LNG – Perspektywy wdrożenia w Polsce

Mirosław Grelik

I. Założenia do prognozy zapotrzebowania na gaz do roku 2022 i wnioski z niedalekiej historii projektów dywersyfikacyjnych PGNiG.

„LNG jest niezawodną technicznie i bezpieczną formą dostaw gazu do odbiorców wszędzie tam gdzie dostarczanie gazu rurociągami jest niepraktyczne" (*The Economics of Natural Gas, Oxford Institute for Energy Studies*[1]). Jednak dostawy rurociągami, zwłaszcza biegnącymi z jednego kierunku mogą zawodzić z przyczyn technicznych i klimatycznych; mogą być zagrożone atakami terrorystycznymi. Dostawy rurociągami, zwłaszcza z jednego kierunku mogą być także wykorzystane do monopolistycznego nacisku na ceny i politycznego wpływu na rządy. To są tylko niektóre czynniki ryzyka związane z dostawami gazu z jednego źródła/kierunku.

Rozważamy różne środki zmierzające do mitygacji (zapobieżeniu negatywnym skutkom) wspomnianych ryzyk. Jedną z koncepcji jest zróżnicowanie źródeł/kierunków dostaw poprzez zbudowanie morskiego portu zdolnego przyjmować dostawy gazu skroplonego LNG[2].

Jak stwierdził premier Marcinkiewicz „bezpieczeństwo ma swoją cenę, ale jest wartością samą w sobie." Zanim zaczniemy liczyć by jednak odpowiedzieć na pytanie jaka jest cena tego bezpieczeństwa, trzeba przeanalizować realia i sporządzić prognostyczne scenariusze co do zapotrzebowania na gaz w perspektywie co najmniej 15-20 letniej. Elementem tych scenariuszy powinno być szacowanie poziomu ryzyka (prawdopodobieństwa, że dane wydarzenie może mieć miejsce) w odniesieniu do tych czynników, które zostaną uznane za istotne w tych scenariuszach.

Jest to potrzebne by nie powielać błędów z przeszłości oraz dokonywać wyborów i płacić za bezpieczeństwo po dołożeniu należytej profesjonalnej staranności a nie tylko w oparciu o profesjonalną intuicję i polityczne zaklęcia.

Trochę historii:

W latach 2000-2001 ówczesny rząd stworzył polityczne warunki do negocjacji przez PGNiG z grupą firm norweskich, dostaw gazu bezpośrednio ze złóż za pomocą specjalnie zbudowanego rurociągu. Opłacalne to mogło być pod warunkiem znalezienia nabywców na ok. 8 mld m³ gazu rocznie, z czego PGNiG miał odbierać w granicach 4,5-5,5 mld m³ rocznie od roku 2008. Tymczasem PGNiG miał zakontraktowany od roku 2008 odbiór 10,560 mld m³ rocznie z tytułu umowy „Jamalskiej", zwiększający się po dwóch latach do 13,440 mld m³.

Dostępne, „oficjalne" prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce zakładały zużycie ok. 18 mld m³ już w roku 2004-06, podczas gdy rzeczywiste zużycie w latach 1995-2000 oscylowało w przedziale 10,5-11,6 mld m³.

Przeprowadzone analizy projektów inwestycyjnych zwiększających zużycie gazu u największych odbiorców gazu PGNiG nie stwarzały przesłanek do prognozowania skokowego wzrostu zapotrzebowania na gaz. Zużycie wzrosło wyraźnie w 2001 r. (do 12,9 mld m³) by po ponownym spadku w roku 2002 osiągnąć poziom 13,4 mld m³. W skali 10 lat (1995- 2004) średnioroczne tempo wzrostu zużycia gazu ziemnego w Polsce wyniosło 2,7%.

Stało się wówczas oczywiste, że na polskim rynku, w perspektywie 15 lat (od 2001 r.) nie ma miejsca na dodatkowe 4-5 mld m³ rocznie ze złóż norweskich.

Zarząd PGNiG został w tym momencie poddany dwojakiego rodzaju presji – presji dyrektywy politycznej rządu wynikającej z polityki dywersyfikacji dostaw dla zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz „presji" profesjonalnej, wynikającej z własnej zawodowej wiedzy i odpowiedzialności przewidzianej przez kodeks spółek handlowych i kodeks cywilny w stosunku do członków zarządu spółki akcyjnej będącej w dodatku strategiczną spółką Skarbu Państwa.

Warunkiem zakupu tak dużych ilości gazu norweskiego musiało być istotne zmniejszenie dostaw z kontraktu Jamalskiego i generalna rewizja Porozumienia między rządem Rzeczpospolitej Polskiej a rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczpospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczpospolitej Polskiej i Protokołu Międzyrządowego z 18.02.1995 r. Taki warunek sformułował zarząd PGNiG w swojej uchwale z dnia 1 września 2001 r.

Jednocześnie zarząd PGNiG uznał za konieczne realizację przedsięwzięć dywersyfikacyjnych w ramach realistycznych założeń co do zbytu gazu z innych źródeł niż dotychczasowe. Takim przedsięwzięciem był projekt połączenia gazowego z Danią (Baltic Pipe Interconnector). Jak pisze A. Lipko, ówczesny prezes zarządu PGNiG, „zrealizowanie tego projektu w wersji tzw. „interconnectora" stwarzało szansę na tranzyt przez Polskje rosyjskiego gazu do Danii oraz tranzyt gazu norweskiego przez terytorium naszego kraju do południowych sąsiadów"[3].

1. De anne Julius and Afsaneh Mashayekhi,The Economics of Natural Gas:Pricing, Planning and Policy, Oxford University Press 1990, str. 75.

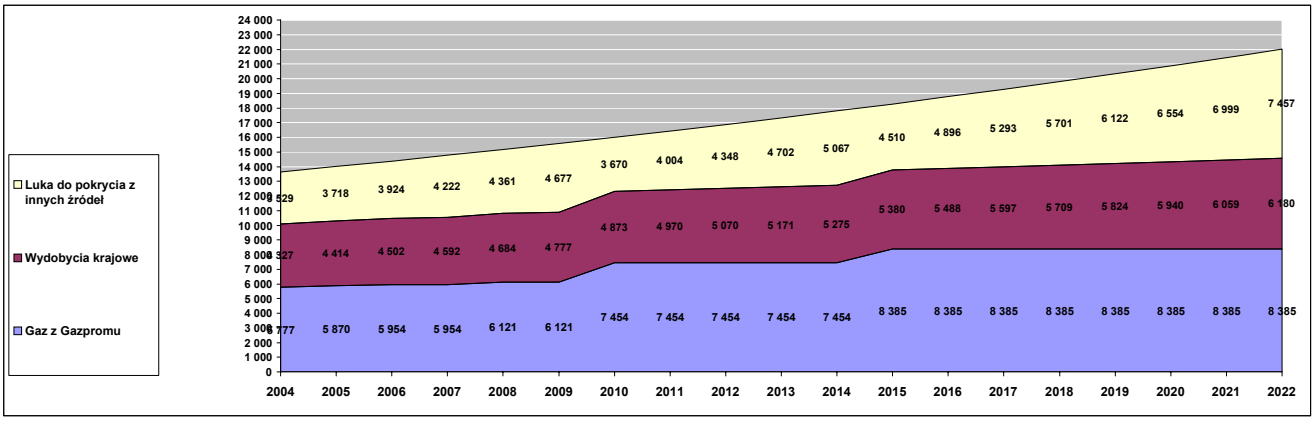
2. Metoda LNG (Liquified Natural Gas) polega na skropleniu gazu ziemnego, co prowadzi do zmniejszenia jego objętości o ok. 600 razy. Temperatura skraplania metanu wynosi -161,6°C. Oznacza to, że z 1m³ skroplonego gazu mozna uzyskać 584 m³ gazu sieciowego, natomiast z 1 tony LNG ok. 1380 m³ gazu. Zob. P.Seklecki, P.Staręga, LNG – ile to kosztuje?, Biuletyn URE nr 1/2006..

3. A.Lipko, Bezpieczeństwo dostaw gazu do Polski, Energetyka Cieplna i Zawodowa nr 1/2006.

Tabela 1. Prognoza zapotrzebowania na gaz w latach 2006-2022

jedn. miary/ współczynniki		Dostawy i zapotrzebowanie na gaz	Lata 2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
mln m3 wg GOST	I	Ilość gazu importowanego zgodnie z Kontraktem Jamalskim; mln m3 wg GOST na warunkach "bierz lub płać"	7000	7000	7 100	7 100	7 300	7 300	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000
0.9317	II	Przeliczenie GOST na "warunki normalne"	5 777	6 522	6 615	6 615	6 801	6 801	7 454	7 454	7 454	7 454	7 454	8 385	8 385	8 385	8 385	8 385	8 385	8 385	8 385
10%	III	Dostawy Gazpromu zmniejszone o 10% rocznie do roku 2009 (możliwość kontraktowa)	5 777	5 870	5 954	5 954	6 121	6 121	7 454	7 454	7 454	7 454	7 454	8 385	8 385	8 385	8 385	8 385	8 385	8 385	8 385
2.00%	IV	Dostawy z wydobycia krajowego w mln m3	4 327	4 414	4 502	4 592	4 684	4 777	4 873	4 970	5 070	5 171	5 275	5 380	5 488	5 597	5 709	5 824	5 940	6 059	6 180
mln m3	V	Razem Gazprom + wydobycie krajowe w mln m3 (III+IV)	10 104	10 283	10 455	10 545	10 805	10 899	12 327	12 424	12 523	12 625	12 728	13 765	13 873	13 983	14 095	14 209	14 325	14 444	14 565
2.70%	VI	Zapotrzebowanie na gaz	13 633	14 001	14 379	14 767	15 166	15 576	15 996	16 428	16 872	17 327	17 795	18 275	18 769	19 276	19 796	20 331	20 879	21 443	22 022
%	VII	Udział Gazpromu w pokryciu zapotrzebowania na gaz (III/VI)	42%	42%	41%	40%	40%	39%	47%	45%	44%	43%	42%	46%	45%	44%	42%	41%	40%	39%	38%
	VIII	Udział wydobycia krajowego w pokryciu zapotrzebowania (IV/VI)	32%	32%	31%	31%	31%	31%	30%	30%	30%	30%	30%	29%	29%	29%	29%	29%	28%	28%	28%
mln m3	IX	Luka w zapotrzebowaniu do pokrycia z innych źródeł (VI-V)	3 529	3 718	3 924	4 222	4 361	4 677	3 670	4 004	4 348	4 702	5 067	4 510	4 896	5 293	5 701	6 122	6 554	6 999	7 457
%	X	Udział "luki" w zapotrzebowaniu na gaz (VIII/VI)	26%	27%	27%	29%	29%	30%	23%	24%	26%	27%	28%	25%	26%	27%	29%	30%	31%	33%	34%
jedn. miary/ współczynniki		Lata	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
0.9317	II	Gaz z Gazpromu	5 777	5 870	5 954	5 954	6 121	6 121	7 454	7 454	7 454	7 454	7 454	8 385	8 385	8 385	8 385	8 385	8 385	8 385	8 385
1.05%	IV	Wydobycia krajowe	4 327	4 414	4 502	4 592	4 684	4 777	4 873	4 970	5 070	5 171	5 275	5 380	5 488	5 597	5 709	5 824	5 940	6 059	6 180
mln m3	VIII	Luka do pokrycia z innych źródeł	3 529	3 718	3 924	4 222	4 361	4 677	3 670	4 004	4 348	4 702	5 067	4 510	4 896	5 293	5 701	6 122	6 554	6 999	7 457
2.70%	VI	Zapotrzebowanie na gaz	13 633	14 001	14 379	14 767	15 166	15 576	15 996	16 428	16 872	17 327	17 795	18 275	18 769	19 276	19 796	20 331	20 879	21 443	22 022

Źródło danych za 2004r. oraz z tytułu kontraktu "Jamalskiego": Prospekt Emisyjny PGNiG S.A. Rozdział V - Dane o działalności Emitenta



Utworzenie w Niechorzy „huba" gazowego z możliwością wysyłania gazu z różnych źródeł w praktycznie wszystkich kierunkach stworzyłoby wówczas nową sytuację strategiczną w zakresie dystrybucji gazu w tym rejonie Europy, stworzyłoby też inną pozycję przetargową do dyskusji z Gazpromem na temat warunków „Porozumienia..." Mając to na względzie zarząd zdecydował o pozyskaniu środków na realizacje tego projektu poprzez podwyższenie z 600 do 800 mln euro pułapu emisji euroobligacji. Środki zostały pozyskane, jednakże następny zarząd PGNiG, pod wpływem nowych dyrektyw politycznych projekt zarzucił.

Ta pokrótce opisana historia projektów dywersyfikacyjnych, które nie doszły do skutku skłania do wyciągnięcia pewnych wniosków, tak by kolejny raz projekty w tym obszarze nie okazały się politycznym fantomem. Przede wszystkim konieczne jest wykonanie głębokich i starannych analiz typu „*feasibility study*" przez niezależne renomowane firmy consultingowe, co też, jak wiemy z enuncjajcji prasowych, ma być wykonane. Wyniki tych analiz, w części nie będącej tajemnicą handlową czy technologiczną powinny być udostępnione do publicznej dyskusji.

Jeżeli określone projekty z zakresu bezpieczeństwa państwa (tu bezpieczeństwa energetycznego) nie będą spełniały wymogów przewidzianych dla projektów biznesowych, to decyzje o ich realizacji będą miały charakter polityczny i odpowiedzialność za te decyzje musi wziąć rząd, chroniąc odpowiednimi instrumentami zarządy spółek przed odpowiedzialnością kodeksową, cywilną czy karną za realizację takich projektów z zaangażowaniem środków finansowych i majątku tych spółek[4].

Po pięciu latach od postawienia sobie pytania: czy jest zapotrzebowanie na gaz z rurociągu duńskiego/norweskiego, stawiamy ponowne pytanie – czy będzie zapotrzebowanie na gaz z nowego źródła jakim będzie port LNG.

Dla odpowiedzi na to pytanie wykonano prostą prognozę ekstrapolacyjną (Tab.1) przy przyjęciu następujących założeń:

— zapotrzebowanie na gaz w okresie 2004-2022 będzie rosło w tempie z lat 1995-2004, to jest 2,7% rocznie,

4. Np. w dyskusji w Pulsie Biznesu (Zadania dla skarbu, 20.01.2006) poseł Artur Zawisza stwierdził, że ustawa o bezpieczeństwie narodowym określi dokładnie jaka ma być rola państwa w projektach zapewniających krajowe bezpieczeństwo energetyczne, a Robert Gniazdowski z Centrum A.Smitha stwierdził, że trzeba usunąć z kodeksu spółek handlowych zapis o działalności na szkodę spółki, nie powinno być mowy o odpowiedzialności karnej menedżerów , którzy zainwestują w taki projekt, bo jest potrzebny, mimo że się nie opłaca.

Tabela 2 Model ryzyk w dostawach gazu

	Źródła dostaw gazu									Skutki społeczno-ekonomiczne				Skutki polityczne
Parametry zapasów magazynów	Zapasy magazynowe PGNiG w tys. m3	Zapasy w dniach	Średnie dzienne zużycie gazu w tys.m3	Model ryzyk w dostawach gazu						Straty z powodu przerwania dostaw dla gopodarstw domowych	Straty w produkcji podst. poduktów chemicznych	Straty przem. hutniczego i metalowego		Utrata zaufania do rządu (rządzącej partii)
Średnia	1 085 000	**30**	36 712	Ryzyko przerwania dostaw			Przerwanie dostaw na okres			Wysokość strat z tytułu 1 dnia braku gazu w mln zł	Wysokość strat z tytułu 1 dnia braku gazu w mln. zł	Wysokość strat z tytułu 1 dnia braku gazu w mln. zł	Razem straty w mln zł	Groźna -5 Dotkliwa -4 Osłabiająca -3 Wyczuwalna -2 Niewielka -1
Minimum (marzec 2004)	430 600	**12**	35 484	**Rodzaj ryzyka**	Nie istnieje	Istnieje	Dni	% rezerwy w magazynach PGNiG	współczynnik strat w dniach	11	42	57		
Maksimum (wrzesień 2004)	1 781 400	**82**	21 667	Awarii technicznej, ataku terorystycznego	0.85	0.15	7	24%	0.34	4	14	19	37	**1**
				Realizacji celów politycznych	0.85	0.15	7	24%	0.34	4	14	19	55	**1**
POZOSTAŁE ŹRÓDŁA	**26%**			Wykorzystania pozycji ważnego dostawcy - wzrost cen	0.8	0.20	7	24%	0.45	5	19	26	49	**1**
WYDOBYCIE KRAJOWE	**32%**			Awarii technicznej, monopolistycznej pozycji, realizacji celów politycznych	0.8	0.20	7	24%	0.55	6	23	31	61	**1**
GAZPROM	**42%**			Awarii technicznej, ataku terorystycznego	0.4	0.60	7	24%	2.18	23	91	124	238	**3**
Razem	100%			Realizacji celów politycznych	0.3	0.70	7	24%	2.55	27	106	144	278	**3**
Razem w tys m3 mld m3	**13 400 000= 13,4 mld m3**			Wykorzystania pozycji dominującego dostawcy - wzrost cen	0.3	0.70	7	24%	2.55	27	106	144	278	**3**

Źródło danych za 2004r.: Prospekt Emisyjny PGNiG S.A. Rozdział V - Dane o działalności Emitenta

— dostawy z Federacji Rosyjskiej będą odbywały się zgodnie ze zmodyfikowanym kontraktem „Jamalskim" w ilościach corocznie obniżonych o 10%, na co dozwala klauzula kontraktu; tak zmodyfikowane dostawy będą pokrywały rosnące w tempie 2,7% rocznie zapotrzebowanie w latach 2004-2009 na poziomie 42%-39%, w latach 2010-2017 na poziomie 47%-44%, w latach 2018-2022 na poziomie 42%-38%,

— krajowe wydobycie będzie rosnąć od poziomu 4,327 mld m³ w roku 2004 w tempie 2% rocznie, co pozwoli osiągnąć zapowiadane przez aktualnego wiceprezesa PGNiG S. Niedbalca wydobycie 5,5 mld m³ nie w 2008 r. a około roku 2016; udział krajowego wydobycia utrzyma się poziomie ok. 32%-28% w całym okresie prognozy,

— różnica pomiędzy prognozowanym zapotrzebowaniem a dostawami z tytułu kontraktu „Jamalskiego" i krajowym wydobyciem stanowi „lukę" do pokrycia z innych źródeł.

„Luka" ta w 2004 r. wynosiła 3,529 mld m³ i była pokryta w 75% dostawami z krajów Azji Środkowej oraz zakupami na poziomie 400-500 tys. m³ z Niemiec i Norwegii.

„Luka" ta z poziomu ok. 3,5 mld m³ i udziału w pokryciu zapotrzebowania 26% w 2004 r. wykazuje na przestrzeni prognozy lekką tendencją rosnącą (np. w roku 2009 – 4,0 mld m³ 24% udziału w zapotrzebowaniu).

Poziom ilościowy „luki" – powyżej 4 mld m³ w roku 2011, roku w którym mógłby rozpocząć pracę port LNG jest wstępnym uzasadnieniem dla pozytywnego rozważenia budowy tego portu dla zapewnienia potrzebnych krajowi dostaw gazu z innych źródeł niż dotychczasowe.

Wstępne bowiem przymiarki szacują na 3-5 mld m³ moc regazyfikacyjną rocznie jako opłacalne minimum dla tego rodzaju inwestycji.[5] Aktualnie operujące w Europie terminale importowe LNG[6] Zeebrugge w Belgii i Fos-sur-Mer we Francji mają moc regazyfikacyjną na poziomie 5,5-5,8 mld m³, ale np. Revithoussa w Grecji ma moc 2,5 mld a Panigaglia we Włoszech 3,5 mld m³.

Decydując się na dostawy poprzez terminal LNG należałoby zrezygnować zatem z importu gazu rurociągami z krajów Azji Środkowej. Jest to pierwszy z trudnych dylematów, który będzie musiał być rozstrzygnięty zanim zostanie podjęta decyzja o budowie terminala LNG.

II. Model szacowania skutków niektórych ryzyk związanych z dostawami gazu ziemnego

Zgodnie z złożeniami przedstawionymi na wstępie niniejszego opracowania przyjęto, że w analizie dostaw gazu z różnych źródeł powinny być uwzględnione następujące rodzaje ryzyka[7]:

5. Zob. Informacja prasowa, Gazoport może ruszyć za pięć lat, Gazeta Wyborcza, 01.02.2006

6. Zob. IEA Statistics, Natural Gas Information (2005 Edition) Tab. 21 World LNG Terminals

7. Model został przedstawiony w postaci Tabeli 2. Źródła danych do modelu: Prospekt Emisyjny PGNiG. Rozdział V- Dane o działalności Emitenta oraz statystyki GUS w odniesieniu do liczby gospodarstw, podstawowych produktów chemicznych i przem. hutniczego i metalowego.

— przerwania dostaw z powodów awarii technicznej u dostawcy (w tym spowodowanej np. atakiem terorystycznym),
— realizacji przez mocodawców dostawców gazu celów politycznych (podobnych do takich, które obserwowaliśmy na Białorusi, Ukrainie i krajach Azji Środkowej),
— wykorzystania przez dostawców pozycji dominującej do presji na wzrost cen gazu.

Owe trzy rodzaje ryzyk odniesiono do każdego z trzech głównych źródeł dostaw gazu do Polski: gazu rosyjskiego (Gazprom) – aktualnie 42% udziału w dostawach, wydobycie krajowe – 32% i pozostałe źródła – 26%, przy czym w odniesieniu do wydobycia krajowego te trzy rodzaje ryzyka połączono w jeden zagregowany czynnik dla uproszczenia analiz.

Procentowa struktura dostaw będzie służyła jako „waga" dla szacowania określonego rodzaju ryzyka dostaw z każdego trzech źródeł.

W modelu jako źródło dostaw nieobarczone ryzykiem występuje zapas gazu utrzymywany w podziemnych i innych magazynów gazu PGNiG.

Najistotniejszym elementem dla modelu jest szacowanie poziomu ryzyka w każdym z trzech wymienionych rodzajów. Poziom ten – to prawdopodobieństwo wystąpienia danego zdarzenia. Prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzenia może przybierać wartości od 0 (pewność niewystąpienia zdarzenia) do 1 pewność wystąpienia zdarzenia. Zgodnie z regułami rachunku prawdopodobieństwa, jeśli szansa wystąpienia danego zdarzenia wynosi 0,15 (lub 15%) to szansa jego nie wystąpienia wynosi 0,85 (lub 85%). Są to prawdopodobieństwa zdarzeń nawzajem się wykluczających (albo deszcz pada (0,15) , albo nie pada 0,85) i takie prawdopodobieństwa sumują się do jedności. Dla porządku przypomnimy, że prawdopodobieństwo zdarzeń występujących jednocześnie, np. pada i wieje wiatr (gdzie określimy prawdopodobieństwo „wieje" 0,6 , a więc „nie wieje" 0,4) uzyskuje się przez pomnożenie tych prawdopodobieństw: (pada i wieje =0,15x0,60=0,09; nie pada i wieje= 0,85x0,6=0,51, nie pada i nie wieje=0,85x0,4=0,34).

Szacowaniem prawdopodobieństwa wystąpienia pewnych zdarzeń musi zajmować się każdy menadżer-decydent i jest to sztuka dzięki której albo odnosi sukcesy zawodowe albo nie. W zaprezentowanym modelu, dla potrzeb „dydaktycznych" przyjęto ryzyka dla poszczególnych zdarzeń (awaria techniczna, realizacja celów politycznych, wykorzystanie dominującej pozycji dla presji na ceny) mieszczące się „w trendzie" wynikającym z historycznych doświadczeń, ale zapewne sporo „przerysowane". Dla potrzeb podejmowania realnych decyzji należałoby te ryzyka bardzo starannie oszacować np. metodą panelu ekspertów.

Ryzyko wydarzenia pn. przerwa w dostawach z powodu „realizacji celów politycznych" przez takie źródło dostaw jak Gazprom zostało ocenione na poziomie 0,7; ryzyko to jest następnie „ważone" udziałem źródła w dostawach (42%). Otrzymujemy „ryzyko ważone" = 0,7x0,42=0,294. Negatywne skutki przerwania dostaw z tak zdefiniowanego powodu (jak i z każdego innego) zależą od długości trwania przerwy w dniach. W analizowanym przypadku założyliśmy 7 dni i mnożymy „ryzyko ważone" przez 7 otrzymując wskaźnik=2,058.

Zagrożenie przerwą w dostawach w dniach jest zależne od wielkości utrzymywanych zapasów gazu w magazynach mierzone w dniach. Średni poziom zapasów gazu w magazynach PGNiG wystarcza na dostawy przez 30 dni w przypadku „zakręcenia kurków" u dostawców. Przyjęte 7 dni przerwy – to 24% rezerwy magazynowej liczonej w dniach (7/30) i dla uwzględnienia tego czynnika mnożymy wskaźnik 2,058 przez 1,24, otrzymując „współczynnik strat" mierzony w skorygowanych opisana procedurach dniach. Wskaźnik ten możemy użyć do oszacowania strat u odbiorców gazu z tytułu przerwy w dostawach. W modelu wyodrębniono trzy grupy odbiorców: gospodarstwa domowe (gaz zużywa w Polsce 6,3 mln gospodarstw domowych na ogólną liczbę 13,7 mln, płacąc przeciętnie ok. 616 zł rocznie, co daje kwotę strat z tytułu jednego dnia „bez gazu" w wys. 11 mln zł. Straty z tytułu „dnia bez gazu" w sektorze podstawowych produktów chemicznych wyszacowano na 42 mln zł a w przemyśle hutniczym i powiązanym – 57 mln zł. Szacunki te są bardzo uproszczone ale każdy zakład produkcyjny zużywający gaz jest w stanie dość precyzyjnie wyliczyć straty z tytułu jednego dnia przerwy w dostawach i tego rodzaju wyliczenia powinny być brane do analiz ryzyka. W oparciu o te dane możemy wyliczyć straty na jakie mogą być narażone wspomniane sektory (branże) gospodarki w przypadku przerwania dostaw przez jedno ze źródeł – Gazprom: mnożymy współczynnik strat w dniach (2,55) przez wysokość jednodniowej straty danej branży. Otrzymujemy: gospodarstwa domowe – 27 mln, produkcja podstawowe produkty chemiczne – 106 mln i branża hutnicza – 144 mln zł.

Przerwy w dostawach gazu i zakłócenia z tego tytułu procesów bytowych ludności oraz gospodarki w zakładach pracy wywołują napięcia społeczno-polityczne przekładające się na „pretensje" do rządu i rządzących partii. Możemy skutki tych „pretensji" i spadku zaufania do rządu wyszacować na podstawie skali negatywnych skutków gospodarczych i zapisać w naszym modelu na pięciostopniowej skali typu socjologicznego.

Weryfikacji tych szacunków można dokonać metodami stosowanymi przez ośrodki badania opinii publicznej ale niestety „ ex post" czyli po zdarzeniu polegającym na przerwie w dostawach gazu. Aby do tego niedopuścić potrzebna jest zdywewrsyfikowana struktura dostaw i odpowiednie zapasy.

Zaprezentowany model, mimo zaaplikowanych uproszczeń, pokazuje jak złożona jest materia dywersyfikacji dostaw gazu i szacowanie skutków stopni tej dywer-

syfikacji w podziale na różne źródła dostaw. Symulacje wydarzeń choćby na tak uproszczonym modelu mogą dać pogląd politykom i decydentom gospodarczym o skali ryzyka i niepewności w obszarze podejmowanych decyzji oraz ich skutkach gospodarczych i społeczno politycznych.

Symulacje takie mogą też pozwolić na realistyczną, a przynajmniej wystandaryzowaną ocenę zagrożeń w miejsce „przekonań", „wiary" i „mitów" rodzących się wokół problemu dywersyfikacji dostaw.

Czy można na podstawie tej „dydaktycznej" symulacji na modelu wyciągnąć jakieś praktyczne wnioski? Bardzo ostrożnie chyba tak.:

— budowa terminalu LNG i oddanie go do użytku ok. roku 2010-2012 może zapewnić dostawy na pokrycie rosnącego zapotrzebowania gospodarki na gaz, jednakże nie spowoduje znaczącej zmiany w strukturze dostaw (40% Gazprom, 30% krajowe wydobycie); problemem nie poruszanym w niniejszym wystąpieniu jest pytanie o możliwość zakontraktowania na światowym rynku LNG dostaw w rozmiarze 3-5 mld m³ dzisiaj z dostawą na lata po 2010 r,
— jeżeli prawdopodobieństwa przerw w dostawach gazu spowodowane ryzykami technicznym, politycznym i dominacji cenowej założone w modelu w odniesieniu do Gazpromu są za wysokie, i w rzeczywistej analizie należałoby przyjąć je na dużo niższym poziomie, to zagrożenie z tego tytułu ważone nawet 40%-towym udziałem tego źródła w dostawach nie jest natury „katastrofalnej",
— terminal LNG, kontraktując dostawy w okresie zimowym (o ile okaże się to możliwe), w związku z dużymi wahaniami sezonowymi w zużyciu gazu w Polsce (2-2,5 raza większe zużycie zimą niż latem), może zastąpić częściowo magazyny gazu napełniane latem na zimę, a więc zmniejszy obciążenie finansowe związane z ewentualną rozbudową magazynów i finansowaniem zapasów.

Należy:

1) przyjąć przejrzyste regulacje ustawowe o sposobie realizacji dyrektyw rządowych w zakresie bezpieczeństwa państwa przez podmioty gospodarcze, zarówno państwowe jak i prywatne. Wydaje się, że można to osiągnąć poprzez modyfikację ustawy o zamówieniach publicznych w połączeniu z koncepcją „budżetów zadaniowych".
2) Przestrzegać zasad ładu korporacyjnego i odpowiedzialności zarządów spółek skarbu państwa zgodnie z przepisami kodeksu spółek handlowych, co wymaga od nadzoru nad tymi spółkami operowania instrumentarium oddziaływania

Tu rodzi się pytanie czy będzie za pięć lat zapotrzebowanie na taką ilość dodatkowego gazu, zakładając, że dzięki dużej podaży LNG i wielkiemu postępowi w technologiach jego wydobycia upłynniania i regazyfikacji cena tego gazu będzie konkurencyjna w stosunku do gazu z rurociągów.

Zależnie od założonych funkcji tej struktury jaką jest gazoport i związana z nim logistyka rysuje się funkcja Gazoportu jako instrumentu zabezpieczenia gospodarki i państwa przed wymienionymi wyżej ryzykami. Jeśli te założenia byłyby słuszne, czy politycznie akceptowane, to powinny one wpłynąć na złożenia projektowe. Inne założenia są przyjmowane dla struktury mającej pełnić funkcje awaryjne (*peak shaving*), podobnie jak elektrownie pompowo-szczytowe w systemie sieci elektroenergetycznych, a inne jeśli to miałaby by być struktura dostarczająca minimum 3 mld m³ gazu rocznie na zapotrzebowanie określonych grup odbiorców.

Biogram dr. Mirosława Grelika był zamieszczony w numerze 3-4/2002 RUROCIĄGÓW.

Średnia cena ciepła wytworzonego z różnych rodzajów paliw (bez usługi przesyłowej)

Rodzaj paliwa	Średnia cena wytworzonego ciepła w zł/GJ
Węgiel kamienny	22,61
Węgiel brunatny	17,07
Olej opałowy lekki	53,08
Olej opałowy ciężki	23,75
Gaz ziemny wysokometanowy	32,99
Biomasa	23,82
Biogaz	22,95
Odpady komunalne	35,15

Źródło - Opracowanie statystyczne „Energetyka cieplna w liczbach - 2005" (Urzędu Regulacji Energetyki)
Średnia cena ciepła wytworzonego = przychodowi ze sprzedaży ciepła wytworzonego [tyś. zł] / sprzedaż ciepła [GJ] (średnia cena obliczona z 95% wszystkich przedsiębiorstw posiadających koncesje na działalność ciepłowniczą)