

FUTURE FUELLED
BY KNOWLEDGE

ZESZYT NR 2


demos
EUROPA


ORLEN



ERA GAZU

*Jak wykorzystać
nowy potencjał?*

ERA GAZU

Jak wykorzystać nowy potencjał?

REDAKCJA

AGATA HINC

KOREKTA

TERESA PAPLIŃSKA

PROJEKT GRAFICZNY

MICHAŁ POLKOWSKI

SKŁAD

A VISTA GROUP SP. Z O.O.

UL. H. DEMBIŃSKIEGO 10

01-644 WARSZAWA

www.avistagroup.pl

DRUK I OPRAWA

DRUKARNIA OFFSET-PRINT

UL. MICKIEWICZA 18

05-816 MICHAŁOWICE

WYDAWCA

PKN ORLEN SA

UL. CHEMIKÓW 7

09-411 PŁOCK

www.orken.pl

© Copyright by PKN ORLEN, Warszawa 2011

Wszystkie prawa zastrzeżone. Żadna część niniejszego dokumentu nie może być publikowana, powielana lub przekazywana w jakiegokolwiek formie i za pomocą jakichkolwiek środków lub przechowywana w jakiegokolwiek bazie danych lub systemie odczytu poza jej wykorzystaniem dla celów prywatnych i niekomercyjnych, z wyłączeniem wszelkich dozwolonych form wykorzystania zgodnych z właściwymi przepisami prawa autorskiego. Każdemu takiemu wykorzystaniu towarzyszyć musi uzyskanie pisemnej zgody.

JACEK KRAWIEC	
WPROWADZENIE	7
DIETER HELM	
GAZ ŁUPKOWY A NISKOEMISYJNA TRANSFORMACJA W EUROPIE	9
RYSZARD MALARSKI	
KIERUNKI ROZWOJU SEKTORA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE	15
MACIEJ BUKOWSKI	
JAK ZLIBERALIZOWAĆ POLSKI RYNEK GAZU?	25
DARIA KULCZYCKA I AGATA STANIEWSKA	
GAZ ŁUPKOWY W POLSCE A KRAJOWY BILANS ENERGETYCZNY	29

WPROWADZENIE



JACEK KRAWIEC

PREZES ZARZĄDU
PKN ORLEN

Szanowni Państwo,

Oddajemy w Państwa ręce zeszyt PKN ORLEN i demosEU-ROPA – Centrum Strategii Europejskiej zatytułowany „Era gazu. Jak wykorzystać nowy potencjał?”, przygotowany w ramach serii wydawniczej „Future Fuelled by Knowledge” poświęconej strategicznym zagadnieniom z dziedziny ekonomii i energetyki.

Nikt nie ma wątpliwości, że sektor energetyczny czeka wiele zmian. Wynikają one zarówno z czynników niezależnych (kurczące się zasoby ropy czy potencjał drzemący w gazie łupkowym), jak i będących efektem decyzji *stricte* politycznych (limity emisji gazów cieplarnianych czy zakazy budowy nowych elektrowni jądrowych). Zmiany te sprawiają, że sektor energetyczny, który przez dziesięciolecia miał komfortową sytuację, bo działał w otoczeniu przewidywalnym długofalowo, teraz należy do najszybciej zmieniających się. Przy czym projekty inwestycyjne związane z tym sektorem są bardzo kosztowne i trwają zwykle latami, dlatego tak ważna jest otwarta i merytoryczna dyskusja nad przyszłością energetyki w kontekście gazu, uważanego – nie bez powodu – za podstawowe paliwo dla energetyki następnej generacji.

Do współpracy nad tak zaprojektowanym kolejnym zeszytem z serii FFbK zaprosiliśmy prof. Dietera Helma z Uniwersytetu w Oksfordzie, Ryszarda Malarskiego z Banku Światowego, dr Macieja Bukowskiego z Instytutu Badań Strukturalnych, jak również dr Darię Kulczycką i Agatę Staniewską z Polskiej Konfederacji Pracodawców Prywatnych Lewiatan.

Pierwszy artykuł dotyka kluczowych kwestii z punktu widzenia polityki energetyczno-klimatycznej Unii Euro-

pejskiej – redukcji emisji gazów cieplarnianych i bezpieczeństwa energetycznego oraz w ich kontekście, roli gazu łupkowego, którego potencjał wydobycia w Polsce jest znaczący. Autor stawia niezwykle ważną tezę, że realia, w których tworzona była niskoemisyjna strategia UE już nie istnieją (m.in. z uwagi na pojawienie się możliwości wydobycia gazu łupkowego na świecie), a co za tym idzie potrzebna nam nowa strategia, która uwzględniałaby nowe fakty i nową dynamikę.

Artykuł drugi przedstawia prognozę, w jaki sposób wyglądać będzie struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w 2020 roku – na podstawie obserwowanych dziś trendów i sposobu implementacji regulacji związanych z polityką energetyczną. Autor stara się również odpowiedzieć na pytanie, dlaczego, pomimo dostępnego kapitału finansowego, polski sektor energetyczny nie podejmuje inwestycji w niskoemisyjne rozwiązania.

Trzeci artykuł tłumaczy, dlaczego liberalizacja rynku gazu w Polsce jest (obok zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego) kluczowym elementem dla zapewnienia dostępu do dobrej jakości, taniego surowca dla przemysłu, energetyki i gospodarstw domowych w przyszłości.

Czwarty artykuł stawia pytanie o strukturę wytwarzania energii w Europie po katastrofie w elektrowni jądrowej w Japonii, która zmieniła sposób myślenia o źródłach energii, m.in. w Niemczech, i która uaktualniła pytanie o rolę węgla i gazu w strukturze produkcji energii w tej części świata, a w szczególności w Polsce. Tekst zwraca uwagę na rosnące znaczenie gazu łupkowego i konieczność przygotowania się na moment, w którym możliwe będzie jego wydobycie.

Jestem przekonany, że publikacja PKN ORLEN i demosEU-ROPA – Centrum Strategii Europejskiej zachęci Państwa do poważnej refleksji nad wyznaczeniem nowych kierunków rozwoju sektora produkcji energii w Europie i w Polsce.

Serdecznie zapraszam do lektury,

Jacek Krawiec

GAZ ŁUPKOWY A NISKOEMISYJNA TRANSFORMACJA W EUROPIE¹



DIETER HELM

PROFESOR DS. POLITYKI
ENERGETYCZNEJ, UNIWERSYTET
W OKSFORDZIE

Polityka energetyczna Europy opiera się na trzech głównych filarach: wewnętrznym rynku energii, pakiecie klimatycznym oraz na zestawie działań, mających zapewnić bezpieczeństwo dostaw (wewnętrznych w zakresie infrastruktury i zewnętrznych w odniesieniu do rurociągów i umów międzynarodowych). W ostatnich latach dominowały kwestie związane ze zmianami klimatu.

Europejskie podejście do zmian klimatu opiera się na założeniu o globalnym przywództwie. Europa, jak twierdzono, mogłaby przejąć inicjatywę w wyznaczaniu wiążących celów i tworzeniu systemu handlu emisjami w nadziei, że USA, a później reszta świata podąży jej śladem.

Taka właśnie rola przywódcza została ujęta w Pakiecie Energetyczno-Klimatycznym z 2008 roku oraz w systemie handlu uprawnieniami do emisji (ETS). W obydwu tych inicjatywach kwestią wysuwającą się na pierwszy plan jest docelowy udział odnawialnych źródeł energii w roku 2020 w strukturze wytwarzania energii i związane z nim dyrektywy. W rezultacie w sporej części Europy przez następne dziesięć lat uwaga i inwestycje będą koncentrować się przede wszystkim na energii wiatrowej.

Ów „pęd na wiatr” jest po części motywowany założeniem, iż do roku 2020 nie ma innej alternatywy dla energii odnawialnej. Elektrowni jądrowych nie da się uruchomić wystarczająco szybko nawet w krajach skłonnych podążać tą ścieżką, natomiast gaz uważa się zarówno za niebezpieczny, jak i kosztowny, szczególnie po tym, kiedy Rosjanie przerwali dostawy przez Ukrainę w 2006 i 2009 roku.

Rzeczywistość ulega zmianie. Pojawiają się nowe fakty, a dobra polityka powinna takie zmiany uwzględniać. Katastrofa jądrowa w Japonii to jeden z faktów, który ostudził ambicje związane z produkcją energii jądrowej, i to na dłużej niż do 2020 roku. Ale co ważniejsze, ostatnio miała też miejsce rewolucja na światowych rynkach gazu. Wraz z odkryciem pokładów gazu łupkowego, przyjęte wcześniej założenia zostały postawione na głowie. Mamy w tej chwili tak duży potencjał gazu, że lepiej będzie założyć, na potrzeby tworzenia polityki energetycznej, iż podaż może przekraczać popyt do roku 2050, a być może nawet i do końca stulecia.

Europejska polityka energetyczna jeszcze nie ustosunkowała się do tej rewolucji, ale będzie musiała to zrobić, ponieważ jej skutki są dalekosiężne. Europa stoi teraz przed szansą znacznie tańszego odejścia od wysokoemisyjnej produkcji energii elektrycznej (węgiel), torując drogę dla nowych technologii po roku 2020.

GAZ ŁUPKOWY – MOŻLIWOŚCI

Gaz łupkowy nie jest niczym nowym – wiadomo o nim od bardzo dawna. Nowością jest technologia jego wydobywania przy niskich kosztach. Technologia ta jest wynikiem zastosowania rozwiązań inżynierskich i informatycznych.

¹ Niniejszy tekst został przygotowany na zamówienie demosEUROPA – Centrum Strategii Europejskiej. Artykuł prezentuje niezależne poglądy autora na temat gazu łupkowego w Europie. Został on opracowany w oparciu o wystąpienie z konferencji demosEUROPA pt. „Gaz łupkowy a przyszłość polityki energetyczno-klimatycznej UE”, która odbyła się 6 maja 2011 roku w Brukseli. Copyright by demosEUROPA – Centrum Strategii Europejskiej.

Odwierty horyzontalne opracowane w przemyśle naftowym są jednym z elementów ułatwiających dostęp do rozproszonych zasobów gazu. Dzięki rozwiązaniom informatycznym z wykorzystaniem map sejsmicznych możliwe jest prowadzenie wierceń dokładnie do miejsca występowania gazu. Po nawierceniu złoża gazu konieczne jest otwarcie otaczającej je skały – w tym celu opracowano metodę kruszenia hydraulicznego. Dzięki łącznemu zastosowaniu tych trzech technologii wydobywanie gazu łupkowego staje się możliwe.

Technologia kruszenia hydraulicznego wymaga wprowadzenia płynów i środków chemicznych. Płynem tym najczęściej jest woda, co rodzi pytania o ochronę zasobów przyrodniczych, zwłaszcza tam, gdzie gaz łupkowy wydobywany jest z poziomów zbliżonych do lustra wód podziemnych będących źródłem wody pitnej. Proces wydobywania powoduje także wycieki metanu i to większe niż w przypadku konwencjonalnego wydobywania gazu ziemnego. Niemniej jednak w porównaniu z oddziaływaniem środowiskowym pełnego cyklu produkcji energii z węgla – emisji metanu z kopalni węgla, energochłonnych procesów wydobywania węgla, energii koniecznej do transportu węgla i do utrzymania niezbędnej dla tego transportu infrastruktury, zanieczyszczeń pochodzących ze składowisk węgla, niższej sprawności elektrowni węglowych, emisji zanieczyszczeń przy spalaniu węgla, zanieczyszczeń związanych z usuwaniem i składowaniem popiołu, strat na przesyłanie energii elektrycznej (elektrownie węglowe zlokalizowane są bliżej kopalń węgla, podczas gdy elektrownie gazowe zlokalizowane są bliżej odbiorców energii, ponieważ koszt transportu węgla jest o wiele wyższy niż koszt transportu gazu), oddziaływanie gazu łupkowego na środowisko jest stosunkowo łagodne. Korzystanie z węgla ma również inne wady – śmiertelność górników, zły wpływ na zdrowie górników, emisja SO_x i NO_x, i w końcu zapotrzebowanie na wodę do chłodzenia. Technologia wydobywania gazu łupkowego stawia dopiero pierwsze kroki, efektywność wykorzystania wody można zwiększyć, wody gruntowe można lepiej zabezpieczyć, ograniczyć można szkody związane z uwalnianiem się metanu. Całkowita ich eliminacja nie jest jednak możliwa. Oznacza to, że nie istnieje technologia, która w ogóle nie powoduje zanieczyszczeń.

W przypadku gazu łupkowego chodzi nie tyle o istnienie jego zasobów, co o możliwość wydobywania go niskim kosztem. Skorupa ziemna pełna jest paliw kopalnych, z punk-

tu widzenia zmian klimatu węgla jest zbyt dużo, a nie zbyt mało. Okazuje się, że w Stanach Zjednoczonych zasoby gazu łupkowego są tak obfite i tak tanie w wydobywaniu, że w niektórych miejscach można go pozyskiwać taniej niż gaz ziemny, że jego rezerwy wystarczą na sto lat i że Stany Zjednoczone, dotychczas główny importer gazu, obecnie zaczynają nawet myśleć o eksporcie gazu. Rozważa się nawet syntezę paliw płynnych z gazu łupkowego. Nastąpiło załamanie cen, a tradycyjne dotychczas powiązanie cen gazu i ropy naftowej zostało zerwane. W konsekwencji ostatnie wydarzenia w Afryce Północnej oraz na Bliskim Wschodzie miały jedynie ograniczony wpływ na rynek gazu w Stanach Zjednoczonych.

Stany Zjednoczone nie są jedynym krajem doświadczającym skutków gazowej rewolucji, choć tam są one najbardziej widoczne. Rynek międzynarodowy też już zdążył je odczuć. W przypadku Stanów Zjednoczonych produkcja gazu łupkowego nie tylko zaspakaja potrzeby tego kraju, ale przekłada się również na zmniejszenie popytu na skroplony gaz ziemny (LNG) importowany do tej pory z krajów takich jak Katar, które rozbudowały swoje moce produkcyjne z myślą głównie o eksporcie LNG do Stanów Zjednoczonych. Mimo że w Europie nie wydobywa się gazu łupkowego, gaz łupkowy ze Stanów Zjednoczonych radykalnie zmienił bezpieczeństwo i ceny dostaw gazu do Europy i zaczął ograniczać siłę rynkową Rosji.

Jest bardzo mało prawdopodobne, że produkcja gazu łupkowego ograniczy się tylko do Stanów Zjednoczonych. Zasoby gazu łupkowego znajdują się również w Chinach, na Bliskim Wschodzie, w Rosji i w Indiach. W Europie wielkie struktury skalne, które były źródłem węgla, ropy i gazu – rozciągające się od Polski poprzez Nizinę Północnoeuropejską, pod dnem Morza Północnego, aż do Wielkiej Brytanii – zawierają duże ilości gazu łupkowego (jak też metanu zgromadzonego w pokładach węgla kamiennego). Problemem w przypadku Europy są koszty, dostęp do złóż, prawa do gruntów oraz wpływ na środowisko naturalne. Z pewnością upłynie sporo czasu, zanim te problemy się rozwiążą. Bardziej prawdopodobna jest w Europie produkcja gazu łupkowego po roku 2020 niż przed tym rokiem – co nie zmienia faktu, że możliwości wiążące się z wykorzystywaniem gazu łupkowego (i gazu jako takiego w ogóle) zyskały zupełnie inne oblicze.

WPŁYW GAZU ŁUPKOWEGO NA ZMIANY KLIMATU I POLITYKĘ KLIMATYCZNĄ

Na pierwszy rzut oka mogłoby się wydawać, że sytuacja ta jest niekorzystna z punktu widzenia polityki klimatycznej. Tanie, obfite zasoby gazu podnoszą relatywny koszt energii ze źródeł odnawialnych i energii produkowanej w elektrowniach jądrowych. Nazbyt uproszczone założenie niektórych ekologów, że odnawialne źródła energii staną się szczególnie opłacalne, ponieważ produkcja ropy naftowej osiągnęła (lub wkrótce osiągnie) swój szczyt, ceny ropy wzrosną – a co za tym idzie – ceny gazu również, ponieważ z założenia są powiązane z cenami ropy naftowej, okazuje się być niczym więcej niż tylko własnie założeniem. Koszt energii elektrycznej jest niezależny od cen ropy z tego powodu, że ceny gazu i ropy nie są już ze sobą powiązane.

Jednakże negatywna reakcja na rewolucję gazu łupkowego jest nietrafiona. W perspektywie krótkoterminowej odzwierciedla ona nacisk na źródła energii o niskiej, a nie niższej emisji dwutlenku węgla. W perspektywie długofalowej potrzebne są nam technologie o niskiej emisji dwutlenku węgla, ale musimy też wiedzieć, jak dotrzeć do tych czasów. Zdecydowanie najbardziej odpowiedzialny za rosnącą emisję gazów cieplarnianych jest węgiel i wzrost jego zużycia. Konferencja klimatyczna w Kioto nie odniosła znaczącego skutku, ponieważ nie zajęła się tym globalnym trendem. Każdy, kto poważnie myśli o ratowaniu klimatu, musi pomyśleć o wycofywaniu węgla lub przynajmniej ograniczeniu dalszego rozwoju elektrowni węglowych. Jest to sprawa niezwykle pilna, która powinna znaleźć się na pierwszym miejscu w debatach na temat zmian klimatu. Dla klimatu większe znaczenie ma to, czy Chiny co tydzień będą uruchamiać dwie nowe, potężne elektrownie węglowe, niż hordy wiatraków stawianych na Morzu Północnym.

Tym samym, jeśli Europa chce mieć realny wpływ na zahamowanie zmian klimatu i ma tego dokonać szybko i tanio, to najlepszym krokiem, jaki może zrobić, jest wycofywanie elektrowni węglowych. Odejście od węgla powinno być najważniejszym priorytetem. Dotychczas była to kwestia problematyczna, ponieważ odejście od węgla oznaczało większe uzależnienie od niepewnych dostaw gazu z Rosji. Teraz jednak sytuacja wygląda inaczej: rewolucja gazu łupkowego oznacza, że możliwe jest szybsze

przejście z węgla na gaz, bez znacznego wzrostu kosztów ani ograniczania bezpieczeństwa. Co więcej, ponieważ większość elektrowni węglowych w Europie to elektrownie przestarzałe (a często bardzo przestarzałe), przejście z węgla na gaz zbiega się z cyklem odtwarzania zdolności produkcyjnych.

Z punktu widzenia zmian klimatu istotne jest to, że gaz emituje o około połowę mniej zanieczyszczeń w porównaniu z węglem, i z pomocą prostej arytmetyki można wykazać, że jeśli aktualna emisja gazów cieplarnianych ze spalania węgla w Europie zmniejszyłaby się do roku 2020 o połowę, nadrzędny europejski cel redukcji emisji zostałby z łatwością osiągnięty. Gdyby skupić się tylko na gazie, większa redukcja emisji gazów cieplarnianych prawdopodobnie mogłaby mieć miejsce jeszcze wcześniej.

Oczywiście pojawia się zastrzeżenie, że po wybudowaniu obiektów wykorzystujących gaz Europa będzie musiała kontynuować redukcję emisji dwutlenku węgla. Wówczas pojawi się problem, w jaki sposób po pozbyciu się węgla pozbyć się w następnej kolejności gazu. Na tak postawione pytanie istnieją trzy odpowiedzi:

- gaz jest znacznie bardziej elastyczny, a tym samym można go wykorzystać do rozwiązania problemów związanych z niestabilnością dostaw energii z odnawialnych źródeł;
- geologiczne składowanie dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania gazu jest opcją, którą Europa może realizować zarówno w kontekście lokalnym, jak i globalnym, zamiast skupiać się wyłącznie na geologicznym składowaniu dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania węgla;
- korzyści ekonomiczne z zastosowania gazu jako sposobu odejścia od energii pozyskiwanej z węgla, w odróżnieniu od stawiania ogromnych morskich farm wiatrowych, są na tyle duże, że taniej będzie (i to o cały rząd wielkości) przejść w pierwszej kolejności na gaz, a następnie po prostu zamknąć elektrownie gazowe, począwszy od połowy następnej dekady.

POLITYKA EUROPEJSKA I GAZ

Gaz dobrze wpisuje się nie tylko w nadrzędne europejskie cele dotyczące zmian klimatu, lecz także w inne filary europejskiej polityki energetycznej. Po pierwsze, otwarcie wewnętrznego rynku gazu przyspieszyłoby jego

rozwój. Firmy, które podpisały długoterminowe kontrakty z gwarantowaną wartością zakupu (w szczególności z Gazpromem) nie byłyby w stanie przeszkodzić w dostawach tańszego gazu, którego cena nie jest związana z ceną ropy naftowej. Skorzystaliby na tym zarówno odbiorcy, jak i przemysł. Z szerszej perspektywy, a także z punktu widzenia bezpieczeństwa, gaz łupkowy jest teraz alternatywą dla dostaw z Gazpromu, a to z kolei oznacza znaczne ograniczenie możliwości Gazpromu do przerywania dostaw. Z powodu presji konkurencyjnej ze strony swoich europejskich partnerów, z biegiem czasu Gazprom będzie zmuszony złagodzić warunki kontraktów długoterminowych.

Drugą korzyścią jest większa konkurencyjność i ograniczenie przenoszenia wysokoemisyjnej produkcji przemysłowej z Europy do krajów rozwijających się. W porównaniu z konkurencją międzynarodową, budowa morskich farm wiatrowych podnosi znacznie koszty produkcji energii w Europie, w niewielkim tylko stopniu przyczyniając się do zmniejszenia globalnego ocieplenia. Gaz daje konkurentom równe szanse. A ponieważ Europa podejmuje znaczne wysiłki, aby wydobyć się z kryzysu ekonomicznego, czynnik ten jest niezwykle istotny.

Aby osiągnąć te korzyści, europejska polityka energetyczna musi znaleźć nową równowagę. Dyrektywa UE o energii odnawialnej dominuje wszystkie inne działania na rynku energii w bieżącym dziesięcioleciu. Aby gaz mógł szybko i tanio stać się sposobem na odejście od węgla, najpierw należy wprowadzić zmiany do tej dyrektywy. Odnawialne źródła energii mają swoją (ważną) rolę do odegrania, ale nie na zasadzie wyłączenia praktycznie wszystkich innych opcji. W 2008 roku ustanowienie celu na poziomie 20% mogło się wydać całkiem rozsądne i wykonalne, ale zamiast chować głowę w piasek na kolejne 12 lat, lepiej byłoby przyznać, że rzeczywistość uległa zmianie i odpowiednio dostosować do niej politykę.

Zmiany, które muszą nastąpić, są raczej ewolucyjne niż rewolucyjne. Celem jest redukcja emisji, a nie konkretna technologia czy konkretna lokalizacja. Na poziomie europejskim założenie powinno być takie, że skoro ogólny cel redukcyjny został osiągnięty, to wówczas udział energii ze źródeł odnawialnych ma drugorzędne zna-

czenie w ocenie, czy państwa członkowskie wypełniły swoją rolę w rozwiązywaniu problemu zmian klimatu. Mogłyby się tu również liczyć projekty prowadzone w krajach rozwijających się. Kolejnym krokiem mogłoby być uwzględnienie projektów związanych z geologicznym składowaniem dwutlenku węgla, nawet jeśli wejdą one w życie już po roku 2020.

W rzeczywistości wiele krajów i tak nie osiągnie docelowej wielkości udziału energii ze źródeł odnawialnych (w tym prawie na pewno Wielka Brytania), więc lepiej pomyśleć nad odpowiednią strategią rozwiązania tej sytuacji, zamiast pospiesznie forsować karkołomne projekty budowy morskich farm wiatrowych.

Kolejną konieczną zmianą jest koncentracja środków na infrastrukturę gazową. Bez względu na przyjętą politykę, Europa staje się coraz bardziej zależna od gazu. Kryzys ukraiński wyraźnie pokazał, jak bardzo narażona jest południowo-wschodnia część Europy, ponieważ znajdujące się tam sieci gazowe nie są w pełni ze sobą połączone i nie wszystkie kraje mają rozbudowaną infrastrukturę portową do odbioru skroplonego gazu ziemnego. W uzupełnieniu do ogólnych korzyści wynikających z możliwości połączenia, istotna jest sprawa infrastruktury towarzyszącej dla skroplonego gazu ziemnego. Mając to na uwadze, pożądane jest zwrócenie uwagi Komisji Europejskiej na problem infrastruktury.

PRODUKCJA GAZU ŁUPKOWEGO W EUROPIE

Opisane zjawiska i korzyści pojawią się niezależnie od tego, czy gaz łupkowy będzie produkowany w Europie. Jeśli Europa będzie potrafiła wykorzystać swoje zasoby gazu łupkowego, korzyści wynikające z przejścia na gaz będą odpowiednio większe.

Istnieje kilka powodów, dla których rozwój wydobycia europejskiego gazu łupkowego będzie opóźniony w stosunku do wyników osiąganych w Stanach Zjednoczonych (i w innych państwach). Zasoby gazu łupkowego nie zostały dobrze poznane, ponieważ nie prowadzono szeroko zakrojonych badań sejsmicznych pod kątem gazu łupkowego. Niemniej jednak geologia Europy jest dobrze znana i nie ma w zasadzie wątpliwości co do

tego, że istnieją potencjalne zasoby gazu łupkowego. Na pierwszy plan wysuwa się tu Polska.

Aby móc wydobywać gaz łupkowy w Europie, konieczne będzie opracowanie kompleksowych ram prawnych. Jest to problem analogiczny do wyzwania, które się pojawiło w momencie odkrycia zasobów ropy naftowej i gazu na Morzu Północnym, ale w przypadku gazu łupkowego istnieje dodatkowa trudność związana z prawami własności gruntów, planowaniem i zasobami wodnymi.

Prawa własności w Europie bardzo się różnią od praw własności w Stanach Zjednoczonych. W Stanach Zjednoczonych właściciele gruntów mają prawo własności do wszystkiego, co uda im się wydobyć spod powierzchni tych gruntów, i jest to główna zachęta do eksploatawania zasobów kryjących się pod ziemią. Ponadto w Stanach Zjednoczonych istnieją ogromne otwarte przestrzenie, podczas gdy Europa jest zatłoczona, a własność gruntów jest rozproszona. W rezultacie negocjacje z właścicielami gruntów w sposób nieunikniony będą bardziej skomplikowane, a rola państwa jako pośrednika w tych negocjacjach będzie miała kluczowe znaczenie.

Podobnie jak w przypadku geologicznego składowania dwutlenku węgla, Komisji Europejskiej przypadnie zadanie określenia ram prawnych dla gazu łupkowego. Mogą one również zawierać propozycje dotyczące roli Unii Europejskiej w sprawowaniu nadzoru nad tą działalnością. Po części jest to nieuniknione, ponieważ Komisja już obecnie reguluje wiele kwestii w sektorze wodnym poprzez Ramową Dyrektywę Wodną (Water Framework Directive).

PERSPEKTYWA DŁUGOOKRESOWA – OGROMNE MOŻLIWOŚCI TECHNOLOGICZNE

Gaz łupkowy nie jest panaceum na wyzwania związane ze zmianami klimatu. Jest jednak jednym z istotnych elementów rozwiązania tego problemu. Wyraźnie widać, że dotychczasowa strategia Europy nie przyniosła skutków i nie odniosła znaczącego wpływu na wielkość emisji gazów cieplarnianych. Podejście przyjęte przez Europę na konferencji klimatycznej w Kopenhadze w 2009 roku, polegające na przyjęciu roli lidera w działaniach na rzecz

redukcji emisji gazów cieplarnianych, nie zaowocowało przyłączeniem się Stanów Zjednoczonych, a Chiny stale powiększają emisję (w dużej mierze ze spalania węgla) i to w zastraszającym tempie. Mało prawdopodobne jest, aby w najbliższym czasie powstały jakieś wiarygodne, wiążące i skuteczne ustalenia międzynarodowe. Niewątpliwie nadszedł czas na plan B.

W perspektywie średnio- i długofalowej istnieje wiele technologii, które mogłyby wprowadzić znaczące zmiany. Konwergencja technologii informatycznych i sieci elektrycznych do tworzenia aktywnych, a nie biernych systemów otwiera ogromne możliwości po stronie popytu. Elektryfikacja transportu to potencjalny sygnał końca wzrostu znaczenia ropy naftowej – może być nawet tak, że mnóstwo ropy pozostanie niewydobyte. Postępy w dziedzinie konstrukcji akumulatorów mogą zrewolucjonizować zagadnienie przechowywania energii elektrycznej, zwłaszcza w odniesieniu do akumulatorów samochodowych. Wiele nowych pomysłów na produkcję energii elektrycznej bez emisji dwutlenku węgla powstaje na uniwersytetach i w ośrodkach badawczych na całym świecie.

Wszystko to wymaga czasu, który nie jest po naszej stronie. Jeżeli nieubłagany wzrost emisji dwutlenku węgla nie zostanie powstrzymany w ciągu następnych dwóch dziesięcioleci, ocieplenie klimatu może być już na tyle duże, że poczyni trwałe szkody i będzie grozić destabilizacją klimatu. Wbrew dzisiejszym założeniom polityki europejskiej, odnawialne źródła energii w obecnym kształcie nie będą w stanie wiele zmienić w ciągu najbliższych dwóch dziesięcioleci, jeśli chodzi o zmniejszenie globalnego ocieplenia. Nie będą one miały znaczącego wpływu nawet na „europejskie ocieplenie”, zwłaszcza jeśli nastąpi szybsze odejście od elektrowni jądrowych, a elektrownie węglowe będą dłużej eksploatowane, aby wypełnić powstałą lukę (jak to ma miejsce w Niemczech).

Ponieważ jest już oczywiste, że Plan A nie zdał egzaminu, potrzeba stworzenia nowego planu jest paląca. Biorąc także pod uwagę nowe fakty, jakie przyniosła nam rzeczywistość, wniosek nasuwa się sam: trzeba przemyśleć wszystko od nowa.

KIERUNKI ROZWOJU SEKTORA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE



RYSZARD MALARSKI

EKSPERT RYNKU ENERGII,
KONSULTANT
BANKU ŚWIATOWEGO

„ELEKTRYCZNOŚĆ JEST NAJPOTĘŻNIEJSZYM I NAJWAŻNIEJSZYM ELEMENTEM JUTRA”, POWIEDZIAŁ JEDEN Z PRACOWNIKÓW NOWOJORSKICH TARGÓW W 1930 ROKU.

Tekst ten to próba zdefiniowania sposobu produkcji energii elektrycznej w 2020 roku. To prognoza na podstawie trendów i sposobu implementacji regulacji. To subiektywna ocena ewentualnych indywidualnych decyzji zarządów spółek energetycznych, a więc próba myślenia torem tych, którzy podejmują decyzję „budować czy nie?”. Nie kieruję się życzeniami polityków, wyrażanymi w strategiach i publikacjach przygotowywanych na życzenie Komisji Europejskiej. Nie kieruję się opiniami akademików, którzy naukowo dowodzą, jakie rozwiązania będą dla Polski najlepsze. Nie kieruję się marzeniami ekologów, wynikającymi z ideologii czy z religii. Nie patrzę też precyzyjnie na podjęte międzynarodowe zobowiązania, czy przyjęte do realizacji dyrektywy unijne, bo nie jestem pewny ich trwałości. Jest to zatem prognoza przygotowana po prostu w dobrej wierze, choć w bardzo niepewnym środowisku. Z bardzo powszechnej, i na szczęście coraz bardziej rozpowszechnionej w Polsce, ekonomicznej wiedzy wynika, że inwestują ci, którzy: (a) mają pieniądze lub dostęp do nich, i którzy (b) liczą na zysk. Ten pierwszy warunek wydaje się być spełniony. Szefowie spółek twierdzą, że jest dość gotówki w kasach polskich i zagra-

nicznych spółek energetycznych. Mają one również otwarte pole do finansowania inwestycji długiem. Mogą również pozyskać finansowanie drogą oferty publicznej, jako że ich spółki w większości są notowane na giełdzie. Dlaczego więc nie inwestują? Musi być jakiś problem z tym drugim elementem – z zyskiem. Widocznie nie są pewni, że się pojawi. Przyjrzyjmy się zatem elementom, które tworzą w sektorze energetycznym tę niepewność.

DEROGACJE

Wprowadzie pod koniec marca br. Komisja Europejska przyjęła decyzję ws. derogacji oraz opublikowała wytyczne w formie odpowiedniego Komunikatu, ale to niewiele poprawiło niepewność środowiska inwestycyjnego. Wywołało natomiast dyskusje, negocjacje oraz nieuniknione protesty w Polsce. Wydaje się, że nasz głos jest zatem słabo słyszalny w Brukseli. Nie udaje nam się wpłynąć na kształt regulacji. Głośno protestujemy dopiero wtedy, kiedy regulacja jest już przyjęta i przeszła cały proces legislacyjny. Wówczas wyciągamy wielkie działa (premiera albo wniosek do trybunału) i złościmy się, że jesteśmy gorzej traktowani. Tymczasem, czy rzeczywiście warto walczyć o derogacje, skupiając mniej uwagi na innych kwestiach? Ekonomiczny wpływ siedmiu lat przydziału bezpłatnych praw do emisji w energetyce (od 70% w 2013 roku do 0% w 2020 roku) na nową instalację węglową, która może produkować prąd (przez 40 lat) jest niski. Każda nowa instalacja bez darmowych uprawnień musi jednak konkurować z tymi istniejącymi przed 2008 rokiem, które dostaną uprawnienia, jeśli będą inwestować w modernizację. Z drugiej strony, nowocześniejsza elektrownia będzie bardziej wydajna. Dodatkowo, emitując mniej siarki, azotu i pyłów, ponosi mniejsze koszty korzystania ze środowiska. Rachunek ten musi się jednak wydawać niekorzystny, skoro prezesi nie decydują się na inwestycje. Może więc im pomóc,

ogłaszając, że Polska nie wystąpi o derogację? Jeśli tak się stanie, wszystkie instalacje, nowe i stare będą mieć równe szanse, i zdecydują się na inwestycje, nie czekając na krajowy plan inwestycyjny (nie później niż do 30 września 2011 roku) i decyzję Komisji Europejskiej w tej sprawie (po kilku miesiącach), a wpływy z aukcji do budżetu państwa w 2013 roku będą odpowiednio wyższe. Pozostaje wtedy niebagatelny problem wymyślenia sposobu ochrony konsumentów wrażliwych na wysoką cenę prądu. Można skorzystać z części tych dodatkowych wpływów do budżetu. Politycznie brak aplikacji o derogację wydaje się być trudny do przyjęcia. W przypadku wystąpienia o nie, pojawia się jednak duże prawdopodobieństwo, że do połowy 2012 roku szczegóły pozostaną nierozstrzygnięte. Choć pewne kierunki można w obu dokumentach już znaleźć: dojście od 70 do 0% będzie mniej więcej liniowe, elektrownie węglowe raczej nie będą uwzględnione z uwagi na sugestię dywersyfikacji struktury wytwórczej. Tym niemniej, dużo zależeć będzie od subiektywnej interpretacji Komisji Europejskiej.

CENA UPRAWNIEŃ DO EMISJI CO₂

Ogólna wartość derogacji jest powiązana z ceną uprawnień do emisji CO₂. Komisja Europejska prognozuje tę cenę na bazie dostępnych modeli ekonomicznych, które są uproszczeniem rzeczywistości. Często firmy konsultingowe ogłaszają swoje własne prognozy, ale na ogół prawa do emisji przybierają taką wartość, która spełnia postawioną wcześniej tezę (że będą wyłączenia prądu albo że cena prądu przekroczy możliwości płatnicze konsumentów, albo że łagodnie i bez przeszkód zamkniemy część polskich kopalń, a elektrownie węglowe zamienimy najpierw na gazowe, a potem na wiatraki, albo że musimy budować elektrownie jądrowe, bo już się opłaca, etc). Komisja prognozuje 14,5 euro za jedno uprawnienie do emisji w okresie 2010-2014, 20 euro w okresie 2015-2019 (wg załącznika do wytycznych w sprawie derogacji, ceny stałe z 2008 roku). JP Morgan prognozuje 33 euro w 2020 roku, a Deutsche Bank 48 euro w tym samym roku. Prognozy różnych analityków kształtują się w dość szerokim przedziale od 25 do 67 euro. Wydaje się zatem, że cena ta jest mniej więcej tak trudna do przewidzenia jak kursy walut. Opieranie planu biznesowego inwestycji na takich prognozach byłoby niepoważne. Ponadto, rynek CO₂ nie jest

„normalnym” rynkiem – tu cena nie ma wpływu na podaż. Jest to raczej pseudorynek z dominującym udziałem regulacji, zakazów, nakazów.

Cena uprawnień do emisji CO₂ zależy także od szans na zawarcie nowego porozumienia globalnego po 2012 roku. W warunkach niepewnych perspektyw wzrostu w gospodarce światowej i presji fiskalnych, rozmowy o porozumieniu post-Kyoto nie są dominującym tematem debat politycznych na szczeblu globalnym. Polityka Unii Europejskiej (UE) pozostaje jednak ambitna. Unia bez oglądania się na działania innych graczy opiera się na zasadzie „co nas nie zabije, to nas wzmocni”. Ponadto, wciąż brakuje głębszej analizy wpływu polityki klimatyczno-energetycznej na poszczególne kraje UE, która odpowiadałaby na pytanie „czy wszystkie kraje mogą skorzystać na spodziewanej rewolucji technologicznej w energetyce?”.

W obliczu postulatów o wyższe redukcje emisji CO₂ w UE niektóre sektory gospodarki mogą balansować na krawędzi ekonomicznego bytu. Wydaje się, że nikt nie kontroluje w całości otoczenia do prowadzenia biznesu, tworzonego przez rozrastające się regulacje w ramach polityki energetyczno-klimatycznej UE. Dodatkowo, instrumentarium polityki energetyczno-klimatycznej ma niekiedy sprzeczne cele, jak chociażby zależność między celem podstawowym redukcji emisji CO₂, a promowaniem energii odnawialnej. Przykładowo, profesor Böhringer wykazał w badaniach empirycznych dla Niemiec, że cele dla OZE przyczyniają się do spadku ceny uprawnień do emisji i przez to prowadzą do większego wykorzystania „brudnych” paliw, takich jak węgiel brunatny.

CENY PALIW

Głównym składnikiem kosztów produkcji prądu w elektrowni konwencjonalnej jest paliwo. Jego udział w kosztach wynosi 40-50% dla elektrowni węglowych i około 70-80% dla elektrowni gazowych. Dla elektrowni jądrowych koszt paliwa to tylko 15-25%. Od czasu kiedy cena paliw przestała być ustalana przez czynniki fundamentalne, a zaczęła przez rynki finansowe, rozpoczęły się silne wahania ceny surowców na rynkach światowych. Dodatkowym czynnikiem „z ostatniej chwili” jest „Wiosna Ludów” w Afryce Północnej, stawiająca duży znak zapy-

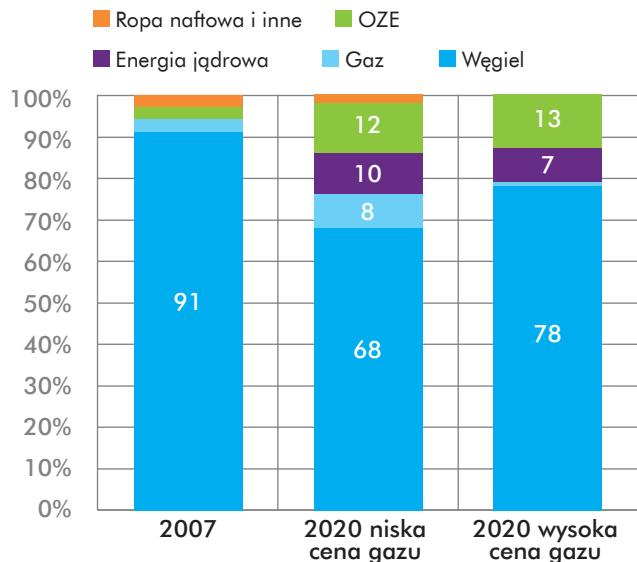
tania, jeśli chodzi o możliwość zapewnienia/zwiększenia dostaw surowców energetycznych, szczególnie ropy, przez kraje OPEC. Zgodnie z ostatnimi raportami analityków rynku energii KBC tylko ze strony państw OPEC można spodziewać się dodatkowego wzrostu podaży ropy w przyszłości, gdyż tacy producenci jak Stany Zjednoczone (USA) czy Kanada już pracują przy pełnych mocach wytwórczych. Z drugiej strony, raporty CERA sugerują, że do 2020 roku USA i kraje non-OPEC (m.in. Rosja, Kanada) pozostaną głównymi generatorami dodatkowej podaży ropy (rozwijają technologię *high oil*).

Nadpłynność rynków finansowych, wynikająca z luźniej polityki pieniężnej, prowadzonej w szczególności przez FED, objawiła się pojawieniem dużej ilości spekulacyjnego pieniądza, inwestowanego także w surowce. Spowodowało to oderwanie ceny paliw od czynników fundamentalnych, a to z kolei olbrzymie trudności z prognozowaniem kosztów produkcji energii elektrycznej w Polsce. Firma McKinsey pokazuje też ciekawą, silną korelację cen prądu i gazu w Niemczech, która połączona z korelacją cen prądu w Polsce i Niemczech, pozwala na postawienie wniosku o silną korelację cen prądu z ceną gazu w Polsce. Można się spodziewać, że jeśli Polska zacznie produkować więcej prądu z gazu, korelacja między ceną prądu i ceną gazu w Polsce jeszcze wzrośnie.

Kluczowa jest również prognoza ceny gazu. Ostatni raport Banku Światowego (Rysunek 1.) zawiera próbę optymalizacji struktury produkcji energii elektrycznej w Polsce w oparciu o ograniczenia techniczne, koszty i potencjał redukcji emisji. Prezentowany wykres pokazuje, jak „tani” lub „drogi” gaz wpływa na jego obecność w strukturze wytwarzania energii. Niska cena gazu oznacza jego większy udział w tej strukturze.

Innym elementem niepewności rynku gazu jest gaz łupkowy. Bardzo tani gaz w USA wywołał pozytywny szok podaży. Fenomen ten wpływa na sytuację globalnego rynku gazu pośrednio. Wpływ bezpośredni jest ograniczony ze względu na ograniczone możliwości „przyjmowania” LNG przez gazoporty w Europie. Są znikome szanse na jakikolwiek wpływ gazu łupkowego na produkcję energii elektrycznej w Polsce przed 2020 rokiem. Skala jego potencjalnego wydobycia do tego roku w niewielkim stopniu

Rysunek 1. Optymalna struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2020 roku, raport Banku Światowego



Źródło: Bank Światowy, Transition to a Low-Emissions Economy in Poland, February 2011, www.worldbank.org/pl/lowemissionseconomy

wpłyne na cenę gazu w naszym rejonie. Niewątpliwie natomiast terminal LNG w Świnoujściu będzie czynnikiem ingerującym w strukturę produkcji prądu, mając wpływ na decyzje inwestycyjne przy niskiej cenie gazu.

CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM (CDM) PO 2012

Zamiast kupować drogo na aukcjach w Europie, można znacznie taniej zrobić projekt w ramach CDM w innym kraju. Ale ciągle nie wiadomo, jak długo ten schemat będzie dozwolony, czy będzie jakaś kontynuacja po 2012 roku, czyli z końcem okresu obowiązywania Protokołu z Kioto, a jeśli tak, to w jakim zakresie.

WSPARCIE DLA ENERGETYKI ODNAWIALNEJ

Odnawialne źródła energii (OZE) to sektor najbardziej oddalony od reguł rynkowych w całej energetyce. Jego podstawą jest wsparcie publiczne. Cena zielonego certyfikatu wynosi obecnie około 60 euro/MWh. Nie jest ona jednak gwarantowana, a system jest założony tylko do 2015 roku i nie wiadomo jeszcze, jak będzie kontynuowany.

Decyzje inwestycyjne w podsektorze energetyki odnawialnej zależą wprost od schematu subsydiowania.

LIBERALIZACJA CEN PRĄDU

Większość państw świata dopłaca do kosztów energii. W 2007 roku 20 największych państw nie-OECD wypłaciło łącznie 310 mld dolarów subsydiów na rzecz sektora produkcji energii. To robi wrażenie i pokazuje, ile jest przestrzeni do zmian. Nie wiadomo jednak, w jakim tempie będą zachodzić te zmiany i jak głęboko będą dotyczyły Polski. Jednym z sygnałów zmian jest zapowiedziana reforma rynku hurtowego prądu, której koncepcja ma pojawić się wiosną 2012 roku. Co ważne, cena energii elektrycznej jest podstawowym składnikiem obliczeń opłacalności inwestycji.

INNE NIEPEWNOŚCI

Wymienione powyżej czynniki są oczywiście tylko wybranymi elementami łamigłówki, którą próbują rozwikłać prezesi spółek energetycznych. Jest cały koszyk mniejszych elementów, które choć bardziej szczegółowe, mogą mieć znaczący wpływ na decyzje inwestycyjne. Jedną z nich jest sposób wykorzystywania przez państwa wpływów z aukcji uprawnień do emisji. Jak bardzo i co będą wspierały subsydiami, jeżeli w nadchodzących trudnych okresach budżetowych wpływy te nie zostaną po prostu wchłonięte przez bieżące potrzeby konsumpcyjne?

Dla lepszego przedstawienia ryzyk inwestycyjnych służy tabela poniżej (Tabela 1.), która jest próbą uporządkowa-

nia tej materii. Im więcej gwiazdek, tym większe ryzyko związane z inwestycją w energetyce.

Powyższa tabela ma charakter demonstracyjny i orientacyjny. Nie jest moim zamiarem dokładna wycena każdego z ryzyk. Nie traktuję sumy gwiazdek jako syntetycznej miary ryzyka ze względu na następujące fakty:

- wybór 7 kategorii ryzyka ma charakter subiektywny i nie wyczerpuje całego katalogu specyficznych ryzyk związanych z poszczególnymi inwestycjami;
- wszystkie elementy są uwzględniane jednakowo, nie wprowadzam systemu wag ani rozkładu prawdopodobieństwa, a ograniczenie liczby gwiazdek do 3 może być niedokładne;
- pomiędzy niektórymi składowymi może występować współzależność, np. między ceną paliwa a ceną uprawnień do emisji CO₂;
- w wybranych 4 grupach istnieje szereg podkategorii, które mogą mieć zupełnie inną charakterystykę niż średnia dla danego paliwa.

Nie sposób również przewidzieć znaczenia postępu technologicznego, można jednak spokojnie założyć, że postęp technologiczny na pewno nas zaskoczy. W wielu analizach inżynierskich czy ekonomicznych postęp technologiczny przyjmowany jest jako „manna z nieba”. Zaobserwowano istotny, statystyczny związek między rozwojem gospodarczym a spadkiem zużycia energii na jednostkę PKB. Występuje również tzw. efekt zwrotny, czyli zwiększanie zużycia energii w miarę stosowania coraz bardziej oszczędnych technologii. Tak jakby tu też zaczęła działać

Tabela 1. Matryca ryzyk inwestora

RODZAJ INSTALACJI	WĘGLOWE	GAZOWE	NUKLEARNE	ODNAWIALNE
skala inwestycji i finansowania	**	*	***	*
cena paliwa	*	***	*	*
cena uprawnień do emisji	***	**	*	*
stabilność dostaw paliwa	*	***	**	*
stabilność regulacji	***	***	***	***
stabilność sieci	*	*	**	***
przyzwolenie społeczne	*	*	***	**
Suma ryzyk	12	14	15	12

Źródło: opracowanie własne

stara zasada nieoznaczoności Heisenberga, która wyjaśniła wiele eksperymentów fizycznych, wskazując na wzajemne relacje badanego zjawiska i obserwatora. Czy żarówki energooszczędne „same czują”, jak mało zużywają prądu, świecą znacznie dłużej?

Kilka podstawowych wniosków ogólnych wpływających z tej tabeli wydaje się oczywistych:

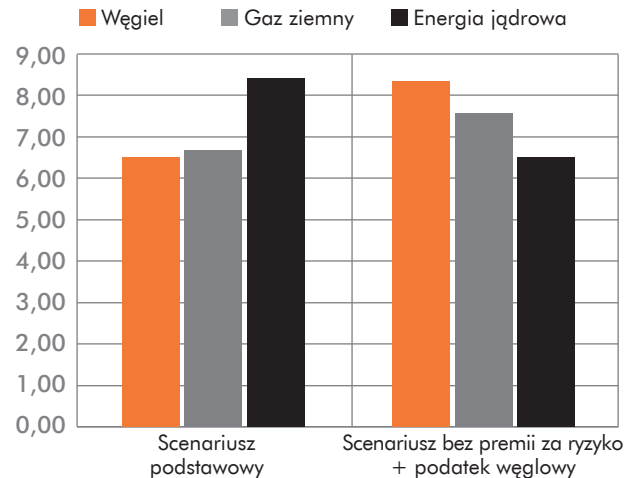
- inwestycja w zwiększenie mocy produkcyjnych energii elektrycznej w Polsce jest złożonym problemem;
- ostateczna decyzja inwestora będzie zależać od interakcji w trójkącie firma-państwo-społeczeństwo;
- decyzje o przyszłości sektora energetycznego, aczkolwiek istotne i chętnie dyskutowane i rozważane na szczeblu politycznym, są uzależnione od szeregu czynników zupełnie niezależnych od polityków, takich jak chociażby cena paliw;
- żadna z technologii nie ma absolutnej przewagi nad pozostałymi we wszystkich elementach. Na przykład energia odnawialna wydaje się być szczególnie atrakcyjna, lecz przegrywa w kategorii „stabilność sieci”, a jest to istotny czynnik, gdyż zakłócenia w dostawie energii są kosztowne dla gospodarki, więc trudno sobie wyobrazić, aby inwestorzy i szeroko rozumiany regulator skupili się na wyborze i promowaniu nowych inwestycji wyłączając źródła odnawialne.

Przeanalizujmy więc kilka kategorii zastosowanych w tabeli ryzyk, skupiając się na tych, które nie były dyskutowane wcześniej. Pomimo istniejących sondaży opinii publicznej pomijam rozważania na temat przyzwolenia społecznego, gdyż jest ono silnie uzależnione od sposobu postawienia pytania w sondażu oraz kontekstu i czasu przeprowadzenia badań.

SKALA INWESTYCJI I FINANSOWANIA

W tej kategorii mieszczą się czynniki związane z rodzajem inwestycji: koszty kapitałowe (CAPEX) i operacyjne (OPEX), skomplikowana budowa dużych obiektów, konieczność wprowadzenia nowych regulacji (np. w przypadku elektrowni atomowych), horyzont czasowy budowy, jej finansowania i eksploatacji i inne. Dobrym wskaźnikiem do porównań dostępnych opcji jest wskaźnik pod nazwą Uśredniony Koszt Produkcji Energii Elek-

Rysunek 2. Uśredniony koszt produkcji energii elektrycznej (€/kWh)



Źródło: Andrzej Gula, Finansowe aspekty wprowadzenia energetyki jądrowej w Polsce, Warszawa 2010.

trycznej – według definicji OECD to iloraz całości wydatków poniesionych w okresie życia inwestycji i całkowitej ilości wyprodukowanej energii, uwzględnia koszty zakupu uprawnień do emisji (Rysunek 2.).

STABILNOŚĆ DOSTAW (BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE)

Czynnikami branżowymi pod uwagę w tej kategorii są: (a) uzależnienie od importu, szczególnie od jednego dostawcy, (b) brak lub obecność dywersyfikacji dostaw, (c) dostępne zasoby na terenie własnego kraju. Wiemy, że Polska dysponuje dużymi zasobami węgla, w ostatnim czasie widać również gorączkę gazu łupkowego. Można uwzględnić tutaj dostępność technologii powiązanej ściśle z wykorzystywanym paliwem. W Polsce jak na razie „czysty węgiel” występuje tylko w laboratoriach, Polska nie posiada technologii jądrowej, technologie odnawialne pochodzą głównie z importu (może poza kotłami na biomasę).

STABILNOŚĆ REGULACJI

Niestety, w chwili obecnej możemy mówić tylko o dużej niestabilności (powiązanej z cenami uprawnień do emisji, o których była mowa wyżej). Pojawiają się wstępne

zarysy wspólnego rynku energetycznego. W UE mocno forsowane są obecnie inteligentne sieci. Zgodnie z komunikatem Komisji Europejskiej z listopada 2010 roku ich wprowadzenie może obniżyć zużycie energii pierwotnej w UE o 9% do 2020 roku, a przeciętne gospodarstwo domowe mogłoby zmniejszyć zużycie energii elektrycznej również o 9%. Nie jest przy tym jasne, kto sfinansuje niezbędne wydatki kapitałowe. Abstrahując od kwestii związanych z ochroną danych osobowych, warto zauważyć, że inteligentne sieci potrzebują energii do swojego funkcjonowania, podobnie jak inne istniejące sieci informatyczne. Eksperci szacują przykładowo, że za kilka lat obsługa sieci komputerowych w USA będzie odpowiadać łącznemu zużyciu energii elektrycznej w Australii.

Niestabilna jest też dostępność bodźców finansowych wspierających różne nowe technologie, np. wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS) z budżetu UE i z budżetów lokalnych. System zielonych certyfikatów, który przyczynił się do istotnego wzrostu udziału OZE w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w ostatnich 2-3 latach, szczególnie w obszarze spalania biomasy, został ustanowiony do 2015 roku. Wiadomo, że administracja planuje przeprowadzić zmiany w ustawie o OZE. Nie wiadomo jednak, jakie one będą i kiedy zaczną obowiązywać. III faza Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (ETS) od 2013 roku z ciągle nierozwiązanymi detalami, jak derogacje i benchmarki, nie poprawia sytuacji niepewności.

STABILNOŚĆ SIECI

Problem dotyczy szczególnie technologii odnawialnych – z uwagi na jej rozproszenie i niepewność dostawy, oraz jądrowych – ze względu na kumulację dużej mocy. Zarządzanie dostawami energii elektrycznej jest bardzo utrudnione w przypadku zainstalowanych znacznych mocy uzależnionych od warunków pogodowych. Z jednej strony, w literaturze przywoływana jest liczba 20% jako krytyczny udział OZE w strukturze produkcji prądu. Z drugiej strony, źródła rozproszone stosowane do tego poziomu wpływają korzystnie na pracę sieci przez zmniejszenie strat sieciowych. Inwestycje w infrastrukturę energetyczną sieciową są niezbędne, ale nie wiadomo, gdzie inwestować, gdyż zależy to od wyboru źródeł generacji energii elektrycznej.

Dla przykładu, do elektrowni jądrowych potrzeba sieci wysokich napięć, a dla źródeł odnawialnych – rozproszonych sieci niskich napięć.

MOŻLIWE KIERUNKI ROZWOJU SEKTORA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

W grudniu 2009 roku działało w Polsce 112 elektrowni i elektrociepłowni zawodowych o 35,8 MW zainstalowanej mocy, w tym 4 turbozespoły o mocy 500 MW, 16 o mocy 360 MW, 60 o mocy 200 MW, i 19 turbozespołów kondensacyjnych o mocy 120 MW. W tej liczbie mieści się 16 turbin gazowych o mocy ogółem 574 MW.

Do 2020 roku spodziewane jest zwiększenie konsumpcji energii finalnej w Polsce, a także zużycie energii elektrycznej, co będzie wymagało zwiększenia mocy wytwórczych w energetyce. Literatura i dostępne opracowania eksperckie sugerują, że wzrost realnego PKB pociąga za sobą również wzrost zużycia energii, który jest jednak wolniejszy niż wzrost produktu ze względu na poprawę efektywności energetycznej w skali całej gospodarki. Przy założeniu, że gospodarka polska będzie rosła o ok. 3-4% w najbliższych 10 latach, a wzrost zużycia energii będzie o ok. 1-2% wolniejszy, w scenariuszu bazowym możemy się spodziewać wzrostu zużycia energii finalnej o ok. 2% rocznie. Oznacza to, że wzrost PKB w Polsce w tej dekadzie będzie wymagał zwiększenia mocy w energetyce. Jeden z załączników do Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku przedstawia projekcję wzrostu mocy z 36,3 GW w 2010 roku do 44,5 GW w 2020 roku, czyli spodziewany jest wzrost o 23%, co odpowiada średniemu wzrostowi o 2,1% rocznie w ciągu 10 lat.

W dalszej części artykułu postaram się przeanalizować rozważania dotyczące struktury paliwowej w polskiej energetyce. W gruncie rzeczy chodzi o wybór paliwa dla spodziewanych 8 GW nowych mocy netto w energetyce, które mają powstać w ciągu 10 lat. W ujęciu brutto może to być oczywiście więcej. Przykładowo, McKinsey zakłada, że samo odnowienie istniejących aktywów wymaga wybudowania 13-18 GW mocy do 2020 roku:

- w latach 2011-2015 – 1,2 GW rocznie;
- w latach 2016-2020 – 1,5 GW rocznie, przy założeniu braku możliwości importu.

Przyszłość to jednak nie prognozy polityków i ekspertów, ale wypadkowa decyzji rynkowych, w takiej mierze, w jakiej ten rynek już w Polsce istnieje, i mniej, ale również, decyzji politycznych, jak również zobowiązań wynikających z pakietu klimatycznego i dyrektywy IED. Ważne są też możliwości wykreowania/ściągnięcia kapitału na nowe inwestycje, a to znaczne kwoty rzędu 100 mld zł. Według McKinsey, cztery główne spółki energetyczne w Polsce mogą zaciągnąć dług do 2020 roku w wysokości około 40-55 mld zł i mogą wygenerować w tym czasie około 65 mld zł gotówki na inwestycje, co powinno pokryć potrzeby inwestycyjne sektora. Spółki energetyczne są stosunkowo nisko zadłużone, a banki chętnie pożyczają pieniądze tej branży.

Ale porównując zadłużenie obecne i potencjalne do wartości tych spółek, sprawa już nie jest taka jasna, a możliwość zebrania odpowiednich funduszy z rynku nie tak oczywista. Z analizy poszczególnych projektów widać, że spółki energetyczne chcą finansować mniej więcej dwie trzecie inwestycji swoimi zasobami, a tylko w jednej trzeciej posiłkować się kredytem. Co więc zaczną budować i kiedy? Nawet te największe spółki w rękach państwa działają (zgodnie z życzeniem rządu) czysto komercyjnie jak na spółki prawa handlowego przystało. Polityka „narodowa” nie istnieje więc nawet w przesłaniach rad nadzorczych, groźba wyłączeń, nawet jeżeli realna, nie przeraża prezesów. Jak będzie brakowało i da się na tym zarobić, to coś szybko zbudują, ale po co budować już teraz? Jak zbudują teraz węglowe moce, to nie wiadomo, co się może wydarzyć w ramach pakietu klimatycznego. Jak zbudują teraz gazowe moce, to wciąż prąd w nich wytworzony jest droższy od węglowego, więc kto go kupi? Zapewne w takiej sytuacji doczekamy 2020 roku, z jakimiś zaledwie niewielkimi zmianami w strukturze produkcji. Pewnie pojawi się jakaś nowa elektrownia gazowa, trochę mniejszych kotłów węglowych przeobrazi się w biomasowe, więcej wiatraków będzie się kręcić na horyzoncie, ale trudno spodziewać się jakichś głębokich zmian w perspektywie do roku 2020.

ELEKTROWNIE WĘGLOWE

Elektrownie węglowe pozostają w 2020 roku jako baza niezbędna do zarządzania dostawami energii elektrycznej. Przy zerowym koszcie uprawnień do emisji CO₂ oraz

braku wsparcia energetyki odnawialnej ten sposób wytwarzania pozostaje najtańszym, a inwestycje w węglowe elektrownie pozostają najbardziej rentowne. Tym niemniej z uwagi na wymogi polityki klimatycznej rozpocznie się odchodzenie od węgla – kopalnie węgla jakby czują ten trend. Większość kopalń rozważa zmniejszenie produkcji. Kompania Węglowa, największa spółka górnicza w Europie, skupiająca 15 (czyli połowę) polskich kopalń, planuje do 2015 roku zmniejszenie produkcji z 41 do 34 mln ton rocznie. Wydobyte spadnie też w Katowickim Holdingu Węglowym i Jastrzębskiej Spółce Węglowej. Tylko lubelska Bogdanka – jedyna kopalnia notowana na giełdzie – dzięki rozbudowie zakładu za 1,5 mld zł ma w 2014 roku podwoić produkcję – do 11 mln ton rocznie.

Dochodzi też do spektakularnych decyzji, choć ciągle tylko na papierze. RWE wycofał się z budowy w Polsce bloku węglowego na rzecz elektrowni gazowej. Katowicki Holding Węglowy zakładał budowę elektrowni o mocy 800 MW na bazie swojej nieczynnej kopalni Niwka-Modrzejów, jednak rozmowy w tej sprawie z partnerem z branży energetycznej zostały wstrzymane. Ciągle więc jedynymi ostatnio realizowanymi obiektami w Polsce są: blok 460 MW w Elektrowni Łagisza, blok 464 MW w Elektrowni Pątnów, blok 858 MW w Elektrowni Bełchatów. Niewątpliwie, w przypadku wysokich cen CO₂ wartość firm energetycznych skoncentrowanych na węglu będzie silnie spadać. A tymczasem czas trwania inwestycji w elektrownie węglową to minimum 6-7 lat, więc w 2020 roku liczyły się będą tylko decyzje podjęte do 2013 roku i trudno takich się spodziewać w tym czasie. Może więc CCS?

Słynna próbna instalacja CCS w Bełchatowie może podnieść koszt produkcji prądu nawet o 60%. Nie jest to więc na pewno rozwiązanie na teraz, tym bardziej że prawdopodobny koszt instalacji CCS oznacza podwojenie kosztów budowy nowego bloku i przyczynia się do sporego obniżenia jego wydajności. Prawdopodobnie, bo ciągle brak doświadczeń, i technologicznych i finansowych, skoro do tej pory nie powstała taka instalacja na odpowiednio dużą skalę. Projekt w Bełchatowie jest trwale nierentowny, więc będzie wymagał subsydiów unijnych. Jedyną motywacją budowy takich instalacji może być wyjątkowo wysoka cena emisji dwutlenku węgla, ale nawet wtedy stoją w kolejce

przed CCS jeszcze inne dobre technologie, jak chociażby efektywność energetyczna, kogeneracja, energetyka wiatrowa na lądzie, małe elektrownie wodne.

ELEKTROWNIE GAZOWE

Źródła gazowe obarczone są ryzykiem cenowym i politycznym, czego jednym z dowodów jest umowa z Gazpromem, ale, jak przekonaliśmy się już niejednokrotnie, żadna umowa nie gwarantuje dostaw ze wschodu. Obecna sytuacja dzięki interkonektorom i gazoportowi wydaje się poprawiać, choć niezbędna budowa sieci gazociągów i infrastruktury postępuje wolno. Gaz, ze względu na to oraz krótszy w porównaniu z węglowymi blokami czas budowy i niższy koszt inwestycji, więc tańsze finansowanie zewnętrzne, jest korzystniejszym paliwem dla nowych jednostek wytwórczych (tylko średnio dwa lata przygotowania inwestycji i dwa budowy). Ale są też przeszkody: brak wiedzy w spółkach energetycznych, jak budować elektrownie gazowe czy jak negocjować kontrakty na dostawę gazu etc., więc decyzji na razie jest mało. Decyzji takich jak Tauronu z KGHM na budowę 800-910 MW w Kędzierzynie-Koźlu, gdzie wykonano dwa studia wykonalności, jedno dla węgla i drugie dla gazu. To drugie musiało wypaść lepiej, skoro takie rozwiązanie przyjęto do realizacji.

W 2012 roku do dyspozycji będzie około 16,5 mld m³ gazu w Polsce, co będzie absolutnym rekordem. Z drugiej strony, będzie to niewiele więcej od rekordowego zużycia gazu w tym roku – 14,4 mld m³. Teoretycznie, te dwa mld m³ więcej mogą pozwolić na uruchomienie około 2000 MW nowej mocy opartej na gazie. Nie są to wartości, które drastycznie mogą zmienić sytuację. Choć zdecydowana większość ekspertów oraz prezesów spółek (niekoniecznie energetycznych) zapowiada erę gazu i snuje wielkie plany rozwoju produkcji prądu na bazie tego paliwa, w rzeczywistości nie widać tego trendu. W chwili obecnej budowane są tylko dwie elektrownie: (1) 400 MW za 1,8 mld zł w Stalowej Woli spółki Tauron/PGNiG oraz (2) dwa bloki po 45 MW przez KGHM na własne potrzeby kombinatu. Dlaczego tak wolno? Cena prądu z gazu jest ciągle znacznie wyższa od tej z węgla. Nikt nie potrafi przewidzieć, czy i jak to się zmieni w najbliższej przyszłości. Gaz łupkowy po-

tencjalnie może stać się źródłem taniej elektryczności, ale najwcześniej w perspektywie po 2020 roku.

ENERGETYKA ODNAWIALNA I ROZPROSZONA

W Polsce energetyka odnawialna to głównie biogazownie i wiatraki. W 2010 roku uruchomiono 10 nowych biogazowni o łącznej mocy energii elektrycznej 10 MW, o wielkości od 0,2 do 2 MW. Moc wszystkich działających biogazowni w Polsce wynosi 80 MW, a w 2011 roku przekroczy zapewne 100 MW. Nie jest to więc znacząca wielkość, mająca wpływ na system elektroenergetyczny. Rozwój farm wiatrowych tymczasem napotyka dwie główne przeszkody: dostęp do sieci oraz pojawiający się opór społeczny. Z tych powodów nie można spodziewać się w 2020 roku znaczących zmian w sektorze ze strony tych źródeł energii elektrycznej. Tym niemniej, udział tego źródła będzie się stopniowo zwiększał.

ELEKTROWNIE JĄDROWE

W 2020 roku nie spodziewam się w Polsce działającego bloku jądrowego. Najprawdopodobniej nie będzie też do nas płynął prąd pochodzenia nuklearnego z proponowanej przez Litwę wspólnej elektrowni jądrowej w miejscu tej zamykanej w Ignalinie ani prąd z elektrowni atomowej w Kaliningradzie, który proponuje nam Rosja. Tymczasem elektrownia jądrowa ma wiele zalet: jest dobrze rozpoznaną technologią, która może konkurować ze źródłami odnawialnymi w kontekście emisji gazów cieplarnianych w całościowym cyklu budowy, życia oraz rozbiórki, jak również jest w stanie dostarczać znaczące ilości energii elektrycznej.

PODSUMOWANIE

Znajdujemy się obecnie w niekorzystnym czasie dla przygotowania prognoz z uwagi na bardzo niepewne środowisko inwestycyjne. Już w końcu 2011 roku będzie można lepiej ocenić sytuację, ale „prognoza tej prognozy” wskazuje, że inwestycje ruszą w pewnym, bardzo niewielkim wymiarze w 2012 roku. Będą one w głównej mierze związane z technologiami gazowymi, później węglowymi nadkrytycznymi, biomasą i na końcu wiatrakami. Start elektrowni jądrowej stoi pod dużym znakiem

zapytania. W krótkim i średnim wymiarze gaz wyprze trochę węgla z rynku produkcji energii. Na razie można z dużą dozą pewności powiedzieć, że struktura wytwórcza polskiej elektroenergetyki nie ulegnie istotnej zmianie przed 2020 rokiem. Dominuje stara polityka, że „jakoś to będzie”. Kwotowania z rynku energii (TGE) nie odzwierciedlają póki co groźby skokowego wzrostu cen ze względu na ostatni etap implementacji ETS. Cena prądu w kontraktach tzw. *base load* na 2012 roku jest tylko niewiele wyższa od obecnej, a proponowane ceny na 2013 roku są tylko o 10% wyższe.

Jeżeli historia może być tu jakimś przewodnikiem, nowe technologie pomogą zamienić węgiel, ropę oraz gaz na tańsze alternatywy, zanim te się wyczerpią. Ale na to przejście do nowych źródeł energii potrzeba czasu. W krótkiej perspektywie do 2020 roku regulacje unijne i krajowe mogą okazać się zaklinaniem rzeczywistości dla sektora energetycznego, która będzie się zmieniać stopniowo i powoli.

Autor dziękuje Leszkowi Kąskowi za uwagi do pierwotnej wersji tekstu. Wszelkie niedopatrzenia pozostają wyłączną winą autora.

JAK ZLIBERALIZOWAĆ POLSKI RYNEK GAZU?



MACIEJ BUKOWSKI²

PREZES, INSTYTUT BADAŃ STRUKTURALNYCH

Na rynek gazu patrzy się zwykle z dwóch perspektyw – bezpieczeństwa energetycznego i liberalizacji. W oczach ekonomisty oba te, z pozoru rozłączne, spojrzenia zbiegają się w punkcie definiującym łatwy i pewny dostęp do dobrej jakości taniego surowca dla przemysłu, energetyki i gospodarstw domowych. Dziś, jak się wydaje, polski rynek gazowy znajduje się w dość znacznej odległości od tego punktu. Niemrawo stara się wyrwać z pozycji chwiejnej równowagi, w jakiej znalazł się na skutek uwarunkowań historycznych, jak również w konsekwencji wyborów polityki publicznej ostatniego dwudziestolecia.

NIESTABILNOŚĆ RYNKU GAZU

Źródeł tej niestabilności jest kilka. Podstawowym jest niewątpliwie uzależnienie Polski od importu gazu z jednego kierunku (Rosji), który pokrywa około 70% krajowego zużycia. Oznacza to znaczną siłę przetargową dostawcy (Gazpromu) w negocjacjach cenowych, co z kolei przekłada się na relatywnie wysoką cenę gazu rosyjskiego w porównaniu do innych rynków europejskich, na któ-

rych Gazprom musi konkurować z surowcem pochodzącym od innych dostawców. Dotyczy to zwłaszcza ostatnich lat, kiedy rozpoczęcie na masową skalę eksploatacji gazu łupkowego w USA, spowodowało pojawienie się na rynku dużych ilości taniego gazu skroplonego – LNG. W krajach dysponujących infrastrukturą portową i rurociągową przystosowaną do jego odbioru relatywnie drogi gaz rosyjski stał się nieatrakcyjny, a Gazprom musiał obniżyć ceny. W Polsce nie było to możliwe. W rezultacie, według danych upublicznionych przez agencję Interfax w lutym 2011 roku, nasz kraj płaci za gaz rosyjski o ok. 10-25% więcej niż Niemcy czy Francja.

Duża siła przetargowa Gazpromu w Polsce ma swoje źródło w wieloletnich zaniedbaniach infrastrukturalnych, w wyniku których polska sieć gazownicza jest funkcjonalnie nieprzystosowana do szybkiego zastąpienia gazu rosyjskiego importem z innych kierunków. Wobec spadku cen gazu skroplonego na rynkach światowych za główną słabość w tym obszarze należy uznać to, że nasz kraj nie dysponuje terminalem przeładunkowym umożliwiającym import istotnych ilości LNG z Bliskiego Wschodu. Ponadto, poważnym brakiem jest deficyt interkonektorów na zachodniej i południowej granicy Polski (istnieje tylko jeden o ograniczonej przepustowości), dzięki którym możliwe byłoby uzupełnianie deficytów w podaży gazu rosyjskiego, np. w sytuacji wstrzymania jego dostaw z powodu sporów na linii Rosja - Białoruś lub Rosja - Ukraina, które to powtarzają się w ostatnich latach niemal w każdym sezonie grzewczym. Symptomatyczne, że cena gazu rosyjskiego wzrosła o ponad 10% pod wpływem presji rynkowej na jesieni 2010 roku, kiedy krótkookresowe

² Doktor nauk ekonomicznych, prezes Fundacji Naukowej Instytut Badań Strukturalnych, a także wykładowca Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie.

zagrożenie brakiem gazu rosyjskiego spowodowało zgodę Polski na zmianę sposobu obliczania jego ceny. W takiej sytuacji trudno jest dziś mówić zarówno o pewności dostaw, jak i o niskiej cenie gazu dla odbiorców końcowych.

ZASADA TPA

Istnienie trudno zastępowalnego i jednocześnie jedyne- go zagranicznego dostawcy niebieskiego paliwa nie jest jednak jedynym źródłem chwiejnej stabilności polskiego rynku gazowego. Drugim, nie mniej ważnym, problemem wydaje się być dominująca rola państwowego podmiotu (PGNiG), który kontroluje, bezpośrednio lub pośrednio (poprzez podmioty zależne), niemal 100% krajowego wydobycia, magazynowania, przesyłu i sprzedaży gazu importowanego i krajowego odbiorcom indywidualnym. Taka struktura obrotu gazem w Polsce nie zmienia się, mimo że w warstwie czysto prawnej na polskim rynku obowiązuje, zapisana w polskim Prawie energetycznym, zasada dostępu do infrastruktury przesyłowej stron trzecich – *third party access* (TPA). W wyniku splotu okoliczności infrastrukturalnych, instytucjonalnych i regulacyjnych zasada ta, mimo że silnie umocowana w prawie europejskim poprzez ratyfikowaną przez Polskę w roku 1994 Kartę Energetyczną, nie jest w praktyce realizowana.

Powodów należy szukać w warstwie ekonomicznej i geopolitycznej. Prowadzone przez polskie państwo w sposób bardzo ostrożny przemiany własnościowe i organizacyjne w sektorze gazu, nie doprowadziły jak na razie do wykształcenia w nim sytuacji, w której kilka podmiotów musiałoby między sobą rzeczywiście rywalizować o klienta. W odniesieniu do gazu importowanego stan ten jest dodatkowo wzmocniony prawnie przez obowiązek utrzymywania zapasów magazynowych odpowiadających części wolumenu importowanego surowca. W sytuacji, gdy całość ograniczonej pojemności magazynowej znajduje się w rękach jednego podmiotu, a budowa nowej jest nieopłacalna dla spółek konkurencyjnych, obowiązek utrzymywania rezerw skutecznie uniemożliwia efektywną liberalizację obrotu gazem i rozwój rynku.

Na ten stan nakłada się problem egzekucji zasady TPA wobec Gazociągu Jamalskiego, którym importowana jest zdecydowana większość zużywanego w Polsce gazu za-

granicznego. Gazociąg ten zarządzany jest przez spółkę EuRoPolGaz, w której PGNiG oraz Gazprom mają po 48% udziałów, a trzecim podmiotem jest spółka prywatna Gas Trading 4%. Oznacza to, że praktyczna realizacja zasady TPA na rynku polskim jest, w przypadku Gazociągu Jamalskiego, uzależniona od zgody między stroną polską a rosyjską. Ponieważ głównym celem Gazpromu było przez wiele lat sprzedawanie gazu na duży rynek niemiecki, trudno było oczekiwać, by był on zainteresowany uszczuplaniem przepustowości Jamału na rzecz podmiotów trzecich. Uruchomienie gazociągu Nord Stream prawdopodobnie zmieni ten stan, być może ułatwiając realizację zasady TPA w przypadku Gazociągu Jamalskiego, a więc umożliwiając korzystanie z niego niezależnym importerom gazu rosyjskiego, choć, jak wskazuje praktyka niemiecka, zapewne będą to spółki, w których Gazprom ma znaczny, jeśli nie dominujący, udział kapitałowy.

Konsekwencją instytucjonalną tak silnej pozycji rynkowej jednej grupy oraz koncentracji źródeł surowca w rękach dwóch dostawców (Gazpromu i PGNiG) jest szczególna funkcja Urzędu Regulacji Energetyki (URE), jako *de facto* „kreatora” cen gazu dla odbiorców końcowych, a w szczególności gospodarstw domowych. Ta rola URE, zrozumiała ze względu na strukturę polskiego rynku gazowego i jego infrastrukturalne, regulacyjne oraz instytucjonalne „wąskie gardła”, stoi w jawnej sprzeczności z prawem UE. Prawo to przewiduje rynkowe zasady obrotu gazem, a więc zakłada wdrożenie mechanizmów, pozwalających na ustalanie jego ceny drogą równoważenia popytu z podażą dostarczaną przez wiele niezależnych, konkurujących ze sobą podmiotów. Co prawda Unia Europejska dopuszcza wyjątki od tej generalnej reguły, jednak muszą być one uzasadnione ważną potrzebą społeczną i dotyczyć jasno zdefiniowanej i ograniczonej grupy odbiorców, np. uboższych gospodarstw domowych czy małych firm.

Należy mieć świadomość, że praktyczne wprowadzanie zasady TPA w wielu innych krajach członkowskich UE przebiega z podobnymi trudnościami. Problemy są przy tym co do zasady podobne jak w Polsce – bariery infrastrukturalne w przesyłach na granicach połączone z silną pozycją rynkową jednego (Gas Natural w Hiszpanii) lub (część) dwóch podmiotów (GdF i EdF we Francji, EON i RWE w Niemczech). O ile więc w zdecydowanej większości krajów euro-

pejskich klienci mogą wybierać sobie dostawcę gazu, to w praktyce ten wybór jest ograniczony przez obecną strukturę rynku. Główni gracze starają się przy tym zachować swoją pozycję na rynkach krajowych, korzystając z liberalizacji rynków w innych krajach. Proces ten ma szansę stopniowo doprowadzić do wzrostu konkurencyjności europejskiego rynku gazowego, nadal jest jednak daleki od zakończenia. Trudnym do przewyciężenia problemem większości krajów w realizacji zasady TPA w praktyce jest siła rynkowa dużych graczy, utrudniająca wchodzenie na rynek nowych – mniejszych – firm, dla których po prostu nie starcza przepustowości w istniejących rurociągach. Jednak rosnąca o kilkadziesiąt procent rocznie aktywność National Balancing Point w Wielkiej Brytanii i innych podobnych platform w Europie, na których prawo do już przesyłanego gazu może zmieniać właściciela na drodze sprzedaży, świadczy o stopniowej liberalizacji tego rynku we Wspólnocie. Polska, jak do tej pory, znajduje się wyraźnie z tyłu, tworząc osobny, efektywnie izolowany rynek krajowy, na którym odpowiedzialność regulatora jest większa niż w wypadku pozostałych państw członkowskich.

ROLA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

URE w przeszłości (przed rokiem 2007) ustalał koszty gazu dla odbiorców końcowych w taki sposób, by jego cena była w Polsce niższa niż np. w Niemczech, choć – gdybyśmy brali pod uwagę tzw. paritet siły nabywczej, to obie wielkości byłyby już porównywalne. Było to możliwe dzięki kształtowaniu przez URE ceny pośredniej między droższym gazem rosyjskim a tańszym (nierynkowo) polskim. Sytuacja ta uległa pewnej zmianie, gdy ceny hurtowe gazu na rynkach światowych spadły, a gaz rosyjski zaczął się w Europie Zachodniej konfrontować z tańszą konkurencją w postaci skroplonego gazu katarskiego. Wywołało to presję na spadek ceny błękitnego paliwa zarówno dla odbiorców przemysłowych, jak i detalicznych w Europie Zachodniej, lecz nie w Polsce. W rezultacie stało się ono relatywnie droższe (po uwzględnieniu paritetu siły nabywczej) w naszym kraju niż w sąsiednich Niemczech.

Z ekonomicznego punktu widzenia, w sytuacji, gdy brak jest efektywnych, technicznych możliwości dostępu do sieci podmiotów konkurencyjnych, regulowanie cen przez URE wydaje się być w pełni zrozumiałe. Część ekspertów uważa

jednak, że skutkiem ubocznym tego stanu jest brak motywacji do rozbudowy infrastruktury przesyłowej gazu z Niemiec. Gdyby tak się stało, URE straciłoby argument przemawiający za regulacją cen (monopolistyczna struktura rynkowa), co w wyniku jednoczesnego uzależnienia Polski od gazu rosyjskiego (główne spółki dystrybucyjne w Niemczech są współwłasnością Gazpromu i zajmują się sprzedażą gazu rosyjskiego), spowodowałoby w praktyce wzrost cen. Jesteśmy więc w swoistym błędnym kole. Obawa przed wzrostem cen i spadkiem bezpieczeństwa energetycznego uniemożliwia liberalizację rynku, zaś jej brak jest w dłuższym horyzoncie niekorzystny dla konsumentów i polskich firm – zwłaszcza z sektora chemicznego i stalowego.

JAK ZLIBERALIZOWAĆ POLSKI RYNEK GAZU?

W tej sytuacji wydaje się, że warunkiem liberalizacji rynku gazowego w Polsce, koniecznej ze względu na konkurencyjność naszego przemysłu w Europie, jest rozbudowa gazowej infrastruktury portowej, przesyłowej i magazynowej, a w ślad za nią sukcesywne, lecz rzeczywiste, a nie tylko formalne, otwieranie rynku gazowego na konkurencję.

Wyzwanie to obejmuje więc, po pierwsze, budowę gazoportu (przeładunkowego terminala gazowego), którego głównym zadaniem byłoby stworzenie realnej rynkowej alternatywy dla gazu rosyjskiego, a więc wywołanie (przy sprzyjających warunkach cenowych na świecie) rzeczywistej presji konkurencyjnej na polskim rynku gazu. Po drugie, pożądana będzie rozbudowa kilkusetkilometrowej sieci gazociągowej w Polsce nie tylko o elementy zapewniające przyłączenie do niej gazoportu, lecz także o dodatkowe interkonektory z sieciami na naszej zachodniej i południowej (a być może także południowo-wschodniej) granicy. Zwiększyłyby to siłę przetargową Polski wobec partnerów zagranicznych, z których żaden nie miałby technicznie zagwarantowanej dominującej pozycji rynkowej. Po trzecie, warta rozważenia byłaby rozbudowa magazynów gazowych przez państwo, a także rozdzielenie własnościowe tego fragmentu infrastruktury od spółek handlujących gazem i zajmujących się jego przesyłem. Pozwoliłoby to na rzeczywistą realizację zasady TPA, bez jednoczesnej rezygnacji z utrzymywania rezerw zwiększających bezpieczeństwo energetyczne Polski w sytuacji okresowych fluktuacji dostaw gazu zagranicznego.

Alternatywnie można rozważyć zniesienie obowiązku trzymania rezerw przez podmioty gospodarujące, przenosząc ten obowiązek na państwo i podatnika.

Innym problemem, związanym z potrzebą rozbudowy infrastruktury, może być wpływ tego działania na ceny gazu. Z ekonomicznego punktu widzenia wydatki inwestycyjne, nie zwiększające możliwości dystrybucyjnych, a jedynie umożliwiające dywersyfikację dostaw, muszą relatywnie podnieść ceny gazu dla odbiorców końcowych, a ile presja konkurencyjna ze strony nowego, tańszego surowca nie będzie dostatecznie silna. Zneutralizowanie tego efektu byłoby możliwe, gdyby większą część inwestycji pokryto z podatków ogólnych. Wtedy internalizacją kosztu infrastruktury obciążona byłaby cała gospodarka, a nie tylko ta jej część, która używa gazu do produkcji. Szansą może być także wysoki priorytet, jaki szeroko pojęta infrastruktura energetyczna zyskała w strategicznych dokumentach wspólnotowych (strategia Europa 2020). Uprawdopodobnia to możliwość sięgnięcia po fundusze strukturalne UE jako jedno ze źródeł finansowania zmian infrastrukturalnych w polskim sektorze gazowym. Opcja ta jest godna rozważenia, jednak w związku z konkurencją o szczupłe publiczne środki inwestycyjne ze strony infrastruktury transportowej i elektroenergetycznej, wydaje się ona mało prawdopodobna.

CZY LIBERALIZACJA BĘDZIE KORZYSTNA DLA KLIENTÓW?

To, czy liberalizacja rynku gazu byłaby korzystna dla gospodarstw domowych i małych firm, zależy także od tego, czy polski rynek gazu będzie rósł w przyszłości. Rynki o większej skali przyciągają większą liczbę potencjalnych dostawców, co wywołuje presję na spadek marż hurtowych i detalicznych, a więc i cen. W skali europejskiej polski rynek gazu jest mały. Przeciętny Polak konsumuje istotnie mniej (ok. 365 m³) tego paliwa niż Francuz (ok. 710 m³), Czech (ok. 830 m³), Hiszpan (ok. 850 m³), Niemiec (ok. 1000 m³) czy Brytyjczyk (ok. 1500 m³). Powody tego stanu są, jak się wydaje, trzy.

Po pierwsze, ceny gazu dla odbiorców detalicznych są stosunkowo wysokie w relacji do przeciętnych dochodów polskich gospodarstw domowych i produktywności ma-

łych i średnich przedsiębiorstw. Ogranicza to popyt na gaz w skali całego kraju. Sytuacja ta mogłaby się zmienić, gdyby eksploatacja niekonwencjonalnych źródeł gazu w Polsce lub presja konkurencyjna ze strony LNG wywarła nacisk na spadek cen detalicznych gazu dla gospodarstw domowych. Po drugie, istotna część gospodarstw domowych nie ma dostępu do gazu, ze względu na braki infrastrukturalne. Z gazu sieciowego korzysta mniej niż 80% ludności polskich miast i znacznie mniej ludności wiejskiej. W sytuacji rozproszonej zabudowy trudno jest jednak oczekiwać znaczącej poprawy w tym względzie, choć pewna rozbudowa sieci rozdzielczej wydaje się nadal możliwa. Po trzecie i najważniejsze, na relatywnie niską konsumpcję gazu w Polsce oddziałuje węglowa orientacja polskiego sektora energetycznego. To właśnie wybór kierunku, w którym zmierzać będzie polski sektor energetyczny w najbliższych dwóch dekadach, będzie kluczowy dla perspektyw rynku gazowego w Polsce.

W chwili obecnej energetyka odpowiada jedynie za 10% popytu krajowego na gaz. Gdyby jednak doszło do zastąpienia części bloków węglowych niższymi emisyjnymi elektrowniami gazowymi, udział ten, a co za tym idzie także zużycie gazu w Polsce, znacznie by wzrosło. Stanowiłoby to rewolucyjną zmianę wobec trendów ostatniego dwudziestolecia, w ciągu którego zużycie gazu w naszym kraju wzrosło zaledwie o 30% – znacznie mniej niż w innych krajach europejskich. Jak się wydaje, wobec relatywnie niskich cen gazu na rynkach światowych, mniejszej emisyjności elektrowni gazowych w porównaniu do technologii węglowej oraz perspektyw wprowadzenia w horyzoncie dziesięcioletnim pełnowymiarowego podatku węglowego (opłat emisyjnych) w sektorze energetycznym, znaczny wzrost popytu na gaz wydaje się być dość prawdopodobny. Sytuacja ta powinna sprzyjać inwestycjom w infrastrukturę przesyłu i zwiększać zachęty do wchodzenia na polski rynek nowych firm. Jeśli jednocześnie powstanie odpowiednia infrastruktura magazynowa (lub zniesione zostaną obowiązkowe rezerwy), zaś polskie państwo doprowadzi do budowy terminalu przeładunkowego LNG, można liczyć, że do 2020 roku polski rynek gazu nie tylko o kilkadziesiąt procent zwiększy swoje znaczenie w bilansie energetycznym kraju, lecz także stanie się znacznie bardziej konkurencyjny niż dziś. Czy skorzystają na tym klienci? A dlaczego mieliby stracić?

GAZ ŁUPKOWY W POLSCE A KRAJOWY BILANS ENERGETYCZNY



DARIA KULCZYCKA

DYREKTOR DEPARTAMENTU
ENERGII I OCHRONY KLIMATU,
PKPP LEWIATAN



AGATA STANIEWSKA

EKSPERT W DEPARTAMENCIE
ENERGII I OCHRONY KLIMATU,
PKPP LEWIATAN

Na skutek katastrofy w elektrowni jądrowej Fukushima Daiichi Japonia zdecydowała o czasowym wyłączeniu 11 ze swoich 55 reaktorów jądrowych. Zakładając, że trwale zamkniętych zostanie jedynie 6 reaktorów w Fukushima, to i tak ubytek energii elektrycznej wynosić będzie ok. 6000 megawatów, tj. 10% energii produkowanej dotychczas przez elektrownie jądrowe. Pojawia się oczywiste pytanie – czym go zastąpić?

Christopher Helman na podstawie danych Energy Information Administration (EIA) przedstawia następujące szacunkowe koszty odtworzenia mocy w zależności od wybranej technologii:

- gaz – zdecydowanie najtańsza opcja. 8 supernowoczesnych elektrowni parowo-gazowych kosztowałyby 6 lub 7 mld dolarów w przypadku konieczności importu gazu skroplonego LNG;
- wiatr – potrzebne byłyby od 4200 do 6000 turbin na powierzchni ok. 40 tys. hektarów w cenie 11-18 mld dolarów;
- energia jądrowa – koszt 6 reaktorów jądrowych szacuje się na 14 mld dolarów;
- węgiel – 15 niskoemisyjnych, superkrytycznych elektrowni węglowych kosztowałyby 21 mld dolarów. W przypadku wariantu gotowości do instalacji urządzeń wychwytu i sekwestracji dwutlenku węgla (tzw. *CCS ready*) koszt wzrósłby do 30 mld dolarów;
- słońce – najdroższa opcja. Aby uzyskać 6000 MW z elektrowni słonecznej, Japonia musiałaby pokryć rynkami parabolicznymi powierzchnię ok. 32 tys. hektarów, a koszt wyniósłby od 24 do 40 mld dolarów. Dodatkowym minusem jest to, że elektrownie słoneczne (podobnie jak wiatrowe) nie mogą pracować w podstawie systemu, gdyż działają jedynie przy korzystnych warunkach pogodowych³.

Jaką technologię wybierze Japonia? Na pewno brane będą pod uwagę takie czynniki, jak koszt instalacji, czas uruchomienia, dostępność surowców, skutki środowiskowe oraz opinia społeczna. Za wyborem elektrowni gazowych przemawiają niskie nakłady, krótki czas budowy, możliwość pracy w podstawie systemu energetycznego, ale także jako źródło mocy szczytowej oraz o połowę niższa niż w przypadku elektrowni węglowych emisja gazów cieplarnianych. Ten ostatni czynnik będzie istotny, o ile Japonia nie zawiesi swojej polityki klimatycznej i realizacji zobowiązań protokołu z Kioto. Przeciwno opcji gazowej przemawia konieczność importu gazu LNG i wiążący się z tym wzrost

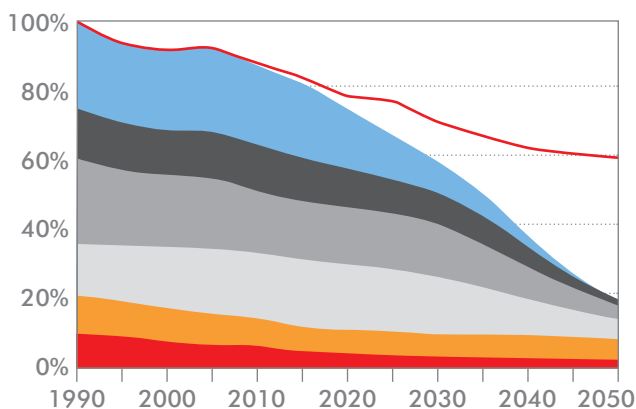
uzależnienia od dostaw z zewnątrz, jak również możliwe skutki wahań cenowych dla gospodarki.

Japoński sektor energetyczny na skutek kataklizmu znalazł się w dramatycznej sytuacji, wymagającej natychmiastowych decyzji, działań i kosztownych inwestycji. To prawie tak jak polski sektor energetyczny, który – co prawda nie na skutek katastrofy, ale przez zaniechanie odbudowy starych mocy wytwórczych oraz rygorystyczne regulacje środowiskowe obowiązujące w UE – musi zmierzyć się z wielomilionowymi inwestycjami infrastrukturalnymi. Ich realizacja powinna rozpocząć się jak najszybciej. Pytanie jest podobne: „jaki źródła wybrać?”.

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE W UNII EUROPEJSKIEJ

Katastrofa w elektrowni Fukushima wywołała także dyskusję europejskich polityków o przyszłej strukturze energii elektrycznej we Wspólnocie. Niemcy zdecydowały się na czasowe wyłączenie 8 reaktorów jądrowych z 17 funkcjonujących i planują całkowite wycofanie się z energetyki jądrowej. We Francji rozgorzała dyskusja na temat bezpieczeństwa rodzimej energetyki jądrowej, a euro-

Rysunek 1. Ścieżka osiągnięcia 80% redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w horyzoncie do 2050 roku



Źródło: [KOM(2011) 112 wersja ostateczna]

pejski komisarz ds. energii Günther Oettinger opowiedział się za przeprowadzeniem kontroli bezpieczeństwa we wszystkich elektrowniach atomowych w państwach członkowskich UE oraz za skoordynowaną międzynarodową dyskusją na temat przyszłości energii jądrowej. Presja na ten sektor jest więc ogromna.

Jednocześnie Komisja Europejska bardzo konsekwentnie dąży do obniżenia emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie. W grudniu 2008 roku Europa przyjęła Pakiet Energetyczno-Klimatyczny. Na początku marca 2011 roku ukazał się kolejny dokument strategiczny dla polityki klimatycznej Wspólnoty – „Plan działania na rzecz transformacji w kierunku konkurencyjnej gospodarki niskoemisyjnej do 2050 roku”, który zakłada osiągnięcie celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE o 80% w 2050 roku (względem 1990 roku) oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych z sektora energetycznego do zera (Rysunek 1.).

Nasuwa się więc oczywiste pytanie, w jaki sposób Europa zamierza osiągnąć tak ambitne cele klimatyczne? I jak zmieni się struktura paliwowa Europy na skutek polityki klimatycznej? Horyzont 2050 wydaje się dość odległy, ale dla skutecznej i efektywnej ekonomicznie realizacji polityki UE biznes i kraje członkowskie muszą dziś podejmować decyzje dotyczące inwestycji i wyboru źródeł energetycznych na kolejne lata. W tej dyskusji jest jeszcze jeden bardzo istotny aspekt – bezpieczeństwo i niezależność energetyczna poszczególnych krajów członkowskich oraz Wspólnoty jako całości.

W „Drugim strategicznym przeglądzie sytuacji energetycznej”⁴ Komisja Europejska przyznaje, że podjęcie działań w ramach Pakietu Energetyczno-Klimatycznego, czyli:

- masowe przestawienie się na wysoko wydajne, niskoemisyjne technologie energetyczne;
- wdrażanie narzędzi w zakresie efektywności energetycznej;
- wykorzystanie na skalę przemysłową technologii CCS, nie zaspokoi potrzeb UE w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. Do tego znaczący rozwój energetyki

⁴ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno - Społecznego oraz Komitetu Regionów. Drugi strategiczny przegląd sytuacji energetycznej. Plan działania dotyczący bezpieczeństwa energetycznego. KOM(2008) 781.

Najbardziej obiecującymi obszarami w Polsce pod względem występowania gazu z łupków są Pomorze, Lubelszczyzna, Mazowsze oraz Wielkopolska. Jeżeli wyniki analiz geologicznych i poszukiwań okażą się pozytywne i jednocześnie pozytywna będzie ocena opłacalności ekonomicznej wydobycia, to proces zagospodarowania nowych złóż mógłby rozpocząć się w Polsce za ok. 10 lat¹⁰.

WARUNKI DLA WYDOBYCIA GAZU ŁUPKOWEGO W POLSCE

Równoległe do prac poszukiwawczo-badawczych należy pilnie zająć się innymi aspektami rozbudowy sektora gazu, które na równi z technologiami będą determinowały opłacalność produkcji gazu łupkowego. Są to:

- stworzenie efektywnych regulacji prawnych w sektorze wydobycia, przesyłu i dystrybucji gazu;
- zapewnienie popytu i zbudowanie niezbędnej infrastruktury;
- dokonanie rzetelnych analiz wpływu na środowisko;
- przekonanie UE do wpisania gazu łupkowego w europejską politykę klimatyczno-energetyczną;
- stworzenie modelu budowy sektora gazu łupkowego w Polsce;
- zawieranie partnerstw z bardziej doświadczonymi (głównie amerykańskimi i kanadyjskimi) partnerami.

STWORZENIE EFEKTYWNYCH REGULACJI PRAWNYCH W SEKTORZE WYDOBYCIA, PRZESYŁU I DYSTRYBUCJI GAZU

Wysokie koszty poszukiwania gazu niekonwencjonalnego, wysokie ryzyko niepowodzenia oraz ograniczony zasięg technologicznego know-how powodują, że rozwój wydobycia i eksploatacji zasobów gazu niekonwencjonalnego wymaga udziału inwestorów z kapitałem zagranicznym. Sytuacja jest więc odmienna od tej, jaka miała miejsce dotychczas w Polsce, gdy wydobyciem kopalni energetycznych zajmowały się podmioty z przewagą kapitału państwowego.

Wyzwanie, jakie stoi dziś przed organami państwa, to stworzenie skutecznego systemu składającego się z regulacji prawnych oraz instytucji nadzoru, które tworzyć będą zachęcające warunki do inwestowania, a jednocześnie chronić interesy środowiskowe, finansowe i ekonomiczne społeczeństwa, Skarbu Państwa oraz końcowych odbiorców gazu.

W interesie wszystkich tych grup leży szybkie przystąpienie do tworzenia takiego systemu, ponieważ wtedy korzyści z powstania sektora gazu łupkowego będą największe. Do momentu zakończenia odwiertów, działania będą prowadzone oczywiście w warunkach niepewności, jednak racjonalne podejście wymaga zrobienia wszystkiego, aby być gotowym z potrzebnymi regulacjami na wypadek sukcesu, a nie odkładać ich opracowanie do momentu potwierdzenia tego, że mamy złoża nadające się do opłacalnej ekonomicznie eksploatacji.

NA JAKIM ETAPIE TWORZENIA SYSTEMU JESTEŚMY?

Wydaje się, że ciągle na początku drogi. Brakuje, po pierwsze, punktu wyjścia, tj. nowej strategii energetycznej z uwzględnieniem silniejszego rozwoju sektora gazowego i różnych scenariuszy pozyskania i wykorzystania gazu łupkowego. Pilnej aktualizacji wymaga więc dokument „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, ale również niezbędne jest przygotowanie polskiej odpowiedzi na unijną mapę drogową przejścia do gospodarki niskoemisyjnej do 2050 roku. Polityka energetyczna 2030 nie przewidywała zwiększenia udziału gazu jako źródła energii, aby nie zwiększać uzależnienia Polski od zewnętrznych źródeł surowców. Z informacji docierających z Ministerstwa Gospodarki wynika, że „Narodowy Program Redukcji Emisji Gazów Ciepłarnianych do 2050 roku” – zawierający diagnozę, plan działań wraz propozycjami zmian w legislacji, ze wskazaniem źródeł finansowania i instrumentów wsparcia, metodami weryfikacji i raportowania – powinien być gotowy do marca 2013 roku. Zgodnie z powszechnie zgłaszanymi postulatami, Program będzie przygotowany przy współdziałaniu wszystkich zainteresowanych stron, tj. innych resortów i agend rządowych jak MSP, MI, MRR, MNiSW, MF, MEN, MSWiA, MRiRW,

¹⁰ *Ibidem*.

MSZ, KASHUE /KOBIZE, GIG oraz izb i stowarzyszeń gospodarczych na czele ze Społeczną Radą Narodowego Programu Redukcji Emisji. Celem Narodowego Programu jest „rozwój gospodarki niskoemisyjnej przy zapewnieniu zrównoważonego rozwoju kraju”.

Pierwszą debatę publiczną dla ustalenia bilansu energetycznego dla Polski w zakresie energii przewidziano na październik 2011 roku. Kolejne debaty mają odbywać się od czerwca do września 2012 roku. Z pewnością istotnym elementem tych debat będzie udział gazu w strukturze energetycznej oraz stosownie do przyjętej strategii przygotowanie propozycji regulacji dotyczących sektorów wydobywania, przesyłu i dystrybucji gazu. Namysłu wymaga wybór scenariusza wykorzystania gazu. Może być to model scentralizowany, oparty na dużych blokach energetycznych oraz sieci gazociągów transportowych, lub model zdecentralizowany, oparty na lokalnych instalacjach i transporcie gazu.

W kwietniu 2011 roku Sejm uchwalił i przesłał do Senatu znowelizowane Prawo geologiczne i górnicze, definiujące także zasady wydobywania gazu niekonwencjonalnego. Prawo to należy ocenić jako nowoczesne i stwarzające starającym się o koncesje na poszukiwanie i wydobywanie kopalin zdecydowanie bardziej klarowne warunki działania. Po pierwsze, uproszczono procedury administracyjne, a centralnym ośrodkiem decyzyjnym dla inwestorów jest minister środowiska. Po drugie, wprowadzono przepis uprawniający przedsiębiorcę, który otrzymał koncesję na wydobywanie gazu, „do żądania wykupu nieruchomości lub jej części położonej w obszarze górniczym, w zakresie niezbędnym do wykonywania zamierzonej działalności”. Po trzecie, „ten, kto rozpoznał złożo kopaliny, stanowiące przedmiot własności górniczej, i udokumentował je w stopniu umożliwiającym sporządzenie projektu zagospodarowania złoża oraz uzyskał decyzję zatwierdzającą dokumentację geologiczną tego złoża, może żądać ustanowienia na jego rzecz użytkownika górniczego z pierwszeństwem przed innymi”. Ten ostatni przepis oznacza, że przedsiębiorca, który podjął ryzyko i koszty poszukiwań, może otrzymać w trybie bezprzetargowym koncesję na wydobycie gazu, co znacznie zwiększa bezpieczeństwo inwestycji.

W ustawie ustanowiono także stawki opłat, w tym eksploatacyjnych oraz określono, że wpływy z ich tytułu

w 90% stanowią dochód gmin, na terenie których, jest prowadzona działalność, a w 10% dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Polska przyjęła optymalną politykę, zgodnie z którą koncesje na poszukiwanie gazu są tanie, aby zachęcić inwestorów do działania i samodzielnego ponoszenia ryzyka. Maksymalizacja wpływów budżetowych ma następować na etapie eksploatacji. Wybór odpowiedniego reżimu podatkowego musi być przedmiotem debaty, ale z punktu widzenia firm wydobywczych równie ważne jak wysokość stawek jest zapewnienie stabilności systemu fiskalnego w trakcie trwania koncesji.

Ustawa oraz przepisy pokrewne zawierają także zasady oraz gwarancję kontroli bezpieczeństwa środowiskowego. Można więc uznać, że segment poszukiwań i wydobywania gazu łupkowego zostanie wkrótce, po zakończeniu procesu legislacyjnego, pomyślnie uregulowany.

A co z segmentami przesyłu i dystrybucji? W Polsce zamiast rynku gazu istnieje *de facto* monopol z regulowaną ceną sprzedaży surowca gazowego i z utrudnionym dostępem dla nowych podmiotów.

Stworzenie warunków rozwoju konkurencji jest wskazywane jako cel strategiczny zarówno w Polityce Energetycznej Polski, jak i w ustawie Prawo energetyczne. Na 2011 rok zapowiadane jest uchwalenie ustawy Prawo gazowe oraz implementacja III pakietu energetycznego. Celem dyrektywy gazowej jest liberalizacja rynków gazu i stworzenie jednolitego rynku gazu w UE.

Przemysł i energetyka od lat ponawiają następujące postulaty:

- zniesienie obowiązku magazynowania gazu przez importerów;
- uwolnienie dostępu do gazociągów importowych oraz ich rozbudowa;
- zniesienie taryf dla produktów gazowych, ponieważ regulacja cen w obrocie gazem nie zapewnia:
 - dostosowania taryfy do zmian notowań ropy naftowej;
 - szybkiego dostosowania do notowań gazu na rynkach hurtowych;
 - odpowiedniej reakcji taryfy na zmiany kursu walut;

- pojawienia się rynku spot dla gazu, który jest potrzebny dla elastycznych elektrowni gazowych.

Liberalizacja rynku gazu jest warunkiem rozwoju energetyki gazowej. Bez niej nie będzie odbiorców gazu łupkowego w ilości uzasadniającej ekonomiczny sens wydobycia.

ZAPEWNIENIE POPYTU I ZBUDOWANIE NIEZBĘDNEJ INFRASTRUKTURY

Są trzy potencjalnie kierunki wykorzystania gazu łupkowego: (1) zwiększenie zużycia krajowego, (2) zastąpienie importu oraz (3) eksport. Jednak, co warto podkreślić, bez inwestycji w energetykę gazową dodatkowy popyt na gaz będzie na tyle niski, że nie będzie stanowił właściwego bodźca do rozwoju wydobycia gazu ze źródeł niekonwencjonalnych¹¹.

Według ARE do 2020 roku w Polsce zostanie wycofanych z użytkowania około 7000 MW, a po 2020 roku kolejne 7300 MW – co oznacza konieczność zastąpienia prawie połowy obecnych mocy wytwórczych nowymi jednostkami. Instytut Studiów Energetycznych szacuje, że zastąpienie elektrowni węglowych gazowymi będzie uzasadnione ekonomicznie, gdy cena uprawnień do emisji CO₂ przekroczy 20-30 euro, co w zasadzie jest pewne po 2013 roku.

Z planów spółek energetycznych, o różnym stopniu zaawansowania i prawdopodobieństwa, wynika, że chcą one zbudować bloki gazowe o mocy 3000 MW. Kolejnych 6000 MW mocy, zgodnie z polityką energetyczną Polski, mają dostarczać do 2030 roku dwie elektrownie jądrowe o mocy 3000 MW każda. Pozostała część wyłączonych mocy powinna zostać zastąpiona przede wszystkim rozproszonymi, odnawialnymi źródłami energii oraz elektrowniami węglowymi.

Planowane dziś bloki gazowe o mocy 3000 MW wygenerują wzrost zapotrzebowania na gaz o 2,7 – 4,1 mld m³¹².

Nawet jeśli niewielka część z tych zapowiedzi zostanie zrealizowana, pojawienie się gazu łupkowego mogłoby zachęcić do kolejnych inwestycji – zastąpienia drugiej elektrowni jądrowej blokami gazowymi oraz rozwoju kogeneracji rozproszonej. Uzasadnieniem rozwoju energetyki gazowej jako mocy szczytowych będzie także silny rozwój OZE. W dłuższym horyzoncie wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną będzie również wynikać z rozwoju elektrycznego transportu.

W ostrożnym scenariuszu można więc założyć wzrost popytu sektora energetycznego na gaz ziemny w wysokości 3-4 mld m³ rocznie do roku 2020. W kolejnych latach istniałaby możliwość podwojenia zapotrzebowania do ponad 9 mld m³, w przypadku postępów w rozwoju wydobycia gazu ze źródeł niekonwencjonalnych¹³.

Przestarzały sektor energetyczny, wymagający gruntownej modernizacji oraz ambitna polityka klimatyczna Unii Europejskiej to zewnętrzne warunki, które mogą być impulsem do inwestycji w elektrownie gazowe. Niestety brak jest jednoznacznego sygnału ze strony rządu wspierającego takie przekształcenia sektora energetycznego. Z jednej strony Ministerstwo Środowiska promuje proces poszukiwania i wydobywania gazu łupkowego w Polsce. Z drugiej – rząd przygotowuje projekt Strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – Perspektywa 2020 roku”¹⁴, w której jedynie hasłowo wspomina się o potencjale gazu ze źródeł niekonwencjonalnych. Trzeba jasno powiedzieć, że przedsiębiorcy, którzy dziś podejmują decyzje o inwestycjach w sektorze energetycznym, bez gwarancji rozważenia przez rząd scenariusza sukcesu wydobycia gazu łupkowego, w bardzo niewielkim stopniu zdecydują się na podejmowanie inwestycji opierających się na gazie.

Drugim, obok energetyki, potencjalnym odbiorcą dużych ilości gazu jest eksport. Popyt na polski gaz zależałby od jego ceny, a także od pokonania kolejnej bariery, jaką jest brak infrastruktury przesyłowej.

11 Maciej Kaliski, Marcin Krupa, Andrzej Sikora, „Potencjał polskiego rynku elektroenergetyki jako możliwy kierunek monetyzacji polskiego gazu łupkowego”.

12 *Ibidem*.

13 *Ibidem*.

14 Projekt z dnia 4 maja 2011 r. http://www.mg.gov.pl/files/upload/13281/BEIS_ver_4_maja.pdf

Wykorzystanie popytu krajowego oraz zagranicznego będzie uzależnione od usunięcia kolejnej bariery, jaką jest niedostatecznie rozwinięta sieć przesyłowa: zbyt małe pojemności przesyłowe gazociągów, brak punktów wejścia do systemu na niektórych obszarach wydobywania gazu łupkowego oraz „białe plamy” na mapie kraju, gdzie system przesyłu gazu należy budować od podstaw. W obecnym kształcie system przesyłowy nie jest w stanie zapewnić efektywnego transportu nawet dla średnio optymistycznego wariantu wzrostu popytu (5 mld m³/rok), a tym bardziej dla wariantu rozwoju eksportu.

Dziś nie istnieją techniczne możliwości eksportu gazu przez Polskę, ze względu na jednokierunkowy charakter przesyłu umożliwiający jedynie transport do Polski, bez możliwości rewersu¹⁵. W celu wykorzystania tego potencjału rząd już dzisiaj powinien stworzyć plan eksportu polskiego gazu, a następnie przygotować formalno-prawne możliwości budowy infrastruktury eksportowej. Być może przeznaczeniem budowanego w Świnoujściu portu LNG stanie się nie import, a eksport gazu.

DOKONANIE RZETELNYCH ANALIZ WPŁYWU NA ŚRODOWISKO

Wydobycie gazu ze złóż niekonwencjonalnych, jak każdy proces przemysłowy, może nieść ze sobą zagrożenie dla środowiska naturalnego. Zdefiniowane zagrożenia związane są z ingerencją w krajobraz, emisją hałasu, emisją zanieczyszczeń do atmosfery oraz zaburzeniem równowagi hydraulicznej¹⁶. Największe kontrowersje związane są z wykorzystaniem dużej ilości wody z chemikaliami do procesu szczelinowania skał łupkowych. Do jednego szybu potrzeba 200 cystern pełnych wody¹⁷.

Firmy zajmujące się wydobywaniem gazu łupkowego zapewniają jednak, że nowoczesne metody szczelinowania

hydraulicznego są bezpieczne dla środowiska i nie stanowią zagrożenia dla zasobów wody pitnej¹⁸. Co więcej Ministerstwo Środowiska opublikowało dokument, w którym stwierdza, że „Polska jest przygotowana do tego, żeby w pełni kontrolować proces poszukiwania, a w przyszłości wydobywania gazu z łupków dzięki dobremu prawu, systemowym działaniom oraz instytucjom, które czuwają nad stanem środowiska, np. w kwestii gospodarki wodnej czy ocen oddziaływania przedsięwzięć na otoczenie”¹⁹.

Niezależnie od powyższych zapewnień rządu, wskazany jest ciągły monitoring najnowszych informacji i wyników badań związanych z oceną wpływu gazu łupkowego na środowisko. W tym celu rząd powinien nawiązać współpracę z EPA²⁰ oraz innymi instytucjami, które prowadzą zaawansowane prace nad oceną oddziaływania na środowisko technologii szczelinowania hydraulicznego.

Równoległe do tych działań rząd powinien przygotować rzetelną kampanię społeczną, w szczególności skierowaną do społeczności lokalnych, które zamieszkują obszary potencjalnych złóż gazu ze źródeł niekonwencjonalnych, która będzie prezentować szanse i zagrożenia związane z wydobywaniem gazu łupkowego dla polskiej gospodarki oraz społeczeństwa.

PRZEKONANIE UNII EUROPEJSKIEJ DO WPISANIA GAZU ŁUPKOWEGO W EUROPEJSKĄ POLITYKĘ ENERGETYCZNO-KLIMATYCZNĄ

Unia Europejska powinna w sposób optymalny wykorzystywać własne zasoby energetyczne, mając na uwadze poprawę bezpieczeństwa energetycznego oraz realizację polityki klimatycznej UE. W tym kontekście bardzo istotne jest, aby unijna polityka klimatyczno-energetyczna dostrzegała gaz łupkowy jako potencjalne źródło umożliwiające wzrost niezależności energetycznej Wspólnoty

15 Maciej Kaliski, Marcin Krupa, Andrzej Sikora; „Ograniczenia i bariery polskiego rynku oraz infrastruktury gazowej w kontekście możliwego rozwoju wydobywania gazu łupkowego w Polsce”.

16 Wojciech Stępniewski, prezentacja pt. Środowiskowe aspekty wydobywania gazu łupkowego.

17 Adam Czyżewski, Paweł Świeboda, „Jak zbudować sektor gazu łupkowego w Polsce”.

18 PKN Orlen SA, „Gaz łupkowy. Podstawowe informacje”.

19 Ministerstwo Środowiska, Gwarancje bezpieczeństwa środowiskowego poszukiwania i wydobywania niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego typu shale gas (tzw. gaz łupkowy)”, 9.05.2011.

20 Environmental Protection Agency – Amerykańska Agencja Ochrony Środowiska.

i istotny element wspomagający transformację gospodarki europejskiej w kierunku niskoemisyjnym.

Tymczasem Komisja Europejska rozważa scenariusze produkcji energii w 100% opartej na odnawialnych źródłach energii, co wydaje się nie mieć żadnego uzasadnienia ekonomicznego i technologicznego, lub wykorzystanie źródeł kopalnych wraz z technologią wychwytywania i zatłaczania CO₂ w struktury geologiczne (tzw. CCS), mimo że technologia ta jest dopiero w fazie demonstracyjnej i nic nie wskazuje na to, że w najbliższych latach będzie dostępna na skalę przemysłową. Z drugiej jednak strony przedstawiciele Komisji Europejskiej nie chcą uwzględnić potencjału gazu ze złóż konwencjonalnych w dokumentach unijnych dotyczących rynku energii. Swoje stanowisko tłumaczą niewystarczającym zakresem doświadczeń europejskich w obszarze wydobycia gazu łupkowego w porównaniu z doświadczeniami USA²¹.

Formalnie rzecz biorąc, zgodnie z regulacjami unijnymi, każdy kraj członkowski ma swobodę określania swojej struktury energetycznej. Okres Prezydencji w UE powinien być wykorzystany przez Polskę na pogłębienie debaty na temat docelowego bilansu energetycznego UE i ścieżek jego osiągnięcia na poziomie UE i poszczególnych krajów członkowskich. Poszukiwane rozwiązanie powinno gwarantować ograniczenie emisyjności europejskiej gospodarki na równi z zapewnieniem utrzymania jej konkurencyjności. Polska, posiadając duży potencjał złóż gazu niekonwencjonalnego, ma wystarczający mandat, aby posługiwać się argumentem o strategicznej roli gazu łupkowego dla optymalnego wykorzystania surowców własnych i poprawy bezpieczeństwa energetycznego Wspólnoty, w tym ograniczenia uzależnienia od długoterminowych dostaw gazu z Rosji. Inicjatywa dyplomatyczna polskiego rządu, przeciwstawiająca się możliwości wprowadzenia moratorium w UE na wydobycie gazu łupkowego, jest krokiem we właściwym kierunku. „Efektem Fukushima”²² są podejmowane w ciągu ostatnich miesięcy decyzje kilku krajów Wspólnoty

o wycofaniu się lub wstrzymaniu programów jądrowych. Spowodowały one powrót do zainteresowania paliwami kopalnymi, które przynajmniej w okresie przejściowym, zastąpiłyby wycofane moce jądrowe i stanowiłyby „backup” dla źródeł odnawialnych. Jest to dobry start do pragmatycznej dyskusji o roli paliw kopalnych w europejskiej energetyce. Ta dyskusja dotyczyć musi nie tylko kwestii wydobycia, ale także rozbudowy europejskiej infrastruktury przesyłowej gazu, która z modelu korytarzy przesyłowych powinna być przekształcana w siatkę europejskich hubów i połączeń, gwarantujących odbiorcom bezpieczeństwo dostaw gazu, zamiast uzależnienia od jednego dostawcy.

Równoległe do działań na forum europejskim Polska zdecydowana jest pogłębiać współpracę ze Stanami Zjednoczonymi, które są oczywistym partnerem w programie poszukiwania i eksploatacji gazu niekonwencjonalnego. W trakcie szczytu polsko-amerykańskiego w maju 2011 roku został zarysowany bardziej szczegółowo program takiej współpracy na polu nauki, kształcenia kadr, ochrony środowiska oraz tworzenia ram biznesowych sprzyjających wydobyciu gazu. Jego elementem jest współdziałanie polskich i amerykańskich służb geologicznych, którego efektem będzie zapowiadany na wrzesień 2011 roku raport Polskiego Instytutu Geologicznego, przedstawiający szacunki zasobów gazu niekonwencjonalnego w Polsce. Będzie można je skonfrontować z wcześniejszymi ocenami firm komercyjnych. Na jesień 2011 roku planowany jest również polsko-amerykański szczyt biznesowy, który poświęcony będzie także sektorowi wydobycia gazu. Biznes amerykański podkreśla swoje zainteresowanie rynkiem polskim, a także współpracą z firmami polskimi.

PRZYGOTOWANI NA SUKCES

Dziś jest czas na to, aby Polska podjęła decyzję o kształcie przyszłej struktury sektora energetycznego – może wybrać węgiel z technologią CCS, atom, odnawialne źródła energii lub gaz. Jakie będą ostateczne decyzje inwestorów,

21 Adam Czyżewski, Paweł Świeboda, „Jak zbudować sektor gazu łupkowego w Polsce”.

22 Niemcy podjęły decyzję o zamknięciu do 2022 roku wszystkich elektrowni jądrowych, które dziś generują 24 proc. energii. Podobną decyzję w perspektywie 2037 rozważa Szwajcaria. We Włoszech większość obywateli opowiedziała się w referendum przeciwko programowi jądrowemu. O przeprowadzenie referendum w Polsce wnioskuje minister gospodarki.

tego jeszcze nie wiemy. Wiadomo natomiast, że informacje o potencjalnych krajowych zasobach gazu ze źródeł niekonwencjonalnych poważnie wpłynęły na myślenie o strategiach rozwoju. Oprócz pewności, że te zasoby gazu są w zasięgu ręki, inwestorzy potrzebują gwarancji popytu, stabilnych ram prawnych i wsparcia politycznego dla gazu łupkowego. Wszystko to musi być gotowe nim pojawią się dokładne dane odnośnie zasobów gazu

łupkowego w Polsce. W przeciwnym razie gospodarka nie będzie w stanie wchłonąć dodatkowego wolumenu gazu i sektor gazu łupkowego pozostanie tylko niewykorzystaną szansą.

Polska musi być przygotowana na sytuację, w której wydobycie gazu ze źródeł niekonwencjonalnych okaże się sukcesem!



www.konferencje.orklen.pl