

**Metoda OSP CCR Baltic dotycząca
wyznaczania międzyobszarowych zdolności
przesyłowych dla horyzontów czasowych
bilansowania**

zgodnie z art. 37 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania

Motywy

- (1) W niniejszym dokumencie opisano wspólną metodę dla wszystkich Operatorów Systemów Przesyłowych (zwanymi dalej „OSP”) Regionu Wyznaczania Zdolności Przesyłowych Baltic (zwanego dalej „CCR Baltic”) zdefiniowaną zgodnie z art. 37 ust. 3 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania energii elektrycznej (zwanego dalej „Rozporządzeniem EB”).
- (2) Ta metoda wyznaczania zdolności przesyłowych (zwana dalej „CCM”) uwzględnia ogólne zasady, cele i inne metody określone w Rozporządzeniu EB, Rozporządzeniu Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (zwanym dalej „Rozporządzeniem CACM”), Rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (zwanym dalej „Rozporządzeniem SO”) oraz Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- (3) Celem niniejszej CCM jest koordynacja i harmonizacja wyznaczania zdolności przesyłowych w horyzontach czasowych bilansowania.
- (4) Zgodnie z art. 37 ust. 3 Rozporządzenia EB niniejsza CCM jest zgodna z metodą wyznaczania zdolności przesyłowych stosowaną w zakresie horyzontu czasowego dnia bieżącego dla CCR Baltic, ustanowioną na mocy Rozporządzenia CACM. W związku z tym niniejsza CCM będzie zgodna z zasadami ustanowionymi na mocy Rozporządzenia CACM.
- (5) CCM – bazująca na podstawach CCM dnia bieżącego opisanych w „Metodzie wyznaczania zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych rynku dnia następnego i dnia bieżącego w Regionie Wyznaczania Zdolności Przesyłowych Baltic” – przyczynia się do realizacji ogólnych celów Rozporządzenia EB i Rozporządzenia CACM z korzyścią dla uczestników rynku i końcowych odbiorców energii elektrycznej.
- (6) W CCM wykorzystuje się proces wyznaczania zdolności przesyłowych dla regionu Baltic wdrożony dla horyzontu czasowego dnia bieżącego.
- (7) Należy uwzględnić ograniczenia rampowania dla połączeń międzysystemowych prądu stałego w celu zapewnienia bezpieczeństwa sieci dla wartości CZCL dla każdego MTU oraz zapewnienia zgodności z Rozporządzeniem SO. Ograniczenia rampowania traktuje się jako ograniczenie alokacji w horyzoncie czasowym bilansowania i są one spójne z podejściem przewidzianym w metodzie wyznaczania zdolności przesyłowych dnia bieżącego CCR Baltic. Ograniczenia rampowania mogą być stosowane w dwuletnim okresie przejściowym po wdrożeniu niniejszej metody. Jeśli którykolwiek z OSP CCR Baltic chce stosować ograniczenia rampowania po upływie okresu przejściowego muszą oni złożyć propozycję zmiany niniejszej metody, zawierającą opis technicznych szczegółów wyznaczania ograniczeń rampowania i uzasadnienie potrzeby ich stosowania najpóźniej dwa lata od wdrożenia niniejszej metody. W przypadku, gdyby taka propozycja została złożona, okres przejściowy ulega przedłużeniu do czasu podjęcia decyzji przez organy regulacyjne regionu Baltic (zwane dalej „Baltic CCR NRAs”).

TYTUŁ 1

Przepisy ogólne

Artykuł 1

Przedmiot i zakres stosowania

1. Niniejsza Propozycja jest uznawana za wspólną propozycję Operatorów Systemów Przesyłowych AS Augstsprieguma tikls, Elering AS, Litgrid AB, Fingrid Oyj, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. i Svenska kraftnat (zwanymi dalej „OSP CCR Baltic”) dotyczącą ustanowienia metody wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych bilansowania zgodnie z art. 37 ust. 3 Rozporządzenia EB.
2. Niniejsza CCM określa zdolność wzajemnie połączonych systemów elektroenergetycznych na potrzeby bilansowania między estońskim, łotewskim, litewskim, fińskim, szwedzkim i polskim systemem elektroenergetycznym.
3. Proponowana metoda opisuje zasady wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych bilansowania w sytuacji, gdy kraje bałtyckie są synchronicznie połączone z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej oraz zasady, gdy kraje bałtyckie działają w trybie pracy wydzielonej.
4. Proponowana metoda opisuje wyznaczanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla horyzontu czasowego bilansowania i dla fazy operacyjnej rynku bilansującego oraz dla zdolności publikowanych ex post.
5. Niniejsza CCM jest wykorzystywana przez OSP CCR Baltic do określania wartości, które mają być przekazywane na europejskie platformy wymiany energii bilansującej MARI i PICASSO we współpracy z Modułem Zarządzania Zdolnościami Przesyłowymi (zwanym dalej „CMM”).

Artykuł 2

Definicje i interpretacja

1. Międzyobszarowe zdolności przesyłowe dla horyzontów czasowych bilansowania na potrzeby wymiany energii bilansującej lub prowadzenia procesu kompensowania niezbilansowań wyznacza się w sposób ułatwiający osiągnięcie następujących celów:
 - (a) maksymalizację zdolności przesyłowych dostępnych dla rynku bilansującego przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa pracy wzajemnie połączonych systemów elektroenergetycznych;
 - (b) uzyskiwanie wyników w sposób przejrzysty i powtarzalny;
 - (c) unikanie zakłóceń na rynku.
2. Definicje stosowane w dokumencie:
 - (a) AAC – wcześniej zaalokowane zdolności przesyłowe stanowią całkowitą ilość alokowanych praw przesyłowych;
 - (b) AC – prąd przemienny;
 - (c) aFRR – rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną;
 - (d) ATC – dostępna zdolność przesyłowa;

- (e) Platformy wymiany energii bilansującej – termin odnoszący się do platform MARI i PICASSO;
 - (f) Horyzont czasowy bilansowania – horyzont czasowy po czasie zamknięcia bramki dnia bieżącego;
 - (g) „Bałtyccy OSP” – AS „Augstsprieguma tikls”, Litgrid AB, Elering AS;
 - (h) CC – wyznaczenie zdolności przesyłowych;
 - (i) CZCA – zaalokowane międzyobszarowe zdolności przesyłowe to zdolności przesyłowe zaalokowane do współdzielenia lub wymiany mocy bilansującej między dwoma lub większą liczbą obszarów dla poszczególnych procesów (mFRR, aFRR) i kierunków;
 - (j) CZCL – limit międzyobszarowych zdolności przesyłowych jest limitem wymiany energii bilansującej na granicy bilansowania lub na zbiorze granic bilansowania (pomiędzy obszarami);
 - (k) CESA – obszar synchroniczny Europy kontynentalnej;
 - (l) DA – dzień następny;
 - (m) DC – prąd stały;
 - (n) ID – dzień bieżący;
 - (o) MARI – Inicjatywa na rzecz rezerw aktywowanych w trybie ręcznym (MARI) jest europejskim projektem wdrożeniowym dotyczącym utworzenia europejskiej platformy mFRR;
 - (p) LT – długoterminowy;
 - (q) mFRR – rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną;
 - (r) MTU – podstawowy okres handlowy;
 - (s) Limit salda – ograniczenie całkowitego importu do obszaru lub całkowitego eksportu z obszaru. Dotyczy wyłącznie obszarów grafikowych i zagregowanych;
 - (t) NTC – zdolność przesyłowa netto wyznaczonych połączeń międzysystemowych jest maksymalną zdolnością handlową, która jest dozwolona w międzysystemowych połączeniach przesyłowych zgodnych ze standardami bezpieczeństwa pracy oraz uwzględniających niepewności techniczne dotyczące planowanych warunków sieciowych dla każdego OSP;
 - (u) PICASSO – Platforma międzynarodowej koordynacji automatycznej odbudowy częstotliwości i stabilnej pracy systemu (PICASSO) jest projektem wdrożeniowym mającym na celu ustanowienie europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR);
 - (v) PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
 - (w) TFEU – Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej;
 - (x) Przepływy XB – stanowią dodatkowe planowane przepływy międzysystemowe wynikające z aktywacji ofert bilansujących i/lub procesu kompensowania niezbilansowań na platformach wymiany energii bilansującej.
3. W niniejszej CCM, o ile z kontekstu nie wynika inaczej:
- (a) liczba pojedyncza obejmuje również liczbę mnogą i odwrotnie;
 - (b) spis treści i nagłówki dodaje się wyłącznie dla wygody i nie mają one wpływu na interpretację niniejszej metody;
 - (c) wszelkie odniesienia do ustawodawstwa, rozporządzeń, dyrektyw, zarządzeń, instrumentów, kodeksów i wszelkich innych aktów prawnych uwzględniają wszelkie modyfikacje, rozszerzenia lub ponowne wprowadzenie w życie obowiązującego dokumentu;
 - (d) wszystkie odniesienia do artykułu bez wskazania dokumentu oznaczają odniesienia do niniejszej metody.

TYTUŁ 2

Wyznaczanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych bilansowania

Artykuł 3

Opis matematyczny

1. Każdy OSP przekazuje dane NTC, AAC (długoterminowe, dnia następnego i dnia bieżącego) oraz CZCA do platformy CMM.
2. Dodatkowo, w stosownych przypadkach, OSP wyznacza wartości limitów salda zgodnie z niniejszą metodą i przekazuje je na platformę CMM.
3. Poniższe równania zawsze uwzględniają perspektywę obliczeniową obszaru regulacyjnego, aby odzwierciedlić kierunek zdolności przesyłowych, z którego obszaru zdolność jest zapewniana. OSP posiadający wspólną granicę będą mieli przeciwny kierunek importu i eksportu, aby odzwierciedlić możliwy kierunek przepływu na granicy międzysystemowej (np. kierunek importu dla OSP 1 będzie odzwierciedlał kierunek eksportu OSP 2).
4. Dla wszystkich połączeń międzysystemowych obszaru Baltic należy stosować wspólne wyznaczanie limitów międzyobszarowych zdolności przesyłowych opisane w niniejszym rozdziale. Limity międzyobszarowych zdolności przesyłowych należy wyznaczać oddzielnie dla każdego połączenia międzysystemowego przy użyciu odpowiednich wartości dla każdego połączenia międzysystemowego. Limity międzyobszarowe zdolności przesyłowych należy wyznaczać na podstawie:
 - (a) sumy wcześniej zaalokowanych zdolności przesyłowych po rynkach długoterminowym, dnia następnego i dnia bieżącego;
 - (b) CZCA odpowiednio dla każdego procesu i kierunku (mFRR i aFRR);
 - (c) przepływów międzysystemowych wynikających z aktywacji mFRR i aFRR na platformach wymiany energii bilansującej.
5. OSP stosuje ograniczenia alokacji w przypadku modelu centralnego dysponowania w celu zapewnienia wymaganego poziomu rezerwy operacyjnej na bilansowanie (dalej: ograniczenia bilansowania). Ograniczenia bilansowania zależą od przewidywanej sytuacji bilansowania i są dwukierunkowe, z niezależnymi wartościami dla każdego MTU i oddzielnie w kierunkach importu i eksportu. Dotyczy to PSE dla wszystkich MTU. Szczegóły dotyczące wykorzystania i metody obliczania ograniczeń alokacji opisanej w niniejszym artykule określono w Załączniku nr 1. Ograniczenia alokacji mogą być stosowane w dwuletnim okresie przejściowym po wdrożeniu niniejszej metody. Jeśli którykolwiek z OSP CCR Baltic chce stosować ograniczenia alokacji po upływie okresu przejściowego muszą oni złożyć propozycję zmiany niniejszej metody, zawierającą opis technicznych szczegółów wyznaczania ograniczeń alokacji i uzasadnienie potrzeby ich stosowania najpóźniej dwa lata od wdrożenia niniejszej metody. W przypadku, gdyby taka propozycja została złożona, okres przejściowy ulega przedłużeniu do czasu podjęcia decyzji przez Baltic CCR NRAs.
6. OSP może zaprzestać stosowania ograniczenia alokacji opisanego powyżej. Odnośny OSP informuje o tej zmianie Baltic CCR NRAs i uczestników rynku co najmniej miesiąc przed jej wdrożeniem.
7. CZCL dla aktywacji mFRR w MARI dla kierunków importu i eksportu należy wyznaczyć w następujący sposób:

$$CZCL_{MARI_{imp,from-to}} = NTC_{imp,from-to} - \sum AAC_{(LT+DA+ID)_{imp,from-to}} + \sum AAC_{(LT+DA+ID)_{exp,from-to}} - XBflow_{MARI_{imp,from-to}} + XBflow_{MARI_{exp,from-to}} - CZCA_{PICASSO_{imp,from-to}}$$

$$\begin{aligned}
CZCL_{MARI_exp,from-to} &= NTC_{exp,from-to} - \sum AAC_{(LT+DA+ID)exp,from-to} + \\
&\sum AAC_{(LT+DA+ID)imp,from-to} - XBflow_{MARIexp,from-to} + XBflow_{MARIimp,from-to} - \\
&CZCA_{PICASSO_exp,from-to}
\end{aligned}$$

Gdzie:

$NTC_{imp,from-to}$ - zdolność przesyłowa netto dla kierunku importu (ostatnia skoordynowana między OSP w horyzoncie czasowym ID);

$NTC_{exp,from-to}$ – zdolność przesyłowa netto dla kierunku eksportu (ostatnia skoordynowana między OSP w horyzoncie czasowym ID);

$\sum AAC_{(LT+DA+ID)imp,from-to}$ – wcześniej zaalokowane zdolności przesyłowe po ostatnich danych z rynków LT, DA i ID dla kierunku importu;

$\sum AAC_{(LT+DA+ID)exp,from-to}$ – wcześniej zaalokowane zdolności przesyłowe po ostatnich danych z rynków LT, DA i ID dla kierunku eksportu;

$XBflows_{MARIimp,from-to}$ – przepływ międzysystemowy wynikający z aktywacji mFRR w MARI dla kierunku importu;

$XBflows_{MARIexp,from-to}$ – przepływ międzysystemowy wynikający z aktywacji mFRR w MARI dla kierunku eksportu;

$CZCA_{PICASSO_imp,from-to}$ – zaalokowane zdolności przesyłowe dla usług aFRR w kierunku importu;

$CZCA_{PICASSO_exp,from-to}$ – zaalokowane zdolności przesyłowe dla usług aFRR w kierunku eksportu.

8. CZCL dla mFRR dla niektórych połączeń transgranicznych i kierunków uwzględniają NTC dla danego MTU, wcześniej zaalokowane zdolności przesyłowe na rynkach LT, DA i ID oraz CZCA w tym samym kierunku na potrzeby wymiany i współdzielenia aFRR. CZCL dla mFRR aktualizowane są za każdym razem, gdy na platformie MARI ma miejsce nowa aktywacja transgraniczna mFRR. Dodatkowe aktywacje mFRR dla MARI zmniejszają lub zwiększają CZCL dla mFRR w zależności od kierunku. CZCA dla mFRR są już uwzględnione w NTC, ponieważ procesy DA i ID nie mogą przydzielać międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla mFRR.
9. CZCL dla aktywacji aFRR w PICASSO dla kierunków importu i eksportu należy obliczyć w następujący sposób:

$$\begin{aligned}
CZCL_{PICASSO_imp,from-to} &= NTC_{imp,from-to} - \sum AAC_{(LT+DA+ID)imp,from-to} + \\
&\sum AAC_{(LT+DA+ID)exp,from-to} - XBflow_{MARIimp,from-to} + \\
&XBflow_{MARIexp,from-to} - XBflow_{PICASSOimp,from-to} + \\
&XBflow_{PICASSOexp,from-to}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
CZCL_{PICASSO_exp,from-to} &= NTC_{exp,from-to} - \sum AAC_{(LT+DA+ID)exp,from-to} + \\
&\sum AAC_{(LT+DA+ID)imp,from-to} - XBflow_{MARIexp,from-to} + \\
&XBflow_{MARIimp,from-to} - XBflow_{PICASSOexp,from-to} + \\
&XBflow_{PICASSOimp,from-to}
\end{aligned}$$

Gdzie:

$XBflow_{PICASSO_{imp,from-to}}$ – przepływ międzysystemowy wynikający z aktywacji aFRR w PICASSO na określonym połączeniu międzysystemowym w kierunku importu;

$XBflow_{PICASSO_{exp,from-to}}$ – przepływ międzysystemowy wynikający z aktywacji aFRR w PICASSO na określonym połączeniu międzysystemowym w kierunku eksportu.

10. CZCL dla aFRR dla niektórych połączeń transgranicznych i kierunków uwzględniają NTC dla danego MTU, wcześniej zaalokowane zdolności przesyłowe na rynkach LT, DA i ID. CZCL dla aFRR aktualizowane są za każdym razem, gdy na platformie MARI ma miejsce nowa aktywacja transgraniczna mFRR lub gdy na platformie PICASSO ma miejsce nowa aktywacja transgraniczna aFRR. Dodatkowe aktywacje aFRR lub mFRR na platformach bilansowania zmniejszają lub zwiększają CZCL dla aFRR w zależności od kierunku. CZCA dla aFRR są udostępniane poprzez NTC, ponieważ procesy DA i ID nie mogą przydzielać międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla aFRR.

Artykuł 4

Procedury rezerwowe

1. Wyznaczanie CZCL jest wykonywane dla każdego połączenia międzysystemowego przez obu sąsiadnych OSP; należy zastosować minimum obu wartości, o ile nie określono inaczej. Jeżeli jeden z OSP nie jest w stanie dostarczyć niezbędnych wartości do CMM i/lub na platformy bilansujące, stosowana wartość CZCL jest określana na zasadach określonych na platformach bilansujących i/lub w CMM.
2. Jeżeli dany OSP nie jest w stanie wyznaczyć NTC (np. z powodu nieplanowanego wyłączenia) lub AAC w celu dostarczenia do CMM, OSP powinien dostarczyć do CMM zerową wartość NTC.
3. Jeżeli dany OSP nie jest w stanie wyznaczyć wartości CZCL, powinien dostarczyć zerową wartość CZCL do odpowiedniej platformy bilansującej/platform bilansujących.
4. W przypadku gdy bałtyccy OSP nie mają dostępu do platform bilansujących i muszą aktywować mFRR i aFRR, wówczas do tych celów należy wykorzystać zdolności obliczone zgodnie z tą metodą.

Artykuł 5

Cykl wyznaczania limitów międzyobszarowych zdolności przesyłowych

1. W oparciu o wymagania wytycznych wdrożeniowych MARI wartości CZCL zostaną zaktualizowane po każdym cyklu funkcji optymalizacji aktywacji MARI, a zaktualizowane CZCL zostaną przekazane platformom bilansującym i CMM.
2. OSP CCR Baltic przewidują, że cykl wyznaczania CZCL musi być przeprowadzany po:
 - (a) każdym czasie zamknięcia bramki dla międzysystemowego rynku dnia bieżącego;
 - (b) zmianie wartości wejściowych (NTC/AAC);
 - (c) każdym cyklu funkcji optymalizacji aktywacji MARI.

TYTUŁ 3

Postanowienia końcowe

Artykuł 6

Publikacja CZCL

1. W przypadku publikacji danych, wartości CZCL dla każdego połączenia międzysystemowego dla każdego kierunku i każdego procesu rezerwowego określa się jak najszybciej po upływie odpowiednich ram czasowych bilansowania.
2. Opublikowane wartości CZCL dla horyzontów czasowych bilansowania dla odpowiedniego kierunku i procesu są wartościami CZCL wyznaczanymi przed aktywacjami bilansowania dla danego MTU, ale po rozliczeniu rynków LT, DA i ID. Opublikowane CZCL odpowiadają wyznaczonym wartościom zgodnie z Art. 3 ust. 7 i 9 z przepływem międzysystemowym wynikającym z aktywacji aFRR oraz aktywacji mFRR równymi "0".

Artykuł 7

Wdrożenie

1. Metoda zostaje wdrożona do czasu synchronizacji bałtyckich OSP z CESA.
2. Metoda ta będzie miała zastosowanie wyłącznie do OSP CCR Baltic, którzy mają wspólne granice i są co najmniej przyłączeni do jednej z platform bilansowania.

Artykuł 8

Język

1. Językiem odniesienia tej metody jest język angielski. Dla uniknięcia wątpliwości, w przypadku konieczności przetłumaczenia niniejszej metody na języki narodowe, w przypadku niezgodności między wersją angielskojęzyczną opublikowaną przez OSP zgodnie z art. 7 Rozporządzenia EB a jakąkolwiek wersją w innym języku, właściwy OSP, zgodnie z przepisami krajowymi, zobowiązany jest dostarczyć Baltic CCR NRAs zaktualizowane tłumaczenie opisu niniejszej metody.

Załącznik nr 1

Uzasadnienie wykorzystania i metoda wyznaczania ograniczeń alokacji w PSE zgodnie z art. 3 ust. 3.5

Uzasadnienie stosowania ograniczeń alokacji w postaci limitów importowych i eksportowych

Związek między saldem netto a granicami bezpieczeństwa pracy

Zgodnie z Rozporządzeniem CACM przez ograniczenia alokacji rozumie się *ograniczenia niezbędne do utrzymania systemu przesyłowego w granicach bezpieczeństwa pracy*, które z

kolei definiuje się jako *dopuszczalne granice dla bezpiecznej pracy sieci*. Definicja tego ostatniego (art. 2.7 Rozporządzenia CACM) wymienia między innymi ograniczenia częstotliwości jako jeden z czynników, które należy wziąć pod uwagę.

Co do ograniczeń stosowanych w celu zapewnienia wystarczających rezerw operacyjnych, jeśli w jednym z połączonych systemów zdarzą się niewystarczające rezerwy w przypadku niespodziewanych wyłączeń albo nieplanowych zmian w zapotrzebowaniu (dotyczy to systemów centralnie dysponowanych), może zaistnieć trwałe odchylenie od planowej wymiany zaangażowanych OSP. Odchylenia te mogą prowadzić do niebilansowania w całym obszarze synchronicznym, powodując odejście częstotliwości od jej nominalnego poziomu. Nawet, jeśli nie zostaną naruszone limity częstotliwości, odchylenie ma skutek w postaci uruchomienia rezerw utrzymania częstotliwości, które nie będą już dostępne dla przypadków innych zdarzeń awaryjnych, jeśli byłyby wymagane zgodnie z założeniami. Jeśli zmaterializuje się kolejne zdarzenie losowe, częstotliwość może w konsekwencji łatwo przekroczyć bezpieczne poziomy, ze wszystkimi negatywnymi skutkami. Dlatego taka sytuacja może prowadzić do naruszenia granic bezpieczeństwa pracy i należy jej zapobiec poprzez utrzymywanie odpowiednich rezerw we wszystkich obszarach rynkowych, aby żaden OSP nie odchyłał się od grafików w sposób trwały (tj. dłużej niż 15 minut, w ciągu których rezerwa odbudowy częstotliwości zostanie w całości aktywowana przez danego OSP). Wreszcie niezdolność do utrzymania ustalonych bilansów stref, wynikająca z niewystarczających rezerw operacyjnych, doprowadzi do niekontrolowanych zmian w rozptywach mocy, co może doprowadzić do przeciążenia linii (tj. przekroczenia limitów termicznych) i w konsekwencji do podziału systemu z różnymi poziomami częstotliwości w każdym podsystemie.

Wykładnia prawna: dopuszczalne podstawy stosowania ograniczeń alokacji

W odniesieniu do procesu określania ograniczeń alokacji, które należy stosować, należy przede wszystkim zauważyć, że ograniczenia alokacji (zwane dalej „OA”) są narzędziami zdefiniowanymi ze względu na ich cel. Rozporządzenie CACM nie przedstawia OA w formie wykazu, który umożliwiłby sprawdzenie, czy rozporządzenie dopuszcza określone ograniczenie. Zastosowanie przepisu dotyczącego ograniczeń alokacji wymaga zatem dalszej interpretacji.

Rozporządzenie CACM wydano na podstawie i w uzupełnieniu do Rozporządzenia 714/2009. Zgodnie z ogólną zasadą zawartą w Rozporządzeniu 714/2009 (art. 16.3) OSP udostępniają maksymalną zdolność dopuszczalną w ramach standardów bezpiecznej pracy sieci. Bezpieczeństwo pracy zostało wyjaśnione w przypisie do załącznika I *jako przestrzeganie uzgodnionych granic bezpieczeństwa w systemie przesyłowym*. Wydaje się, że przepisy Rozporządzenia CACM dotyczące OA i granic bezpieczeństwa pracy (zwanymi dalej „GBP”) regulują tę kwestię bardziej szczegółowo niż art. 16.3. Definicja OA odnosi się do GBP, więc aby zdefiniować ograniczenie alokacji, najpierw wymagane jest jasne określenie GBP.

Podobnie jak w przypadku „otwartego” pojęcia ograniczeń alokacji w Rozporządzeniu CACM, definicja GBP (*dopuszczalne granice bezpiecznej pracy sieci, takie jak ograniczenia termiczne, ograniczenia napięcia, ograniczenia prądu zwarciovego, ograniczenia częstotliwości i stabilności dynamicznej*) nie zawiera listy (zamkniętego zestawu), lecz przedstawia otwarty zestaw charakterystyk pracy systemu określonych pod względem celu – zapewniający bezpieczną pracę sieci. Lista ma charakter orientacyjny (z użyciem słów „np.”). Na otwarty charakter definicji wskazuje również interpretacja systemowa, tj. użycie terminu w innych kodeksach i wytycznych sieci.

W Rozporządzeniu SO definicje poszczególnych stanów systemu uwzględniają rolę

znaczących użytkowników sieci (modułów wytwarzania i urządzeń odbiorczych). Aby system przesyłowy był w stanie „normalnym”, wymaga wystarczających rezerw mocy czynnej i biernej, aby móc zaradzić zaistniałym zdarzeniom awaryjnym (art. 18) – możliwy wpływ tych zjawisk na handel międzyobszarowy został wskazany wyżej. Granice bezpieczeństwa pracy w rozumieniu Rozporządzenia SO również nie są zdefiniowane jako zamknięty zbiór, skoro art. 25 wymaga od każdego OSP *określenia granic bezpieczeństwa pracy dla każdego elementu swojego systemu przesyłowego, biorąc pod uwagę przynajmniej następujące charakterystyki fizyczne (...)*. Definicja zdarzenia losowego z Rozporządzenia CACM (*zidentyfikowana i prawdopodobna lub już zaistniała usterka elementu, w tym nie tylko elementów systemu przesyłowego, ale także znaczących użytkowników sieci i elementów sieci dystrybucyjnej, jeżeli dotyczy bezpieczeństwa pracy systemu przesyłowego*) jest zatem spójna z wymienionymi powyżej ramami Rozporządzenia SO i pokazuje, że stosowanie Rozporządzenia CACM powinno uwzględniać okoliczności związane z wytwarzaniem i obciążeniem.

Ponadto, w odniesieniu do sposobu, w jaki PSE pozyskuje rezerwy bilansujące, należy wskazać, że Wytyczne dotyczące bilansowania energii elektrycznej (Rozporządzenie EB) pozwalają OSP stosować zintegrowany proces grafikowania, w którym energia i rezerwy są pozyskiwane równocześnie (co stanowi immanentną cechę systemów centralnie dysponowanych). W takim przypadku zapewnienie wystarczających rezerw wymaga ustalenia limitów ilości, która może być importowana do albo eksportowana z systemu jako całości (co bardziej szczegółowo wyjaśniono poniżej). Jeśli Rozporządzenie CACM byłoby interpretowane jako wykluczające taką możliwość i zobowiązujące OSP do oferowania zdolności nawet, jeśli mogłoby to prowadzić do niewystarczających rezerw, uczyniłoby to odpowiednie przepisy Rozporządzenia EB nieważnymi, a także uniemożliwiłoby albo znacznie utrudniło spełnienie wymogów z Rozporządzenia SO.

Z punktu widzenia PSE interpretacja systemowa pozwala na spójne wdrażanie wszystkich kodeksów sieci. W tym konkretnym przypadku zrozumienie granic bezpieczeństwa pracy w ramach Rozporządzenia CACM można uzupełnić poprzez zastosowanie przepisów Rozporządzenia SO. To z kolei nakłada na OSP obowiązek stosowania określonych mechanizmów rynkowych w celu zapewnienia, aby grafiki wytwarzania i obciążenia wynikające z handlu międzystrefowego nie zagrażały bezpiecznej pracy systemu. Podsumowując, granice bezpieczeństwa pracy obejmują szeroki zakres cech systemu, których należy przestrzegać przy określaniu dziedziny handlu międzystrefowego. W odniesieniu do wytwarzania i obciążenia odbywa się to poprzez zastosowanie ograniczeń alokacji, w tym przypadku ograniczeń bilansowania, w postaci limitów importowych/eksportowych.

Przepisy Rozporządzenia CACM dotyczące OA powinny być również interpretowane systemowo. Zapewniają one maksymalne możliwości handlowe przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa systemu. Rozporządzenie CACM i Rozporządzenie 714/2009 należy również interpretować w świetle unijnej polityki energetycznej określonej w art. 194 TFUE. Cztery cele (*zapewnienie funkcjonowania rynku energii; zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii; wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii; oraz; wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii*) mają jednakowe znaczenie i są zrównoważone, a także stosowane w duchu solidarności między Państwami Członkowskimi.

W kontekście ograniczeń alokacji zasady te można uznać za zobowiązujące OSP w każdym

Państwie Członkowskim do stosowania procesów rynkowych w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w możliwie największym stopniu, ograniczonych jedynie prawnie uzasadnionymi (niearbitralnymi) ograniczeniami, w przypadku gdy ich niestosowanie mogłoby zagrozić bezpieczeństwu dostaw w jednym lub kilku obszarach regulacyjnych.

Przepisy Rozporządzenia CACM dotyczące ograniczeń alokacji odzwierciedlają te kompromisy. Zob. np. motyw 18 preambuły Rozporządzenia CACM, który stanowi, że ogólnounijny proces łączenia cen uwzględnia zdolności przesyłowe i ograniczenia alokacji. Można zatem stwierdzić, że Rozporządzenie CACM nie narzuca możliwości handlowych do poziomu zagrażającego bezpieczeństwu dostaw. W przypadku braku arbitralnej dyskryminacji Rozporządzenie CACM wraz z innymi kodeksami umożliwia OSP zapobieganie *ex ante* utracie stabilności sieci lub wystąpieniu niewystarczających rezerw.

W jaki sposób limity importowe i eksportowe przyczyniają się do osiągnięcia celów Rozporządzenia CACM?

Wkład w realizację celów Rozporządzenia CACM

Motyw 2 preambuły Rozporządzenia CACM ustanawia wzajemny związek między bezpieczeństwem dostaw a funkcjonującymi rynkami. Dzięki połączeniom międzysystemowym i wymianie międzystrefowej Państwa Członkowskie nie muszą w pełni polegać na własnych aktywach w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Jednocześnie jednak rynek wewnętrzny nie może funkcjonować prawidłowo, jeśli bezpieczeństwo sieci jest zagrożone, ponieważ handel rynkowy byłby nieustannie zakłócany przez awarie systemu, w wyniku czego potencjalne korzyści społeczne zostałyby utracone. Motyw 18 preambuły Rozporządzenia CACM można postrzegać jako kontynuację wyznaczania granic w celu zapewnienia ogólnounijnego procesu łączenia cen, a mianowicie w celu przestrzegania zdolności przesyłowych i ograniczeń alokacji.

Z powyższych względów jednym z celów Rozporządzenia CACM, wyrażonym w art. 3, jest zapewnienie bezpieczeństwa pracy. Cel ten powinien zostać osiągnięty, o ile nie narusza on innych celów. Jak wyjaśniono w niniejszej metodzie, ograniczenia alokacji stosowane przez OSP CCR Baltic są proporcjonalne i nie podważają innych celów Rozporządzenia CACM.

Zgodność trzech powodów ograniczenia alokacji z art. 23

Art. 23 wymaga, aby ograniczenia alokacji były:

- 1) a) wymagane do utrzymania systemu przesyłowego w granicach bezpieczeństwa pracy systemu oraz b) nie mogą być przełożone efektywnie na maksymalne przepływy na krytycznych elementach sieci; lub
- 2) ma na celu zwiększenie nadwyżki ekonomicznej dla jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub rynków dnia bieżącego.

Jak wykazano w pkt 1 powyżej, utrzymywanie systemu przesyłowego w granicach bezpieczeństwa pracy wymaga również utrzymywania rezerw niezbędnych do reagowania na ewentualne zdarzenia losowe. Poniżej wyjaśniono brak możliwości skutecznego przekształcenia tych ograniczeń w maksymalne przepływy na poszczególnych granicach. W związku z tym proponowane ograniczenia alokacji należy uznać za zgodne z Rozporządzeniem CACM.

Szczegółowe przyczyny i sposób obliczania ograniczeń alokacji przez PSE

Ograniczenia alokacji w Polsce są stosowane zgodnie z punktem 4.3 niniejszej metody wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych bilansowania i są opisane w niniejszym Załączniku. Ograniczenia te odzwierciedlają zdolność polskich wytwórców do zwiększania wytwarzania (potencjalne ograniczenia w kierunku eksportu) lub zmniejszania wytwarzania (potencjalne ograniczenia w kierunku importu), z zastrzeżeniem ograniczeń technicznych poszczególnych jednostek wytwórczych oraz konieczności utrzymania minimalnego marginesu rezerw wytwórczych wymaganego w całym polskim systemie elektroenergetycznym w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu. Jest to wyjaśnione dokładniej w dalszych częściach niniejszego dokumentu.

Uzasadnienie wprowadzenia ograniczeń alokacji po stronie PSE

Wprowadzenie ograniczeń alokacji po stronie PSE jest związane z faktem, że zgodnie z warunkami stosowanego w Polsce modelu rynku opartego na zintegrowanym grafikowaniu (zwanym również centralnym systemem dysponowania) odpowiedzialność polskiego OSP za równowagę systemu jest znacznie rozszerzona w porównaniu do standardowej odpowiedzialności OSP w modelach rynku opartych na tzw. samodysponowaniu. Ta ostatnia obejmuje zwykle przedział czasowy do jednej następnej godziny (wraz z operacjami w czasie rzeczywistym), podczas gdy dla PSE jako polskiego OSP rozciąga się ona na przedział dnia bieżącego i dnia następnego. Tak więc PSE ponosi odpowiedzialność, która na rynkach opartych na samodysponowaniu jest powierzona podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie (BRP). Dlatego PSE musi zapewnić rezerwy wytwórcze dla całego polskiego systemu elektroenergetycznego, co czasem skutkuje wprowadzeniem ograniczeń alokacji, jeśli jest to konieczne do zapewnienia bezpieczeństwa pracy polskiego systemu elektroenergetycznego pod względem dostępnych zdolności wytwórczych do regulacji w górę lub w dół oraz zapotrzebowania rezydualnego¹ (z tego powodu takie ograniczenia alokacji nazywane są ograniczeniami bilansowania). Na rynkach opartych na samodysponowaniu same podmioty odpowiedzialne za bilansowanie mają zadbać o swoje rezerwy wytwórcze, podczas gdy OSP zapewnia je tylko na wypadek zdarzeń losowych w przedziale czasowym do jednej następnej godziny. Na rynku opartym na centralnym dysponowaniu, w celu zapewnienia równowagi wytwarzania i zapotrzebowania, OSP dysponuje jednostkami wytwórczymi z uwzględnieniem ich ograniczeń ruchowych, ograniczeń przesyłowych i wymagań dotyczących rezerw. Zadania te są realizowane w ramach zintegrowanego procesu grafikowania jako problem optymalizacyjny określany jako dobór jednostek z uwzględnieniem ograniczeń związanych z bezpieczeństwem pracy i ekonomicznym rozdziałem obciążeń (SCUC/ED). Zatem te dwa podejścia zapewniają podobny poziom wykonalności zdolności przesyłowych oferowanych na rynku z punktu widzenia zdolności wytwórczych.

Rola PSE w bilansowaniu systemu

PSE bezpośrednio dysponuje jednostkami wytwórczymi w Polsce z uwzględnieniem ich charakterystyki ruchowej oraz ograniczeń przesyłowych w celu pokrycia oczekiwanego obciążenia, które jest również prognozowane przez PSE, mając na względzie odpowiednie wymagania dotyczące rezerw. W celu wykonania tego zadania PSE realizuje proces planowania operacyjnego, który rozpoczyna się z trzyletnim wyprzedzeniem, z odpowiednią koordynacją remontów (prac konserwacyjnych) i jest kontynuowany przez roczne, miesięczne i tygodniowe aktualizacje do SCUC/ED dnia następnego. Wyniki dnia następnego są

¹ Zapotrzebowanie rezydualne to ta część zapotrzebowania użytkowników końcowych, która nie jest objęta umowami handlowymi (własne grafiki wytwarzania).

następnie aktualizowane na bieżąco w przedziale czasowym dnia bieżącego aż do działania w czasie rzeczywistym.

W rocznych ramach czasowych PSE starają się rozłożyć remonty wnioskowane przez wytwórców w ciągu roku w taki sposób, aby zachować w każdym miesiącu minimalny margines rezerwy dla roku następnego² przy prognozowanym zapotrzebowaniu obejmującym wcześniej zaalokowane zdolności przesyłowe na połączeniach międzysystemowych. Aktualizacje miesięczne i tygodniowe mają na celu utrzymywanie określonego marginesu rezerw na każdy dzień³, o ile jest to możliwe. Proces ten obejmuje również planowanie utrzymania sieci, w związku z czym odpowiednio uwzględnia się wszelkie ograniczenia wynikające z ruchu sieciowego.

Proces SCUC w przedziale czasowym dnia następnego ma na celu osiągnięcie zadanej wartości marginesu rezerw wirujących⁴ (lub szybko uruchamianych – w polskich realiach są to tylko bloki w elektrowniach szczytowo-pompowych) na każdą godzinę dnia następnego, umożliwiające regulację w górę i w dół. Obejmuje to moc wynikającą z regulacji pierwotnej i wtórnej zakontraktowaną jako usługa pomocnicza (systemowa). Pozostała część tej rezerwy pochodzi z wykorzystania ofert bilansujących, które są składane obowiązkowo przez wszystkie jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (w praktyce wszystkie jednostki przyłączone do sieci przesyłowej oraz główne jednostki przyłączone do sieci 110 kV, poza elektrociepłowniami, ponieważ pracują one głównie w zależności od zapotrzebowania na ciepło). Pozostałe wytwarzanie jest uwzględniane według grafików właścicieli, co zważywszy na jego stabilny charakter (elektrociepłownie, małe elektrownie ciepłe i wodne) jest wykonalnym rozwiązaniem. Jedynym wyjątkiem od tej reguły jest wytwarzanie energii elektrycznej z turbin wiatrowych, które ze względu na jego zmienny charakter jest prognozowane przez PSE. Zatem PSE ma prawo do wykorzystywania wszystkich jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych w normalnej pracy w celu zbilansowania systemu. Przestrzegane są również wymagania dotyczące ujemnej rezerwy w okresach małego obciążenia (w godzinach nocnych) oraz uwzględniana jest możliwość pracy pompowej elektrowni szczytowo-pompowych, o ile jest to wykonalne.

Dalsze aktualizacje SCUC/ED dokonywane w ciągu dnia pracy uwzględniają wszelkie zmiany następujące w systemie (wymuszone odstawienia oraz ograniczenia jednostek wytwórczych i elementów sieci, aktualizacje prognoz obciążenia, wiatru itp.). Pozwala to zachować rezerwę wirującą z wyprzedzeniem jednej godziny na poziomie minimum 1000 MW, co odpowiada wielkości największego bloku w systemie.

Ustalanie ograniczeń bilansowania w Polsce

Przy ustalaniu ograniczeń bilansowania polski OSP uwzględnia najnowsze informacje o powyższych danych technicznych jednostek wytwórczych, prognozowanym obciążeniu systemu elektroenergetycznego oraz minimalnych marginesach rezerw wymaganych w całym polskim systemie elektroenergetycznym w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy i terminowych kontraktów importowych/eksportowych, które muszą być przestrzegane z poprzednich horyzontów czasowych alokacji zdolności przesyłowych.

² Margines ten jest uregulowany przez polską IRiESP i wynosi obecnie 18% (pkt II.4.3.4.18). Podlega on zmianom w zależności od wyników rozwoju procesów planowania operacyjnego.

³ Margines na potrzeby koordynacji miesięcznej i tygodniowej jest również uregulowany przez polską IRiESP (pkt II.4.3.4.18) i wynosi obecnie odpowiednio 17% i 14%.

⁴ Ustawione wartości wynoszą odpowiednio: 9% ponad prognozowane zapotrzebowanie dla regulacji w górę i 500 MW dla regulacji w dół. Wartości te są regulowane przez polską IRiESP (pkt 4.3.4.19) i podlegają zmianom – patrz przypis 2.

Ograniczenia bilansowania wyznacza się jako dwukierunkowe, z niezależnymi wartościami dla każdego podstawowego okresu handlowego oraz oddzielnie dla kierunku importu do Polski i eksportu z Polski.

Dla każdej godziny ograniczenia te są wyznaczane na podstawie poniższych równań:

$$\text{EXPORT}_{constraint} = P_{CD} - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{NCD} - (P_L + P_{UPres}) \quad (1)$$

$$\text{IMPORT}_{constraint} = P_L - P_{DOWNres} - P_{CDmin} - P_{NCD} \quad (2)$$

gdzie:

P_{CD}	suma dostępnych zdolności wytwórczych jednostek dysponowanych centralnie zadeklarowana przez wytwórców ⁵
P_{CDmin}	suma minimów technicznych pracujących jednostek wytwórczych dysponowanych centralnie
P_{NCD}	suma grafików jednostek wytwórczych, które nie są dysponowane centralnie, podana przez wytwórców (dla farm wiatrowych: prognozowane przez PSE)
P_{NA}	wytwarzanie niedostępne wskutek ograniczeń sieciowych
P_{ER}	korekta niedostępności wytwarzania wynikająca z problemów nie zgłoszonych przez wytwórców, prognozowanych przez PSE ze względu na wyjątkowe okoliczności (np. warunki chłodzenia lub wydłużone remonty)
P_L	zapotrzebowanie prognozowane przez PSE
P_{UPres}	minimalna rezerwa na potrzeby regulacji w górę
$P_{DOWNres}$	minimalna rezerwa na potrzeby regulacji w dół

W celach ilustracyjnych proces praktycznego ustalania ograniczeń bilansowania w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego jest przedstawiony poniżej na rys. 1 i 2. Rysunki te pokazują, w jaki sposób OSP opracowuje prognozę polskiego bilansu mocy dla każdej godziny następnej doby rano poprzedniego dnia w celu znalezienia rezerw zdolności wytwórczych dostępnych odpowiednio na potrzeby eksportu i importu dla rynku dnia następnego. Dla rynku dnia bieżącego stosuje się tę samą metodę, z uwzględnieniem istniejących różnic.

Ograniczenie bilansowania w kierunku eksportu stosuje się, jeśli wartość ΔExport jest mniejsza od sumy zdolności przesyłowych na wszystkich polskich połączeniach wzajemnych w kierunku eksportu. Ograniczenie bilansowania w kierunku importu stosuje się, jeśli wartość ΔImport jest mniejsza od sumy zdolności przesyłowych na wszystkich polskich połączeniach wzajemnych w kierunku importu.

EN	PL	suma dostępnych zdolności wytwórczych jednostek centralnie dysponowanych
----	----	--

⁵ Należy zauważyć, że jednostki wytwórcze utrzymywane poza rynkiem na podstawie umów z OSP w sprawie rezerw strategicznych nie są uwzględniane w tym obliczeniu.

Δ Export	Δ Export
Generation	Wytwarzanie
Load	Obciążenie

zadeklarowana przez wytwórców, pomniejszona o:

wytwarzanie niedostępne wskutek ograniczeń sieciowych

korekta niedostępności wytwarzania wynikająca z problemów nie zgłoszonych przez wytwórców, prognozowanych przez PSE ze względu na wyjątkowe okoliczności (np. warunki chłodzenia lub wydłużone remonty)

suma grafików jednostek wytwórczych, które nie są dysponowane centralnie, podana przez wytwórców (dla farm wiatrowych: prognozowane przez PSE)

zapotrzebowanie prognozowane przez PSE

minimalna wymagana rezerwa na potrzeby regulacji w górę

Rysunek 1: Ustalanie ograniczeń bilansowania w kierunku eksportu (rezerwy zdolności wytwórczych dostępne na potrzeby potencjalnego eksportu) w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego.

EN	PL
Δ Export	Δ Import
Generation	Wytwarzanie
Load	Obciążenie

suma minimów technicznych pracujących jednostek wytwórczych dysponowanych centralnie

suma grafików jednostek wytwórczych, które nie są dysponowane centralnie, podana przez wytwórców (dla farm wiatrowych: prognozowane przez PSE)

zapotrzebowanie prognozowane przez PSE pomniejszone o: minimalną wymaganą rezerwę na potrzeby regulacji w dół

Rysunek 2: Ustalanie ograniczeń bilansowania w kierunku importu (rezerwy zdolności wytwórczych dostępne na potrzeby potencjalnego importu) w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego.

Częstotliwość ponownych ocen

Ograniczenia bilansowania ustala się w ciągłym procesie opartym na najnowszych informacjach dla każdego horyzontu czasowego alokacji zdolności przesyłowych, od długoterminowego do dnia następnego i dnia bieżącego. W przypadku procesu dnia następnego wyznacza się rano w dniu D-1, uzyskując w ten sposób niezależne wartości dla każdego podstawowego okresu handlowego oraz oddzielnie dla kierunku importu do Polski i

eksportu z Polski.

Wpływ ograniczeń bilansowania na jednolite łączenie rynków dnia następnego i jednolite łączenie rynków dnia bieżącego

Ograniczenia alokacji w formie ograniczeń bilansowania stosowane przez PSE nie zmniejsza efektywności procesu łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego. Zważywszy na potrzebę zapewnienia przez PSE jako OSP działającego w ramach modelu rynku opartego na centralnym dysponowaniu, odpowiedniej dostępności zdolności wytwórczych i rezerw wytwórczych w polskim systemie elektroenergetycznym oraz na fakt, że PSE nie zakupują rezerw operacyjnych przed procesem łączenia rynków, narzucanie ograniczeń maksymalnej wielkości importu i eksportu w procesie łączenia rynków – jeśli jest konieczne – stanowi najbardziej efektywny sposób pogodzenia bezpieczeństwa systemu z możliwościami handlowymi. Efektem tego podejścia jest co najmniej ten sam poziom zdolności wytwórczych uczestniczących w handlu transgranicznym jak w przypadku systemów samodysponowania, gdzie rezerwy są kupowane z wyprzedzeniem przez podmioty odpowiedzialne za bilansowanie lub OSP, więc nie uczestniczą one również w handlu transgranicznym. Ponadto umożliwia to uniknięcie konkurencji między OSP i uczestnikami rynku o zasoby wytwórcze.

Należy podkreślić, że ograniczenia bilansowania stosowane w Polsce nie będą miały wpływu na zdolność żadnego kraju CCR Baltic do wymiany energii, ponieważ ograniczenia te wpływają tylko na polski eksport i/lub import. Zatem tranzyt przez Polskę będzie możliwy w przypadku zastosowania ograniczeń bilansowania.

Wpływ ograniczeń bilansowania na sąsiednie CCR

Ograniczenia bilansowania ustala się dla całego polskiego systemu elektroenergetycznego, co oznacza, że mają one zastosowanie jednocześnie dla wszystkich CCR, w których PSE ma co najmniej jedną granicę (tj. Core, Baltic i Hansa). Należy podkreślić, że to rozwiązanie stanowi najbardziej efektywne zastosowanie ograniczeń alokacji. Uwzględnienie ograniczeń alokacji oddzielnie dla każdego CCR wymagałoby rozbicia przez PSE globalnych ograniczeń alokacji na wartości częściowe związane z poszczególnymi CCR, co byłoby mniej efektywne niż utrzymanie wartości globalnej. Ponadto w godzinach, kiedy Polska nie jest w stanie przyjąć więcej mocy z zewnątrz wskutek niedotrzymania minimalnych wymagań dotyczących zdolności wytwórczych do regulacji w dół lub kiedy Polska nie jest w stanie eksportować więcej mocy wskutek niewystarczających rezerw zdolności wytwórczych do regulacji w górę, polska infrastruktura przesyłowa może nadal być – i w istocie jest – oferowana na potrzeby tranzytu, zwiększając tym samym możliwości handlowe i korzyści społeczne wszystkich właściwych CCR.

Okresy, do których stosuje się ograniczenia bilansowania

Jak wspomniano powyżej, ograniczenia bilansowania ustala się w ciągłym procesie dla każdego przedziału czasowego alokacji, dzięki czemu mają one zastosowanie do wszystkich podstawowych okresów handlowych danego dnia alokacji.

Dlaczego te ograniczenia alokacji nie mogą być efektywnie przełożone na zdolności przesyłowe oferowane rynkowi na poszczególnych granicach

Stosowanie ograniczeń alokacji zdolności przesyłowych ma na celu zapewnienie efektywności ekonomicznej mechanizmu łączenia rynków na tych połączeniach wzajemnych, spełniając

przy tym wymagania dotyczące bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Gdyby warunki wytwarzania opisane powyżej miały być odzwierciedlone w zdolnościach przesyłowych oferowanych przez PSE w formie odpowiednich korekt zdolności przesyłowych na granicach, oznaczałoby to, że PSE musiałyby odgadywać najbardziej prawdopodobny kierunek rynku (import i/lub eksport na poszczególnych połączeniach wzajemnych) i odpowiednio zmniejszać międzyobszarowe zdolności przesyłowe w tych kierunkach. W podejściu NTC musiałyby to odbywać się w formie zmniejszenia ATC na każdej granicy. Jednak z punktu widzenia uczestników rynku ze względu na wewnętrzne niepewności wyników rynku takie podejście jest obciążone ryzykiem nieoptymalnego rozkładu ograniczeń alokacji na poszczególne połączenia wzajemne – przeszacowanych na jednym połączeniu wzajemnym i niedoszacowanych na drugim lub odwrotnie. W konsekwencji stosowanie ograniczeń alokacji w celu usunięcia ogólnych ograniczeń bilansowania po stronie polskiej w fazie alokacji umożliwia najbardziej efektywne wykorzystanie infrastruktury przesyłowej, tj. w sposób w pełni zgodny z różnicami cen na poszczególnych rynkach.