

# Gaz w elektroenergetyce

Władysław Mielczarski

Elektroenergetyka, stojąca przed koniecznością odnowy majątku wytwórczego i będąca pod presją redukcji emisji CO<sub>2</sub>, wydaje się bardzo przyszłościowym rynkiem dla gazu ziemnego.

Większe wykorzystanie gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej wiąże się z wieloma zmianami, do których należy zaliczyć przede wszystkim konkurencyjne warunki dostawy gazu, niskie ceny oraz strukturę kontraktów odpowiadającą specyficznym warunkom, w jakich będą działać elektrownie gazowe.

## TRENDY W ENERGETYCE

Do napisania tego artykułu skłoniły mnie refleksje, jakie naszły mnie po kilku konferencjach, w których ostatnio uczestniczyłem. Na dwóch z nich występowali członkowie zarządu PGNiG, którzy tłumaczyli, zresztą z dużą elokwencją, że ich firma nie jest monopolem, a jeżeli już, to tylko troszeczkę i głównie ze względów historycznych. Odnosiłem wrażenie, że zarówno pytający, jak i odpowiadający, ograniczyli się do problemu rynku gazu, do którego wprowadzenia próbuje przekonać kraje członkowskie Unia Europejska. Problem wydaje się jednak szerszy i obejmuje nie tylko zasady działania sektora gazu, ale także warunki, w jakich działają przyszli masowi odbiorcy gazu, którymi mogą być elektrownie gazowo-parowe.

Odnotowujemy z pewnym zaskoczeniem, że zużycie energii elektrycznej rośnie wolniej niż przewidywania. Wzrost zużycia energii elektrycznej – 1,1% w roku 2011, przy wzroście dochodu narodowego o 4,3%, oznacza, że stosunek wzrostu zużycia energii elektrycznej do wzrostu PKB wynosi 0,25. Tak niskie relacje wzrostu zużycia energii do wzrostu PKB są nietypowe dla gospodarek podobnych technologicznie do polskiej, w której zużycie energii elektrycznej w normalnych warunkach rośnie w relacji do wzrostu PKB o 0,4–0,6. Niski wzrost zużycia energii, przy stosunkowo dużym wzroście PKB może świadczyć o nadchodzącym kryzysie, „sztucznym” pobudzaniu gospodarki lub kreatywności w obliczaniu dochodu narodowego. Jednakże nawet w warunkach kryzysu konieczne będzie zbilansowanie produkcji z zapotrzebowaniem.

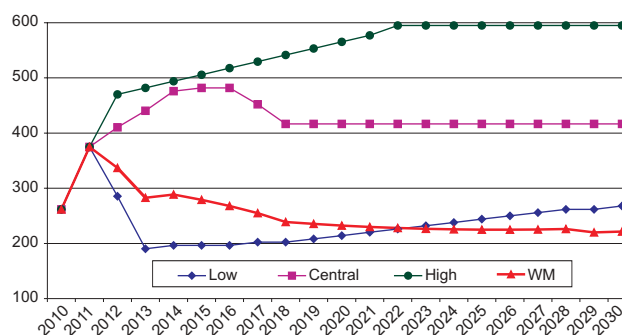
Nie będzie to łatwe, ponieważ brakowi inwestycji w nowe moce wytwórcze towarzyszy coraz większe starzenie się wyeksploatowanych bloków elektroenergetycznych. Od roku 2016 będą występowały w Polsce trudności ze zbilansowaniem zapotrzebowania na energię elektryczną. W krótkim terminie można wspomagać się importem, co zresztą planują, też w tym samym czasie, sąsiednie kraje. Jednak w średnim i dłuższym horyzoncie czasowym potrzebne będą nowe elektrownie.

Powstaje pytanie: jakie technologie, lub jakie paliwa, są najbardziej odpowiednie dla nowych elektrowni? W rozwoju energetyki jądrowej wydają się już nie wierzyć nawet lobbyści tej technologii. W warunkach ostracyzmu dla emisji CO<sub>2</sub> trudno będzie budować elektrownie węglowe, a jest mało prawdopodobne, aby odnawialne źródła energii, pomijając kontrowersyjne współspalanie, przekroczyły 10–15% w bilansie wytwórczym. Pozostaje gaz, może nie tyle z wyboru, ile z konieczności.

## PROGNOZY CEN GAZU

Zainteresowaniu gazem jako paliwem dla elektrowni towarzyszy coraz większa jego produkcja. Prognozy cen pokazują, że wzrastająca podaż będzie powodować spadek cen gazu. Nie ma przy tym znaczenia, czy i jakie nowe złoża gazu zostaną odkryte w Polsce, i czy lobbystom dotychczasowych dostawców uda się zablokować eksploatację gazu ze złóż niekonwencjonalnych w Europie. Gazu jest i będzie coraz więcej na świecie, i – niezależnie od zawartych kontrak-

Rys.1. Prognoza cen gazu ziemnego w Europie w USD/1000 m<sup>3</sup>



Źródło: DECC i modele autora.

tów – będzie istniała silna presja na obniżki cen energii oraz odchodzenie od dotychczasowych formuł cenowych. Warianty prognoz cenowych, jakie można uznać za realistyczne – średnia cen pomiędzy wariantem *Central* i *Low*, wskazują na ceny gazu, w dłuższym horyzoncie czasowym na poziomie 300 USD/1000 m<sup>3</sup> i poniżej. Uwzględnienie wpływu gazu ze źródeł niekonwencjonalnych – wariant WM – wskazuje na możliwość kształtowania się ceny gazu nawet poniżej 250 USD/1000 m<sup>3</sup>. Prognozy były wykonane w cenach stałych roku 2011.

## WARUNKI KONKURENCYJNOŚCI ELEKTROWNI GAZOWYCH

Rozważając konkurencyjność elektrowni gazowych w stosunku do elektrowni węglowych, należy brać pod uwagę kilka kluczowych elementów: relacje cen gazu i węgla, ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> oraz typy kontraktów na dostawę paliwa.

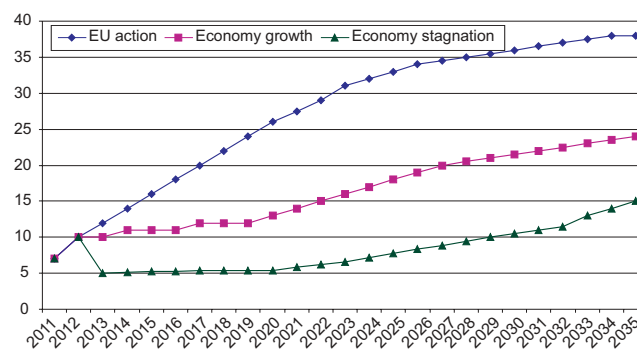
Prognozy wskazują nie tylko na spadek cen gazu w średnim i dłuższym horyzoncie czasowym, ale również na spadek cen węgla i ropy. Ceny tych trzech paliw są ze sobą w różny sposób powiązane. Stopniowe kruszenie się monolitu OPEC na Bliskim Wschodzie oraz nowe sposoby pozyskiwania ropy ze źródeł niekonwencjonalnych będą skutkowały coraz niższymi cenami ropy. Wydaje się, że tzw. *oil peak*, okres bardzo wysokich cen ropy, mamy za sobą, chociaż mogą pojawiać się okresowe wzrosty, wynikające z niestabilności politycznych, jak np. w sprawie elektrowni atomowych w Iranie.

Brak porozumienia, które zastąpiłoby Protokół z Kioto, zobowiązujący do zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub>, jak również małe prawdopodobieństwo podpisania w przyszłości tego typu umowy, powodują, że ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> znacznie spadły. Dodatkowym elementem są wady strukturalne systemu handlu emisjami (*EU ETS – European Union Emission Trade System*) oraz niespójne działania Komisji Europejskiej, która – z jednej strony – chce utrzymać wysokie ceny pozwoleń na emisję, a z drugiej – popiera rozwój odnawialnych źródeł energii i pracuje nad nową dyrektywą o efektywności energetycznej, co zmniejsza zapotrzebowanie na pozwolenia. Reakcją rynków jest spadek cen pozwoleń do około 6 euro/Mg. Jednak tylko ceny pozwoleń na emisję powyżej 30 euro/Mg mogą skutecznie oddziaływać na decyzje inwestycyjne zmieniające technologie nowych mocy wytwórczych.

Jedynie duża ingerencja Komisji Europejskiej (zapowiadana jeszcze w 2012 roku) może uratować system EU ETS – rys. 2. Pokazano tam trzy możliwe scenariusze rozwoju: *EU Action* – kiedy Komisja Europejska podejmuje zdecydowaną akcję ograniczenia liczby dostępnych do zakupu pozwoleń, *Economy Growth* – pokazujący możliwe ceny w przypadku silnego rozwoju gospodarczego przy umiarkowanej reakcji Komisji Europejskiej, oraz *Economy Stagnation*, odzwierciedlający brak zdecydowanego działania Komisji Europejskiej przy niskim tempie rozwoju gospodarczego krajów Unii Europejskiej.

Koszty produkcji energii elektrycznej z elektrowni gazowo-parowej (CCGT) silnie zależą od kosztów paliwa. Dopiero przy cenie gazu poniżej 250 USD/1000 m<sup>3</sup> elektro-

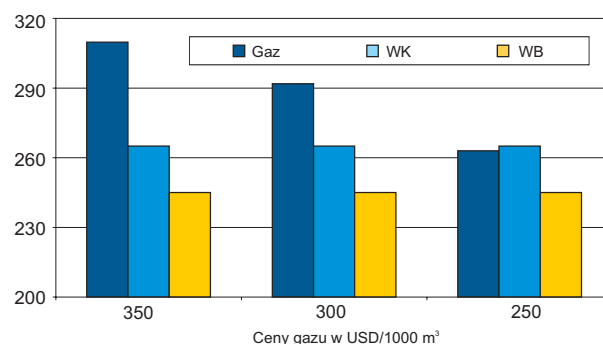
Rys. 2. Prognoza cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> w euro/Mg



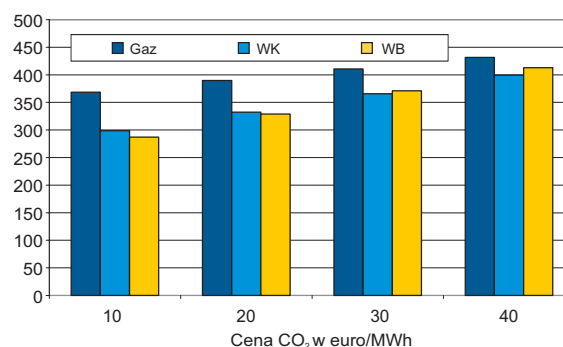
Źródło: Symulacje autora z wykorzystaniem informacji *Commodities Research Deutsche Bank*.

wnia taka staje się konkurencyjna dla elektrowni węgla kamiennego, chociaż wciąż nie jest konkurencyjna dla elektrowni węgla brunatnego – rys. 3. Skuteczne działanie elektrowni gazowych na rynku energii elektrycznej wymaga subsydiów, na przykład w postaci podatku CO<sub>2</sub> występującego w Unii Europejskiej w formie pozwoleń na emisję, które muszą kupować wszyscy producenci energii elektrycznej. Przewaga konkurencyjna elektrowni gazowych występuje dopiero przy cenie pozwoleń 30 euro/Mg – rys 4. Czy jednak pozwolenia na emisję CO<sub>2</sub> osiągną taką cenę, skoro dziś można je kupić za około 6 euro/Mg i występuje znaczny nadmiar pozwoleń w III okresie EU ETS, tzn. od 2013–2020 roku?

Rys. 3. Koszty produkcji energii elektrycznej z różnych technologii w funkcji cen gazu bez kosztów zakupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> (w PLN/MWh)



Rys. 4. Koszty produkcji w funkcji kosztów zakupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> (w zł/MWh)



Charakterystyczne dla systemu elektroenergetycznego nierównomierne zapotrzebowanie na energię elektryczną, zmieniające się w ciągu dnia w stosunku 1:3, powoduje że część elektrowni pracuje tylko w czasie dużego zapotrzebowania na energię elektryczną. Takie elektrownie, zwane podszczytowymi, pracują rocznie do 4000 h na 8760 h w roku. Jest oczywiste, że koszt energii z elektrowni podszczytowych, a taka rola przypadałaby elektrowniom gazowym, będzie wyższy niż z elektrowni bazowych pracujących 6000–7000 h w roku. Badania symulacyjne pokazują – rys. 5, że w przypadku podszczytowej pracy elektrowni gazowych będzie trudno uzyskać konkurencyjność nawet przy cenach pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na poziomie 40 euro/Mg. Tak wysokie ceny mogą być mało realne. Wydaje się, że bez dodatkowego wsparcia, w postaci np. kontraktów bilansujących z operatorem sieci, trudno będzie uzyskać konkurencyjność elektrowni gazowych.

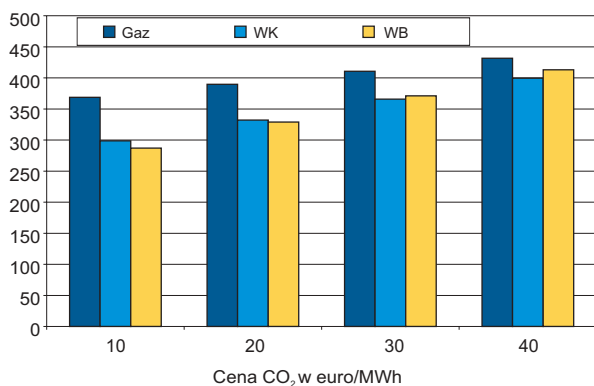
## MOŻLIWE DZIAŁANIA SEKTORA GAZOWEGO

Z pewnością wieloletnia pozycja PGNiG jako monopolisty skłania do obrony zajętych pozycji tak długo, jak to będzie możliwe. Jednak działanie takie byłoby błędem. Niezależnie od tego, co zrobi PGNiG, presja Komisji Europejskiej na tworzenie rynku gazu w przyszłości się nie zmniejszy. Przed PGNiG stoją dwie możliwości:

- jak najdłuższa obrona zajmowanych pozycji lub
- aktywne działanie na rzecz wprowadzenia reguł rynkowych w sektorze gazownictwa.

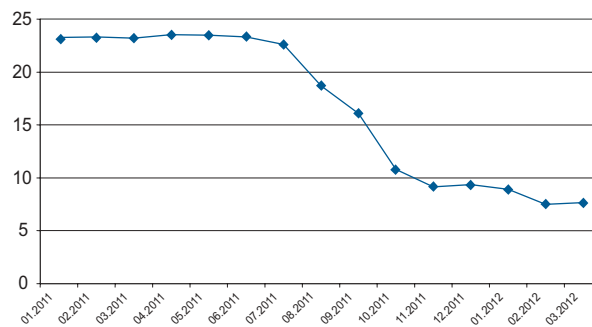
Historia pokazuje, że bardziej opłacalna i perspektywiczna

Rys. 5. Koszty produkcji energii elektrycznej z uwzględnieniem pracy elektrowni gazowej jako elektrowni podszczytowej (w zł/MWh)



jest druga opcja. W połowie lat 90. ubiegłego wieku, kiedy na elektroenergetykę wywierana była presja tworzenia rynku, ówczesny monopolista PSE nie tylko poparł zmiany rynkowe, ale stanął na ich czele. Bez wsparcia PSE i zaoferowanych na rzecz tworzenia rynku zasobów tej firmy projekt wprowadzenia rynku energii elektrycznej w latach 1999–2001 z pewnością przebiegałby znacznie gorzej. PSE, działające obecnie pod nazwą PGE GK, dobrze przetrwały perturbacje występujące zawsze przy zmianie systemu, i dziś są największą firmą elektroenergetyczną w Polsce, osiągającą znaczne przychody z rynku.

Rys. 6. Ceny czerwonych certyfikatów (w PLN/MWh)



Źródło: Giełda Energii.

**Najważniejsze, aby odbiorcy otrzymywali gaz po odpowiednio niskich cenach na podstawie elastycznych kontraktów, a dostawca paliw dzielił z producentem energii elektrycznej część ryzyka wynikającego ze zmiennych warunków rynkowych.**

Tworząc rynek gazu, nie należy popełniać błędów popełnionych przy rozszerzaniu rynku energii elektrycznej w latach 2002–2005. Rozbudowano wówczas nadmiernie formy pseudorynkowe, jak rynek certyfikatów, a zbiurokratyzowany i bardzo wrażliwy na decyzje polityczne europejski rynek pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> przeżywa właśnie głęboki kryzys. Przed podobnym kryzysem stoi krajowy rynek zielonych certyfikatów dla odnawialnych źródeł energii. Nadmiar tych certyfikatów – wydawanych za współpalanie – może wkrótce zdestabilizować rynek odnawialnych źródeł energii.

Reguły rynkowe powinny być jak najprostsze, tak aby handel był blisko fizycznych przepływów paliwa. Na rynku energii elektrycznej obecnie zbyt dużą rolę odgrywają prawa majątkowe i spekulacja tymi prawami. Niektóre podsektory elektroenergetyki, jako kogeneracja oparta na węglu, odczuwają właśnie chwiejność rynku praw majątkowych. Ceny czerwonych certyfikatów, które otrzymuje ten podsektor, spadły ponadtrzykrotnie – rys. 6. Dla odbiorców paliwa (gazu) nie jest istotna forma działania rynku. Najważniejsze, aby odbiorcy otrzymywali gaz po odpowiednio niskich cenach na podstawie elastycznych kontraktów, a dostawca paliw dzielił z producentem energii elektrycznej część ryzyka wynikającego ze zmiennych warunków rynkowych. Rynek też nie powinien tworzyć zbyt dużych kosztów transakcyjnych, które czasem mogą być większe od korzyści uzyskanych z działania rynku. ■

**Władysław Mielczarski**

Autor jest prof. dr hab. na Politechnice Łódzkiej.