

**Wspólna metoda skoordynowanego wyznaczania zdolności
przesyłowych dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych
Hansa zgodnie z art. 20 ust. 2 rozporządzenia Komisji (UE)
2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne
dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania
ograniczeniami przesyłowymi**

21 sierpnia 2025 r.

Spis treści

MOTYWY	3
Artykuł 1 Przedmiot i zakres stosowania	5
Artykuł 2 Definicje i zasady	5
Artykuł 3 Zasady wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych	6
ROZDZIAŁ 1 Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dla przedziału czasowego dnia następnego	8
Artykuł 4 Opis matematyczny	8
Artykuł 5 Metoda wyboru krytycznych elementów sieci i zasady unikania nieuzasadnionej dyskryminacji między wymianami wewnętrznymi i międzyobszarowymi	10
Artykuł 6 Metoda wyznaczania marginesu niezawodności przesyłu (TRM).....	10
Artykuł 7 Metoda wyznaczania granic bezpieczeństwa pracy i uwzględniania zdarzeń losowych odnoszących się do wyznaczania zdolności przesyłowych	11
Artykuł 8 Metoda dotycząca ograniczeń alokacji	12
Artykuł 9 Metoda wyznaczania współczynników zmiany wytwarzania	14
Artykuł 10 Metoda wyznaczania działań zaradczych uwzględnianych w wyznaczaniu zdolności przesyłowych	14
Artykuł 11 Zasady uwzględniania wcześniej zaalokowanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia następnego	15
ROZDZIAŁ 2 Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dla przedziału czasowego dnia bieżącego	15
Artykuł 12 Opis matematyczny	15
Artykuł 13 Częstotliwość ponownej oceny zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia bieżącego	17
Artykuł 14 Metody wyboru krytycznych elementów sieci i zasady unikania nieuzasadnionej dyskryminacji między wymianami wewnętrznymi i transgranicznymi, wyznaczania marginesu niezawodności, granic bezpieczeństwa pracy i zdarzeń losowych odnoszące się do wyznaczania zdolności przesyłowych i ograniczeń alokacji, współczynniki zmiany wytwarzania oraz działania zaradcze uwzględniane przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych	18
Artykuł 15 Zasady uwzględniania wcześniej zaalokowanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia bieżącego	18
ROZDZIAŁ 3 Przepisy wspólne mające zastosowanie zarówno dla przedziału czasowego dnia następnego, jak i dnia bieżącego	18
Artykuł 16 Metoda weryfikacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych	18
Artykuł 17 Zasady dzielenia zdolności przesyłowych krytycznych elementów sieci w zakresie rozptyłu mocy	19
Artykuł 18 Rezerwowe wyznaczanie zdolności przesyłowych	19
ROZDZIAŁ 4 Postanowienia końcowe	20
Artykuł 19 Dane z monitorowania przekazywane do krajowych organów regulacyjnych.....	20
Artykuł 20 Publikacja danych i sprawozdawczość	20
Artykuł 21 Wdrożenie	20
Artykuł 22 Język	22
Załącznik 1 Uzasadnienie wykorzystania i metoda obliczania ograniczeń alokacji w PSE zgodnie z art. 8 ust. 2	22

ORGANY REGULACYJNE REGIONU WYZNACZANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH HANSA, BIORĄC POD UWAGĘ CO NASTĘPUJE:

MOTYWY

- (1) Niniejszy dokument stanowi wspólną skoordynowaną metodę operatorów systemów przesyłowych (zwanym dalej „OSP”) regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Hansa (zwanego dalej „CCR Hansa”), opisaną w decyzji ACER nr 04/2024 z dnia 19 marca 2024 r., opracowaną zgodnie z art. 15 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (zwanego dalej „rozporządzeniem CACM”), z późniejszymi zmianami.
- (2) Niniejsza wspólna metoda skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych (zwana dalej „CCM”) dla CCR Hansa uwzględnia podstawowe zasady i cele określone w rozporządzeniu CACM, rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (zwanym dalej „rozporządzeniem SO”, rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (zwanym dalej „rozporządzeniem (UE) 2019/943”) oraz decyzji Komisji (UE) 2020/2123 z dnia 11 listopada 2020 r. w sprawie odstępstwa na podstawie art. 64 rozporządzenia (UE) 2019/943 w odniesieniu do hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak (zwanego dalej „KF CGS”).
- (3) Celem rozporządzenia CACM jest koordynacja i harmonizacja wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia następnego i przedziale czasowym dnia bieżącego.
- (4) Niniejsza CCM wymagana jest zgodnie z art. 20 ust. 2 rozporządzenia CACM, które stanowi:

„Najpóźniej 10 miesięcy od zatwierdzenia wniosku dotyczącego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 15 ust. 1 wszyscy OSP w każdym regionie wyznaczania zdolności przesyłowych składają wniosek dotyczący wspólnej metody skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych w ramach odpowiedniego regionu ”

Niniejsza CCM podlega konsultacjom zgodnie z art. 12 rozporządzenia CACM.

- (5) Niniejsza CCM obejmuje wszystkie wymagania określone w art. 21 ust. 1, 2 i 3 rozporządzenia CACM.
- (6) Zgodnie z art. 14 ust. 1 i art. 14 ust. 2 rozporządzenia CACM wszyscy OSP CCR Hansa wyznaczają międzyobszarowe zdolności przesyłowe co najmniej dla przedziału czasowego dnia następnego i przedziału czasowego dnia bieżącego. Ponadto zgodnie z art. 14 ust. 1 i art. 14 ust. 2 wymagane jest wyznaczanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla każdego podstawowego okresu handlowego.
- (7) CCM dla CCR Hansa przyczynia się do realizacji celów art. 3 rozporządzenia CACM i w żaden sposób nie utrudnia ich osiągnięcia.
- (8) CCM dla CCR Hansa opiera się na metodzie skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych netto (Coordinated Net Transfer Capacity – CNTC) ściśle powiązanych z CCR Core i CCR Nordic (zwanym dalej „sąsiadującymi CCR”. Przez CNTC należy rozumieć metodę wyznaczania NTC, w ramach której dokonuje się koordynacji poprzez zastosowanie wspólnego modelu sieci i obliczeń wykonanych przez podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych. Ponieważ granice obszarów rynkowych CCR Hansa, w tym granica obszaru prądu przemiennego (dalej zwanego „AC”) Niemcy-Dania Zachodnia, są promieniowymi połączeniami wzajemnymi, CCM oparta na podejściu FBA nie jest efektywniejsza od proponowanego podejścia CNTC, zakładając ten sam poziom bezpieczeństwa pracy w regionie Hansa. Zgodnie z art. 20 ust. 7 rozporządzenia CACM OSP CCR Hansa w odrębnym wniosku wykazali efektywność metody CNTC w porównaniu do podejścia FBA. Wniosek ten został przedłożony wraz z pierwszą wersją niniejszej CCM i został zatwierdzony przez krajowe organy regulacyjne CCR Hansa (zwane dalej „NRA CCR Hansa”).

- (9) CCM dla CCR Hansa zapewnia optymalne wykorzystanie zdolności przesyłowych, ponieważ bazuje na metodach wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA opracowywanych jednocześnie w CCR Nordic i CCR Core w celu odwzorowania ograniczeń w sieciach AC. W ten sposób wykorzystanie zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych CCR Hansa i sieci prądu przemiennego jest w pełni zintegrowane, co zapewnia uczciwą konkurencję w warunkach niedoboru zdolności przesyłowych oraz optymalne wykorzystanie systemu. Nie ma określonego z góry, statycznego podziału zdolności przesyłowych krytycznych elementów sieci, zaś przepływy przez połączenia wzajemne CCR Hansa są optymalizowane w oparciu o względy efektywności ekonomicznej w fazie alokacji zdolności przesyłowych.
- (10) CCM dla CCR Hansa traktuje jednakowo wszystkie granice obszarów rynkowych w CCR Hansa i sąsiadujących CCR oraz zapewnia niedyskryminacyjny dostęp do międzyobszarowych zdolności przesyłowych. Stwarza podstawę zapewnienia sprawiedliwego i uporządkowanego rynku oraz sprawiedliwego i prawidłowego kształtowania cen poprzez wdrożenie pragmatycznego rozwiązania CCM, które jest zintegrowane z metodami sąsiadujących CCR.
- (11) CCM dla CCR Hansa będzie mieć w pełni zastosowanie w sytuacji wdrożenia mechanizmu zaawansowanego hybrydowego łączenia rynków (Advanced Hybrid Coupling – „AHC”) przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych w oparciu o podejście FBA w CCR Nordic i CCR Core zgodnie z CCM opartymi na podejściu FBA tych dwóch regionów. Stosowanie AHC zapewnia traktowanie granic obszarów rynkowych CCR Hansa na równi z granicami obszarów rynkowych sąsiadujących CCR w CCM w oparciu o podejście FBA.
- (12) CCM dla CCR Hansa korzysta z CCM opartych na podejściu FBA z sąsiadujących CCR, zapewniając przy tym pełną przejrzystość wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych. To z kolei prowadzi do lepszego zrozumienia uczestników rynku oraz poprawy przejrzystości i niezawodności informacji w porównaniu do dostępnych obecnie na granicach obszarów rynkowych CCR Hansa.
- (13) CCM dla CCR Hansa przewiduje stopniowe wdrażanie do momentu, kiedy zarówno CCR Nordic, jak i CCR Core będą stosować AHC. W przypadku gdy AHC nie zostanie jeszcze wdrożone w żadnym z obu sąsiadujących CCR, lub CCM w oparciu o podejście FBA sąsiadujących CCR nie obejmuje zestawienia krytycznych elementów sieci (CNE) mających znaczenie dla wymian CCR Hansa, poprawiony proces wyznaczania zdolności przesyłowych dla granic obszarów przesyłowych CCR Hansa będzie kontynuowany dopóki AHC oraz zestawienie odpowiednich CNE CCR Hansa w obu sąsiadujących CCR nie zostaną wdrożone. Implikuje to, że poprawiony proces wyznaczania zdolności przesyłowych będzie również kontynuowany na granicach obszarów rynkowych CCR Hansa, gdy CCR Core wdroży mechanizm standardowego hybrydowego łączenia rynków (Standard Hybrid Coupling – „SHC”). Przy stosowaniu SHC przewidywane przepływy na granicach obszarów rynkowych CCR Hansa brane są pod uwagę w dostępnych rezerwach CNE w metodzie opartej na podejściu FBA w CCR Core, które jest mniej skuteczne od stosowania AHC, gdzie nie jest to konieczne.
- (14) Dzięki CCM dla CCR Hansa OSP CCR Hansa warunkują stosowanie mechanizmu AHC w sąsiadujących CCR Nordic i CCR Core, i po jej wdrożeniu nie będzie nieuzasadnionej dyskryminacji między przepływami międzyobszarowymi w CCR Hansa i sąsiadujących CCR. Zapewni ona również brak nieuzasadnionej dyskryminacji między granicami obszarów rynkowych w ramach CCR Hansa.
- (15) CCM dla CCR Hansa nie powoduje negatywnych skutków dla rozwoju CCM w sąsiadujących CCR i może ewoluować dynamicznie wraz przyszłym rozwojem i łączeniem CCR. Zatem CCM dla CCR Hansa nie utrudnia efektywnej, długoterminowej eksploatacji w CCR Hansa i/lub sąsiadujących CCR oraz rozwoju europejskiego systemu przesyłowego w Unii Europejskiej.
- (16) Dzięki zgodności CCM dla CCR Hansa z CCM opartymi na podejściu FBA w sąsiadujących CCR, wybór, uwzględnienie i uzasadnienie odpowiednich krytycznych elementów sieci i zdarzeń losowych, dostosowywanie rozpyłów mocy na krytycznych elementach sieci ze względu na działania zaradcze, jak również matematyczny opis wyznaczania współczynników rozpyłu energii elektrycznej oraz wyznaczanie dostępnych rezerw na krytycznych elementach sieci dla sąsiadujących sieci prądu przemiennego są uwzględnione przez CCM sąsiadujących CCR.
- (17) Art. 27 ust. 2 rozporządzenia CACM stwierdza, że CCR Hansa ustanawia podmiot odpowiedzialny za

skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych (Coordinated Capacity Calculator, zwany dalej „odpowiednim CCC”) najpóźniej cztery miesiące od daty podjęcia decyzji w sprawie CCM, o której mowa w art. 20 i 21 rozporządzenia CACM. CCC CCR Hansa odpowiada za wyznaczanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych określone w niniejszej CCM.

- (18) CCM dla CCR Hansa jest dostosowana do art. 16 ust. 8 rozporządzenia (UE) 2019/943, który stanowi, że operatorzy systemów przesyłowych nie mogą ograniczać wielkości zdolności połączeń wzajemnych, która ma być udostępniona uczestnikom rynku, w celu zaradzenia ograniczeniom przesyłowemu w ramach ich własnego obszaru rynkowego lub jako sposób zarządzania przepływami wynikającymi z transakcji zawieranych wewnątrz obszarów rynkowych. Uznaje się to za spełnione, jeżeli co najmniej 70% zdolności przesyłowej odpowiadającej granicom bezpieczeństwa pracy po odliczeniu zdarzeń losowych w sposób określony zgodnie z rozporządzeniem CACM jest dostępnych do obrotu międzyobszarowego. Decyzja Komisji (UE) 2020/2123 z dnia 11 listopada 2020 r. w sprawie odstępowstwa na podstawie art. 64 rozporządzenia (UE) 2019/943 w odniesieniu do hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak stanowi, że ten minimalny odsetek nie będzie miał zastosowania do całkowitych zdolności przesyłowych przy uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu po odliczeniu zdarzeń losowych w ramach KF CGS. Minimalny odsetek powinien mieć zastosowanie tylko do zdolności pozostałych po odliczeniu całkowitych oczekiwanych zdolności wymaganych do przesyłu na ląd wytworzonej energii z farm wiatrowych przyłączonych do systemu KF („zwanych dalej „pozostałymi zdolnościami”). Wyznaczanie zdolności przesyłowych hybrydowego połączenia międzysystemowego KF CGS jest realizowane przez system Master Controller for Interconnector Operation (zwany dalej „MIO”), będący narzędziem sterowania funkcjonowaniem hybrydowego połączenia wzajemnego hostowanym i obsługiwanym przez 50Hertz i Energinet. MIO został uznany przez Komisję Europejską w decyzji (UE) 2020/2123 za „odrębny operator systemu, autonomicznie wyliczający zdolność, proponujący działania zaradcze w przypadku ograniczeń przesyłowych, podejmujący działania w celu zapewnienia stabilności napięcia oraz nabywający usługi kontraktów [...]”. Wyjątek dotyczący KF CGS jest uwzględniany w całej niniejszej CCM. Po wygaśnięciu odstępowstwa dla KF CGS, zgodnie z decyzją Komisji (UE) 2020/2123 z dnia 11 listopada 2020 r. w następstwie art. 64 rozporządzenia, OSP CCR Hansa przedłożą zmienioną propozycję odpowiednich artykułów niniejszej metody dotyczących KF CGS, w przypadku gdy odstępowstwo nie zostanie przedłużone.

NINIEJSZYM PRZEDKŁADAJĄ NASTĘPUJĄCĄ WSPÓLNĄ METODĘ SKOORDYNOWANEGO WYZNACZANIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH DLA CCR HANSA:

Artykuł 1

Przedmiot i zakres stosowania

Zgodnie z wymogiem art. 20 ust. 2 rozporządzenia CACM wszyscy OSP w każdym CCR składają CCM w ramach odpowiedniego regionu.

2. Niniejszy dokument ustanawia wspólną skoordynowaną CCM dla wszystkich granic obszarów rynkowych CCR Hansa.

Artykuł 2

Definicje i zasady

1. Do celów niniejszej CCM terminy użyte w niniejszym dokumencie przyjmują znaczenie opisane w definicjach zawartych w art. 2 rozporządzenia CACM, rozporządzenia (UE) 2019/943, rozporządzenia (UE) 543/2013 w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej oraz w decyzji Komisji (EU) 2020/2123 z dnia 11 listopada 2020 r. w sprawie przyznania odstępowstwa na podstawie art. 64 rozporządzenia (UE) 2019/943 w odniesieniu do hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak.

Ponadto w niniejszej CCM zastosowanie mają następujące definicje i zasady:

- a. Zdolności przesyłowe netto (NTC) to maksymalna łączna wymiana między dwoma sąsiadującymi obszarami rynkowymi zgodna ze standardami bezpieczeństwa i uwzględniająca niepewności techniczne w zakresie przyszłych warunków pracy sieci: NTC są obliczane przez CCC na podstawie danych wejściowych dostarczonych przez OSP, zgodnie z opisami zawartymi w art. 4 i art. 12.
 - b. Zaawansowane hybrydowe łączenie rynków (AHC) umożliwia odwzorowanie wpływu, jaki przepływy na granicach zewnętrznych do domeny opartej na podejściu FBA mają na krytyczne elementy sieci w domenie opartej na podejściu FBA. AHC umożliwia algorytmowi alokacji zdolności przesyłowych ekonomiczną optymalizację między alokacją na granicach zewnętrznych do domeny opartej na podejściu FBA a granicami w domenie opartej na podejściu FBA.
 - c. Wcześniej zaalokowane zdolności przesyłowe (AAC) to zdolności przesyłowe alokowane dla granicy obszaru rynkowego. Źródła AAC są wymienione w art. 11 i art. 15, a zdolności przesyłowe podane w przedziałach czasowych dnia następnego lub dnia bieżącego mogą zostać skorygowane o wartość AAC zgodnie z opisem w lit. d).
 - d. Dostępne zdolności przesyłowe (ATC) są miarą zdolności przesyłowych pozostałych do dyspozycji w fizycznej sieci przesyłowej na potrzeby dalszych operacji handlowych powyżej wielkości już zarezerwowanych do wykorzystania: $ATC = NTC - AAC$. W przypadku gdy wielkość wcześniej zaalokowanych zdolności przesyłowych (AAC) wynosi zero, ATC równa się NTC. Korekty AAC zgodnie z art. 11 i 15 prowadzą do korekt ATC. Wyjątki mają zastosowanie do hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak, zgodnie z art. 4 ust. 3 i art. 12 ust. 3.
 - e. Połączenie wzajemne CCR Hansa jest promieniową linią lub liniami prądu stałego (DC) lub połączeniem promieniowych linii AC między powiązаныmi sieciami prądu AC po obu stronach granicy obszarów rynkowych.
 - f. Krytyczny element sieci (CNE) to element sieci, na który znacząco wpływają wymiany międzyobszarowe. Elementem tym może być linia napowietrzna, linia kablowa lub transformator.
 - g. Do obliczania rozkładu przepływu mocy na połączeniu wzajemnym CCR Hansa w sąsiadujących sieciach AC wykorzystuje się współczynnik zmiany wytwarzania (GSK).
2. W niniejszej CCM, o ile z kontekstu nie wynika inaczej:
 - a. Liczba pojedyncza wskazuje również liczbę mnogą i odwrotnie.
 - b. Nagłówki dodaje się wyłącznie dla wygody i nie mają one wpływu na interpretację CCM.
 - c. Odniesienia do „artykułu” są, o ile nie zaznaczono inaczej, odniesieniami do jednego z artykułów niniejszego dokumentu CCM.
 - d. Wszystkie odniesienia do ustawodawstwa, rozporządzeń, dyrektyw, zarządzeń, instrumentów, kodeksów i wszelkich innych aktów prawnych obejmują wszelkie modyfikacje, przedłużenia lub ponowne wprowadzenie w życie danego dokumentu.

Artykuł 3

Zasady wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych

1. Podejście oparte na wyznaczaniu zdolności przesyłowych dla CCR Hansa powinno być zgodne z podejściem opartym na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto (CNTC).
2. OSP CCR Hansa dostarczają odpowiedniemu CCC listę CNE zgodnie z art. 5 z odpowiednim wyprzedzeniem przed upływem terminu gwarancji dla rynku dnia następnego i dnia bieżącego w celu uwzględnienia złożoności

procesów i systemów informatycznych.

3. OSP CCR Hansa dostarczają wyznaczonemu CCC i OSP CCR Hansa, zgodnie z art. 29 ust. 1 rozporządzenia CACM, z odpowiednim wyprzedzeniem przed terminem gwarancji dla rynku dnia następnego i dnia bieżącego w celu uwzględnienia złożoności procesów i systemów informatycznych następujące dane wejściowe dla każdego podstawowego okresu handlowego (MTU), z wyjątkiem KF CGS:
 - a. Współczynnik dyspozycyjności urządzeń i współczynnik strat do wyznaczenia TTC/NTC zgodnie z opisem matematycznym zawartym w art. 4 i art. 12;
 - b. Granice bezpieczeństwa pracy i zdarzenia losowe, w tym granice obciążalności termicznej CNE, zgodnie z art. 7;
 - c. Ograniczenia alokacji zgodnie z art. 8;
 - d. Marginesy niezawodności przesyłu (TRM) zgodnie z art. 6;
 - e. Współczynniki zmiany wytwarzania (GSK) zgodnie z art. 9; oraz
 - f. Dostępne działania zaradcze zgodnie z art. 10.
4. W przypadku KF CGS odpowiedni OSP CCR Hansa dostarczają wyznaczonemu CCC następujące informacje dla każdego MTU:
 - a. NTC dla każdego MTU wyznaczone przez MIO, z odpowiednim wyprzedzeniem w stosunku do terminu gwarancji dla rynku dnia następnego i dnia bieżącego w celu uwzględnienia złożoności procesów i systemów informatycznych oraz zgodnie z matematycznym opisem zawartym art. 4 art. 12;
 - b. Prognozowane wytwarzanie energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych (zwanych dalej „MFW”) wykorzystane do wyznaczenia NTC.
5. OSP CCR Hansa, lub podmiot działający w ich imieniu, przesyła odpowiedniemu CCC, bez zbędnej zwłoki, AAC dla każdego MTU zgodnie z art. 11 i art. 15.
6. Na podstawie danych wejściowych otrzymanych od OSP CCR Hansa CCC dokonuje wyznaczenia zdolności przesyłowych dla każdej granicy obszaru rynkowego w obu kierunkach zgodnie z opisami matematycznymi zawartymi w art. 4 i art. 12.
7. W przypadku gdy odpowiedni CCC otrzymał AAC, należy to uwzględnić w wykonywanym wyznaczaniu zdolności przesyłowych dla każdej granicy obszarów rynkowych w obu kierunkach zgodnie z art. 2 ust. 1 lit. c) i d).
8. W przypadku gdy na granicy obszarów rynkowych CCR Hansa istnieje więcej niż jedno połączenie wzajemne, międzyobszarowe zdolności przesyłowe tych połączeń wzajemnych sumuje się w celu ustalenia całkowitych międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla granic obszarów rynkowych CCR Hansa.
9. W przypadku gdy wyznaczenie zdolności przesyłowych nie może być wykonane przez odpowiedniego CCC dla właściwej granicy lub granic CCR Hansa, zastosowanie ma rezerwowe wyznaczenie zdolności przesyłowych, zgodnie z art. 18.
10. Odpowiedni CCC przedstawia OSP CCR Hansa do weryfikacji wyniki wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z zasadami opisanymi w art. 16.
11. Zgodnie z art. 46 i 58 rozporządzenia CACM, odpowiedni CCC zapewnia dostarczenie właściwym NEMO zweryfikowanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych i ograniczeń alokacji przed terminami gwarancji dla rynków dnia następnego i dnia bieżącego.

ROZDZIAŁ 1

Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dla przedziału czasowego dnia następnego

Artykuł 4 Opis matematyczny

1. Poniższy opis matematyczny odnosi się do wyznaczania NTC na liniach DC między obszarami rynkowymi. Zdolności te wyznacza się dla obu kierunków: $A \rightarrow B$ i $B \rightarrow A$.

$NTC_{i,DC A \rightarrow B}$ na granicy obszarów rynkowych połączonej liniami DC w kierunku $A \rightarrow B$ wyznacza się w następujący sposób:

$$NTC_{i,DC A \rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,max thermal} \cdot (1 - \beta_{i, Loss, A \rightarrow B})$$

gdzie

A	:=	Obszar rynkowy A.
B	:=	Obszar rynkowy B.
α_i	:=	Wskaźnik dyspozycyjności wszystkich urządzeń, które są integralną częścią połączenia wzajemnego i jako takie mogą mieć wpływ na wartość NTC, ustalony na podstawie planowych i nieplanowych wyłączeń, α_i , będący liczbą rzeczywistą od 0 do 1 włącznie.
$P_{i,max thermal}$:=	Obciążalność termiczna dla linii DC „i”.
$\beta_{i, Loss, A \rightarrow B}$:=	Współczynnik strat w przypadku zarządzania jawnymi (explicit) stratami sieciowymi na linii DC „i” w kierunku $A \rightarrow B$ może być inną wartością w zależności od α_i . W przypadku zarządzania stratami niejawnymi (implicit) współczynnik strat przyjmuje wartość zero, ale jest uwzględniony jako ograniczenie alokacji zgodnie z art. 8.

2. Poniższy opis matematyczny odnosi się do wyznaczania NTC na liniach zmiennoprądowych (AC) między obszarami rynkowymi. Zdolności te wyznacza się dla obu kierunków: $A \rightarrow B$ i $B \rightarrow A$.

$NTC_{i,AC A \rightarrow B}$ na granicy obszarów rynkowych połączonej liniami AC w kierunku $A \rightarrow B$ wyznacza się w następujący sposób:

$$NTC_{AC, A \rightarrow B} = TTC_{A \rightarrow B} - TRM_{A \rightarrow B}$$

gdzie

A	:=	Obszar rynkowy A.
B	:=	Obszar rynkowy B.
$TTC_{A \rightarrow B}$:=	Całkowite zdolności przesyłowe na granicy obszarów rynkowych w kierunku $A \rightarrow B$. TTC wyznacza się w następujących krokach: <ol style="list-style-type: none">1. Wykonanie obliczenia przepływu obciążenia przy użyciu CGM i GSK zgodnie z art. 9.2. Przy dokonywaniu oceny obciążenia poszczególnych torów połączenia wzajemnego CCR Hansa oraz w celu uwzględnienia

kryterium bezpieczeństwa N-1 procesy opisane w pkt 3 i 4 są powtarzane przy wyłączeniu każdego z torów połączenia wzajemnego CCR Hansa, przy czym minimalne TTC dla każdego połączenia wzajemnego CCR Hansa w każdym kierunku określa się jako TTC w danym kierunku.

3. Wykorzystanie GSK do zwiększenia salda obszaru rynkowego A przy jednoczesnym zmniejszeniu salda obszaru rynkowego B w równych ilościach do momentu, kiedy tor lub kilka torów połączenia wzajemnego CCR Hansa osiągnie swój poziom stałego dopuszczalnego obciążenia termicznego. TTC są wówczas równe maksymalnej wymianie między obszarami rynkowymi.
4. Proces opisany w pkt 3 jest powtarzany w kierunku przeciwnym w celu wyznaczenia TTC w kierunku z B do A.

$TRM_{A \rightarrow B} :=$ Margines niezawodności przesyłu dla granicy obszarów rynkowych w kierunku $A \rightarrow B$, zgodnie z art. 6.

3. Poniższy opis matematyczny jest aproksymacją autonomicznego wyznaczania NTC przez MIO na KF CGS, będącym hybrydowym połączeniem wzajemnym i przyłączem sieciowym MFW pomiędzy DK2-DE/LU. Funkcją celu wyznaczania zdolności przesyłowych przez MIO jest maksymalizacja NTC na KF CGS, biorąc pod uwagę energię wprowadzoną do sieci z MFW, straty sieciowe, moc czynną i bierną, a także fizyczne ograniczenia obiektów. MIO może w niektórych sytuacjach wyznaczyć wyższe zdolności przesyłowe niż te, która wynikają ze wzoru aproksymacyjnego.

$NTC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$ na KF CGS, w kierunku DE/LU \rightarrow DK2 wyznacza się w następujący sposób:

$$NTC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK} = \alpha_i \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{\max\ thermal, DE}}{1 + LOSS_{DE} + LOSS_{XB}} + \frac{\min(AAC_{DE}^{Wind}, P_{\max\ thermal, DE} \times LOSS_{DE})}{1 + LOSS_{XB}}, P_{\max\ thermal, DE} \right), \frac{P_{\max\ thermal, XB}}{1 + LOSS_{XB}}, P_{\max\ thermal, DK} - AAC_{DK}^{Wind} \right)$$

$NTC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE}$ na KF CGS, w kierunku DK2 \rightarrow DE/LU wyznacza się w następujący sposób:

$$NTC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE} = \alpha_i \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{\max\ thermal, DK}}{1 + LOSS_{DK}} + \min(AAC_{DK}^{Wind}, P_{\max\ thermal, DK} \times LOSS_{DK}), P_{\max\ thermal, DK} \right), P_{\max\ thermal, XB}, \frac{P_{\max\ thermal, DE} - AAC_{DE}^{Wind}}{1 - LOSS_{XB}}, \frac{P_{\max\ thermal, DE} - AAC_{DE}^{Wind}(1 - LOSS_{DE})}{1 - LOSS_{XB} - LOSS_{DE}} \right)$$

Planowe lub nieplanowe wyłączenia mogą prowadzić do zmniejszenia (częściowego lub całkowitego do zera) jednego lub więcej z poniższych parametrów: $P_{\max\ thermal, DK}$, $P_{\max\ thermal, DE}$ or $P_{\max\ thermal, XB}$

gdzie:

DE	:= Obszar rynkowy DE/LU.
DK	:= Obszar rynkowy DK2.
AAC_{DE}^{Wind}	:= Prognozowane wytwarzanie energii elektrycznej z MFW z prognozy OSP, będącej(-ych) częścią obszaru rynkowego DE/LU i przyłączonej(-ych) do KF CGS, zgodnie z art. 11.
AAC_{DK}^{Wind}	:= Prognozowane wytwarzanie energii elektrycznej z MFW z prognozy OSP, będącej(-ych) częścią obszaru rynkowego DK2 i przyłączonej(-ych) do KF CGS, zgodnie z art. 11.
$CP_{OWF, DE}$	Punkt przyłączenia morskiej farmy wiatrowej przyłączonej w obszarze rynkowym DE/LU do KF CGS.
$CP_{OWF, DK}$	Punkt przyłączenia morskiej farmy wiatrowej przyłączonej w obszarze rynkowym DK2 do KF CGS.
$Loss_{DE}$:= Straty elektryczne pomiędzy punktem przyłączenia KF CGS w obszarze rynkowym DE/LU, a $CP_{OWF, DE}$
$Loss_{XB}$:= Straty elektryczne pomiędzy punktami przyłączenia $CP_{OWF, DK}$ a $CP_{OWF, DE}$
$Loss_{DK}$:= Straty elektryczne pomiędzy punktem przyłączenia KF CGS w obszarze rynkowym DK2 a $CP_{OWF, DK}$
α_i	:= Wskaźnik dyspozycyjności urządzeń ustalony na podstawie planowych i nieplanowych wyłączeń, α_i , będący liczbą rzeczywistą od 0 do 1 włącznie.
$P_{max\ thermal, DE}$:= Obciążalność termiczna odcinka linii z obszaru rynkowego DE/LU do $CP_{OWF, DE}$
$P_{max\ thermal, XB}$:= Obciążalność termiczna odcinka linii z $CP_{OWF, DK}$ do $CP_{OWF, DE}$
$P_{max\ thermal, DK}$:= Obciążalność termiczna odcinka linii z obszaru rynkowego DK2 do $CP_{OWF, DK}$

Artykuł 5

Metoda wyboru krytycznych elementów sieci i zasady unikania nieuzasadnionej dyskryminacji między wymianami wewnętrznymi i międzyobszarowymi

1. Każdy OSP CCR Hansa sporządza listę elementów CNE swojego obszaru regulacyjnego w oparciu o doświadczenie operacyjne i topologię swojej sieci. CNE uwzględnione przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych CCR Hansa muszą stanowić część połączenia wzajemnego CCR Hansa.
2. CNE w sieciach AC sąsiadujących z połączeniami wzajemnymi CCR Hansa, odzwierciedlających interakcje przepływów między połączeniami wzajemnymi CCR Hansa a sieciami AC określane są w parametrach FBA CCR Nordic i CCR Core zgodnie z ich odpowiednimi metodami wyboru krytycznych elementów sieci i zasadami unikania nieuzasadnionej dyskryminacji między wymianami wewnętrznymi a międzyobszarowymi.
3. Zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. b) ppkt (ii) rozporządzenia CACM zasada unikania nieuzasadnionej dyskryminacji ma obejmować tylko połączenia wzajemne CCR Hansa przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych CCR Hansa, w związku z czym nie występuje możliwość dyskryminacji między wymianami wewnętrznymi i międzyobszarowymi.

Artykuł 6

Metoda wyznaczania marginesu niezawodności przesyłu (TRM)

1. Metoda wyznaczania Marginesu Niezawodności Przesyłu (TRM) dotyczy wyłącznie granicy połączonej liniami AC w CCR Hansa.
2. Metoda wyznaczania TRM opiera się na zasadach obliczania rozkładu prawdopodobieństwa odchyłek między oczekiwanymi rozprzęgami mocy w momencie wyznaczania zdolności przesyłowych a zrealizowanymi rozprzęgami mocy w czasie rzeczywistym i następnie określa niepewności, które należy uwzględnić przy wyznaczaniu

zdolności przesyłowych.

3. Zgodnie z art. 22 ust. 2 rozporządzenia CACM metoda wyznaczania TRM uwzględnia niezamierzone odchylenia fizycznych przepływów energii elektrycznej spowodowane przez regulację przepływów energii w obrębie obszarów regulacyjnych i pomiędzy nimi oraz niezamierzone odchylenia przepływów, które mogłyby wystąpić między przedziałem czasowym wyznaczania zdolności przesyłowych a czasem rzeczywistym. Aktywacja działań zaradczych nie jest uważana za źródło niepewności, które powinno być zostać uwzględnione w TRM.
4. Proces wyznaczania TRM składa się z następujących kroków:
 - a. Identyfikacja źródeł niepewności dla każdego procesu wyznaczania TTC. Wyznaczanie TTC jest oparte na CGM, który zawiera założenia dotyczące wymian transgranicznych pomiędzy podmiotami trzecimi i prognozy energii wprowadzanej do sieci ze źródeł wiatrowych i słonecznych, mających wpływ na schemat wytwarzania i obciążenia, jak również topologię sieci;
 - b. Wyprowadzenie niezależnych szeregów czasowych dla każdej niepewności i wyznaczenie rozkładów prawdopodobieństwa dla poszczególnych szeregów czasowych. Punkt wyjścia stanowią ogólne szeregi czasowe z istniejącej już bazy danych. Szeregi czasowe obejmują odpowiedni okres z przeszłości w celu pozyskania znaczących i reprezentatywnych ilości danych;
 - c. Splot poszczególnych rozkładów prawdopodobieństwa i wyprowadzenie wartości TRM z rozkładu splotowego. Z rozkładu splotowego przyjmuje się 90-ty percentyl.
5. Dane wejściowe do procesu wyznaczania TRM zgodnie z art. 6 ust. 4 lit. a) muszą być skoordynowane i wspólnie zatwierdzone przez zaangażowanych OSP CCR Hansa w celu zapewnienia zharmonizowanego podejścia do wyprowadzania marginesu niezawodności z rozkładu prawdopodobieństwa zgodnie z art. 22 ust. 3 rozporządzenia CACM.
6. TRM będzie aktualizowany regularnie przynajmniej raz do roku przez OSP CCR Hansa lub przez odpowiedniego CCC.

Artykuł 7

Metoda wyznaczania granic bezpieczeństwa pracy i uwzględniania zdarzeń losowych odnoszących się do wyznaczania zdolności przesyłowych

1. Zgodnie z art. 23 ust. 1 rozporządzenia CACM OSP CCR Hansa muszą przestrzegać granic bezpieczeństwa pracy systemu wykorzystywanych w analizie bezpieczeństwa pracy zgodnie z art. 72 rozporządzenia SO. Granice bezpieczeństwa pracy wykorzystywane do wspólnego wyznaczania zdolności przesyłowych są tożsame z wykorzystywanymi do analizy bezpieczeństwa pracy, dlatego nie są wymagane dodatkowe opisy na podstawie art. 23 ust. 2 rozporządzenia CACM. W szczególności, OSP CCR Hansa muszą przestrzegać dopuszczalnych granic bezpiecznej pracy sieci, takie jak ograniczenia termiczne, ograniczenia napięcia, ograniczenia prądu zwarcowego, ograniczenia częstotliwości i stabilności dynamicznej.
2. W procesie wyznaczania TTC/NTC opisanym w art. 4 dla przedziału czasowego dnia następnego i art. 12 dla przedziału czasowego dnia bieżącego uwzględnia się ograniczenia termiczne CNE CCR Hansa.
3. Oczekuje się, że granice bezpieczeństwa pracy, zdarzenia losowe elementów sieci AC sąsiadujących z CNE CCR Hansa, odzwierciedlające interakcje przepływu między połączeniami wzajemnymi CCR Hansa i sieciami AC, będą uwzględnione w parametrach CCR Nordic i CCR Core opartych na podejściu FBA.
4. Tymczasowy wyjątek ma zastosowanie do granicy obszarów rynkowych DE/LU-SE4 w przypadku gdy granice bezpieczeństwa pracy lokalnej sieci OSD po stronie niemieckiej mają znaczący wpływ na (operacyjną) charakterystykę połączenia wzajemnego, a tym samym współdecydują o dostępnych transgranicznych zdolnościach przesyłowych na odpowiedniej granicy obszarów rynkowych. Aby kontynuować odpowiednie

wyznaczanie zdolności przesyłowych, te granice bezpieczeństwa powinny być przestrzegane przy wyznaczaniu transgranicznych zdolności przesyłowych do czasu zakończenia odpowiedniego projektu wzmocnienia sieci na okolicznym obszarze. Pozostaje to bez uszczerbku dla wyłącznego oparcia niniejszej metody na elementach tworzących odpowiednie połączenia wzajemne. W przypadku jakichkolwiek opóźnień w realizacji projektu TTG poinformuje bez zbędnej zwłoki wszystkich OSP CCR Hansa oraz wszystkie krajowe organy regulacyjne CCR Hansa, a także w ścisłym porozumieniu z Svk i Baltic Cable będzie corocznie informować o stanie realizacji projektu wzmocnienia sieci, począwszy od stycznia 2028 r.

5. OSP CCR Hansa mogą indywidualnie oszacować granice bezpieczeństwa pracy, które nie mogą znaleźć odzwierciedlenia w parametrach opartych na podejściu FBA sąsiadujących CCR, w tym między innymi: granice stabilności napięcia, ograniczenia prądu zwarciovego i granice stabilności dynamicznej, zgodnie z postanowieniami art. 8 ust. 1.

Artykuł 8

Metoda dotycząca ograniczeń alokacji

1. Zgodnie z art. 23 ust. 3 lit a) lub b) rozporządzenia CACM, OSP CCR Hansa mogą zastosować, poza ograniczeniami przepływu mocy czynnej na połączeniach wzajemnych CCR Hansa, ograniczenia alokacji podczas fazy alokacji zdolności przesyłowych, które są potrzebne do utrzymania systemu przesyłowego w ramach granic bezpieczeństwa pracy systemu i które nie mogą być przełożone efektywnie na maksymalne przepływy na krytycznych elementach sieci lub ograniczenia mające na celu zwiększenie nadwyżki ekonomicznej, przy uwzględnieniu następujących warunków:
 - a. łączny import lub eksport z jednego obszaru rynkowego do innych sąsiadujących obszarów rynkowych ograniczony celem zapewnienia odpowiedniego poziomu rezerw wytwórczych wymaganego do zapewnienia bezpiecznej pracy systemu;
 - b. Maksymalna zmiana przepływu na liniach DC i KF CGS między MTU (ograniczenia rampowania);
 - c. Współczynniki niejawnych strat na liniach DC;
 - d. Minimalny przepływ na liniach DC;
 - e. Ograniczenia liczby stanów odwróconej biegunowości (przejsć przez zero) na liniach DC w danym okresie;
 - f. Ograniczenie maksymalnego przepływu na liniach DC w zależności od temperatury kabla i napięcia wytrzymywanego kabla.
2. Zgodnie z art. 8 ust. 1 lit. a) OSP CCR Hansa mogą wykorzystywać ograniczenia alokacji do zapewnienia minimalnego poziomu rezerwy operacyjnej na potrzeby bilansowania w przypadku modelu centralnego dysponowania. Wprowadzane ograniczenia alokacji są dwukierunkowe, z niezależnymi wartościami dla kierunku importu i eksportu, zależnie od przewidywanej sytuacji bilansowej. Szczegóły i uzasadnienie stosowania oraz metoda wyznaczania tego typu ograniczeń alokacji są określone w załączniku 1. To ograniczenie alokacji może być stosowane przez okres przejściowy 2 lat po wdrożeniu niniejszej metody. Jeśli co najmniej jeden z OSP Hansa CCR nadal będzie chciał korzystać z ograniczenia alokacji po tym okresie, a wszystkie OSP Hansa CCR wyrażą zgodę, muszą dostarczyć propozycję zmian niniejszej metody. Powinna ona opisywać szczegóły techniczne obliczania ograniczenia alokacji oraz dokument wyjaśniający wpływ na nadwyżkę ekonomiczną i skutki dystrybucyjne w trakcie MTU gdy ograniczenie alokacji było wiążące w ciągu ostatnich 12 miesięcy, opcje alternatywne i uzasadnienie jego potrzeby. Propozycja zostanie przesłana najpóźniej 18 miesięcy po wdrożeniu tej metodologii zgodnie z artykułem 21(1) oraz zgodnie z przyczynami i metodologią obliczania ograniczenia alokacji, jak określono w załączniku 1 do tej metodologii. W przypadku złożenia takiej propozycji okres przejściowy zostanie przedłużony do czasu podjęcia decyzji w sprawie propozycji przez wszystkie krajowe organy regulacyjne Hansa CCR.
3. W okresie przejściowym określonym w art. 8 ust. 2, OSP CCR Hansa stosujący to ograniczenie alokacji:

- a. oblicza wartość ograniczeń zewnętrznych codziennie dla każdej jednostki MTU CC DA/ID;
 - b. w stosownych przypadkach i w przypadku gdy ograniczenie zewnętrzne miało niezerową cenę ukrytą w ponad 0,1% godzin w kwartale, dostarcza organom regulacyjnym Hansa raport analizujący kwartalnie: (i) dla każdej jednostki MTU CC DA/ID, gdy ograniczenie zewnętrzne miało niezerową cenę ukrytą, stratę nadwyżki ekonomicznej spowodowaną ograniczeniem zewnętrznym i skuteczność ograniczenia alokacji w zapobieganiu naruszeniu podstawowych limitów bezpieczeństwa operacyjnego oraz (ii) alternatywne rozwiązania mające na celu rozwiązanie problemu podstawowych limitów bezpieczeństwa operacyjnego.
 - c. w stosownych przypadkach i gdy jest to bardziej efektywne, wdraża alternatywne rozwiązania, o których mowa w lit. b).
4. Zgodnie z art. 8 ust. 1 lit. b) ograniczenia rampowania są instrumentem operacyjnym systemu służącym do utrzymywania bezpieczeństwa pracy na potrzeby zarządzania częstotliwością (zgodnie z art. 137 rozporządzenia SO) lub do zapewnienia utrzymania maksymalnej zmiany przepływów na połączeniach wzajemnych HVDC między podstawowymi okresami handlowymi w ramach limitów technicznych połączeń wzajemnych HVDC (zgodnie z art. 25 rozporządzenia SO). Ograniczenia rampowania określa maksymalne tempo zmiany na CCR Hansa DC Interconnector pomiędzy zmianami MTU (maks.wartość MW/MTU).
 5. Zgodnie z art. 8 ust. 1 lit. c) w przypadku zarządzania stratami niejawnymi współczynnik strat niejawnych na liniach DC podczas alokowania zdolności przesyłowych zapewnia brak przepływu na linii DC, o ile korzyści społeczne nie przekroczą kosztów odpowiednich strat.
 6. Zgodnie z art. 8 ust. 1 lit. d) uwzględnienie minimalnego przepływu na linii DC podczas alokowania zdolności przesyłowych zapewnia, że linia DC nie będzie pracowała poza swoimi możliwościami technicznymi, gdy charakterystyka techniczna konkretnej linii DC wymaga minimalnego przepływu dla stabilnej pracy.
 7. Zgodnie z art. 8 ust. 1 lit. e) na danej linii DC z przekształtnikami o komutacji sieciowej odwrócenie biegunowości powoduje zwiększone naprężenia elektryczne w izolacji kabla. Ograniczenie alokacji może być wykorzystane do ograniczenia zmian polaryzacji na określonej linii DC, aby nie wpływać negatywnie na starzenie się kabla i jego żywotność. Konkretny limit stanów odwróconej polaryzacji powodujący wprowadzenie tego ograniczenia alokacji zostanie ustalony przez OSP CCR Hansa eksploatujących linię DC.
 8. Zgodnie z art. 8 ust. 1 lit. f) na określonej linii prądu stałego może zostać nałożony limit maksymalnego rozprywu mocy ze względu na ograniczenie techniczne w układzie regulacji tej linii, w przypadku gdy technologia linii DC jest wrażliwa na temperaturę i napięcie wytrzymywane kabla. W pewnych warunkach pracy (np. w przypadku odwrócenia biegunowości lub wzrostu napięcia linii DC) napięcie robocze jest obniżane w stosunku do napięcia znamionowego w celu zachowania integralności kabla i jego żywotności. Prowadzi to do fizycznego ograniczenia maksymalnego rozprywu mocy w linii DC w ograniczonym czasie. Jest to szczególnie istotne w ramach czasowych dnia następnego i dnia bieżącego, aby takie ograniczenia rozprywu mocy były brane pod uwagę w celu zapewnienia możliwości fizycznego zrealizowania wymian energii.
 9. Jeżeli jeden, kilku lub wszyscy OSP CCR Hansa planują zastosowanie jednego lub więcej ograniczeń alokacji, o których mowa w art. 8 ust. 1, na granicach obszaru rynkowego Hansa, odpowiedni OSP CCR Hansa konsultuje z uczestnikami rynku, przez przynajmniej jeden miesiąc, informując pozostałych OSP CCR Hansa oraz wszystkie NRA CCR Hansa o planowanych ograniczeniach alokacji, wraz ze szczegółowymi opisami i uzasadnieniami przedmiotowych ograniczeń alokacji, najpóźniej na 2 miesiące przed planowanym zastosowaniem tych ograniczeń alokacji. Uzasadnienia te powinny zawierać informacje na temat zgodności z wymogami określonymi w art. 23 ust. 3 CACM. Ograniczenia alokacji na podstawie art. 8 ust. 1 lit. a), b), d), e) i f) należy uzasadniać zgodnie z art. 23 ust. 3 lit. a) CACM, a ograniczenia alokacji na podstawie art. 8 ust. 1 lit. c) zgodnie z art. 23 ust. 3 lit. b) CACM. Jeżeli ograniczenie alokacji jest stosowane zgodnie z CACM Artykuł 23(3)(a), OSP Hansa muszą wykazać, dlaczego ograniczenie alokacji nie może zostać efektywnie przekształcone w maksymalne przepływy na krytycznych elementach sieci. Jeżeli ograniczenie alokacji jest stosowane zgodnie z CACM Art. 23(3)(b), OSP Hansa muszą wykazać, przed zastosowaniem ograniczenia alokacji, za pomocą analizy, że dobrobyt wzrósł, tj. uniknięte koszty są większe niż strata nadwyżki ekonomicznej. Wyniki analizy wraz z uwagami uczestników rynku należy przedstawić krajowe organy regulacyjne Hansa.
 10. OSP Hansa dokonują corocznego przeglądu ograniczeń alokacji zgodnie z art. 27 ust. 4 lit. a) Rozporządzenia CACM i powiadamiają krajowe organy regulacyjne Hansa o każdym wprowadzeniu zmiany. Ponadto OSP Hansa

przeprowadzają analizę wpływu dla odpowiednich ograniczeń alokacji co najmniej co 3 lata po wdrożeniu tej metodologii zgodnie z art. 21. Ma to na celu zapewnienie zgodności ograniczeń alokacji z art. 23 ust. 3 Rozporządzenia CACM. Analiza ta powinna obejmować co najmniej wpływ na nadwyżkę ekonomiczną i skutki dystrybucyjne dla poszczególnych obszarów rynkowych wynikające z zastosowania ograniczeń alokacji. Ponadto analiza wpływu powinna również obejmować alternatywne rozwiązania dla tych ograniczeń alokacji, zapewniając, że stosowanie ograniczenia alokacji jest rozwiązaniem najefektywniejszym z perspektywy europejskiej. Analiza wpływu powinna zostać przedłożona krajowym organom regulacyjnym Hansa.

11. Przed wdrożeniem ograniczeń alokacji na podstawie art. 8 ust. 1 lit. d), e) i f) właściwi OSP przedkładają pisemną propozycję organom zarządzającym łączeniem rynków, w tym uzasadnienie wprowadzenia ograniczenia. W oparciu o takie uzasadnienie i zamierzone wykorzystanie ograniczenia alokacji, OSP i NEMO wspólnie oceniają i udostępniają organom regulacyjnym wykonalność projektu wdrożenia i wykorzystania ograniczenia, w tym testowanie rzeczywistych efektów rynkowych.
12. OSP CCR Hansa zgłaszają statystyczne wskaźniki międzyobszarowych zdolności przesyłowych, uwzględniając ograniczenia alokacji, w stosownych przypadkach dla każdego przedziału czasowego wyznaczania zdolności przesyłowych, w ramach raportu przesyłanego co dwa lata przez ENTSO-E do ACER w sprawie wyznaczania zdolności przesyłowej i alokacji zgodnie z art. 31 rozporządzenia CACM. Na żądanie NRA CCR Hansa OSP CCR Hansa dostarczają dodatkowych informacji na temat ograniczeń alokacji.
13. Ceny kalkulacyjne zastosowanych ograniczeń alokacji w alokacji zdolności przesyłowych powinny być rejestrowane i zgłaszane przez NEMO do OSP CCR Hansa oraz do NRA CCR Hansa.
14. Ograniczenia alokacji wykorzystuje się do celów alokacji zdolności przesyłowych zgodnie z art. 46 i 58 rozporządzenia CACM.

Artykuł 9

Metoda wyznaczania współczynników zmiany wytwarzania

1. Do wyznaczania TTC promieniowych linii AC opisanych w art. 4 ust. 2, GSK odpowiednich obszarów rynkowych zostaną określone w CCM sąsiadujących CCR przy zastosowaniu podejścia FBA.
2. Interakcje przepływów między połączeniami wzajemnymi CCR Hansa a sąsiadującymi sieciami AC znajdują odzwierciedlenie w odpowiednich parametrach opartych na podejściu FBA sąsiadujących CCR.

Artykuł 10

Metoda wyznaczania działań zaradczych uwzględnianych w wyznaczaniu zdolności przesyłowych

1. Do optymalizacji TTC stosuje się bezkosztowe działania zaradcze.
2. Dla KF CGS stosuje się wszystkie dostępne działania zaradcze, aby zapewnić, że granice bezpieczeństwa pracy systemu nie zostały naruszone w przypadkach, w których zastosowanie mają oba następujące warunki:
 - a. Prognozowana produkcja z jednej farmy wiatrowej przekracza oczekiwany przez OSP CCR Hansa wynik rynku dnia następnego.
 - b. Całkowite zdolności przesyłowe w kierunku odpowiedniego obszaru rynkowego tej farmy są wykorzystywane na potrzeby realizacji jej spodziewanego wyniku rynkowego, nominowanych długoterminowych praw przesyłowych, wymian rynku dnia następnego i dnia bieżącego.
3. Każdy OSP CCR Hansa indywidualnie określa dostępne działania zaradcze, które mają być uwzględnione wyłącznie przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych CCR Hansa, zgodnie z art. 25 ust. 1 rozporządzenia CACM, i które zostaną udostępnione odpowiedniemu CCC i wszystkim innym OSP zgodnie z art. 29 ust. 1 rozporządzenia CACM.
4. Każdy OSP CCR Hansa zapewnia uwzględnienie działań zaradczych przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych, pod

warunkiem że pozostałe dostępne działania zaradcze, wraz z marginesem niezawodności, są wystarczające do zapewnienia bezpieczeństwa pracy, zgodnie z art. 25 ust. 4 rozporządzenia CACM.

5. Każdy OSP CCR Hansa zapewnia, aby działania zaradcze uwzględniane przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych dla przedziałów czasowych dnia następnego i dnia bieżącego były takie same, zgodnie z art. 25 ust. 6 rozporządzenia CACM, z zastrzeżeniem technicznej dostępności dla każdego przedziału czasowego wyznaczania zdolności przesyłowych.
6. Zgodnie z art. 25 ust. 2 i 3 rozporządzenia CACM, OSP CCR Hansa koordynują każde stosowanie działań zaradczych wykorzystywanych przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych z odpowiednim CCC CCR Hansa oraz z każdym zainteresowanym OSP CCR Hansa. Wszyscy OSP CCR Hansa uzgadniają stosowanie działań zaradczych, które wymagają działania nie tylko jednego OSP CCR Hansa.
7. Reguła dostosowywania przepływu mocy polega na tym, że odpowiedni CCC CCR Hansa w przypadku zastosowania działań zaradczych zgodnie z CCM dostosowuje zdolności przesyłowe na połączeniach wzajemnych CCR Hansa, w których działanie zaradcze ma wpływ w dowolnym kierunku, zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. b) pkt (iv) rozporządzenia CACM.

Artykuł 11

Zasady uwzględniania wcześniej zaalokowanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia następnego

1. W przedziale czasowym dnia następnego OSP CCR Hansa uwzględniają wcześniej zaalokowane międzyobszarowe zdolności przesyłowe (AAC) w następujący sposób:
 - a. Zdolności przesyłowe alokowane dla nominowanych fizycznych praw przesyłowych (PTR).
 - b. Zdolności przesyłowe alokowane dla międzyobszarowej wymiany usług systemowych, określonych w art. 40, 41 lub 42 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (rozporządzenie EB), w wyjątkiem usług systemowych przewidzianych w art. 22 ust. 2 lit. a) rozporządzenia CACM.
 - c. Dla KF CGS AAC_{Wind} jest prognozowanym wytwarzaniem energii elektrycznej z MFW opartym na prognozach właściwych OSP CCR Hansa.

AAC należy uwzględnić w rynku dnia następnego zgodnie z definicją zawartą w art. 2.

ROZDZIAŁ 2

Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dla przedziału czasowego dnia bieżącego

Artykuł 12

Opis matematyczny

1. Poniższy opis matematyczny odnosi się do wyznaczania NTC na liniach DC między obszarami rynkowymi.

Zdolności przesyłowe wyznacza się dla obu kierunków: $A \rightarrow B$ and $B \rightarrow A$.

$NTC_{i,DC,A \rightarrow B}$ na linii DC „i” w kierunku $A \rightarrow B$ wyznacza się w następujący sposób:

$$NTC_{i,DC,A \rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,maxthermal} \cdot (1 - \beta_{i, Loss, A \rightarrow B})$$

gdzie

A	:=	Obszar rynkowy A.
B	:=	Obszar rynkowy B.
α_i	:=	Wskaźnik dyspozycyjności wszystkich urządzeń, które są integralną częścią połączenia wzajemnego i jako takie mogą mieć wpływ na wartość NTC, ustalony na podstawie planowych i nieplanowych wyłączeń, α_i , będący liczbą rzeczywistą od 0 do 1 włącznie.
$P_{i,max thermal}$:=	Obciążalność termiczna dla linii DC „i”.
$\beta_{i.Loss,A \rightarrow B}$:=	Współczynnik strat w przypadku zarządzania jawnymi (explicit) stratami sieciowymi na linii DC „i” w kierunku A \rightarrow B może być inną wartością w zależności od α_i . W przypadku zarządzania stratami niejawnymi (implicit) współczynnik strat przyjmuje wartość zero, ale jest uwzględniony jako ograniczenie alokacji zgodnie z art. 8.

2. 2. Poniższy opis matematyczny odnosi się do wyznaczania NTC na liniach AC. Zdolności przesyłowe wyznacza się dla obu kierunków: A \rightarrow B i B \rightarrow A.

$NTC_{i AC A \rightarrow B}$ na granicy obszarów rynkowych połączonej liniami AC w kierunku A \rightarrow B wyznacza się w następujący sposób:

$$NTC_{AC, A \rightarrow B} = TTC_{A \rightarrow B} - TRM_{A \rightarrow B}$$

gdzie

A	:=	Obszar rynkowy A.
B	:=	Obszar rynkowy B.
$TTC_{A \rightarrow B}$:=	Całkowite zdolności przesyłowe na granicy obszarów rynkowych w kierunku A \rightarrow B. TTC ustala się w następujących krokach: <ol style="list-style-type: none"> 1. Wykonanie obliczenia przepływu obciążenia przy użyciu CGM i GSK zgodnie z art. 9. 2. Przy dokonywaniu oceny obciążenia poszczególnych torów połączenia wzajemnego CCR Hansa oraz w celu uwzględnienia kryterium bezpieczeństwa N-1 procesy opisane w pkt 3 i 4 są powtarzane przy wyłączeniu każdego z torów połączenia wzajemnego CCR Hansa, przy czym minimalne TTC dla każdego połączenia wzajemnego CCR Hansa w każdym kierunku określa się jako TTC w danym kierunku. 3. Zastosowanie GSK do zwiększenia salda obszaru rynkowego A przy jednoczesnym zmniejszeniu salda obszaru rynkowego B o równe ilości do momentu, kiedy tor lub kilka torów połączenia wzajemnego CCR Hansa osiągnie swój poziom stałego dopuszczalnego obciążenia termicznego. TTC są wówczas równe maksymalnej wymianie między obszarami rynkowymi. 4. Proces opisany w pkt 3 jest powtarzany w kierunku przeciwnym w celu wyznaczenia TTC w kierunku z B do A.
$TRM_{A \rightarrow B}$:=	Margines niezawodności przesyłu dla granicy obszarów rynkowych w kierunku A \rightarrow B, zgodnie z art. 6.

3. Poniższy opis matematyczny jest aproksymacją autonomicznego wyznaczania NTC przez MIO na KF CGS, będącym hybrydowym połączeniem wzajemnym i przyłączem sieciowym MFW pomiędzy DK2-DE/LU. Funkcją celu wyznaczania zdolności przesyłowych przez MIO jest maksymalizacja NTC na KF CGS, biorąc pod uwagę energię wprowadzoną do sieci z MFW, straty sieciowe, moc czynną i bierną, a także fizyczne ograniczenia obiektów. MIO może w niektórych sytuacjach wyznaczyć wyższe zdolności przesyłowe niż te, która wynikają ze wzoru aproksymacyjnego.

$NTC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$ na KF CGS, w kierunku DE/LU \rightarrow DK2 wyznacza się w następujący sposób:

$$NTC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK} = \alpha_i \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{\max\ thermal,DE}}{1 + LOSS_{DE} + LOSS_{XB}} + \frac{\min(AAC_{DE}^{Wind}, P_{\max\ thermal,DE} \times LOSS_{DE})}{1 + LOSS_{XB}}, P_{\max\ thermal,DE} \right), \frac{P_{\max\ thermal,XB}}{1 + LOSS_{XB}}, P_{\max\ thermal,DK} - AAC_{DK}^{Wind} \right)$$

$NTC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE}$ na KF CGS, w kierunku DK2 \rightarrow DE/LU wyznacza się w następujący sposób:

$$NTC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE} = \alpha_i \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{\max\ thermal,DK}}{1 + LOSS_{DK}} + \min(AAC_{DK}^{Wind}, P_{\max\ thermal,DK} \times LOSS_{DK}), P_{\max\ thermal,DK} \right), P_{\max\ thermal,XB}, \frac{P_{\max\ thermal,DE} - AAC_{DE}^{Wind}}{1 - LOSS_{XB}}, \frac{P_{\max\ thermal,DE} - AAC_{DE}^{Wind}(1 - LOSS_{DE})}{1 - LOSS_{XB} - LOSS_{DE}} \right)$$

Planowe lub nieplanowe wyłączenia mogą prowadzić do zmniejszenia (częściowego lub całkowitego do zera) jednego lub więcej z poniższych parametrów: $P_{\max\ thermal,DK}$, $P_{\max\ thermal,DE}$ OT $P_{\max\ thermal,XB}$

gdzie:

DE	:= Obszar rynkowy DE/LU.
DK	:= obszar rynkowy DK2.
AAC_{DE}^{Wind}	:= Prognozowane wytwarzanie energii elektrycznej z MFW z prognozy OSP, będącej(-ych) częścią obszaru rynkowego DE/LU i przyłączonej(-ych) do KF CGS, zgodnie z art. 15.
AAC_{DK}^{Wind}	:= Prognozowane wytwarzanie energii elektrycznej z MFW z prognozy OSP, będącej(-ych) częścią obszaru rynkowego DK2 i przyłączonej(-ych) do KF CGS, zgodnie z art. 15.
$CP_{OWF, DE}$	Punkt przyłączenia morskiej farmy wiatrowej przyłączonej w obszarze rynkowym DE/LU do KF CGS.
$CP_{OWF, DK}$	Punkt przyłączenia morskiej farmy wiatrowej przyłączonej w obszarze rynkowym DK2 do KF CGS.
$LOSS_{DE}$:= Straty elektryczne pomiędzy punktem przyłączenia KF CGS w obszarze rynkowym DE/LU, a $CP_{OWF, DE}$
$LOSS_{XB}$:= Straty elektryczne pomiędzy punktami przyłączenia $CP_{OWF, DK}$ a $CP_{OWF, DE}$
$LOSS_{DK}$:= Straty elektryczne pomiędzy punktem przyłączenia KF CGS w obszarze rynkowym DK2 a $CP_{OWF, DK}$
α_i	:= Wskaźnik dyspozycyjności urządzeń ustalony na podstawie planowych i nieplanowych wyłączeń, α_i , będący liczbą rzeczywistą od 0 do 1 włącznie.
$P_{\max\ thermal,DE}$:= Obciążalność termiczna odcinka linii z obszaru rynkowego DE/LU do $CP_{OWF, DE}$
$P_{\max\ thermal,XB}$:= Obciążalność termiczna odcinka linii z $CP_{OWF, DK}$ do $CP_{OWF, DE}$

$P_{\max \text{ thermal, DK}}$

:= Obciążalność termiczna odcinka linii z obszaru rynkowego DK2 do $CP_{\text{OWF, DK}}$

Artykuł 13

Częstotliwość ponownej oceny zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia bieżącego

1. Odpowiedni CCC dokonuje ponownej oceny TTC/NTC dla przedziału czasowego dnia bieżącego po udostępnieniu zaktualizowanych wspólnych modeli sieci, co najmniej raz w przedziale czasowym dnia bieżącego.
2. W przypadku nieprzewidzianych zdarzeń na połączeniach wzajemnych CCR Hansa oraz jeśli wpływałyby one na międzyobszarowe zdolności przesyłowe, CCC dokonuje ponownej oceny zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia bieżącego.
3. Wielkość AAC, zgodnie z definicją w art. 15, jest aktualizowana w trybie ciągłym.

Artykuł 14

Metody wyboru krytycznych elementów sieci i zasady unikania nieuzasadnionej dyskryminacji między wymianami wewnętrznymi i transgranicznymi, wyznaczania marginesu niezawodności, granic bezpieczeństwa pracy i zdarzeń losowych odnoszące się do wyznaczania zdolności przesyłowych i ograniczeń alokacji, współczynniki zmiany wytwarzania oraz działania zaradcze uwzględniane przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych

Art. od 5 do 10 niniejszej CCM dla przedziału czasowego rynku dnia następnego mają również zastosowanie do przedziału czasowego dnia bieżącego.

Artykuł 15

Zasady uwzględniania wcześniej zaalokowanych międzyobszarowych zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia bieżącego

1. W przedziale czasowym dnia bieżącego OSP CCR Hansa uwzględniają AAC w następujący sposób:
 - a. Zdolności przesyłowe alokowane dla nominowanych fizycznych praw przesyłowych (PTR).
 - b. Zdolności przesyłowe alokowane dla międzyobszarowej wymiany usług systemowych, określonych w art. 40, 41 lub 42 rozporządzenia EB, z wyjątkiem usług systemowych określonych w art. 22 ust. 2 lit. a) rozporządzenia CACM.
 - c. Zdolności przesyłowe nominowane na rynku dnia następnego.
 - d. Dla KF CGS AAC_{Wind} jest prognozowanym wytwarzaniem energii elektrycznej z MFW opartym na prognozach właściwych OSP CCR Hansa.
2. AAC uwzględnia się w rynku dnia bieżącego zgodnie z opisami matematycznymi zawartymi w art. 2.

ROZDZIAŁ 3

Przepisy wspólne mające zastosowanie zarówno dla przedziału czasowego dnia następnego, jak i dnia bieżącego

Artykuł 16

Metoda weryfikacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych

1. W odniesieniu do art. 26 ust. 1 rozporządzenia CACM każdy OSP CCR Hansa weryfikuje i ma prawo skorygować międzyobszarowe zdolności przesyłowe podane przez odpowiedniego CCC dla granic obszarów rynkowych bezpośrednio dotyczących danego OSP CCR Hansa.
2. Ponieważ przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych w CCR Hansa uwzględnia się jako CNE wyłącznie połączenia wzajemne CCR Hansa, zgodnie z art. 5, sytuacja, w której wewnętrzny element sieci AC wymaga korekty dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych nie ma zastosowania do CCR Hansa.
3. W odniesieniu do art. 26 ust. 3 rozporządzenia CACM każdy OSP CCR Hansa może ograniczyć międzyobszarowe zdolności przesyłowe w procesie weryfikacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych, o której mowa w art. 16 ust. 1 ze względów bezpieczeństwa pracy systemu zgodnie z definicją zawartą w art. 2 ust. 7 rozporządzenia CACM.
4. Każdy OSP CCR Hansa weryfikuje międzyobszarowe zdolności przesyłowe poprzez sprawdzenie, czy wykorzystywane są prawidłowe dane wejściowe przesłane przez danego OSP CCR Hansa, o których mowa w art. 29 ust. 1 rozporządzenia CACM. OSP CCR Hansa mogą stosować narzędzia weryfikacyjne oraz wykonywać własne obliczenia przy użyciu wspólnego modelu sieci.
5. Zwiększenie międzyobszarowych zdolności przesyłowych w fazie weryfikacji uzgadniają wspólnie OSP CCR Hansa, których to zwiększenie dotyczy.
6. Odpowiedni CCC przekazuje OSP CCR Hansa wszelkie informacje dotyczące zwiększenia lub zmniejszenia międzyobszarowych zdolności przesyłowych otrzymane od sąsiadujących CCC w celu ich uwzględnienia podczas weryfikacji.
7. Każdy OSP CCR Hansa przesyła wynik przeprowadzonej przez siebie weryfikacji zdolności przesyłowych do odpowiedniego CCC CCR Hansa oraz do pozostałych OSP CCR Hansa. W przypadku skorygowania zdolności przesyłowych przez OSP CCR Hansa, dostarcza on uzasadnienie tego działania w celu przekazania go CCC i pozostałym OSP CCR Hansa. W przypadku skorygowanych zdolności przesyłowych odpowiedni CCC informuje właściwych OSP CCR Hansa i udostępnia dostarczone uzasadnienie.
8. Odpowiedni CCC CCR Hansa działa w sposób skoordynowany z sąsiadującymi CCC w trakcie procesu weryfikacji zgodnie z art. 26 ust. 4 rozporządzenia CACM w przypadku gdy co najmniej korekty międzyobszarowych zdolności przesyłowych są dla nich wspólne.
9. W przypadku regularnego korygowania przez OSP CCR Hansa zdolności przesyłowych na danej granicy obszarów przesyłowych, OSP CCR Hansa dokonują oceny procesu wyznaczania zdolności przesyłowych, w tym CCM, i jeśli jest to możliwe dostosowują go w celu zmniejszenia potrzeby wprowadzania korekt w przyszłości.
10. Co trzy miesiące odpowiedni CCC CCR Hansa przedkłada wszystkim NRA CCR Hansa raport o wszystkich redukcjach dokonanych podczas weryfikacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych. Raport obejmuje lokalizację i wielkość redukcji międzyobszarowych zdolności przesyłowych wraz z uzasadnieniem wszystkich redukcji zgodnie z wymaganiami art. 26 ust. 5 rozporządzenia CACM.

Artykuł 17

Zasady dzielenia zdolności przesyłowych krytycznych elementów sieci w zakresie przepływu mocy

1. Połączenia wzajemne CCR Hansa są jedynymi CNE uwzględnianymi przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych. Żadne z tych elementów ani ich zdolności w zakresie przepływu mocy nie są dzielone pomiędzy granice obszarów rynkowych CCR Hansa, zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. b) ppkt (vi), lub między granice obszarów rynkowych CCR Hansa i innych CCR zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. b) ppkt (vii) rozporządzenia CACM.

Artykuł 18

Rezerwowe wyznaczanie zdolności przesyłowych

1. W przypadku gdy wyznaczenia zdolności przesyłowych nie może dokonać odpowiedni CCC CCR Hansa, zainteresowani OSP CCR Hansa dwustronnie wyznaczają i uzgadniają międzyobszarowe zdolności przesyłowe. OSP CCR Hansa indywidualnie stosują CCM, zaś ostateczne międzyobszarowe zdolności przesyłowe ustala się przy użyciu minimalnej wartości wyznaczonych przez OSP CCR Hansa zdolności przesyłowych na danej granicy obszarów rynkowych. Właściwi OSP CCR Hansa zgłaszają zdolności przesyłowe odpowiedniemu CCC CCR Hansa oraz pozostałym OSP CCR Hansa.

ROZDZIAŁ 4

Postanowienia końcowe

Artykuł 19

Dane z monitorowania przekazywane do krajowych organów regulacyjnych

1. Informacje techniczne i statystyczne związane z niniejszą CCM będą udostępniane do celów monitorowania organom regulacyjnym CCR Hansa na podstawie ich wniosku i wyszczególnienia jako podstawa do nadzorowania niedyskryminacyjnego i skutecznego wyznaczania zdolności przesyłowych w CCR Hansa.
2. Powyższe wymagania dotyczące danych pozostają bez uszczerbku dla wymagań w zakresie poufności wynikających z krajowych przepisów prawa.

Artykuł 20

Publikacja danych i sprawozdawczość

1. Operatorzy systemów przesyłowych CCR Hansa lub dedykowane CCC operatorów systemów przesyłowych Hansa, zgodnie z przepisami krajowymi i zgodnie z art. 3 lit. f) rozporządzenia CACM, a także oprócz danych i definicji zawartych w rozporządzeniu Komisji (UE) nr 543/2013 w sprawie przekazywania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, publikują następujące informacje:
 - a. Wszystkie redukcje zdolności przesyłowych dokonane podczas weryfikacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych w MW zgodnie z art. 16 ust. 10 powyżej w niniejszej CCM, dla przedziałów czasowych dnia następnego i dnia bieżącego, wraz z uzasadnieniem każdej redukcji.
 - b. Wstępnie wyznaczone przez CCC zdolności przesyłowe i ostatecznie zatwierdzone przez OSP zdolności przesyłowe w MW na MTU dla każdego połączenia wzajemnego zgodnie z art. 16.
 - c. Informacje o planach stosowania lub zmiany ograniczeń alokacji zgodnie z art. 8 ust. 9.
2. Wszystkie dane z art. 20 ust. 1 lit. a i b są publikowane codziennie i bez zbędnej zwłoki. Informacje określone w art. 20 ust. 1 lit. c) będą publikowane niezwłocznie po ich udostępnieniu. Dane i informacje określone w art. 20 ust. 1 lit. a), b) i c), a także kwartalne sprawozdania zgodnie z art. 16 ust. 10, będą publikowane na publicznie dostępnej platformie.
3. Organy regulacyjne CCR Hansa mogą żądać opublikowania przez OSP CCR Hansa dodatkowych informacji. W tym celu wszystkie organy regulacyjne CCR Hansa koordynują ze sobą swoje żądania oraz konsultują je z zainteresowanymi stronami i Agencją. Każdy OSP CCR Hansa może zdecydować o niepublikowaniu dodatkowych informacji, których nie zażądał jego właściwy organ regulacyjny.
4. Powyższe wymagania dotyczące publikacji i sprawozdawczości pozostają bez uszczerbku dla wymagań w zakresie poufności wynikających z krajowych przepisów prawa.

Artykuł 21

Wdrożenie

Wdrożenie niniejszej CCM będzie procesem stopniowym z następującymi kamieniami milowymi:

1. CCC CCR Hansa są wyznaczani zgodnie z art. 27 ust. 2 rozporządzenia CACM, a dwustronne procesy wyznaczania i koordynacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych nadal funkcjonują.
 - a. Do końca drugiego kwartału 2026 r. dla wszystkich granic obszaru rynkowego Hansa, z wyjątkiem DE/LU-SE4 i DE/LU-DK2, odpowiedni CCC CCR Hansa będą działać i wyznaczać międzyobszarowe zdolności przesyłowe poprzez dopasowanie TTC/NTC i AAC, dostarczonych przez OSP, z uwzględnieniem weryfikacji dokonanej przez odpowiedzialnych OSP.
 - b. W ciągu 12 miesięcy od wdrożenia pozostałych granic obszaru rynkowego zgodnie z art. 21 ust. 1 lit. a), odpowiedni CCC wyznacza międzyobszarowe zdolności przesyłowe poprzez dopasowanie TTC/NTC i AAC również dla granic obszarów rynkowych DE/LU-SE4 i DE/LU-DK2.
2. Następujące kamienie milowe w sąsiadujących CCR są kolejnymi krokami we wdrażaniu niniejszej CCM:
 - a. Po wdrożeniu art. 21 ust. 1 dla wszystkich granic obszaru rynkowego i w ciągu 12 miesięcy po wdrożeniu CCM CCR Core i CCR Nordic w oparciu o podejście FBA dla przedziału czasowego dnia następnego, z uwzględnieniem AHC, dla połączeń wzajemnych CCR Hansa, CCC CCR Hansa rozpoczną obliczanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych zgodnie z art. 4, a OSP Hansa dostarczą niezbędne dane wejściowe.
 - a. Po wdrożeniu art. 21 ust. 1 dla wszystkich granic obszaru rynkowego i w ciągu 12 miesięcy po wdrożeniu CCM CCR Core i CCR Nordic w oparciu o podejście FBA dla przedziału czasowego dnia bieżącego, z uwzględnieniem AHC, dla połączeń wzajemnych CCR Hansa, CCC CCR Hansa rozpoczną obliczanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych zgodnie z art. 12. OSP CCR Hansa zapewnią niezbędne dane wejściowe. Wymaga to możliwości stosowania przez mechanizm jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (SIDC) parametrów opartych na podejściu FBA oraz odpowiedniego dostosowania procesów właściwych OSP i NEMO.
3. Ostatni kamień milowy niniejszej CCM wymaga wykorzystania CGM:
 - a. W ciągu 12 miesięcy od zastosowania ogólnoeuropejskiego modelu DA CGM w formie CGMES w procesach ROSC CCR Hansa, CCC CCR Hansa będą wykorzystywać CGM w swoich obliczeniach międzyobszarowych zdolności przesyłowych dnia następnego w oparciu o wdrożoną metodę dla modeli CGM.
 - b. W ciągu 12 miesięcy od zastosowania ogólnoeuropejskiego modelu ID CGM w formie CGMES w procesach ROSC CCR Hansa, CCC CCR Hansa będą wykorzystywać CGM w swoich obliczeniach międzyobszarowych zdolności przesyłowych dnia bieżącego w oparciu o wdrożoną metodę dla modeli CGM.
4. Zgodnie z art. 21 ust. 1 CCC CCR Hansa będą wyznaczać międzyobszarowe zdolności przesyłowe, natomiast OSP CCR Hansa będą przysyłać TTC/NTC do CCC CCR Hansa w oparciu o aktualne metody. Wyznaczone minimalne zdolności przesyłowe będą miały pierwszeństwo i będą stosowane przez CCC CCR Hansa. Wynikowe międzyobszarowe zdolności przesyłowe podlegają weryfikacji przez każdego OSP CCR Hansa dla granic jego obszarów rynkowych. CCC CCR Hansa dostarczają zweryfikowane międzyobszarowe zdolności przesyłowe do mechanizmu alokacji.
5. Zgodnie z art. 21 ust. 2 lit. a), po wdrożeniu AHC dla przedziału czasowego dnia następnego w CCR Core i CCR Nordic, wpływ połączeń wzajemnych CCR Hansa na sieć AC będzie wynikać z czynników rynkowych, zapewniając równe traktowanie granic obszarów rynkowych CCR Hansa i granic obszarów rynkowych sąsiadujących CCR. AHC uzupełnia wyznaczanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych Hansa CCR, co oznacza, że obliczenia TTC/NTC zgodnie z art. 4 obowiązują dodatkowo oprócz AHC. Zanim AHC zostanie zastosowane przez OSP CCR

Hansa po każdej stronie połączeń wzajemnych CCR Hansa, zostanie przeprowadzona co najmniej 6-miesięczna faza testowa koordynowana odpowiednio z CCR Nordic i CCR Core zgodnie z wymaganiami art. 20 ust. 8 rozporządzenia CACM.

6. Zgodnie z art. 21 ust. 2 lit. a), po wdrożeniu AHC dla przedziału czasowego dnia bieżącego w CCR Core i CCR Nordic, wpływ połączeń wzajemnych CCR Hansa na sieć AC będzie wynikać z czynników rynkowych, zapewniając równe traktowanie granic obszarów rynkowych CCR Hansa i granic obszarów rynkowych sąsiadujących CCR. AHC uzupełnia wyznaczanie międzyobszarowych zdolności przesyłowych Hansa CCR, co oznacza, że obliczenia TTC/NTC zgodnie z art. 12 obowiązują dodatkowo oprócz AHC. Dzięki zastosowaniu metody opartej na podejściu FBA w SIDC i dostosowaniu procesów po stronie właściwych OSP CCR Hansa i NEMO, nie będzie potrzeby przekładania parametrów opartych na podejściu FBA na ograniczenia ATC dla rynku dnia bieżącego po wymaganej 6-miesięcznej fazie testowej zgodnie z art. 20 ust. 8 rozporządzenia CACM.
7. Po wdrożeniu CGM dla dwóch dni wprzód, dnia następnego oraz dnia bieżącego OSP CCR Hansa będą używać tych samych danych wejściowych CGM w swoich procesach wyznaczania zdolności odnoszących się do CCR Hansa. Zapewni to, że prognozy zapotrzebowania, wytwarzania i dostępności linii będą te same, zwiększając poziom skoordynowania wyznaczania zdolności przesyłowych. Zgodnie z art. 21 ust. 3 lit. a) i b), przy obliczaniu przez CCR Hansa międzyobszarowych zdolności przesyłowych zgodnie z art. 4 i 12 oraz wdrażaniu CGM, CCR Hansa będą wykorzystywać CGM w swoich obliczeniach dotyczących międzyobszarowych zdolności przesyłowych dnia następnego i dnia bieżącego.

Artykuł 22

Język

1. Językiem odniesienia niniejszej CCM jest język angielski.
2. W celu uniknięcia wątpliwości, w razie konieczności przetłumaczenia niniejszej CCM przez OSP CCR Hansa na język(-i) narodowy(-e), w przypadku niezgodności między wersją angielskojęzyczną opublikowaną przez OSP zgodnie z art. 9 ust. 14 rozporządzenia CACM a jakąkolwiek wersją w innym języku, właściwi OSP CCR Hansa, zgodnie z przepisami krajowymi, zobowiązani są dostarczyć odpowiednim NRA CCR Hansa zaktualizowane tłumaczenie CCM.

Załącznik 1

Uzasadnienie wykorzystania i metoda obliczania ograniczeń alokacji w PSE zgodnie z art. 8 ust. 2

Ograniczenia alokacji w Polsce stosuje się zgodnie z art. 8 ust. 2 CCM. 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 załącznika.

Uzasadnienie wprowadzania 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 grafikonowaniu (zwanym również modelem dysponowania centralnego) odpowiedzialność polskiego OSP za zbilansowanie systemu jest znacznie rozszerzona w porównaniu do standardowej odpowiedzialności OSP w modelach rynku opartych na tzw. samodysponowaniu. Dysponowanie centralne jest jednym z dwóch modeli dysponowania dopuszczonych przez artykuł 14(2) rozporządzenia EB. Na rynkach opartych na samodysponowaniu podmioty odpowiedzialne za bilansowanie (POB) mają same zadbać o swoje rezerwy wytwórcze, podczas gdy OSP zapewnia je tylko na wypadek zdarzeń losowych w przedziale czasowym do jednej następnej godziny. W modelu dysponowania centralnego to OSP dysponuje jednostkami wytwórczymi z uwzględnieniem ich ograniczeń ruchowych, ograniczeń przesyłowych i wymagań dotyczących rezerw mocy w celu zbilansowania krajowego wytwarzania i zapotrzebowania oraz transgranicznych wymian, zapewniając bezpieczeństwo

pracy systemu przesyłowego. Kiedy OSP przygotowuje plany dysponowania wytwarzaniem na dany dzień pracy, energia i rezerwy w modelu dysponowania centralnego są zapewniane jednocześnie (nieodłączna cecha systemów dysponowanych centralnie zgodnie z artykułami 2(18) i 2(19) rozporządzenia EB). Wyniki rynku hurtowego wraz z wynikami rynku rezerw mocy bilansującej służą jako podstawa do dysponowania wytwarzaniem w ramach zintegrowanego procesu grafikówania.

W modelu dysponowania centralnego powyższy proces jest realizowany w ramach zintegrowanego procesu grafikówania jako jeden problem optymalizacyjny określany jako dobór jednostek wytwórczych z uwzględnieniem ograniczeń związanych z bezpieczeństwem (SCUC – polegający na załączaniu i wyłączaniu jednostek wytwórczych) i ekonomiczny rozdział obciążeń z uwzględnieniem ograniczeń związanych z bezpieczeństwem (SCED – polegający na określaniu wielkości generowanej mocy dla wszystkich dysponowanych jednostek wytwórczych). Zintegrowany proces grafikówania rozpoczyna się późnym popołudniem dnia D-1, już po wyznaczeniu zdolności przesyłowych dnia następnego i SDAC, i jest kontynuowany iteracyjnie poprzez ponowne obliczanie przyszłych planów dyspozycyjnych dla każdej konkretnej godziny dnia D, aż do wykonania w czasie rzeczywistym (nowe obliczenia co najmniej co godzinę). W ramach powyższego zintegrowanego procesu grafikówania jednostki wytwórcze przyłączone do sieci przesyłowej są dysponowane przez PSE w celu realizacji umów zakupu energii elektrycznej (PPA) zawartych między uczestnikami rynku na rynku hurtowym, minimalizując łączne koszty korekt dysponowania i aktywacji energii bilansującej w celu pokrycia zapotrzebowania rezydualnego (będącego częścią zapotrzebowania odbiorców końcowych niepokrytą w ramach umów handlowych). PSE są przy tym zobowiązane do respektowania warunków pracy systemu elektroenergetycznego, a także charakterystyk technicznych jednostek wytwórczych zarówno na poziomie poszczególnych jednostek wytwórczych, jak i na poziomie elektrowni. W procesie tym brane są również pod uwagę możliwości jednostek, z uwzględnieniem ich ograniczeń międzyokresowych (gradientów rampowania).

Zgodnie z przepisami krajowymi PSE są prawnie zobowiązane do zapewnienia dostępności wystarczającego poziomu rezerw wytwórczych dla całego polskiego systemu elektroenergetycznego w celu zapewnienia jego bezpiecznej pracy w sytuacjach awaryjnych, a także w przypadku niewystarczających i nieefektywnych działań bilansujących prowadzonych przez uczestników rynku w Polsce. Jednak gdyby dostawcy usług bilansujących (jednostki wytwórcze) sprzedali już zbyt dużo energii na rynku dnia następnego w formie dużego wolumenu eksportu, mogliby nie być w stanie zapewnić wystarczających rezerw mocy do regulacji w górę w ramach zintegrowanego procesu grafikówania zgodnie z wymogami prawa krajowego. Wniosek ten odnosi się również do przypadku, gdy uczestnicy rynku importują znaczne ilości energii, ponieważ może to spowodować, że dostawcy usług bilansujących nie będą w stanie zapewnić możliwości regulacji w dół ze względu na brak wystarczających poziomów wytwarzania na rynku dnia następnego. W tym procesie istotna jest również siła wyceny rozliczenia niezbilansowania, a także dojrzałość i zdolność uczestników rynku do utrzymywania zbilansowanych portfeli w warunkach obiektywnie wysokiej niepewności dotyczącej OZE i zapotrzebowania oraz słabo rozwiniętych rynków dnia bieżącego.

Prowadzi to do wdrożenia ograniczeń alokacji, będących niezbędnym środkiem do zapewnienia bezpieczeństwa pracy polskiego systemu elektroenergetycznego w zakresie zabezpieczenia zdolności wytwórczych do regulacji w górę lub w dół, a także w celu pokrycia krajowego niezbilansowania w kierunku niedoboru (tj. pokrycia zapotrzebowania rezydualnego) i nadwyżki (tj. zarządzania nadwyżką mocy i jej regulacji w okresach nadwyżki podaży). Wykluczenie takiego rozwiązania i pozbawienie OSP w ramach modelu dysponowania centralnego możliwości stosowania ograniczeń alokacji w celu ustalenia odpowiednich limitów ilości energii elektrycznej, która może być importowana lub eksportowana przez system jako całość, może prowadzić do niewystarczających rezerw mocy bilansującej, powodując nieskuteczność przepisów rozporządzenia EB i uniemożliwiając lub co najmniej znacznie utrudniając przestrzeganie artykułów 153, 157 and 160 rozporządzenia SO.

Należy podkreślić, że pomimo wdrożenia w Polsce zakupu mocy bilansującej w trybie explicit z dniem 14 czerwca 2024 r. i pomimo utrzymania stosowania ograniczeń alokacji, PSE nadal muszą stosować środki zaradcze na dużą skalę w celu zapewnienia równowagi między popytem a podażą w polskim systemie elektroenergetycznym. Środkami tymi są przeważnie nierynkowe wprowadzenie ograniczeń dla OZE (w przypadku nadwyżki energii) i awaryjnej wymiany energii z sąsiadującymi OSP (w przypadku nadwyżki lub niedoboru energii). Oba powyższe środki mają poważne negatywne konsekwencje, takie jak trudności zespołów dyspozycyjnych OSP i OSD w zarządzaniu setkami poleceń ruchowych wydawanych rozproszonym instalacjom OZE w bardzo krótkim czasie, trudności właścicieli instalacji OZE w reagowaniu na polecenia dyspozycyjne wydawane z krótkim wyprzedzeniem, a także wyczerpywanie rezerw operacyjnych sąsiednich OSP proszonych o wymianę energii w trybie awaryjnym, co obniża ogólną odporność europejskiego systemu elektroenergetycznego. W wielu przypadkach sąsiadujący OSP nie są w stanie zapewnić wnioskowanego wsparcia.

Reforma rynku bilansującego przeprowadzona 14 czerwca 2024 r. znacząco poprawiła rynkowe sygnały cenowe, dzięki czemu podmioty odpowiedzialne za bilansowanie lepiej reagują na dynamicznie zmieniającą się sytuację w systemie elektroenergetycznym. Niemniej jednak obserwowane poziomy energii bilansującej, która musi być aktywowana przez PSE w ramach zintegrowanego procesu grafikowania, są nadal bardzo wysokie, często przekraczając zakupioną moc bilansującą. Oznacza to, że nowe, lepsze ceny na rynku bilansującym nadal nie są w stanie zapewnić uczestnikom rynku wystarczających zachęt do poprawy planowania wytwarzania i zapotrzebowania, ponieważ BRP nadal nie bilansują swoich portfeli wcześniej na bardziej atrakcyjnych rynkach dnia następnego i dnia bieżącego. Co więcej, proces zakupu nowych rezerw mocy bilansującej jest wciąż niedojrzały i cierpi na brak płynności, niską podaż i niską konkurencję. Oba powyższe elementy są przedmiotem intensywnych analiz po stronie PSE w celu przygotowania usprawnień i zwiększenia efektywności sygnałów cenowych.

Wskazanie granic bezpieczeństwa pracy systemu naruszonych w przypadku niezastosowania ograniczenia alokacji

Co do ograniczeń stosowanych w celu zapewnienia wystarczających rezerw operacyjnych, jeśli w jednym z połączonych systemów wystąpią niewystarczające rezerwy na wypadek nieprzewidzianych wyłączeń lub nieplanowej zmiany zapotrzebowania (dotyczy to modelu dysponowanego centralnie), może zaistnieć długotrwałe odchylenie od planowych wymian zaangażowanych OSP. Odchylenia te mogą prowadzić do niezbilansowania w całym obszarze synchronicznym, powodując odejście częstotliwości systemu 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 losowych, jeśli byłyby wymagane zgodnie z założeniami. W przypadku zmaterializowania się kolejnego zdarzenia losowego częstotliwość może w konsekwencji łatwo przekroczyć bezpieczne poziomy ze wszystkimi związanymi z tym negatywnymi skutkami. Dlatego taka sytuacja może prowadzić do naruszenia granic bezpieczeństwa pracy systemu i należy jej zapobiec poprzez utrzymywanie odpowiednich rezerw we wszystkich obszarach rynkowych, tak aby u żadnego OSP nie wystąpiło długotrwałe odchylenie od grafików (tj. trwające dłużej niż 15 minut, w którym to czasie dany OSP może w pełni uruchomić rezerwy odbudowy częstotliwości). Wreszcie niezdolność do utrzymania planowanych bilansów obszarowych wynikająca z niewystarczających rezerw operacyjnych doprowadzi do niekontrolowanych zmian w rozpiętkach mocy, co może spowodować przeciążenie linii (tj. przekroczenie limitów termicznych) i w konsekwencji do podziału systemu z różnymi poziomami częstotliwości w każdym z podsystemów. Powyższe ma dla PSE znaczenie inne niż dla innych OSP z powodów wyjaśnionych w następnym akapicie.

Rola PSE w bilansowaniu systemu

PSE bezpośrednio dysponują jednostkami wytwórczymi w Polsce z uwzględnieniem ich charakterystyki ruchowej oraz ograniczeń przesyłowych w celu pokrycia obciążenia prognozowanego przez PSE, mając na względzie odpowiednie wymagania dotyczące rezerw. W celu wykonania tego zadania PSE realizują proces planowania operacyjnego, który rozpoczyna się z trzyletnim wyprzedzeniem, z odpowiednią koordynacją remontów (prac utrzymaniowych) i jest kontynuowany w formie rocznych, miesięcznych i tygodniowych aktualizacji SCUC i SCED w przedziale czasowym dnia następnego. Wyniki tego rynku dnia następnego są następnie aktualizowane na bieżąco w przedziale czasowym dnia bieżącego aż do pracy 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 średnio minimalny margines rezerwy dla roku następnego¹ przy prognozowanym zapotrzebowaniu obejmującym już alokowane zdolności przesyłowe na połączeniach międzysystemowych.

Aktualizacje miesięczne i tygodniowe mają na celu utrzymywanie określonego marginesu rezerw na każdy dzień², 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 wirujących³ (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 usługę systemowa. Pozostała część tej rezerwy pochodzi z wykorzystania

¹ Margines ten jest uregulowany przez polski kodeks sieciowy i wynosi obecnie 18% (pkt 10.2.11(3)). Podlega on zmianom w zależności od wyników rozwoju procesów planowania operacyjnego.

² Margines na potrzeby koordynacji miesięcznej i tygodniowej jest również uregulowany przez polski kodeks sieciowy (pkt 10.2.11(2) i (3)).

³ Wartości te są regulowane przez polski kodeks sieciowy (pkt 10.2.11(1)) i podlegają zmianom.

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). Pozostała generacja jest uwzględniana według grafików właścicieli, co zważywszy na jej stabilny charakter (elektrociepłownie, małe elektrownie ciepłe i wodne) jest wykonalnym rozwiązaniem. Jedynym wyjątkiem od tej reguły jest wytwarzanie energii elektrycznej z farm wiatrowych, które ze względu na jego zmienny charakter jest prognozowane przez PSE. Zatem PSE mają 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/SCED 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.). Umożliwia to utrzymywanie rezerwy wirującej na następną godzinę na minimalnym poziomie 1000 MW, co odpowiada wielkości największej jednostki wytwórczej w systemie.

Ustalanie ograniczeń alokacji w Polsce

Przy ustalaniu ograniczeń alokacji 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 systemu i terminowych kontraktów importowych/eksportowych, które muszą być przestrzegane z poprzednich horyzontów czasowych alokacji zdolności przesyłowych.

Ograniczenia alokacji wyznacza się jako dwukierunkowe, z niezależnymi wartościami dla każdego MTU oraz oddzielnie dla kierunku importu do Polski i eksportu z Polski.

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

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

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

gdzie:

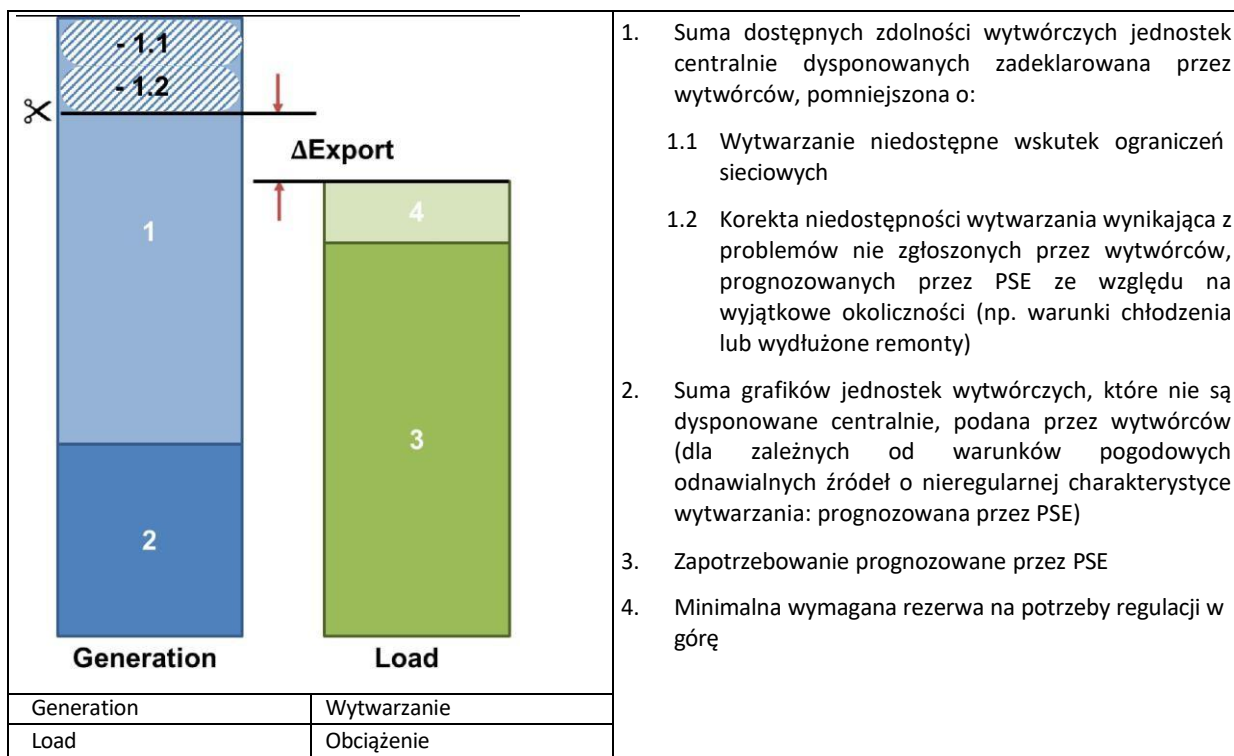
P_{CD}	Suma dostępnych zdolności wytwórczych jednostek dysponowanych centralnie zadeklarowana przez wytwórców ⁴
P_{CDmin}	Suma minimów technicznych pracujących jednostek wytwórczych dysponowanych centralnie
P_{NCD}	Suma grafików jednostek wytwórczych, które nie są dysponowane centralnie, podana przez wytwórców (dla zależnych od warunków pogodowych odnawialnych źródeł o nieregularnej charakterystyce wytwarzania: prognozowana przez PSE)
P_{NA}	Wytwarzanie niedostępne wskutek ograniczeń sieciowych (planowanych wyłączeń i/lub przewidywanych ograniczeń przesyłowych).
P_{ER}	Korekta niedostępności wytwarzania wynikająca z problemów niezgłoszonych 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
$P_{DOWNres}$	

⁴ Należy zauważyć, że jednostki wytwórcze utrzymywane poza rynkiem na podstawie umów z OSP w sprawie rezerw strategicznych nie są uwzględniane w tym obliczeniu.

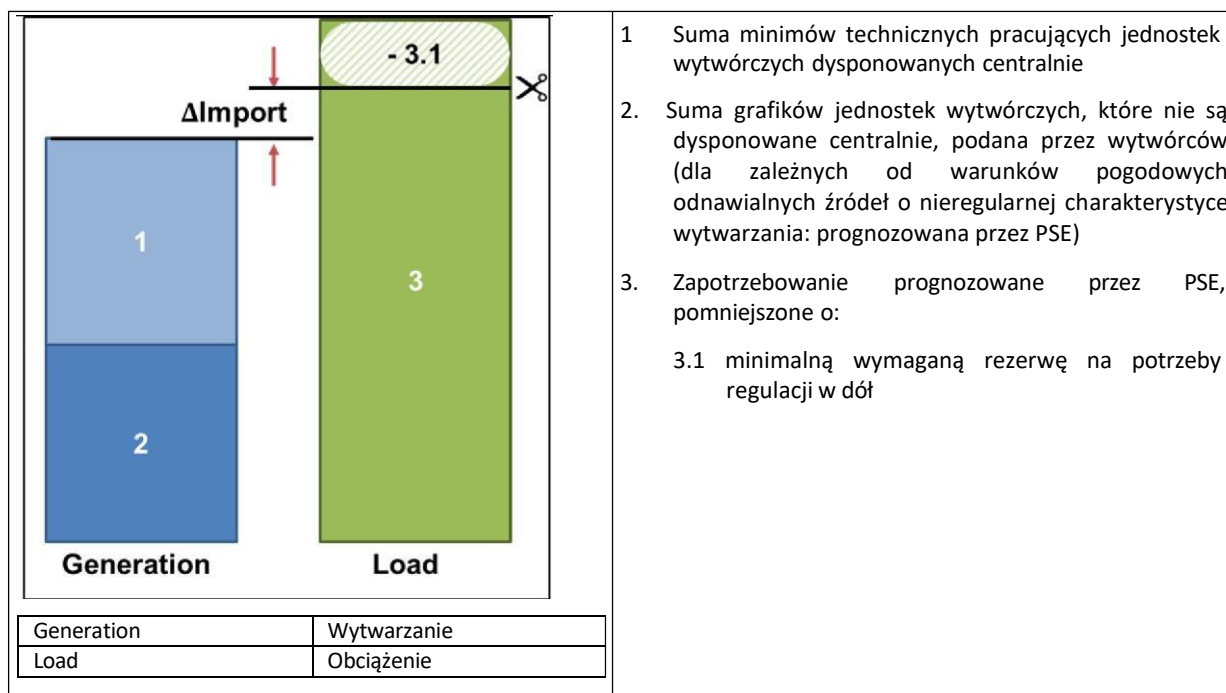
Minimalna rezerwa na potrzeby regulacji w dół

W celach ilustracyjnych proces praktycznego ustalania ograniczeń alokacji w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego jest przedstawiony poniżej na rys. 1 i 2. Rysunki te pokazują, w jaki sposób polski 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 alokacji w kierunku eksportowym stosuje się, jeśli wartość Export jest mniejsza od sumy zdolności przesyłowych na wszystkich polskich połączeniach wzajemnych w kierunku eksportowym. Ograniczenie alokacji w kierunku importowym stosuje się, jeśli wartość Import jest mniejsza od sumy zdolności przesyłowych na wszystkich polskich połączeniach wzajemnych w kierunku importowym.



Rysunek 1: Ustalanie ograniczeń alokacji w kierunku eksportowym (zdolności wytwórcze dostępne na potrzeby potencjalnego eksportu) w ramach wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego.



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

Częstotliwość ponownych ocen

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

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

Ograniczenia alokacji w formie ograniczeń alokacji stosowane przez PSE nie zmniejszają efektywności procesu łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego. Zważywszy na potrzebę zapewnienia odpowiedniej dostępności mocy wytwórczych i rezerw wytwórczych w polskim systemie elektroenergetycznym przez PSE, jako OSP działającego w ramach modelu rynku opartego na centralnym dysponowaniu w polskim systemie elektroenergetycznym, 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 modelu rynku opartego na samodysponowaniu jednostkami wytwórczymi, 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 alokacji stosowane w Polsce będą miały wpływ na zdolność żadnego kraju CCR Hansa do wymiany energii, ponieważ ograniczenia te wpływają tylko na polski eksport i/lub import. Zatem tranzyt przez Polskę będzie możliwy w przypadku zastosowania ograniczeń alokacji.

Wpływ ograniczeń alokacji na sąsiadujące CCR

Ograniczenia zewnętrzne ustala się dla całego polskiego systemu elektroenergetycznego, co oznacza, że mają one zastosowanie jednocześnie do wszystkich CCR, w których PSE mają co najmniej jedną granicę (tj. Core, Baltic i Hansa).

Należy podkreślić, że to rozwiązanie sprawdziło się jako 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 alokacji

Jak wspomniano powyżej, ograniczenia alokacji ustala się w ciągłym procesie dla każdego przedziału czasowego alokacji zdolności przesyłowych, dzięki czemu mają one zastosowanie do wszystkich MTU 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 CNTC musiałoby to odbywać się w formie redukcji ATC dla poszczególnych granic. 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 bilansowych po stronie polskiej w fazie alokacji umożliwia najbardziej efektywne wykorzystanie infrastruktury przesyłowej, tj. w sposób w pełni zgodny z różnicami cen na poszczególnych rynkach.