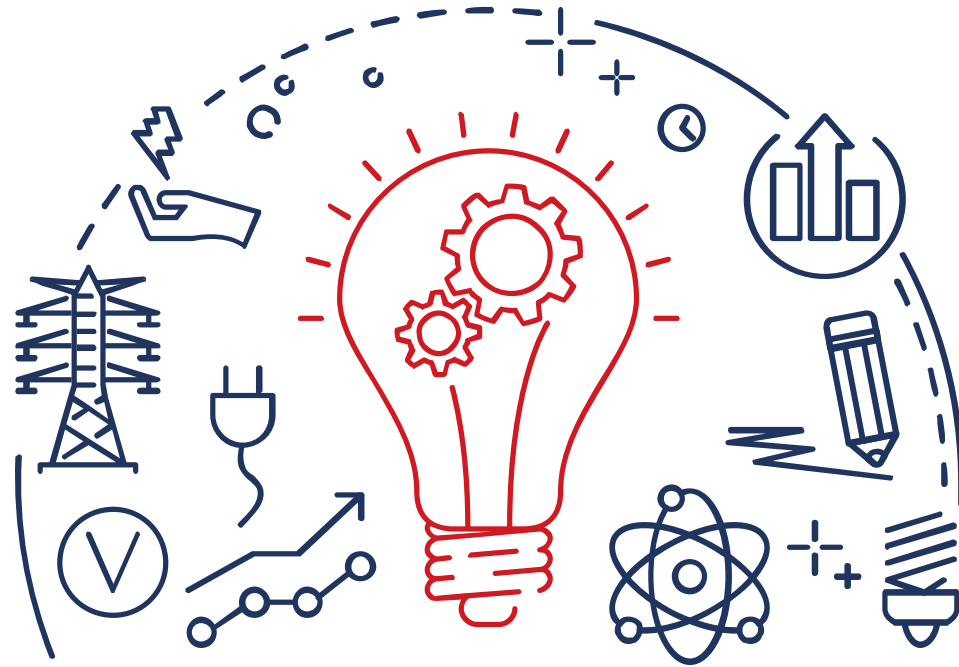
Nowe sygnały do sterowania i monitorowania:

- moc wyjściowa bloku netto (Pnetto)
- stan regulacji pierwotnej „w górę” (RPup), „w dół” (RPdown)
- stan regulacji wtórnej „w górę” (RWup), „w dół” (RWdown),
- zadany zakres regulacji wtórnej „w górę” (Pw_zakres_up), „w dół” (Pw_zakres_down),
- statyzm regulacji pierwotnej (droop),
- strefa martwa regulacji pierwotnej (deadband), odrębnie „w górę” i „w dół”,

Zmiany sygnałów do monitorowania:

- zmiana statusu sygnału „stan pracy bloku” (Tpbl) w zakresie:
 - praca regulacyjna (Tpbl=4) – praca regulacyjna w pełni automatyczna, zgodnie ze sterowaniem przez PSE
 - praca nieregulacyjna (Tpbl=5) – każdy stan inny niż „praca regulacyjna” (postój, praca na rękę, zaniżenie, uruchomienie, przeciążenie, inna...) lub niedostępne sterowanie przez PSE w przypadku, gdy blok nie przyjmuje lub nie realizuje automatycznie poleceń PSE,
 - usunięte zostaną stany: sumaryczny stan PPW i R(O)P Tpbl=3 oraz stan „praca normalna” Tpbl=0
 - stany PPW (Tpbl=2) i R(O)P (Tpbl=1) pozostają bez zmian.





Przedstawienie uwag otrzymanych w procesie konsultacji Dokumentu





Omówienie uwag ze strony elektrowni – bloki tematyczne (1)

1. Rekompensata poniesionych kosztów dostosowania do nowych wymagań, w tym poprzez dodatkowe usługi regulacyjne

Koszty dostosowania do nowych wymagań powinny być uwzględnione przez Wytwórcę w ofertach na świadczenie usług systemowych, w ramach rynkowego mechanizmu pozyskiwania usług systemowych. Katalog usług systemowych nabywanych przez OSP wynika z Kodeksu Sieci Guideline on Electricity Balancing (EBGL) oraz pakietu regulacji Clean Energy Package (CEP), który przewiduje m.in. odrębne pozyskiwanie dodatnich i ujemnych rezerw regulacyjnych.

2. Brak możliwości dostosowania w terminie do stycznia' 2021 r. ze względu na procedury formalno-inwestycyjne

Wdrożenie nowych wymagań wynika z konieczności uwzględnienia regulacji wynikających z Kodeksów Sieci oraz pakietu regulacji Clean Energy Package (CEP). OSP analizuje możliwość wdrożenia w wybranych obszarach rozwiązań przejściowych, które nie wykluczą jednostek wytwórczych z możliwości świadczenia usług regulacji pierwotnej i wtórnej na rynku krajowym, w przypadku opóźnień w przystosowaniu.





3. Odstępstwa od obowiązku dostosowania do nowych wymagań, w szczególności w zakresie bloków przewidzianych do wycofania z eksploatacji do 2025 r.

Nie przewiduje się udzielenia odstępstw ze względu na m.in. ryzyko braku dostępności odpowiedniej wielkości rezerw regulacyjnych w systemie. OSP analizuje możliwość wdrożenia w wybranych obszarach rozwiązań przejściowych, które nie wykluczą jednostek wytwórczych z możliwości świadczenia usług regulacji pierwotnej i wtórnej na rynku krajowym, w przypadku opóźnień w przystosowaniu.





4. Uwzględnienie wpływu zmienności obciążenia potrzeb własnych bloku w zależności od obciążenia i konfiguracji urządzeń bloku

Moc maksymalna netto jest wielkością deklarowaną przez Wytwórcę. Określona wartość powinna uwzględniać skład i sposób zasilania urządzeń potrzeb własnych.

W przypadku, gdy zmiany w zakresie składu i zasilania urządzeń potrzeb własnych wpłyną na możliwości dotrzymania mocy maksymalnej netto, to powinno zostać to uwzględnione w ramach składanych ofert handlowych oraz w procesie zgłaszania ubytków mocy, zgodnie z zasadami obowiązującymi w tym zakresie.

W odróżnieniu od obecnych rozwiązań, zmiana obciążenia potrzeb własnych jest dodatkowym uchybem dla układu regulacji i może wpłynąć na poprawność procesu regulacji mocy, co może skutkować koniecznością optymalizacji układów automatycznej regulacji bloku.





5. Brak informacji na temat szczegółowych rozstrzygnięć w zakresie planowanych mechanizmów rynkowych uwzględniających proponowane zmiany od strony technicznej

Nowe mechanizmy pozyskiwania rezerw wynikają z Kodeksu Sieci Guideline on Electricity Balancing (EBGL) oraz pakietu regulacji Clean Energy Package (CEP). Kierunkowe propozycje zmian zostaną przedstawione na spotkaniu z udziałem elektrowni, natomiast szczegółowe zasady funkcjonowania nowego rynku będą prezentowane wszystkim interesariuszom na poświęconych temu spotkaniach.

6. Brak szczegółowych rozstrzygnięć w zakresie sposobu implementacji wymaganych zmian po stronie technicznej

Dokument definiuje wymagania funkcjonalne, a ich implementacja może odbyć się w różny sposób, w zależności od indywidualnych rozwiązań technicznych istniejących układów regulacji. Po stronie Wytwórcy leży decyzja w jaki sposób zaimplementować zmiany.





7. Doprecyzowanie przedstawionych warunków i wymagań jakościowych dla regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej (zmiany mocy bazowej BPP) w kontekście wprowadzenia wymaganych zmian

Wszelkie parametry techniczne powinny być określone co do zasady w odniesieniu do maksymalnej mocy netto, co jest zgodne z zapisami Kodeksu Sieci RfG, który wymagania odnosi do wartości określonych w miejscu przyłączenia. Wymagania jakościowe dotyczące regulacji pierwotnej i wtórnej nie ulegają zmianie, za wyjątkiem zmian wskazanych w dokumencie.





8. Procedury i sposób testowania wdrożonych zmian po stronie jednostek wytwórczych

Zaimplementowane zmiany po stronie automatyki blokowej i systemu nadrzędnego nie będą przedmiotem dodatkowych testów odbiorczych. Przewidywane jest podstawowe sprawdzenie zakresu funkcjonalnego wprowadzonych zmian w układach regulacji, bez udziału firmy eksperckiej. Zakłada się, że powyższe sprawdzenie zostanie wykonane w ramach wewnętrznych testów przez służby techniczne elektrowni. Na podstawie wyników tych testów, informacja o poprawności implementacji zmian powinna zostać przesłana do OSP (w formie protokołu ze sprawdzenia).

W zakresie węzłów lokalnych LFC planowane jest przeprowadzenie testów telekomunikacyjnych wraz z sprawdzeniem funkcjonalnym przy udziale przedstawicieli PSE i wykonawcy WL LFC po stronie elektrowni, zgodnie z obowiązującą procedurą odbioru węzłów lokalnych.





9. Uwzględnienie dodatkowych uwarunkowań:

- **Obszary zabronione**
- **Różne gradienty w zależności od pasma obciążenia**
- **Różne gradienty w zależności stanu regulacji pierwotnej lub/i wtórnej**
- **Regulacja grupowa (w ujęciu węzłowym)**

Rozwiązania są przedmiotem analiz pod kątem ich wdrożenia w kolejnych etapach rozwoju rynku usług systemowych





Ramowy harmonogram wprowadzania zmian

1. Publikacja dokumentu dotyczącego zakresu zmian – wrzesień 2019
2. Karta aktualizacji IRiESP z nowymi wymaganiami – styczeń 2020 r., z terminem wejścia w życie wymagań dla elektrowni – 18 grudnia 2020, wynikającym z kodeksu EB GL.
3. Wdrożenie zmian po stronie wytwórców i przeprowadzenie testów telekomunikacyjnych
WC ⇔ WL RC LFC – do 18 grudnia 2020 r.





Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Departament Zarządzania Systemem

