

# Bezpieczeństwo dostaw gazu\*

Część I

Piotr Woźniak

## Wstęp

Doktryny, założenia polityczne i przyczynkowe dyskusje na temat bezpieczeństwa energetycznego Polski mają swoje źródło we wzrastającej presji wolnego rynku z jednej strony, a z drugiej strony w rosnącym uzależnieniu od dostaw nośników energii z importu a zwłaszcza z Rosji. W dwu sektorach energetycznych – elektroenergetyce i ciepłownictwie Polska jest samowystarczalna. Znaczna nadwyżka mocy zainstalowanych nad wykorzystywanymi, a także włączenie Polski do europejskiego systemu elektroenergetycznego UCTE [1] dają mocne podstawy bezpieczeństwa i redukują zagrożenia wynikające z większości rozpoznawalnych ryzyk technicznych i rynkowych.

Dwa pozostałe sektory – gazownictwo i sektor paliw płynnych narażone są na znacznie większe i liczniejsze ryzyka niż elektroenergetyka i ciepłownictwo.

Sektor paliw płynnych uzależniony jest od ropy z importu w 97%, przy czym od dwu lat ropa sprowadzana jest wyłącznie z Rosji. Poziom uzależnienia jest więc całkowity i wszelkie zaburzenia stanowią znaczne zagrożenie dla całej gospodarki. Ropa surowa niezależnie od klasy może być jednak sprowadzana do kraju z różnych źródeł i na trzy sposoby – systemem rurociągów „Przyjaźń”, drogą morską przez port w Gdańsku oraz transportem kolejowym. Istniejąca krajowa infrastruktura techniczna jest wystarczająca do importu ropy w ilościach zaspokajających popyt wewnętrzny na poziomie wyższym niż największy notowany dotychczas, przy użyciu każdej z trzech wymienionych form transportu.

Nawet w przypadku zupełnego odcięcia dostaw ropy rurociągiem „Przyjaźń”, import morski poprzez port w Gdańsku zaspokaja w całości wymagania ilościowe rafinerii krajowych. Zróznicowanie dróg importu eliminuje w zasadzie ryzyko istotnej przerwy w dostawach, mimo dużej różnicy między kosztami transportu na niekorzyść transportu kolejowego. Połączenie obu największych krajowych rafinerii w Gdańsku i w Płocku z gdańskim portem przeładunkowym ropy za pośrednictwem Rurociągu Północnego równoważy ryzyko związane z koncentracją importerów. Obie największe polskie rafinerie mogą dokonywać swobodnego wyboru zarówno źródeł dostaw jak i dostawców a także formy transportu.

Sektor gazu sieciowego uzależniony jest obecnie od importu prawie w 70%, w tym od importu ze wschodu w ok. 62%. Jedynym liczącym się importerem gazu jest jak dotąd PGNiG S.A. Ostatnie zmiany w przepisach umacniają monopolistyczną pozycję PGNiG S.A. [2] w imporcie. Od dziewięciu lat krajowa produkcja gazu ziemnego (łącznie

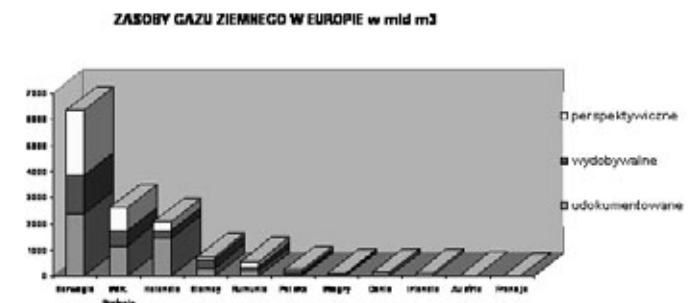
wysokometanowego i zaazotowanego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) wystarcza na zaspokojenie 34 – 32% potrzeb wewnętrznych (WYKRES 1).



WYKRES 1. Za: [www.pgnig.com.pl](http://www.pgnig.com.pl); \*prognoza, źródła różne.

## 1. Samowystarczalność

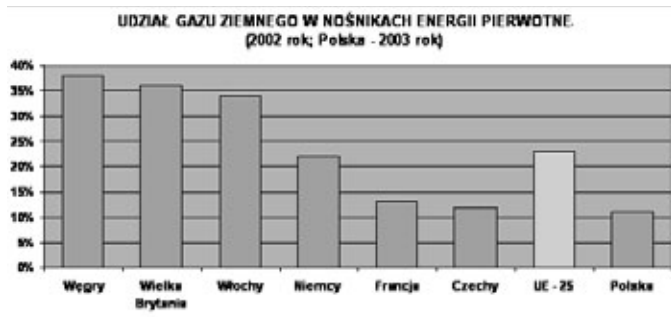
W granicach Europejskiego Obszaru Gospodarczego prawie wszystkie kraje zużywają cały wydobywany gaz ziemny na własne potrzeby wewnętrzne. Wyjątkiem jest Norwegia, która do tej pory nie stosuje gazu ani w energetyce ani w przemyśle i eksportuje całość produkcji. Europejskie złoża gazu ziemnego są rozmieszczone nierównomiernie, przede wszystkim na szelfie Morza Północnego. Trzy kraje – Norwegia, Holandia i Wielka Brytania dysponują razem 85% zasobów udokumentowanych. Pod względem przeznaczenia gazu własnego Polska nie odbiega od praktyki europejskiej. Krajowe udokumentowane zasoby gazu nie przekraczają 85 mld m<sup>3</sup>, co odpowiada 20 letniej produkcji na obecnym poziomie i 7-letniemu całorocznemu popytowi (WYKRES 2) [3]. Wielkość złóż nie pozwala na eksport gazu.



WYKRES 2. Za: Enlarged EU/EEA gas supply and the policy framework, International Association of Oil & Gas Producers, Madrid VI Regulatory Forum, October 2002.

\*) stan na marzec 2005

Pod względem ilości gazu ziemnego sprowadzanego z zagranicy, uzależnienie Polski nie jest wyjątkowe ani wśród krajów Unii Europejskiej ani w całej Europie (WYKRES 3). Pomijając Norwegię, która do tej pory nie używa gazu ziemnego w ogóle i nie posiada sieci gazociągowej na lądzie, tylko trzy państwa europejskie – Dania, Wielka Brytania i Holandia mają w bilansie krajowym ponad 80% gazu pochodzącego ze złóż własnych i są samowystarczalne.



**WYKRES 3. Za:** Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market; DG TREN, Brussels, 01.03.2004; **nie ujęto:** Cypru, Finlandii, Grecji, Malty i Portugalii

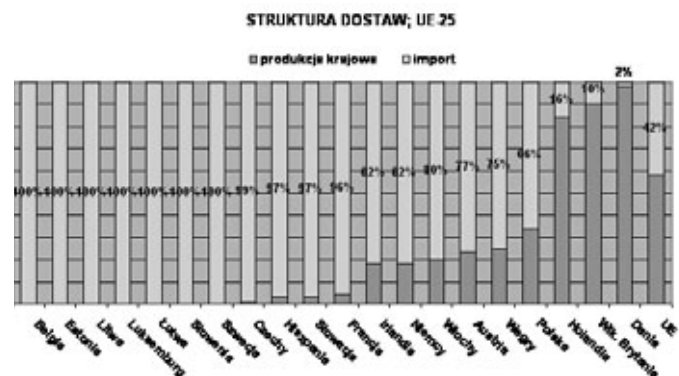
W najbliższych latach w Danii i Wielkiej Brytanii wzrośnie udział gazu z zagranicy, w Danii – ze względu na wyczerpywanie złóż przy dość ustabilizowanym popycie, a Wielkiej Brytanii - ze względu na różnicę między przyrostem zasobów złożowych na Morzu Północnym a przyrostem popytu na rynku wewnętrznym.

Najczęściej cytowane prognozy [4] wskazują na stały wzrost udziału importu w rynku gazu Unii Europejskiej. Obecnie gaz importowany pokrywa ok. 42% popytu państw UE-25 i udział ten ma wzrosnąć do ponad 70% w roku 2020. Popyt na gaz ziemny generowany jest przede wszystkim przez energetykę. Mimo spadku tempa wzrostu ogólnego zapotrzebowania na energię w Unii Europejskiej, do roku 2030 przewiduje się jego utrzymanie na poziomie średnio 0,7% rocznie. Jednocześnie znacznie zróżnicowane ma być tempo wzrostu poszczególnych nośników energii pierwotnej. W 25-letnich prognozach średnioroczny popyt na gaz ma rosnąć o 1,8% [5]. Jest to najwyższy wskaźnik tempa wzrostu zużycia wśród wszystkich nieodnawialnych nośników energii i drugi po źródłach odnawialnych.

W prognozach uwzględnia się wpływ, jaki wywierają na rozwój odnawialnych źródeł energii decyzje administracyjne i zobowiązania Unii podjęte w dziedzinie ochrony środowiska a szczególnie klimatu, w tym protokoły siarkowe i protokół z Kyoto. Przewiduje się też, że za znaczną część zwiększonego popytu na gaz odpowiedzialne będą nowo przyjęte państwa członkowskie. Długoterminowe prognozy są obciążone dużym marginesem niepewności, ale wskazują trend i są ważne dla rynku polskiego z trzech powodów: (I) zużycie gazu w przeliczeniu na mieszkańca kraju wynosi ok. 350 m<sup>3</sup> i jest jednym z najniższych w Europie [6],

(II) udział gazu w strukturze nośników energii pierwotnej w Polsce jest niemal najniższy w Europie i (III) udział gazu ziemnego w generacji energii elektrycznej jest marginalny i zdecydowanie odbiega od wskaźnika europejskiego.

Mimo niskiego udziału gazu ziemnego w źródłach energii pierwotnej (WYKRES 4),



**WYKRES 4.** znaczenie gazu ziemnego w Polsce jest duże i wzrasta.

Od 1996 do 2004 roku łącznie roczna sprzedaż gazu sieciowego wzrosła z ok. 9,5 mld m<sup>3</sup> do ok. 13 mld m<sup>3</sup>, co stanowi średnio ponad 4% rocznie. W ostatnich trzech latach dynamika popytu wykazuje wzrost i przekracza 5%. Mimo bardzo uproszczonej segmentacji rynku stosowanej w publikacjach PGNiG S.A., daje się zaobserwować, że największe tempo wzrostu wykazuje grupa odbiorców przemysłowych, w której decydujące znaczenie ma sektor chemii, a w nim producenci nawozów sztucznych; najmniejsze – sektor handlu i usług liczony razem z sektorem administracji publicznej.

## 2. Zasoby krajowe, wydobywanie

Od trzech lat PGNiG S.A. nie koryguje podanych publicznie planów zwiększenia wydobywania gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) z obecnych 4,0-4,2 mld m<sup>3</sup> do 6 a nawet do 7 mld m<sup>3</sup> rocznie w 2006 roku [7]. Zaplanowany w ten sposób wzrost o ponad 50% dotyczy w zasadzie tylko gazu zaazotowanego, ponieważ zasoby gazu wysokometanowego od dawna nie przyrastają, a większość złóż podkarpackich jest eksploatowana na poziomie optymalnym. Dla zwiększenia wydobywania gazu zaazotowanego konieczne są znaczne nakłady inwestycyjne, nie tylko na udostępnienie udokumentowanych złóż i budowę nowych kopalń ale także na infrastrukturę przetwórczą. Gaz występujący na Niżu Polskim z zasady nie nadaje się bez wzbogacenia do przesyłu ogólnokrajową siecią wysokociśnieniową. Znaczna część wydobywanego gazu zaazotowanego jest uzdatniana przez PGNiG S.A., w jednym tylko zakładzie odzyskiwania metanu „KRIO” Odolanów, zbudowanym w latach 70-tych i wykorzystującym całą moc przetwórczą. Wprawdzie postęp technologii do wykorzystania gazu ubogiego w urządzeniach energetycznych jest stały

i znaczny, ale gaz zaazotowany może być używany w Polsce tylko na skalę lokalną. Zastosowanie na szerszą skalę w sieci ogólnokrajowej wymagałoby dodatkowych inwestycji w odrębną sieć przesyłową, co jest nieopłacalne przy akceptowalnych cenach detalicznych.

Plany podniesienia produkcji gazu krajowego do 6 mld m<sup>3</sup> rocznie są wykonalne, jeśli brać pod uwagę wielkość zasobów krajowych. Jednak przy realnym tempie niezbędnych inwestycji termin ich realizacji, zapowiedziany na rok 2006, będzie trudny do utrzymania, szczególnie po zaniechaniu w 2004 roku przetargu na budowę drugiego zakładu odazotowania. Cztery kolejny rok wydobyć gazu w Polsce w przeliczeniu na gaz wysokometanowy nie przekracza 4,2 mld m<sup>3</sup>. Zwiększenia wydobycia jest niewielkie i nieistotne dla krajowego bilansu (WYKRES 5).



WYKRES 5. Za: [www.pgnig.com.pl](http://www.pgnig.com.pl); \* prognoza własna

Gaz ziemny wydobywany w kraju jest konkurencyjny ze względu na cenę niższą niż cena gazu importowanego. Kalkulacyjna cena wyznaczona metodą „koszt plus”, przyjmowana w rozliczeniach wewnętrznych PGNiG S.A. wynosi 75-80 USD/1000 m<sup>3</sup>. Dlatego zapowiedzi zwiększenia wydobycia gazu krajowego są chętnie przyjmowane przez rynek w oczekiwaniu spadku ceny.

Jednak nawet uzyskanie 7 mld m<sup>3</sup> gazu ze złóż krajowych rocznie w najbliższym możliwym czasie tzn. w roku 2008 i przy założeniu 2-3% średniego rocznego wzrostu popytu wewnętrznego pozwoli pokryć niecałe 50% potrzeb rynku. Wzrost wydobycia gazu krajowego nie będzie nadążać za dynamiką popytu. W okresie ostatnich dziewięciu lat wydobycie rosło średnio o 1,9% rocznie podczas kiedy rynek rósł średnio o 4,2%. Polska pozostanie więc importerem netto gazu ziemnego.

### 3. Zapasy i magazyny

Wszystkie podziemne magazyny gazu w kraju używane są w cyklu rocznym do stabilizacji ciśnienia w sieci w okresach najwyższego zapotrzebowania. Łączna pojemność czynna magazynów wynosi prawie 1,5 mld m<sup>3</sup>, co stanowi ok. 11% rocznego zapotrzebowania.

Magazyn w Mogilnie o pojemności ok. 350 mln m<sup>3</sup> zlokalizowany jest w kawernie solnej na trasie gazociągu jamalskiego. Na pozostałe pięć magazynów wykorzystano wyeksploatowane kopalnie gazu ziemnego. Cztery magazyny zlokalizowano w południowo-wschodniej Polsce w bezpośred-

niej bliskości magistrali gazowej biegnącej z Ukrainy (Brzeźnica, Husów, Swarzów, Strachocina), a jeden w Wierzchowicach na Niżu w okolicy Ostrowa Wielkopolskiego. Ilość i pojemność magazynów jest niewystarczająca a ich lokalizacja nie jest optymalna dla pracy systemu. Magazyn Wierzchowice jest przeznaczony do rozbudowy ale w latach 2002-2004, jego pojemność nie została powiększona. Zaplanowane kolejny raz od lipca 2004 roku [8] rozpoczęcie inwestycji o wartości 916 mln zł ma doprowadzić do zwiększenia pojemności czynnej magazynu w Wierzchowicach o 50% tj. o 300 - 400 mln m<sup>3</sup>. Zakładany na rok 2007 termin osiągnięcia planowanych efektów jest jednak zagrożony ze względu na ograniczenie nakładów finansowych przez PGNiG S.A. Nie wiadomo także nadal czy w budowę zaangażowani będą, jak zapowiedziano w kwietniu 2004 roku, zagraniczni partnerzy strategiczni w tym OAO Gazprom [9].

Prawo Unii Europejskiej nie nakłada obowiązku tworzenia ani utrzymywania zapasów gazu sieciowego w szczególności ani zapasów paliw gazowych w ogóle. Dyrektywa [10] 2004/67/WE z 26.04.2004 „O środkach dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego” ogranicza się do zaleceń monitorowania zapasów gazu ziemnego (o ile są utworzone na terenie państwa członkowskiego) oraz do spraw związanych z zarządzaniem pojemnością magazynów (o ile należą do systemu).

Polskie prawo energetyczne wg stanu na luty 2005 roku również nie nakłada obowiązku posiadania zapasów gazu. Natomiast proponowana zmiana w prawie energetycznym [11] zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne - importerów do utrzymywania zapasu gazu w wysokości 3% planowanego rocznego importu. Przepis ten został zapewne przygotowany i uzgodniony przez PGNiG S.A., tak jak większość regulacji w prawie energetycznym, które dotyczą rynku gazu ziemnego. Ma on charakter antykonkurencyjny, ponieważ podnosi i tak wysoką barierę wejścia na rynek nowym dostawcom gazu z zagranicy. Z mocy ustawy (przepis umocowano w ustawie, a nie jak dla zapasów paliw płynnych – w rozporządzeniu) nowi importerzy będą musieli już w pierwszym roku działalności dysponować wyznaczoną pojemnością magazynową. W tym celu będą więc musieli - albo zbudować z wyprzedzeniem magazyn o odpowiedniej pojemności, przyłączyć go do systemu i zatrzymać w nim 3% wolumenu importowanego albo - wydzierżawić równoważną objętość magazynową w PGNiG S.A. (ale nie w spółce przesyłowej, ponieważ magazyny nie zostały wyodrębnione z PGNiG S.A. ani nie są przeznaczone spółce przesyłowej).

W nowelizowanym prawie energetycznym są wprowadzone przewidziane zasady udostępniania czynnych pojemności magazynowych stronom trzecim, na wzór TPA w przesyłce, ale zakres zwolnień od tych zasad jest na tyle szeroki, że w praktyce będzie bardzo trudno z nich skorzystać [12]. Monopol będzie więc mógł np. dyktować zaporowe ceny za dzierżawę a przez to decydować o dopuszczeniu nowych dostawców do rynku krajowego. Bardzo ograniczo-

ne pojemności magazynowe PGNiG S.A. będą w każdym przypadku uzasadniać odmowę dostępu do magazynów, nawet bez konieczności sięgania po dyktat cenowy. Nowy przepis pozwala natomiast na magazynowania przez importera gazu poza granicami Polski, co z kolei wydaje się być zupełnie sprzeczne, nie tylko z niejasną intencją ustawodawcy ale przede wszystkim z logiką budowania bezpieczeństwa dostaw gazu. Wejście w życie nowej regulacji wzmacnia pozycję monopolu PGNiG S.A. na polskim rynku i praktycznie eliminuje nowych importerów.

Jednocześnie, projektowany przepis nie będzie w żadnym stopniu bodźcem dla PGNiG S.A. do rozbudowy pojemności magazynowych. Przy imporcie ok. 9 mld m<sup>3</sup> rocznie (wielkość importu z roku 2004, patrz WYKRES 1), poziom obowiązkowych zapasów nie musi przekraczać 270 mln m<sup>3</sup>. Taka ilość zapasów stanowi niecałe 20% obecnej pojemności czynnej magazynów PGNiG S.A. Ponadto, przy zdolności oddawania gazu rzędu 20-22 mln m<sup>3</sup> na dobę, zapasy wystarczają na zaledwie 6 dni szczytowego poboru zimowego [13]. Mogą więc one być dostateczne tylko na wypadek krótkotrwałej i częściowej przerwy w dostawach. W myśl nowego przepisu ustawy Prawo energetyczne, dopiero zwiększenie importu do 50 mld m<sup>3</sup> rocznie wymagałoby od PGNiG S.A. rozbudowy magazynów na potrzeby własne. Zwiększenie rynku polskiego do 50 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie jest jednak nierealne w średniej perspektywie.

Trudno ocenić, czy ten antykonkurencyjny i antybodźcowy w skutkach przepis powstał z powodu lekceważenia zagadnień bezpieczeństwa energetycznego czy ignorancji.

#### 4. Infrastruktura przesyłowa

Pod względem infrastrukturalnym, sytuacja Polski i większości krajów nowoprzyjętych do UE a zwłaszcza Słowacji i Czech zasadniczo różni się od położenia krajów UE-15.

Pomijając rynki peryferyjne (np. Finlandia, Portugalia) sieć gazowa EU-15 jest rozbudowana. Także stopień jej wykorzystania jest wysoki, ponieważ ponad 60% gazu używanego w krajach UE przekracza przynajmniej jedną granicę wewnątrz Wspólnoty. Na lądzie tylko gazociągi złożowe (upstream) są dedykowane. Z nielicznymi wyjątkami sieci przesyłowe obsługują rynki ponadregionalne. Szczególnie istotne są połączenia tzw. międzysystemowe a przede wszystkim transgraniczne, które najczęściej mają charakter interkonektorów tj. pozwalają na tłoczenie gazu w obu kierunkach.

Drugą istotną cechą gazowej sieci europejskiej w granicach UE-15 jest dobry dostęp do złóż zewnętrznych – rosyjskich i z Morza Północnego a ostatnio, na południu Europy - także z Północnej Afryki. Osobno rozwija się sieć terminali gazu skroplonego (LNG) transportowanego drogą morską, które pozwalają na import gazu z dowolnego źródła w granicach rachunku ekonomicznego. Nie wszystkie

kraje europejskie mogą mieć bezpośredni dostęp do złóż zewnętrznych, ze względu na położenie. Niektóre z nich nie wykorzystują możliwości bezpośrednich dostaw ze źródeł innych niż rosyjskie np. z powodu zbyt małego rynku (Szwecja, Estonia, Słowenia). Ale tylko Polska z korzystnym dostępem do morza i dużym potencjałem rozwojowym w sektorze gazu ziemnego do tej pory nie posiada połączenia importowego na wybrzeżu. Z powodu niezróżnicowanej infrastruktury transgranicznych połączeń gazociągami z zewnętrznymi źródłami gazu, nie ma obecnie żadnej swobody wyboru dostawcy, niezależnie od różnicy w kosztach gazu pochodzącego z różnych złóż i od różnych oferentów.

Poza gazem skroplonym (LNG), transportowanym drogą morską, który może pochodzić z każdego regionu świata, gaz sieciowy importowany jest gazociągami do Europy północnej z dwu kierunków – ze wschodu przez Białoruś i Ukrainę oraz z północy - z szelfu Morza Północnego. Położenie Polski, w zasięgu optymalnego dystansu transportowego za pomocą gazociągów z obu tych kierunków, jest wyjątkowo korzystne w porównaniu np. z położeniem Czech albo Słowacji i od dawna powinno być zdyskontowane.

#### 5. *Acquis communautaire* i przepisy narodowe

Włączenie krajowego rynku energetycznego do wspólnego rynku Unii Europejskiej nie zmienia nominalnie ani praktycznie zagrożenia przerwaniem dostaw gazu. Prawo unijne, dotyczące rynku gazu sieciowego nie bierze pod uwagę ogromnych różnic w konfiguracji systemów gazowniczych, jakie istnieją między państwami UE-15 a nowymi państwami członkowskimi.

Cel polityki bezpieczeństwa energetycznego UE zdefiniowano w Zielonej Księdze 4 z 2000 roku jako „...zapewnienie krótko i długoterminowego dostępu do zróżnicowanego wachlarza produktów energetycznych po cenach dostępnych dla wszystkich konsumentów (indywidualnych i przemysłowych) z poszanowaniem wymagań ochrony środowiska ...”.

Najnowszym dokumentem Unii Europejskiej służącym rozwiązywaniu problemów bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego jest cytowana [10] dyrektywa 2004/67/EC, która została opublikowana na dzień przed oficjalnym przyjęciem grupy nowych państw członkowskich do Wspólnoty. Jej zakres jest znacznie ograniczony w stosunku do postulatów, stawianych w czasie przeszło czteroletniej dyskusji z udziałem międzynarodowych organizacji, skupiających przemysłowe grupy interesu, organizacje konsumenckie i przedstawicieli niektórych regulatorów narodowych.

Szereg zapisów dyrektywy omawia uwarunkowania i opisuje wspólne interesy Unii w dziedzinie bezpieczeństwa dostaw, zamiast je rozwiązywać. Nie wskazuje też żadnych obligatoryjnych instrumentów. Nie zapowiada również żadnych wspólnych przedsięwzięć na wypadek zagrożenia. Powołuje jedynie specjalną grupę (Gas Coordination Group,

GCG), złożoną z przedstawicieli państw członkowskich, w celu koordynacji i wspierania bezpieczeństwa sposobu dostaw (Art. 7). Powołanie instytucji koordynującej jest logicznym następstwem nałożenia na poszczególne państwa członkowskie, zarówno obowiązku doboru instrumentów zaradczych jak i odpowiedzialności na wypadek zagrożenia bezpieczeństwa dostaw na własny rynek. Przepisy Art. 9 (Community mechanism) przewidują zaangażowanie GCG na skalę ponadnarodową, przede wszystkim w celu skoordynowania środków podjętych lub możliwych do podjęcia przez państwa członkowskie dotknięte przerwą w dostawach.

Otwarta lista przykładowych instrumentów, wymienionych w aneksie do dyrektywy i służących zwiększaniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, zawiera wprawdzie szesnaście pozycji, ale mają one wszystkie charakter hasłowy i są doskonale znane w branży od dawna. Ich zastosowanie jest ograniczone: „elastyczność systemu” (system flexibility), „płynne rynki gazu handlowego” (liquid tradable gas markets), „elastyczne wydobywanie” (flexible production) itp.

Dyrektywa 2004/67/EC nie przypomina więc, ani co do zasady ani w szczegółowych rozwiązaniach mechanizmu CERM z 1973 roku. Pierwszy raport z jej wdrożenia wyznaczono dopiero na 19 maja 2008 roku (Art.6 ust. 3). Oznacza to zapewne, że w okresie najważniejszych zmian, które powinny być dokonane na polskim rynku gazu ziemnego, UE nie zamierza wracać do kwestii bezpieczeństwa dostaw gazu i trudno będzie liczyć w tej sprawie na jej dodatkowe wsparcie.

Pewnym uzupełnieniem dyrektywy 2004/67/EC są prace Europejskiego Forum Regulacji Sektora Gazu, tzw. Forum Madryckiego (European Gas Regulatory Forum of Madrid.). Powołano je w 1999 roku do współpracy między kilkunastoma różnymi organizacjami przemysłu gazowniczego i organizacji konsumenckich. Niewątpliwym dorobkiem Forum są wspólne normy techniczne np. jakości gazu i harmonizacji stosowania jednostek, bardzo ważne wobec znacznej dywersyfikacji źródeł dostaw w większości krajów członkowskich a także próby uzgodnienia zasad bilansowania w granicznych punktach rozliczeniowych i w hubach. Z punktu widzenia ciągłości dostaw gazu ważniejsze są jednak tzw. „Wytyczne dobrych praktyk w stosowaniu zasady TPA” (dostęp trzeciej strony - third party access). Do tej pory Forum zakończyło prace nad wytycznymi TPA dla operatorów systemów przesyłowych (GG2) i dla operatorów magazynów gazu (GGPSO). Oba zestawy wytycznych zostały zaadoptowane przez Komisję Europejską jako projekty ogólnie obowiązujących Rozporządzeń [14] i oczekują na decyzje Rady i Parlamentu.

Niekonkretny charakter dyrektywy 2004/67/EC5, a zwłaszcza zawarte w niej delegacje dla poszczególnych państw członkowskich powodują samodzielne wdrażanie przez poszczególne kraje różnych instrumentów, zapobiegających przerwaniu ciągłości dostaw. Z przeglądu regu-

lacji energetycznych państw członkowskich UE wynika, że ryzyko przerwania dostaw gazu zarządzane jest na dwa sposoby – przez wynik lub administracyjnie.

Pierwszy sposób stosują kraje o dużym marginesie bezpieczeństwa dostaw. Należą do nich Wielka Brytania, Francja i Holandia, gdzie obowiązuje zachowanie standardu dostaw dla popytu wyznaczonego „szczytowym dniem w ciągu 20-lecia” i „szczytowym rokiem w ciągu 50-lecia” oraz Dania, gdzie zapasy magazynowe i tzw. „back-flow” od strony niemieckiej mają zaspokoić popyt bezterminowo, na wypadek odcięcia dostaw z jednego z dwu gazociągów morskich.

Drugi sposób stosują kraje o znacznym uzależnieniu od monopolu dostawczego w imporcie. Należą do nich Włochy, gdzie przedsiębiorstwa sprowadzające gaz spoza UE muszą wykazać się zapasem 10% rocznego importu, Hiszpania, gdzie zależność od jednego dostawcy zagranicznego nie może przekroczyć poziomu 60% i Polska, gdzie wprowadzono harmonogram zmniejszania udziału importu gazu z jednego kraju pochodzenia w proporcji do importu ogółem, aż do osiągnięcia 49% w roku 2019.

Polskie prawo zobowiązuje koncesjonowanych importerów gazu do dywersyfikacji zakupów poprzez ograniczenie maksymalnego udziału gazu sprowadzanego z jednego kraju pochodzenia, w poszczególnych latach do roku 2020. Przepis §1.1 Rozporządzenia Rady Ministrów z 24 października 2000 roku (Dz.U. nr 95 poz. 1042) wyznacza limity w sposób następujący:

Lata	udział gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do ilości gazu importowanego rocznie
2001-2002	88%
2003-2004	78%
2005-2009	72%
2010-2014	70%
2015-2018	59%
2019-2020	49%

Kryterium kraju pochodzenia importowanego gazu jest dobrym wskaźnikiem zróżnicowania źródeł dostaw, tylko w warunkach rozwiniętej sieci połączeń transgranicznych z systemami państw ościennych. W warunkach polskich należy rozróżniać nie tylko kraj pochodzenia gazu ale także drogi przesyłu. Obecnie gaz z zagranicy jest wprowadzany do polskiego systemu przez Białoruś (w punktach zdawczo-odbiorczych Kondratki i Wysockie Litewskie), przez Ukrainę (w Drozdowiczach) oraz przez Niemcy (k/Zgorzelca). Ok. 90% gazu importowane jest ze wschodu, z czego ok. 2/3 z Rosji od jednego dostawcy – OAO Gazprom/OOO Gazexport. Koncentracja importu na jednym kierunku, od jednego dostawcy i jednocześnie z tego samego zintegrowanego, jednolicie zarządzanego wschodniego systemu przesyłowo-tranzytowego, stanowi zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw zarówno w długiej jak i krótkiej perspektywie.

## 6. Próba dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego

Próba zaprowadzenia normalności w imporcie gazu sieciowego została nazwana dywersyfikacją źródeł dostaw i polegała na połączeniu polskiego wybrzeża bezpośrednim gazociągiem podmorskim ze skandynawskimi złożami gazu. Wcześniej, odrzucono koncepcję dostaw gazu LNG. Koszt budowy niezbędnej infrastruktury związanej z terminalem morskim i flotą gazowców oraz ceny gazu skroplonego były za wysokie. Wybrano więc wersję tańszą – dostawy nowym gazociągiem z dwu różnych źródeł – duńskich i norweskich. Budowa gazociągów i dostawy zaplanowano w taki sposób, żeby dostawy i gazociąg na odcinku Dania – Polska wyprzedzały dostawy z Norwegii. W czerwcu i wrześniu 2001 roku podpisane zostały umowy między PGNiG S.A. i odpowiednio – dostawcą duńskim i dostawcami norweskimi. Partnerem norweskim była grupa pięciu producentów (Statoil, Shell, TotalFinaElf, Norsk Hydro i Mobil) a duńskim – państwowy DONG. Umowy weszły w życie z dniem zawarcia i rozpoczęto ich realizację.

Obie umowy, były przedmiotem nierzetelnej i amatorskiej krytyki ze strony zwolenników status quo, mimo rzetelnych podstaw ekonomicznych i oczywistego uzasadnienia w potrzebie uzyskania zrębu bezpieczeństwa dostaw. Dochodząca w tamtym czasie do władzy lewicowa opozycja z góry zapowiedziała rewizję kontraktów skandynawskich.

Po zmianie ekipy rządowej w październiku 2001 roku, zgodnie z przedwyborczymi deklaracjami postkomunistycznej lewicy, niezwłocznie zahamowano realizację obu kontraktów a następnie rozwiązano, w lutym 2003 roku, umowę ze stroną norweską. W ten sposób stracił też sens kontrakt i gazociąg z Danii, które pełniły funkcję rozwiązania przejściowego, do czasu ukończenia budowy gazociągu z szelfu norweskiego. Zapowiedziana i zaplanowana akcja demontażu modelu dostaw, opartego na dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz ziemny, została konsekwentnie wykonana.

Od tego czasu bezpieczeństwo dostaw na polski rynek znacznie się pogorszyło. Najważniejszym bezpośrednim powodem jest zaniechanie realizacji kontraktów importowych z DONG AS i z producentami norweskimi. Publicznie podane zostały dwa powody zaniechania realizacji umów: (I) wygórowana cena i (II) zbyt duże ilości (tzw. „przekontraktowanie rynku”).

Oba te powody są nieprawdziwe.

Cena gazu skandynawskiego w kontraktach z dostawcami z Danii i osobno z Norwegii kształtowała się o kilka procent powyżej ceny gazu z Rosji w kontrakcie z OAO Gazpromem/OAO Gazexportem (średnio), przy czym porównywano ceny wewnątrz krajowego systemu przesyłowego. Kilkuprocentowa różnica w cenie nie stanowi faktycznej różnicy w kosztach, biorąc pod uwagę większą użyteczność gazu skandynawskiego. Wyższe ciepło spalania gazu skandynawskiego jest ważne dla krajowych odbiorców, ponieważ 2/3 gazu ziemnego w Polsce jest używane do celów energetycznych w przemyśle i w gospodarstwach domowych.

Zarzut „przekontraktowania” rynku polskiego w wyniku zawarcia umów z DONG i z producentami norweskimi jest również nietrafny. Trzeba tu najpierw przypomnieć, że toczył się spór o interpretację kontraktu na zakup gazu między PGNiG S.A. a OAO Gazprom/OAO Gazexport z 1996 roku tzw. „jamalskiego”. Zwolennicy kontraktów skandynawskich utrzymywali, że obowiązek strony polskiej do odbioru określonych ilości gazu od Gazprom/Gazexport jest uwarunkowany zobowiązaniem Gazprom do zainwestowania w „II nitkę” gazociągu jamalskiego na odcinku polskim. Przyjmowali w ten sposób, że zobowiązanie strony polskiej ogranicza się do odbioru nie więcej niż 2,88 mld m<sup>3</sup> (GOST) rocznie z „I nitki”, dopóki nie powstanie „II nitka” jamalska. Przeciwnicy kontraktów skandynawskich interpretowali kontrakt z 1996 roku argumentując, że PGNiG S.A. ma obowiązek odbierania dużych ilości gazu, rzędu 10 mld m<sup>3</sup> rocznie od roku 2005 i 12 mld m<sup>3</sup> od roku 2009, niezależnie od zdolności dostarczenia go przez OAO Gazprom/OAO Gazexport z całego gazociągu jamalskiego tj. z I i/lub z „II nitki” gazociągu.

Problem ten pozostał ostatecznie poza głównym nurtem zainteresowania, ponieważ podpisany w lutym 2003 roku Protokół dodatkowy do międzyrządowego Porozumienia z 1993 roku [15] jednoznacznie zobowiązuje stronę polską do zakupu określonych rocznie ilości gazu przez wszystkie istniejące przejścia graniczne na wschodzie a przez to eliminuje tzw. „II nitkę” z jakichkolwiek zobowiązań dostawczych strony rosyjskiej. W ten sposób usunięty został warunek odbioru gazu przez stronę polską. W rezultacie PGNiG S.A. będzie odbierać określone z góry ilości gazu a strona rosyjska nie musi inwestować w II nitkę gazociągu jamalskiego. Faktycznie, budowa „II nitki” odsunięta została na czas nieokreślony, mimo uzgodnienia w międzyrządowym Protokole dodatkowym z lutego 2003 roku daty granicznej na uzgodnienie harmonogramu inwestycyjnego - na koniec 2004 roku [16].

Tak więc ani cena ani ilości przewidziane w kontraktach skandynawskich nie stanowiły żadnej przeszkody w ich konsekwentnej realizacji.

W latach 2000-2001, oprócz planu zakontraktowania gazu skandynawskiego, ramowa strategia dywersyfikacji źródeł dostaw zakładała oczywiście renegocjacje warunków kontraktu jamalskiego. Celem zmian w kontrakcie ze stroną rosyjską miało być przede wszystkim zniesienie lub modyfikacja klauzuli sankcyjnej tzw. „take or pay” („bierz lub płać” - „t-o-p”) ale także obniżenie rocznych ilości dostaw poczynając od roku 2009/2010, obniżenie ceny oraz usunięcie zakazu reeksportu. Termin rozpoczęcia renegocjacji nie był sprawą pilną, ponieważ pierwsze nadwyżki gazu rosyjskiego mogły pojawić się w perspektywie 7-8 lat. Miał on też być logicznie skorelowany z tempem realizacji połączeń gazociągowych z Danią i Norwegią, w zależności od postępu prac nad gazociągami dostawczymi, których zakończenie planowano odpowiednio - na 2005 i 2008 rok. Renegocjacje z partnerem rosyjskim w sprawie ilości i harmonogramu dostaw zależę

miały od tempa narastania dostaw skandynawskich, które miały osiągnąć łącznie 5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

Dla ówczesnych negocjatorów z ramienia PGNiG S.A. było oczywiste, że w każdym momencie realizacji kontraktów importowych, bilans dostaw musi być domknięty, niezależnie od kierunku importu. Dlatego termin rozpoczęcia renegotjacji ze stroną rosyjską uzależniony miał być od stopnia realizacji umów z DONG i producentami norweskimi. Zbyt wczesne rozpoczęcie renegotjacji z Gazprom/Gazexport z pozycji nieobowiązkowych dostaw powyżej 2,88 mld m<sup>3</sup> (GOST) podwyższało ryzyko przerwania zaopatrzenia, co groziło nieobliczalnymi konsekwencjami dla krajowych odbiorców. Dlatego plan nie przewidywał podjęcia renegotjacji kontraktu jamalskiego wcześniej, niż pierwsze dostawy duńskie tj. na przełomie 2004/2005 roku z perspektywą prowadzenia negocjacji do roku 2009 - 2010.

Opóźnienie renegotjacji dawało dwie przewagi: (I) nie zwalniało strony rosyjskiej z zobowiązań do rozbudowy gazociągu jamalskiego o tzw. „II nitkę”, (II) zostawiało swobodę alokacji gazu od OAO Gazprom/OOO Gazexport na przejściach wschodnich w Drozdowiczach i w Wysokim Białoruskim. Elastyczna alokacja dostaw na wschodnich punktach zdawczo-odbiorczych decyduje o dostępie do gazu importowanego ze wschodu ale ze źródeł innych niż rosyjskie. Ilości gazu sprowadzonego ze wschodu są tu liczone łącznie, ponieważ gaz ze strony wschodniej sprowadzany był dotąd nie tylko z Rosji, ale także, w znacznie mniejszych ilościach, z Uzbekistanu, Ukrainy i Turkmennii. Gaz kupowany na podstawie krótkoterminowych kontraktów nosi tradycyjną nazwę gazu „spotowego”.

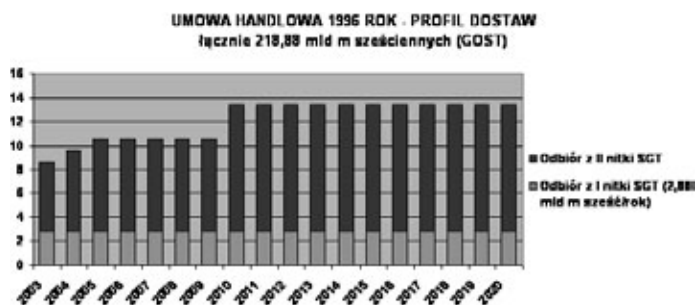
Koncepcja dywersyfikacji źródeł dostaw została przez urzędującą administrację zarzucona w praktyce zupełnie, co znalazło ostateczne potwierdzenie w dokumencie rządowym, w którym bezpieczeństwo energetyczne zostało sprowadzone do poziomu kosztów ponoszonych przez dostawców: „Syntetyczną miarą korzystnej dywersyfikacji, a w konsekwencji także miarą poziomu bezpieczeństwa energetycznego powinien być akceptowalny poziom kosztów.” [17]

## 7. Konsekwencje renegotjacji kontraktu „jamalskiego”

Ilości gazu sprowadzone w latach 2003 i 2004 przez PGNiG S.A. ze strony wschodniej, odpowiednio 7,5 mld m<sup>3</sup> i 8 mld m<sup>3</sup>, są wyższe od minimalnych ilości wynikających z kontraktu z 1996 roku, który obowiązywał do czasu podpisania Protokołu dodatkowego w lutym 2003 roku [18]. Zgodnie z kontraktem z 1996 roku, także w latach następnych tzn. w okresie 2005 – 2009, minimalna ilość gazu do odebrania w poszczególnych latach wynosiła ok. 7,5 mld m<sup>3</sup> (według normy PN) rocznie [19], a więc mniej, niż sprowadzono ze wschodu w 2004 roku.

Dlatego uprawniona jest teza o przedwczesnym renegotjowaniu kontraktu jamalskiego w zakresie redukcji rocznych ilości dostaw, przynajmniej do roku 2009.

Najczęściej podkreślanym rezultatem negocjacji z OAO Gazprom/OOO Gazexport rozpoczętych na początku 2002 roku i zakończonych w lutym 2003 roku, jest redukcja nominalnych ilości kontraktowych (łącznie, w GOST) z 218,88 mld m<sup>3</sup> do 161,50 mld m<sup>3</sup>. Redukcja wyniosła więc 57,38 mld m<sup>3</sup>, co stanowi 26,22% ilości pierwotnej (por. WYKRESY 6 i 7).



**WYKRES 6. Norma GOST; 1 m<sup>3</sup>NP=1,0733 m<sup>3</sup>GOST ; 1 m<sup>3</sup>GOST =0,9317 m<sup>3</sup>PN; SGT– System Gazociągów Tranzytowych – gazociąg „jamalski”**

Przytaczana wielokrotnie z dużą stanowczością przez źródła rządowe wielkość obniżki dostaw o 35,5% jest wyliczona niezgodnie z zasadami rachunku „od sta”, czyli rachunkiem procentowym. Błąd bierze się z nieprawidłowego zastosowanego wzoru na obliczanie procentów. Właściwy rachunek wymaga aby procent redukcji (zmniejszenia) wyrażać ilorazem wartości ostatecznej do wartości pierwotnej albo wartości, o jaką zredukowano do wartości pierwotnej; a nie odwrotnie. Spadek (zmniejszenie, redukcję), wynegocjowano bowiem z 218,88 mld m<sup>3</sup> na 161,5 mld m<sup>3</sup> (tzn. o 57,38 mld m<sup>3</sup>); a nie odwrotnie - ze 161,5 mld m<sup>3</sup> na 218,88 mld m<sup>3</sup> - bo byłby to wzrost. Tak więc :

$$[161,50 / 218,88] \times 100\% = 73,78\%$$

**DOBRE – do takiej ilości zredukowano**

lub

$$[(218,88 - 161,50) / 218,88] \times 100\% = 26,22\%$$

**DOBRE – o tyle zredukowano**

ale

$$[218,88 / 161,50] \times 100\% = 135,53\%$$

**ŹŁE**

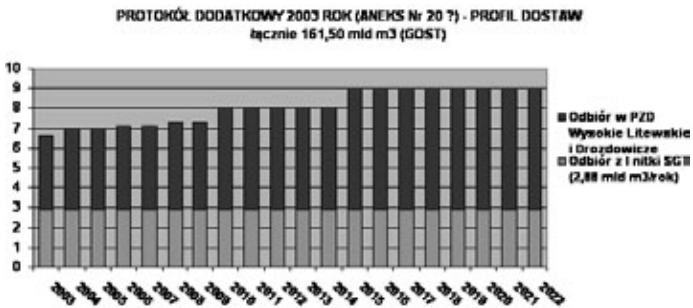
lub

$$[(218,88 - 161,50) / 161,50] \times 100\% = 35,53\%$$

**ŹŁE**

W sposobie wyliczania procentowej redukcji dostaw nie byli i nie są do tej pory zgodni ministrowie, wiceministrowie i wicepremier odpowiedzialni za negocjacje z OAO Gazprom. W różnych wypowiedziach w tych samych mediach podawali oni różne wielkości: od „35,5%”, przez „ponad 35%” do „30,5%” i – najrzadziej – „26,5%”. Oficjalne komunikaty [20] - PGNiG S.A. i rządowy podają jednak zgodnie 35,5%, co jest błędne,

ponieważ właściwie wyrażona obniżka wynosi 26,22% ilości pierwotnej, łącznie przez wszystkie lata dostaw rosyjskich.



WYKRES 7. 1 m<sup>3</sup> NP.=1,0733 m<sup>3</sup> GOST ; 1 m<sup>3</sup> GOST=0,9317 m<sup>3</sup> PN

Dokładne ustalenie poziomu dostaw jest ważne ze względu na wieloletni bilans dostaw, okres trwania kontraktu a zwłaszcza ze względu na wartość – jeden procent łącznych dostaw to równowartość ok. 250 mln USD (w cenach stałych tj. bez uwzględnienia prognoz zmiany cen gazu i bez uwzględnienia wartości pieniądza w czasie).

Wartości zredukowanych dostaw w nowym kontrakcie, w stosunku do jego wersji sprzed Protokołu dodatkowego z 2003 roku nie można jednak w żadnym razie kalkulować przez iloczyn ceny (stałej) gazu i jego nominalnej ilości. Zmniejszenie ilości nominalnych nie jest tożsame co do wartości z zatrzymaniem zapłaty za tę samą ilość pomnożoną przez aktualną cenę. Jeśli bowiem renowacja miały na celu „zdjęcie” nadwyżek gazu niemożliwych do odebrania przez stronę polską w całym okresie trwania kontraktu, to ich wartość należy liczyć zgodnie z algorytmem klauzuli t-o-p, zawartym w tym kontrakcie. Jeżeli warunki t-o-p dla kupującego nie zostały zastrzeżone po renowacjach, to wartość faktycznie zredukowanej ilości nie powinna przekraczać 48 mld m<sup>3</sup> (a nie nominalne 57,3 mld m<sup>3</sup>) pomnożone przez aktualną cenę gazu wynikającą z kontraktowej formuły cenowej.

Do wiadomości publicznej przedostała się tylko treść międzyrządowego Protokołu dodatkowego, który nie wyklucza zmian warunków samego kontraktu handlowego. Po czterech miesiącach od podpisania Protokołu na szczeblu rządowym i po dodatkowych negocjacjach, PGNiG S.A. podpisało z OAO Gazprom/ OOO Gazexport Aneks nr 20 do kontraktu handlowego z 1996 roku. Jego treść, ze względów oczywistych, jest niejawna. Jawne są natomiast oficjalne komentarze strony rządowej o „zaoszczędzeniu w wyniku negocjacji ok. 7,5 mld USD, należnego za 103 mld m<sup>3</sup> niepotrzebnego gazu, który Polska musiałaby odebrać” [21], co wskazuje albo na kolejny duży błąd w rachunkach albo na znaczne pogorszenie warunków kupującego w Aneksie nr 20. Błąd może wynikać z podwójnej nieścisłości w kalkulacjach, ponieważ: (I) zaoszczędzona ilość 103 mld m<sup>3</sup> gazu jest przeszacowana prawie o 100% a (II) wysokość oszczędności w pieniądzu oznaczałaby średnią cenę gazu w wysokości 73 USD/1000 m<sup>3</sup>,

co jest prawie dwukrotnie niższe niż obecne średnie ceny gazu ziemnego sieciowego na rynku europejskim.

## 8. Plany połączeń systemowych

Plan dywersyfikacji źródeł dostaw, realizowany w latach 2000 – 2001, należy rozpatrywać w dwu aspektach – bezpieczeństwa zaopatrzenia rynku wewnętrznego i pozycji polskiego sektora gazowniczego w regionie. Zawarcie przez PGNiG S.A. dwu wieloletnich umów na dostawy z Danii i z szelfu norweskiego przełamywało monopol w imporcie w sposób, który pozwalał zaprowadzić bezpieczeństwo dostaw do kraju na stałe. Oba kontrakty związane były z budową gazociągów podmorskich – kontrakt importowy duński w dodatkowej umowie konsorcjalnej, a kontrakt norweski - bezpośrednio w umowie sprzedaży. PGNiG S.A. miał uczestniczyć, także finansowo, w budowie odcinka między duńskim i polskim wybrzeżem, natomiast połączenie z szelfem norweskim miała finansować i budować w całości strona norweska. Oba gazociągi miały bezpośrednio łączyć system polski z najbliższymi zachodnimi złożami gazu.

Miejsce lądowania gazociągu podmorskiego w Niechorzu k/Szczecina jest dogodnie do połączenia z siecią krajową, ponieważ najbliższy gazociąg DN 500 znajduje się w odległości ok. 60 km od wybrzeża. Dzięki temu w rejonie Szczecina sieć krajowa może prowadzić zarówno gaz rosyjski jak i skandynawski. Dostęp w okolicy Niechorza do dwu strumieni gazu importowanego, które, poza gazem pochodzącym z regazyfikacji LNG, decydują o zaopatrzeniu rynku Unii Europejskiej, stwarza dobre warunki do uformowania regionalnego centrum dyspozytorsko-handlowego tzw. hub-u. (SCHEMAT 1).



SCHEMAT 1. Połączenie systemów – wariant skandynawski (Gwiazdką oznaczono lokalizację hub-u)

W tym celu musiałby być jednak dodatkowo wybudowany łącznik z systemem niemieckim. Budowa hub-u nie była planowanym elementem projektów dywersyfikacji źródeł dostaw. Jest natomiast ich naturalną konsekwencją i leży w interesie PGNiG S.A., oraz szerzej rozumianego polskiego sektora gazowniczego.

Z powodu zaniechania realizacji umów importowych ze Skandynawii po zmianach politycznych w Polsce na przełomie 2001 i 2002 roku, zaniechano także realizacji budowy gazociągów podmorskich.

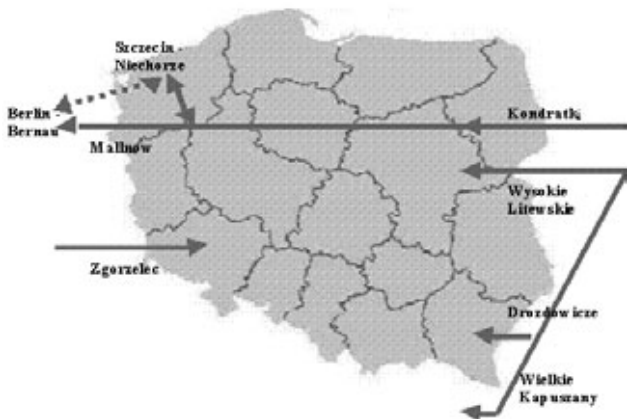
Alternatywą do projektów skandynawskich był projekt gazociągu łączącego Berlin ze Szczecinem, od stacji redukcyjnej na tzw. pierścieniu gazociągowym wokół Berlina w miejscowości Bernau.

Kontrakty kupna-sprzedaży gazu sieciowego zawierane bywają w formule *swap* (zamiany), w których jedna ze stron oferuje gaz do odebrania w miejscu dogodniejszym dla drugiej strony (np. bliższym), a w zamian odbiera w innym miejscu gaz przeznaczony dla tej drugiej strony lub dla trzeciego partnera. Kontrakty *swap* nie mogą przesądzać o faktycznej dywersyfikacji dostaw, ponieważ do ich realizacji z zasady wykorzystywana jest istniejąca już infrastruktura sieciowa, bez zmian kierunków dostaw. Natomiast optymalizują one pracę sieci gazociągowych w regionie. W 1999 roku odnotowano próbę zwarcia umowy typu *swap* przez PGNiG S.A. z Gasunie (Holandia). Gasunie miało dostarczać 2 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie z gazociągu jamalskiego na odcinku polskim, w zamian za rosyjskie dostawy w granicach ówczesnej UE. Mimo, że dla PGNiG S.A. stroną umowy byłaby firma holenderska, gaz odbierany z gazociągu jamalskiego byłby oczywiście pochodzenia wschodniego i podlegał wszelkim rygorom przesyłu przez system gazociągów tranzytowych SGT. Umowy ostatecznie nie zawarto.

W lutym 2004 roku, gazociąg jamalski został przez stronę rosyjską wyłączony z pracy na niecałe trzy doby, co spowodowało natychmiastowe ograniczenia w dostawach do odbiorców. Ograniczenia dotknęły tylko dużych odbiorców przemysłowych, w tym PKN Orlen, Police, Puławy i Włocławek. Uruchomienie dodatkowych rezerw z magazynów krajowych nie wchodziło w rachubę, ponieważ w okresie zimowym magazyny pracują z maksymalną wydajnością. Postój gazociągu jamalskiego na czas dłuższy niż kilka dni spowodowałby dalsze wyłączenia odbiorców, szczególnie dotkliwe dla zakładów szklarskich i hutniczych. Spadek ciśnienia w gazociągu jamalskim na granicy z Polską w Kondratkach nie był spowodowany awarią, ani żadnymi innymi przyczynami technicznymi, ani po stronie polskiej ani po stronie białoruskiej lub rosyjskiej. Przerwanie dostawy gazu było retorsją za zablokowanie, przez przedsiębiorstwo *Bieltransgaz*, negocjacji w sprawie podwyżki cen rosyjskiego gazu i przejęcia przez OAO Gazprom kontroli nad białoruskim systemem przesyłowym [23]. Przyczyny przerwy w dostawach gazu do Polski leżały poza kontrolą i jakimkolwiek wpływem strony polskiej.

Ujawniona wówczas słabość krajowego systemu gazowniczego przypomina o stałym zagrożeniu, jakim jest monopol w dostawach z jednego kierunku i praktycznie z jednego źródła. Zarówno jednak PGNiG S.A., jak i obecna administracja nie potrafią do tej pory zaproponować systemowego rozwiązania, chroniącego na przyszłość polskich odbiorców gazu przed ryzykiem przerwania dostaw ze wschodu.

Pod naciskiem opinii publicznej i opozycji parlamentarnej, po nieskutecznych próbach bagatelizowania przerwy w dostawach rosyjskiego gazu i wobec oczywistej bezradności PGNiG S.A., urzędująca administracja zaproponowała rozwiązanie, polegające na przystosowaniu gazociągu jamalskiego do dostaw ze strony zachodniej, tzn. do pracy rewersyjnej (SCHEMAT 3).



SCHEMAT 2. Połączenie systemów – wariant niemiecki

Relacjonowane w mediach plany PGNiG S.A. polegające na budowie, wspólnie z firmą VNG Verbundnetz Gas AG, gazociągu transgranicznego z Niemiec do okolic Szczecina, wydają się być powtórzeniem projektu Berlin (Bernau) – Szczecin z lat 1999 i 2000, przy czym realizować go mają inni partnerzy [22].

### 9. Przerwa w dostawach

Niewykonanie projektów dywersyfikacji źródeł dostaw grozi katastrofalnymi skutkami dla rynku wewnętrznego.



SCHEMAT 3. Połączenie systemów – wariant rewersyjny

W takim przypadku, poza niezbędnym dostosowaniem technicznym tłoczni i innych urządzeń po stronie zachodniej, a także na odcinku polskim, konieczne byłoby stałe porozumienie lub umowa na okresowe dostawy gazu z Niemiec. Okazało się jednak, że projekt rewersyjnych dostaw wymaga zgody strony rosyjskiej, ponieważ dostarczany gaz miałby być gazem rosyjskim reeksportowanym z Niemiec, na co rosyjskie spółki zastrzegły sobie zgodę. Polski wicepremier zgodę taką uzyskał w negocjacjach z rosyjską administracją rządową i OAO Gazprom w Moskwie (w dniu 9 grudnia 2004 roku) [24], co podważa celowość projektu w całości. Po pierwsze, w przypadku kolejnego wstrzymania dostaw ze wschodu niepewna jest możliwość tłoczenia gazu rosyjskiego gazociągiem jamalskim, ponieważ jest on zasilany gazem rosyjskim tylko od wschodu. Po drugie, polska strona zignorowała zupełnie ryzyko polityczne, które było przyczyną wyłączenia gazociągu jamalskiego w lutym 2004 roku. Niemieckie dostawy gazu do polskiej sieci w ogóle nie powinny podlegać jakiegokolwiek ocenie stron trzecich, a tym bardziej rosyjskiej, ponieważ to rosyjskie firmy eksportowe destabilizują rynek. Polski rynek gazu jest fragmentem wewnętrznego rynku energetycznego UE, na którym obowiązują normy bezpieczeństwa regulowane przepisami unijnymi, w tym dyrektywą o bezpieczeństwie dostaw gazu ziemnego [10].

Przykład przerwy w dostawach ze wschodu nie tylko bardzo dobitnie przypomina całkowite uzależnienie od partnerów rosyjskich, ale świadczy też o **bezużyteczności prawodawstwa unijnego dla ochrony polskiego rynku gazu ziemnego**. Osobno, poważny niepokój budzi możliwość udzielenia nieujawnionych dotąd koncesji partnerom rosyjskim przez wicepremiera polskiego rządu, w czasie negocjacji moskiewskich w grudniu 2004 roku.

Rozwiązanie polegające na dostawach z Niemiec za pośrednictwem gazociągu SGT, nie pozwala oczywiście na trwałe zróżnicowanie źródeł dostaw, a przez to na uniezależnienie od monopolu w imporcie i może być stosowane tylko na wypadek krótkotrwałych przerw. W żadnym razie nie zastępuje więc dywersyfikacji źródeł dostaw. Ponadto ceny za gaz z Niemiec są z zasady wyższe od cen rosyjskich. Umowa na krótkookresowe dostawy w nieokreślonym czasie wymaga też od sprzedawcy systemowego zarezerwowania odpowiednich mocy przesyłowych, co jest wymiernym kosztem. Koszt takiej „gotowości dostaw” będzie musiał zapłacić PGNiG S.A. Cena gazu rosyjskiego dostarczanego do polskich odbiorców zostanie w ten sposób powiększona na stałe.

Rewersyjne dostawy przez SGT, obciążone są zgodą rosyjską, udzieloną na nieznanych warunkach. Jeżeli więc, zgoda ta może być cofnięta, np. w wyniku nie spełnienia warunków, to ryzyko przerwania dostaw z powodu

sporu OAO Gazprom / OOO Gazexport np. z odbiorcą w Polsce pozostaje na tym samym poziomie co dotychczas. Wobec planów prywatyzacji PGNiG S.A. (Rozdz. 11) kwestia ta staje się aktualna od zaraz.

## 10. Zakres pojęciowy bezpieczeństwa energetycznego

Bezpieczeństwo energetyczne zostało zdefiniowane w ustawie Prawo energetyczne [25] jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”. W nowelizowanym obecnie Prawie energetycznym, definicja ta nie została zmodyfikowana, natomiast wzmocniono ją dodatkowo przez umieszczenie bezpieczeństwa energetycznego, jako pierwszego z celów polityki energetycznej państwa [26].

Trudno przeprowadzić pełny dowód poprawności zastosowanej definicji, ale jest ona obciążona zasadniczym błędem. Sformułowanie „pokrycie... zapotrzebowania... w sposób ekonomicznie uzasadniony...” oznacza, że zdefiniowano bezpieczeństwo energetyczne z pozycji przedsiębiorstwa energetycznego czyli dostawcy. Pomyłono więc pozycję beneficjenta. Powinno być oczywiście odwrotnie. Bezpieczeństwo energetyczne ma być gwarancją i obejmować odbiorców energii, a nie powinno być ustawowym przywilejem producentów a tym bardziej dostawców. Zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego przedsiębiorstwom, uszczupla prawa odbiorców. Definicja polska różni się pod tym względem zasadniczo od definicji stosowanych w dokumentach UE, która w ogóle nie bierze pod uwagę dostawców ani producentów energii, a koncentruje się z oczywistych powodów na konsumentach (Rozdz. 4). Dokument rządowy pn. „Polityka energetyczna Polski do roku 2025” KONSEKWENTNIE TEN BŁĄD POWIE-LA [27].

Systematyczna ocena bezpieczeństwa energetycznego wymaga opracowania i zastosowania osobnego zestawu kryteriów i wag. Próbę oceny z użyciem kryteriów i wag punktowych prezentował prof. Włodzimierz Bojarski [28]. Metodyka W. Bojarskiego nie jest jedyną z możliwych i z pewnością nie jest doskonałą, ponieważ niektóre z kryteriów są nieprecyzyjne. Natomiast wyniki oceny wskazały jednoznacznie na brak bezpieczeństwa energetycznego w zaopatrzeniu w gaz ziemny i paliwa płynne.

*II część artykułu ukaże się w kolejnym numerze RUCIĄGÓW.*