30.10.2019

Tłumaczenie uwierzytelnione dokumentu w języku angielskim

Załącznik nr 1 do decyzji
Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki
z dnia 30.12.2019 sygn. DRR HRE74434.2019.PSt

Wniosek PSE S.A. o przyznanie odstępstwa od obowiązku wdrożenia minimalnego marginesu dostępnego do obrotu międzystrefowego

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

---

30 października 2019 r.

ZA ZGODNOŚĆ Z ORYGINAŁEM
Konstancin-Jeziorna
2019-12-19
Andrzej Karst
Radca Prawny, WA-5358

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki
dr inż. Rafał Gawin

AGNIESZKA JUREWICZ
TŁUMACZ PRZYSIĘGŁY JĘZYKA ANGIELSKIEGO
NR TP/1569/06

1. **Motywy**

(1) Art. 16 ust. 8 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (zwanego dalej „rozporządzeniem 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 wskazuje również, że wymóg ten uznaje się za spełniony w przypadku osiągnięcia minimalnego poziomu zdolności dostępnych do obrotu międzystrefowego. Poziom ten, zwany dalej „wymaganiem CEP 70%", przyjmuje się jako 70% zdolności przesyłowych wewnątrzstrefowych i międzystrefowych krytycznych elementów sieci przy uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu (zwanych dalej „CNE") z uwzględnieniem zdarzeń losowych (zwanych dalej "CNEC").---

(2) Art. 16 ust. 4 rozporządzenia 2019/943 stanowi, że w celu osiągnięcia wymagania CEP 70% stosuje się zakupy przeciwne i redysponowanie, w tym redysponowanie transgraniczne. Artykuł te przewiduje, że stosowanie środków transgranicznych wymaga wdrożenia metody podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych. Metoda ta nie została jednak jeszcze wdrożona w regionach wyznaczania zdolności przesyłowych, do których PSE S.A. należy.---

(3) Wymaganie CEP 70% dotyczące oferowania minimalnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych obowiązuje od 1 stycznia 2010 r. Środki przejściowe, tj. plany działania na podstawie art. 15 rozporządzenia 2019/943 lub odstępstwa na podstawie art. 16 ust. 9 tego rozporządzenia dopuszczają osiąganie tych minimalnych zdolności w sposób stopniowy.---

(4) Art. 14 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 stanowi, że gdy strukturalne ograniczenia przesyłowe zostały zidentyfikowane w sprawozdaniu zgodnie z ust. 2 tego artykułu lub w procesie przeglądu obszarów rynkowych zgodnie z tym artykułem lub przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych na ich obszarach regulacyjnych w sprawozdaniu zatwierdzonym przez właściwy organ regulacyjny, państwo członkowskie ze stwierdzonymi strukturalnymi ograniczeniami przesyłowymi, we współpracy ze swymi operatorami systemu przesyłowego, podejmuje w ciągu sześciu miesięcy od otrzymania sprawozdania decyzję o przygotowaniu krajowego lub międzynarodowego planu działania zgodnie z art. 15 albo o dokonaniu przeglądu i zmiany konfiguracji jego obszarów rynkowych.---

(5) Art. 15 rozporządzenia 2019/943 przewiduje, że po przyjęciu decyzji zgodnie z art. 14 ust. 7 państwo członkowskie ze stwierdzonymi strukturalnymi ograniczeniami przesyłowymi opracowuje plan działania we współpracy ze swoim organem regulacyjnym. Ten plan działania zawiera konkretny harmonogram przyjmowania środków mających na celu zmniejszenie strukturalnych ograniczeń przesyłowych. Niezależnie od konkretnych postępów w realizacji planu działania, państwo członkowskie zapewnia, aby – bez uszczerbku dla odstępstw przyznanych na podstawie art. 16 ust. 19 lub przypadków odejścia od skoordynowanych działań zgodnie z art. 16 ust. 3 – zdolności przesyłowe na potrzeby obrotu międzystrefowego wzrastały co roku aż do osiągnięcia minimalnej zdolności przewidzianej w art. 16 ust. 8.---

(6) Powyższy przepis wymaga również osiągnięcia minimalnej zdolności zgodnej z art. 16 ust. 8 do 31 grudnia 2025 r. oraz osiągania tych rocznych wzrostów za pomocą trajektorii liniowej.---

(7) Art. 15. stanowi, że państwo członkowskie decyduje o ustanowieniu i wdrożeniu planu działania. Kwestia ta jest obecnie rozważana przez polskie organy i wynik tego procesu nie jest jeszcze znany w momencie skierowania tego wniosku o przyznanie odstępstwa do polskiego krajowego organu regulacyjnego.---

(8) Art. 16 ust. 9 rozporządzenia 2019/943 przewiduje, że na wniosek operatorów systemów przesyłowych z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych odpowiednie organy regulacyjne mogą przyznać odstępstwo od wymagania CEP 70% z przewidywalnych przyczyn, w przypadku gdy jest to konieczne do utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego. Odstępstwo przyznaje się każdorazowo na okres nieprzekraczający roku lub, o ile zakres odstępstwa zmniejszy się znacząco po pierwszym roku, do maksymalnie dwóch lat. Zakres takiego odstępstwa jest bezwzględnie ograniczony do tego, co jest konieczne do utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego, a w ramach takich odstępstwach unika się nieuzasadnionej dyskryminacji między wymianami wewnątrzstrefowymi i międzystrefowymi.---

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki
dr inż. Rafał Gawin

Andrzej
Radca Prawny

(9) Trajektoria liniowa wzrostu obowiązków w zakresie minimalnej zdolności po przyjęciu planu działania przewidzianego w art. 15 ust. 2 ma na celu uzyskanie poziomów zdolności przewidzianych w art. 16 ust. 8. Artykuł ten ustala minimalną zdolność na poziomie 70%, bez uszczerbku dla stosowania odstępstw na podstawie ust. 3 i 9 niniejszego artykułu oraz dla stosowania art. 15 ust. 2. Zatem wymóg utrzymania trajektorii liniowej zwiększania wymagań w zakresie minimalnej zdolności pozostaje bez uszczerbku dla stosowania odstępstw.---

(10) Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 roku ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (zwane dalej „CACM") i rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (zwane dalej „SOGL") wymagają dostarczenia przez OSP metod, które mają kluczowe znaczenie dla zarządzania przepływami w sieci elektroenergetycznej poprzez skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych i skoordynowane stosowanie działań zaradczych. Kluczowymi metodami są:---

a. metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core, o której mowa w art. 21 rozporządzenia CACM (zwana dalej „CCM Core");---

b. metoda koordynacji bezpieczeństwa pracy, o której mowa w art. 76 SOGL;---

c. metoda koordynowanego redysponowania i koordynowanych zakupów przeciwnych, o której mowa w art. 35 CACM;---

d. metoda podziału kosztów koordynowanego redysponowania i koordynowanych zakupów przeciwnych, o której mowa w art. 74 CACM.---

(11) Powyższe kluczowe metody przewidziane w CACM i SOGL nie zostały jeszcze wdrożone. PSE S.A. nie może opierać się na nich w celu wdrożenia wymagania CEP 70% z dniem 1 stycznia 2020, niezależnie od tego, czy minimalny poziom zdolności wynosi 70% czy został określony w planie działania przejętym przez Polskę. Aby zapewnić zdolność do utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu przy jednoczesnym osiągnięciu minimalnego poziomu międzyobszarowych zdolności przesyłowych przewidzianego w rozporządzeniu 2019/943, PSE S.A. postanowiły, na podstawie uzgodnienia z polskim krajowym organem regulacyjnymi i polskimi władzami, złożyć wniosek o odstępstwo od wymagania CEP 70% w oparciu o trzy przewidywalne podstawy.---

(12) Pierwszą podstawą odstępstwa jest konieczność ustanowienia nowych procesów i narzędzi, w tym metod wyznaczania zdolności przesyłowych i narzędzi informatycznych, aby uzyskać zdolność wdrożenia tych progów minimalnych zdolności przesyłowych w poszczególnych godzinach, monitorowania ich spełnienia i archiwizacji danych potrzebnych do monitorowania przestrzegania wymogów przez krajowy organ regulacyjny. W szczególności zdolności przesyłowe oferowane przez PSE S.A. od 1 stycznia 2020 r. nie mogą zagrażać bezpieczeństwu pracy wzajemnie połączonego europejskiego system energetycznego.---

(13) Ponadto zdolność do spełnienia obowiązków w zakresie minimalnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych będzie również zależeć od czynników poza kontrolą polskiego OSP. Czynniki te obejmują:---

a. Przepływy kołowe w polskiej sieci – poziom przepływów kołowych i związanych z nimi niepewności może być większy od maksymalnego poziomu przewidzianego w art. 16 ust. 8 w przypadku, gdy do 30% obciążalności termicznej mogłoby być zarezerwowane na potrzeby przepływów kołowych, przepływów wewnętrznych i marginesów niezawodności (TRM). Dopóki nie zostaną wdrożone metody opisane w art. 35 i 74 CACM oraz w art. 76 SOGL, brak koniecznej koordynacji działań zaradczych może prowadzić do przepływów kołowych i związanych z nimi niepewności przekraczających powyższy poziom, zagrażając bezpieczeństwu pracy systemu.---

b. Niepewności związane z prognozowaniem przepływów tranzytowych wynikające z transakcji międzystrefowych poza Polską. Przepływy te powinny normalnie być uwzględnione w minimalnych poziomach zdolności dostępnych do obrotu międzystrefowego, lecz istnieje istotna niepewność związana z ich prognozowaniem, która może wymagać uwzględnienia dodatkowego marginesu przy prognozowaniu tranzytu, poza marginesem TRM. PSE S.A. będzie dążyć do ciągłego ulepszania metody prognozowania, tak aby ostatecznie osiągnąć akceptowalny poziom błędu;---

(14) Planowane i niepłanowane wyłączenia linii przesyłowych wpływają na poziom zdolności przesyłowych,

PREZES Urzędu Regulacji Energetyki
dr inż. Rafał Gawin

Andrzej Karst
Radca Prawny WA-5258

które można bezpiecznie oferować rynkowi. W określonych przypadkach, w szczególności, lecz nie tylko wówczas, gdy potrzebne są dłuższe wyłączenia w celu przeprowadzenia koniecznych prac związanych ze wzmocnieniem lub modernizacją sieci, istnieje ryzyko, że obowiązkowe minimalne zdolności, wynikające choćby z wymagania CEP 70%, nie zostaną osiągnięte przy zapewnieniu bezpieczeństwa pracy systemu. Jednak powyższy problem ma charakter ogólny, co oznacza, że nie da się go wyeliminować bez znacznego wzmocnienia sieci przesyłowej poza zakres wynikający z uzasadnionych potrzeb użytkowników sieci, którzy ponoszą koszty jej rozwoju. Mając powyższe na względzie, najlepiej rozwiązywać ten problem w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych i monitorowania przestrzegania wymogów, kiedy takie przypadki wyłączeń elementów sieci przesyłowej wpływające na zdolność do spełnienia wymagania CEP 70% powinny być realizowane pod kontrolą krajowego organu regulacyjnego i nie być traktowane jako niezgodność z art. 16 ust. 8.---

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

a. Podstawy wnioskowania o przyznanie odstępstwa, opisane w ust. od 2 do 4, są przewidywalne w oparciu o doświadczanie OSP i w świetle dostępnych danych;---

b. Wnioskowane odstępstwa są wymagane, aby zagwarantować pozostanie systemu w określonych granicach bezpieczeństwa pracy, zwłaszcza zważywszy na brak wdrożonych regionalnych procesów wspierających PSE S.A. w zapewnianiu bezpieczeństwa pracy systemu.---

c. Odstępstwo jest ściśle ograniczone do niezbędnego zakresu, który określają odpowiednio:---

i. Przewidywalny okres potrzebny do dostosowania narzędzi informatycznych do wyznaczania zdolności przesyłowych;---

ii. Margines dla przepływów kołowych umożliwiający skuteczne uwzględnienie przewidywanych przepływów kołowych w okresie przejściowym do czasu wdrożenia odpowiednich regionalnych procesów wspierających;---

iii. Margines na pokrycie niepewności związanych z prognozowaniem przepływów tranzytowych wynikających z transakcji międzystrefowych poza Polską, wyrażony jako margines prognozowania tranzytu i wyznaczony na podstawie prognozowania i statystycznej interpretacji danych historycznych;---

iv. Zasięg geograficzny jest ograniczony, ponieważ odstępstwo z każdej przyczyny jest wnioskowane w odniesieniu do krytycznych elementów sieci, granicy lub profilu technicznego, na który dany problem ma określony wpływ.---

d. Odstępstwo zapewnia uniknięcie dyskryminacji między wymianą wewnętrzną a międzystrefową, ponieważ margines dla przepływów kołowych ma zostać zwiększony wyłącznie ze względu na czynniki zewnętrzne i brak wystarczającej koordynacji regionalnej oraz nie będzie wpływać na uczestników rynku spoza polskiego obszaru regulacyjnego w inny sposób niż na polskich uczestników rynku. W kontekście powodów opisanych w motywie 12 lit. a) powyżej, należy dodać, że przepływy kołowe nie są międzystrefowymi przepływami rynkowymi, ponieważ wynikają one z transakcji wewnątrzstrefowych w sąsiednich obszarach rynkowych, oraz że polski OSP nie ma wpływu na te transakcje;---

(16) W niniejszym wniosku założono niektóre wartości parametrów określających zakres odstępstwa. W celu właściwego odzwierciedlenia granic bezpieczeństwa pracy systemu i jednoczesnego ustalenia możliwości zwiększenia międzyobszarowych zdolności przesyłowych w okresie, w którym obowiązuje niniejsze odstępstwo, PSE S.A. będzie monitorować wpływ tych parametrów na międzyobszarowe zdolności przesyłowe oraz, w razie potrzeby, może dostosowywać powyższe parametry w porozumieniu z polskim krajowym organem regulacyjnym, mają na celu zapewnienie maksymalizacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych, z uwzględnieniem bezpieczeństwa pracy systemu.---

(17) Wnioskowane odstępstwo pozostaje bez uszczerbku dla nadrzędnej zasady maksymalizacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych dostępnych do wymiany handlowej z zastrzeżeniem utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu, o którym mowa między innymi w motywie 27 i art. 16 ust. 4 rozporządzenia 2019/943. PSE S.A. będzie stale oferować uczestnikom rynku jak największe zdolności przesyłowe, spełniając standardy bezpieczeństwa pracy sieci. Oznacza to, że zdolności wynikające ze stosowania odstępstwa na podstawie art. 16 ust. 9 należy traktować jako oczekiwane minimum, a nie maksimum. Innymi słowy, PSE S.A. będzie stosować odstępstwo tylko w tych podstawowych okresach

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki
dr inż. Rafał Gawin

Andrzej [illegible]
Radca Prawny, WA [illegible]58

handlowych, kiedy oferowanie transgranicznych zdolności przesyłowych zgodnie z wymaganiem CEP 70% stwarzałoby ryzyko naruszenia bezpieczeństwa systemu. W szczególności od 1 stycznia 2020 r. PSE S.A. spodziewa się oferować międzyobszarowe zdolności przesyłowe co najmniej na poziomie równym aktualnie oferowanemu na polskich połączeniach wzajemnych;---

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki
dr inż. Rafał Gawin

ZA ZGODNOŚĆ Z ORYGINAŁEM
Konstancin-Jeziorna
2019 - 12 - 19
Andrzej [illegible]
Radca Pr[illegible] 258

AGNIESZKA JUREWICZ
TŁUMACZ PRZYSIĘGŁY JĘZYKA ANGIELSKIEGO
NR TP/1569/06

PSA S.A. SKŁADA NASTĘPUJĄCY WNIOSEK O PRZYZNANIE ODSTĘPSTWA

Artykuł 1. Przedmiot i zakres

(1) Niniejszy wniosek o przyznanie odstępstwa od wdrożenia minimalnego marginesu dostępnego na potrzeby międzystrefowego obrotu handlowego PSE S.A. składa na podstawie art. 16 ust. 9 rozporządzenia 2019/943.---

(2) Niniejszy wniosek o przyznanie odstępstwa opiera się na trzech powodach uzasadniających odstępstwo od wymagania CEP 70%:---

(i) wdrożenie nowych procesów i narzędzi, jak określono w art. 2,---

(ii) przepływy kołowe powyżej akceptowalnego poziomu, jak określono w art. 3,---

(iii) margines nieskoordynowanego tranzytu, jak określono w art. 4.---

(3) Minimalny margines dostępny na potrzeby obrotu międzystrefowego, określony przez wymaganie CEP 70% lub przez niniejszy wniosek o przyznanie odstępstwa zostanie osiągnięty w maksymalnym możliwym stopniu, o ile zagwarantowane będzie bezpieczeństwo pracy systemu. Odchylenia będą zgłaszane polskiemu krajowemu organowi regulacyjnemu wraz z uzasadnieniem odstępstwa koniecznością zagwarantowania bezpieczeństwa pracy systemu.---

(4) W niniejszym wniosku o przyznanie odstępstwa stosowane są definicje zawarte w rozporządzeniu 2019/943, CACM, SOGL oraz CCM Core, jak również rekomendacji nr 01/2019 Europejskiej Agencji ds. Współpracy Regulatorów Energii z dnia 08 sierpnia 2019 r. dotyczącej implementacji wymagania dla minimalnych poziomów zdolności dostępnych do obrotu międzystrefowego na podstawie art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943 (zwanej dalej „rekomendacją ACER nr 01/2019"), w szczególności:--

a. „CC MTU" (ang. *capacity calculation market time unit*) – podstawowy okres handlowy wyznaczania zdolności przesyłowych, równy albo 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*) – wspólny model sieci zdefiniowany w art. 2 pkt 2 rozporządzenia CACM, oznaczający CGM ustanowiony na potrzeby rozpatrywanego procesu wyznaczania zdolności przesyłowych dla CC MTU zgodnie z metodą dotyczącą wspólnego modelu sieci na podstawie art. 17 CACM;---

c. „podejście FBA" (ang. *flow-based approach*) – metoda wyznaczania zdolności przesyłowych opisana w art. 2 pkt 3 CACM;---

d. „MACZT" (ang. *margin available for cross-zonal trade*) – minimalny poziom zdolności dostępnych do obrotu międzystrefowego, tj. część zdolności CNEC dostępnego do obrotu międzystrefowego;---

e. „MCCC" (ang. *margin available for cross-zonal trade*) – minimalny poziom zdolności dostępnych do obrotu międzystrefowego, tj. część zdolności CNEC dostępna do obrotu międzystrefowego na granicach obszaru rynkowego w rozpatrywanym obszarze koordynacji;---

f. „MNCC" (ang. *margin from non-coordinated capacity calculation*) – minimalny poziom zdolności z nieskoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych, tj. część zdolności CNEC dostępna do obrotu międzystrefowego na granicach obszaru rynkowego poza rozpatrywanym obszarem koordynacji;---

g. „NTC" (ang. *net transmission capacity*) – (skoordynowane) podejście do wyznaczania zdolności przesyłowych oparte na zdolnościach przesyłowych netto określone w art. 2 pkt 8 CACM;---

h. „TRM" (ang. *transmission reliability margin*) – margines niezawodności określony w art. 2 ust. 14 CACM.---

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki
dr inż. Rafał Gawin

ZA ZGODNOŚĆ Z ORYGINAŁEM
Konstancin-Jeziorna
2019 - 12 - 19
Andrzej ...
Radca Pr...

AGNIESZKA JUREWICZ
PRZYSIĘGŁY JĘZYKA ANGIELSKIEGO
NR TP/1569/...

(5) Odstępstwa opisane w niniejszym wniosku należy stosować niezależnie od decyzji państwa członkowskiego dotyczących wymagania CEP 70%.---

Artykuł 2. Odstępstwo za względu na nowe procesy i narzędzia wyznaczania zdolności przesyłowych

(1) Pierwszą podstawą wniosku o przyznanie odstępstwa od obowiązków w zakresie minimalnej zdolności wynikających z wymagania CEP 70% jest potrzeba opracowania nowych procesów i narzędzi wyznaczania zdolności przesyłowych.---

(2) Obecny proces wyznaczania zdolności przesyłowych przewiduje, że międzyobszarowe zdolności przesyłowe są wyznaczone na podstawie najlepszej prognozy sytuacji sieci w wymaganym horyzoncie czasowym, znanej polskiemu OSP w przedziale czasowym wyznaczania zdolności przesyłowych. Nowy, zmieniony proces wynikający z obowiązków związanych z wymaganiem CEP 70% wymaga monitorowania oferowanych zdolności przesyłowych w związku z wymaganiem CEP 70%, tj. oferowania 70% lub minimalnego poziomu zdolności wynikającego z trajektorii liniowej uwzględnionej w planie działania ustanowionym przez Polskę.---

a. W przypadku podejścia FBA obowiązek zapewnienia minimalnej zdolności będzie miał zastosowanie od momentu wdrożenia nowych narzędzi IT w regionie Core zgodnie z CCM Core ustanowioną przez ACER. Te nowe narzędzia IT będą mogły zarządzać realizacją wymagań w zakresie minimalnej zdolności.---

b. Do czasu wdrożenia CCM Core będzie stosowana obecnie używana metoda wyznaczania NTC. Monitorowanie minimalnych zdolności przesyłowych w tej metodzie wymaga opracowania nowych procesów i wdrożenia nowych narzędzi IT.---

(3) Zważywszy na fakt, że do 1 stycznia 2020 r. wszystkie połączenia wzajemne zarządzane przez polskich OSP będą pracować w trybie wyznaczania zdolności przesyłowych NTC, PSE S.A. musi utworzyć dedykowane narzędzia do monitorowania i weryfikacji wyznaczonych zdolności przesyłowych (NTC) zgodnie z wymaganiami w zakresie minimalnej zdolności. Należy stworzyć, przetestować i sparametryzować takie narzędzia.--

(4) Zmiana podejścia do wyznaczania zdolności przesyłowych bez właściwych narzędzi, testów i parametryzacji spowoduje powstanie zagrożeń dla bezpiecznej pracy systemu, zwłaszcza przy braku procesu skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych w CCR Core oraz braku odpowiednich regionalnych procesów koordynacji na potrzeby stosowania działań zaradczych.---

(5) Z powyższych powodów PSE S.A. wnioskuje o przyznanie ograniczonego czasowo odstępstwa od obowiązków w zakresie minimalnej zdolności na okres 6 miesięcy. Okres ten jest potrzebny do opracowania, przetestowania i parametryzacji narzędzi oraz przekazania uczestnikom rynku dodatkowych informacji umożliwiającym im lepsze zrozumienie, czego należy oczekiwać w wyniku wymagań dotyczących minimalnej zdolności.---

(6) Część okresu odstępstwa z ust. 5 powyżej zostanie wykorzystana na potrzeby równoległego stosowania wymogów, którego wyniki zostaną podane do wiadomości uczestnikom rynku, tak by wszystkie strony dobrze poznały wpływ wymagania CEP 70% na wymagania w zakresie minimalnej zdolności po rozpoczęciu operacyjnego stosowania tych wymagań z końcem tego okresu odstępstwa.---

Artykuł 3. Odstępstwo ze względu na przepływy kołowe

(1) Stosowanie odstępstw dla przepływów kołowych powyżej akceptowalnego poziomu pociąga za sobą konieczność ustanowienia progu dla akceptowalnego poziomu przepływów kołowych.---

(2) Potrzeba ustanowienia takiego progu przepływów kołowych wynika z art. 16 ust. 8 przewidującego 30% marginesu jako limit, który można wykorzystać na potrzeby przepływów kołowych, przepływów wewnętrznych i marginesów niezawodności, jak również z art. 16 ust. 13 rozporządzenia 2019/943, który przewiduje, że przepływy kołowe przekraczające próg akceptowalnego poziomu należy uznać za

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki
dr inż. Rafał Gawin

zobowiązujące do pokrycia kosztów działań zaradczych koniecznych do zarządzania ograniczeniami, do których się przyczyniają.---

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

a. TRM jest określany przez CCM Core jako 10% obciążalności termicznej CNEC lub inna wartość, która zostanie obliczona na podstawie CCM Core.---

b. Do czasu wdrożenia CCM Core umożliwiającej skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych w CCR Core, wartość TRM jest szacowana przez PSE S.A. według podejścia statystycznego poprzez porównanie różnic między przewidywanymi nieskoordynowanymi przepływami na polskich granicach (przepływy kołowe, przepływy wewnętrzne i nieplanowane przepływy tranzytowe) a zaobserwowanymi nieplanowanymi przepływami poprzez zastosowanie określonego poziomu ryzyka – aktualnie 10%. Ten poziom ryzyka jest obsługiwany przez działania zaradcze dostępne dla PSE S.A.---

(4) Oznacza to, że maksymalny poziom dopuszczalnych przepływów kołowych jest następujący:---

a. Dla międzystrefowych CNEC maksymalne przepływy kołowe wynoszą:---

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

b. Na wewnętrznych CNEC maksymalny poziom przepływów kołowych uwzględnia również istnienie przepływów wewnętrznych. Ponieważ linie wewnętrzne mają być wykorzystywane przeważnie do obsługi przepływów wewnętrznych, maksymalny poziom dopuszczalnych przepływów kołowych wynosi:---

$$LF_{max} = \frac{1}{10}[(100\% - MACZT_{min[\%]}) \times F_{max} - F_{TRM}]$$

gdzie:---

LF_{max}	to maksymalny poziom przepływów kołowych na CNEC;---
$MACZT_{min(\%)}$	to MACZT wyrażony jako odsetek F_{max}, wynoszący 70% w przypadku zastosowania wymagania CEP 70% lub poziom zdolności przesyłowych przewidziany w trajektorii określonej w planie działania;---
F_{max}	do obciążalność termiczna CNEC z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu;---
F_{TRM}	to margines niezawodności zarezerwowany na każdym CNEC.---

(5) Przepływy kołowe szacuje się w momencie wyznaczania zdolności przesyłowych przy użyciu CGM wykorzystywanego do tego procesu. W przypadku braku procesu skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych na granicach synchronicznych polskiego obszaru rynkowego CGM jest budowany przez PSE S.A. na podstawie najlepszych dostępnych informacji z poprzednich procesów planowania operacyjnego, jak między innymi prognoza ograniczeń przesyłowych na dzień następny i prognoza ograniczeń sieciowych na dzień bieżący. W celu uzyskania poziomu przewidywanych przepływów kołowych, modyfikuje się CGM do salda zerowego przez zmianę sald wspólnego modelu sieci na zero. Przepływy kołowe przewidywane na międzystrefowych CNEC będą wykorzystywane do szacowania przepływów kołowych na wewnętrznych CNEC w celu odróżnienia ich od przepływów wewnętrznych przewidywanych na tych wewnętrznych CNEC w CGM o saldzie zerowym.---

(6) Przewidywany poziom przepływów kołowych będzie wpływać na zdolności oferowane na potrzeby wymiany międzystrefowej. Przy wyznaczaniu międzyobszarowych zdolności przesyłowych, w przypadku gdy CGM zastosowany do wyznaczenia zdolności przesyłowych obejmuje przepływy kołowe przekraczające poziom maksymalnych dopuszczalnych przepływów kołowych:---

a. W przypadku wdrożenia mechanizmów zakupów przeciwnych i redysponowania ustanowione na podstawie art. 35 i 74 CACM i art. 76 SOGL w sposób uwzględniający odpowiednią koordynację

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki
dr inż. Rajat Gawin

ZA ZGODNOŚĆ Z ORYGINAŁEM
2019-11-19
Andrzej
Radca

TŁUMACZ PRZYSIĘGŁY JĘZYKA ANGIELSKIEGO
NR TP/1569/06

zapewniającą bezpieczeństwo pracy systemu, zdolności przesyłowe na polskich połączeniach wzajemnych będą spełniać próg minimalnych zdolności przesyłowych wynikający z wymagania CEP 70%.---

b. W przypadku braku wspomnianych mechanizmów zakupów przeciwnych i redysponowania zdolności przesyłowe oferowane przez PSE. S.A. na ich odpowiednim połączeniu wzajemnym muszą być odpowiednio modyfikowane celem odzwierciedlenia niezdolności PSE S.A. do ograniczania wpływu tych przepływów kołowych, które pozostają poza kontrolą PSE S.A. Oznacza to, że dla podstawowych okresów handlowych z takimi warunkami przepływu mocy zdolności przesyłowe na polskich połączeniach wzajemnych nie będą spełniać progu minimalnych zdolności przesyłowych wynikającego z wymagania CEP 70%, który jest przedmiotem niniejszego odstępstwa.---

(7) Z powyższych powodów PSE S.A. wnioskuje o przyznanie ograniczonego czasowo odstępstwa na okres 1 roku, umożliwiającego stosowanie marginesu dla przepływów kołowych wyższego od maksymalnej dopuszczalnej wielkości określonej dla sumy przepływów kołowych, przepływów wewnętrznych i marginesu niezawodności, przewidzianych w art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943. Dla okresu ograniczonego czasowo odstępstwa opisanego w art. 3 i z zastrzeżeniem ust. 6 list. a) i b) powyżej, margines przepływów kołowych stanowi poziom przepływów kołowych przewidywanych w CGM wykorzystywanym do wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych.---

Artykuł 4. Odstępstwo ze względu na niepewności związane z nieskoordynowanymi przepływami tranzytowymi

(1) Niniejsze odstępstwo opiera się na ramach koncepcji MACZT, MCCC i MNCC wprowadzonych rekomendacją ACER nr 01/2019.---

(2) W przypadku, gdy odstępstwa lub plany działania określają minimalne cele MACZT (lub reguły, z których te cele można wyprowadzić), które różnią się od 70% F_{max}, spełnione jest 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 MACZT wynikający z postępowania o przyznanie odstępstwa lub przyjętego planu działania dla danego CNEC, przedziału czasowego i CC MTU, jeśli ma zastosowanie.---

(3) PSE S.A. wyznacza międzyobszarowe zdolności przesyłowe dla wspólnego profilu obejmującego granice obszarów rynkowych PL-DE, PL-CZ i PL-SK. Granice uczestniczące w tym, tzw. „profilu synchronicznym" charakteryzuje wysoka wzajemna zależność. Stąd obecny polski obszar koordynacji – gdzie wyznaczanie zdolności przesyłowych jest w pełni skoordynowane – obejmuje polskie krytyczne elementy sieci stanowiące granice PL-DE, PL-CZ i PL-SK.---

(4) Choć przewiduje się, że w przyszłości wartości MNCC ulegną zmniejszeniu, np. po wdrożeniu metody opartej na wspólnym modelu sieci (CGM) oraz metod wyznaczania zdolności przesyłowych (CCM) na podstawie CACM, co spowoduje zwiększenie istniejących obszarów koordynacji do CCR, obecny obszar koordynacji dla granic synchronicznych polskiego obszaru rynkowego wnosi duży stopień niepewności MNCC dla polskich CNEC, które muszą zostać uwzględnione przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych. Ponadto należy podkreślić, że dla polskich CNEC charakter MNCC jest silnie uzależniony od generacji w odnawialnych źródłach energii o nieregularnej charakterystyce pracy poza polskim obszarem koordynacji.---

(5) Niepewności związane z MNCC, tj. błąd prognozy nieskoordynowanych przepływów tranzytowych,

PREZES Urzędu Regulacji Energetyki
dr inż. Rafał Gawin

które są poza kontrolą PSE S.A., wpływają na zdolność PSE S.A. do osiągnięcia minimalnych celów w zakresie MACZT. Wynika to z braku regionalnej skoordynowanej CCM Core. Ponadto brak regionalnych mechanizmów zakupów przeciwnych i redysponowania ustanowionych na podstawie art. 35 i 74 CACM i art. 76 SOGL wskazuje na brak odpowiednich narzędzi do zarządzania tymi niepewnościami w sposób zapewniający bezpieczeństwo pracy systemu.---

(6) Z powyższych powodów PSE S.A. wnioskuje o przyznanie ograniczonego czasowo odstępstwa na okres 1 roku, umożliwiającego postępowanie w razie niepewności MNCC. Zapewnienie bezpieczeństwa pracy systemu wymaga wyznaczenia i uwzględnienia w ramach MNCC dedykowanego marginesu błędów prognozowania MNCC. Zatem w okresie obowiązywania tego odstępstwa i przy braku skoordynowanej CCM Core i odpowiednich mechanizmów zakupów przeciwnych i redysponowania ustanowionych na podstawie art. 35 i 74 CACM i art. 76 SOGL, MNCC dla polskiego obszaru koordynacji i polskich CNEC określa się w następujący sposób:---

$$MNCC = MNCC_{CCM} + MNCC_{margin}$$

gdzie:---

MNCC — to margines dla MNCC, który należy zastosować w okresie odstępstwa na podstawie art. 4.---

$MNCC_{CCM}$ — to przepływ wywołany przez wymiany międzystrefowe na granicach obszarów rynkowych poza polskim obszarem koordynacji. Przepływ ten oblicza się na podstawie prognozowanych sald obszarów rynkowych odzwierciedlających obrót poza polskim obszarem koordynacji i stanowi prognozowany nieskoordynowany przepływ tranzytowy.---

$MNCC_{margin}$ — to margines na pokrycie niepewności prognozowanych nieskoordynowanych przepływów tranzytowych. Margines ten należy wyznaczać w dwóch krokach. W pierwszym kroku wyznacza 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 wyznacza się 90-ty percentyl rozkładów prawdopodobieństwa dla wszystkich CNE[1]. Oznacza to, że PSE S.A. stosują poziom ryzyka wynoszący 10% i tym samym wartości marginesu obejmują 90% błędów historycznych prognoz w okresie obserwacji.---

Artykuł 5. Zakres i czas trwania odstępstwa

(1) Niniejszy wniosek o przyznanie odstępstwa ma zastosowanie do wszystkich polskich CNEC uwzględnianych w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego w zakresie określonym w odpowiednich artykułach.---

(2) Odstępstwo dotyczące nowych procesów i narzędzi, o którym mowa w art. 2 ma być stosowane przez okres 6 miesięcy i ma zastosowanie do wszystkich granic polskiego obszaru rynkowego.---

(3) Odstępstwo dotyczące przepływów kołowych, o którym mowa w art. 3 jest wnioskowane na okres 1 roku i odnosi się do granic polskiego obszaru rynkowego należących do CCR Core. Jednak ponieważ są to powtarzające się problemy, wniosek ten może zostać złożony ponownie na koniec rocznego okresu na następny okres maksymalnego czasu trwania odstępstwa dopuszczonego rozporządzeniem 2019/943.---

(4) Odstępstwo dotyczące niepewności nieskoordynowanych przepływów tranzytowych, o którym mowa w art. 4 jest wnioskowane na okres 1 roku i odnosi się do granic polskiego obszaru rynkowego należących do CCR Core. Jednak ponieważ jest to powtarzający się problem, wniosek ten może zostać złożony ponownie na koniec rocznego okresu na następny okres maksymalnego czasu trwania odstępstwa

[1] Zgodnie z metodą określania marginesu niezawodności przepływu przewidzianą w art. 8 CCM Core.

PREZES Urzędu Regulacji Energetyki
dr inż. Rafał Gawin

ZA ZGODNOŚĆ Z ORYGINAŁEM
2019-12-19
Andrzej
Radca Pra

AGNIESZKA JUREWICZ TŁUMACZ PRZYSIĘGŁY JĘZYKA ANGIELSKIEGO NR TP/1569/05

dopuszczonego rozporządzeniem 2019/943 lub dopóki stosowana jest CCM Core.---

(5) Z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez organ regulacyjny i na podstawie wyników przebiegu próbnego, o którym mowa w art. 2, zakładane wartości następujących parametrów mogą być zmieniane w celu właściwego odzwierciedlenia granic bezpieczeństwa pracy systemu i jednoczesnego ustalenia możliwości zwiększenia międzyobszarowych zdolności przesyłowych w okresie, w którym obowiązuje niniejsze odstępstwo:---

a. poziom ryzyka wyznaczającego TRM określony w art. 3 ust. 3 lit. b),---

b. maksymalny poziom przepływów kołowych na wewnętrznych CNEC określonych w art. 3 ust. 4 lit. b), oraz---

c. poziom ryzyka wyznaczającego $MNCC_{margin}$ określony w art. 4 ust. 6, w powiązaniu z marginesem TRM.---

==========KONIEC TŁUMACZENIA==========

Numer repertorium: 2070/2019.

Ja, Agnieszka Jurewicz, tłumacz przysięgły języka angielskiego wpisany na listę tłumaczy przysięgłych Ministra Sprawiedliwości pod numerem TP/1569/06, poświadczam zgodność powyższego tłumaczenia z okazanym mi oryginalnym dokumentem w języku angielskim.

Warszawa, dnia 9 grudnia 2019 r.

PREZES
Urzędu Regulacji Energetyki
dr inż. Rafał Gawin

ZA ZGODNOŚĆ Z ORYGINAŁEM
2019-12-19
Andrzej
Radca Prawny

AGNIESZKA JUREWICZ TŁUMACZ PRZYSIĘGŁY JĘZYKA ANGIELSKIEGO NR TP/1569/06