

**European Commission Consultation Paper on generation adequacy,
capacity mechanisms and internal market in electricity**

A TGPE response paper

Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

00-950 Warszawa, ul. Krucza 6/14, skr. poczt. 244, Poland

tgpe@energoprojekt.pl

Komisja Europejska

Dotyczy: Odpowiedź na Dokument Konsultacyjny dotyczący wymaganego poziomu mocy wytwórczych, mechanizmów mocowych oraz wewnętrznego rynku energii elektrycznej.

Szanowni Państwo,

Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie (TGPE) jest stowarzyszeniem podstawowych producentów energii elektrycznej w Polsce. Wytwarzamy energię elektryczną głównie w elektrowniach kondensacyjnych, w ilości pokrywającej około 70% krajowego zapotrzebowania. Od ponad 20 lat prowadzimy działalność związaną z poprawą efektywności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz zmniejszaniem oddziaływania na środowisko naturalne i klimat. Aktywnie uczestniczymy w procesach opracowywania programów rozwojowych oraz nowych regulacji. We wszystkich działaniach kierujemy się zasadą, że regulacje muszą przede wszystkim wspomagać rozwój gospodarczy oraz stwarzać równe szanse firmom energetycznym i technologiom wytwarzania. Nasze działania już wielokrotnie przyczyniły się do znacznego ograniczenia wzrostu kosztów produkcji energii w wyniku wprowadzania nowych wymogów ekologicznych. Z naszej inicjatywy został wprowadzony w Polsce w 1996 roku „Program redukcji emisji SO₂ w energetyce zawodowej”, który pozwolił na optymalizację kosztów dostosowania energetyki zawodowej do standardów emisji SO₂. Inicjujemy szereg działań w obszarze innowacji i implementowania nowych technologii związanych z obniżaniem emisji zanieczyszczeń i emisji CO₂. Podejmujemy działania na rzecz rozwiązywania wszystkich istotnych problemów wytwarzania energii i całego sektora elektroenergetycznego.

W ostatnich latach w Polsce narasta problem niewystarczających sygnałów dla budowy nowych jednostek wytwórczych w klasycznych technologiach, kilkakrotnie operacyjne rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym spadały do zbyt niskiego poziomu. Utrzymanie ciągłości dostaw energii wymagało pracy wielu jednostek wytwórczych z przeciążeniem i uruchamiania jednostek nie w pełni sprawnych. Obecne systemy wsparcia są skierowane tylko do źródeł odnawialnych, które rozwijają się bardzo szybko. Niestety, rozwój technologii wiatrowych i fotowoltaicznych nie jest powiązany z rozwojem zdolności do magazynowania energii i innych działań zmniejszających negatywne efekty braku stabilnej pracy tych źródeł. W efekcie, niemal całość wahań produkcji w tych źródłach pokrywają jednostki wytwórcze należące do podmiotów skupionych w naszym stowarzyszeniu. Poziomy produkcji oraz stopnie wykorzystania mocy naszych jednostek, zwłaszcza na węgiel kamienny, gwałtownie spadają. W Polsce nie ma jednostek typowo regulacyjnych, elektrownie szczytowo-pompowe są traktowane jako operacyjna rezerwa interwencyjna i praktycznie nie biorą udziału w bieżącej regulacji systemu. Jednostki gazowe pracują w kogeneracji, korzystając z systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji i również w zasadzie nie uczestniczą w regulacji. W takiej sytuacji, odpowiedzialność za rzeczywiste bilansowanie wahań zapotrzebowania w systemie i wahań produkcji w elektrowniach wiatrowych (w przyszłości również fotowoltaicznych) przejmują jednostki kondensacyjne, głównie na węgiel kamienny.

Od kilku lat w systemie elektroenergetycznym gwałtownie wzrasta zapotrzebowanie na moc w regulacji. Poza nadążaniem za poborem przez odbiorców, trzeba uwzględnić poziom produkcji

w jednostkach wiatrowych i fotowoltaicznych. Niestety zasady regulacyjno-rynkowe nie zapewniają warunków dla odpowiedniego dostosowywania struktury wytwarzania. Nie ma warunków do utrzymywania części istniejących bloków kondensacyjnych jako jednostek rezerwowo-regulacyjnych ani do budowy typowych jednostek regulacyjnych. Obecny rynek energii nie umożliwia uzyskiwania przychodów pokrywających koszty utrzymywania jednostek pracujących głównie na rzecz zastępowania generacji w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych oraz pokrywania szczytowego zapotrzebowania odbiorców. Rynek operacyjnych rezerw mocy istnieje tylko w niewielkim zakresie, a całkowite przychody, otrzymywane przez wszystkich operatorów bloków kondensacyjnych, nie pozwalają na utrzymanie nawet dwóch bloków klasy 200 MW (podstawowych jednostek wytwórczych w polskim systemie elektroenergetycznym). Utrzymywanie nierentownych jednostek jest niemożliwe w dłuższym okresie. Wiele podmiotów przygotowuje decyzje o wcześniejszej likwidacji części jednostek, w ilościach znacznie przekraczających wcześniejsze plany. Jednocześnie są wstrzymywane kolejne projekty budowy nowych jednostek wytwórczych ze względu na utrzymywanie się warunków rynkowych, które nie zapewniają zwrotu zainwestowanego kapitału. Jednostki typowo szczytowo-regulacyjne, jak gazowe w układzie otwartym, elektrownie szczytowo-pompowe czy szczytowo-sprężarkowe również nie powstają, ze względu na brak możliwości uzyskania wymaganych przychodów w obecnych warunkach regulacyjno-rynkowych. Konieczne jest rozwiązanie tych problemów, aby zapobiec zagrożeniu braku ciągłości dostaw energii, hamowaniu rozwoju źródeł OZE lub ograniczaniu ich produkcji z powodu braku odpowiedniej ilości i struktury mocy. W obecnych warunkach najlepszym rozwiązaniem jest wprowadzenie mechanizmów mocowych zapewniających odpowiedni i efektywny poziom mocy w jednostkach niezależnych od warunków atmosferycznych.

W Polsce były już stosowane rozwiązania z rynkiem mocy i rynkiem rezerw mocy. Zapewniały one utrzymanie wymaganego poziomu mocy, ale warunki były bardziej stabilne. Nie było wyzwań jakie mają miejsce obecnie, gdy roczne przyrosty mocy w elektrowniach wiatrowych zbliżają się do 10% szczytowego zapotrzebowania. Ponadto podobne problemy z nadążaniem regulacji systemu za zmieniającą się produkcją w elektrowniach wiatrowych występują w sąsiednich krajach i to w większym zakresie, a nieplanowa wymiana transgraniczna z tych powodów jeszcze pogłębia problemy bieżącego bilansowania systemu w Polsce.

Na podstawie naszych doświadczeń oraz analiz obecnych i prognozowanych warunków uważamy, że:

- już istnieje pilna potrzeba wprowadzenia mechanizmów mocowych,
- rynek mocy będzie efektywniejszym mechanizmem niż rynek rezerw mocy.

Przesyłamy nasze odpowiedzi na Dokument Konsultacyjny Komisji Europejskiej dotyczący wymaganego poziomu mocy wytwórczych, mechanizmów mocowych oraz wewnętrznego rynku energii elektrycznej. W części ogólnej przedstawiamy uzasadnienie wprowadzania rynku mocy i krótki opis proponowanego wariantu. W części szczegółowej przedstawiamy odpowiedzi na poszczególne pytania. Naszym zdaniem wdrażanie proponowanego modelu rynku mocy nie wpłynie istotnie na budowę wspólnego rynku energii w UE i spełnia wymogi proponowanych kryteriów. Deklarujemy dalszą współpracę nad mechanizmami mocowymi, najlepiej w ramach całej UE i w powiązaniu z całym rynkiem energii.

Z poważaniem,

Prezes Zarządu Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie,

Jan Kurp

I. Uwagi ogólne

Odpowiedzi na pytania zawarte w Dokumencie Konsultacyjnym poprzedzamy uwagami ogólnymi, w których uzasadniamy potrzebę wprowadzenia mechanizmów mocowych na rynku polskim i w większości krajów UE. Elementy uzasadnienia zamieściliśmy też w piśmie wprowadzającym. Ponadto przedstawiamy krótki opis preferowanego modelu rynku mocy, który adresuje większość kryteriów zamieszczonych w Dokumencie Konsultacyjnym.

A. Potrzeba wprowadzenia mechanizmów mocowych na polskim rynku energii elektrycznej.

Polska polityka energetyczna ustala trzy główne cele dla elektroenergetyki:

- zapewnianie bezpieczeństwa energetycznego,
- stałe obniżanie negatywnego wpływu na środowisko naturalne i klimat,
- utrzymywanie kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną na racjonalnym poziomie,

Zapewnianie bezpieczeństwa energetycznego oznacza konieczność utrzymywania odpowiedniego poziomu mocy oraz rozwój połączeń z innymi krajami dla zapewnienia dostaw w stanach zagrożenia. Ponadto struktura mocy powinna zapewniać regulacyjność systemu pozwalającą na dostosowywanie obciążenia jednostek wytwórczych do bieżącego zapotrzebowania i zapewniania wymaganej jakości i niezawodności dostaw.

Stale obniżanie negatywnego wpływu na środowisko naturalne i klimat to przede wszystkim dotrzymywanie regulacji krajowych i unijnych oraz zobowiązań międzynarodowych w zakresie ograniczania emisji zanieczyszczeń i ochrony klimatu.

Racjonalny poziom kosztów energii elektrycznej powinien umożliwiać utrzymanie tempa rozwoju gospodarczego na poziomie zapewniającym osiągnięcie przeciętnego poziomu w UE w perspektywie 20-25 lat.

Dotrzymywanie tych celów wymaga optymalizacji działań o rozbieżnych kierunkach, np. cele środowiskowo-klimatyczne wymagają szybkiej wymiany istniejących jednostek wytwórczych, co z kolei podwyższa koszty energii. Zbyt szybkie tempo takich wymian, już powoduje opóźnienia w wychodzeniu z kryzysu gospodarczego w wielu krajach UE. Konieczne jest wdrożenie rozwiązań, które pozwolą na optymalizację uzyskiwania głównych celów polityki energetycznej.

Elektroenergetyka jest przemysłem o bardzo dużej kapitałochłonności, co spowodowało, że przez kilkadziesiąt lat rozwijała się w warunkach monopolistycznych. Od ponad dwudziestu lat trwa proces urynkwienia, tworzy się wspólny rynek energii w UE, ale do uzyskania stabilnych warunków otoczenia jest jeszcze daleko. W ostatnich latach warunki rynkowej konkurencji są coraz mocniej zakłócanie przez wprowadzanie do sieci dużych ilości dotowanej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Wpływa to na kształtowanie cen hurtowych energii i zmniejsza wolumeny produkcji przez źródła o najwyższych kosztach zmiennych. Zastępowanie jednostek wykorzystujących paliwa kopalne przez energetykę odnawialną jest korzystne ze względów środowiskowo-klimatycznych i powinno być kontynuowane. Żeby to było możliwe, trzeba rozwiązać problem utrzymywania jednostek, które zastępują źródła wiatrowe i fotowoltaiczne. Rozwój OZE powoduje również wzrost kosztów energii elektrycznej przenoszonych przez podatki lub paropodatki. W takich warunkach ceny kształtowane przez rynek energii nie odzwierciedlają kosztów pozyskiwania energii w poszczególnych przedziałach czasowych. Ponadto systemy regulacji prawnych również tłumią wyższe wzrosty cen, co

powoduje nieopłacalność utrzymywania jednostek ciepłych o niewielkiej produkcji. W konsekwencji szybko zwiększa się ilość likwidowanych istniejących jednostek wytwórczych mogących zapewnić odpowiedni poziom mocy. Jeżeli nie zahamuje się tego trendu, już wkrótce oczekujemy w Polsce występowania niedoborów mocy w godzinach, gdy nie produkują elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne. Takie problemy są już wyraźnie widoczne w wielu krajach UE, a w Polsce zaczynają narastać problemy związane z własnymi, nieregulowanymi źródłami OZE. Są one wzmacniane przez nieplanowe przepływy transgraniczne energii z OZE z krajów sąsiednich.

Obecnie, polski system elektroenergetyczny, bazujący na jednostkach węglowych, posiada jeszcze wystarczający poziom mocy dyspozycyjnej dla zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw w standardowych warunkach. W nietypowych warunkach już występowały stany zagrożenia. Jednak zachodzące zmiany stwarzają istotne wyzwania zarówno dla długoterminowego bezpieczeństwa dostaw jak i stabilnego funkcjonowania systemu już w najbliższych latach:

- W najbliższych latach planowane jest wyłączenie ponad 7000 MW mocy zainstalowanej, w wyniku zaawansowanego wieku jednostek, końca okresu obowiązywania podmiotowych derogacji od zapisów Dyrektywy LCP (zawartych w Traktacie Akcesyjnym do UE), wchodzenie ostrzejszych standardów emisji zanieczyszczeń, rosnących kosztów pozyskiwania uprawnień do emisji CO₂.
- Pomimo stosunkowo szybkiego wzrostu efektywności energetycznej, prognozowany jest wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Polska ma obecnie jeden z najniższych wskaźników zużycia energii elektrycznej na mieszkańca w UE.
- Zgodnie z polityką klimatyczną UE, polski sektor energetyczny, do niedawna niemal wyłącznie węglowy, jest poddawany procesom częściowej dekarbonizacji. Następuje wzrost mocy źródeł o produkcji zależnej od warunków atmosferycznych, takich jak energetyka wiatrowa i fotowoltaika.
- Ceny energii na rynku hurtowym są znacznie niższe od długoterminowych kosztów krańcowych (wyznaczających poziom „cen wejścia” nowych jednostek) i nie generują odpowiednich sygnałów inwestycyjnych dla budowy nowych mocy. W połączeniu z niepewnością co do kształtu regulacji krajowych i unijnych, głównie związanych z kosztem emisji gazów cieplarnianych i systemem wsparcia OZE (planowana likwidacja wsparcia dla współspalania), niskie ceny powodują wstrzymywanie podejmowania strategicznych decyzji inwestycyjnych.

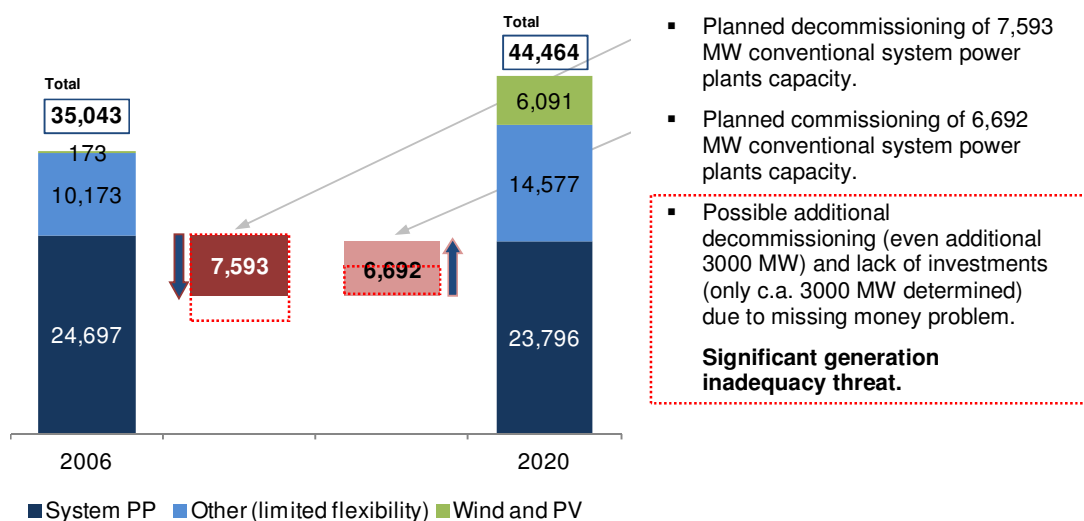
W związku z powyższymi problemami, w Polsce, jak i w wielu innych krajach UE, od kilku lat toczy się dyskusja na temat wprowadzenia mechanizmów mocowych. Zostały opracowane pierwsze koncepcje, ale nie stały się one podstawą do dalszych prac. Głównym powodem były obawy związane ze zgodnością opracowywanych rozwiązań z tworzoną unijną rynkiem energii elektrycznej. Dyrektywa 2005/89/WE z 18 stycznia 2006 roku, dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych, dopuszcza wprowadzenie mechanizmów mocowych, ale pod warunkiem, że nie będą znacząco wpływać na rynek energii. Bez koordynacji procesu wprowadzania mechanizmów rynkowych na poziomie UE, dotrzymanie tego warunku przez Polskę, leżącą w części kontynentalnej UE, jest dość trudne. Podjęcie tego tematu przez Komisję Europejską, poprzez opracowywanie odpowiednich materiałów i przeprowadzanie szerokich konsultacji, powinno się szybko doprowadzić do wypracowania efektywnych rozwiązań rynku mocy, wręcz wspierających rozwój europejskiego rynku energii.

W Polsce elektrownie kondensacyjne muszą zapewniać wymaganą regulacyjność mocy w systemie elektroenergetycznym i muszą dostosowywać się do coraz większego udziału produkcji ze źródeł o wymuszonej charakterystyce produkcji. Stąd też TGPE już od kilku lat bierze aktywny udział

w dyskusji nad mechanizmami mocowymi. Członkowie TGPE mają najwięcej jednostek wytwórczych, których utrzymywanie staje się nieopłacalne w obecnych warunkach regulacyjno-rynkowych. Likwidacja jednostek przed upływem planowanego okresu eksploatacji jest problemem właściciela, jednak warunki ich funkcjonowania na rynku uzasadniają podejmowanie takich działań. W przypadku, gdy taka sytuacja będzie się utrzymywać, to spowoduje problemy dla konsumentów energii. Mogą występować okresowe ograniczenia dostaw, a ceny mogą przekraczać racjonalny poziom. Podmioty skupione w TGPE sygnalizują, że już rozważają znacznie większą ilość likwidacji jednostek w najbliższych latach niż zakładano w polityce energetycznej z 2009 roku. Jednocześnie coraz więcej jest inwestycji zatrzymywanych. Już zawieszono budowy bloków klasy 1000 MW w Ostrołęce, Rybniku, Opaleniu i Łęcznej. Kilka następnych inwestycji nie ma jeszcze formalnych decyzji, ale w praktyce są zawieszone. Główny powód jest ten sam, w obecnych warunkach rynkowo-regulacyjnych, ryzyko dla inwestorów jest zbyt wysokie.

Te uwarunkowania wymagają szybkich zmian, wprowadzenie rynku mocy jest jedną z nich, jest uzasadnione i może być wprowadzone szybko. Pozwoli to na utrzymanie wymaganego, bezpiecznego poziomu sterowalności mocy w systemie i pomoże wykreować warunki do budowy nowych jednostek. Naszym zdaniem pomoże w budowie stabilnego europejskiego rynku energii oraz umożliwi utrzymanie wysokiego tempa rozwoju niesterowalnych jednostek OZE. Rynek mocy nie rozwiąże wszystkich problemów sektora, jednak pozwoli na rozwiązanie tych, które stwarzają największe zagrożenie.

Capacity development between 2006 and 2020 assumed by national energy strategy [MW], visualization of expected generation inadequacy



Source: Polish National Energy Policy, own studies

W Polsce, od 1989 roku, po odejściu od monopolu w elektroenergetyce, były stosowane mechanizmy mocowe. Do 1999 były stosowane płatności mocowe (rynek mocy z segmentem średnioterminowym i długoterminowym), a następnie do 2009 roku rynek rezerw mocy. Nasze propozycje wykorzystują zatem wieloletnie doświadczenia. Proponujemy wprowadzenie rynku mocy, który w obecnych warunkach będzie bardziej efektywny niż rynek rezerw mocy. Uważamy, że spełni on podstawowe zadanie – zapewnienie utrzymania bezpieczeństwa dostaw energii. Proponujemy model, w którym rynek mocy działa jako dodatkowy element, wyprzedzający rynek energii i rynek operacyjnych rezerw mocy. Jego podstawowym zadaniem będzie kontraktowe zapewnienie, z kilkuletnim wyprzedzeniem,

dyspozycyjnej mocy w jednostkach sterowalnych w ilościach wynikających z oficjalnych prognoz. Proponujemy wyprzedzenie 4 lat, ponieważ pozwala to na wybudowanie nowych jednostek, w razie niedostatecznej podaży. W dalszej części przedstawiamy opis rynku mocy, który naszym zdaniem, po uszczegółowieniu, powinien być wprowadzany w całej UE. Główne rozwiązania są bardzo elastyczne i pozwalają na jego wprowadzenie w poszczególnych krajach członkowskich. Dotyczy to krajów, które już zdecydowały się na rynek mocy lub rynek rezerw mocy i takich jak Polska, w których warunki wymuszają podobne działania. W takiej sytuacji kolejnym krokiem powinny być działania standaryzacyjne poprzez wydanie ramowych, nieobligatoryjnych wytycznych przez Komisję Europejską. W dalszej perspektywie proponujemy wdrożenie rynku mocy w całej UE po opracowaniu i przyjęciu standardowego modelu rynku.

Ewolucyjne dochodzenie do unijnego rynku mocy pozwoli na:

- dalszy rozwój OZE bez rozwiązania problemu magazynowania energii,
- niewprowadzanie istotnych zakłóceń w budowie wspólnego rynku energii,
- wypracowanie optymalnego kształtu docelowych rozwiązań.

B. Opis głównych rozwiązań preferowanego rynku mocy.

Założenia ogólne

Rynek mocy to mechanizm, w ramach którego zapewnia się pozyskiwanie z wyprzedzeniem takich ilości mocy, które są wymagane do pokrycia zapotrzebowania na energię oraz utrzymywania rezerw operacyjnych niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Rynek mocy może być scentralizowany, gdzie prognozy zapotrzebowania i pozyskiwanie mocy są prowadzone przez jeden podmiot. Przy zdecentralizowanym rynku mocy, każdy konsument lub jego dostawca jest zobowiązany do zapewnienia mocy pokrywającej szczytowe zapotrzebowanie wraz z 15-20% rezerwą z uwzględnieniem wykorzystania efektów systemowych.

Funkcjonowanie proponowanego rynku mocy opiera się na następujących podstawowych założeniach:

- Pozyskiwanie mocy rozpoczyna się z wyprzedzeniem odpowiednim do umownego czasu trwania procesów inwestycyjnych w sektorze energetycznym (np. 4 lata).
- Wymagana do pozyskania wielkość mocy przez podmioty zobowiązane jest określana na podstawie zapotrzebowania szczytowego z uwzględnieniem współczynników niejednoczesności (np. obliczanego z wykorzystaniem prognozy zapotrzebowania w systemie ustalanego i publikowanego przez Regulatora, na podstawie rekomendacji przedstawionych przez OSP). Wielkości te są ustalane dla zdefiniowanych okresów w roku (miesiące). W dostawach mocy mogą brać udział sterowalne jednostki wytwórcze, które spełniają zadane kryteria. Będą to jednostki istniejące i planowane do uruchomienia w kontraktowanym okresie. Będą mogły to być też odbiory z regulowanym poborem energii. Poprawa efektywności energetycznej jest uwzględniana na poziomie prognoz zapotrzebowania na moc i będzie objęta dodatkowo odrębnym systemem wsparcia w postaci białych certyfikatów.
- Pozyskiwanie mocy odbywa się w ramach dwóch form obrotu, dobrowolnego obrotu dwustronnego oraz obligatoryjnego obrotu jednostronnego. Obrót dobrowolny będzie prowadzony jako bilateralny lub aukcyjny pomiędzy wytwórcami a zobowiązanymi podmiotami (odbiorcami końcowymi lub dostawcami do odbiorców końcowych). Obrót obligatoryjny będzie prowadzony jako aukcja jednostronna organizowana przez OSP lub upoważniony podmiot,

na której popyt jest reprezentowany przez krzywą zapotrzebowania na moc. Aukcja ta ma na celu domknięcie bilansu mocy, a więc dotyczy ilości mocy niepozyskanych przez przedsiębiorstwa obrotu w ramach dobrowolnego obrotu dwustronnego.

- Rynek mocy funkcjonuje jako dodatkowy element, obok rynku energii i rynku operacyjnych rezerw mocy.
- wytwórcy, którzy sprzedali moc, muszą ją oferować w ramach rynku energii, a jednostki centralnie sterowane również w ramach operacyjnej rezerwy mocy.

Do rozważenia w trakcie prac wdrożeniowych jest przeniesienie zobowiązań do zakupu mocy na operatorów systemów sieciowych. Podmioty te są najlepiej przygotowane do pełnienia tej roli.

Zakładamy wykorzystywanie prognoz mocy w standardowych warunkach pogodowych. Dla zapewnienia mocy w ekstremalnych warunkach pogodowych, jednoczesnego wystąpienia wielu awarii, gwałtownego wzrostu zapotrzebowania, proponujemy wykorzystanie mechanizmu „strategicznej rezerwy mocy”. Jest to specyficzna forma operacyjnej rezerwy mocy, która nie będzie wykorzystywana w standardowych warunkach. Koszt jej utrzymania jest zdecydowanie niższy, bo będą ją stanowić głównie zakonserwowane jednostki przeznaczone do likwidacji. Ponadto można przeanalizować udział odbiorów, które w warunkach ekstremalnych ograniczają pobór energii, ale z pełną kontrolą operatorów sieciowych. Wyłączenie z rynku mocy, zapotrzebowania na moc w warunkach ekstremalnych, zdecydowanie upraszcza jego funkcjonowanie. Przygotowania do zakupów w ramach rezerwy strategicznej są już w Polsce uruchomione.

Ramy czasowe rynku mocy

Rynek mocy powinien uwzględniać okresy realizacji inwestycji w nowe jednostki wytwórcze, w związku z czym powinien być rozpatrywany w co najmniej kilkuletniej perspektywie czasowej – minimum 3 do 5 lat. W warunkach polskich, optymalny jest okres czteroletni. Zakładamy, że dla zachowania bezpieczeństwa polskiego systemu elektroenergetycznego rynek mocy powinien rozpocząć swoje funkcjonowanie w roku 2014 i dotyczyć zakupu mocy na 2018 rok.

Uważamy za niezbędne wprowadzenie częściowych zakupów na wcześniejsze lata dla sprawdzenia procedur i utrzymania w systemie jednostek, które będą potrzebne w standardowych warunkach pogodowych, a mogłyby być zlikwidowane przed 2018 rokiem.

Podstawowe procesy tworzenia i funkcjonowania rynku mocy



Wyznaczanie wolumenu mocy

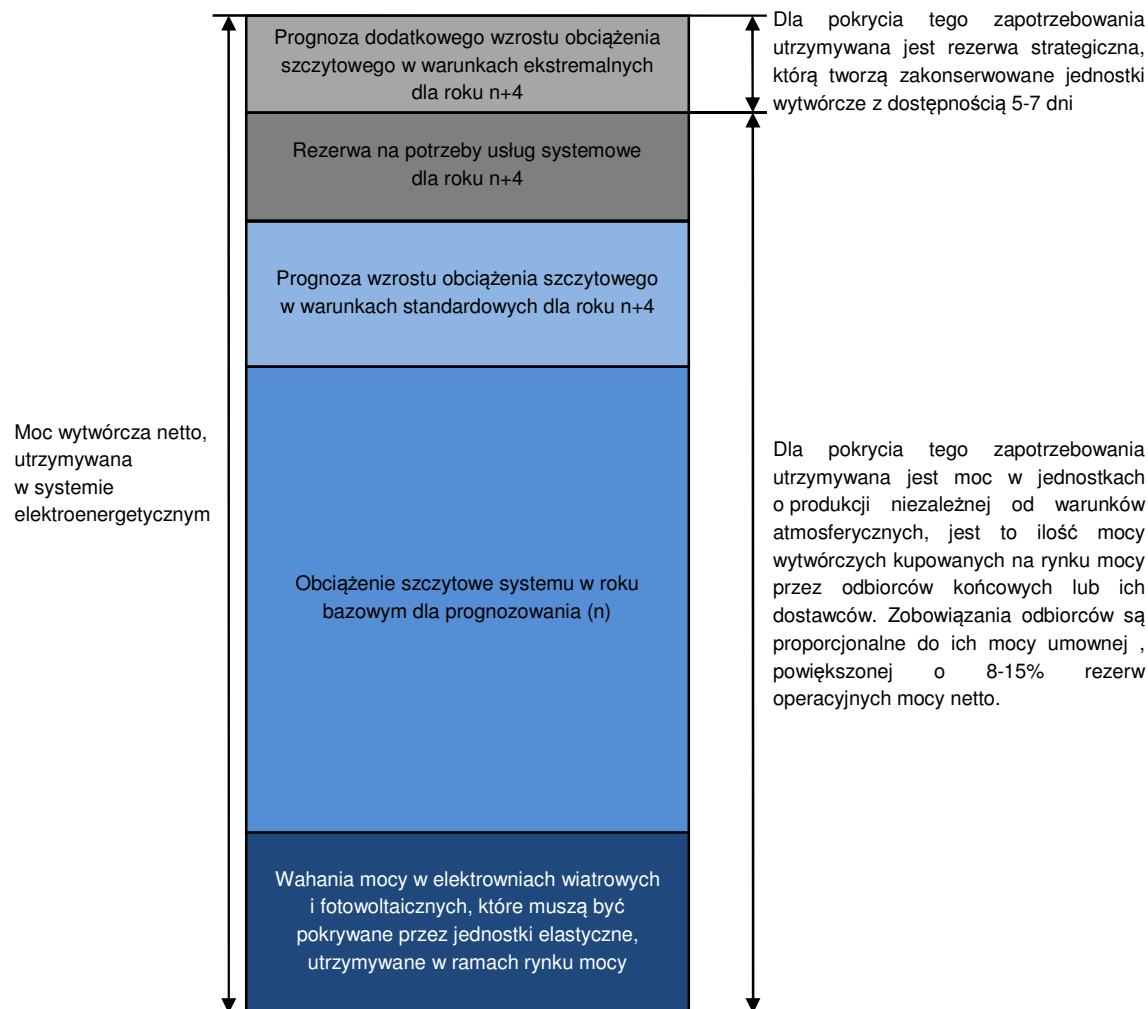
Podstawowym celem rynku mocy jest zapewnienie odpowiedniego wolumenu mocy przy minimalnym koszcie dla odbiorców końcowych. Podstawowo każdy odbiorca powinien mieć zabezpieczoną moc na pokrycie swojego zapotrzebowania szczytowego powiększonego o ustalony poziom rezerwy. Ponieważ szczytowe zapotrzebowanie występuje u poszczególnych odbiorców w różnych okresach, konieczne jest uwzględnianie współczynników niejednoczesności.

W praktyce zapotrzebowania na moc szczytową w systemie na dany okres będzie planowane przez OSP dla warunków standardowych, zgodnie z ustalonymi procedurami. Prognozy będą weryfikowane i publikowane przez regulatora (Prezesa URE). Moce szczytowe odbiorców końcowych (moce umowne) służą przede wszystkim do rozdziału prognozowanego zapotrzebowania na moc w systemie na poszczególnych odbiorców. W ten sposób są ustalane zobowiązania mocowe odbiorców końcowych lub ich dostawców.

Ponadto będzie opracowywana i publikowana krzywa kosztów/cen mocy w zależności od zapotrzebowania na moc i ilości ofert podaźowych. Przy niedoborze ofert podaźowych, cenę ustalają koszty wejścia na rynek nowych jednostek wytwórczych w ustalonych technologiach. Przy nadmiarze ceny spadają aż do zera, przy ustalonej wielkości nadmiaru. Krzywa będzie wykorzystywana do ustalania cen przy obligatoryjnym, centralnym zakupie mocy na aukcjach organizowanych jako zamykające bilans.

Zapotrzebowanie na moc w ramach procesów rynku mocy powinno być prognozowane z uwzględnieniem standardowych warunków (np. odchylenia warunków pogodowych w przedziale 7-10 lat). Ekstremalne warunki (odchylenia występujące raz na 40-50 lat) powinny być wykorzystywane do prognozowania poziomu rezerwy strategicznej, która powinna funkcjonować równolegle do rynku mocy.

Wymagane moce w systemie elektroenergetycznym



Źródło: opracowanie własne

Produkty i dostawcy

Podstawowymi produktami na tym rynku są dyspozycyjne moce kwalifikowanych jednostek wytwórczych. Kwalifikowane jednostki wytwórcze muszą spełniać ustalone kryteria, a przede wszystkim muszą być zdolne do produkcji energii elektrycznej niezależnie od warunków atmosferycznych. Kryteria kwalifikacyjne dla jednostek wytwórczych będą ustalone w regulacjach. Kwalifikację będą przeprowadzać operatorzy sieciowi pod nadzorem Prezesa URE. Przy projektowaniu szczegółowych rozwiązań będzie ustalony ewentualny udział jednostek skojarzonych

i przepływowych elektrowni wodnych. Sprzedający jest zobowiązany do utrzymania takiej dyspozycyjności swoich jednostek wytwórczych, aby w danym okresie mógł dostarczyć sprzedaną moc. Wstępnie proponujemy rozliczenia miesięczne. W przypadku braku mocy odpowiadającej ilości mocy sprzedanej, wytwórca może kupić brakujący wolumen od innego podmiotu, posiadającego wolną moc w jednostkach kwalifikowanych.

Dodatkowym produktem są kwalifikowane, sterowalne odbiory, które będą miały pobór w całości lub w części sterowany przez operatora sieciowego, głównie przez OSP. Udział odbiorów w rynku mocy wymaga opracowania szczegółowych zasad.

Oferowane produkty mogą dotyczyć istniejących jednostek i planowanych do uruchomienia przed rokiem kontraktowania.

Dostawcami są operatorzy kwalifikowanych jednostek lub kwalifikowanych odbiorów. Zostaną opracowane zasady ewentualnego udziału kwalifikowanych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci sąsiadującego systemu elektroenergetycznego.

Formy obrotu

Na podstawie oficjalnej prognozy zapotrzebowania na moc w standardowych warunkach pogodowych i mocy umownych (określających szczytowy pobór mocy) odbiorców końcowych zostaną określone zobowiązania zakupu mocy dla każdego odbiorcy końcowego. Dla nowych odbiorców końcowych ustalona zostanie odpowiednia rezerwa. Zakup mocy na rynku pierwotnym będzie dokonywany na cztery lata przed rokiem dostawy. Dla nowych odbiorców, rezerwa jest nabywana przez OSP, który potem odsprzedaże moc odbiorcom lub ich dostawcom. Obrót na rynku wtórnym trwałby w sposób ciągły do momentu dostawy.

Obrót na pierwotnym rynku mocy będzie mógł być prowadzony w formie:

- obrotu dobrowolnego, realizowanego w ramach transakcji bilateralnych lub na różnych rynkach zorganizowanych,
- obrotu obligatoryjnego, realizowanego w ramach aukcji jednostronnej ze sztywną reprezentacją popytu.

Obrót dobrowolny jest prowadzony w pierwszej fazie, np. do 30 września roku kontraktowania. Po tym terminie podmioty zobowiązane do zakupu mocy, jeżeli nie mają zakupionych odpowiednich ilości, muszą uczestniczyć w aukcjach organizowanych przez OSP lub upoważniony podmiot. Jeżeli na aukcji nie będzie dostatecznej podaży, organizowana będzie kolejna, tak by było możliwe przygotowanie ofert z uwzględnieniem nowych jednostek. Wybór modelu aukcji będzie przedmiotem dalszych prac projektowych. Celem nadrzędnym będzie zapewnienie efektywności z punktu widzenia kosztów ponoszonych odbiorców końcowych.

Rynek wtórny może funkcjonować w dowolnych formach, podstawowo powinien on zapewnić swobodny przepływ zakupionych mocy między dostawcami i odbiorcami końcowymi. W ten sposób wprowadzenie rynku mocy nie będzie utrudniać zmiany dostawcy energii elektrycznej.

Rynek mocy będzie rynkiem dobrowolnym dla podmiotów oferujących na nim towar. Oznacza to, że nie ma obowiązku oferowania mocy, ale trzeba się liczyć z tym, że ceny energii i ceny operacyjnych rezerw mocy będą kształtowane z uwzględnieniem funkcjonowania rynku mocy.

Dostawa oraz rozliczenia

Wytwórcy, którzy zakontraktowali moc dyspozycyjną na dany miesiąc, dla wywiązania się ze zobowiązań umownych muszą zgłaszać ustaloną moc dyspozycyjną jako sumę mocy zaangażowanej w produkcję energii elektrycznej i mocy oferowanej jako rezerwa operacyjna (jednostki centralnie sterowane). W przypadku braku odpowiedniej ilości mocy, wytwórca może kupić brakujący wolumen od innego podmiotu, posiadającego wolną moc w jednostkach kwalifikowanych. Dostawę wymaganej ilości mocy weryfikuje OSP z udziałem OSD dla jednostek przyłączonych do ich sieci. Jeżeli wytwórca nie dostarczy zakontraktowanej mocy w okresie rozliczeniowym, płaci OSP opłatę zastępczą w wysokości przewyższającej stawki za moc ustalone w krzywej kosztów/cen mocy dla warunków niedoboru podaży. Środki z tych opłat będą służyć OSP do zakupu brakujących mocy. Ewentualne nadwyżki środków finansowych będą alokowane do odbiorców.

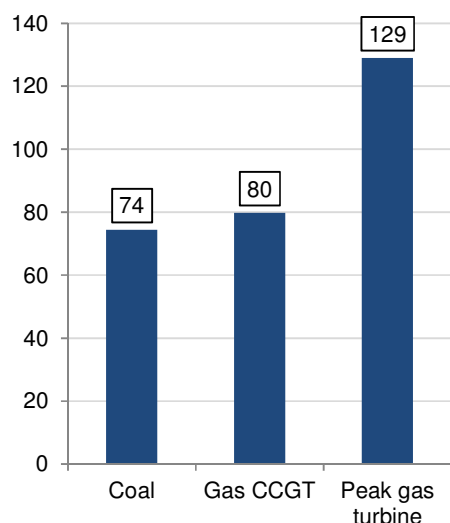
Rozliczenia odbiorców końcowych lub ich dostawców z zakupu wymaganej ilości mocy będą dokonywane dwuetapowo. W roku kontraktowania istniejący odbiorcy będą musieli zgłosić zakupy do OSP lub podmiotu upoważnionego, ich zgłoszenia muszą być zgodne ze zgłoszeniami sprzedaży przez wytwórców. Drugi etap weryfikacji będzie dokonywany w miesiącu poprzedzającym dostawę, ułatwi to rozliczenia przy zmianie dostawców. Weryfikacja w tym etapie będzie podstawą do rozliczeń między kupującymi a wytwórcami.

II. Odpowiedzi na pytania stawiane przez Komisję Europejską w Dokumencie Konsultacyjnym

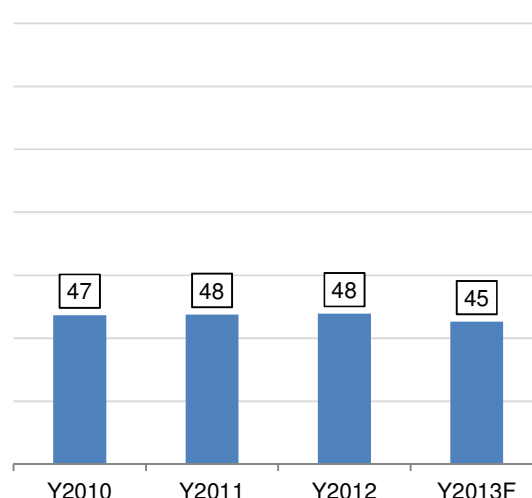
1. Czy obecne ceny rynkowe nie generują odpowiednich sygnałów dla inwestycji w nowe moce wytwórcze?

Obecne ceny energii w Polsce osiągają poziom znacznie poniżej ceny wejścia¹ nowych mocy we wszystkich technologiach wytwarzania energii. Na wykresach poniżej przedstawione zostały obecne ceny energii zarówno na rynku terminowym jak i rynku spot w porównaniu do cen wejścia nowych mocy w wybranych technologiach. Prezentowane na wykresie ceny energii to ceny na rynku giełdowym, gdzie dokonuje się większości fizycznego obrotu energią w Polsce.

Obecne ceny wejścia nowych mocy w wybranych technologiach [EUR/MWh]



Poziom cen energii na rynku giełdowym² [EUR/MWh]



Źródło: obliczenia własne ceny wejścia zostały skalkulowane przy obecnych warunkach cenowych.

Źródło: Towarowa Giełda Energii – średnia ważona cen na rynku spot oraz terminowym (stan na koniec listopada 2012),

Obecny poziom cen rynkowych nie zapewnia odpowiednich sygnałów inwestycyjnych dla inwestycji w sterowalne źródła wytwórcze. Nawet podmioty dysponujące portfelem jednostek wytwórczych w różnym wieku, o przeciętnych kosztach kapitałowych dużo niższych niż w nowych jednostkach, mają problem z podejmowaniem decyzji inwestycyjnych.

¹ Cena wejścia rozumiana jest jako hipotetyczna cena energii, przy której inwestycja w dany rodzaj źródeł wytwórczych staje się opłacalna. Przychody ze sprzedaży energii muszą w tym przypadku pokrywać koszty operacyjne oraz kapitałowe w tym zwrot na kapitale własnym inwestora.

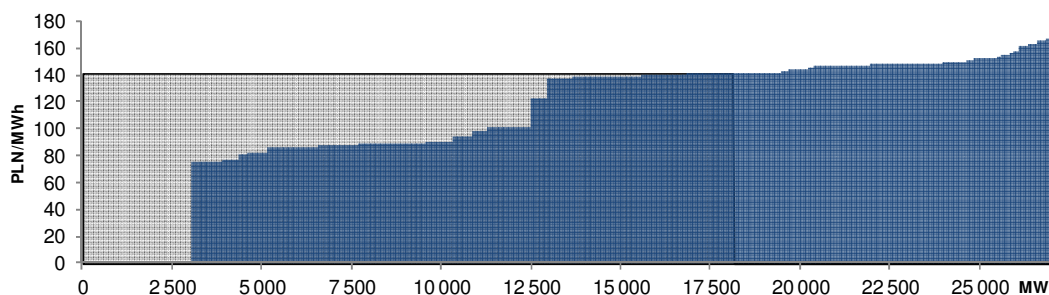
² Ceny giełdowe w okresie 2010-2012 to średnie uśrednione ceny z rynku terminowego oraz rynku spot. W przypadku roku 2013 są to ceny z rynku terminowego na podstawie transakcji fizycznych zawartych do grudnia 2012. Transakcje te odpowiadają ok. połowie prognozowanego wolumenu zużycia na rok 2013

W Polsce takim przykładem może być decyzja EdF o zawieszeniu budowy bloku 900 MW w Elektrowni Rybnik. Decyzja o budowie była związana z możliwością uzyskiwania dodatkowych korzyści. Były to przychody z tytułu produkcji energii elektrycznej z współspalanej biomasy zaliczanej do wytworzonej w OZE. Dodatkowo zakładano, że nakłady inwestycyjne będą mogły być podstawą do rozliczania i otrzymywania nieodpłatnych uprawnień do emisji na art. 10 c. Dyrektywy ETS. W sytuacji gdy uzyskanie dodatkowych korzyści zostało zagrożone, podjęto decyzję o zawieszeniu budowy. Oznacza to, że nawet tak duży koncern jak EdF (posiadający w Polsce jednostki wytwórcze o mocy kilku tysięcy MW) ma problem z uzyskaniem efektywności uzasadniającej budowę dużej jednostki wytwórczej. W efekcie rosnącego ryzyka, kolejne firmy podejmują decyzje o zawieszeniu lub przerwaniu budowy jednostek kondensacyjnych węglowych i gazowych. Obecnie nie jest także budowana żadna elektrownia gazowa w układzie otwartym jako typowe źródło regulacyjne.

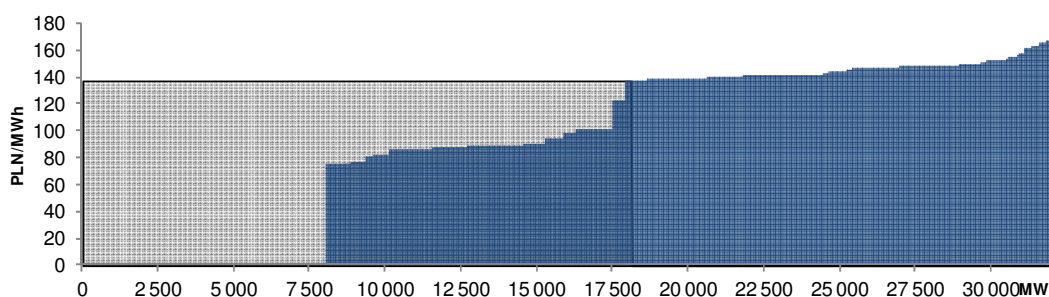
Rankingi krańcowych kosztów zmiennych przy różnym poziomie generacji z jednostek OZE

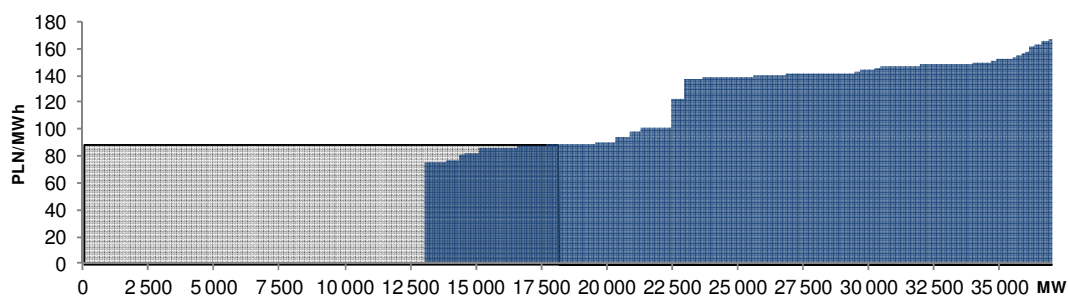
Opracowano na podstawie stanu za rok 2012, przyjęto średnioroczne zapotrzebowania na moc w wielkości 18100 MW, oraz średnioroczne obciążenie w jednostkach przemysłowych i elektrociepłowniach na poziomie 3000 MW.

Źródła OZE – 0 MW; koszt zmienny krańcowy 141 PLN



Źródła OZE – 5000 MW; koszt zmienny krańcowy 137 PLN





Źródło: Analizy własne E&Y

2. Czy obecne wsparcie (finansowanie bezpośrednie, pierwszeństwo w dostępie do rynku, specjalne taryfy/stawki sieciowe) dla poszczególnych rodzajów źródeł (odnawialnych, węglowych, jądrowych) osłabiają działania inwestycyjne mające na celu zapewnienie odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych? Jeśli tak, to w jaki sposób i w jakim zakresie?

W przypadku Polski, istotne wsparcie inwestycji, stymulujące decyzje inwestycyjne inwestorów dotyczy tylko źródeł odnawialnych oraz częściowo źródeł kogeneracyjnych. Konwencjonalne jednostki opalane paliwami kopalnymi nie są przedmiotem wsparcia inwestycyjnego. Energetyka jądrowa jest w fazie przygotowawczej, pierwsze jednostki powstaną co najmniej za 10 lat.

W Polsce funkcjonuje kilka form wsparcia energetyki odnawialnej, takich jak m.in.:

- dotacje inwestycyjne w ramach programów wspólnotowych oraz krajowych,
- system certyfikatów – praw majątkowych dla energii odnawialnej,
- obowiązek zakupu całości wytwarzanej energii po cenie ustalonej cenie,
- pierwszeństwo dostępu do sieci,
- zwolnienie z podatku akcyzowego,
- pokrywanie części kosztów przyłączenia.

W efekcie inwestycje w źródła odnawialne cechują się wysoką rentownością oraz relatywnie niskim ryzykiem. Wysoka rentowność źródeł odnawialnych, powoduje alokację zdecydowanej większości kapitału na te inwestycje. Źródła konwencjonalne, zapewniające ciągłość dostaw, są zdecydowanie mniej atrakcyjne dla inwestorów w obecnych warunkach rynkowo-regulacyjnych.

Ponadto, w obecnych warunkach regulacyjno-rynkowych, szybki wzrost produkcji w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych przyspiesza likwidowanie istniejących jednostek. Energia z OZE jest wprowadzana do sieci bez ograniczeń. OZE są źródłami o nieprzewidywalnej charakterystyce pracy, a nie ponoszą faktycznie powodowanych przez siebie kosztów bilansowania (m. in. konieczności kompensowania wahań ich produkcji). Rozliczanie ich niezbilansowania jest bowiem dokonywane według ogólnie obowiązujących zasad. W efekcie to źródła konwencjonalne w coraz większym zakresie realizują funkcje regulacyjne, a czas wykorzystania ich mocy spada. Nie można się przy tym spodziewać, że w krótkim lub średnim horyzoncie funkcje te przejmie elastyczny popyt. Spadek produkcji kumuluje się na grupie jednostek wytwórczych o najwyższych kosztach zmiennych, w polskich warunkach są to bloki kondensacyjne na węgiel kamienny. Obecnie na rynku energii

wahania cen są tłumione wieloma czynnikami przez co nie odzwierciedlają faktycznych kosztów dostaw energii w poszczególnych godzinach. Przy malejącej ilości sprzedawanej energii i niskich cenach energii oraz braku innych przychodów, np.: z mechanizmów mocowych, utrzymywanie wielu jednostek staje się nieopłacalne. Wielu operatorów już rozważa likwidację jednostek, które pierwotnie miały być wyłączane dopiero po 2020 roku. Na podstawie analizy wykonywanych przy określaniu Polityki Energetycznej Polski w 2009 roku przewidywano wyłączenie około 7000 MW do 2020 roku. Większość odstawień miała nastąpić w 2016 lub 2018 roku, ale obecnie część operatorów zamierza przyspieszyć wyłączenia o trzy do pięciu lat. Ponadto już rozważa wyłączenie dodatkowych jednostek o mocy około 1000 MW, a dla kolejnego 1000 MW są prowadzone analizy efektywności dalszego utrzymywania. Z drugiej strony, stosunkowo niskie ceny w szczytach i w okresach postoju elektrowni wiatrowych nie stwarzają warunków dla budowy źródeł szczytowo-regulacyjnych, np. jednostek gazowych.

Podsumowując, naszym zdaniem na rynku polskim nie ma harmonijnego rozwoju różnych technologii, zapewniających bezpieczeństwo dostaw. Źródła odnawialne w wyniku bardzo silnego wsparcia rozwijają się bardzo dynamicznie, ograniczając rozwój źródeł konwencjonalnych i przyspieszając likwidację istniejących jednostek. Jeżeli nie będą podjęte odpowiednie działania, w ciągu najbliższych lat wystąpią problemy z ciągłością dostaw. W efekcie zostanie też wyhamowany rozwój OZE, a istniejące jednostki OZE, będą musiały ograniczać produkcję.

3. Czy prace związane z wprowadzeniem transgranicznych rynków: dnia następnego, dnia bieżącego oraz bilansujących przyczyniają się do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw? W jakiej perspektywie czasowej się to stanie?

W naszej ocenie podstawowym efektem integracji rynków będzie wzrost efektywności ich funkcjonowania w wymiarze handlowym. Będzie on polegał na:

- Unifikacji cen – konwergencji rynków w poszczególnych krajach w wyniku efektywnego wykorzystywania zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych. Należy zwrócić uwagę, że konwergencja ta oznacza spadek cen na rynkach/krajach/obszarach, gdzie są one obecnie wysokie i wzrost tam gdzie są niższe.
- Zmniejszeniu ryzyka nagłych zmian cen energii w wyniku powiększenia obszaru handlowego. Zwiększenie zasięgu geograficznego rynku czyni go bardziej odpornym na lokalne zakłócenia cen (ograniczenia systemowe, uwarunkowania klimatyczne i pogodowe, inne sytuacje losowe).

Rozwój transgranicznych rynków następuje przede wszystkim jako integracja handlowa w oparciu o istniejącą infrastrukturę techniczną. Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw dotyczy zbilansowania systemu i ma głównie aspekt techniczny. Tworzenie wspólnego rynku energii bez rozwoju infrastruktury technicznej ma ograniczony wpływ na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw. W naszej ocenie integracja rynków poprawi nieco sytuację, ale nie spowoduje eliminacji problemu utrzymywania wymaganych poziomów mocy i braku sygnałów cenowych dla inwestycji w nowe jednostki wytwórcze. Ponadto, w krajach sąsiednich sytuacja w zakresie bilansu mocy jest podobna, a niekiedy generuje nawet negatywne zjawiska w polskim systemie. Problemy spadającej produkcji w polskich jednostkach kondensacyjnych, są wręcz potęgowane przez wpływającą bez umów handlowych energię z OZE znajdujących się na terenie Niemiec (tzw. przepływy nieplanowe). Dostawy energii z zagranicy będą miały niewielki wpływ na bezpieczeństwo dostaw w Polsce jeszcze przez co najmniej kilkanaście lat.

4. Jakie dodatkowe kroki (jeżeli jakiegokolwiek) powinny zostać podjęte na poziomie UE, aby zapewnić, że wewnętrzne zasady funkcjonowania rynku przyczynią się do zapewnienia odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych i bezpieczeństwa dostaw?

W obecnych warunkach uzyskanie bezpieczeństwa dostaw poprzez poprawę zasad funkcjonowania rynku energii jest bardzo trudne. Wymagałoby to zdecydowanych zmian w systemach wsparcia OZE oraz w zasadach ich funkcjonowania w rynku energii i w systemie elektroenergetycznym. Prawdopodobnie zdecydowanie spadłoby tempo rozwoju OZE, a ponadto powstałyby znaczne koszty osierocone. Zdecydowanie trudniej byłoby uzyskiwać ustalone cele redukcji emisji gazów cieplarnianych.

W naszej ocenie zwiększenie bezpieczeństwa dostaw wymaga wprowadzenia mechanizmu mocowego w postaci rynku mocy. Opracowanie i implementacja efektywnego rynku mocy będzie trudniejsze bez koordynacji i harmonizacji działań na poziomie UE. Stąd też uważamy, iż Komisja Europejska powinna być zaangażowana w ten proces.

Proponujemy, aby na poziomie Wspólnoty wypracowany został standardowy model rynku energii i mocy, podobnie jak ma to miejsce np. w Stanach Zjednoczonych. Umożliwiłoby to implementację jednolitych i zgodnych z sobą zasad funkcjonowania rynków mocy. Rozwiązałoby to wiele obecnych problemów, w tym takich które utrudniają budowę wspólnego rynku energii.

W ramach prac nad modelem standardowym powinna mieć miejsce dyskusja zarówno nad rozwiązaniami kierunkowymi, takimi jak wybór mechanizmów mocowych, jak i szczegółowym modelem funkcjonowania wybranych mechanizmów (struktura organizacyjna i procesowa). Mimo, iż preferowanym przez nas modelem jest rynek mocy, mamy świadomość istnienia oraz uwarunkowań innych mechanizmów. W Polsce do niedawna funkcjonował rynek mocy a następnie rynek rezerw mocy. W mechanizmach mocowych wprowadzanych w wielu krajach UE, dostrzegamy znaczne rozbieżności co do kształtu rozważanych rozwiązań. Również w Polsce analizowane są bardzo różne modele mechanizmów mocowych, od bardzo rozwiniętych typu amerykański PJM do bardzo prostych. My preferujemy dość prosty model, w którym rynek mocy jest uzupełnieniem rynku energii. Jeżeli taki prosty model byłby przyjęty na poziomie UE, możliwa szybka koordynacja działań wdrożeniowych z poziomu wspólnoty. Wypracowanie jednolitych zasad w postaci standardowego modelu rynku jest problemu najlepszym sposobem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Jednocześnie uważamy, że w okresie przygotowywania rozwiązań na poziomie europejskiego rynku energii powinno być możliwe wprowadzanie w krajach członkowskich indywidualnych mechanizmów mocowych zapewniających odpowiedni poziom bezpieczeństwa energetycznego. Uważamy, że jest możliwe bez hamowania procesu tworzenia wspólnego rynku energii.

5. Jakie dodatkowe kroki mogą zostać podjęte przez rządy krajów członkowskich, aby wspierać skuteczność rynku wewnętrznego w zakresie zapewniania odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych?

W naszej ocenie kraje członkowskie powinny aktywnie partycypować w działaniach mających na celu wypracowanie i wdrożenie standardowego modelu rynku energii elektrycznej, obejmującego rynek mocy w UE. Rządy krajów członkowskich powinny zapewnić pozyskiwanie danych przez OSP, niezbędnych do sporządzenia pełnych bilansów mocy i energii oraz ocen bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w różnych warunkach. Pozyskiwane dane powinny dotyczyć planów w perspektywie 4 i 10 letniej, umożliwi to sporządzanie przez OSP wiarygodnych prognoz na poziomie

poszczególnych systemów elektroenergetycznych oraz przez ENTSO-E na poziomie regionów i całej UE.

Równolegle do udziału prac nad standardowym modelem rynku, kraje w których już występują problemy ze zrównoważeniem bilansu mocy, mogą podejmować indywidualne działania zapobiegawcze. Wprowadzane mechanizmy mocowe powinny uwzględniać przyszłą standaryzację rozwiązań. Najlepiej, żeby te działania były traktowane w UE jako pilotowe, z pełną wymianą doświadczeń. Pozwoli to na wypracowanie najbardziej efektywnego modelu rynku i przyspieszenie prac wdrożeniowych. Ponadto mogą być zidentyfikowane indywidualne warunki w niektórych krajach, które trzeba uwzględniać w przyszłości. Wprowadzanie wielu mechanizmów mocowych, jak strategiczna rezerwa mocy utrzymywana dla zwiększenia dostaw energii w ekstremalnych warunkach, praktycznie nie wpływa na bieżące funkcjonowanie rynku energii.

Należy jednak podkreślić, że i w wielu krajach UE, w tym Polsce, w obecnej sytuacji regulacyjno-rynkowej, zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii już jest zagrożone. Wymaga to pilnych działań zarówno na poziomie UE jak i poszczególnych krajów.

6. W jaki sposób władze publiczne mają brać pod uwagę wymagania odbiorców w zakresie bezpieczeństwa dostaw? W jaki sposób powinny być brane pod uwagę niższe wymagania części odbiorców?

Historycznie systemy elektroenergetyczne były budowane przy założeniu ograniczonych możliwości uwzględniania różnych preferencji odbiorców w zakresie bezpieczeństwa i niezawodności dostaw. Obecnie rozwiązania technologiczne umożliwiają odbiorcom aktywny udział w bilansowaniu podaży systemu, poprzez regulację poboru lub rezygnację z dostaw przez określony czas. Możliwość funkcjonowania takich odbiorców powinna być uwzględniona w regulacjach, co częściowo ma również miejsce w Polsce. Obecnie, usługi ograniczania popytu mogą być świadczone przez dużych odbiorców, jednak wprowadzanie inteligentnych sieci, umożliwi podobne działanie aktywne uczestnictwo w rynku energii większej liczbie odbiorców.

W proponowanym przez nas modelu rynku mocy zakładamy uczestnictwo odbiorów regulowanych, gdzie obniżenie poboru mocy jest sterowane przez operatora sieci. Ponadto odbiorcy będą mogli sami redukować pobór szczytowy poprzez zarządzanie własnymi odbiorami obniżając tym samym moc umowną i płatności za moc. Jednak w naszej opinii takie rozwiązania pomagają rozwiązać problem odpowiedniego bilansu mocy tylko w niewielkiej części.

Na obecnym etapie nie powinno się wprowadzać zróżnicowanych standardów jakościowo-niezawodnościowych dla poszczególnych odbiorców, z uwagi na brak odpowiednich możliwości technicznych.

- 7. Czy konieczna jest weryfikacja sposobu oceny wymaganego poziomu mocy wytwórczych dokonywanej wewnętrznie dla danych rynków. W szczególności, czy istnieje potrzeba bardziej szczegółowej oceny wymaganego poziomu mocy wytwórczych na poziomie:**
- a. krajowym,**
 - b. regionalnym,**
 - c. europejskim?**

W naszej ocenie weryfikacja jest potrzebna przede wszystkim na poziomie poszczególnych systemów elektroenergetycznych. Operatorzy systemów przesyłowych we współdziałaniu z operatorami systemów dystrybucyjnych powinni być zobowiązani do opracowywania prognoz bilansów mocy z uwzględnieniem planowanych zamierzeń operatorów źródeł i instalacji przyłączonych do sieci. Regulacje krajowe powinny im umożliwiać pozyskiwanie odpowiednich danych, planów i informacji. Obecnie nie jest to w pełni uregulowane w poszczególnych krajach. Na poziomie systemów przesyłowych powinny być prowadzone szczegółowe oceny bilansów mocy z uwzględnieniem potencjalnej wymiany z innymi systemami. Bilans mocy nie powinien uwzględniać źródeł, których moc może spadać do zera zależnie od warunków atmosferycznych. Uwzględnianie mocy wymiany międzysystemowej powinno być potwierdzone przez operatora tego systemu, ponadto powinny być zarezerwowane odpowiednie zdolności przesyłowe na połączeniach międzysystemowych. Moc uwzględniona w bilansie jednego systemu nie powinna być brana pod uwagę w bilansie innego systemu.

Na poziomie regionalnym, na etapie planowania, powinna być prowadzona weryfikacja planów i bilansów mocy w poszczególnych systemach, a następnie koordynacja i optymalizacja prognoz i bilansów dla całego regionu z uwzględnieniem problemów rozptylowych.

Analizy i bilanse regionalne powinny być weryfikowane na poziomie europejskim dla optymalizacji wymiany między poszczególnymi rynkami oraz ewentualnej wymiany z obszarami spoza UE.

- 8. Patrząc w przyszłość, czy prognoza wymaganych mocy wytwórczych) opracowywana przez ENTSO-E jest wykonywana w sposób odpowiednio szczegółowy? W szczególności:**
- a. Czy istnieje potrzeba oceny na poziomie regionalnym lub europejskim dostępności elastycznych mocy wytwórczych?**
 - b. Czy istnieją inne obszary, gdzie ocena poziomu mocy wytwórczych powinna być wykonywana w sposób bardziej szczegółowy?**

W zakresie ilościowym poziom szczegółowości w prognozach bilansów mocy opracowywanych przez ENTSO-E jest wystarczający, ale powinien być uzupełniony w zakresie struktury mocy. Ponadto możliwe są dość duże odchylenia, ze względu na niepełne źródła danych. Prognozy bazują na danych od poszczególnych operatorów systemów przesyłowych. Nie we wszystkich krajach mają oni zapewniony dostęp do pełnych danych i prognoz odbiorców i wytwórców. Rozwój generacji rozproszonej dodatkowo komplikuje tę sytuację. W naszej ocenie problem ten powinien być szybko rozwiązywany, np. poprzez rozporządzenie UE.

Ponadto, prognozy poziomu mocy w przyszłości bazują na niewiążących informacjach od wytwórców. Nie mając zobowiązań umownych, mogą oni likwidować swoje jednostki wytwórcze wcześniej. Weryfikacja planów dla poszczególnych systemów/krajów powinna uwzględniać prawdopodobieństwo

takich ubytków mocy w zależności od: tempa wzrostu zapotrzebowania, poziomu rezerw mocy oraz otoczenia regulacyjnego i warunków rynkowych. Ponadto powinny być publikowane dane o strukturze mocy w godzinach szczytowych, oraz zdolność do zastępowania mocy fotowoltaicznych i wiatrowych przy gwałtownych zmianach generacji.

Na poziomie regionalnym i europejskim, czyli analizy prowadzone przez ENTSO-E powinny w pierwszej kolejności weryfikować dane i prognozy opracowane przez operatorów poszczególnych systemów przesyłowych. Na tym poziomie konieczna jest analiza przepływów energii przy szczytowej generacji w źródłach fotowoltaicznych i wiatrowych. Wyniki tych analiz powinny być istotnym sygnałem dla rozbudowy lub modernizacji sieci i połączeń międzysystemowych. Ponadto analizy bilansów mocy i rozptyłów w warunkach operacyjnych powinny posłużyć do wypracowania standardów rozliczeń między poszczególnymi systemami.

Szczegółowe analizy prognostyczne i oceny odpowiedniości poziomu i struktury mocy, powinny być prowadzone na poziomie poszczególnych systemów. Dodatkowo powinno być szacowane ryzyko dodatkowych ubytków mocy przy braku mechanizmów mocowych. Ponadto powinna być określana struktura mocy zapewniająca utrzymanie jakości i ciągłości dostaw energii, uwzględniająca możliwość regulowanego przez operatora sieci zmniejszania poboru energii przez niektórych odbiorców lub przerywanie dostaw.

9. Czy zapisy dyrektywy o bezpieczeństwie dostaw (2005/89/WE) są odpowiednie? Jeśli powinny być zrewidowane, to w których punktach?

Obecne regulacje w tej dyrektywie dopuszczają mechanizmy mocowe, ale pod warunkiem braku ingerencji w rynek energii. Jest to warunek dość trudny dokładnego zdefiniowania i weryfikacji, jednak wydaje się, że część mechanizmów można już wprowadzać bez ryzyka zakłócenia dobrego funkcjonowania rynku energii. W dotychczasowych przepisach brakuje ponadto regulacji dotyczących bezpieczeństwa dostaw w dłuższym okresie. Naszym zdaniem, regulacje zawarte w Dyrektywie 2005/89/WE powinny być znowelizowane. Nowelizacja powinna uwzględniać stopniowe wprowadzenie standardowego modelu rynku energii elektrycznej z mechanizmami mocowymi. W związku z tym konieczne byłyby zmiany w Preambule oraz Artykule 5 tej Dyrektywy.

Mechanizmy mocowe są wskazywane w punkcie 10 Preambuły, jako środki, które mogą być wykorzystane w celu zapewnienia utrzymania odpowiednich poziomów rezerwowych mocy wytwórczych. Proponujemy uzupełnienie tego punktu o następujący zapis „Państwa członkowskie mogą implementować mechanizmy mocowe krajowym, w tym rynki mocy. Wprowadzane rozwiązania powinny uwzględniać przyszłą standaryzację na poziomie UE i/lub na poziomie regionalnych rynków energii. Artykuł 5 dyrektywy dotyczy utrzymywania równowagi pomiędzy dostawami a zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Zgodnie z obecną treścią artykułu Państwa Członkowskie „wspierają ustanawianie ram rynku hurtowego, zapewniających odpowiednie sygnały cenowe w odniesieniu do wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, wymagają od operatorów systemów przesyłowych zapewnienia dostępności odpowiedniego poziomu rezerw mocy wytwórczych dla celów zbilansowania lub przyjęcia równoważnych mechanizmów rynkowych.” Ponadto mogą one podjąć dodatkowe środki obejmujące m.in.: przepisy ułatwiające tworzenie nowych mocy wytwórczych oraz wejście na rynek nowych wytwórców energii. Proponujemy, aby w artykule 5 wprost odnieść się do możliwości wprowadzenia rynku mocy na poziomie krajowym, z uwzględnieniem późniejszej standaryzacji na poziomie rynków regionalnych i unijnego. Przyjęcie takiego rozwiązania jest niezbędne, gdyż już podejmowane działania na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii w wielu krajach już wykraczają poza obowiązujące regulacje.

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii będzie zawsze traktowane priorytetowo przez Państwa Członkowskie. W przypadku występowania zagrożeń będą zmuszone podejmować stosowne działania dla zapewnienia zrównoważenia bilansu mocy i zapewnienia ciągłości dostaw. Jednym z podstawowych narzędzi jest wprowadzanie mechanizmów mocowych. Obecnie stan zagrożeń występuje w wielu krajach UE i nie ma perspektywy na szybką poprawę sytuacji. W takiej sytuacji skoordynowane wprowadzanie mechanizmów mocowych jest najlepszym rozwiązaniem. Regulacje unijne powinny zawierać rozwiązania na takie przypadki.

Funkcjonowanie i wdrażanie mechanizmów mocowych w krajach UE jest już faktem, w związku z tym kolejnym krokiem powinno być wyznaczenie ram standaryzacyjnych poprzez wydanie wytycznych Komisji Europejskiej. Powinno się rozpocząć prace nad standardowym modelem rynku energii zawierającym rynek mocy jako element funkcjonujący w dłuższym horyzoncie czasowym. Rozwiązanie problemów ze zmiennością produkcji energii w OZE poprzez magazynowanie energii i zwiększenie elastyczności popytu nie nastąpi w ciągu najbliższych lat.

10. Czy popiera się wprowadzenie obowiązku oceny ryzyka lub planowania wymaganego poziomu mocy wytwórczych na poziomie krajowym i regionalnym podobnego do tego wymaganego przez regulacje dotyczące bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

Obecna dyrektywa 2005/89/WE, dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej nie zapewnia rozwiązywania rosnących problemów. Powinna być zastąpiona rozporządzeniem, podobnie jak stało się to w przypadku rynku gazu. Dyrektywa gazowa 2004/67/WE została zastąpiona rozporządzeniem 994/2010. Część mechanizmów zawartych w tym rozporządzeniu powinno być wprowadzone również do rynku energii. Ponadto powinny zostać wprowadzone regulacje specyficzne dla elektroenergetyki związane z niewielkimi możliwościami magazynowania energii. Na przykład powinny być wykonywane analizy zapewnienia ciągłości dostaw przy szybkich zmianach generacji w źródłach fotowoltaicznych i wiatrowych oraz analizy ryzyka większych ubytków mocy w źródłach regulowanych.

Bezpośrednie regulacje w drodze rozporządzenia powinny zapewnić standaryzację danych i metod analiz, a przez to większą wiarygodność prognoz bilansów mocy. Podstawowe analizy i plany powinny być wykonywane na poziomie systemu elektroenergetycznego, w większości krajów członkowskich jest to tożsame z poziomem krajowym.

11. Czy standardy oceny odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych powinny zostać ujednolicone wewnątrz UE? W jaki sposób powinny być one ujednolicone biorąc pod uwagę potencjalnie rozbieżne wymogi w stosunku do bezpieczeństwa dostaw?

Ujednolicenie standardów oceny poziomu bezpieczeństwa jest naturalnym wymogiem dla pracy połączonych systemów energetycznych. Pełna integracja rynków jest możliwa, pod warunkiem harmonizacji procesów w ramach całego obszaru rynku regionalnego. Ma to miejsce także w przypadku oceny wymaganego poziomu mocy wytwórczych.

Analizowaliśmy rozbieżności w zakresie oceny wymaganego poziomu i struktury mocy pomiędzy poszczególnymi Krajami Członkowskimi. Dotyczą one głównie następujących obszarów:

- Sposobu traktowania mocy w źródłach o zmiennej, wymuszonej charakterystyce produkcji – przede wszystkim źródeł wiatrowych oraz fotowoltaiki. Niektórzy uważają, iż moce te mogą

być wykorzystywane do bilansowania systemu, ponieważ istnieją możliwości wiarygodnego prognozowania warunków pogodowych. Głosy przeciwne wskazują, że nawet dobre planowanie nie chroni przed spadkiem generacji w tych źródłach, nawet do zera. Dla zapewnienia ciągłości dostaw energii, bez stworzenia możliwości magazynowych, konieczne są operacyjne zdolności wytwórcze jednostek niezależnych od pogody na poziomie pełnego zapotrzebowania.

- Sposobu kalkulowania możliwej mocy połączeń transgranicznych – odmienne sposoby kalkulacji są widoczne na przykładzie alokacji zdolności przesyłowych na potrzeby realizacji wymiany handlowej. Moce te mogą być wyznaczone, co do zasady na dwa sposoby, w oparciu o metodę *available transmission capacity* (ATC) lub *flow based* (FB), z wykorzystaniem wspólnego modelu sieci. Jak dotychczas nie zostały wdrożone wspólne zasady wyznaczania zdolności przesyłowej, stosowane w identyczny sposób przez wszystkich operatorów w ramach danego rynku regionalnego. Konieczne jest szybkie ujednolicenie metod kalkulacji.
- Sposobu uwzględniania innych elementów, np. elastyczności cenowej popytu.

Naszym zdaniem standardy oceny wymaganego poziomu mocy powinny być ujednolicone zarówno na poziomie poszczególnych systemów, jak i na poziomie regionalnym. Tworzenie regionów, miało umożliwiać takie ujednolicenie i pozwolić na szybszą integrację.

Standardy oceny odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych powinny być uregulowane na poziomie UE z ewentualnym dopuszczeniem odstępstw w systemach peryferyjnych lub nie połączonych synchronicznie z innymi.

12. Czy mechanizmy mocowe powinny być wprowadzone tylko w przypadku, gdy środki podjęte w celu poprawy funkcjonowania rynku energii okażą się niewystarczające?

Na podstawie analiz sytuacji w Polsce i w innych krajach UE, uważamy, że już teraz mamy do czynienia z wystarczającymi warunkami, aby wprowadzać mechanizmy mocowe. Nie widzimy możliwości, żeby te warunki się szybko zmieniły. Na wstępie niniejszego dokumentu przedstawiliśmy argumenty przemawiające za wprowadzeniem rynku mocy w Polsce. Przesłanki te wynikają z obecnych sygnałów rynkowych:

- bardzo niskiej, hurtowej ceny energii elektrycznej – braku sygnałów dla inwestycji w nowe moce wytwórcze,
- ciągłego wzrostu udziału źródeł odnawialnych o nieprzewidywalnej charakterystyce produkcji,
- rosnących wyłączeniach istniejących mocy wytwórczych,
- prognoz ciągłego wzrostu popytu na energię.

Oznacza to, że już istnieją warunki do wprowadzenia mechanizmów mocowych. Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw stają się realne w najbliższych latach i już wymuszają działanie. Zagrożenia w dużej mierze wiążą się z szybkim rozwojem dotowanej energetyki odnawialnej, tego problemu nie da się szybko rozwiązać. Poprawa funkcjonowania rynku energii, bez rozwiązania problemu OZE, nie zapewni bezpieczeństwa dostaw energii. Rynek mocy jako element uzupełniający rynek energii może być wprowadzany bez istotnego wpływu na budowę wspólnego rynku, w obecnych warunkach może nawet wpłynąć korzystnie. Proponujemy rynek mocy z czteroletnim wyprzedzeniem, jeżeli podaż będzie wysoka to płatności mocowe będą niewielkie. Jeżeli będzie niedobór mocy to będą dodatkowe środki na zrównoważenie bilansu. Pozwoli to na szybkie rozwiązywanie problemów równoważenia

bilansów mocy, nawet w warunkach wysokiego udziału OZE i dużych przepływów granicznych wywoływanych przez nieplanowaną generację w nich. Zwracamy uwagę, że rynek energii wygeneruje sygnały o braku równowagi z dużym opóźnieniem, zwłaszcza w obecnych warunkach regulacyjno-rynkowych.

13. W jakim kontekście funkcjonowanie rynku może zostać uznane za niewystarczające?

W celu:

a. Zapewnienia warunków inwestycji w nowe elastyczne jednostki?

b. Zapewnienia odpowiedniego poziomu mocy dla pokrycia zapotrzebowania w okresach najwyższych obciążeń systemu?

W obecnych warunkach regulacyjno-rynkowych rynek energii nie generuje wystarczających sygnałów do budowy jednostek regulacyjno-szczytowych, które mogłyby bilansować produkcję z OZE. Dodatkowo generowane są sygnały do przedterminowego likwidowania istniejących mocy, które jeszcze przez długi czas mogłyby skutecznie pełnić rolę tego typu instalacji.

Przy obecnych cenach gazu i paliw płynnych w Polsce, źródła te są znacznie tańsze niż dedykowane jednostki regulacyjno-szczytowe. Jeżeli będą występowały warunki finansowe do utrzymania tych źródeł, wtedy większą część środków będzie można kierować na rozwój OZE. Ponadto rozwój OZE będzie w mniejszym stopniu ograniczany przez konieczność zapewnienia bezpieczeństwa dostaw funkcjonowania systemu.

Jednostki regulacyjno-szczytowe pracują przez stosunkowo niewielką ilość godzin w roku. Dla uzyskania przychodów zapewniających opłacalność ich eksploatacji, powinny uzyskiwać wysokie ceny za sprzedawaną energię. Niestety, obecne warunki regulacyjno-rynkowe nie sprzyjają kreowaniu wysokich cen nawet przy niedostatecznych operacyjnych rezerwach mocy. Składa się na to wiele czynników, najistotniejszy z nich to ograniczenia regulacyjne. W Polsce, podobnie jak w wielu krajach UE, stosuje się szereg ograniczeń wpływających na kształtowanie się rynkowych cen energii. Są to najczęściej ograniczenia spowodowane obawami przed wykorzystywaniem siły rynkowej do kreowania nadmiernie wysokich cen. Wahania cen są znacznie niższe niż odpowiadające im zmiany kosztów. W rezultacie gradienty cen pomiędzy szczytami i dolinami nie generują odpowiednich sygnałów dla budowy jednostek regulacyjno-szczytowych. Nie zapewniają też przychodów dla jednostek kondensacyjnych pełniących takie funkcje.

Obecnie, przeciętne ceny rynkowe z trudem uzasadniają budowę źródeł podstawowych, planowanych do niemal ciągłej pracy w roku przy bardzo niskich kosztach zmiennych. Dla jednostek pracujących przez małą liczbę godzin, przychody rynkowe przy tym poziomie i strukturze cen, często nie pokrywają nawet kosztów operacyjnych.

Szybko rosnąca produkcja w OZE powoduje, że w coraz większej ilości kondensacyjnych jednostek wytwórczych maleją współczynniki czasu wykorzystania mocy, w skrajnych przypadkach nawet do zera. W takich warunkach podejmowane są działania zmierzające do ich likwidacji. Przyspieszane są terminy wyłączeń wielu jednostek z planowanych do likwidacji około 7000 MW do 2020 roku. Rozważa się już wyłączenie dodatkowych jednostek o mocy około 1000 MW, a utrzymanie obecnego trendu spowoduje likwidację kolejnego 1000 MW. W związku z brakiem perspektyw na zmianę sytuacji na rynku i wzrost cen, nie powstają też nowe moce. W rezultacie zagrożenia braku ciągłości dostaw rosną w bardzo szybkim tempie. Stąd też w Polsce jak w wielu krajach uruchamiane są mechanizmy mocowe.

W Polsce problemy ze zrównoważeniem bilansu mocy są dodatkowo zwiększane przez konieczność wyłączeń wielu jednostek, których już nie opłaca się przystosowywać do wymogów dyrektywy o emisjach przemysłowych. Stąd też prace związane z wprowadzeniem mechanizmów mocowych trwają już kilka lat.

14. W kontekście „strategicznej rezerwy mocy”:

- a. Czy wprowadzenie strategicznej rezerwy mocy będzie wspierało odchodzenie od systemów bazujących na paliwach kopalnych oraz wyłączanie jednostek jądrowych?**
- b. Jakie ryzyka dotyczące funkcjonowania wewnętrznego rynku są związane z wprowadzeniem strategicznej rezerwy mocy?**

Naszym zdaniem strategiczna rezerwa mocy powinna mieć bardzo ograniczoną funkcję. Strategiczna rezerwa mocy ma zapewnić dostawy energii w nietypowych warunkach, podstawowo w ekstremalnych warunkach pogodowych. Wprowadzenie strategicznej rezerwy mocy powinno zmniejszyć ilość jednostek wytwórczych (mocy), utrzymywanych w normalnej eksploatacji, przede wszystkim bloków węglowych. Budowa jednostek dedykowanych na potrzeby strategicznej rezerwy nie powinna być opłacalna. W dalszych pracach powinno się rozważyć zastąpienie części mocy wytwórczych utrzymywanych w rezerwie strategicznej odbiorami, które będą mogły być wyłączane na dłuższy okres.

Proponujemy, aby strategiczna rezerwa mocy była jednym z pierwszych mechanizmów mocowych, który będzie wprowadzany z koordynacją na poziomie UE. Wymagany poziom rezerwy strategicznej powinien uwzględniać ekstremalne warunki pogodowe. Do ustalania poziomu mocy utrzymywanej w rezerwie strategicznej powinny służyć odchylenia występujące raz na 40-50 lat. Odchylenia pogodowe występujące w przedziałach 7-10 lat powinny być używane do opracowywania prognozy na moc w ramach procesów rynku mocy, którego celem ma być zapewnienie wymaganego poziomu mocy w warunkach standardowych.

W polskich warunkach taką rezerwę będą przez wiele lat stanowić jednostki węglowe, wyeksploatowane lub przeznaczona do likwidacji. Wprowadzenie strategicznej rezerwy mocy zmniejszy w związku z tym ilość jednostek węglowych utrzymywanych w normalnej eksploatacji. Mechanizm strategicznej rezerwy mocy był już stosowany w Polsce przez kilka lat i nie zaobserwowano negatywnego wpływu na rynek energii. W powiązaniu do doświadczeń w innych krajach, można stwierdzić, że jest to mechanizm, który wręcz może wspierać prawidłowe funkcjonowanie rynku energii. Warunkiem jest wykorzystywanie mocy utrzymywanej w rezerwie strategicznej do produkcji energii elektrycznej, wyłącznie w ekstremalnych warunkach pogodowych lub katastrofalnej serii awarii urządzeń wytwórczych. Czas wykorzystywania rezerwy strategicznej powinien być jak najkrótszy i bazować na standardowych kryteriach. Obniżenie cen energii w ekstremalnych warunkach pogodowych powinno być efektem ubocznym, podstawowym powinno być zapewnienie ciągłości dostaw energii. Jeżeli strategiczna rezerwa mocy będzie służyć do zmniejszania cen energii na rynku w normalnych warunkach, to będzie kolejnym czynnikiem zakłócającym, co nie powinno mieć miejsca.

15. W kontekście rynków mocy i/lub płatności za moc:

- a. Jaki model mechanizmów mocowych, i dlaczego, w najmniejszym stopniu zakłóca i jest najbardziej kompatybilny z efektywnym, konkurencyjnym rynkiem wewnętrznym?**
- b. Jaki model mechanizmów mocowych jest najkorzystniejszy z punktu widzenia zapewnienia funkcjonowania elastycznych niskoemisyjnych systemów elektroenergetycznych?**
- c. Czy istnieją mechanizmy mocowe, których wprowadzenie byłoby nieodwracalne lub odwracalne w bardzo trudnym stopniu?**

Istnieją różne formy mechanizmów mocowych. Poniżej omówiono najbardziej charakterystyczne z nich w podziale na częściowe i pełne. Docelowe rozwiązania, które będą wdrażane mogą zawierać elementy różnych mechanizmów.

Mechanizmy częściowe są adresowane do wybranych jednostek wytwórczych.

Na ogół służą do zapewnienia operacyjnych rezerw mocy, w części sterowanych automatycznie. Podstawowym celem tych rezerw jest umożliwianie dostosowywania bieżącej produkcji do zapotrzebowania. Rezerwy operacyjne ustala się najczęściej jako 7-15% bieżącej produkcji. Szczególnym przypadkiem tych rezerw jest strategiczna rezerwa mocy, opisana szerzej w odpowiedzi na poprzednie pytanie. Operacyjne rezerwy mocy są niezbędnym elementem rynku energii, ale w ograniczonym stopniu wpływają na utrzymanie wymaganych poziomów elastycznych mocy w systemie. Strategiczna rezerwa mocy może być cennym uzupełnieniem, który umożliwia utrzymanie tanim kosztem mocy, które są wykorzystywane tylko w wyjątkowych sytuacjach.

Rezerwa operacyjna w systemie może zostać zwiększona o wielkość wymaganą w przypadku braku generacji w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych. W ten sposób można zapewnić uzupełniające przychody dla jednostek tracących możliwość produkcji na rzecz jednostek OZE. Rozwiązania z powiększoną rezerwą mocy prawie nie ingerują w rynek energii. Jednak ich podstawową wadą jest generowanie słabych sygnałów stymulujących budowę nowych mocy i to w tym samym czasie co rynek energii. Brak stosownego wyprzedzenia umożliwiającego realizację nowych inwestycji stwarza istotne zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii. W Polsce elementy tych rozwiązań były stosowane przez prawie 10 lat, poczynając od 1999 roku.

Mechanizmy pełne są adresowane do wszystkich jednostek wytwórczych spełniających ustalone kryteria. Mogą być implementowane jako rynek mocy funkcjonujący jako uzupełnienie otwartego rynku energii lub jako element w rynkach zorganizowanych w formie pool'u. Rynek mocowy powiązany z pool'em wymagałby przebudowy europejskiego rynku energii. Może być analizowany jako rozwiązanie wprowadzane w dalszej perspektywie. Przy prawidłowym zaprojektowaniu może zapewnić efektywne sygnały inwestycyjne i utrzymywanie wymaganych poziomów i struktury mocy (np. PJM).

W polskich i unijnych warunkach proponowane jest wprowadzenie pełnego rynku mocy jako segmentu uzupełniającego rynek energii i rynek operacyjnych rezerw mocy. Rynek mocy funkcjonuje z kilkuletnim wyprzedzeniem, co zapewnia odpowiednio silne sygnały inwestycyjne. Taki rynek może być wprowadzany w poszczególnych krajach i w sposób skoordynowany w całej UE. Podobne mechanizmy są już wprowadzane w kilku krajach, stąd kolejnym naturalnym krokiem powinna być koordynacja w skali UE.

Rynek mocy tego typu jest adresowany do wszystkich jednostek spełniających ustalone kryteria oraz funkcjonuje według spójnych zasad. Zakup planowanych ilości mocy z kilkuletnim wyprzedzeniem

(proponujemy 4 lata), pozwala na generowanie wyprzedzających sygnałów inwestycyjnych. Szerszy opis tego modelu, rozszerzonego o strategiczną rezerwę mocy, został przedstawiony w I części – Uwagi ogólne.

Mechanizm rozszerzonego rynku rezerw operacyjnych w połączeniu ze strategicznymi rezerwami mocy pozwala na utrzymywanie wymaganych poziomów mocy w systemie, ale nie kreuje wyprzedzających sygnałów inwestycyjnych. W tym modelu trudno jest stymulować inwestycje w źródła niskoemisyjne, ale stabilny poziom mocy pozwala na wysoki udział jednostek OZE. Ingerencja w rynek energii jest znikoma, wprowadzane mechanizmy odwracalne są odwracalne.

Mechanizm rynku mocy opisany w I części niniejszego dokumentu generuje silne, wyprzedzające sygnały inwestycyjne. Mogą one być ukierunkowane na źródła niskoemisyjne, co przyspiesza budowę elastycznych, niskoemisyjnych systemów elektroenergetycznych. Przy prawidłowym zaprojektowaniu i wdrożeniu nie koliduje z budową wspólnego rynku energii, nawet jeżeli jest wdrażany w poszczególnych krajach. Nie widzimy istotnych problemów z ich odwracalnością. Rynek mocy to mechanizm najbardziej efektywny i naszym zdaniem powinien być wdrażany w Polsce jak i w całej UE.

16. Jakie modele mechanizmów mocowych mają najmniejszy wpływ na cenę dla odbiorców końcowych?

Model rynku mocy, z wyprzedzającymi sygnałami inwestycyjnymi, zapewnia najbardziej stabilny rozwój sektora wytwarzania. Umożliwia utrzymywanie optymalnego poziomu i struktury mocy wytwórczych w systemie. W perspektywie długoterminowej jest rozwiązaniem najbardziej efektywnym ekonomicznie, czyli zapewniającym najmniejszy wpływ na ceny energii elektrycznej. Wynika to z faktu, iż tylko to rozwiązanie pozwala na całościowe ujęcie w sposób skoordynowany wszystkich aspektów efektywności ekonomicznej dostaw energii, w tym optymalizacji rozwoju źródeł wytwórczych wspólnie z rozwojem sieci. Kluczowe znaczenie ma możliwość prowadzenia analiz ekonomicznych na etapie planowania zapotrzebowania na moc za kilka lat, a następnie prowadzenie zakupów mocy na konkurencyjnym rynku. W perspektywie krótkoterminowej inne rozwiązania mogą być tańsze niż rynek mocy, jednak brak optymalizacji analityczno-rynkowej w perspektywie średnioterminowej, będzie powodował większy margines nieefektywności.

Rozwiązania z rynkiem rezerw mocy praktycznie nie wzmacniają sygnałów inwestycyjnych w stosunku do rynku energii. Przy dużych zakłóceniach rynku energii nie sterowalnymi dostawami energii z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, brak jest wystarczających sygnałów inwestycyjnych. Rynki rezerw mocy nie rozwiązują problemu źródeł wiatrowych i słonecznych, źródła OZE mogą tylko pozwolić na utrzymywanie istniejących mocy. Ponieważ wdrażanie polityki klimatycznej będzie wymagało stałego zwiększania udziału energii z OZE, problemy te będą występowały jeszcze przez wiele lat. Jeżeli nie wprowadzi się odpowiednich segmentów rynku, kreujących efektywne sygnały inwestycyjne, zagrożenia bezpieczeństwa dostaw będą narastać. W skrajnych przypadkach będą występować przerwy w dostawach lub bezpośrednie interwencje rządów poprzez finansowanie budowy nowych mocy lub pomoc publiczną dla inwestorów. Z reguły są to rozwiązania droższe i mniej efektywne niż budowa nowych jednostek przez firmy energetyczne na podstawie sygnałów kreowanych na konkurencyjnym rynku.

Konkurencyjny rynek mocy, funkcjonujący z kilkuletnim wyprzedzeniem, wykreuje wystarczająco silne sygnały, pozwalając na ciągłe dostosowywanie poziomu i struktury mocy w poszczególnych

systemach elektroenergetycznych do warunków wynikających z rozwoju OZE oraz postępów w poprawie efektywności i zwiększaniu elastyczności po stronie odbiorów. Ceny energii kształtowane w takich warunkach są optymalne dla odbiorców końcowych w dłuższych okresach.

17. W jakim wymiarze mechanizmy mocowe mogą zostać wprowadzone biorąc pod uwagę funkcjonowanie rynków bilansujących, tak aby zapewnić ich elastyczność we wszystkich formach.

Proponowany przez nas rynek mocy, bazuje na prostych rozwiązaniach i będzie funkcjonował jako element uzupełniający rynek energii i rynek rezerw operacyjnych. Nie ingeruje on w funkcjonowanie rynków/mechanizmów bilansujących.

W przyszłości rynki/mechanizmy bilansujące oraz rynki mocy powinny zostać ujednolicone w ramach budowy wspólnego rynku.

Zwracamy uwagę, że proponowany model rynku mocy ma własny mechanizm bilansujący w postaci obligatoryjnego zakupu brakujących ilości mocy dyspozycyjnych na rynku prowadzonym centralnie. Zamykanie bilansu mocy jest rozliczane na cztery lata przed rokiem dostaw energii. Zakupy prowadzą istniejący odbiorcy lub ich dostawcy (do rozważenia zakup przez OSD). Moc dla potrzeb nowych odbiorców kupuje OSP prowadząc późniejszą odsprzedaż. W ten sposób rynek pierwotny mocy jest zamknięty na cztery lata przed dostawami energii. Wymagane moce są już zapewnione z dużym wyprzedzeniem co nie wpływa na funkcjonowanie rynku energii w tym rynku bilansującego. W naszej ocenie rynek energii, rynek operacyjnych rezerw mocy, rynek rezerw strategicznych i rynek bilansujący mogą funkcjonować równolegle do proponowanego rynku mocy.

Na podstawie polskich doświadczeń z mechanizmami mocowymi, nie widzimy zagrożeń dla poprawnego funkcjonowania rynków bilansujących

18. Czy Komisja powinna dostarczyć plan/wytyczne dla ogólnoeuropejskich mechanizmów mocowych?

Proponujemy etapowe działania Komisji Europejskiej, ponieważ mechanizmy mocowe są już obecnie wprowadzane w kilku krajach UE. Szybko powinny zostać wydane ramowe, nieobligatoryjne wytyczne z podstawowymi zasadami i kryteriami. Pozwoli to na rozpoczęcie standaryzacji rozwiązań i uniknięcie większych różnic we wprowadzanych mechanizmach mocowych w poszczególnych krajach.

Kolejnym krokiem może być zastąpienie dyrektywy 2005/89/WE dotyczącej bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozporządzeniem, podobnie jak ma to miejsce w przypadku rynku gazu. W kolejnym rozporządzeniu można zawrzeć elementy standardowego modelu rynku energii, w tym rynku mocy.

Dla wypracowania docelowych rozwiązań powinny być podjęte prace nad pełnym, standardowym modelem rynku. Powinny być wykorzystane doświadczenia z krajów UE, które wprowadziły mechanizmy mocowe. Analizie powinny być poddane różne mechanizmy mocowe, w tym tak rozwinięte jak stosowane w USA w ramach poszczególnych rynków (PJM).

19. Czy Komisja powinna opracować szczegółowe kryteria oceny zgodności mechanizmów mocowych ze wspólnym rynkiem energii?

W kilku krajach już funkcjonują mechanizmy mocowe a w kilku następnych przygotowania do ich wprowadzenia są już zaawansowane. Napięcia wynikające z niezrównoważeniem bilansów mocy będą rosły i wtedy będą wprowadzane mechanizmy mocowe w trybie awaryjnym. Zdecydowanie lepiej byłoby uniknąć takiego scenariusza.

W takiej sytuacji w pierwszej fazie Komisja Europejska powinna doprowadzić do ramowej standaryzacji istniejących rozwiązań. Proponujemy, żeby dla tej fazy wprowadzić nieobligatoryjne kryteria standaryzacyjne, które nie powinny być zbyt szczegółowe. Pozwoli to na poszukiwanie najlepszych rozwiązań przez wiele krajów. Wprowadzane mechanizmy mocowe w poszczególnych krajach powinny posłużyć do sprawdzenia w praktyce różnych rozwiązań. Szczegółowe kryteria, bez wprowadzenia i przeanalizowania rozwiązań pilotowych, mogą uniemożliwić uzyskanie założonych efektów.

Proponujemy etapowe działania Komisji Europejskiej, w następnej fazie Komisja powinna opracować standardowe zasady funkcjonowania rynku energii obejmujące również rynek mocy.

20. Czy kryteria opublikowane w wezwaniu konsultacyjnym są dostateczne?

- a. Czy powinno się dodać jeszcze jakieś kryteria?
- b. Które z kryteriów są najważniejsze?

Na obecnym etapie nie powinno się ustalać zbyt szczegółowych kryteriów. Kryteria zawarte w Dokumencie Konsultacyjnym są już zbyt szczegółowe.

Sytuacja z zagrożonym zrównoważeniem bilansu mocy w wielu krajach w tym w Polsce, nie pozwala na odkładanie w czasie wprowadzenia mechanizmów mocowych. Proponujemy, żeby dla standaryzacji wprowadzanych rozwiązań, Komisja Europejska szybko opracowała i opublikowała nieobligatoryjne wytyczne z ramowymi zasadami i kryteriami. Część kryteriów zamieszczonych w Dokumencie Konsultacyjnym może być wykorzystana przy opracowaniu tych wytycznych.

Proponujemy podjąć prace nad modelem rynku energii elektrycznej w UE, w którym istotnym segmentem będzie rynek mocy. Taki model pozwoli na stabilny rozwój i zmiany strukturalne wytwarzania w warunkach szybko rosnącego udziału niesterowalnych jednostek OZE. Proponujemy przeanalizować model mechanizmów mocowych przedstawiony w I części naszej odpowiedzi. Naszym zdaniem rozwiązuje on niemal wszystkie problemy bilansu mocy, nie przeszkadzając w budowie wspólnego rynku. Jesteśmy gotowi do współdziałania przy pracach nad rynkiem mocy w skali UE.

Poniżej przedstawiamy komentarze do proponowanych kryteriów w kontekście proponowanych przez nas rozwiązań.

(1) Konieczność wprowadzenia mechanizmów mocowych powinna zostać w jasny sposób potwierdzona w kontekście:

- a. *Przesłanki stojących za wprowadzeniem mechanizmów mocowych i możliwości ich uwzględnienia w ramach mechanizmów normalnego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii, w szczególności:*

- *Zwiększenia mocy połączeń transgranicznych, w szczególności realizacji zidentyfikowanych inwestycji leżących we wspólnym interesie krajów członkowskich.*
- *Wprowadzenia rozwiązań stymulujących efektywną konkurencję nakierowanych na podmioty dominujące.*
- b. *Możliwości wprowadzenia mniej „zniekształcających rynek” rozwiązań, np.: poprawy efektywności energetycznej czy redukcji popytu.*
- c. *Usunięcia barier dla efektywnego i aktywnego udziału odbiorców w rynku energii.*

Powyższe kryteria służą do oceny czy sytuacja wymaga wprowadzenia mechanizmów mocowych. Takie kryteria są trudne do zdefiniowania i mogą być różnie interpretowane. W sytuacji, gdy wiele krajów już podjęło decyzje o wprowadzaniu mechanizmów mocowych, stosowanie takich kryteriów będzie bardzo trudne. Nie mniej, oceniamy, że w Polsce są już spełnione te kryteria i rynek mocy powinien być wprowadzony.

Zawarte w I części uzasadnienie wprowadzenia mechanizmów mocowych w Polsce wskazuje, że już są spełnione powyższe kryteria w stopniu pozwalającym na podejmowanie decyzji o wprowadzaniu mechanizmów mocowych. Zwiększenie mocy połączeń międzynarodowych wymaga inwestycji trwających wiele lat. Obecnie budowane jest tylko połączenie z Litwą, które dla Polski nie zmieni bilansu mocy. Dalsze połączenia z innymi krajami są w fazie projektowania, będą gotowe za około 10 lat. Problemy z mocą trzeba rozwiązać bardzo szybko.

Wprowadzenie rozwiązań stymulujących bardziej efektywną konkurencję niż obecnie, będzie realne po rozbudowie połączeń międzynarodowych. Obecnie na polskim rynku nie ma sygnałów o nadmiernym wykorzystywaniu siły rynkowej,

W Polsce, poprawa efektywności przynosi istotne efekty już od wielu lat, zwracamy uwagę, że zużycie energii na mieszkańca wynosi niewiele ponad połowę przeciętnej unijnej. Nie możemy się spodziewać spadku zapotrzebowania na moc z tytułu poprawy efektywności, prognozy zapotrzebowania przewidują wzrost na jednym z najniższych poziomów w krajach UE. W mechanizmach mocowych przewidujemy udział strony popytowej, ale na podstawie naszych doświadczeń z przeszłości uzyskanie znaczących efektów będzie trudne i rozciągnięte w czasie.

Odbiorcy reprezentujący 2/3 zużycia energii są już aktywni na rynku od wielu lat, trwają przygotowania do odejścia od ustalania taryf dla odbiorców domowych. Pozwoli to na aktywizację ostatniej grupy odbiorców, już dzisiaj są odbiorcy domowi zmieniają dostawców, rezygnując z taryf.

(2) Skuteczność mechanizmów mocowych powinna zostać przedstawiona w odniesieniu do zidentyfikowanych wad obecnego modelu rynku wraz ze wskazaniem efektów, które mogłyby wystąpić w przypadku braku wdrożenia tych mechanizmów.

Stosownie tego kryterium będzie również bardzo trudne. Podstawowym źródłem problemów na rynku energii jest wprowadzanie coraz większych ilości dotowanej energii ze źródeł OZE, co z kolei jest wymuszane polityką klimatyczną. Sytuacja w tym zakresie nie zmieni się przez wiele lat. Lepiej dostosować model do tych warunków.

W takiej sytuacji szukanie wad w obecnym modelu chyba nie jest potrzebne. Obecny model jest niezły, był budowany przy założeniu malejącego wpływu administracji na sektor elektroenergetyczny. W warunkach zwiększania wpływu regulacji i decyzji administracyjnych dla realizacji celów ustalanych w polityce klimatycznej, powinny być wprowadzone dodatkowe mechanizmy kompensacyjne.

Najlepiej, żeby były to mechanizmy rynkowe, a nie mechanizmy pomocy publicznej. Proponowany przez nas model rynku mocy jest mechanizmem w pełni rynkowym.

Sytuacja w Polsce potwierdza występowanie problemów z funkcjonowaniem obecnego modelu rynku. Liczne decyzje inwestorów o przerywaniu procesów inwestycyjnych, przygotowywanie kolejnych takich decyzji oraz decyzji o wcześniejszych i dodatkowych likwidacji istniejących jednostek wytwórczych, stwarzają zagrożenie wystąpienia znaczącego deficytu mocy już w 2016 roku. Jeżeli będą podjęte działania zapobiegawcze, np. poprzez wdrożenie proponowanych rozwiązań, można uniknąć większości zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw energii. Ponadto stworzenie warunków do powstawania i utrzymywania elastycznych jednostek wytwórczych, pozwoli na swobodny wzrost udziału energii z niesterowalnych jednostek OZE.

(3) Okres działania mechanizmów mocowych powinien zostać jasno określony oraz ograniczony:

- a. Wpływ mechanizmów mocowych na rynek nie powinien powodować trudności w odejściu od tych mechanizmów w przyszłości.*
- b. Konieczność zachowania możliwości przywrócenia stanu pierwotnego w przypadku wprowadzenia mechanizmów mocowych powinna podlegać ocenie.*

W obecnych warunkach będzie bardzo trudno określać okres stosowania mechanizmów mocowych, projekty planów działań we wdrażaniu polityki klimatycznej do 2050 roku zakładają dojście do elektroenergetyki nie emitującej gazów cieplarnianych. Uzyskanie tego celu wymaga wykorzystania pełnych możliwości rozwoju OZE i opanowania nowych technologii o zerowej emisyjności. Bez mechanizmów mocowych, konieczne będzie wprowadzanie kolejnych segmentów funkcjonującym dzięki dotacjom. Powinno się opracować takie systemy wsparcia, które nie będą ingerować w rynek, tak jak obecne systemy wsparcia OZE.

Proponowany przez nas model rynku mocy może pomóc w rozwoju OZE i technologii niskoemisyjnych. Ewentualne późniejsze odchodzenie od segmentu mocowego w rynku energii powinno być powiązane z uzyskaniem warunków, w których rynek tylko energii nie będzie zakłócany przez segmenty dotowane lub nadmierne ingerencje regulacyjne. Przy założeniu okresu wychodzenia z rynku mocy równemu okresowi kontraktowania mocy (około 4 lata), nie będzie większych problemów z rezygnacją z rynku mocy.

(4) Każdy mechanizm mocowy powinien brać pod uwagę przedsiębiorstwa funkcjonujące w innych krajach członkowskich, w zakresie w jakim są one w stanie udostępniać energię elektryczną na rynku objętym tym mechanizmem.

To kryterium jest rzeczywiście istotne dla budowy wspólnego rynku.

Proponowany przez nas model zakłada, że rynek mocy będzie wyprzedzał rynek energii. Będą mogły w nim uczestniczyć podmioty z krajów sąsiednich. Jeżeli w tych krajach wystąpi nadmiar mocy spełniających kryteria kwalifikacji jako uczestników rynku mocy, będą mogły one uczestniczyć na ogólnych zasadach z ograniczeniem wynikającym z przepustowości połączeń międzynarodowych. Rynek energii będzie funkcjonował na obecnych zasadach, z wymianą międzynarodową łącznie.

(5) Żaden mechanizm mocowy nie powinien stanowić bariery dla transgranicznego handlu energią lub dla konkurencji na rynku wewnętrznym, poprzez:

- a. *Sztuczne wpływanie na przepływy handlowe oraz lokalizację źródeł wytwórczych, w szczególności poprzez:*
 - *Ograniczanie możliwości sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne dowolnym klientom w ramach wewnętrznego rynku (np. moc zlokalizowana w danym kraju członkowskim nie powinna być zarezerwowana tylko dla tego kraju).*
 - *Zniekształcenie zachowań wytwórców energii na rynku dnia następnego oraz dnia bieżącego.*
 - *Zniekształcenie sygnałów lokalizacyjnych na rynku wewnętrznym powodujące niewłaściwe decyzje lokalizacyjne.*
 - *Zniekształcenie sygnałów lokalizacyjnych na rynku wewnętrznym powodujące przenoszenie inwestycji z jednego kraju członkowskiego do drugiego.*
- b. *Zniekształcanie mechanizmów rynkowych – dynamicznych zachęt/wypierania z rynku:*
 - *Stopień stymulacji wytwórców i odbiorców do reagowania w okresach wysokich cen oraz niedoborów mocy nie powinien być zmniejszony*
 - *Mechanizm nie powinien osłabiać stymulacji do wprowadzania nowych technologii: redukcji popytu, magazynowania energii, wytwarzania energii.*
- c. *Stymulowania siły rynkowej lub praktyk wykluczających część uczestników z rynku;*
 - *Mechanizm nie powinien wzmacniać i utrzymywać siły rynkowej wśród podmiotów zasiedziałych*
 - *Mechanizm nie powinien utrzymywać nieefektywnych struktur rynkowych oraz przedsiębiorstw oraz zapobiegać wejściom na rynek*

Te kryteria są bardzo szczegółowe, część z nich powiela ogólne zasady konkurencji. Proponujemy nie wprowadzać tak szczegółowych kryteriów lub doprecyzować je tak, by odpowiadały obecnym warunkom. Mechanizmy mocowe są wprowadzane ponieważ regulacyjna ingerencja w rynek energii jest zbyt duża i są eliminowane lub znacząco osłabiane sygnały rynkowe dla konsumentów energii, operatorów jednostek wytwórczych o inwestorów. Oczywiście wprowadzane mechanizmy nie powinny dalej osłabiać tych sygnałów.

Proponowany model spełnia te kryteria, nie będzie problemów z ich dotrzymaniem w ramach opracowania szczegółowego projektu oraz etapu wdrażania. Nie mniej uważamy, że ustalanie tak szczegółowych kryteriów nie jest potrzebne.

(6) Niedyskryminujący mechanizm mocowy powinien:

- a. *Funkcjonować z uwzględnieniem zawierania transakcji na rynku konkurencyjnym*
- b. *Umożliwiać aby rozwiązania polegające na redukcji popytu oraz poprawy efektywności energetycznej mogły być przedmiotem ofert na rynku mocy na takich samych zasadach jak w przypadku wytwórców energii.*

Pierwsze kryterium jest właściwe i powinno być stosowane. W drugim, bardzo trudno będzie uwzględniać poprawę efektywności energetycznej, która dotyczy obniżania zużycia energii. Bezpośrednio nie wpływa ona na zapotrzebowanie na moc. Natomiast jeżeli odbiorca planuje takie przedsięwzięcia proefektywnościowe, które obniżą zapotrzebowanie na moc, powinien zmienić

poziom mocy umownej w umowie przyłączeniowej (dystrybucyjnej lub przesyłowej), będzie wtedy ponosił niższe koszty zakupu mocy.

Takie rozwiązanie zakłada proponowany przez nas model konkurencyjnego rynku mocy. Przewidujemy udział regulowanych odbiorców w rynku mocy. Efekty poprawy efektywności energetycznej będą uwzględniane na etapie prognoz zapotrzebowania i ustalaniu zobowiązań mocowych poszczególnych odbiorców.

(7) Brak ograniczenia do wybranej technologii, technologiczna neutralność (o ile mechanizm nie jest nakierowany na zapewnienia bezpieczeństwa dostaw – możliwość odejścia w przypadku równoległego realizowania innych celów).

Mechanizmy mocowe są wprowadzane dla zrównoważenia niesterowalnych jednostek OZE. Stąd też niesterowalne jednostki OZE nie będą brały udziału w rynku mocy. Poza nimi nie ma ograniczeń dla różnych technologii, w zależności od warunków krajowych będą ustalone kryteria, kwalifikujące jednostki wytwórcze do udziału w rynku mocy. Podstawowym kryterium jest możliwość pracy niezależnie od warunków atmosferycznych.

Proponowany model jest ściśle powiązany z zapewnianiem bezpieczeństwa i spełnia neutralność technologiczną (w powyższym rozumieniu).

(8) Mechanizm mocowy powinien być wprowadzony najmniejszym kosztem:

- a. Koszty bezpośrednie ponoszone przez dostawców oraz inne przedsiębiorstwa energetyczne muszą być ograniczone do niezbędnego minimum.*
- b. Podmioty obowiązkowo dostarczające moc nie mogą czerpać nieuzasadnionych korzyści z tytułu rekompensat.*
- c. Każdy proces wyboru w ramach mechanizmu powinien być prowadzony w sposób transparentny, otwarty, zapewniający równe szanse oraz na zasadach rynkowych.*
- d. Czas trwania jakiegokolwiek rekompensaty dla wytwórców w ramach mechanizmu powinien być jasno uzasadniony*

Kryteria te są adresowane do mechanizmów mocowych funkcjonujących administracyjnie i mogących zawierać elementy pomocy publicznej. Nie proponujemy takich rozwiązań.

Proponowany rynek mocy działa na zasadach konkurencyjnych, jako wyprzedzający element rynku energii. Nie przewiduje się wprowadzania rekompensat. Konkurencja, z udziałem strony popytowej i podmiotów zagranicznych będzie najbardziej efektywnym optymalizatorem.

(9) Koszty związane z mechanizmami mocowymi powinny być alokowane na beneficjentów zwiększenia bezpieczeństwa dostaw, w podziale na różne grupy odbiorców traktowane w sposób niedyskryminujący.

Uwaga taka jak do poprzedniego kryterium. Nie proponujemy wprowadzania mechanizmów mocowych z administracyjnymi segmentami w których trzeba stosować algorytmy podziału kosztów i korzyści.

Przewidujemy alokację zobowiązań mocy na odbiorców końcowych wg ich mocy umownej (szczytowej). W pierwszej fazie będą mogli nabywać moc na wolnym rynku, potem na aukcjach. Zabezpiecza to obiektywny podział obciążeń. W większości odbiorcy końcowi będą reprezentowani na rynku mocy przez swoich dostawców. Po stronie dostawców przychody z mocy będą wynikały z zawartych umów i pełnej ich realizacji.

Uwaga dodatkowa

Dla standaryzacji systemów wsparcia OZE i ewentualnie innych technologii niskoemisyjnych proponujemy rozważenie wprowadzenia kontraktów różnicowych (CfD) z elementami stałych taryf (FiT). Operator OZE powinien mieć możliwość uzyskiwania wyższych przychodów jeżeli aktywnie uczestniczy w rynku i przynajmniej częściowo dostosowuje się do zmiennego zapotrzebowania. Może to zapewnić rozwój tych technologii w sposób znacznie mniej zakłócający rynek energii niż różne mechanizmy wsparcia stosowane obecnie. Podstawowo energia z tych źródeł, poza mikroźródłami, powinna być wprowadzana na rynek na ogólnych zasadach. W Polsce rynek ma to miejsce w przypadku energii ze źródeł skojarzonych (CHP), które też niemal nie mają swobody w regulacji produkcji. Pomimo około 20% udziału w produkcji energii elektrycznej, energia z nich nie wpływa tak mocno na sygnały rynkowe dla konsumentów, operatorów jednostek wytwórczych i inwestorów.