



Warszawa, 19 grudnia 2019 r.

PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
dr inż. Rafał Gawin

DRR.WRE.744.21.2019.ŁW

DECYZJA

Na podstawie art. 5 ust. 1 i ust. 4 lit. h oraz art. 62 ust. 1, ust. 6, ust. 8 i ust. 9, w związku z art. 62 ust. 2 lit. b rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, s. 6), dalej jako: „rozporządzenie EB GL”, w zw. z art. 30 ust. 1 i art. 23 ust. 2 pkt 11b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, z późn. zm.) oraz na podstawie art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2096, z późn. zm.),

po rozpatrzeniu wniosku

Polskich Sieci Elektroenergetycznych Spółka Akcyjna z siedzibą w Konstancinie Jeziornie zawartym w piśmie z dnia 17 czerwca 2019 r., znak: DP-PR-WK.070.2.2018.33, o przyznanie odstępstwa (derogacji) od wdrożenia wymogów dotyczących zdefiniowania czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania zgodnie z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL na okres do dnia 31 grudnia 2020 r. włącznie, uzupełnionym pismem z dnia 9 października 2019 r. oraz pismem z dnia 11 grudnia 2019 r.

postanawiam

przyznać Polskim Sieciom Elektroenergetycznym Spółka Akcyjna z siedzibą w Konstancinie Jeziornej odstępstwo od wdrożenia wymogów dotyczących zdefiniowania czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania na wnioskowany okres derogacji, tj. do dnia 31 grudnia 2020 r. włącznie.

UZASADNIENIE

Pismem z dnia 17 czerwca 2019 r., znak: DP-PR-WK.070.2.2018.33, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna z siedzibą w Konstancinie, dalej jako: „PSE SA”, wystąpił z wnioskiem o przyznanie odstępstwa od wdrożenia wymogów dotyczących zdefiniowania czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania zgodnie z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL

na maksymalny okres derogacji dwóch lat, tj. do dnia 18 grudnia 2021 r. Wniosek został uzupełniony pismem z dnia 9 października 2019 r. oraz pismem z dnia 11 grudnia 2019 r., w którym PSE SA skorygował swój wniosek z dnia 17 czerwca 2019 r. wnosząc o przyznanie przedmiotowego odstępstwa na okres do dnia 31 grudnia 2020 r. włącznie.

We wniosku z dnia 17 czerwca 2019 r. oraz w pismach uzupełniających wniosek PSE SA określił przepisy w odniesieniu, do których wnosi o udzielenie odstępstwa oraz określił okres obowiązywania odstępstwa, o który wnosi.

Wniosek zawiera również szczegółowy plan i harmonogram, w których określono sposób wdrożenia przepisów art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL po upływie okresu obowiązywania odstępstwa i sposób zapewnienia przedmiotowego wdrożenia.

PSE SA planuje wdrożenie wymagań wynikających z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL w ramach trwającego projektu implementacji nowych zasad rynku bilansującego w Polsce, którego jednym z celów jest dostosowanie modelu polskiego rynku bilansującego do wymagań związanych z integracją rynków energii w UE. Planowana implementacja nowych zasad rynku bilansującego nastąpi zgodnie z harmonogramem stanowiącym załącznik do pisma z dnia 11 grudnia 2019 r., nie później niż do dnia 31 grudnia 2020 r. Szczegółowy plan i harmonogram przewiduje:

- 1) Przygotowanie projektu zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego – do 31 października 2019 r.;
- 2) Konsultacje nowego modelu rynku bilansującego – 7 listopada 2019 r. – 29 listopada 2019 r.;
- 3) Przygotowanie projektu zmian w systemach IT zarządzających rynkiem bilansującym - 31 października 2019 r. – 29 lutego 2020 r.;
- 4) Przygotowanie zmian w Warunkach Bilansowania (WDB), przeprowadzenie konsultacji oraz opracowanie WDB po konsultacjach i raportu z konsultacji - 1 grudnia 2019 r. - 31 marca 2020 r.;
- 5) Przedłożenie projektu zmiany WDB do zatwierdzenia przez Prezesa URE - 31 marca 2020 r.;
- 6) Zakładana data zatwierdzenia zmian WDB - 30 czerwca 2020 r.;
- 7) Implementacja zmian w systemach IT – 2 marca 2020 r. – 16 października 2020 r. ,
- 8) Testy wewnętrzne systemów (testy SAT) – 19 października 2020 r. – 17 listopada 2020 r.,
- 9) Testy z udziałem uczestników rynku – 18 listopada 2020 r. – 18 grudnia 2020 r.;
- 10) Gotowość do uruchomienia nowych systemów – 20 grudnia 2020 r.;
- 11) Uruchomienie produkcyjne nowego modelu rynku bilansującego - 1 stycznia 2021 r.

W ocenie PSE SA, derogacja wdrożenia wymagań dotyczących zdefiniowania czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania nie wpłynie negatywnie na rynki sąsiednie. Wskazano, że odstępstwo nie będzie miało wpływu na funkcjonowanie Rynku Dnia Następnego, dalej jako: „RDN”, ponieważ aktualny termin zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania ma miejsce po zakończeniu tego segmentu rynku.

Zdaniem PSE SA derogacja nie będzie miała wpływu na obecny kształt sąsiednich rynków bilansujących w zakresie wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości (zgodnie z art. 20 i 21 rozporządzenia EB GL) ponieważ wdrożenie procesu wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości przez PSE SA z sąsiednimi operatorami systemów przesyłowych jest planowane w okresie późniejszym. Ramy ustanawiające europejskie platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości zgodnie z art. 20 i 21 rozporządzenia EB GL nie zostały jeszcze zatwierdzone, zatem zgodnie z art 20 ust. 6 i art. 21 ust. 6 rozporządzenia EB GL wymagany termin ich wdrożenia przypada po wnioskowanym okresie derogacji.

W ocenie PSE SA wpływ przedmiotowej derogacji na sąsiednie rynki bilansujące w zakresie wymiany energii z rezerw zastępczych będzie ograniczony do niewielkiego regionu składającego się z dwóch operatorów systemów przesyłowych PSE SA i czeskiego operatora – CEPS a.s., dalej jako: „CEPS”. PSE SA wskazuje, że jeśli PSE SA i CEPS rozpoczną wykorzystywanie europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych w terminie określonym w art. 19 ust. 5 rozporządzenia EB GL przed upływem wnioskowanego okresu derogacji, brak możliwości aktualizacji ofert bilansujących zgłoszonych na rynku bilansującym zgodnie z aktualnym czasem zamknięcia bramki w dniu poprzedzającym wymianę może spowodować, że uczestnicy polskiego rynku bilansującego nie będą mogli dostosować strategii ofertowania energii bilansującej do zmieniających się warunków na rynku energii, co z kolei wpłynie na wolumeny aktywowanej energii bilansującej z rezerw zastępczych w obszarze polskim i czeskim oraz na ceny tej energii bilansującej. PSE SA podnosi, że mechanizmem łagodzącym ten wpływ jest automatyczna modyfikacja ofert bilansujących przewidziana w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, dalej jako: „IRiESP”, (wprowadzana kartą aktualizacji IRiESP Bilansowanie nr CB/20/2018), dzięki której fakt zawarcia umów sprzedaży energii na rynku dnia bieżącego jest odwzorowywany w cenie oferty bilansującej oraz mechanizm konwersji ofert bilansujących przez operatora systemu przesyłowego.

PSE SA wskazuje, że ograniczeniem, które wystąpi dla wytwórców, którzy w polskim obszarze rynkowym chcą aktywnie uczestniczyć w zakresie planowanej na listopad 2019 r. pełnej integracji rynku polskiego z rozwiązaniem europejskim XBID, nie będą mieli możliwości ręcznego modyfikowania ofert bilansujących w horyzoncie Rynku Dnia Bieżącego, dalej jako: „RDB”. Niemniej jednak PSE SA podnosi, że rozwiązania przyjęte w IRiESP (wprowadzane kartą aktualizacji IRiESP Bilansowanie nr CB/20/2018), umożliwią aktywne uczestnictwo wytwórców w RDB z wykorzystaniem automatycznej modyfikacji ofert bilansujących, co ogranicza wpływ odstępstwa na sytuację wytwórców na RDB.

Jednocześnie zdaniem PSE SA przedmiotowe odstępstwo nie wpłynie na integrację polskiego rynku bilansującego z rynkami bilansującymi całej Europy. Ramy ustanawiające europejskie platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości zgodnie z art. 20 i 21 rozporządzenia EB GL nie zostały jeszcze zatwierdzone, zatem zgodnie z art 20 ust. 6 i art. 21 ust. 6 tego rozporządzenia wymagany termin ich wdrożenia przypada po wnioskowanym okresie derogacji. Jak wyjaśnia PSE SA proces kompensowania niezbilansowań zgodnie z art. 22 rozporządzenia EB GL nie opiera się na ofertach zgłoszonych przez uczestników, a jedynie na zapotrzebowaniu poszczególnych operatorów systemów przesyłowych dlatego czas zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania również nie ma wpływu na jego wdrożenie ani

działanie. Potencjalny wpływ derogacji zostanie zatem ograniczony jedynie do platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych.

PSE SA podnosi ponadto, że zgodnie z art. 27 rozporządzenia EB GL, w modelu centralnego dysponowania oferty zintegrowanego procesu grafikowania są przekształcane w miarę możliwości na oferty energii bilansującej z produktów standardowych. PSE SA będą więc przekazywały na europejskie platformy wymiany energii bilansującej oferty przekształcone w wyniku konwersji na oferty energii bilansującej dotyczące produktów standardowych. Z perspektywy europejskich platform bilansujących, czas zamknięcia lokalnej bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania nie jest istotny i nie ma wpływu na proces wdrożenia oraz na działanie zintegrowanych rynków bilansujących w Europie, ponieważ oferty zintegrowanego procesu grafikowania w oryginalnej postaci nie są obsługiwane przez te platformy, natomiast czas przekazania przez PSE ofert energii bilansującej z produktów standardowych nie jest przedmiotem niniejszej derogacji i będzie taki sam jak w przypadku pozostałych operatorów systemów przesyłowych.

Odnosząc się do trudności związanych z wdrożeniem art. 24 ust. 5 rozporządzenia EG GL PSE SA w pierwszej kolejności wskazuje, że przy aktualnym modelu rynku bilansującego stosowanym przez PSE SA występuje szereg trudności z wdrożeniem wymogu zdefiniowania czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania zgodnie z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EG GL, z uwagi na:

- możliwość gry rynkowej przez uczestników rynku bilansującego, co w konsekwencji może spowodować znaczący wzrost kosztów ograniczeń sieciowych (decyzje operatora przekazane w komunikatach uczestnikom rynku bilansującego znane w dobie D-1 około godz. 17, mogą być wykorzystywane przez uczestników rynku do składania ofert spekulacyjnych, np. z wysoką ceną na jednostkach przywołanych do pracy i niską ceną na ofertach niemożliwych do aktywowania),
- ryzyko spekulacji ofertami handlowymi poprzez np. wycofywanie ofert na jednostkach przyjętych do stosu cenowego pracujących w procesie doby handlowej D-1,
- konieczność uwzględnienia w procesie planowania koordynacyjnego dobowego zmodyfikowanych ofert bilansujących.

Powyższe w opinii PSE SA wskazuje, że wdrożenie czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania przy utrzymaniu obecnego modelu rynku wiązałoby się ze zbyt dużym ryzykiem. PSE SA wskazuje na konieczność podejścia kompleksowego i stworzenia nowych mechanizmów rynkowych rynku bilansującego zapobiegających w/w sytuacjom, co wymaga kompleksowej zmiany zasad obowiązujących na rynku bilansującym oraz wielu zmian w złożonych systemach IT wykorzystywanych do zarządzania pracą polskiego systemu elektroenergetycznego, które mają wysoki wpływ na jego bezpieczeństwo. Zaprojektowanie oraz wdrożenie tak znaczącej zmiany zasad obowiązujących na rynku bilansującym wymaga odpowiednio długiego czasu na jej właściwe opracowanie oraz następnie skonsultowanie i uzgodnienie z uczestnikami rynku oraz innymi interesariuszami. PSE SA pracuje nad przygotowaniem nowego modelu rynku, który zniweluje wskazane wyżej ryzyka, jednak zakończenie tego projektu oraz jego wdrożenie nie jest możliwe w czasie przewidzianym na wdrożenie wymagań z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EG GL. Jest to głównie uwarunkowane zakresem zmian, brakiem znajomości ostatecznego kształtu części warunków i metod opracowywanych na podstawie rozporządzenia EG GL oraz potrzebą przeprowadzenia szeroko

zakrojonych konsultacji z interesariuszami, ze względu na kluczowe znacznie potencjalnych zmian dla wszystkich podmiotów działających na rynku energii elektrycznej w Polsce.

Dodatkowo, w opinii PSE wdrożenie wymagań z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL powoduje potrzebę uwzględnienia w systemach obsługujących rynek bilansujący wymagań wydajnościowych związanych z optymalizacją grafików pracy jednostek po każdej modyfikacji ofert bilansujących przez uczestników rynku ofert bilansujących. Wynika to z faktu, iż w ramach RDB grafiki pracy jednostek mogłyby się znacząco zmienić w wyniku samej modyfikacji ofert bilansujących przez uczestników rynku bilansującego (nastąpi realokacja generacji z jednostek, które podniosły ceny ofertowe na jednostki, które ceny obniżyły). Opracowanie i wdrożenie narzędzi informatycznych umożliwiających efektywne wdrożenie tego procesu dla całego KSE również jest zadaniem czasochłonnym i wymagającym dużego nakładu pracy oraz środków i nie jest możliwe w czasie przewidzianym na wdrożenie wymagań z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL.

W kwestii ryzyka i konsekwencji derogacji w odniesieniu do bezpieczeństwa pracy systemu PSE SA podnosi, że wnioskowana derogacja nie będzie miała negatywnego wpływu na bezpieczeństwo pracy polskiego systemu elektroenergetycznego ponieważ będą stosowane obecne zasady zgłoszeń ofert bilansujących, które zapewniły bezpieczne funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) przez prawie 20 lat. PSE SA wskazuje, że w tym czasie struktura zasobów wytwarzania energii nie uległa istotnym zmianom. Nadal dominującą rolę w KSE odgrywają duże konwencjonalne, mało elastyczne jednostki wytwórcze o długich czasach uruchamiania. Wymusza to na operatorze systemu przesyłowego podejmowanie decyzji o uruchomieniu takich jednostek z długim wyprzedzeniem. Decyzje te podejmowane są na podstawie zgłaszanych ofert bilansujących. Brak derogacji i obowiązek stosowania wymogu przy obecnym modelu rynku, może natomiast spowodować ryzyko zmiany lub wycofywania ofert na jednostkach pracujących lub zaplanowanych do pracy, co w konsekwencji mogłoby skutkować problemami w zarządzaniu ograniczeniami systemu elektroenergetycznego i jego bilansowaniu, wprowadzając dodatkowe ryzyko w obszarze zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu. Ponadto w ocenie PSE SA jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) byłyby narażone na ryzyko otrzymywania poleceń częstych zmian punktów pracy niewynikających ze zmian zachodzących w systemie a będących konsekwencją zmian ofert w ramach gry rynkowej. Wiązałoby się to z zagrożeniem rozchwiania pracy JWCD oraz ryzykiem ich zwiększonej niedostępności, co z kolei może powodować problemy ze zbilansowaniem systemu. Dlatego w nowym modelu rynku zostaną zdefiniowane dla dostawców usług bilansujących (DUB) zasady możliwości zmian ofert bilansujących, wykorzystywanych w ramach zintegrowanego procesu grafikówania. Wprowadzone zasady zmian ofert będą miały na celu zapewnienie:

- bezpieczeństwa pracy systemu,
- spójności wszystkich iteracji zintegrowanego procesu grafikówania,
- braku negatywnego wpływu na zintegrowany proces grafikówania,
- efektywności ekonomicznej zintegrowanego procesu grafikówania,
- sprawiedliwego i równego traktowania wszystkich dostawców usług bilansujących.

Opisując działania podjęte w celu ułatwienia wdrożenia wymagania wynikającego z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL PSE SA wskazuje na:

- wdrożenie z dniem 1 stycznia 2019 r. automatycznej modyfikacji ofert bilansujących wytwórców na RDB (zmiana IRiESP kartą aktualizacji CB/20/2018),
- umożliwienie odbiorcom aktywnie uczestniczącym w rynku bilansującym (jednostki odbiorcze aktywne) modyfikacji ofert redukcji obciążenia do półtorej godziny przed okresem redukcji obciążenia,
- uruchomienie i prowadzenie prac nad nowymi zasadami rynku bilansującego umożliwiającymi modyfikację ofert bilansujących przez wszystkich jego uczestników.

We wniosku podniesiono również, że nie występuje ryzyko wpływu braku wdrożenia wymogu zdefiniowania czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania zgodnie z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL na niedyskryminację i konkurencję z innymi europejskimi uczestnikami rynku, w szczególności w odniesieniu do usług zarządzania stroną popytową z uwagi na fakt iż obecnie, na Rynku Bilansującym istnieje możliwość modyfikowania oferty redukcji obciążenia przez odbiorców aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym na półtorej godziny przed okresem wykonania redukcji obciążenia. Ramy ustanawiające europejskie platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości zgodnie z art. 20 i 21 rozporządzenia EB GL nie zostały jeszcze zatwierdzone przez właściwe organy regulacyjne, zatem zgodnie z art. 20 ust. 6 i art. 21 ust. 6 rozporządzenia EB GL wymagany termin ich wdrożenia przypada po wnioskowanym okresie derogacji.

Wpływ przedmiotowej derogacji na niedyskryminację i konkurencję na europejskiej platformie wymiany energii z rezerw zastępczych zależy od terminu rozpoczęcia wykorzystywania przez PSE SA oraz sąsiednich OSP europejskiej platformy wymiany energii z rezerw zastępczych zgodnie z art. 19 ust. 5 rozporządzenia EB GL, który zgodnie z art. 62 ust. 2 lit a. rozporządzenia EB GL może w ramach uzyskanego odstępstwa nastąpić dopiero w styczniu 2022 r., czyli po wnioskowanym okresie derogacji. Zakładając jednak możliwość wcześniejszego rozpoczęcia wykorzystywania przez PSE europejskiej platformy wymiany energii z rezerw zastępczych zgodnie z Art. 19 ust. 5 rozporządzenia EB GL, wpływ przedmiotowej derogacji będzie ograniczony do konkurencji pomiędzy uczestnikami polskiego i czeskiego rynku bilansującego w ramach regionalnej wymiany energii z rezerw zastępczych. Brak możliwości aktualizacji ofert bilansujących zgłoszonych w ramach bramki rynku bilansującego dnia następnego może spowodować, że uczestnicy polskiego rynku bilansującego, w przeciwieństwie do uczestników czeskiego rynku bilansującego, nie będą mogli dostosować strategii ofertowania energii bilansującej do zmieniających się warunków na rynku energii. Należy tutaj jednak zaznaczyć, że powyższe nie dotyczy odbiorców aktywnych oferujących usługi zarządzania stroną popytową, którzy już obecnie mają możliwość modyfikowania oferty redukcji na półtorej godziny przed okresem wykonania redukcji obciążenia. W przypadku pozostałych uczestników polskiego rynku bilansującego mechanizmem łagodzącym ten negatywny wpływ jest automatyczna modyfikacja ofert bilansujących wprowadzana kartą aktualizacji IRiESP Bilansowanie nr CB/20/2018, dzięki której fakt zawarcia umów sprzedaży energii na rynku dnia bieżącego zostanie odwzorowany w cenie oferty bilansującej oraz mechanizm konwersji ofert bilansujących przez operatora systemu przesyłowego.

Zdaniem PSE SA z uwagi na fakt, że aktualny termin zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania ma miejsce po zakończeniu Rynku Dnia Następnego, nie ma ona wpływu na ten segment rynku. Wpływ na konkurencję na Rynku Dnia Bieżącego jest ograniczony przez wspomniany powyżej mechanizm automatycznej modyfikacji ofert bilansujących oraz możliwość modyfikacji ofert przez odbiorców aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym.

Odnosząc się do wpływu przedmiotowego odstępstwa na ogólną efektywność ekonomiczną i infrastrukturę inteligentnych sieci energetycznych PSE SA podnosi, że w rynku bilansującym uczestniczą wyłącznie podmioty związane z hurtowym rynkiem energii elektrycznej. Zatem przedmiotowa derogacja nie będzie miała wpływu na ogólną efektywność ekonomiczną i infrastrukturę inteligentnych sieci energetycznych.

Ponadto PSE SA oceniając wpływ odstępstwa na inne obszary grafikowe oraz konsekwencje odstępstwa dla procesu europejskiej integracji rynkowej wskazuje, że przedmiotowa derogacja nie będzie miała wpływu na inne obszary grafikowe i z uwagi na fakt, iż dotyczy wyłącznie rozwiązań lokalnych w zakresie relacji pomiędzy operatorami systemów przesyłowych i dostawcami usług bilansujących w polskim obszarze rynkowym. Opóźnienie wdrożenia wymogów dotyczących czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w Polsce nie będzie też miało w opinii PSE konsekwencji dla procesu europejskiej integracji rynkowej i pozostaje bez wpływu na działania PSE w zakresie integracji polskiego rynku energii z rynkami europejskimi.

W piśmie z dnia 11 grudnia 2019 r. PSE SA wskazuje, że skrócenie wnioskowanego okresu derogacji jest uwarunkowane terminami wynikającymi z decyzji Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. dotyczącej polskiego rynku mocy (State aid No. SA.46100 (2017/N)), zgodnie z którą polskie władze podjęły zobowiązanie, że od 1 stycznia 2021 r. wszyscy dostawcy usług bilansujących będą mogli aktualizować swoje oferty dotyczące zintegrowanego procesu grafikowania w możliwym wymiarze aż do czasu zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego zgodnie z art. 24 ust. 5 i art. 24 ust. 6 rozporządzenia EB GL.

Po przeprowadzeniu analizy zgromadzonego materiału dowodowego ustalono i zważono, co następuje.

Stosownie do art. 62 ust. 1 rozporządzenia EB GL (...) odpowiednie organy regulacyjne mogą na wniosek operatora systemu przesyłowego lub z własnej inicjatywy przyznać właściwym operatorom systemu przesyłowego odstępstwa od jednego lub większej liczby przepisów tego rozporządzenia zgodnie z ust. 2–12 tego artykułu. Z kolei na podstawie art. 62 ust. 2 lit. b rozporządzenia EB GL operator systemu przesyłowego może wnieść o przyznanie odstępstwa od wdrożenia wymogów dotyczących definicji czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania zgodnie z art. 24 ust. 5 tego rozporządzenia.

Operatorzy systemów przesyłowych kierują pisemny wniosek o udzielenie odstępstwa do właściwego organu regulacyjnego najpóźniej sześć miesięcy przed dniem zastosowania przepisów, których dotyczy wnioski o przyznanie odstępstwa (art. 62 ust. 4 rozporządzenia EB GL).

Jednocześnie zgodnie z art. 62 ust. 5 rozporządzenia EB GL wnioski o przyznanie odstępstwa zawiera następujące informacje:

- a) przepisy, w odniesieniu do których wnosi się o udzielenie odstępstwa;
- b) okres obowiązywania odstępstwa, o który się wnosi;
- c) szczegółowy plan i harmonogram, w których określa się sposób rozwiązania kwestii wdrażania odnośnych przepisów niniejszego rozporządzenia po upływie okresu obowiązywania odstępstwa i sposób zapewnienia przedmiotowego wdrożenia;
- d) ocenę wpływu odstępstwa, którego dotyczy wnioski, na rynki sąsiednie;
- e) ocenę możliwych zagrożeń dla integracji rynków bilansujących w całej Europie spowodowanych odstępstwem, którego dotyczy wnioski.

Mając na względzie zamieszczony w niniejszej decyzji opis przedmiotowego wniosku należy stwierdzić, że wniosek ten spełnia wszystkie wymagania określone w art. 62 ust. 5 rozporządzenia EB GL.

Stosownie do art. 5 ust. 1 rozporządzenia EB GL każdy właściwy organ regulacyjny zatwierdza zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE warunki lub metody opracowane przez operatora systemu przesyłowego zgodnie z ust. 2, 3 i 4 tego artykułu. Z kolei na podstawie art. 5 ust. 4 lit. h rozporządzenia EB GL propozycje dotyczące odstępstwa w odniesieniu do co najmniej jednego przepisu tego rozporządzenia zgodnie z art. 62 ust. 2 podlegają zatwierdzeniu przez każdy organ regulacyjny każdego z zainteresowanych państw członkowskich.

W myśl art. 62 ust. 3 rozporządzenia EB GL proces przyznawania odstępstwa musi być przejrzysty, niedyskryminacyjny, niestronniczy, właściwie udokumentowany i oparty na uzasadnionym wniosku. Jednocześnie stosownie do art. 62 ust. 8 tego rozporządzenia podczas rozpatrywania wniosków o przyznanie odstępstwa (...) właściwy organ regulacyjny uwzględnia następujące aspekty:

- a) trudności związane z wdrożeniem danego przepisu lub danych przepisów;
- b) ryzyko i konsekwencje związane z danym przepisem lub danymi przepisami w odniesieniu do bezpieczeństwa pracy systemu;
- c) działania podjęte w celu ułatwienia wdrożenia danego przepisu lub danych przepisów;
- d) wpływ braku wdrożenia danego przepisu lub danych przepisów na niedyskryminację i konkurencję z innymi europejskimi uczestnikami rynku, w szczególności w odniesieniu do usług zarządzania stroną popytową i odnawialnych źródeł energii;
- e) wpływ na ogólną efektywność ekonomiczną i infrastrukturę inteligentnych sieci energetycznych;
- f) wpływ na inne obszary grafikowe i ogólne konsekwencje dla procesu europejskiej integracji rynkowej.

Podjmując decyzję w niniejszej sprawie Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, dalej jako: „Prezes URE” wziął pod uwagę fakt, że przedstawiony we wniosku szczegółowy plan i harmonogram, w których określono sposób wdrożenia przepisów art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL po upływie okresu obowiązywania odstępstwa i sposób zapewnienia przedmiotowego wdrożenia należy uznać za uzasadniony i racjonalny.

Rozstrzygając w niniejszej sprawie Prezes URE przychylił się do opinii PSE SA, zgodnie z którą przyznanie przedmiotowego odstępstwa nie będzie miało wpływu na obecny kształt sąsiednich rynków bilansujących w zakresie wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości (zgodnie z art. 20 i 21 rozporządzenia EB GL) ponieważ wymagany termin wdrożenia wymagań dotyczących wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości przypada po wnioskowanym okresie derogacji.

Należy również zgodzić się z PSE SA, że przedmiotowe odstępstwo wpłynie na sąsiednie rynki bilansujące jedynie w zakresie wymiany energii z rezerw zastępczych w regionie składającym się z dwóch operatorów systemów przesyłowych PSE SA i CEPS. Prezes URE podziela opinię PSE SA, zgodnie z którą jeśli PSE SA i CEPS rozpoczną wykorzystywanie europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych w terminie określonym w art. 19 ust. 5 rozporządzenia EB GL, brak możliwości aktualizacji ofert bilansujących zgłoszonych na rynku bilansującym zgodnie z aktualnym czasem zamknięcia bramki w dniu poprzedzającym wymianę może spowodować, że uczestnicy polskiego rynku bilansującego nie będą mogli dostosować strategii ofertowania energii bilansującej do zmieniających się warunków na rynku energii. Taka sytuacja nie pozostanie bez wpływu na wolumeny aktywowanej energii bilansującej z rezerw zastępczych w obszarze polskim i czeskim oraz na ceny tej energii bilansującej.

Nie bez znaczenia dla niniejszego rozstrzygnięcia jest również fakt wprowadzenia przez PSE SA rozwiązania umożliwiającego automatyczną modyfikację ofert bilansujących (wprowadzane kartą aktualizacji IRIESP Bilansowanie nr CB/20/2018), które pozwala na aktywny udział w RDB wytwórcom, którzy w polskim obszarze rynkowym chcą uczestniczyć w pełnej integracji rynku polskiego z wykorzystaniem rozwiązania XBID.

Podjmując niniejszą decyzję Prezes URE podzielił również stanowisko PSE SA, zgodnie z którym przedmiotowe odstępstwo nie wpłynie na integrację polskiego rynku bilansującego z rynkami bilansującymi całej Europy. Jak wskazano powyżej należy przyjąć, że europejskie platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości zostaną wdrożone już po wnioskowanym terminie derogacji. Trzeba jednocześnie zgodzić się, że proces kompensowania niezbilansowań zgodnie z art. 22 rozporządzenia EB GL nie opiera się na ofertach zgłoszonych przez uczestników, a na zapotrzebowaniu poszczególnych operatorów systemów przesyłowych dlatego czas zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania również nie ma wpływu na jego wdrożenie ani działanie. Zatem wpływ przedmiotowej derogacji jest ograniczony do platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych.

Rozstrzygając w niniejszej sprawie Prezes URE miał także na uwadze, że w modelu centralnego dysponowania oferty zintegrowanego procesu grafikowania są przekształcane w miarę możliwości na oferty energii bilansującej z produktów standardowych. PSE SA będzie więc przekazywał na europejskie platformy wymiany energii bilansującej oferty przekształcone w wyniku konwersji na oferty energii bilansującej dotyczące produktów standardowych. Należy jednocześnie zgodzić się z PSE SA, że z perspektywy europejskich platform bilansujących, czas zamknięcia lokalnej bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania nie jest istotny i nie ma wpływu na proces wdrożenia oraz na działanie zintegrowanych rynków bilansujących w Europie, ponieważ oferty zintegrowanego procesu grafikowania w oryginalnej postaci nie są obsługiwane przez te platformy. Natomiast czas przekazania przez PSE SA ofert energii bilansującej z produktów

standardowych nie jest przedmiotem niniejszej derogacji i będzie taki sam jak w przypadku pozostałych operatorów systemów przesyłowych.

Odnosząc się z kolei do aspektów wymienionych w art. 62 ust. 8 rozporządzenia EB GL należy wskazać, co następuje.

- a) Rozstrzygając w niniejszej sprawie Prezes URE w pierwszej kolejności wziął pod uwagę wskazane przez PSE SA w części V wniosku trudności i ryzyka wiążące się z wdrożeniem art. 24 ust. 5 rozporządzenia EG GL przy aktualnie funkcjonującym w Polsce modelu rynku bilansującego (model centralnego dysponowania). Należy zgodzić się w PSE SA w kwestii potrzeby opracowania nowych mechanizmów rynkowych obowiązujących na rynku bilansującym (w tym zmian w złożonych systemach IT wykorzystywanych do zarządzania pracą polskiego systemu elektroenergetycznego) zapobiegających wskazanym ryzykom. Przedmiotowe zmiany wymagają jednak czasu, który jest potrzebny na właściwe opracowanie nowych zasad oraz skonsultowanie i uzgodnienie ich z uczestnikami rynku oraz innymi interesariuszami.

Prezes URE uwzględnił, że PSE SA pracuje obecnie nad przygotowaniem nowego modelu rynku, który ma na celu zniwelowanie wskazanych ryzyk, jednak zakończenie tego projektu oraz jego wdrożenie nie jest możliwe w czasie przewidzianym na wdrożenie wymagań z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EG GL.

Podejmując decyzję w niniejszej sprawie Prezes URE wziął również pod uwagę wskazaną przez PSE SA potrzebę uwzględnienia (przy wdrożeniu wymagań z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EBGL) w systemach obsługujących rynek bilansujący wymagań wydajnościowych związanych z optymalizacją grafików pracy jednostek po każdej modyfikacji ofert bilansujących przez uczestników rynku ofert bilansujących. Wymagałoby to czasochłonnego oraz wiążącego się z dużym nakładem pracy oraz środków wdrożenia narzędzi informatycznych umożliwiających efektywne przeprowadzenie procesu.

- b) Prezesa URE przekonała również argumentacja PSE SA, zgodnie z którą wnioskowana derogacja nie będzie miała negatywnego wpływu na bezpieczeństwo pracy polskiego systemu elektroenergetycznego ponieważ będą stosowane obecnie obowiązujące zasady zgłoszeń ofert bilansujących, które zapewniają bezpieczne funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE). Zgodnie z tymi zasadami podstawową rolę w systemie odgrywają duże konwencjonalne, mało elastyczne jednostki wytwórcze o długim czasie uruchomienia, co wymusza podejmowanie decyzji o uruchomieniu tych jednostek z dużym wyprzedzeniem. Wdrożenie wymogu wynikającego z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL mogłoby natomiast spowodować ryzyko zmiany lub wycofywania ofert dot. jednostek pracujących lub zaplanowanych do pracy. Prezes URE uwzględnił także argument PSE SA, zgodnie z którym jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) byłyby narażone na ryzyko otrzymywania poleceń częstych zmian punktów pracy niewynikających ze zmian zachodzących w systemie a będących konsekwencją zmian ofert w ramach gry rynkowej, co wiązałoby się to z zagrożeniem rozchwiania pracy JWCD oraz ryzykiem ich zwiększonej niedostępności, co z kolei może powodować problemy ze zbilansowaniem systemu.

Rozstrzygając w niniejszej sprawie Prezes URE wziął pod uwagę wskazane we wniosku zmiany w nowym modelu rynku polegające na zdefiniowaniu dla dostawców usług

bilansujących (DUB) zasady możliwości zmian ofert bilansujących, wykorzystywanych w ramach zintegrowanego procesu grafikowania.

- c) Prezes URE ocenił również pozytywnie wskazane przez PSE SA podejmowane przez PSE SA działania podejmowane przez to przedsiębiorstwo mające na celu ułatwienie wdrożenia wymogu wynikającego z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL.
- d) Prezes URE podziela pogląd PSE SA, zgodnie z którym nie występuje ryzyko wpływu braku wdrożenia wymogu zdefiniowania czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania zgodnie z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL na niedyskryminację i konkurencję z innymi europejskimi uczestnikami rynku, w szczególności w odniesieniu do usług zarządzania stroną popytową. Odbiorcy aktywnie uczestniczący w rynku bilansującym mają możliwość modyfikowania ofert redukcji obciążenia na półtorej godziny przed okresem wykonania redukcji obciążenia. Jak wskazano powyżej należy przyjąć, że europejskie platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości zostaną wdrożone już po wnioskowanym terminie derogacji.
- Istotne w tej sprawie jest również, że odbiorcy aktywni oferujący usługi zarządzania stroną popytową już obecnie mają możliwość modyfikowania oferty redukcji na półtorej godziny przed okresem wykonania redukcji obciążenia, natomiast pozostali uczestnicy polskiego rynku bilansującego mają możliwość automatycznej modyfikacji ofert bilansujących (rozwiązanie wprowadzone kartą aktualizacji IRiESP Bilansowanie nr CB/20/2018).
- Prezes URE uwzględnił również, że aktualny termin zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania ma miejsce po zakończeniu RDN, nie ma ona wpływu na ten segment rynku, natomiast wpływ na konkurencję na RDB jest ograniczony przez mechanizm automatycznej modyfikacji ofert bilansujących oraz możliwość modyfikacji ofert przez odbiorców aktywnie uczestniczących w rynku bilansującym.
- e) Rozpatrując kwestię przyznania odstępstwa od wdrożenia wymogów wynikających z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL należy także uwzględnić, że derogacja nie będzie miała wpływu na ogólną efektywność ekonomiczną i infrastrukturę inteligentnych sieci energetycznych ponieważ w rynku bilansującym uczestniczą wyłącznie podmioty związane z hurtowym rynkiem energii elektrycznej.
- f) Podejmując niniejszą decyzję Prezes URE uznał również, że PSE SA odnosząc się do kwestii wpływu odstępstwa na inne obszary grafikowe słusznie wskazał, że przedmiotowa derogacja nie będzie miała wpływu na inne obszary grafikowe ponieważ dotyczy wyłącznie rozwiązań lokalnych w zakresie relacji pomiędzy operatorami systemów przesyłowych i dostawcami usług bilansujących w polskim obszarze rynkowym. Odstąpienie od wymogu wynikającego z art 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL nie będzie również miało konsekwencji dla procesu europejskiej integracji rynkowej.

Mając powyższe na względzie należy wskazać, że w niniejszej sprawie zachodzą przesłanki przyznania PSE SA odstępstwa od wdrożenia wymogów wynikających z art. 24 ust. 5 rozporządzenia EB GL. Zatem należało orzec jak w sentencji.

POUCZENIE

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK), za moim pośrednictwem, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 479⁴⁶ pkt 1 i nast. Kodeksu postępowania cywilnego – Dz. U. z 2019 r. poz. 1460, z późn. zm.). Odwołanie należy przesłać na adres Urzędu Regulacji Energetyki, Al. Jerozolimskie 181, 02-222 Warszawa.
2. Odwołanie od decyzji powinno czynić zadość wymaganiom przepisany dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, związane ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wnioski o uchylenie albo zmianę decyzji w całości lub części (art. 479⁴⁹ Kodeksu postępowania cywilnego).
3. Odwołanie od decyzji Prezesa URE podlega opłacie stałej w kwocie 1000 złotych (art. 32 ust. 1 w związku z art. 3 ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o kosztach sądowych w sprawach cywilnych – Dz. U. z 2019 r. poz. 785, z późn. zm.). Opłatę uiszcza się na konto bankowe Sądu Okręgowego w Warszawie XVII Wydziału Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych stosownie do przepisów art. 101 i następne ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, oraz o przyznanie pomocy prawnej poprzez ustanowienie adwokata lub radcy prawnego, stosownie do przepisu art. 117 Kodeksu postępowania cywilnego.
4. W trakcie trwania biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania do SOKiK wobec Prezesa URE (art. 127a § 1 Kodeksu postępowania administracyjnego). Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez stronę, decyzja staje się ostateczna i prawomocna (art. 127a § 2 Kodeksu postępowania administracyjnego).
5. Decyzja podlega wykonaniu przed upływem terminu do wniesienia odwołania, jeżeli jest zgodna z żądaniem wszystkich stron lub jeżeli wszystkie strony zrzekły się prawa do wniesienia odwołania (art. 130 § 4 Kodeksu postępowania administracyjnego).

/-/Rafał Gawin

Uiszczono opłatę skarbową w wysokości 10 zł

/-/Łukasz Wychowaniec

Otrzymuje:

1. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
ul Warszawska 165
05-520 Konstancin-Jeziorna
2. a/a