

Materiały XXVII Konferencji z cyklu
*Zagadnienia surowców energetycznych
i energii w gospodarce krajowej*
Zakopane, 13–16.10.2013 r.
ISBN 978-83-62922-26-0

Wojciech SUWAŁA*

Wybrane problemy formowania obecnej polityki energetycznej Polski

Artykuł problemowy

Polityka energetyczna Polski jest obecnie na swego rodzaju rozdrożu, przy czym drogi, którymi można dalej postępować nie są zdefiniowane

Pytanie: czy takie drogi można zdefiniować i wybrać z nich jedną – najkorzystniejszą. I co to znaczy najkorzystniejszą? Czy z punktu widzenia producenta energii, czy z punktu widzenia konsumenta? Teoretycznie można to pogodzić, tak są ustalane warunki równowagi rynkowej, gdzie obie strony uzyskują korzyści największe z możliwych w danych warunkach. Jednak całkowicie wolny rynek – tzw. konkurencja doskonała – występuje niezmiernie rzadko, struktury rynkowe nie odpowiadają wymaganym tu warunkom, a ponadto zachowania producentów zmieniają się pod wpływem regulacji, np. środowiskowych, czy wymuszenia udziału technologii odnawialnych.

Optymalnej drogi praktycznie nie da się obecnie zdefiniować, minęły czasy monopoli w wytwarzaniu czy dystrybucji, a indywidualne decyzje przedsiębiorstw są tylko do pewnego stopnia skutkiem takich czy innych regulacji. Odnosi się wrażenie, że brak wyraźnych wskazań polityki energetycznej państwa, preferowania rozwoju określonych technologii czy paliw, jest wynikiem niepewności co do przyszłych tendencji w międzynarodowych

* Dr hab. inż., prof. AGH – AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Energetyki i Paliw, Kraków;
e-mail: wojciech.suwała@agh.edu.pl

regulacjach, wynikających z ujmowania problemu zmian klimatu, a przede wszystkim oczekiwanych cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Prowadzone były oszacowania przyszłych cen uprawnień emisyjnych, na podstawie założeń dotyczących ich liczby i kosztów metod obniżenia emisji. Jednak szacunki te dość często się zmieniały, zwiększając niepewność inwestycji w konkretne technologie. Wobec przeciągającego się kryzysu gospodarczego, wzrostu znaczenia energii odnawialnej, spada popyt na energię z klasycznych źródeł, emisje są mniejsze od oczekiwanych, zatem ceny uprawnień znacznie spadają. Komisja Europejska uruchamia mechanizmy administracyjne dla podniesienia ich cen, lecz generalnie nie są one akceptowane, zwłaszcza że poziom emisji nie przekracza oczekiwanego. Ambitne cele Komisarza ds. klimatu spotykają się ze zrozumiałym sprzeciwem. Sama Unia Europejska – nawet przy skrajnej polityce ograniczania emisji GHG – nie obniży globalnych emisji dwutlenku węgla, zwłaszcza przy pogorszeniu warunków konkurencyjności jej przemysłu. Warto zaznaczyć, że Chiny zużywają rocznie ponad 3500 mln ton węgla kamiennego i brunatnego, Indie 720 mln ton, Unia Europejska 758 mln ton, USA 960 mln ton, Polska 114 mln ton. Bez globalnego porozumienia co do redukcji emisji gazów cieplarnianych, nie uda się obniżyć ich emisji przez działania li tylko krajów najwyżej rozwiniętych, zwłaszcza że nie ma ostatnio sukcesów w osiąganiu międzynarodowych porozumień o ograniczaniu emisji, wręcz zaczyna się mówić o polityce adaptacji do, a nie walki ze zmianami klimatu.

W miarę stabilną jeszcze niedawno sytuację elektroenergetyki zmienił zwiększający się udział energetyki odnawialnej, zwłaszcza wiatrowej. Chodzi nie tyle o jej udział w wytwarzaniu, co o nieprzewidywalność wytwarzania energii. Firma EON przygotowała raport dotyczący problemów korzystania z energetyki wiatrowej. Jest to publikacja oparta na danych z roku 2004, a więc dość starych, ale kilka obserwacji jest warte cytowania. Stwierdzono, że im większa jest moc wiatraków, tym mniejszy jest procent mocy klasycznej, którą mogą one zastąpić. Prognozy do roku 2020 zakładały dla Niemiec 48 GW mocy wiatraków, które mogą zastąpić zaledwie 2 do 4 GW elektrowni systemowych. Właściciel elektrowni wiatrowej czy słonecznej nie musi się martwić, jaka firma dostarczy energię, gdy on zaprzestanie produkcji z powodu braku wiatru lub w nocy. To jest rola operatora systemu. Wymusza to utrzymywanie rezerw, które to koszty pokrywa odbiorca końcowy, czyli płaci jakby kilka razy:

- ✧ za drogą energię ze źródeł odnawialnych – praktycznie za zakup zielonych certyfikatów lub opłatę zastępczą,
- ✧ za utrzymywanie w ruchu rezerwy, która zastąpi odnawialną, gdy jej podaż gwałtownie spada (przytoczono przykład spadku mocy z wiatraków 16 MW/min, 4000 MW w ciągu 10 godz.),
- ✧ wybudowanie i utrzymanie mocy, która zastąpi odnawialną, gdy ta ostatnia nie produkuje (brak wiatru, noc) – według wspomnianego raportu EON energetyka wiatrowa zapewnia stałą produkcję na poziomie 8% swojej mocy.

Nawet jeśli dane te są obecnie korzystniejsze, to i tak wskazują na poważne problemy. Wiele krajów rozważa ostatnio zmniejszenie lub nawet zaprzestanie subsydiowania energetyki odnawialnej, argumentując to wysokimi kosztami i wątpliwymi efektami we wpływie na rozwój gospodarek i zatrudnienie. Wydaje się, że swego rodzaju „eksperyment”

z wymuszeniem rozwoju energetyki odnawialnej wymaga dogłębnej analizy skutków, a przede wszystkim znalezienia mechanizmów i technologii, pozwalających na zmniejszenie jej negatywnych aspektów.

Liberalizacja rynku energii elektrycznej wprowadziła mechanizmy konkurencyjności, które między innymi mają doprowadzić do spadku cen energii. Dla wytwórców jest to element znacznie zwiększający ryzyko inwestowania. Rynek jest definiowany jako procesy wymiany z pewnymi charakterystykami dotyczącymi decyzji, zaczynając od najprostszej: zakupu lub odstąpienia od niego, jeśli warunki nie odpowiadają kupującemu lub sprzedającemu.

Energia elektryczna jest dobrem podstawowym, bez którego społeczeństwa i gospodarki większości krajów nie mogą funkcjonować w obecnym stanie ich rozwoju cywilizacyjnego. Zatem decyzja o zaniechaniu zakupu (a więc i użyciu energii elektrycznej) ma zdecydowanie inne i zazwyczaj bardziej istotne skutki niż dla pozostałych dóbr. Ponadto energia elektryczna praktycznie nie ma substytutu. Typowe inwestycje komercyjne nie mają uwarunkowań takich jak elektroenergetyka. Decyzje inwestycyjne wytwórców energii nie ograniczają się wyłącznie do ich przedsięwzięć, jak to jest w przypadku większości przedsiębiorstw, albowiem niedobór energii silnie wpływa na stan i rozwój całej gospodarki, a nie tylko grupy konsumentów.

W produkcji i dystrybucji energii elektrycznej jeszcze niedawno funkcjonowały historycznie wykształcone struktury monopolistyczne, przynajmniej na poziomie regionalnym. Wymagały one regulacji, najczęściej ustalania cen na poziomie kosztów średnich. To co prawda nie stymulowało wzrostu efektywności tych przedsiębiorstw, ale inwestor mógł oczekiwać, że wyznaczona cena pozwoli uzyskać należyty zwrot z racjonalnej inwestycji. Znacznie większe ryzyko inwestowania w elektroenergetyce – o innym charakterze niż dla innych przemysłów – wynika także ze skali inwestycji i charakterystyki rynku energii elektrycznej. W teorii to inwestorzy powinni ponosić ryzyko. Tutaj – wobec znaczenia energii dla gospodarki oraz prognozowanych brakach mocy – potencjalni inwestorzy w elektroenergetyce oczekują, że ryzyko to zostanie obniżone przez pewne działania państwa, jako że braki mocy mogłyby przynieść znaczące straty lub nawet być katastrofalne dla gospodarki.

Doświadczenia z rynków zliberalizowanych wskazują, że inwestorzy opóźniają decyzje, szczególnie obecnie – w dobie kryzysu gospodarczego. Niski popyt obniża hurtowe ceny energii, co tylko w pewnym zakresie przenosi się na ceny dla odbiorców końcowych i nie stymuluje wzrostu popytu. Nie są to sytuacje nowe, rynki innych nośników energii – zwłaszcza w ostatnich latach – doświadczały silnych wzrostów i spadków cen. Oczekiwania wobec liberalizacji rynku energii elektrycznej były takie, że będzie to rynek taki jak inne. To jednak jest praktycznie niemożliwe. Inwestor na rynku oczekuje zwrotu kapitału w ciągu kilku – kilkunastu lat, w energetyce zaś okresy zwrotu są dłuższe. Przez pewną analogię można spojrzeć na rynki surowców mineralnych, które mają pewne cechy wspólne, to jest: duże kwoty inwestycji i długi czas zwrotu. Oczekiwanie, że energetyczne czy surowcowe spółki giełdowe będą dawać takie same zyski krótkoterminowe jak inne spółki, jest nieuzasadnione.

Jaki by to nie był rynek – jeśli rozważać perspektywy długoterminowe, gdzie ceny dóbr wynikają głównie z kosztów ich produkcji (dokładniej: krańcowych długoterminowych,

które ujmują koszty operacyjne i budowy/utrzymania zdolności produkcyjnych) – producenci doświadczają okresów niskich cen, które mogą pokrywać zaledwie ich koszty krańcowe krótkoterminowe (zmienne), ale w okresach koniunktury ceny znacznie przekraczają koszty krańcowe długoterminowe.

Rozwój elektroenergetyki wydaje się być obecnie zdominowany przez dwa dyskutowane powyżej problemy:

- ✧ optymalny mix energetyczny, który wskazałby racjonalne kierunki (technologie) i skalę (potrzebne moce) inwestowania,
- ✧ znaczne ryzyko podejmowanych decyzji inwestycyjnych.

Optymalny mix nie jest ustalony raz na zawsze, ulega zmianom tak jak zmieniają się warunki wytwarzania (regulacje środowiskowe i inne), ale trzeba też pamiętać o inercji związanej z długoterminowym okresem funkcjonowania elektrowni. Można obecnie określić, jakie technologie powinny być w obszarze zainteresowań inwestorów. Istnieją po temu metody – stosowane dość powszechnie modele komputerowe, zwiększające ładunek informacji potrzebnych do podejmowania decyzji. Jednak czynniki polityczne i niepewność sprawiają, że modele nie mogą dać decydującej odpowiedzi. Można jedynie określić granice obszaru decyzji i przez odpowiednie scenariusze określić racjonalne kierunki inwestowania dla możliwych regulacji.

Wobec nieznanymi warunków miksu energetycznego ryzyko inwestowania zwiększa się. Problem praktycznie sprowadza się do wyboru technologii i po trosze skali. W miejsce jednostek dużych, zazwyczaj bardzo efektywnych, preferowane powinny być mniejsze, może mniej efektywne, za to bardziej elastyczne. Ma to znaczenie wobec istotnego udziału źródeł odnawialnych, o niesterowalnej produkcji.

Rozwiązaniem tych problemów, czyli zmniejszenia lub nawet likwidacji ryzyka inwestowania, jest – według ostatnich propozycji – utworzenie Ministerstwa Energetyki, które miałoby decydować o inwestycjach lub „sterować” przedsiębiorstwami energetycznymi, będącymi obecnie własnością Skarbu Państwa. Praktycznie byłby to, przynajmniej częściowo, powrót do poprzedniego systemu, choć państwo ma obecnie pewne możliwości oddziaływania na zachowania producentów i konsumentów. Inne rozwiązania, proponowane obecnie w Wielkiej Brytanii, to uruchomienie rynku mocy dla zapewnienia poziomu dostaw i systemu cen różnicowych (*contracts for difference*) dla wspomnienia inwestycji w dekarbonizację energetyki. Byłyby to mechanizmy rynkowe uzupełniające i dostosowujące dotychczasowy pakiet liberalizacji rynku energii elektrycznej do aktualnych warunków jego funkcjonowania, ale spełniające także istotną rolę w redukcji ryzyka inwestycji.