

**Odpowiedzi Towarzystwa Obrotu Energią (TOE) na pytania zamieszczone
w Komunikacie Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu
Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: „Zainicjowanie procesu
publicznej konsultacji na temat nowej struktury rynku energii”
(COM(2015) 340 wersja ostateczna)**

- 1) *Czy ceny odzwierciedlające rzeczywisty niedobór (pod względem czasu i miejsca) stanowiłyby ważny składnik przyszłej struktury rynku? Czy obejmowałoby to również potrzebę cen odzwierciedlających niedobór dostępnych zdolności przesyłowych?*

Ceny odzwierciedlające rzeczywisty niedobór powinny stanowić ważny składnik przyszłej struktury rynku. Powinny one być wyznacznikiem maksymalnych cen na rynku krótkoterminowym, wskazując jednocześnie na konieczność poniesienia znacząco wyższych kosztów zakupu energii elektrycznej przez uczestników rynku (w tym także odbiorców końcowych) w określonych godzinach (przedziałach czasowych), w których mógłby wystąpić niedobór energii elektrycznej. Należy jednak podkreślić, że w przypadku rynku detalicznego, odbiorcom końcowym w Polsce może być trudno zaakceptować wpływ sytuacji wynikających z niedoboru na wspomniany wzrost cen, co będzie skutkowało zabezpieczeniem się ich poprzez preferowanie stałych cen w umowach ze sprzedawcami. Odbiorcy jednak powinni mieć możliwość wyboru pomiędzy aktywnym albo pasywnym działaniem na rynku (także hurtowym), bezpośrednim albo poprzez tzw. agregatorów lub brokerów.

Powyższe podejście powinno także obejmować potrzebę wdrożenia modelu cenowego odzwierciedlającego potencjalny niedobór dostępnych zdolności przesyłowych, jednak na poziomie krajowym – poszczególnych krajowych operatorów systemów przesyłowych (OSP). Sygnały cenowe dotyczące zdolności przesyłowych (np. w podziale na poszczególne strefy) powinny wskazywać potencjalne miejsca nowych inwestycji w infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną.

- 2) *Jakie wyzwania i możliwości wynikałyby z cen odzwierciedlających rzeczywisty niedobór? Jak można stawić czoło tym wyzwaniom? Czy w wyniku stosowania tych cen mechanizmy zapewnienia zdolności wytwarzania energii stałyby się zbędne?*

Wprowadzenie cen odzwierciedlających rzeczywisty niedobór dałoby m.in. możliwość szerszego wykorzystania usług DSR, bezpośrednio przez zainteresowanych odbiorców albo reprezentujących ich agregatorów. Dodatkowo dałoby możliwość rozwoju nowych technologii energetycznych (np. magazynów) przy prawidłowej wycenie ich usług. Wskazałoby także rzeczywiste ceny energii elektrycznej podczas wystąpienia jej niedoboru.

Mechanizmy zapewnienia zdolności wytwarzania energii (np. rynki mocy) ukierunkowane powinny być na działania długoterminowe – inwestycyjne. Działania wynikające ze wzrostu cen energii elektrycznej podczas niedoboru powinny mieć wpływ na działania w krótkim lub średnim horyzoncie czasowym, wskazując kierunkowo potrzebę ww. działań długoterminowych, ale nie będące jeszcze ich realizacją.

Możliwym zagrożeniem podczas niedoboru jest sytuacja, w której ceny odzwierciedlając wartość energii podczas niedoboru mogą prowadzić do monopolistycznych (nieuregulowanych) zachowań części uczestników rynku. Cena występująca podczas niedoboru może pozwolić na znaczne zawyżanie cen wynikających z kosztów.

Dodatkowo naszym zdaniem mechanizmy ustalania cen uwzględniające niedobory energii mogłyby dać także sygnały dla wzrostu transgranicznych zdolności przesyłowych w oparciu o ceny odzwierciedlające krańcowe koszty wytwarzania energii elektrycznej.

- 3) *Postęp w dostosowywaniu rozdrobnionych rynków bilansujących jest nadal powolny; czy UE powinna dążyć do przyspieszenia tego procesu, w razie potrzeby za pomocą środków prawnych?*

Dostosowanie rynków bilansujących powinno uwzględniać dzisiejsze uwarunkowania krajowe, w tym techniczne i ekonomiczne uwarunkowania pracy systemów przesyłowych krajowych OSP. Poszczególne kraje są mocno zróżnicowane jeżeli chodzi o modele rynków bilansujących, ale i potencjał uczestników rynków, czy warstwę techniczno – informatyczną.

Dzisiejsze unijne ramy prawne (kodeksy sieci) wskazują kierunki do wdrożenia na poziomach krajowych, co należy uznać za w pełni wystarczające. Polskie rozwiązania prawne (ustawa, rozporządzenia czy instrukcje operatorskie) podążają za tymi zmianami. Pilotażowe projekty unijne powinny wskazywać kierunki zmian, ale nie ma potrzeby stosowanie dodatkowych środków prawnych. Oczywiście nie wyklucza to współpracy i wymiany doświadczeń wynikających z funkcjonowanie rynków bilansujących pomiędzy krajami na szczeblu unijnym lub regionalnym.

- 4) *Co można zrobić, aby zapewnić sprawne wdrożenie uzgodnionej ogólnounijnej platformy śródziemnej?*

Najpierw powinny nastąpić działania w poszczególnych państwach, później regionach, a dopiero po tym powinniśmy przejść do tworzenia wspólnej unijnej platformy rynku intraday. Na obecnym etapie rozwoju rynku trudno wyobrazić sobie, mając na uwadze bardzo różny rozwój zarówno rynku intraday jak i w ogóle rozwoju rynku energii w poszczególnych krajach, przejście od razu do jednolitego rozwiązania na poziomie unijnym.

- 5) *Czy długoterminowe umowy między producentami i konsumentami muszą oferować zachęty do inwestowania w nowe moce wytwórcze? Jakie bariery – jeżeli takowe występują – zapobiegają pojawianiu się takich długoterminowych środków zabezpieczających? Czy sektor publiczny odgrywa jakąkolwiek rolę w umożliwianiu funkcjonowania rynków kontraktów długoterminowych?*

Podstawą kształtowania relacji umownych na rynku energii (energii elektrycznej, ale i gazu) powinny być dobrowolne decyzje poszczególnych uczestników rynku, w różnym horyzoncie czasowym na różnych uzgodnionych zasadach, formach, cenach.

Długoterminowe umowy, niewykluczone, że w modelu uwzględniającym zapewnienie dostaw mocy, będą pozwalać zarówno na prowadzenie inwestycji w nowe źródła, jak i zapewnienie odpowiedniego poziomu dyspozycyjności „starych” jednostek

Istotną barierą w pojawianiu się długoterminowych „środków” zabezpieczających w Polsce jest ryzyko prawno – regulacyjne, w tym także utrzymywanie regulacji cen (zatwierdzania taryf przez regulatora) w określonych segmentach rynku, np. w Polsce w grupie gospodarstw domowych. Bariery nieprzewidywalności i ryzyka inwestycji, przy dużej zmienności reguł i zasad prawa wzmacniane są dodatkowo przez znaczne ograniczenia środowiskowe dla obecnie stosowanych technologii. Wprowadzenie rozwiązań pozwalających na utrzymanie odpowiedniego poziomu „pewnych” źródeł mocy i energii, powinno umożliwić inwestycje w odnawialne źródła. W przypadku źródeł OZE problemem są także długoterminowe elementy wsparcia, które negatywnie wpływają na pozostałe segmenty rynku, promując jeden segment, wypaczając idee rynkowe i stawiając źródła nie podlegające promowaniu / wsparciu w znacznie trudniejszej sytuacji, także w kontekście zawierania umów długoterminowych.

6) *W jakim stopniu – Państwa zdaniem – różnice podatków i opłat nakładanych na energię elektryczną w różnych państwach członkowskich powodują zakłócenia w zakresie efektywnego kierowania inwestycji lub utrudniają swobodny przepływ energii?*

Podatki i opłaty mają znaczący wpływ na kształtowanie cen energii elektrycznej, szczególnie w przypadku odbiorców końcowych, w tym głównie grupy gospodarstw domowych.

Brak harmonizacji systemów wsparcia na poziomie UE wprowadza zakłócenia w zakresie rynku, ale i oceny sytuacji czy decyzji uczestników rynku (wytwórców, ale i odbiorców), co widać na przykładzie poziomów cen końcowych energii elektrycznej w różnych krajach UE. Różne poziomy i mechanizmy wsparcia „ukryte” w dodatkowych opłatach za energię elektryczną lub usługę dystrybucji, powodują nieuzasadnioną przewagę określonych rodzajów źródeł (w Polsce OZE, CHP) nad wytwórcami, którzy nie korzystają z takiej pomocy państwa. Wdrażanie w poszczególnych krajach nieskoordynowanych na poziomie unijnym systemów wsparcia OZE powoduje niewłaściwe (ze względu na warunki np. meteorologiczne) powstawanie inwestycji OZE (np. fotowoltaiki na północy Europy lub farm wiatrowych na południu).

Kolejnym zakłóceniem jest stosowanie różnych poziomów podatku akcyzowego w państwach członkowskich, wpływające na końcową cenę energii elektrycznej

Różnice na poziomie unijnym w podatkach dla wytwórców ograniczają możliwości sprzedaży, a przez to rozwoju w danym regionie, wprowadzając brak zachęt inwestycyjnych.

7) *Co należy zrobić, aby inwestycje w odnawialne źródła energii były w coraz większym stopniu pobudzane sygnałami rynkowymi ?*

Należy doprowadzić do likwidacji systemów wsparcia, szczególnie w przypadku rozwiniętych systemów wsparcia OZE, co jest zgodne z wytycznymi unijnymi dot. pomocy publicznej. Wszystkie rodzaje inwestycji w sektor wytwarzania energii elektrycznej, o ile nie jest to uzasadnione kwestiami bezpieczeństwa dostaw, powinny podlegać wycenie rynkowej. Rosnąca cena uprawnień do emisji CO₂ oraz wzrost cen energii elektrycznej, przy spadku nakładów inwestycyjnych w nowe źródła powinny, jak najszybciej wyeliminować potrzebę wsparcia. Biorąc pod uwagę inwestycje w odnawialne źródła energii, ważne jest, aby oczekiwania inwestorów, wynikające także z systemów wsparcia równoważyć z interesami innych uczestników rynku, którzy rozwijają swoje zdolności wytwórcze bez pomocy państwa w warunkach rynkowych.

Ponadto systemy wsparcia OZE w państwach członkowskich UE powinny być skoordynowane z lokalnymi (głównie pogodowymi) warunkami pracy tego typu źródeł (patrz pkt 6).

Ważne jest, także ze względu na charakter pracy źródeł OZE, aby ponosiły one rzeczywiste koszty bilansowania i/lub zapewniały pracę źródeł rezerwowych.

Inwestycje OZE powinny być oparte na jasnych i czytelnych regułach wsparcia, zapisanych na okres długoterminowy, przy uwzględnieniu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii w oparciu o stabilne źródła wytwórcze (konwencjonalne, gazowe).

W już istniejących systemach wsparcia, państwa powinny dążyć do zmiany - wdrożenia systemu aukcyjnego, w celu pokrycia części lub całości ich długoterminowego popytu i zrealizowania celów krajowych OZE. Z kolei cele krajowe (jeżeli w perspektywie po 2020 zostałyby określone) powinny uwzględniać potencjał OZE, ale i strukturę oraz możliwości paliwowe innych źródeł.

8) *Jakie przeszkody – o ile takowe istnieją – utrudniają Państwa zdaniem producentom energii ze źródeł odnawialnych pełną integrację na rynku, w tym na rynkach bilansujących i rynkach dnia bieżącego, a także w odniesieniu do wysyłki w oparciu o ranking cenowy?*

Pełną integrację źródeł OZE na rynku energii utrudnia brak jednolitego na poziomie unijnym systemu wsparcia. Zakładając rezygnację z systemów wsparcia nie powinno być problemu z integracją źródeł OZE na konkurencyjnym rynku, w tym na rynkach bilansujących i rynkach dnia bieżącego. Co więcej dopiero po rezygnacji ze wsparcia prawidłowo zostanie określona wartość – cena energii elektrycznej ze źródeł OZE.

Przeszkodami technicznymi w integracji mogą okazać się wysokie (dzisiejsze) koszty ewentualnego magazynowania (w przypadku przyjęcia takiego kierunku rozwoju rynku zakładając dostępność magazynów na szerszą skalę) oraz konieczność zapewnienia – wdrożenia inteligentnego opomiarowania, szczególnie w przypadku źródeł mikro i małych instalacji.

Z punktu widzenia ciągłości sprzedaży/zakupu przeszkodą jest brak stabilności generacji tych źródeł, przy jednoczesnym wolnym rozwoju zdolności przesyłowych/dystrybucyjnych oraz brak rozwiązań regulacyjnych pozwalających na inwestycje w stabilne nowe źródła i utrzymanie starych przy rosnących kosztach ochronnych środowiska, pozwalające na zachowanie odpowiedniej rezerwy mocy.

9) *Czy w państwach członkowskich powinno istnieć bardziej skoordynowane podejście do programów wsparcia dla energii ze źródeł odnawialnych? Jakie są główne przeszkody dla regionalnych programów wsparcia i jak można je usunąć (np. za pomocą aktów prawnych)?*

W państwach członkowskich powinno istnieć skoordynowane podejście do programów wsparcia dla energii z OZE, a tam gdzie tylko to możliwe odejście od jakiegokolwiek wsparcia. Regionalne programy wsparcia powinny bazować na zasadzie tzw. efektywności kosztowej – budowa nowych mocy OZE powinna odbywać się w miejscach o najlepszych uwarunkowaniach/lokalizacjach meteorologicznych. W tym kontekście ważne jest także skoordynowanie rozwoju OZE z możliwościami technicznymi rozbudowy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w danym kraju. Zharmonizowany system wsparcia OZE w poszczególnych państwach członkowskich jest istotnym czynnikiem efektywnego i ekonomicznie uzasadnionego rozwoju OZE. Ocena pomocy państwa i dostosowania systemów wsparcia OZE powinny być prowadzone w sposób, który zagwarantuje jak najmniejszy koszt dla odbiorców.

10) *W czym widzą Państwo najważniejsze przeszkody, które należy pokonać, aby pobudzić reakcję popytu (np. niewystarczająca elastyczność cen, bariery [regulacyjne] dla brokerów/klientów, brak dostępu do technologii inteligentnych domów, brak obowiązku oferowania klientom możliwości uczestniczenia w rynku bilansującym za pośrednictwem systemu reakcji popytu itp.)?*

Najważniejsze przeszkody, które należy pokonać, aby pobudzić reakcję popytu to:

- niewystarczająca elastyczność cen oraz ograniczenia (w Polsce, ale i innych krajach) maksymalnych cen na rynku hurtowym, w tym rynku bilansującym;
- brak właściwej – prawidłowej (niestety często wysokiej) wyceny energii podczas jej niedoborów (patrz pkt 1);
- uwarunkowania prawno – regulacyjne utrudniające skorzystanie z DSR czy działania agregatorów;

- brak odpowiedniego opomiarowania (inteligentne opomiarowanie) umożliwiającego pozyskanie danych w trybie niezbędnym do wykorzystania DSR, ale także rozwiązań szerszego wdrożenia tzw. inteligentnych sieci;
- mała liczba agregatorów, w tym także działających na poziomie mniejszych odbiorców końcowych, nie wykluczając gospodarstw domowych;
- taryfikacja (zatwierdzanie cen przez Regulatora) w grupie gospodarstw domowych uniemożliwiająca szerokie proponowanie produktów DSR.

11) Podczas gdy rynki energii elektrycznej w obrębie UE zostały połączone i powiązane z rynkami jej sąsiadów, eksploatację systemu nadal prowadzą krajowi operatorzy systemu przesyłowego (OSP). Regionalne inicjatywy na rzecz koordynowania bezpieczeństwa, takie jak Coreso lub TSC, pełnią obecnie funkcję czysto doradczą. Czy należy stopniowo wzmacniać regionalne inicjatywy na rzecz koordynowania bezpieczeństwa, w tym także w razie potrzeby w zakresie kompetencji decyzyjnych? Czy aktualna krajowa odpowiedzialność za bezpieczeństwo systemu stanowi przeszkodę dla współpracy transgranicznej? Czy regionalna odpowiedzialność za bezpieczeństwo systemu lepiej odpowiadałaby realiom zintegrowanego rynku?

Rola krajowych OSP związana z odpowiedzialnością za bezpieczną i przewidywalną pracę systemów energetycznych wydaje się być trudna do sędowania na wyższy poziom tzn. poziom regionalny, bądź też europejski z uwagi na różnice i specyfikę systemów poszczególnych krajów członkowskich oraz na różnego rodzaju wyzwania i problemy wynikające z lokalnej charakterystyki poszczególnych sektorów energetycznych.

Należy jednak rozważyć wzmocnienie współpracy regionalnej przy wzmocnionej koordynacji ENTSOE, lecz jedynie w zakresie wymiany informacji niezbędnych do zapewnienia bezpiecznej i przewidywalnej pracy zintegrowanych systemów energetycznych, celem wyeliminowania ryzyk związanych z sytuacjami nadzwyczajnymi, awariami, które mogłyby mieć wpływ na systemy krajów ościennych. ENTSOE pełniłoby funkcje koordynatora/platformy komunikacyjnej natomiast decyzyjność zostałaby w rękach krajowych OSP, którzy z uwzględnieniem perspektywy krajowych planów rozwoju współpracowaliby przy realizacji projektów transgranicznych ze swoimi odpowiednikami. Silniejsza współpraca regionalna mogłaby stanowić rozwiązanie wzmacniające bezpieczeństwo dostaw, pod warunkiem zagwarantowania poszanowania różnic pomiędzy poszczególnymi krajami, ich specyfiki, a także z pełnym poszanowaniem praw tych państw do samodzielnego określania własnej struktury paliwowej. Bliższa integracja mogłaby rozwijać się w tempie dostosowanym do interesów każdego z krajów członkowskich oraz w oparciu o dokładną analizę wszelkich dotychczasowych doświadczeń wynikających ze współpracy regionalnej.

W przypadku inicjatyw regionalnych kluczowym czynnikiem wydaje się być jasne wskazanie kompetencji i odpowiedzialności na szczeblach krajowych i regionalnych tak, by zarządzanie tego typu projektami było sprawne, a rola poszczególnych uczestników wyraźnie określona, przy czym należy jasno podkreślić, że bezpieczeństwo krajowe powinno być traktowane przez OSP priorytetowo.

12) Rozdrobniony krajowy nadzór regulacyjny wydaje się nieskuteczny w odniesieniu do zharmonizowanych części systemu elektroenergetycznego (np. łączenia rynków). Czy dostrzegają Państwo korzyści ze wzmocnienia roli ACER?

Zwiększenie roli ACER jest kierunkiem pożądanym, jednak nie powinno obejmować wszystkich obszarów działalności. Wydaje się, że rola ACER powinna koncentrować się na koordynowaniu projektów o zasięgu paneuropejskim i jego kompetencje oraz decyzje

nie powinny mieć pierwszeństwa nad decyzjami lokalnych regulatorów. Kraje członkowskie powinny w konstruktywny sposób uczestniczyć w koncepcji wspólnego rynku energii na poziomie UE w ramach transparentnego procesu konsultacyjnego. Na poziomie krajowym Regulatorzy powinni uwzględniać kierunki wspólnie (regionalne) zaakceptowane i przyjęte przez ACER. Dodatkowo ACER powinien być ciałem doradczym i buforem pomiędzy krajowymi Regulatorami, a Organami Wspólnotowymi odpowiedzialnymi za kreowanie polityki energetyczno-klimatycznej UE. Funkcja ACER powinna opierać się na działaniach mediacyjnych, arbitrażowych oraz implementacyjnych, dążąc do ujednoczenia rynków, posiłkując się inicjatywami regionalnymi, jednocześnie pozostawiając pewną suwerenność regulatorów krajowych. ACER powinien dążyć do ujednoczenia rozwiązań regulacyjnych o zasięgu europejskim, takich jak optymalizacja i harmonizacja systemu wsparcia dla OZE, by wyeliminować sytuacje nieuzasadnionego subsydiowania tego rodzaju źródeł oraz właściwe zasady kalkulacji taryf w szczególności pod kątem przyjmowania uzasadnionego poziomu marż lub zwrotu z kapitału. Monitoring implementowanych regulacji oraz doświadczeń wynikających z ich wdrażania powinien być realizowany przez ACER z uwzględnieniem realnych zagrożeń bezpieczeństwa traktowanego priorytetowo, czy też efektywnego funkcjonowania rynków i systemów energetycznych, a nie w celu wykreowania realiów regulacyjnych potwierdzających możliwość realizacji czy też wdrożenia każdej koncepcji politycznej.

13) Czy dostrzegają Państwo korzyści ze wzmocnienia roli ENTSO? W jaki sposób można to najlepiej osiągnąć? Jaki nadzór regulacyjny jest potrzebny?

Obecnie wzmocnienie roli ENTSOE nie wydaje się być uzasadnione. Jak wspominaliśmy w pkt. 11. można uznać, że ENTSOE mogłoby ewentualnie pełnić funkcję koordynatora współpracy regionalnej w szczególności w zakresie wymiany informacji, przy zachowaniu niezależności decyzyjnej przez krajowych OSP. Tworzenie wspólnego rynku energii powinno odbywać się stopniowo i powinno obejmować dokładną analizę kosztów i korzyści oraz szans i zagrożeń wynikających z tego procesu, z uwzględnieniem interesów wszystkich stron zaangażowanych.

14) Jaka powinna być przyszła rola operatorów systemów dystrybucyjnych i jakie zasady zarządzania powinny ich obowiązywać? W jaki sposób należy dostosować dostęp do danych pomiarowych (przetwarzanie danych i zapewnienie prywatności danych itp.) w związku ze zmianami na rynku i rozwojem technologicznym? Czy potrzebne są dodatkowe przepisy dotyczące zarządzania danymi pomiarowymi i dostępu zainteresowanych stron (odbiorców końcowych, operatorów systemów dystrybucyjnych, operatorów systemów przesyłowych, dostawców, dostawców usług będących osobami trzecimi i organów regulacyjnych) do tych danych?

Rola OSD w świetle nowej koncepcji funkcjonowania rynku będzie niezwykle istotna, w szczególności w zakresie zapewnienia uczestnikom rynku informacji i danych wrażliwych związanych z profilami zużycia energii, dostępem do sieci etc. Stąd też należy zagwarantować bezwzględnie neutralność OSD poprzez wykluczenie ich z działalności rynkowej celem uniemożliwienia ewentualnego nadużywania przez te podmioty pozycji wynikającej z dostępu do danych handlowych. Wymaga to wprowadzenia jasnych regulacji określających precyzyjnie tryb i sposób przekazywania informacji stronom zainteresowanym przez OSD oraz zakres odpowiedzialności związany z ich ochroną i przechowywaniem.

- 15) *Czy powinno istnieć europejskie podejście do taryf dystrybucyjnych? Jeżeli tak, jakie aspekty należy uwzględnić: na przykład struktura taryfy lub jej składniki (stała, oparta na przepustowości czy na ilości energii, zróżnicowana pod względem czasowym czy lokalizacyjnym) oraz podejście do własnej produkcji energii?*

Taryfy powinny umożliwiać OSD pokrycie kosztów związanych z realizacją ich zadań, a mając na uwadze fakt, iż lokalne/krajowe rynki energii mają własną specyfikę i istniejąca struktura przesyłowa i dystrybucyjna oraz zaszczości historyczne stanowią przyczyny, dla których taryfy dystrybucyjne powinny stanowić przedmiot regulacji krajowych, obecnie nie wydaje się zasadne wprowadzanie europejskiej taryfy. Można jednakże poczynić starania o wprowadzenie na poziomie unijnym uniwersalnego standardu związanego z wyszczególnieniem w taryfach niektórych istotnych elementów dotyczących składników usług dystrybucji, jak np. koszty związane ze wsparciem OZE (np. rozbudowa infrastruktury na potrzeby OZE) czy sprawiedliwym podziałem obciążeń na wszystkich uczestników rynku (także na prosumentów), tak, aby wartości były porównywalne pomiędzy krajowymi OSD. Podobnie można by podejść do stopniowego ujednoczenia taryf pod kątem udziału opłat stałych w łącznych opłatach dystrybucyjnych. Na dziś udział tych opłat w poszczególnych krajach EU jest bardzo zróżnicowany. Podmiotem, który mógłby zaproponować wskazówki dotyczące struktury taryf jest ACER. W tym obszarze proponuje się ACER jako organ nadzorujący i kreujący jednolite podejście do taryfowania.

- 16) *Skoro giełdy energii stanowią integralną część łączenia rynków, czy należy rozważyć wprowadzenie dla nich zasad zarządzania?*

Zdaniem TOE działania dotyczące wprowadzenia dodatkowych zasad zarządzania dla rynków energii na poziomie unijnym nie są konieczne ze względu na naturalne procesy dokonujące się na tych rynkach. Funkcjonowanie giełd energii jest już obecnie skutecznie regulowane. Z chwilą wzrostu integracji europejskich rynków energii w sposób naturalny następują połączenia, bądź przejęcia poszczególnych giełd. Przykładem mogą być połączenie giełd niemieckiej i francuskiej tworzące EEX i EPEX spot oraz przejęcia rynków bałtyckich przez giełdę NordPool.

- 17) *Czy istnieje potrzeba stworzenia zharmonizowanej metodyki w celu oceny wystarczalności systemu energetycznego?*

Tak, istnieje potrzeba stworzenia zharmonizowanej metodyki w celu oceny wystarczalności systemu energetycznego. Stworzenie takiej metodyki umożliwi obiektywne porównywanie sytuacji w poszczególnych krajach członkowskich i regionach. Pozwoli także na tworzenie planów dotyczących rozwoju europejskiego systemu energetycznego w sposób, który pokryje zapotrzebowanie na energię elektryczną na terenie całej Unii Europejskiej.

Stworzenie zharmonizowanej metodyki oceny wystarczalności systemu energetycznego pozwoli także ograniczyć działania poszczególnych rządów czy regulatorów, które mogą być podejmowane bez porozumienia z krajami sąsiadującymi oraz na podstawie lokalnych mechanizmów oceny wystarczalności systemu wyłącznie danego państwa członkowskiego.

Zaproponowane przez ACER/Komisję Europejską rozwiązania powinny uwzględniać stopień zintegrowania rynku oraz pozwalać na wdrażanie narzędzi mających na celu ograniczanie niedoboru mocy na poziomie poszczególnych krajów członkowskich z uwzględnieniem specyfiki regionów i stopniem rozwoju połączeń transgranicznych.

18) *Jaki byłby odpowiedni zasięg geograficzny zharmonizowanej metodyki i oceny wystarczalności (np. ogólnoeuropejski, regionalny czy krajowy, a także państwa sąsiadujące)?*

Zharmonizowana metodyka i ocena wystarczalności systemów energetycznych powinna być dokonywana szczegółowo na poziomie regionalnym, a następnie ogólnoeuropejskim. Takie podejście umożliwi tworzenie planów rozwoju systemów energetycznych w poszczególnych regionach. Jednocześnie ograniczy to możliwość utraty spojrzenia na cały unijny system i tworzenia wskazówek do jego skoordynowanego rozwoju.

Tworząc regiony objęte oceną wystarczalności systemu należy brać pod uwagę stopień zaawansowania połączeń transgranicznych wewnątrz takiego regionu. Takie podejście wymaga ścisłej współpracy pomiędzy zaangażowanymi operatorami systemów energetycznych, regulatorami i rządami. W przyszłości ilość takich regionów może się zmniejszać lub ich granice nie muszą pokrywać się z granicami państwowymi lecz wynikać z uwarunkowań geograficznych.

19) *Czy wzajemne dostosowanie obecnie różniących się norm wystarczalności systemu w całej UE byłoby przydatne do utworzenia skutecznie działającego jednolitego rynku?*

Tak, nie powinno to jednak sprowadzać się do wyznaczania dokładnie takich samych kryteriów dla poszczególnych regionów czy krajów lecz jedynie poprzez zdefiniowanie minimalnych standardów zgodności. Zwłaszcza w sytuacji gdyby wypełnienie poszczególnych kryteriów wiązało się z nierównomiernym obciążeniem nakładanym na kraje członkowskie

20) *Czy wspólne europejskie ramy byłyby korzystne dla transgranicznego uczestnictwa w mechanizmach zdolności wytwórczych? Jeśli tak, jakie powinny być elementy takich ram? Czy opracowanie modeli referencyjnych byłoby korzystne dla mechanizmów zdolności wytwórczych? Jeśli tak, jak powinny one wyglądać?*

Tak, wspólne europejskie ramy dla transgranicznego uczestnictwa w mechanizmach wytwórczych byłyby korzystne. Trudno jednak wyobrazić sobie w najbliższej przyszłości wdrożenie takich ujednoliconych zasad w sytuacji kiedy mechanizmy wsparcia mocy wytwórczych w poszczególnych krajach nie są skoordynowane.

Jednym z najważniejszych elementów uwzględnionych w ogólnoeuropejskich ramach powinna być zasada udostępniania wszystkich dostępnych fizycznie transgranicznych mocy przesyłowych przez operatorów systemów przesyłowych. Aby takie ramy mogły prawidłowo funkcjonować należy zapewnić wypełnienie podobnych zasad działania mechanizmów zdolności wytwórczych w poszczególnych krajach. Równie istotne jest wprowadzenie ograniczenia dla uczestników rynku umożliwiającego udział wyłącznie w jednym systemie wsparcia mocy wytwórczych.

Wypracowanie modeli referencyjnych wpłynęłoby korzystnie na zbieżność wdrażanych systemów zdolności wytwórczych. Takie modele referencyjne powinny jednak określać jedynie kierunkowe rozwiązania pozostawiając pewną swobodę w tworzeniu poszczególnych mechanizmów zdolności wytwórczych. Wdrażane rozwiązania muszą uwzględniać regionalne i krajowe uwarunkowania, co wymaga ścisłej współpracy regionalnej pomiędzy zaangażowanymi operatorami systemów przesyłowych, regulatorami i rządami.

21) Czy decyzja o wprowadzeniu mechanizmów zdolności wytwórczych powinna być oparta na zharmonizowanym sposobie oceny wystarczalności systemu energetycznego?

Tak, tego rodzaju decyzje powinny być podejmowane w oparciu o zharmonizowany sposób oceny wystarczalności systemu energetycznego. Nie może to jednak powodować powstrzymywania niektórych państw członkowskich przed podejmowaniem samodzielnych decyzji w tym zakresie przed wypracowaniem wspólnej metodyki. Szczególnie dotyczy to państw, które na podstawie własnej oceny sytuacji i wystarczalności swojego systemu muszą podejmować stosowne decyzje w najbliższej przyszłości lub już podjęły takie decyzje. Jednak w przyszłości suwerenne mechanizmy zdolności wytwórczych wdrożone przed wypracowaniem zharmonizowanej metodyki oceny wystarczalności systemu powinny zostać ocenione pod kątem skuteczności swojego działania w ramach oceny systemów regionalnych lub ogólnoeuropejskich i w razie konieczności dostosowane zgodnie z wynikami przeprowadzonej analizy.

TOE, Warszawa, 2015.10.08