

Od Redakcji

Szanowne Czytelniczki, Szanowni Czytelnicy,

niniejszy numer naszego czasopisma poświęcony jest przede wszystkim dylematom strategicznym, przed jakimi stoi elektroenergetyka konwencjonalna. Dyskusja o kierunkach rozwoju tego sektora powinna uwzględniać zarówno uwarunkowania wewnętrzne, jak i międzynarodowe, w tym dotyczące regulacji unijnego rynku energii elektrycznej.

Wśród uwarunkowań wewnętrznych ważne znaczenie mają kwestie wprowadzania nowoczesnych technologii spalania węgla, ale również analizy ekonomiczne wskazujące relacje pomiędzy ceną energii elektrycznej, a możliwościami spłaty kredytów inwestycyjnych przez spółki energetyczne.

Istotnym aspektem dyskusji nad docelowym modelem polskiej elektroenergetyki jest niewątpliwie polityka energetyczna rządu premier Beaty Szydło. W momencie oddawania do druku naszego czasopisma nie były znane szczegółowe rozwiązania proponowane przez wicepremiera Mateusza Morawieckiego i ministra Krzysztofa Tchórzewskiego. Wiadomo jednak, że w ramach koncepcji polityki gospodarczej nowego rządu, głównym wyzwaniem jest program naprawczy górnictwa węgla kamiennego.

Spróbujmy zrekonstruować założenia tego planu. Można przypuszczać, że punktem wyjścia ich koncepcji jest podział kopalń na kilka kategorii, w zależności od ich powiązania z określonym typem odbiorców węgla oraz związkiem z oceną potencjału rozwojowego tych kopalń. Kopalnie o najniższym potencjale zasobów zostaną w całości lub w części przekazane do Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A., która przez okres trzech lat pełnić będzie funkcję „zamrażarki”. Kopalnie te w zasadzie nie będą fedrować, ale też nie będą zamykane. Otwarte pozostaje pytanie, kto pokryje koszty tej „zamrażarki”.

Druga kategoria to kopalnie-dostawcy spółek elektroenergetycznych. Zostaną one przejęte przez te spółki za symboliczną złotówkę, ale też za gwarancje sfinansowania inwestycji rozwojowych (nowe technologie wydobywcze, nowe złoża). Zakłada się również mechanizm wsparcia bieżącego finansowania działalności (przedpłaty, kredyty obrotowe itp.), często stosowany w relacjach spółka-matka – spółka-córka. Ale czy spółki elektroenergetyczne, które same będą miały ogromne problemy z finansowaniem własnych inwestycji wytwórczych, opartych na węglu, będą mogły to zagwarantować?

Trzecia kategoria to kopalnie-dostawcy firm koksowniczych, gdzie mechanizm przejęcia będzie podobny, jak w elektroenergetyce.

Wreszcie ostatnia kategoria to kopalnie sprzedające na wolnym rynku, obejmującym zaspokajanie potrzeb grzewczych ludności (grubszy asortyment węgla) oraz sprzedające węgiel ciepłowniom i elektrociepłowniom miejskim (lokalnym). W tym przypadku trudno mówić o przejęciu, raczej kopalnie te mogą stać się samodzielnymi spółkami.

Wprawdzie minister Dawid Jackiewicz wspominał ostatnio o włączeniu do planu ratunkowego dla górnictwa inwestorów finansowych, takich jak PKO S.A. oraz ZUS, ale wydaje się, że główna odpowiedzialność za realizację procesów naprawczych spoczywać będzie jednak na koncernach elektroenergetycznych. Wyzwania strategiczne, przed którymi stoją te spółki, zostały szczegółowo opisane w artykułach tego numeru naszego czasopisma. Tym bardziej warto, w tym właśnie kontekście, rozważyć ryzyka jakie towarzyszyć będą takiemu rozwiązaniu, o ile zostanie ono wdrożone. Rzecz jasna szczegółowa analiza tej kwestii wymagałaby osobnej ekspertyzy, w tej skrótowej wypowiedzi ograniczymy się do podania dwóch ilustracji.

Po pierwsze, spodziewany wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ zwiększy inwestycje w bloki parowe na parametry nadkrytyczne, co wynika z ich relatywnie wysokiej sprawności i niskiej emisyjności. Będzie temu towarzyszyć tendencja do wyłączania starych bloków podkrytycznych, gdyż koszty ich eksploatacji staną się zbyt wysokie. W rezultacie w relatywnie krótkim czasie znacząco spadnie zużycie węgla kamiennego w elektrowniach pracujących na tym właśnie surowcu.

Po drugie, w okresie najbliższych lat konieczny jest znaczący wzrost nakładów na odnawialne źródła energii (OZE). Udział energii z OZE wzrósł z 11,3% w 2013 roku do 11,45% w 2014. Zdaniem Grzegorza Wiśniewskiego (patrz *Aktualny komentarz* zamykający to wydanie czasopisma), jeżeli obecny trend się utrzyma, to z dużym prawdopodobieństwem można stwierdzić, że Polska w roku 2020 osiągnie nie 15%, ale tylko 12,9% udziału energii z OZE. Oznacza to określone konsekwencje finansowe, w formie tzw. transferu statystycznego. Inaczej mówiąc, nasz kraj będzie musiał kupić za granicą brakującą ilość energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Przy określonych założeniach (deficyt – 2,1% i cena – 100 Euro/MWh), Wiśniewski jest zdania, że Polska musiałaby przed końcem roku 2020 dokonać transferu statystycznego na kwotę 1,8 mld Euro, czyli 7,5 mld zł, co stanowi ok. 1% rocznych wydatków budżetu państwa.

Z perspektywy regulacji unijnych stopniowa konwersja polskiej elektroenergetyki opartej na węglu na energetykę odnawialną z elementami energetyki prosumenckiej jest procesem nieuniknionym. **Perspektywa rządowa wydaje się opierać na polityce**

opóźnionej konwersji. W tym kontekście warto postawić kilka pytań, które mogą stać się przesłankami do szerszej, wielośrodowiskowej dyskusji.

Pierwsze pytanie dotyczy konsekwencji realizacji tej strategii w dłuższym okresie czasu, tj. wykraczającym poza czteroletnią kadencję władz. Nasuwa się również pytanie, w jakim stopniu ustalenie, że priorytetem polityki rządu jest rozwój elektroenergetyki konwencjonalnej, eliminuje zagrożenia wynikające z integracji rynku polskiego z europejskim rynkiem energii? Wreszcie ostatnia, lecz równie ważna kwestia: czy strategia opóźnionej konwersji nie wyłączy nas na wiele lat z rozpoczętego już procesu innowacyjnego przejścia energetyki na kolejny poziom rozwoju generacyjnego?

Powyższe pytania wskazują na zjawisko znacznych kosztów transakcyjnych towarzyszących niektórym z projektowanych rozwiązań. Trudno jednak w tej chwili powiedzieć, jakie alternatywne scenariusze są również przedmiotem negocjacji.