

FORMULARZ ZGŁOSZENIOWY UWAG
do Koncepcji zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce z dn. 7 listopada 2019 r.

DANE PODMIOTU ZGŁASZAJĄCEGO UWAGI	
1. Nazwa podmiotu: Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	
2. Dane teleadresowe: Mariana Langiewicza 14/4, 70-263 Szczecin, biuro@psew.pl, www.psew.pl	
UWAGI OGÓLNE	
Lp.	Treść uwagi wraz z uzasadnieniem
1.	<p>Proces tak znaczących zmian jakie zaprezentowano w „Koncepcji zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego” wymaga znacznie dłuższego okresu przygotowawczego niż przedstawiono w dokumencie.</p> <p>Z uwagi na skalę zmian i ich fundamentalny wpływ na działalność prowadzoną przez przedsiębiorstwa energetyczne zaprezentowane zmiany powinny być znane uczestnikom rynku w ostatecznej, zatwierdzonej przez Prezesa URE wersji z co najmniej rocznym wyprzedzeniem. Taki okres czasu jest uzasadniony z jednej strony procesami handlowymi jakie mają miejsce na rynku – w chwili obecnej zawiera się już sporo transakcji lub kontraktów, których okres realizacji przypadał będzie w roku 2021 i później, zaś wprowadzone zmiany naruszają znacząco równowagę kontraktową pomiędzy stronami transakcji chociażby poprzez istotną zmianę kosztów bilansowania. Z drugiej strony za znacznie dłuższym okresem przygotowawczym przemawia konieczność dostosowań technicznych i infrastrukturalnych po stronie uczestników rynku, by można było sprostać nowym wymaganiom OSP. Procesy te w niektórych przypadkach wymagają znacznych środków finansowych, które planuje się i pozyskuje w cyklach rocznych, ponadto prace muszą zostać wykonane przez zewnętrzne podmioty specjalizujące się w tego typu rozwiązaniach np. dostawców rozwiązań IT. Ci z kolei by podjąć się jakichkolwiek działań muszą poznać ostateczne specyfikacje systemów SOWE, WIRE i innych. Dostępność oraz zasoby tego typu podmiotów nie gwarantują, że tego typu procesy dostosowawcze uda się wdrożyć w kilka miesięcy jakie pozostaną od chwili poznania ostatecznego zatwierdzonego kształtu zmian do dnia ich wejścia w życie.</p>

3.	Rozumiemy, że przy założeniu aktywnego uczestnictwa w bilansowaniu systemu, instalacje wiatrowe będą mogły składać oferty na usługę redukcji mocy, bez obowiązku składania oferty na ofertę usługi przyrostu mocy. Złożenie oferty na usługę redukcji mocy oznacza, iż dana instalacja musi wykonać zgłoszone przez PSE polecenie ruchowe. Zadeklarowany program pracy tych instalacji powinien być obowiązkowy właśnie w zakresie zgłoszonej usługi, zatem nie powinny być wobec wytwórcy wyciągane konsekwencje dodatkowe, w przypadku niezrealizowania programu pracy, o ile wyniknęło to z obiektywnego braku zdolności instalacji do świadczenia tego typu usługi. Nie powinno się oczekiwać od źródeł wiatrowych składania i realizacji ofert przyrostowych.
4.	Zakładamy, iż PSE uwzględni ograniczenia sieciowe na etapie przyjmowania ofert na usługi regulacyjne, tak aby nie kupować usług, które nie mogą być wykorzystane. Postulujemy aby informacja o takich ograniczeniach była dostępna dla oferentów na etapie rozważania złożenia oferty.
5.	Doceniamy wprowadzenie zasady, zgodnie z którą ceną rozliczeniową dla ofert wykorzystanych w ramach mechanizmu usuwania ograniczeń jest cena ofertowa, uzależniona od decyzji właściciela źródła, albo ceną uwzględniającą uzasadnione utracone korzyści z różnych mechanizmów wsparcia – w tym wyłączenia z obowiązku produkcji min. 85% zadeklarowanego wolumenu aukcyjnego, dla instalacji świadczącej usługi systemowe, ale tylko w zakresie, w którym brak ilości dostarczonej na rynek energii wynika ze świadczenia takiej usługi. PSEW planuje, niezależnie, podniesienie tej kwestii w kontaktach ze stosownym Ministrem i z URE.
6.	Postulujemy zaimplementowanie do nowego regulaminu RB limitu maksymalnie 5% ograniczenia rocznego wolumenu wynikającego z redukcji dla OZE (i CHP) zawartego w Rozporządzeniu w sprawie wspólnego rynku energii elektrycznej.
7.	Akceptujemy zasadę, iż właściciel instalacji który nie jest DUB, a chcący uczestniczyć w rynku usług regulacyjnych musi mieć możliwość kontaktu i komunikacji pracy ruchowej, zgodnie z modelem komunikacji, który zostanie zaproponowany przez PSE i uzgodniony z branżą w dalszym toku prac.
8.	Stoimy na stanowisku, iż weryfikacja wystarczalności zabezpieczeń przed przyjęciem zgłoszenia USE spowoduje istotny wzrost wymogów gwarancyjnych po stronie uczestników RB, a w konsekwencji kosztów obsługi bilansowania FW – postulujemy zatem o pozostanie przy obecnej metodzie.

9.	Zwracamy uwagę na fakt, iż od 2021 roku ORN okresem rozliczeniowym na RB będzie 15 min i w takich okresach będzie wyznaczana cena CROn, natomiast cena rynkowa RCE (na podstawie RDN oraz RDB) będzie wyznaczana w okresach godzinowych, co skutkować może zastosowaniem innej ceny (CROn lub RCE) dla każdego z 15 minutowych okresów. Prosimy o wyjaśnienie przez PSE planowanego sposobu rozwiązania tego problemu – czy korzyści finansowe jakie zostaną osiągnięte dzięki takiemu rozwiązaniu będą zasilać tzw. konto regulacyjne z którego są obecnie pokrywane koszty ponoszone przez PSE w procesie dostosowawczym? Czy jest to rozwiązanie docelowe?
10.	Mając świadomość zakresu prowadzonych konsultacji „Koncepcji zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce” pozwalamy sobie na zgłoszenie dość fundamentalnego problemu regulacyjnego, jaki wiąże się z obecną pozycją FW na Rynku Bilansującym wobec nowych, planowanych zasad obowiązujących w ramach ich działania na tym rynku. Zmiany te, jak rozumiemy, zmierzają do zmotywowania FW do jak najlepszego i najdokładniejszego przewidzenia programu pracy oraz dokładnego obłożenia go umowami sprzedaży energii. Niestety, w przypadku spadku prognozy produkcji Operatorzy FW napotykają ograniczenie, które uniemożliwia dostosowywanie poziomu zakontraktowania do obniżonej prognozy produkcji. Wynika to z faktu, iż Operator FW, który w najlepszej wierze zakontraktował określoną moc na RDN, w przypadku otrzymania prognozy produkcji skorygowanej w dół nie ma możliwości odkupienia nadwyżki z rynku, bez posiadania stosownej koncesji na obrót energia elektryczną (OEE), ponieważ w takiej sytuacji wcześniej sprzedana energia nie pochodziłaby z własnej produkcji i w związku z tym była by przedmiotem obrotu bez posiadania stosownej koncesji. Tym samym obowiązki koncesyjne ograniczają dostosowania pozycji kontraktowej do najlepszej prognozy produkcji, co czyni całe wyżej opisane założenie niemożliwym do realizacji.

UWAGI SZCZEGÓŁOWE

Lp.	Punkt	Treść uwagi wraz z uzasadnieniem, ewentualnie propozycje zapisów (korekt)
1.	161	<p>Postulujemy, aby co do zasady wszystkie instalacje wiatrowe, nawet moduły typu D były traktowane jako obiekt z znacznikiem ZAK=2, który może uczestniczyć w rynku usług systemowych na własne życzenie, w takim zakresie, w jakim pozwala sytuacja np. rynkowa, meteorologiczna, etc.</p> <p>Postulujemy, aby wymóg aktywnego uczestniczenia w rynku bilansującym obejmował wyłącznie nowe lub znacząco modernizowane w trybie z NC RfG moduły typu D oraz istniejące jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD). Istniejące moduły wytwarzania energii typu D, które obecnie nie są JWCD, powinny mieć możliwość aktywnego uczestniczenia w RB na ich wnioski, po spełnieniu wymogów określonych przez OSP, ale nie powinno być to obligatoryjne. Jest to szczególnie istotne w odniesieniu do modułów wytwarzania D będących jednostkami OZE, niebędących obecnie przystosowanymi do aktywnego udziału w rynku bilansującym.</p>

2.	25 b	Postulujemy rozważenie ogłoszenia terminu, po którym będzie możliwa agregacja dla większej ilości Instalacji przyłączonych poza 1 węzłem 110kV.
3.	236	Uważamy, że brak możliwości odstępowania od dyscypliny ruchowej w ramach zaproponowanych 3% mocy zadeklarowanej będzie bardzo trudne do spełnienia, bo nawet wobec dość precyzyjnej prognozy na 1 godzinę przed dostawą w przypadku bardzo niskiego poziomu generacji zmiana o więcej niż 3% jest bardzo prawdopodobna, stąd postulujemy wprowadzenie tego limitu liczonego jako 3% (lub więcej) od mocy ZAINSTALOWANEJ w danej instalacji.
4.	190	W oparciu o znajomość charakterystyki ruchowej farm wiatrowych wiemy, iż liniowe przejście między punktami pracy dla FW w przedziałach 5-15 min może być trudne bez dodatkowego ograniczenia mocy przez FW. Dlatego wnioskujemy o uwzględnienie tej charakterystyki pracy źródeł wiatrowych, i odstąpienie od nakładania kar na ich właścicieli, lub odstąpienia od obowiązku aktywnego uczestniczenia tych jednostek w bilansowaniu systemu.
5.	212	Ponieważ wyliczenie i publikacja konkretnej ceny COR (ceny rezerwy operacyjnej) odbywa się powykonawczo, natomiast kształt krzywej opisującej jej zmiany w zależności od poziomu dostępnych rezerw jest znany wcześniej, prosimy o wskazania na jakie okresy czasu został on wyliczony – poszczególne części roku, rok, trzy lata, oraz w jaki sposób będzie ona wyznaczana? Dodatkowo postulujemy, aby: i) wskaźnik ORMin współdefiniujący kształt krzywej zapotrzebowania na operacyjną rezerwę miał jak najniższą możliwą, akceptowalną przez PSE wartość, ii) krzywa w odcinku od dużych wartości wolumenów operacyjnej rezerwy do wskaźnika ORMin miała możliwie płaski charakter. Spowoduje to określanie ceny rezerwy operacyjnej na uzasadnionych poziomach, które nie będą powodowały tak znaczącej i nieuzasadnionej zmienności cen na RB, a tym samym na całym rynku energii.
6.	249	Za szczególnie niekorzystne rozwiązanie uważamy wprowadzenia zasady rozliczenia niezbilansowania instalacji według gorszej z dwóch cen: ceny CROn i ceny RCE (na podstawie ceny spot i intraday). Rozumiemy, że rozwiązanie to ma na celu zniechęcenie uczestników RB do arbitrażu na rynku bilansującym, lecz ewidentnie będzie ono również prowadzić do wzrostu kosztów bilansowania jako poniosą niesterowalne źródła OZE, w tym instalacje wiatrowe. Uważamy, że zaproponowane rozwiązanie jest zastosowaniem zasady „odpowiedzialności zbiorowej” wobec niektórych uczestników RB i jako takie jest trudne do przyjęcia. Postulujemy wprowadzenie zasad finansowej odpowiedzialności indywidualnej wobec uczestników rynku, wobec których, po przeprowadzeniu przez URE postępowania wyjaśniającego stwierdzone zostanie stosowanie w/w arbitrażu. PSE powinno być jednostką zgłaszająca takie zjawiska, gdyż ma ku temu odpowiednią wiedzę i środki nadzoru nad RB.
7.	249	Prosimy o wyjaśnienie w jaki sposób będzie wyznaczana cena RCE w ramach nowej koncepcji funkcjonowania RB.

8.	213	Mechanizm wyznaczania cen rozliczeniowych: W jaki sposób (kiedy, na jaki okres, wg jakiego algorytmu, na podstawie jakich danych/prognoz) będzie wyznaczana wielkość ORmin?
----	-----	--