

Raport z debaty Bankier.tv

**Rynek mocy krajowego systemu elektroenergetycznego**

14 listopada 2014, Warszawa

## Udział w debacie wzięli:

- Krzysztof Żmijewski, sekretarz Społecznej Rady ds. Zrównoważonego Rozwoju Energetyki
- Michał Smyk, zastępca dyrektora Departamentu Strategii PGE
- Stanisław Poręba, manager w EY
- Andrzej Midera, kierownik Wydziału Analiz Rynkowych, Departament Usług Operatorskich PSE

Moderatorem dyskusji był Michał Kryński, redaktor portalu Bankier.pl

## Spis treści:

|   |   |
|---|---|
| Czy Polsce grozi blackout? .....          | 2 |
| Więcej mocy, ale nadal za mało .....      | 2 |
| Dlaczego brakuje inwestycji? .....        | 3 |
| Potrzeba prorynkowych regulacji.....      | 3 |
| Jak to robią na świecie?.....             | 4 |
| Jak mogłoby to wyglądać w Polsce? .....   | 5 |
| Moc pomoże OZE .....                      | 6 |
| Potrzebna zgoda Komisji Europejskiej..... | 6 |
| To musi być prawdziwy rynek .....         | 7 |

## Czy Polsce grozi blackout?

Czy zagraża nam blackout? – Jest to ostatnio jedno z najczęściej zadawanych przez masowe media pytań na temat polskiej energetyki, zdecydowaną bowiem większość obywateli interesuje przede wszystkim jedynie to, czy będą mieć prąd. W miejscach usytuowanych dalej od dużych aglomeracji sytuacja wygląda mniej optymistycznie – tutaj pytanie brzmi nie czy w ogóle, ale jak długo jeszcze będziemy zasilani i o jakim napięciu będzie to prąd.

Zdaniem **prof. Krzysztofa Żmijewskiego** używanie sformułowania "blackout" jest zwykle skrótem myślowym. Samo pojęcie oznacza bowiem pozbawienie energii znacznej części kraju, a to zwykle nie jest spowodowane brakiem mocy w elektrowniach (co da się przewidzieć z wyprzedzeniem i doraźnie temu przeciwdziałać, odłączając pojedynczych wielkich odbiorców), ale problemami z sieciami energetycznymi.

– Natomiast niedobory mocy mogą nas spotkać – tłumaczył prof. Żmijewski. – Wszyscy zdajemy sobie sprawę z tego, że elektrownie się starzeją i kończą swoją pracę. Można ten moment trochę przekładać, ale te bloki, które były budowane za czasów Bieruta, czy Gomułki, a wkrótce także te budowane za czasów Gierka, będą musiały być zastąpione.

– Przez pewien czas nie było problemów z brakiem mocy w bilansie energetycznym kraju. Niestety skonsumowaliśmy te rezerwy. Elektrownie się starzeją i trzeba je zamykać. Trzeba więc otwierać nowe. Okazuje się jednak, że z otwieraniem nowych nie jest tak prosto – kontynuował **prof. Żmijewski**.

## Więcej mocy, ale nadal za mało

Gdy w lipcu 2013 roku w tym samym studiu Bankier.tv eksperci i politycy z udziałem **prof. Żmijewskiego** dyskutowali w debacie "Energetyka, węgiel i OZE, czyli czy duże da się pogodzić z małym?" o bilansie mocy w polskim systemie energetycznym, krajowy operator systemu przesyłowego komunikował, że już w 2015 i 2016 roku w Polsce może zabraknąć mocy w ciągu przynajmniej kilku dni ze szczytowym popytem.

Od tego czasu sytuacja się jednak poprawiła. PSE (operator systemu przesyłowego) uzyskały możliwość zamówienia rezerwy w starych blokach energetycznych, w październiku br. rozstrzygnęły kolejny przetarg na redukcję zapotrzebowania u odbiorców o łącznej mocy 127 MW. Zużycie energii rośnie wolniej, niż oczekiwano.

W tym czasie rozpoczęła się budowa dwóch bloków w Elektrowni Opole o łącznej mocy 1800 MW, nowego bloku w Elektrowni Jaworzno o mocy 910 MW, a 1 grudnia br. ruszyła budowa bloku o mocy

495 MW w Elektrowni Turów. Wszystkie cztery jednostki mają zostać oddane do użytku do 2019 roku. Na marginesie **prof. Krzysztof Żmijewski** zwrócił uwagę, że wszystkie inwestycje, które ruszyły, realizowane są przez spółki kontrolowane przez Skarb Państwa. Prywatni inwestorzy nadal nie inwestują w energetykę konwencjonalną.

Nie zmieniło to jednak oczekiwań Urzędu Regulacji Energetyki. URE nadal ostrzega, że bilans mocy już pod koniec tego roku może być nieznacznie zagrożony (taka sytuacja może potrwać w okresach zimowych do 2017 r.) i zwraca uwagę, że kolejny problem z pokryciem zapotrzebowania możemy mieć od 2027 roku, ponieważ grupy energetyczne ograniczyły swoje plany inwestycji w nowe moce wytwórcze.

Tymczasem potrzeby są znaczne. Jak wyliczał w trakcie debaty **Andrzej Midera, kierownik Wydziału Analiz Rynkowych w Departamencie Usług Operatorskich PSE**, tylko do 2020 r. potrzeba wybudować 6-7 tys. MW. Oczywiście w następnych latach jest także potrzeba budowy nowych mocy wytwórczych. W szczególności dotyczy to elektrowni jądrowej, która zgodnie z planami powinna być oddana do eksploatacji ok. 2025 roku. Zwłaszcza w tym długim horyzoncie czasowym sytuacja jest niepewna.

## **Dlaczego brakuje inwestycji?**

– Rozchwiane regulacje przysparzają wiele problemów inwestorom. To zhora dla modelowania finansowego inwestycji i oceny ich efektywności ekonomicznej – tłumaczył **Michał Smyk, zastępca dyrektora Departamentu Strategii PGE**. – Przyczyn jest kilka, najważniejsze to niepewność co do dalszego rozwoju polityki klimatycznej oraz systemu wsparcia OZE. Efektem większego udziału OZE w produkcji energii elektrycznej jest to, że wiele elektrowni konwencjonalnych poprzez istotnie ograniczony czas pracy i niższe ceny energii na rynku hurtowym nie jest w stanie generować zysków. Ten problem trawi całą Europę. Wiele elektrowni gazowych w zachodniej Europie nie pracuje, niektóre nawet zaraz po oddaniu do użytku, bo nie są w stanie pokryć swoich kosztów operacyjnych.

Zdaniem **Michała Smyka** zapewnić większą przewidywalność ekonomiczną inwestycji może np. rynek mocy. Jak przekonywał, są jeszcze inne mechanizmy, jak np. kontakty różnicowe, które ograniczają ryzyko rynkowe i pozwalają na realizację kapitałochłonnych inwestycji np. budowę elektrowni jądrowej.

## **Potrzeba prorynkowych regulacji**

Jak przekonywał **Stanisław Poręba, manager w firmie doradczej EY**, za obecną sytuację odpowiadają unijne regulacje.

– Próbuje od kilkudziesięciu lat urynkować energetykę, ale nie robimy tego zbyt konsekwentnie. Stany Zjednoczone zaczęły wprowadzać rynek jako pierwsze i warto wykorzystywać ich doświadczenia.

– Patrząc na UE warto zwrócić uwagę, że w pierwszym okresie przepisy zmierzały w kierunku urynkowania elektroenergetyki. Natomiast od kilkunastu lat mamy zwrot ku wzmożonej regulacji. We wszystkich krajach powstały urzędy regulacji, nawet jeśli do tej pory ich nie było. Powstaje coś w kształcie regulatora unijnego. Na razie to rada regulatorów krajowych, ale już z dosyć dużymi uprawnieniami – wyliczał **Stanisław Poręba**.

– Dla osiągnięcia celów ustalanych przez regulacje unijne dotujemy wybrane sektory [gł. energetykę odnawialną – red.] i wprowadzamy na rynek energię z ceną zerową lub ujemną. Udział dotacji jest już na tyle duży, że rynek nie generuje sygnałów rynkowych. Przy obecnym modelu rynku, zwiększanie produkcji przez OZE zaniża przychody dla jednostek, które muszą pracować gdy nie ma wiatru i słońca. W rezultacie część jednostek pracuje coraz mniej godzin w roku, a uzyskiwane przychody nie pokrywają kosztów. Niska cena dotyczy tylko rynku hurtowego. Inaczej wygląda rachunek zwykłego Kowalskiego, który musi pokryć koszt kolorowych certyfikatów, i/lub opłacić dodatkowe podatki nałożone na energię [tzw. feed-in tarif – red.].

**Ekspert EY** zauważył, że okresie monopolu w energetyce, koszt pozyskania kapitału przez firmy energetyczne był na poziomie bonów skarbowych. Dzisiaj wytwarzanie energii, poza dotowanymi segmentami, stało się działalnością obarczoną wysokim ryzykiem, a firmy pozyskują kapitał już znacznie drożej – nawet 8-10 proc. powyżej dawnego oprocentowania.

## **Jak to robią na świecie?**

Co można w tej sytuacji zrobić? – Pierwsza możliwość to ucieczka do przodu, czyli dalsze pogłębianie liberalizacji, ale na rynku dwutowarowym, czyli osobnej sprzedaży energii i mocy (czyli bezpieczeństwa dostaw energii). Taki rynek istnieje w USA od 15 lat i ceny tam się ustabilizowały, koszt kapitału spadł, a w konsekwencji w dłuższym terminie spadają też ceny dla odbiorców końcowych.

– Druga możliwość to płatności za moc. Dopuszcza je unijna dyrektywa o bezpieczeństwie dostaw z 2006 roku. Kilka krajów już je wprowadziło. My też korzystaliśmy z podobnego mechanizmu w latach dziewięćdziesiątych [były to tzw. kontrakty długoterminowe – red.].

– Trzecie wyjście to działania pozorowane, czyli zwiększanie regulacji poprzez wydawanie przez Komisję Europejską (KE) wytycznych w różnej formie. One nie rozwiązują żadnego problemu, ale KE sprawia wrażenie, że coś robi. W takiej sytuacji poszczególne kraje rozwiązują swoje problemy na

własną rękę. Hiszpania, Portugalia, Irlandia i jeszcze kilka innych krajów wprowadziło płatności mocowe. Pośrednio, także w Polsce mamy takie rozwiązanie, wprowadzone jako przejściowe. Wielka Brytania, Francja i Włochy tworzą dwutowarowy rynek, wprowadzając rynek mocy w różnej formie. Dzięki temu w systemie energetycznym zostają elektrownie, które służą jako zabezpieczenie na wypadek gdy elektrownie wiatrowe i słoneczne nie są w stanie wygenerować odpowiedniej ilości energii. Spada ryzyko dla inwestycji w nowe źródła energii elektrycznej.

– Anglicy, którzy są w Europie najbardziej zaawansowani w tych zmianach, oprócz rynku mocy, utrzymującego istniejące elektrownie, wprowadzili jednocześnie drugi element – kontrakty różnicowe – to twarde narzędzie wymuszania realizacji polityki energetycznej, a więc stymulowania inwestycji w takie technologie, jakie są zaplanowane w polityce energetycznej – mówił **Stanisław Poręba**.

## **Jak mogłoby to wyglądać w Polsce?**

**Stanisław Poręba** wyliczał, że na bazie doświadczeń amerykańskich można mówić o dwóch modelach rynku mocy – scentralizowanym, gdzie zakup przeprowadza jeden podmiot, na ogół to operator systemu przesyłowego (w Polsce byłyby to PSE) oraz zdecentralizowanym – gdzie obowiązek zakupu (zarezerwowania) odpowiedniej ilości mocy ciążyłby na sprzedawcach energii. W Wielkiej Brytanii moc kupuje się na cztery lata do przodu, co pozwala na zbudowanie nowych jednostek - gazowe można zbudować już się przez 2-3 lata.

Uruchomienie rynku mocy na wschodnim wybrzeżu USA (największy rynek nazywa się PJM), ustabilizowało ceny, a nawet jest już widoczny lekki spadek, obniżyło się ryzyko inwestycyjne, a w rezultacie jest niższy koszt kapitału. Ponadto na rynku mocy pojawiły się mniejsze jednostki, które do tej pory nie podlegały centralnemu dysponowaniu przez operatora systemu przesyłowego (mogły pracować w oderwaniu od krajowych potrzeb, tylko dla swoich klientów). W Polsce mamy kilkanaście tys. megawatów w takich jednostkach. Przynajmniej 10 proc. z nich (800-1000 MW) mogłoby pomóc w rezerwowaniu pracy elektrowni wiatrowych, których w Polsce cały czas przybywa.

Kolejnym efektem zmian było uaktywnienie odbiorców. W PJM sterowane odbiory energii potrafią zmniejszyć szczytowe zapotrzebowanie nawet o kilkanaście procent. W Polsce mogłoby to być około 2500 MW. Zdaniem **Poręby** do takiej wielkości jeszcze długo nie dojdziemy, ale gdybyśmy znowu wykorzystali tylko część z tego potencjału (powiedzmy 800 MW), to łącznie możemy uniknąć budowy przynajmniej 1600 MW. Dla porównania – nakłady na niewiele większej mocy nowe bloki w Elektrowni Opole wynoszą 11,6 mld zł brutto.

W Anglii poszczególne elektrownie, które chcą uczestniczyć w rynku, muszą poddać się certyfikacji. Sprawdza się w niej czy dana jednostka będzie w stanie dostarczać do systemu moc, jaką chce sprzedać. Następnie organizuje się aukcje. W Anglii to aukcja typu holenderskiego [aukcja spadającej ceny o określonej liczbie rund – red.], gdzie kilka razy koryguje się swoje oferty aby doprowadzić do punktu równowagi podaży z popytem.

– My proponujemy, aby w Polsce to była aukcja zwykła, ale żeby nie sprzedawać całej mocy z danej jednostki od razu, tylko w pasmach. Pierwsze to minimum techniczne [minimalna moc z jaką może pracować blok energetyczny– red.] i jeszcze kolejne 2-3 pasma, aby ten rynek funkcjonował płynnie – tłumaczył **ekspert EY**.

## **Moc pomoże OZE**

Wszyscy uczestnicy dyskusji zwracali uwagę, że chociaż pozarynkowe wsparcie energetyki odnawialnej jest jednym z głównych problemów europejskich elektrowni konwencjonalnych, to remedium na ich problemy pomoże także w rozwoju OZE.

– Rozwój energetyki wiatrowej wypiera z rynku źródła konwencjonalne, ale to nie oznacza, że jest to naturalny, oparty na regułach konkurencji, proces zastępowania jednych źródeł energii, przez inne, bo elektrownie konwencjonalne są nadal potrzebne, aby pokrywać zapotrzebowanie odbiorców w sytuacjach kiedy nie ma wiatru i tym samym produkcji energii ze źródeł wiatrowych. Do czasu wdrożenia magazynów energii na skalę komercyjną, elektrownie konwencjonalne będą potrzebne dla rezerwowania mocy elektrowni wiatrowych w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców – tłumaczył **Andrzej Midera z PSE**.

– Rynek mocy będzie sojusznikiem energetyki odnawialnej. Bo dzięki niemu rynek OZE będzie się mógł rozwijać – dodał **Michał Smyk z PGE**.

## **Potrzebna zgoda Komisji Europejskiej**

Wsparcie rozwoju energetyki odnawialnej może być jednym z kluczowych argumentów za stworzeniem rynku mocy w czekających Polskę negocjacjach w tej sprawie z Komisją Europejską. Jej zgoda jest warunkiem koniecznym wprowadzenia zmian.

Zdaniem **Stanisława Poręby** już czas, aby Komisja Europejska uznała, że mechanizmy mocowe są na europejskim rynku niezbędne. – Komisja karmi się pomysłem, że w Unii uda się wkrótce uruchomić jednolity europejski rynek energii i to rozwiąże problem. Już w 2003 roku UE zakładała, że jednolity rynek powstanie do 2006 roku. Później przesuwano datę jego uruchomienia o kolejne lata. Ostatnią

datą miał być rok 2014. Jak widać nadal daleko nam do jego utworzenia. Tymczasem idziemy w odwrotnym kierunku. Kilkanaście lat temu wymiana energii między państwami była wyższa, niż jest dzisiaj.

## **To musi być prawdziwy rynek**

Kolejnym warunkiem zaakceptowania zmian przez Komisję w pełni rynkowe, neutralne technologicznie i w rezultacie możliwie najtańsze dla odbiorców rozwiązania. – Nie ma wątpliwości, że to muszą być mechanizmy konkurencyjne. Inaczej nie byłyby one zaakceptowane przez KE. Takie właśnie rozwiązania konkurencyjne zostały notyfikowane przez KE w Anglii – zwracał uwagę **Michał Smyk**. – Z rynkiem mocy wiążą się dodatkowe koszty, ale są znacznie niższe, niż koszty niedostarczonej energii do odbiorców końcowych – dodał.

– Największy problem z akceptacją nowych mechanizmów, jaki mają politycy i odbiorcy, to pewność, że to nie będzie rozdawnictwo pieniędzy. Innymi słowem, że jak mówimy "rynek mocy" to mamy na myśli prawdziwy rynek, a nie sposób na subsydiowanie energetyki – dodał **prof. Krzysztof Żmijewski**.