

Uwagi i komentarze do projektu Rozporządzenia Ministra Klimatu o maksymalnych cenach dla Morskich Farm Wiatrowych

Uwaga generalna dotycząca organizacji Rynków Energii i przesłanek politycznych ich organizacji w krajach UE.

W połowie lat 90-tych ub. wieku, w ślad za decyzjami rządu Margaret Thatcher w Wielkiej Brytanii, w celu ukrócenia dyktatu związków zawodowych i strajków górników oraz scentralizowanej energetyki, rząd ów postanowił wdrożyć i rozszerzyć amerykański model liberalizacji rynku, poprzez jego poziomy podział. Wydzielono zatem górnictwo, wytwarzanie energii elektrycznej, przesył liniami najwyższych napięć i rozdział energii wraz obsługą odbiorców. Zarówno Polska jak i kraje UE powieliły ten model.

Naczelną przesłanką takiej reorganizacji energetyki było, poza osłabieniem wpływu politycznego bardzo mocnej zmonopolizowanej branży, **wprowadzenie przejrzystych zasad konkurencyjności rynkowej i likwidację kros-subsydiów wewnątrz monopolu.**

Co do zasady, następane Dyrektywy (55/2003 i 54/2003) i Rozporządzenia (1228/05) KE i PE mocno zdefiniowały zasady przejrzystości, konkurencyjności i braku powiązań osobowych i finansowych między subsektorami (*unbundling principle*). Potwierdzono i uściślono te zasady w późniejszych Dyrektywach PE UE.

Przedstawiony do opinii publicznej projekt Rozporządzenia Ministra Klimatu o maksymalnych cenach za jednostkę energii elektrycznej wytworzonej w Morskich Farmach Wiatrowych, przeczy tym zasadom i jednoznacznie od nich odstępuje. Tekst projektu, chociaż dotyczy bardzo wrażliwej dziedziny życia gospodarczego, mającej istotny wpływ na poziom życia wszystkich podmiotów w Kraju, jest na tyle lakoniczny, że pomija wiele ważnych kwestii. Nie uwzględnia niezwykle ważnych warunków, jakie powinny być wypełnione poza wskazaniem tylko liczbowej wartości ceny jednostkowej energii. To poważna wada Rozporządzenia.

Uwagi szczegółowe do treści, naniesione w formie komentarzy:

1. Tytuł już wskazuje, że ujemne saldo oznacza, że Minister Klimatu przedstawiając projekt Rozporządzenia już wie, że koszty wytwarzania (a zatem koszty zmienne) będą wyższe od faktycznych kosztów operacyjnych. Zasadą przejrzystości jest, że cena jednostkowa powinna być określana jako suma kosztów zdyskontowanych w czasie (kapitałowych + operacyjnych + obsługowych + finansowych) powiększona o marżę zysku i podzielona przez wielkość generacji – daje w rezultacie tę wartość w postaci ceny. Tu poza liczbowo wskazaną ceną jako maksymalną, nie wiadomo jak ją wyznaczone, łamie to zasadę przejrzystości.
2. Nie wskazano, do której sieci wspólnej będzie dostawa energii. Inna jest na poziomie sieci Najwyższych Napięć, a inna na poziomie Średniego Napięcia. Nie zaznaczono, że ta cena maksymalna dotyczy najprawdopodobniej obrotu hurtowego. Zatem w cenach detalicznych będzie ona co najmniej podwojona na poziomie odbiorcy końcowego.

3. Jeśli w zdrowej gospodarce i liberalnym rynku konkurencyjnym, zakładamy powstawanie ujemnego salda – to należy wskazać, kto będzie to ujemne saldo pokrywał, w jaki sposób będzie ustalane saldo, jak długo takie subsydiowanie będzie trwało i dlaczego?
4. Czy Rozporządzający Minister uzyskał akceptację społeczną na ten rodzaj działalności deficytowej już na starcie?
5. Jeśli w założeniu jest "pokrywanie ujemnego salda" to trzeba wskazać, względem jakiej ceny odniesienia, to saldo będzie wyznaczane. Cena odniesienia, z którego Rynku Energii będzie wyznaczana i w jaki sposób – o czym poniżej.
6. Czy Cena Maksymalna wymieniona liczbowo, która obecnie przekracza cenę energii na Towarowej Giełdzie Energii – RDN w szczycie w okresie zimowym o ponad 1/3, nie powinna mieć wskazania roku (okresu) jej obowiązywania? A jeśli tak to czy jeszcze Rozporządzenie, przewiduje indeksację waloryzującą w czasie. A jeśli tak to jaką? Odbiorcy energii powinni mieć czytelną informację o sposobie kształtowania cen energii. Natomiast inwestorzy i banki finansujące mogą ocenić ryzyka inwestycji.
7. Jeśli wyprowadzenie energii będzie, do wspólnej sieci OSD lub OSP, to czy umowa przyłączeniowa, będzie przyznawała Morskiej Farmie Wiatrowej (MFW) status elektrowni "Must Run", czyli generacji wymuszonej? A jeśli tak to będzie przyznawany MFW przywilej obowiązku zakupu – co oznacza nierówne traktowanie podmiotów w konkurencji. A w przypadku użycia środków publicznych, czy będzie obowiązywało Ministra Klimatu postępowanie dotyczące akceptacji KE i zatwierdzenia systemu dopłat przez Parlament UE? Tak jak to było w zakresie akceptacji KE mechanizmu finansowania przez CfD dla budowy EJ Hinckley Point C, w Wielkiej Brytanii.
8. Nie wiadomo kto ma być płatnikiem tej ceny maksymalnej, a jeśli to w oparciu o jaki rodzaj kontraktu. Jakież będą konsekwencje dla stron (kupujący–sprzedający) jeśli dostawa energii nie określa jej jakości. A jeśli dostawca nie wypełni warunków i będzie zakłócał pracę sieci, to jakie będą dla niego konsekwencje? Nie można się godzić na cenę maksymalną, bez zdefiniowania warunków prowadzących do jej spełnienia.
9. Czy będzie to jedyna płatność przysługująca wytwórcy energii z MFW, czy będzie on również otrzymywał płatność za moc maksymalną zainstalowaną z Rynku Mocy. Przy takiej cenie tylko za energię elektryczną, należy pokazać również płatność za moc. Problem w tym, że OSP (lub OSD) powinien płacić tylko za moc dyspozycyjną wynikającą z czasowego wskaźnika mocy zainstalowanej tzw. *capacity factor*. Nie powinno być płatności za brak generacji. Jeśli *capacity factor* dla MFW wynosi ok 30-35% czasu w roku, to taką płatność za moc dyspozycyjną może otrzymać pod warunkiem, że utrzymał w tym czasie parametry energii (napięcie, częstotliwość i zawartość harmonicznych) w normatywnych wartościach. Wtedy gdy nie pracuje, nie powinien otrzymywać płatności, a ponosić koszty utrzymania rezerwy z innych technologii konwencjonalnych pozostających w dyspozycji operatora sieci.
10. Jeśli dostawcą energii będzie spółka celowa SPV (podmiot słaby prawnie, z niewiadomą lokalizacją rejestracji), to jaki rodzaj gwarancji ceny i odpowiedzialności za nie spełnienie warunków przewidział Minister Klimatu w celu zapewnienia bezpieczeństwa dla środków publicznych, przeznaczonych dla deficytowej działalności?

11. Jeśli dostawcą energii będzie spółka celowa (SPV), to jaki rodzaj gwarancji ceny i odpowiedzialności np. za utylizację MFW przewidział Minister w celu zapewnienia gwarancji bezpieczeństwa dla środków publicznych, przeznaczonych dla deficytowej działalności.
12. Nie jest wiadomo, czy cena maksymalna obejmuje również odpisy na likwidację i utylizację MFW, gdy skończy się ресурс na eksploatację. Nieznane są również koszty przyłączenia oraz ich alokacja tj. inwestor, czy właściciel sieci ma je ponosić i warunki ewentualnych napraw oraz rozbiórki po zakończonym okresie eksploatacji.
13. Opierając się na dostępnych informacjach z wiarygodnych analiz ekonomicznych i technicznych z krajów, które przez ostatnie lata (od 2008 r.) zebrały doświadczenia z eksploatacji MFW, wiemy że są one trwale nierentowne i większość z nich już w 12-13 roku użytkowania wykazuje, że tylko koszty O&M (operacyjne i obsługowe) przekraczają gwarantowane ceny rynkowe zapisane w kontraktach różnicowych CfD na poziomie 92 GBP/MWh oraz ceny z aukcji mocy na podobnym poziomie, czyli ok. 460 zł/MWh.
14. Z dostępnych informacji ze sprawozdań finansowych z działalności MFW na Morzu Północnym (Dania, UK, Niemcy) choćby w Niemczech wiemy, że dopłata (a zatem nie cena maksymalna) wynosi 46 Eur/MWh (ok. 210 zł/MWh) w 2019 r, zatem należy wątpić, aby wskazana bardzo wysoka jak dla Polski, cena jednostkowa maksymalna w Rozporządzeniu była wystarczająca dla MFW zlokalizowanych na Bałtyku, o wyraźnie słabszych warunkach wiatrowych w porównaniu z Morzem Północnym.

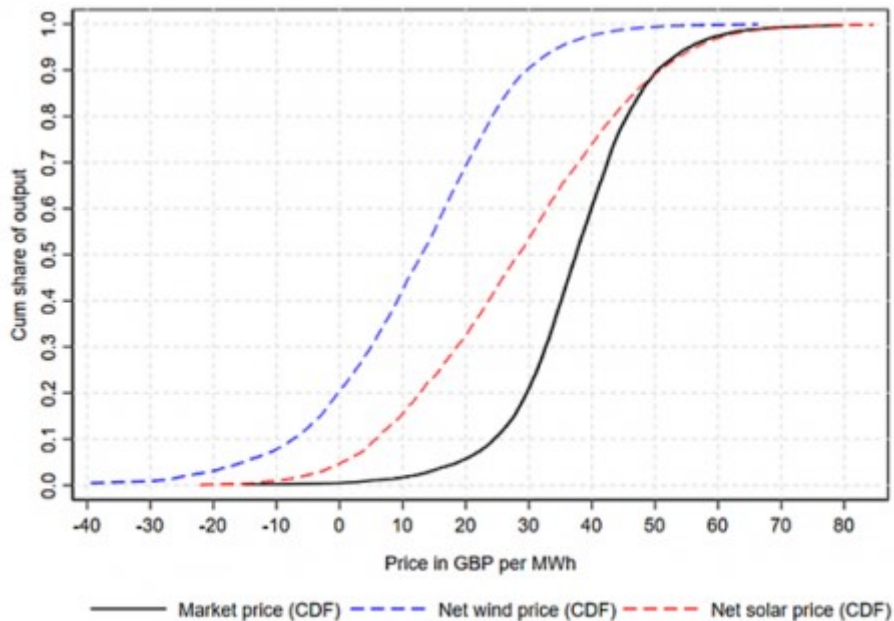
O słuszności powyżej zgłoszonych wątpliwości niech świadczą poniżej przytoczone fakty:



Ze statystyk 350 SPV zarejestrowanych w UK i Danii posiadających farmy PV oraz MFW na morzu Północnym i na Bałtyku, wynika że są one pomimo wysokich dotacji stale nierentowne

i mają koszty wyższe od cen rynkowych notowanych na Giełdach Energii w UK oraz Nord Pool w Skandynawii

Poniżej wykres z brytyjskiego raportu ilustrujący skumulowaną (łącną) generację MFW i farm fotowoltaicznych (PV) na tle jednostkowych cen rynkowych wyrażonych w GBP/MWh.



Warto odnotować, że w tym statystycznym zestawieniu występują ceny ujemne, czyli mamy do czynienia z patologią rynku w sensie rynku towarowego. Żaden konkurencyjny producent nie może dopłacać do swojego produktu oferowanego na rynku. Dumping w obrocie na rynkach europejskich jest zabroniony z zasady, zatem dlaczego miałby być tolerowany na rynku polskim?

Konkluzja do projektu Rozporządzenia Ministra Klimatu

Nie mając pełnej informacji o strukturze właścicielskiej, kondycji kapitałowej, wypłacalności zobowiązań podmiotów władających MFW, udzielanych gwarancji dla odbiorców energii, którym Minister Klimatu zapewnił w zasadzie bezwarunkowo maksymalną cenę jednostkową za wytworzoną energię elektryczną w Morskich Farmach Wiatrowych, należy bezwzględnie wyrazić sprzeciw dla tak sporządzonego projektu Rozporządzenia.