Tłumaczenie poświadczone z języka angielskiego

[Tłumaczenie kopii elektronicznego dokumentu sporządzonego na 10 stronach. Strony są numerowane; ostatnia strona ma numerację niezgodną z kolejnością. Tłumaczenie zgodne z załączonym dokumentem źródłowym.]

[strona 1 z 10]

Wniosek PSE S.A. o odstępstwo od obowiązku wprowadzenia minimalnego marginesu dostępnego dla obrotu międzystrefowego

zgodnie z art. 16 ust. 9 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona)

---

27 września 2021 r.

[strona 2 z 10]

1. Zważywszy, że

(1) Artykuł 16 ust. 8 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej „rozporządzenie 2019/943") stanowi, że operatorzy systemów przesyłowych nie mogą ograniczać wielkości zdolności połączeń wzajemnych, która ma być udostępniona uczestnikom rynku, w celu zaradzenia ograniczeniom przesyłowym w ramach ich własnego obszaru rynkowego lub jako sposób zarządzania przepływami wynikającymi z transakcji zawieranych wewnątrz obszarów rynkowych. Ten sam artykuł określa również, że wymóg ten uznaje się za spełniony, jeżeli dla obrotu międzystrefowego osiągnięty zostanie minimalny poziom dostępnej zdolności przesyłowej. Poziom ten (dalej „wymóg CEP 70%") ustala się na 70% zdolności wewnętrznych i międzystrefowych krytycznych elementów sieci, z zachowaniem granic bezpieczeństwa pracy systemu (dalej „CNE"), z uwzględnieniem zdarzeń losowych (dalej „CNEC").

(2) Artykuł 16 ust. 4 rozporządzenia 2019/943 stanowi, że zakupy przeciwne i redysponowanie, w tym redysponowanie transgraniczne, mają być wykorzystywane do spełnienia wymogu CEP 70%. Artykuł ten stanowi, że stosowanie środków transgranicznych jest uzależnione od wdrożenia metody podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych. Metoda ta nie jest jednak jeszcze wdrożona w regionach wyznaczania zdolności przesyłowych, do których

należy PSE S.A., jak opisano w pkt (10) poniżej.

(3) Wymóg CEP 70% dotyczący oferowania minimalnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych obowiązuje od 1 stycznia 2020 r.
Środki przejściowe, tj. plany działania na podstawie art. 15 rozporządzenia 2019/943 lub odstępstwa na podstawie art. 16 ust. 9 tego rozporządzenia, pozwalają na stopniowe osiąganie zdolności minimalnych.

(4) Artykuł 14 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 stanowi, że w przypadku zidentyfikowania ograniczeń strukturalnych w sprawozdaniu zgodnie z ust. 2 niniejszego artykułu lub w przeglądzie obszarów rynkowych zgodnie z niniejszym artykułem lub przez przynajmniej jednego operatora systemu przesyłowego w swoich obszarach regulacyjnych w sprawozdaniu zatwierdzonym przez właściwy organ regulacyjny państwo członkowskie ze stwierdzonymi ograniczeniami strukturalnymi, we współpracy z operatorami systemów przesyłowych, podejmuje decyzję, w terminie sześciu miesięcy od otrzymania sprawozdania, o przygotowaniu krajowego lub międzynarodowego planu działania zgodnie z art. 15 lub o dokonaniu przeglądu i zmiany konfiguracji swoich obszarów rynkowych.

(5) Art. 15 rozporządzenia 2019/943 stanowi, że po przyjęciu decyzji na podstawie art. 14 ust. 7 państwo członkowskie ze stwierdzonymi strukturalnymi ograniczeniami przesyłowymi opracowuje plan działania we współpracy ze swoim organem regulacyjnym Plan ten zawiera konkretny harmonogram przyjmowania środków mających na celu zmniejszenie strukturalnych ograniczeń przesyłowych. Niezależnie od wymiernych postępów w realizacji planu działania państwa członkowskie zapewniają, aby bez uszczerbku dla odstępstw przyznanych na mocy art. 16 ust. 9 lub odstępstw na mocy art. 16 ust. 3 zdolność do obrotu międzystrefowego była corocznie zwiększana do momentu osiągnięcia minimalnej zdolności przewidzianej w art. 16 ust. 8.

(6) Powyższy przepis wymaga również, aby minimalna zdolność przesyłowa zgodne z art. 16 ust. 8 została osiągnięta do dnia 31 grudnia 2025 r. oraz aby coroczne wzrosty zostały osiągnięte za pomocą trajektorii liniowej.

(7) Artykuł 15 stanowi, że decyzja w sprawie opracowania i wdrożenia planu działania należy do państwa członkowskiego. Polskie władze decyzją z dnia 17 grudnia 2019 r przyjęły plan działania do wdrożenia.

(8) Artykuł 16 ust. 9 rozporządzenia 2019/943 stanowi, że na wniosek operatorów systemów przesyłowych z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych odpowiednie organy regulacyjne mogą przyznać odstępstwo od wymogu CEP 70% z przewidywalnych przyczyn, jeżeli jest to konieczne do utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego. Odstępstwo przyznaje się każdorazowo na okres nieprzekraczający roku lub, o ile zakres odstępstwa znacznie zmniejszy się po pierwszym roku, do maksymalnie dwóch lat. Zakres takich odstępstw jest bezwzględnie ograniczony do tego, co jest konieczne do utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego, a w ramach takich odstępstw unika się dyskryminacji między wymianami wewnątrzstrefowymi i międzystrefowymi. *[zdanie jest kontynuowane na następnej stronie]*

(9) Liniowa trajektoria zwiększania wymaganych minimalnych zdolności przesyłowych po przyjęciu planu działania zgodnie z art. 15 ust. 2 ma na celu uzyskanie poziomów zdolności przesyłowych określonych w art. 16 ust. 8. Artykuł ten określa minimalne poziomy zdolności przesyłowych wynoszące 70%, bez uszczerbku dla stosowania odstępstw przewidzianych w ust. 3 i 9 tego artykułu oraz dla stosowania art. 15 ust. 2. W związku z tym obowiązek zachowania

trajektorii liniowej podczas zwiększania wymaganych minimalnych zdolności przesyłowych pozostaje bez uszczerbku dla stosowania odstępstw.

(10) Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi[1] (dalej „CACM") oraz rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej[2] (dalej „SOGL") nakładają na OSP obowiązek dostarczania metod kluczowych dla zarządzania przepływami w sieci elektroenergetycznej poprzez skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych i skoordynowane stosowanie działań zaradczych. Te kluczowe metody i harmonogram ich wdrażania są następujące:

a. Metoda obliczania dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core, o której mowa w art. 21 rozporządzenia CACM (dalej „Core CCM"), ustanowiona decyzją nr 02/2019 Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (dalej „ACER") z dnia 21 lutego 2019 r. Metoda Core CCM miała zostać pierwotnie wdrożona do 1 grudnia 2020 r. Zgodnie jednak z wytycznymi wydanymi przez Dyrekcję Generalną ds. Energii Komisji Europejskiej[3] dotyczącymi harmonogramu realizacji projektów łączenia rynków poprzez giełdy energii wdrożenie metody Core CCM ma nastąpić do lutego 2022 r.

b. Metoda koordynacji bezpieczeństwa operacyjnego, o której mowa w art. 76 rozporządzenia SOGL, ustanowiona decyzją ACER nr 33/2020 z dnia 4 grudnia 2020 r. (dalej „metoda Core ROSC"). Wdrożenie metody Core ROSC ma być zorganizowane etapowo zgodnie z harmonogramem określonym w art. 37 wspomnianej metody – pierwszy etap ma zostać zakończony do 30 miesięcy od przyjęcia metody, a drugi do 54 miesięcy od jej przyjęcia.

c. Metoda koordynacji redysponowania i zakupów przeciwnych, o której mowa w art. 35 rozporządzenia CACM, ustanowiona decyzją ACER nr 35/2020 z dnia 4 grudnia 2020 r. (dalej „metoda Core RD&CT"). Harmonogram wdrożenia metody Core RD&CT jest identyczny z harmonogramem metody CORE ROSC, jak określono w art. 37 metody Core RD&CT.

a. Metoda podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych, o której mowa w art. 74 rozporządzenia CACM, ustanowiona decyzją ACER nr 30/2020 z dnia 30 listopada 2020 r. (dalej „metoda Core RD&CTCS"). Zgodnie z art. 13 metody RD&CTCS ma ona zostać wdrożona w terminie, w którym wdrożone zostaną metody Core ROSC i Core RD&CT. *[zdanie kontynuowane jest na następnej stronie]*

[1] Zmienione rozporządzeniem wykonawczym Komisji (UE) 2021/280 z dnia 22 lutego 2021 r. zmieniającym rozporządzenia (UE) 2015/1222, (UE) 2016/1719, (UE) 2017/2195 i (UE) 2017/1485 w celu dostosowania ich do rozporządzenia (UE) 2019/943, Dz. U. L 62 z 23.2.2021 r., str. 24-40.

[2] Zmienione rozporządzeniem wykonawczym Komisji (UE) 2021/280 z dnia 22 lutego 2021 r. zmieniającym rozporządzenia (UE) 2015/1222, (UE) 2016/1719, (UE) 2017/2195 i (UE) 2017/1485 w celu dostosowania ich do rozporządzenia (UE) 2019/943, Dz. U. L 62 z 23.2.2021 r., str. 24-40.

[3] Dyrekcja Generalna ds. Energii (ENER) – Pismo dotyczące wewnętrznego rynku energii do krajowych organów regulacyjnych Core, ENER.B/CSM/PC_Ares(2020)4937495, Bruksela, 22 września 2020 r.

Należy jednak zauważyć, że decyzje ustanawiające metodę Core RD&CTCS oraz metodę Core ROSC zostały zaskarżone przez kilku uczestników do Komisji Odwoławczej ACER, a kolejne decyzje Komisji Odwoławczej są przedmiotem toczącego się postępowania sądowego[4]. W

związku z tym na terminy realizacji może ostatecznie wpłynąć wynik postępowania sądowego.

(11) Zdolność do spełnienia minimalnych obowiązków dotyczących międzyobszarowych zdolności przesyłowych nadal zależy od czynników niezależnych od polskiego OSP. Do czynników tych zalicza się:

a. Przepływy kołowe w polskiej sieci – poziom przepływów kołowych i związane z tym niepewności mogą przekraczać maksymalny poziom przewidziany w art. 16 ust. 8, gdzie do 30% obciążalności termicznej można zarezerwować dla przepływów kołowych, przepływów wewnętrznych i marginesów niezawodności (TRM). Przepływy kołowe i związane z nimi niepewności mogą przekroczyć powyższy poziom, grożąc naruszeniem granic bezpieczeństwa pracy systemu (F_{max} dla CNEC). Dopóki metody określone w art. 35 i 74 rozporządzenia CACM oraz w art. 76 rozporządzenia SOGL nie zostaną wdrożone zgodnie z terminami opisanymi w motywie 10, brak niezbędnej koordynacji działań zaradczych może prowadzić do przepływów kołowych i związanych z nimi niepewności przekraczających powyższy poziom, grożąc naruszeniem granic bezpieczeństwa pracy systemu. Na dzień składania niniejszego wniosku powyższe metody są w trakcie przyjmowania do stosowania lub nie zostały jeszcze wdrożone. Ponadto wpływ przepływów kołowych może zostać zmniejszony poprzez odpowiednią konfigurację obszarów rynkowych. Proces przeglądu obszarów rynkowych przebiega zgodnie z wymogami art. 14 rozporządzenia 2019/943 i oczekuje się jego wyników w latach 2022-2023.

b. Niepewności związane z prognozowaniem przepływów tranzytowych wynikających z transakcji międzyobszarowych poza granicami Polski. Przepływy te powinny zwykle stanowić część minimalnych poziomów dostępnych zdolności przesyłowych w obrocie międzystrefowym, ale istnieje istotna niepewność związana z ich prognozowaniem, która może wymagać dodatkowego marginesu prognozowania tranzytu przekraczającego margines TRM. PSE S.A. będą dążyć do ciągłego doskonalenia metody prognozowania, tak aby ostatecznie błąd osiągnął akceptowalny poziom.

(12) Planowane i nieplanowane wyłączenia linii przesyłowych wpływają na poziom zdolności przesyłowych, które można bezpiecznie oferować na rynku. W niektórych przypadkach, w szczególności, ale nie tylko, gdy do przeprowadzenia niezbędnych prac w zakresie rozbudowy lub modernizacji sieci wymagane są dłuższe wyłączenia, istnieje ryzyko, że obowiązkowe minimalne zdolności przesyłowe, takie jak wymóg CEP 70%, nie zostałyby osiągnięte przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa pracy sieci. Powyższy problem ma jednak charakter ogólny, co oznacza, że nie można go wyeliminować bez znacznej rozbudowy sieci przesyłowej wykraczającej poza zakres uzasadnionych potrzeb użytkowników sieci, którzy ponoszą koszty takiej rozbudowy sieci. Biorąc powyższe pod uwagę, najlepszym sposobem rozwiązania tego problemu jest wyznaczanie zdolności przesyłowych i monitorowanie zgodności z wymogami tam, gdzie takie przypadki wyłączenia elementów sieci przesyłowej, które mają wpływ na zdolność do spełnienia wymogu CEP 70%, powinny być realizowane pod kontrolą krajowego organu regulacyjnego i nie powinny być traktowane jako niezgodność z art. 16 ust. 8.

(13) Niniejszy wniosek jest zgodny z wymogami art. 16 ust. 9 rozporządzenia 2019/943 w następujący sposób:

a. Podstawy wnioskowania o odstępstwo, opisane w motywie 11 preambuły powyżej, są możliwe do przewidzenia na podstawie doświadczenia OSP i w świetle dostępnych danych;

b. Wnioskowane odstępstwa są wymagane do zachowania bezpieczeństwa pracy sieci, zwłaszcza ze względu na brak wdrożonych regionalnych procesów wspierających PSE S.A. w zapewnianiu bezpieczeństwa pracy sieci; *[zdanie kontynuowane jest na następnej stronie]*

[4] Sprawy T-446/21, T-472/21, T-476/21, T-482/21, T-483/21, T-484/21, T-485/21.

[strona 5 z 10]

c. Zakres niniejszego wniosku o odstępstwo jest ściśle ograniczony do tego, co jest konieczne, czyli obejmuje odpowiednio:

   i. Margines dla przepływów kołowych umożliwiający skuteczne uwzględnienie oczekiwanych przepływów kołowych w okresie przejściowym do czasu wdrożenia odpowiednich regionalnych procesów wspomagających;
   ii. Margines na pokrycie niepewności związanych z prognozowaniem przepływów tranzytowych wynikających z transakcji międzystrefowych poza granicami Polski, wyrażony jako margines prognozowania tranzytowego i wyznaczony na podstawie prognozowania i statystycznej interpretacji danych historycznych;
   iii. Zasięg geograficzny jest ograniczony, ponieważ wniosek o odstępstwo z każdego powodu składany jest jedynie w odniesieniu do krytycznych elementów sieci, granic lub profilu technicznego, w przypadku gdy dany problem ma szczególny wpływ.

d. Odstępstwo pozwala uniknąć dyskryminacji między wymianą wewnętrzną i międzystrefową, ponieważ margines przepływów kołowych ma zostać zwiększony wyłącznie ze względu na czynniki zewnętrzne i brak wystarczającej koordynacji regionalnej oraz nie wpłynie na uczestników rynku spoza polskiego obszaru kontroli w inny sposób niż na polskich uczestników rynku. W kontekście powodów opisanych w motywie 12 lit. A) preambuły powyżej należy dodać, że przepływy kołowe nie są przepływami międzystrefowymi, ponieważ są one wynikiem transakcji wewnątrzstrefowych w sąsiednich obszarach rynkowych oraz że polski OSP nie ma wpływu na takie transakcje.

(14) W niniejszym wniosku przyjęto pewne wartości dla parametrów określających zakres odstępstwa. W celu właściwego odzwierciedlenia limitów bezpieczeństwa pracy sieci, a zarazem określenia możliwości zwiększenia międzystrefowych zdolności przesyłowych w okresie stosowania niniejszego odstępstwa, PSE S.A. będą monitorować wpływ tych parametrów na międzystrefowe zdolności przesyłowe i w razie potrzeby może dostosować te parametry w porozumieniu z polskim krajowym organem regulacyjnym, dążąc do zapewnienia maksymalizacji międzystrefowych zdolności przesyłowych przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa pracy sieci.

(15) Wnioskowane odstępstwo pozostaje bez uszczerbku dla nadrzędnej zasady maksymalizacji międzystrefowych zdolności przesyłowych dostępnych w obrocie handlowym z zastrzeżeniem utrzymania bezpieczeństwa pracy sieci, jak określono między innymi w motywie 27 preambuły i art. 16 ust. 4 rozporządzenia 2019/943. PSE S.A. przez cały czas oferują uczestnikom rynku możliwie największe zdolności przesyłowe zgodne ze standardem bezpieczeństwa bezpiecznej pracy sieci. Oznacza to, że zdolności przesyłowe wynikające ze stosowania odstępstwa zgodnie z art. 16 ust. 9 należy uznać za oczekiwane zdolności minimalne, a nie maksymalne. Innymi słowy PSE S.A. skorzystają z odstępstwa jedynie w takich podstawowych okresach handlowych, w których oferowanie transgranicznych zdolności przesyłowych zgodnie z wymogiem CEP 70% stwarzałoby ryzyko naruszenia bezpieczeństwa systemu. Doświadczenie operacyjne w okresie od 2020 r. do daty złożenia niniejszego wniosku wykazało, że z wyjątkiem odstępstw niezbędnych

do wdrożenia narzędzi informatycznych, nie było potrzeby stosowania odstępstw w zakresie eksportu a potrzeba odstępstwa w zakresie importu była bardzo ograniczona (mniej niż 0,5% godzin). W normalnych okolicznościach PSE S.A. były w stanie zaoferować międzystrefowe zdolności przesyłowe przewidziane w trajektorii ustalonej w przyjętym przez Polskę planie działania. W związku z tym PSE S.A. oczekują oferowania coraz większych międzystrefowych zdolności przesyłowych przewidzianych w trajektorii ustalonej w przyjętym przez Polskę planie działania również w roku 2022.

[strona 6 z 10]

PSE S.A. SKŁADA NASTĘPUJĄCY WNIOSEK O ODSTĘPSTWO

Artykuł 1. Przedmiot i zakres stosowania

(1) PSE S.A. składają niniejszy wniosek o odstępstwo w sprawie wdrożenia minimalnego marginesu dostępnego na potrzeby międzystrefowego obrotu handlowego zgodnie z art. 16 ust. 9 rozporządzenia 2019/943.

(2) Wniosek o odstępstwo opiera się na dwóch różnych powodach uzasadniających odstąpienie od wymogu CEP 70%:

(i) przepływy kołowe powyżej dopuszczalnego poziomu, zgodnie z art. 2,

(ii) margines nieskoordynowanych tranzytów, zgodnie z art. 3.

(3) Minimalny margines dostępny na potrzeby międzystrefowego obrotu handlowego określony w wymogu CEP 70% lub w niniejszym wniosku o odstępstwo zostanie osiągnięty w maksymalnym możliwym zakresie, o ile zagwarantowane zostanie bezpieczeństwo pracy sieci. Odstępstwa będą zgłaszane krajowemu organowi regulacyjnemu wraz z uzasadnieniem, dlaczego odstępstwo było wymagane do zagwarantowania bezpieczeństwa pracy sieci.

(4) W niniejszym wniosku o odstępstwo stosuje się definicje rozporządzenia 2019/943, CACM, SOGL i CCM Core, a także rekomendację Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) nr 01/2019 z dnia 8 sierpnia 2019 r. w sprawie wdrożenia minimalnego marginesu dostępnego na potrzeby międzystrefowego obrotu handlowego zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943 (zwaną dalej „Rekomendacją ACER nr 01/2019”), w szczególności:

a. „CC MTU” (ang. capacity calculation market time unit) oznacza podstawowy okres handlowy wyznaczania zdolności przesyłowych, równy DA CC MTU (podstawowy okres handlowy wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego) lub ID CC MTU (podstawowy okres handlowy wyznaczania zdolności przesyłowych dnia bieżącego);

b. „CGM” (ang. common grid model) oznacza wspólny model sieci określony w art. 2 ust. 2 CACM i oznacza CGM ustanowiony dla rozpatrywanego procesu wyznaczania zdolności przesyłowych dla MTU CC zgodnie z metodyką wspólnego modelu sieci zgodnie z art. 17 rozporządzenia CACM;

c. „podejście oparte na przepływach” (FBA, ang. flow-based approach) oznacza metodę wyznaczania zdolności przesyłowych określoną w art. 2 ust. 9 rozporządzenia CACM;

d. „MACZT” (ang. margin available for cross-zonal trade) oznacza margines na potrzeby międzystrefowego obrotu handlowego, tj. część zdolności przesyłowych CNEC dostępnych na potrzeby międzystrefowego obrotu handlowego;

e. „MCCC” (ang. margin from coordinated capacity calculation) oznacza margines wynikający ze skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych, tj. część zdolności przesyłowych CNEC dostępnych na potrzeby międzystrefowego obrotu handlowego na granicach obszaru rynkowego w rozpatrywanym obszarze koordynacji;

f. „MNCC” (ang. margin from non-coordinated capacity calculation) oznacza margines wynikający z nieskoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych, tj. część zdolności przesyłowych CNEC dostępnych na potrzeby międzystrefowego obrotu handlowego na granicach obszaru rynkowego poza rozpatrywanym obszarem koordynacji;

g. „NTC” (ang. net transmission capacity) oznacza podejście do wyznaczania (skoordynowanych) zdolności przesyłowych netto określone w art. 2 ust. 8 rozporządzenia CACM;

h. „TRM” (ang. Transmission reliability margin) oznacza margines niezawodności określony w art. 2 ust. 14 rozporządzenia CACM;

(5) Odstępstwa opisane w niniejszym wniosku mają zastosowanie niezależnie od decyzji państw członkowskich dotyczących wymogu CEP 70%.

[strona 7 z 10]

Artykuł 2. Odstępstwo wynikające z przepływów kołowych

(1) Zastosowanie odstępstw na potrzeby przepływów kołowych powyżej dopuszczalnego poziomu pociąga za sobą konieczność ustanowienia progu dopuszczalnego poziomu przepływów kołowych.

(2) Potrzeba ustanowienia takiego progu przepływów kołowych wynika z art. 16 ust. 8, który określa 30% marginesu jako limit przepływów kołowych, przepływów wewnętrznych i marginesu niezawodności, jak również z art. 16 ust. 13 rozporządzenia 2019/943, w którym określono, że przepływy kołowe przekraczające próg dopuszczalnego poziomu uznaje się za odpowiedzialne za pokrycie kosztów środków zaradczych niezbędnych do zarządzania ograniczeniami, do których się przyczyniają.

(3) Artykuł 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943 stanowi, że przepływy kołowe stanowią część pozostałych 30% wraz z marginesami niezawodności i przepływami wewnętrznymi.

a. margines TRM jest określany w CCM Core jako 10% obciążalności termicznej CNEC lub inna wartość, która zostanie wyznaczona na podstawie CCM Core.

b. Do czasu wdrożenia CCM Core w celu umożliwienia skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych w CCR Core, margines TRM jest szacowany przez PSE S.A. w oparciu o podejście statystyczne poprzez porównanie różnic pomiędzy oczekiwanymi nieskoordynowanymi przepływami na polskich granicach (przepływy kołowe, przepływy wewnętrzne i nieplanowane przepływy tranzytowe) a obserwowanymi nieskoordynowanymi przepływami poprzez zastosowanie określonego poziomu ryzyka – obecnie 10%. Problem poziomu ryzyka jest rozwiązywany przez zastosowanie środków zaradczych dostępnych dla PSE S.A.

(4) Oznacza to, że maksymalny dopuszczalny poziom przepływów kołowych powinien wynosić:

a. W przypadku międzystrefowych CNEC maksymalne przepływy kołowe wynoszą:

$$LF_{max.} = (100\% - MACZT_{min[\%]}) \times F_{max.} - F_{TRM}$$

b. W przypadku wewnętrznych CNEC maksymalny poziom przepływów kołowych uwzględnia również istnienie przepływów wewnętrznych. Ponieważ linie wewnętrzne mają być głównie wykorzystywane na potrzeby przepływów wewnętrznych, maksymalny dopuszczalny poziom przepływów kołowych powinien wynosić:

$$LF_{max.} = \frac{1}{} [(100\% - MACZT_{min[\%]}) \times F_{max.} - F_{TRM}]$$

gdzie:

$LF_{maks.}$ to maksymalny poziom przepływów kołowych na CNEC;

$MACZT_{min\ [\%]}$ to MACZT wyrażony jako procent $F_{maks.}$, równy 70% w przypadku zastosowania wymogu CEP 70% lub poziomu zdolności przesyłowych określonego w trajektorii ustalonej w planie działania;

$F_{maks.}$ to obciążalność termiczna CNEC przy zachowaniu granic bezpieczeństwa pracy sieci;

F_{TRM} to margines niezawodności zarezerwowany na każdym CNEC.

(5) Przepływy kołowe szacuje się w momencie wyznaczania zdolności przesyłowych przy użyciu modelu CGM wykorzystywanego w tym procesie. W przypadku braku procesu skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych na synchronicznych granicach Polski, model CGM jest budowany przez PSE S.A. w oparciu o najlepsze dostępne informacje z poprzednich procesów planowania operacyjnego, takich jak m.in. prognoza ograniczeń przesyłowych dnia następnego oraz prognoza ograniczeń przesyłowych dnia bieżącego. W celu uzyskania poziomu oczekiwanych przepływów kołowych model CGM zostaje zmodyfikowany do zera poprzez przesunięcie pozycji netto wspólnego modelu sieci na zero. Przepływy kołowe oczekiwane na międzystrefowych CNEC będą wykorzystywane do oszacowania przepływów kołowych oczekiwanych na wewnętrznych CNEC w celu odróżnienia ich od przepływów wewnętrznych oczekiwanych na wewnętrznych CNEC w modelu CGM o wartości zerowej.

(6) Oczekiwany poziom przepływów kołowych będzie miał wpływ na zdolności przesyłowe oferowane na potrzeby wymian międzystrefowych. Przy obliczaniu międzystrefowych zdolności przesyłowych, w przypadku gdy model CGM stosowany do wyznaczania zdolności przesyłowych uwzględnia przepływy kołowe przekraczające poziom maksymalnych dopuszczalnych przepływów kołowych:

a. W przypadku wprowadzenia ustaleń dotyczących zakupów przeciwnych i redysponowania dokonanych na podstawie art. 35 i 74 rozporządzenia CACM oraz art. 76 SOGL, pozwalających na odpowiednią koordynację w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci, zdolności przesyłowe na polskich połączeniach międzysystemowych będą spełniały minimalny próg zdolności przesyłowych wynikający z wymogu CEP 70%.

b. W przypadku braku wspomnianych ustaleń dotyczących zakupów przeciwnych i redysponowania zdolności przesyłowe oferowane przez PSE S.A. na ich odpowiednim połączeniu międzysystemowym zostaną odpowiednio zmodyfikowane w celu odzwierciedlenia braku możliwości ograniczenia przez PSE S.A. tych przepływów kołowych, które znajdują się poza ich kontrolą. Oznacza to, że w podstawowych okresach handlowych o takich warunkach przepływu mocy zdolności przesyłowe na polskich połączeniach międzysystemowych nie będą spełniały minimalnego progu zdolności przesyłowych wynikającego z wymogu CEP 70%, który jest przedmiotem niniejszego

odstępstwa.

(7) Z powyższych powodów PSE S.A. wnioskują o odstępstwo ograniczone czasowo na okres 1 roku (od 1 stycznia 2022 r.), pozwalające na zastosowanie wyższego marginesu przepływów kołowych niż maksymalny limit dla sumy przepływów kołowych, przepływów wewnętrznych i marginesu niezawodności, zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943. W okresie obowiązywania tego ograniczonego w czasie odstępstwa opisanego w art. 2 i z zastrzeżeniem ust. 6 lit. a) i ust. 6 lit. b) powyżej, margines przepływów kołowych stanowi poziom przepływów kołowych oczekiwany w modelu CGM do wyznaczania międzystrefowych zdolności przesyłowych.

Artykuł 3. Odstępstwo ze względu na niepewności w zakresie nieskoordynowanych przepływów tranzytowych

(1) Niniejszy wniosek o odstępstwo opiera się na ramach koncepcji MACZT, MCC i MNCC wprowadzonych Rekomendacją ACER nr 01/2019.

(2) W przypadku, gdy odstępstwa lub plany działania określają minimalne cele w zakresie MACZT (lub zasady, z których wynikają takie cele), które różnią się od wskazanych 70% $F_{maks.}$, powinno być spełnione następujące równanie:

$$MACZT(CC\ MTU) = MCCC(CC\ MTU) + MNCC(CC\ MTU) > MACZT_{min}\ (CNEC, CC\ MTU)$$

gdzie:

$CC\ MTU$	to podstawowy okres handlowy wyznaczania zdolności przesyłowych określony w art. 1 ust. 4 lit. a);
$MACZT_{min}$	to minimalny poziom docelowy MACZT wynikający z postępowania w sprawie przyznania odstępstwa lub planu działania dotyczącego danego CNEC, ram czasowych i CC MTU, w stosownych przypadkach.

(3) PSE S.A. wyznacza międzystrefowe zdolności przesyłowe dla wspólnego profilu obejmujące granice obszaru rynkowego PL-DE, PL-CZ oraz PL-SK.
Granice uczestniczące w tzw. „profilu synchronicznym" są w dużym stopniu współzależne. W związku z tym obecny polski obszar koordynacji — w którym wyznaczanie zdolności przesyłowych jest w pełni skoordynowane — obejmuje polskie krytyczne elementy sieci stanowiące granice obszaru rynkowego PL-DE, PL-CZ i PL-SK.

(4) Chociaż oczekuje się, że wartości MNCC zostaną zmniejszone w przyszłości, np. po wdrożeniu metody CGM i CCM zgodnie z rozporządzeniem CACM, która rozszerzy istniejące obszary koordynacji do CCR, obecny obszar koordynacji dla granic polskiego synchronicznego obszaru rynkowego powoduje wysokie poziomy niepewności MNCC dla polskich CNEC, które należy uwzględnić podczas wyznaczania zdolności przesyłowych. Ponadto należy podkreślić, że w przypadku polskich CNEC charakter MNCC jest w dużym stopniu uzależniony od przerywanego wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych poza polskim obszarem koordynacji.

(5) Niepewności MNCC, tj. prognozowany błąd nieskoordynowanych przepływów tranzytowych, które znajdują się poza kontrolą PSE S.A., wpływają na zdolność PSE S.A. do osiągnięcia

minimalnych celów MACZT przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy sieci, tj. zapewnieniu utrzymania przepływów na CNEC w granicach bezpieczeństwa pracy sieci (F_{max}). Wynika to z braku regionalnej skoordynowanej CCM Core. Ponadto brak regionalnych ustaleń dotyczących zakupów przeciwnych i redysponowania dokonanych na podstawie art. 35 i 74 rozporządzenia CACM oraz art. 76 SOGL oznacza, że brak jest odpowiednich narzędzi do zarządzania tymi niepewnościami w sposób zapewniający bezpieczeństwo pracy sieci.

(6) Z powyższych powodów PSE S.A. wnioskuje o odstępstwo ograniczone czasowo na okres 1 roku (od 1 stycznia 2022 r.), pozwalające na rozwiązanie problemu niepewności MNCC. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci konieczne jest wyznaczenie specjalnego marginesu błędów prognozowania MNCC i uwzględnienie tego marginesu w ramach MNCC. W związku z tym, w okresie obowiązywania niniejszego odstępstwa oraz w przypadku braku skoordynowanych CCM Core i odpowiednich regionalnych uzgodnień dotyczących zakupów przeciwnych i redysponowania, dokonanych na podstawie art. 35 i 74 rozporządzenia CACM oraz art. 76 SOGL, MNCC dla polskiego obszaru koordynacji i polskich CNEC określa się jako:

$$MNCC = MNCC_{CGM} + MNCC_{margines}$$

gdzie:

$MNCC$ to margines MNCC do stosowania w okresie odstępstwa zgodnie z art. 3

$MNCC_{CGM}$ to przepływ wywołany przez wymiany międzystrefowe na granicach obszaru rynkowego poza polskim obszarem koordynacji. Przepływ ten należy wyznaczyć na podstawie prognozowanych pozycji netto obszarów rynkowych odzwierciedlających obrót handlowy poza polskim obszarem koordynacji i stanowi prognozowany nieskoordynowany przepływ tranzytowy.

$MNCC_{margines}$ to margines na pokrycie niepewności prognozowanych nieskoordynowanych przepływów tranzytowych. Margines należy wyznaczyć w dwóch krokach. W pierwszym kroku oblicza się rozkład prawdopodobieństwa odchyleń między prognozowanymi nieskoordynowanymi przepływami tranzytowymi w momencie wyznaczania zdolności przesyłowych a zrealizowanymi nieskoordynowanymi przepływami tranzytowymi w czasie rzeczywistym. W drugim kroku należy obliczyć 90-ty percentyl rozkładów prawdopodobieństwa wszystkich CNE[5]. Oznacza to, że PSE S.A. stosuje poziom ryzyka 10%, a tym samym wartości marginesu obejmują 90% historycznych błędów prognostycznych w okresie obserwacji.

Artykuł 4. Zakres i okres obowiązywania odstępstwa

(1) Wniosek o odstępstwo ma zastosowanie do wszystkich polskich CNECs uwzględnionych w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego w zakresie określonym w każdym odpowiednim artykule.

(2) Odstępstwo dotyczące przepływów kołowych określone w art. 2 jest wnioskowane na okres 1 roku (od 1 stycznia 2022 r.) i ma zastosowanie do granic polskiego obszaru rynkowego należących do CCR Core. Ponieważ jednak są to problemy o charakterze nawracającym, wniosek ten można ponownie złożyć pod koniec rocznego okresu na następny maksymalny okres dozwolony zgodnie z rozporządzeniem 2019/943.

(3) Odstępstwo dotyczące niepewności nieskoordynowanych przepływów tranzytowych, o których

mowa w art. 3, jest wnioskowane na okres 1 roku (od 1 stycznia 2022 r.) lub na cały okres prowadzenia procesu łączenia CCM Core i rynków dnia następnego w oparciu o przepływy fizyczne, w zależności od tego, która z tych dat jest wcześniejsza[6], i ma zastosowanie do granic polskiego obszaru rynkowego należącego do CCR Core. Ponieważ jednak jest to problem o charakterze nawracającym, wniosek ten można ponownie złożyć pod koniec rocznego okresu na następny maksymalny okres dozwolony zgodnie z rozporządzeniem 2019/943. *[zdanie kontynuowane jest na następnej stronie]*

[5] Zgodnie z metodą marginesu niezawodności przepływu określoną w art. 8 Core CCM.

[6] Z wyjątkiem okresu, w którym aktywowany jest mechanizm wycofania (roll back mechanism) z podejścia wyznaczania zdolności przesyłowych na podstawie przepływów (flow-based) zgodnie z CCM Core do obecnego podejścia ATC.

(4) Pod warunkiem zatwierdzenia przez organ regulacyjny, zakładane wartości następujących parametrów mogą ulec zmianie w celu odpowiedniego odzwierciedlenia granic bezpieczeństwa pracy sieci i jednoczesnego ustalenia możliwości zwiększenia międzystrefowych zdolności przesyłowych w okresie, w którym stosuje się niniejszy wniosek o odstępstwo:

a. poziom ryzyka wyznaczający TRM określony w art. 2 ust. 3 lit. b),

b. maksymalny poziom przepływów kołowych na wewnętrznych CNEC określony w art. 2 ust. 4 lit. b); oraz

c. poziom ryzyka wyznaczający $MNCC_{margines}$ określony w art. 3 ust. 6 w powiązaniu z marginesem TRM.

[koniec tłumaczenia]

Rep. 1412/2021

Ja, niżej podpisana Marta Anna van der Hoeven, tłumacz przysięgły języka angielskiego zarejestrowana w Ministerstwie Sprawiedliwości na oficjalnej liście tłumaczy przysięgłych pod numerem TP/6077/05 niniejszym potwierdzam, iż powyższy tekst jest wiernym tłumaczeniem dokumentu sporządzonego w języku angielskim.
Warszawa, dnia 5 listopada 2021 r.