



**OSW**

**OŚRODEK STUDIÓW WSCHODNICH  
IM. MARKA KARPIA  
CENTRE FOR EASTERN STUDIES**

**NORD STREAM**  
**na liberalizującym się rynku gazu UE**

**NORD STREAM**  
**on the liberalising EU gas market**

Agata Łoskot-Strachota

Łukasz Antas

**PUNKT WIDZENIA**

2010  
marzec  
March

**P O L I C Y B R I E F S**

© Copyright by Ośrodek Studiów Wschodnich  
im. Marka Karpia / Centre for Eastern Studies

Redaktor / Editor

**Katarzyna Kazimierska**

Współpraca / Co-operation

**Anna Łabuszewska**

Tłumaczenie / Translation

**Iłona Duchnowicz**

Współpraca / Co-operation

**Nicholas Furnival**

Opracowanie graficzne / Graphic design

**Dorota Nowacka**

Mapa / Map

**Wojciech Mańkowski**

Wydawca / Publisher

**Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia**

**Centre for Eastern Studies**

ul. Koszykowa 6a

Warszawa / Warsaw, Poland

tel./phone + 48 /22/ 525 80 00

fax: +48 /22/ 525 80 40

osw.waw.pl

ISBN 978-83-930151-5-3

## **Spis treści / Contents**

### **NORD STREAM na liberalizującym się rynku gazu UE**

Wstęp / **5**

Tezy / **6**

1. Stan realizacji gazociągu / **8**

2. Nord Stream a europejski rynek gazu / **10**

3. Konsekwencje uruchomienia NS dla UE / **12**

Aneks / **24**

### **NORD STREAM on the liberalising EU gas market**

Introduction / **31**

Theses / **32**

1. Status of the project / **34**

2. Nord Stream vs. the European gas market / **36**

3. The consequences of the Nord Stream launch  
on the EU / **38**

Appendix / **50**

# Nord Stream na liberalizującym się rynku gazu UE

## Wstęp

Praca nad tekstem została zakończona w styczniu 2010 roku. Jednym z naszych podstawowych pytań badawczych związanych z nowym gazociągiem eksportowym z Rosji do UE było: jaką rolę Nord Stream będzie odgrywał w strategii Gazpromu w Europie – wobec zmieniających się warunków rynkowych i strat, które koncern poniósł w roku 2009. Postawiliśmy tezę, że Gazprom będzie się starał wykorzystać wszelkie dostępne mu instrumenty, w tym także Nord Stream, do zwiększenia konkurencyjności cenowej rosyjskiego gazu, mając na celu m.in. zabezpieczenie zbytu surowca. Założyliśmy również, że koncern może stać się skłonny do stopniowego dostosowywania się do warunków liberalizującego się unijnego rynku gazu. W lutym 2010 roku Gazprom zdecydował się na bezprecedensowe w dotychczasowej strategii posunięcie, które potwierdza tezy stawiane w tekście. Koncern grając o swój udział w europejskim rynku gazu częściowo i – jak sam twierdzi – czasowo uelastyczył warunki długoterminowych kontraktów z najważniejszymi europejskimi partnerami (włoskim ENI, niemieckim E.ON, francuskim GdF) oraz tureckim Botas. Główną zmianą jest powiązanie ceny części (10–15%) sprzedawanego surowca z notowaniami gazu na giełdach, co pozwala kupować tańszy gaz w obecnych realiach rynkowych relatywnie wysokich cen ropy i niskich gazu. Ponadto zapowiedziano większą elastyczność klauzuli *take or pay* (prawdopodobnie zmniejszono wielkości gazu, których nieodebranie wiąże się z karą umowną), co pozwoli europejskim koncernom w większym stopniu dostosować ilość kupowanego gazu do popytu. W zamian Gazprom będzie dążył do większego wykorzystania przez te koncerny gazociągu Nord Stream (o czym świadczą na przykład negocjacje dotyczące zakontraktowania przez GdF kolejnych dostaw *via NS*), a możliwe, że także wykorzystania gazociągu South Stream.

## Tezy

Ostatni etap realizacji i uruchomienie Nord Streamu będzie przebiegać równoległe z istotnymi zmianami na europejskim rynku gazu. Dodatkowy szlak eksportowy, umożliwiający znaczące zwiększenie dostaw rosyjskiego surowca do Europy powstanie w czasie zauważalnego od 2009 roku (i mającego się utrzymać przez kilka najbliższych lat) obniżonego popytu na gaz w UE oraz relatywnie dużej konkurencji na rynku, m.in. ze strony LNG. Równocześnie budowa Nord Streamu będzie postępować równoległe z procesem ujednoczenia europejskiego rynku gazu, a surowiec z nowego gazociągu popłynie na bardziej zliberalizowany i zintegrowany rynek UE. W związku z powyższym pojawiają się pytania, jak zmiany na unijnym rynku wpłyną na funkcjonowanie nowego gazociągu i sposób jego wykorzystania przez Gazprom i zachodnie koncerny oraz jakie będą konsekwencje uruchomienia szlaku dla UE.

Nowa infrastruktura ma przede wszystkim służyć wzmocnieniu pozycji rynkowej Gazpromu w UE oraz zwiększaniu wpływu na procesy kształtujące unijny sektor gazowy. Otwarcie Nord Streamu niewątpliwie zmieni logistykę dostaw rosyjskiego gazu do Unii oraz wpłynie na warunki przesyłu surowca wszystkimi funkcjonującymi szlakami. Zwiększy się swoboda Gazpromu w wyborze szlaków eksportowych i możliwości ich zmiany ze względu na koniunkturę rynkową lub sytuację polityczną. Doprowadzi to m.in. do ograniczenia roli państw tranzytowych i zwiększenia wpływu rosyjskiego koncernu na te kraje.

Równocześnie konsekwencją otwarcia nowego szlaku (kosztowna inwestycja, drogie nowe złoża) w obecnej sytuacji rynkowej może być obniżenie konkurencyjności cenowej rosyjskiego gazu. W związku z tym można się spodziewać ze strony Gazpromu i jego zachodnioeuropejskich partnerów działań mających zapobiegać spadkowi konkurencyjności lub niwelować jego negatywne skutki. Prawdopodobne będzie m.in.:

- dążenie do zabezpieczenia zbytu rosyjskiego gazu w UE (głównie w Europie Środkowej),
- wchodzenie na rynki z wyższą marżą (m.in. elektroenergetyczny),
- próba wpływu na wysokość cen gazu na rynku unijnym (zwłaszcza w regionach, gdzie rosyjski gaz dominuje).

Zmiany na europejskim rynku gazu mogą przyczynić się do modyfikacji sposobu funkcjonowania nań Gazpromu, w tym także wykorzystania gazociągu Nord Stream. Nie można wykluczyć działań mających na celu większą adaptację do nowych warunków rynkowych, m.in. częściowych zmian w zapisach kontraktów długoterminowych (m.in. zwiększających elastyczność cenową) i/lub zwiększenie zaangażowania rosyjskiego koncernu w transakcje krótkoterminowe.

# 1. Stan realizacji gazociągu

Budowa Nord Streamu wydaje się obecnie przesądzona, a zaawansowanie projektu czyni go jednym z kluczowych gazociągów realizowanych w UE w 2010 roku. Decydujące znaczenie dla inwestycji miało uzyskanie w listopadzie 2009 roku zgody na budowę szlaku od sceptycznie nastawionej Szwecji. Otworzyło to drogę do skompletowania w połowie lutego 2010 – wraz z uzyskaniem 12 lutego zgody jednego z fińskich urzędów regionalnych<sup>1</sup> – wszystkich niezbędnych pozwoleń z krajów, przez których wody i/lub strefy ekonomiczne gazociąg będzie przebiegał. Jest to jednym z kluczowych warunków uzyskania komercyjnych kredytów na budowę pierwszej nitki rurociągu<sup>2</sup>. Zgromadzenie niezbędnych środków nie powinno być problemem, gdyż inwestycja, m.in. w związku z gwarancjami kredytowymi oferowanymi przez włoską agencję SACE i niemieckie instytucje finansowe Hermes i UFK, cieszy się dużym zainteresowaniem ze strony potencjalnych kredytodawców. Konsorcjum Nord Stream wykonało też szereg prac zabezpieczających stronę logistyczno-organizacyjną budowy nowego szlaku. Uruchomiono kolejne bazy logistyczne – magazyny rur w fińskim porcie Kotka i szwedzkiej Karlskronie, ruszyła rozbudowa niemieckiego portu w Sassnitz. Na przygotowania do budowy gazociągu konsorcjum wydało już 2 mld euro. Ponadto rozpoczęto budowę, wartej ok. 1 mld euro, niemieckiej odnogi NS – gazociągu OPAL, mającego przesyłać rosyjski gaz przez RFN do granicy czeskiej<sup>3</sup>.

Pozostało jednak kilka niejasności dotyczących ostatecznego kształtu i terminu realizacji projektu. Podpisane do tej pory kontrakty na dostawy surowca gwarantują zapewnienie ok. 3/4 przepustowości pierwszej nitki

<sup>1</sup> <http://www.avi.fi/fi/Tiedotepalvelu/2010/Sivut/RegionalStateAdministrativeAgencyforSouthernFinlandgrantsNordStreamAGpermittobuildgaspipelineinFinlands.aspx>

<sup>2</sup> NS ma zostać w 30% sfinansowany przez firmy należące do konsorcjum, a w 70% przez kredyty.

<sup>3</sup> Akapit na podstawie: Nord Stream nabiera tempa, Zuzanna Brunarska i Łukasz Antas, *Tydzień na Wschodzie*, OSW, 28.10.2009, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/tydzien-na-wschodzie/2009-10-28/nord-stream-nabiera-tempa>

szlaku (21 mld m<sup>3</sup> zakontraktowane na 27,5 m<sup>3</sup>, całość ma mieć 55 mld m<sup>3</sup>)<sup>4</sup>. Obniżony popyt na gaz w UE znacznie zmniejsza prawdopodobieństwo rychłego zawarcia kolejnych kontraktów, a może nawet skłaniać odbiorców do ograniczania dotychczas kupowanych wielkości. Nie zostały też jednoznacznie określone źródła gazu, który miałby zapełnić Nord Stream. Złoże Jużnorusskoje pozwoli zapełnić w większości pierwszą nitkę gazociągu, jednak spodziewane są opóźnienia w uruchomieniu złoża Sztokmanowskiego<sup>5</sup> i nie wiadomo, kiedy będzie ono mogło stać się bazą surowcową dla drugiej nitki. Pojawia się zatem pytanie, w jakim stopniu nowym szlakiem będzie przesyłany surowiec dodatkowy w stosunku do obecnie wydobywanego i dostarczanego odbiorcom europejskim, a w jakim będzie to gaz przekierowywany z istniejącej już infrastruktury gazociągowej przebiegającej przez terytorium krajów trzecich. Wobec niepewności związanych ze zbytem gazu z NS w najbliższych latach pod znakiem zapytania staje też termin uruchomienia drugiej nitki szlaku. Choć zaniechanie jej budowy wydaje się obecnie mało realne i niekorzystne z punktu widzenia opłacalności całego projektu, to niewykluczone są opóźnienia w stosunku do planowanego harmonogramu (planowane oddanie I nitki – 2011, II nitki – 2012 rok).

<sup>4</sup> Oprócz 21 mld m<sup>3</sup> zakontraktowanych dostaw przez I nitkę gazociągu duński DONG zakontraktował 1 mld m<sup>3</sup>, który ma być dostarczony II nitką szlaku.

<sup>5</sup> Por. oficjalne informacje Shtokman Development AG z 5 lutego: początek produkcji ze złoża zostanie opóźniony o trzy lata wobec pierwotnych planów na rok 2016: <http://www.gazprom.ru/press/news/2010/february/article76114/>



## 2. Nord Stream a europejski rynek gazu

Projekt Nord Stream rozwijał się równolegle z istotnymi zmianami zachodzącymi na unijnym rynku gazu. Pierwotna koncepcja gazociągu powstała w 1997 roku – przed formalnym rozpoczęciem procesu liberalizacji unijnego rynku gazu. Porozumienie niemiecko-rosyjskie o budowie Nord Streamu (2004) podpisano rok po ogłoszeniu dyrektywy gazowej stanowiącej podstawę prawną otwierania rynków gazu w państwach członkowskich UE (2003) i równolegle z serią raportów wskazujących na niedostateczny stopień konkurencji w Unii i niewielki stopień zintegrowania poszczególnych krajowych rynków gazu. Ostatni etap realizacji Nord Streamu oraz uruchomienie pierwszej nitki gazociągu przypadnie na znacznie bardziej zaawansowany etap wdrażania obu procesów – w 2011 roku rozpocznie się m.in. implementacja III pakietu liberalizacyjnego (w tym bardziej rygorystycznego rozdzielania przesyłu i wytwarzania energii w zintegrowanych pionowo koncernach). Docelowo, wraz z pełną liberalizacją i zintegrowaniem unijnego rynku, nowy gazociąg ma szansę stać się po prostu jednym z elementów wspólnego rynku europejskiego, na którym wielkość i ceny dostaw surowca – w tym także gazu przesyłanego Nord Streamem – będą regulowane przez mechanizmy rynkowe. Jednak obecnie oba procesy nie są jeszcze zakończone, a stan ich zaawansowania nie gwarantuje efektywnego działania rynku przez co najmniej kilka lat.

Równocześnie w 2009 roku widoczne stały się, związane przede wszystkim ze skutkami kryzysu gospodarczego, zmiany na europejskim (oraz globalnym) rynku surowca. Obniżonemu popytowi na gaz towarzyszyła nadpodaż – zarówno surowca od tradycyjnych eksporterów na rynek unijny, jak i gazu skroplonego. Wzrost ilości LNG dostępnego na rynku europejskim wiązał się ze spadkiem zapotrzebowania na surowiec w tej formie w USA oraz zwiększeniem możliwości eksportowych najważniejszych producentów<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> M.in. dzięki uruchamianiu nowej infrastruktury służącej do skraplania surowca. Import LNG do Europy wzrósł w pierwszej połowie 2009 roku o 11% – por. World Energy Outlook 2009, IEA.

Wszystko to przełożyło się na obniżenie cen gazu, szczególnie w przypadku operacji krótkoterminowych, na wzrost konkurencyjności surowca kupowanego na rynku (w postaci LNG lub tradycyjnej) oraz zwiększenie znaczenia giełd w obrocie gazem.

Niższy popyt na gaz (poniżej poziomu z 2008 roku) utrzyma się na rynku europejskim – według m.in. prognoz IEA – co najmniej do 2015 roku, a w przypadku wdrażania założeń unijnej polityki energetycznej<sup>7</sup> nawet do 2020 roku. W dłuższym okresie – do 2030 roku możliwy jest spadek popytu do poziomu poniżej zapotrzebowania z 2007 roku<sup>8</sup> (szerzej w Aneksie). W związku z tym (i pomimo spadku rodzimego wydobycia surowca) obniży się w najbliższych latach tempo wzrostu importu gazu przez kraje UE. Równolegle w najbliższych kilku latach spodziewana jest większa dostępność i atrakcyjność LNG<sup>9</sup> oraz możliwy jest wzrost produkcji z łupków gazonośnych. Może to przyczynić się do utrzymania relatywnie niskich cen surowca sprzedawanego w operacjach krótkoterminowych i na giełdach.

<sup>7</sup> Zakładającej m.in. wzrost efektywności wykorzystania energii i zwiększenie udziału odnawialnych źródeł w bilansie energetycznym UE – por. [http://ec.europa.eu/energy/strategies/2007/2007\\_01\\_energy\\_policy\\_europe\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/strategies/2007/2007_01_energy_policy_europe_en.htm)

<sup>8</sup> Por. WEO 2009, IEA, str. 373 oraz prognozy według 450 Scenario, zakładającego aktywną rolę rządów i m.in. wdrażanie założeń polityki zwiększania efektywności energetycznej.

<sup>9</sup> Możliwości produkcji LNG mają wzrosnąć ponadtrzykrotnie do 200 mld m<sup>3</sup> w latach 2012–2015 – por. WEO 2009, s. 425.

### 3. Konsekwencje uruchomienia Nord Streamu dla UE

Zmiany zachodzące na unijnym rynku surowca wpływają na politykę eksporterów oraz na prawdopodobny sposób wykorzystania przez nich nowo powstającej infrastruktury gazowej, w tym gazociągu Nord Stream. Zmienia się waga poszczególnych celów stawianych przed projektem, a oprócz tych pierwotnych (dywersyfikacji szlaków eksportu, zmniejszenia zależności od krajów tranzytowych oraz zabezpieczenia dostaw dla rynku niemieckiego) pojawiają się kolejne mające ułatwić funkcjonowanie Gazpromu i jego zachodnich partnerów w nowych realiach rynkowych.

#### 3.1. Zmiany w logistyce dostaw rosyjskiego gazu

Nord Stream z docelową przepustowością 55 mld m<sup>3</sup> mógłby w najbliższych latach służyć przesyłaniu ok. 30% całkowitej objętości gazu eksportowanego z Rosji do Europy<sup>10</sup>, co umożliwi widoczną zmianę w logistyce dostaw surowca. Jednocześnie jednak trudno obecnie przesądzić, jaki będzie docelowy wariant zapełnienia nowego gazociągu. Strategiczne znaczenie projektu oraz zobowiązania Gazpromu wobec zachodnich koncernów (klauzula *ship or pay*) będą skutkować dążeniem konsorcjum NS do maksymalnego wykorzystania przepustowości szlaku (zarówno w wariantach jedno-, jak i dwunitkowym). Nord Stream będzie wykorzystywany najprawdopodobniej od początku do przesyłania surowca dodatkowego wobec już dostarczanego do Europy. Jednak w związku z obecną sytuacją rynkową bardzo mało realne jest, by surowiec ten miał w pierwszym etapie funkcjonowania nowego rurociągu (w jednonitkowej wersji) zapełnić całą jego przepustowość. W perspektywie najbliższych kilku lat może okazać się więc konieczne przekierowywanie części gazu potrzebnego do zapełnienia Nord Streamu z obecnie funkcjonujących magistrali eksporto-

<sup>10</sup> W 2008 roku Gazprom wyeksportował do Europy 184,4 mld m<sup>3</sup> (www.gazprom.ru/marketing), w kolejnych latach wielkości te będą najprawdopodobniej niższe ze względu na skutki kryzysu gospodarczego i obniżony popyt w Europie.

wych przebiegających przez Ukrainę i/lub Białoruś<sup>11</sup>. Oznaczałoby to spadek roli tranzytowej Ukrainy i Białorusi<sup>12</sup> (oraz Polski, Słowacji i Czech), a więc i znaczenia tych państw dla unijnego sektora gazowego oraz strategii UE zwiększania bezpieczeństwa dostaw.

Równocześnie wydaje się, że w interesie realizatorów projektu, w tym przede wszystkim rosyjskiego Gazpromu, nie leży ani doraźne precyzowanie sposobu zapełnienia nowego szlaku, ani trwalsze przywiązywanie się do jednego wariantu jego wykorzystania w ramach całego systemu dostaw do UE. Nord Stream dywersyfikuje rosyjskie szlaki eksportu gazu do Europy i m.in. w związku z niemożnością całkowitego ich zapełnienia w najbliższych latach<sup>13</sup> umożliwia Gazpromowi zmiany tras dostaw i przekierowywanie transportu pewnych ilości surowca z jednej części kontynentu na drugą w zależności od potrzeb (możliwości takiego manewrowania szlakami dostaw wzrosłyby jeszcze po uruchomieniu planowanego gazociągu South Stream). Wykorzystanie tych możliwości mogłoby przynieść koncernowi większą swobodę doraźnego kształtowania polityki eksportowej oraz dostosowywania tras przesyłu surowca m.in. do sytuacji rynkowej w Europie. Jednocześnie zachowując opcję wykorzystania w większym lub mniejszym stopniu dotychczas funkcjonujących tras, Gazprom utrzymałby istotny instrument wpływu na obecne kraje tranzytowe.

<sup>11</sup> Tego typu rozwiązanie wiązałoby się z koniecznością zmian warunków części kontraktów Gazpromu z europejskimi odbiorcami, w tym punktów odbioru surowca.

<sup>12</sup> Nastąpi zarówno spadek relatywnego znaczenia dotychczasowych państw tranzytowych (zmniejszy się udział tranzytu przez ich terytorium w całości rosyjskiego eksportu do UE), jak i – przynajmniej w perspektywie krótko- i średniookresowej – spadek w wartościach bezwzględnych (ilości przesyłanego gazu). Wielkość ograniczenia tranzytu przez dotychczasowe kraje tranzytowe zależy od sytuacji na rynku UE (czyz mniejszy popyt, tym ograniczenie może być większe) oraz od tego, czy i kiedy powstanie druga nitka NS.

<sup>13</sup> Przepustowość dotychczas istniejących szlaków por. np. <http://www.eegas.com/fsu.htm> lub <http://www.batory.org.pl/doc/2008%2006%2026%20Batory%20Seminar%20on%20Energy%20Warsaw%20JMG.pdf>

Jednak tego typu wykorzystanie NS – większe ograniczenie tranzytu przez Ukrainę i/lub Białoruś oraz manewrowanie szlakami dostaw gazu do UE – mogłoby się wiązać z koniecznością zwiększenia elastyczności koncernu przede wszystkim w kontraktach długoterminowych (na dostawy – *delivery points* itp. oraz na tranzyt – zapisy *ship or pay*) i/lub ze wzrostem udziału Gazpromu w handlu na rynku. To zaś oznaczałoby w pewnym stopniu częściowe dostosowywanie się Gazpromu do nowych realiów liberalizującego się europejskiego rynku gazu<sup>14</sup>.

### **3.2. Dążenie do utrzymania konkurencyjności rosyjskiego gazu**

Gaz przesyłany rurociągiem NS będzie najprawdopodobniej droższy od surowca dostarczanego już istniejącymi szlakami, ze względu na znaczne koszty nowej inwestycji (7,4 mld euro<sup>15</sup>) i konieczność ich amortyzacji, co powinno się wiązać z relatywnie wysokimi taryfami przesyłowymi. Nie można jednak wykluczyć, że Gazprom zdecyduje się rozłożyć koszt budowy rurociągu na wszystkich odbiorców rosyjskiego gazu, co wiązałoby się z podniesieniem średniej ceny dostaw surowca przesyłanego również innymi szlakami (mogłoby to oznaczać konieczność zmian niektórych zapisów kontraktów na dostawy) i mogłoby ograniczyć jego atrakcyjność dla odbiorców.

<sup>14</sup> Symptodem tego typu częściowej (i wybiórczej) adaptacji do zmieniających się warunków rynkowych może być dopuszczenie przez Gazprom do niewielkich zmian w kontrakcie długoterminowym z E.ON-em, dzięki którym niemiecka firma mogła nie zrealizować wymogów klauzuli *take or pay* w 2009 roku i kupić zakontraktowany gaz w kilku kolejnych latach – por. wystąpienie wiceprezesa Gazpromu w Berlinie 25 stycznia 2010: <http://www.kommersant.ua/doc.html?docId=1310185>, <http://www.icis.com/heren/articles/2010/01/25/9328663/gas/esgm/e.on-to-pay-gazprom-for-underlifting-contract-gas.html> oraz FSU Energy (Argus Media) z 29 stycznia 2010 roku.

<sup>15</sup> Koszt samego odcinka podmorskiego według szacunków konsorcjum Nord Stream. Pojawiały się opinie, że koszt gazociągu może być wyższy (ok. 9 mld euro).

Tymczasem w 2009 roku osłabła pozycja Gazpromu na rynku europejskim. Koncern stracił relatywnie dużo na obniżeniu popytu na gaz w UE w 2009 roku (wyeksportował do Europy w pierwszych dziewięciu miesiącach 2009 roku o 21% mniej niż w analogicznym okresie roku poprzedniego; spadł też jego udział w rynku o 1 punkt procentowy<sup>16</sup>). Wiązało się to przede wszystkim z małą elastycznością cenową rosyjskiego surowca, który pozostawał w pierwszej połowie 2009 roku najdroższy w Europie<sup>17</sup> i który w dalszym ciągu, przy nadpodaży i silnej konkurencji m.in. ze strony LNG, jest znacznie droższy od gazu dostępnego na giełdach. Sytuacja ta może się utrzymać w najbliższych kilku latach.

Równocześnie pojawiają się postulaty uelastyczenia polityki cenowej przez tradycyjnych dostawców na rynek unijny, w tym przede wszystkim Gazprom<sup>18</sup>, ożywa też dyskusja nad możliwością zmiany dotychczasowego sposobu indeksowania cen gazu (powiązanych z cenami ropy i produktów naftowych)<sup>19</sup>. Choć szybka realizacja tych postulatów wydaje się mało realna, to w dłuższej perspektywie czasowej utrzymywanie się relatywnie niskiego zapotrzebowania na gaz i konkurencji na rynku unijnym może doprowadzić do zmian w sposobie kształtowania cen gazu, co uderzałoby w interesy m.in. rosyjskiego koncernu.

W tym kontekście prawdopodobny wzrost cen gazu związany z uruchomieniem NS, realizacją innych kosztownych projektów infrastrukturalnych (m.in. South Stream) czy w perspektywie średniookresowej mogący wynikać z prognozowanego zwiększenia kosztów wydobycia gazu w Rosji (drogie nowe złoża) będzie czynnikiem prowadzącym do dalszego spad-

<sup>16</sup> Do ok. 25% w pierwszych trzech kwartałach (w 2008 – 26%). Por. <http://www.vedomosti.ru/newspaper/article/2010/01/19/223176>, dane m.in. za IEA. W tym samym czasie norweski Statoil (drugi pod względem wielkości eksporter na rynek unijny) zwiększył swój udział w rynku z 15 do 18%.

<sup>17</sup> Por. <http://www.vedomosti.ru/newspaper/article.shtml?2009/12/30/222485>

<sup>18</sup> Por. wypowiedź wiceszefa ENI i szefa Eurogasu Domenico Dispenzy na forum gazowym w Moskwie w listopadzie 2009 roku (Pllats, 17.11.2009, *Energy Economist*, 01.12.2009, *The Moscow Times*, 18.11.2009).

<sup>19</sup> Por. WEO 2009, s. 519.

ku konkurencyjności cenowej surowca sprzedawanego przez Gazprom. W związku z powyższym kwestia utrzymania/zwiększenia konkurencyjności oraz zbytu rosyjskiego gazu będzie jednym z kluczowych czynników wpływających na sposób działania Gazpromu<sup>20</sup> na rynku europejskim.

Rosyjski koncern może z jednej strony dążyć do ograniczenia kosztów dostaw przez obniżanie tempa wzrostu kosztów wydobycia (m.in. dzięki współpracy z zachodnimi koncernami i pozyskiwanej technologii) czy taryf przesyłowych (np. poprzez naciski na kraje tranzytowe), jednak tego typu działania w przypadku NS wydają się obecnie mało realne (m.in. ze względu na wysoki koszt inwestycji i brak tranzytu). Nie można więc w najbliższych latach wykluczyć zwiększania konkurencyjności rosyjskiego gazu poprzez działania mające na celu podniesienie przeciętnych cen surowca w UE. Instrumentem umożliwiającym tego typu działania jest m.in. współpraca z innymi eksporterami na rynek europejski, np. w ramach Forum Państw Eksporterów Gazu (GECF) i dążenie do wypracowania wspólnych instrumentów wpływu na ceny. Równocześnie Gazprom może starać się – wykorzystując postępującą, ale niepełną liberalizację i integrację rynku – ingerować w mechanizm kształtowania cen (głównie spotowych), zwłaszcza w regionach, gdzie rosyjski koncern jest dominującym dostawcą. Byłoby to możliwe dzięki wykorzystaniu inwestycji Gazpromu w unijną infrastrukturę gazową – gazociągi (m.in. Nord Stream), magazyny (np. Haidach, Jemgum, Bergermeer) i giełdy (np. w Baumgarten, szerzej patrz ramka) – do manewrowania trasami i wielkościami dostaw surowca na poszczególne rynki UE.

<sup>20</sup> Także jego zachodnioeuropejskich partnerów, powiązanych z rosyjskim koncernem dużymi długookresowymi kontraktami na dostawy gazu oraz drogimi projektami infrastrukturalnymi.

## **Możliwy sposób wpływania przez Gazprom na ceny gazu – casus CEGH/Baumgarten**

W kontekście możliwych sposobów podejmowania prób wpływania przez Gazprom na ceny gazu w UE symptomatyczny wydaje się przykład Central European Gas Hub (CEGH) i austriackiego hubu w Baumgarten.

Baumgarten jest trzecim co do wielkości hubem gazu w Europie, przez który przepływa przede wszystkim gaz rosyjski (ok. 1/3 wielkości wysyłanych z Rosji do Europy Zachodniej). CEGH jest austriacką platformą handlu gazem powiązaną z hubem w Baumgarten – obecnie jedną z największych giełd w Europie i największą w Europie Środkowej. Jej obroty będą w najbliższych latach rosnąć, pod warunkiem że Gazprom (dominujący dostawca gazu) zdecyduje się zwiększyć swój udział w handlu krótkoterminowym/spotowym.

W 2008 roku zostało podpisane (dotychczas nieratyfikowane) porozumienie z OMV przewidujące wejście Gazpromu do akcjonariatu CEGH (30% miałyby przejąć Gazprom Germania, 20% – pośrednio powiązana z Gazpromem firma Centrex). Warunkiem sfinalizowania umowy jest uzyskanie dla transakcji zgody KE (Dyrektoriatu ds. Konkurencji).

Możliwość przejęcia przez Gazprom udziałów w CEGH budzi obawy austriackiego urzędu nadzoru rynku (e-Control) m.in. przed możliwością wpływania przez Gazprom na ceny gazu na giełdzie<sup>21</sup>. Rosyjski koncern dzięki udziałom w giełdzie uzyska dostęp do poufnych

<sup>21</sup> Por. wypowiedź austriackiego regulatora (Walter Boltz) – Gasbörse startet am 11. Dezember, [www.boerse-express.com](http://www.boerse-express.com) 04.11.2009 oraz pośrednio wyrażane obawy w Raporcje e-Control dla KE z 2009 roku, s. 10, <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/publikationen/dokumente/pdfs/ec-marktbericht-09-english.pdf>



informacji handlowych. Równocześnie poprzez istniejące i realizowane połączenia infrastrukturalne będzie mógł manipulować wielkością gazu dostarczanego do Baumgarten. W najbliższym okresie taką możliwość stworzy budowa gazociągów NS oraz jego odnogi OPAL (50% przepustowości jest zwolnione z TPA<sup>22</sup> i zakontraktowane przez Gazprom) łączącego się z siecią Czech, gdzie właśnie trwa rozbudowa połączeń z Baumgarten. W dalszej perspektywie podobnym celem może posłużyć np. gazociąg South Stream.

Tym samym CEGH będzie najprawdopodobniej giełdą, gdzie Gazprom będzie mógł w relatywnie najprostszym sposobie ingerować w mechanizm kształtowania się cen. Jest to szczególnie ważne z perspektywy Europy Środkowej-Wschodniej, dla której CEGH jest najważniejszą giełdą gazu, a w przyszłości notowania z tej giełdy mogą stać się podstawą do rozliczeń kontraktów w całym regionie.

### **3.3. Zabezpieczanie zbytu rosyjskiego gazu**

Nord Stream umożliwi zwiększenie dostaw na rynek europejski, a podpisane dotychczas kontrakty przewidują przesłanie tym szlakiem dodatkowych 22 mld m<sup>3</sup> surowca. W interesie Gazpromu i zachodnich koncernów będzie więc zabezpieczenie w UE zbytu na gaz rosyjski oraz poszukiwanie rozwiązań gwarantujących zyski z jego sprzedaży. Może być to szczególnie ważne w najbliższych latach wobec prognozowanego obniżonego zapotrzebowania na gaz oraz możliwego utrzymywania się relatywnie niskiej konkurencyjności cenowej gazu z Rosji. Powodować to będzie z jednej strony wzrost atrakcyjności ekspansji (przede wszystkim koncernu rosyjskiego, ale także jego europejskich partnerów) na rynkach

<sup>22</sup> TPA (Third Party Access) – zgodnie z ustawodawstwem unijnym (2003/55/WE i 2003/54/WE) operatorzy systemów przesyłowych (gazowych i elektroenergetycznych) mają zapewnić dostęp do usług przesyłowych nie tylko własnym spółkom, ale także firmom trzecim.

państw sąsiadujących z NS – przede wszystkim niemieckim, czeskim i polskim. Gazprom planuje zwiększyć sprzedaż także na rynkach krajów Beneluksu i brytyjskim (poprzez planowany gazociąg NEL), chociaż w najbliższych latach może się to okazać trudne, gdyż w dalej położonych państwach UE cena rosyjskiego gazu jest mniej konkurencyjna (ze względu na wyższe koszty przesyłu i konkurencję gazu z LNG). Już obecnie widoczna jest aktywność Gazpromu na rynkach środkowoeuropejskich<sup>23</sup> i niemieckim. W RFN rosyjski koncern dąży do zwiększenia kontroli nad wschodniemieckim dystrybutorem gazu firmą VNG; w Czechach Gazprom jest obecny na rynku wewnętrznym od kilku lat za pośrednictwem tradera Vemex<sup>24</sup>; trwają rozmowy nad możliwością powołania wspólnej firmy pośredniczącej w sprzedaży rosyjskiego gazu na Słowacji<sup>25</sup>. Równolegle Gazprom i koncerny zachodnioeuropejskie będą starały się wchodzić w gałęzie rynku oferujące wysoką marżę – m.in. w sektor petrochemiczny lub elektroenergetyczny zapewniający zarówno zbyt gazu, jak i możliwość handlu energią elektryczną (świadczyły o tym m.in. odłożone obecnie plany Gazpromu i E.ON-u budowy elektrowni Lubmin niedaleko końca gazociągu NS w Niemczech, a także rozmowy o współpracy Gazpromu z EdF w sektorze elektroenergetycznym). Tego typu rozwiązanie, oprócz maksymalizacji zysków ze sprzedaży, prowadziłoby do wzrostu udziału rosyjskiego koncernu w całym łańcuchu dostaw gazu (od wydobycia do dostaw odbiorcy końcowemu), co stoi w sprzeczności z ideą liberalizacji rynku surowca.

<sup>23</sup> Rynki gazu w Europie Środkowej – ze względu m.in. na wymogi polityki ochrony klimatu – będą w dłuższej perspektywie rosły, zwiększając możliwości zbytu surowca.

<sup>24</sup> Od 2006 roku sprzedaje surowiec kupowany od Gazpromu na wewnętrznym rynku czeskim, obecnie jego udziałowcy to: Gazprom Germania (51%), powiązane nieformalnie z Gazpromem Centrex Europe Energy & Gas (33%) oraz EW East West Consult (16%), szerzej por. <http://www.vemex.cz/en/about-us/our-company.html>

<sup>25</sup> Por. Olga Mordiuszenko, Gazprom może zozdat' SP so Słowakijej, *Kommiersant*, 17.11.2009.

### **3.4. Partnerstwo z zachodnimi koncernami i wpływ na unijną legislację**

Budowa NS przyczyni się także do dalszego wzmocnienia partnerstwa europejskich firm zaangażowanych w projekt (E.ON, Wintershall/BASF, Gasunie, potencjalnie Gaz de France) z Gazpromem i współdziałania w celu ochrony wspólnych interesów<sup>26</sup>. Charakterystyczne są mocne powiązania niemieckich koncernów, które uzyskały już dostęp do złóż rosyjskiego gazu, współpracowały w prywatyzacjach w krajach trzecich (np. w krajach bałtyckich) oraz dyskutują kolejne wspólne projekty (np. w sektorze elektroenergetycznym). W podobny sposób mogą rozwijać się relacje Gazpromu z innymi strategicznymi partnerami. Współpraca z koncernami holenderskim lub francuskim może się m.in. przyczynić do zwiększenia udziału rosyjskiego koncernu w europejskiej infrastrukturze gazowej – m.in. w zamian za udziały w Nord Stream Gazprom ma opcję przejęcia od Gasunie 10% udziałów w interkonektorze BBL, podpisano także umowę o przejęciu<sup>27</sup> od GdF jego udziałów w niemieckim VNG. Z drugiej strony partnerstwo z Gazpromem i wspólna realizacja kluczowych dla rosyjskiego koncernu projektów energetycznych dają zachodnim firmom perspektywę dostępu do rosyjskich złóż węgłowodorów.

Równocześnie skutkiem silniejszych powiązań pomiędzy koncernami zachodnimi a rosyjskim będzie najpewniej współdziałanie i ochrona wspólnych interesów, m.in. przed niekorzystnymi dla nich działaniami/zapisami planowanymi przez UE, np. dotyczącymi regulacji aktywności firm z państw trzecich, w tym Gazpromu, na unijnym rynku. Najprawdopodobniej właśnie z tego typu działaniem mieliśmy do czynienia przy próbie

<sup>26</sup> Podobnie będzie w przypadku prac nad projektem South Stream, które zacieśniają relacje Gazpromu z włoskim ENI, a mogą też doprowadzić do współpracy z francuskim Electricite de France (EdF).

<sup>27</sup> Transakcja zostanie sfinalizowana po jej zaakceptowaniu przez niemiecki urząd antymonopolowy. Przejęcie francuskich udziałów w VNG wiązane było do tej pory z wejściem GdF do konsorcjum Nord Stream, jednak na chwilę obecną brak informacji na ten temat.

włączenia tzw. klauzuli Gazpromu<sup>28</sup> do III pakietu liberalizującego KE, której sprzeciwiły się m.in. kraje, których koncerny współpracują ściśle z Gazpromem. W niektórych przypadkach właśnie wspólne inwestycje z Gazpromem – w tym w szczególności NS – mogą umożliwić zachodnim koncernom ograniczenie niekorzystnych skutków zobowiązań wynikających z unijnego prawa konkurencji i ograniczających ich rolę rynkową czy gwarantowany udział w infrastrukturze przesyłowej. Przykładem może być zawarta w grudniu 2009 roku przez E.ON uгода z KE, na mocy której niemiecki koncern zobowiązał się ograniczyć do 2015 roku wykorzystanie mocy przesyłowych istniejących kluczowych gazociągów importujących gaz do RFN do 54%, co ma ułatwić działanie konkurencji. To zobowiązanie skłoni najprawdopodobniej E.ON do większego wykorzystania Nord Streamu w sprowadzaniu surowca na rynek niemiecki.

Współpraca z Gazpromem będzie też najprawdopodobniej związana z umacnianiem się poszczególnych koncernów na europejskim rynku gazowym<sup>29</sup> i częściowo elektroenergetycznym (zapewnienie dostaw do elektrowni gazowych), co z kolei może przyspieszyć konsolidację rynku i eliminację z niego części mniejszych firm (np. w Europie Środkowej).

Silne powiązania z Gazpromem i dostęp do rosyjskiego *upstreamu* mogą wreszcie ograniczać aktywność europejskich firm w poszukiwaniu zarówno alternatywnych zasobów surowca, jak i dywersyfikacji szlaków dostaw. Przykładowo obecnie długookresowym celem E.ON-u jest zabez-

<sup>28</sup> Tzw. klauzula Gazpromu była elementem zaproponowanego przez KE pakietu dyrektyw liberalizujących rynki energetyczne UE. W pierwotnej wersji zakładała, że inwestycje w przesył przez firmy z krajów trzecich będą możliwe, o ile dany kraj podpisze umowę z UE, co wymagałoby przy tym stworzenia wspólnego stanowiska wobec Rosji. Równocześnie postulowano wprowadzenie zasady wzajemności w relacjach energetycznych z krajami trzecimi. Ostatecznie w przyjętej w 2009 roku zmodyfikowanej wersji III pakietu wprowadzono obowiązek dla inwestorów spoza UE przestrzegania przyjętego w danym kraju unijnym wariantu rozdziału dystrybucji i przesyłu jako warunku inwestowania w systemy przesyłowe.

<sup>29</sup> Pod warunkiem że zapewniony zostanie zbyt rosyjskiego surowca.

pieczanie 10 mld m<sup>3</sup> gazu wydobyciem własnym, z tego ok. 60% ma pochodzić z eksploatowanego razem z Gazpromem i BASF-em złoża Jużno-rosskoje. Tym samym spada zainteresowanie koncernu angażowaniem się w *upstream* w innych krajach.

### **3.5. Konsekwencje dla Niemiec oraz Europy Środkowej i Wschodniej**

Budowa nowego gazociągu przyczyni się do zwiększenia stabilności i bezpieczeństwa dostaw gazu do UE, a głównym europejskim beneficjentem tej inwestycji będą Niemcy. RFN uzyska kolejny szlak importu surowca, łączący kraj bezpośrednio z największym światowym eksporterem gazu. Jednocześnie uruchomienie Nord Streamu, choć doprowadzi do zwiększenia wielkości importu rosyjskiego surowca na rynek niemiecki, nie musi się wiązać ze znacznym wzrostem zależności RFN od rosyjskich dostaw. Tempo wzrostu zależności od konsumpcji gazu może zostać wyhamowane w przypadku realizacji planów niemieckiego rządu, m.in. związanych z ograniczaniem energochłonności poszczególnych branż (budownictwa), rozwojem źródeł odnawialnych (biogazu) oraz możliwym przedłużaniem funkcjonowania reaktorów atomowych<sup>30</sup>. Zwiększy się natomiast znaczenie niemieckiej sieci gazociągowej w wewnątrzunijnym systemie dystrybucji surowca, w tym rola w sytuacjach kryzysowych i przy uruchamianiu mechanizmów solidarnościowych. Tym samym wzrośnie też znaczenie RFN w sektorze gazu UE.

Konsekwencje budowy Nord Streamu dla krajów Europy Środkowej nie będą już tak jednoznacznie pozytywne. Powstanie dodatkowego szlaku importu rosyjskiego gazu może zwiększyć gwarancje płynności dostaw do regionu, nawet w przypadku ewentualnego kryzysu gazowego. Jedno-

<sup>30</sup> Patrz: *Energieszenarien für den Energiegipfel 2007* – analiza wykonana na zlecenie Ministerstwa Gospodarki RFN przez Prognos AG i EWI.

częście jednak spadnie znaczenie tranzytowe Polski i Słowacji<sup>31</sup>. Spadek wielkości gazu przesyłanego przy użyciu infrastruktury tych państw oznacza także pojawienie się wolnych mocy przesyłowych, co przy funkcjonowaniu zasady TPA może się wiązać z pojawieniem się na tych rynkach traderów surowca (np. powiązanych z Gazpromem czy firmami niemieckimi). Jest to tym bardziej prawdopodobne, że koncern rosyjski, a także np. firmy niemieckie będą intensywnie szukać rynku zbytu dla gazu przesyłanego NS. Wreszcie budowa Nord Streamu oznacza najprawdopodobniej rezygnację z realizacji alternatywnych szlaków, w tym drugiej nitki gazociągu jamalskiego.

Uruchomienie Nord Streamu oznacza też jednoznaczny spadek znaczenia dla UE dotychczasowych tras przesyłu gazu oraz krajów tranzytowych (Białorusi i Ukrainy). Może mieć to wpływ na zmianę akcentów w polityce UE wobec tzw. Wschodniego Sąsiedztwa, w tym m.in. osłabić dążenie do integracji rynku gazu oraz aktywnego angażowania się UE w proces reform sektora gazowego w tych krajach. Możliwość przekierowania części gazu do nowej infrastruktury oraz spadek zainteresowania UE mogą z kolei ułatwić Rosji/Gazpromowi przejęcie większej kontroli nad infrastrukturą przesyłową (przede wszystkim ukraińską) i wywieranie nacisku w celu obniżenia stawek przesyłowych.

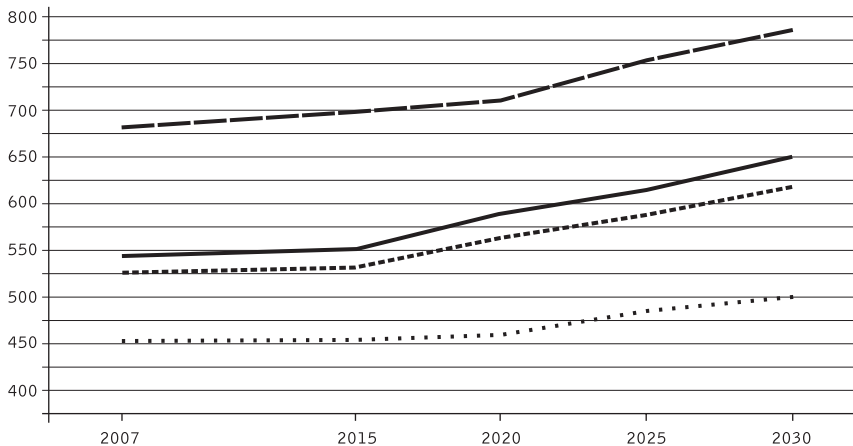
*Agata Łoskot-Strachota, Łukasz Antas*

<sup>31</sup> W pewnym stopniu także Czech, chociaż możliwe jest przesyłanie surowca przez terytorium kraju w innym kierunku – w przypadku uruchomienia planowanych interkonektorów łączących sieć czeską z niemiecką (np. projekt Gazelle) oraz austriacką i hubem w Baumgarten.

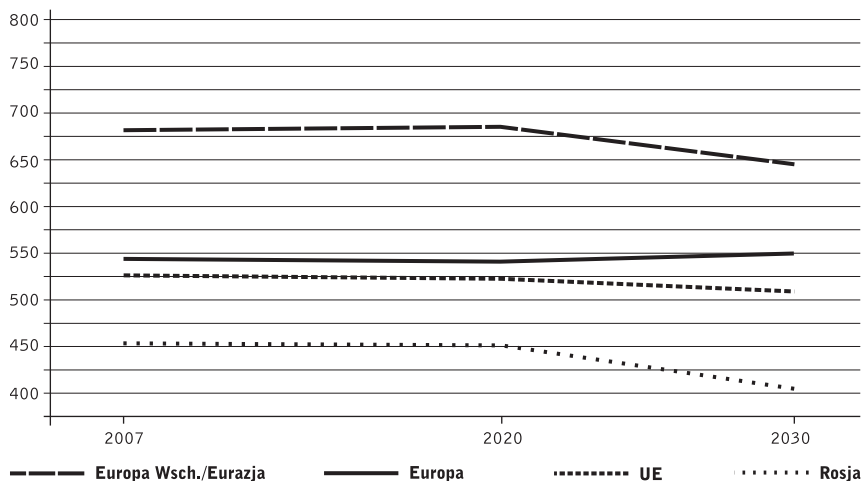
# ANEKS

## Prognozy Międzynarodowej Agencji Energetyki (IEA) dot. popytu na gaz w wybranych regionach/krajach

### Popyt na gaz wg Reference Scenario (mld m<sup>3</sup>)



### Popyt na gaz wg 450 Scenariusz (mld m<sup>3</sup>)



— Europa Wsch./Eurazja

— Europa

..... UE

..... Rosja

**Dane za** World Energy Outlook 2009 (IEA), wg dwóch przedstawianych w publikacji scenariuszy: Reference Scenario – zakładającego kontynuację dotychczasowych trendów i 450 Scenariusz, zakładającego aktywną politykę poszczególnych państw, mającą m.in. na celu zwiększanie efektywności energetycznej i ochronę klimatu.

## Kalendarium projektu Nord Stream

**1997** – Neste Oy (teraz Fortum) i Gazprom tworzą spółkę North Transgas (*joint venture* 50:50) do realizacji projektu gazociągu transbałtyckiego (pierwotnie jako odgałęzienie gazociągu jamalskiego, mające biec przez Finlandię, Bałtyk, Szwecję i Danię do Niemiec)

**2000** – UE nadaje projektowi transbałtyckiemu status Project of Common Interest w ramach sieci transeuropejskich (TEN-E)

**2001** – Ruhrgas i Wintershall razem z Gazpromem i Fortum wspólnie opracowują analizę opłacalności projektu

**2002** – UE nadaje projektowi status projektu priorytetowego

**marzec 2004** – Gazprom decyduje o wykorzystaniu złoża Jużnorusskoje jako bazy surowcowej dla projektu

**lipiec 2004** – Gazprom i E.ON Ruhrgas podpisują wstępne porozumienie w sprawie współpracy przy budowie gazociągu

**kwiecień 2005** – Gazprom i BASF podpisują wstępne porozumienie o współpracy przy budowie gazociągu i przy eksploatacji złoża Jużnorusskoje

**maj 2005** – Fortum wycofuje się z projektu

**wrzesień 2005** – Gazprom, BASF i E.ON podpisują porozumienie bazowe o budowie Nord Streamu

**październik 2005** – Gazprom i Wingas podpisują pierwszy kontrakt na dostawę gazu z NS (9 mld m<sup>3</sup> rocznie przez 25 lat)

**grudzień 2005** – powstaje konsorcjum North European Gas Pipeline Company (później przemianowane na Nord Stream AG) odpowiedzialne za realizację projektu (udziały: Gazprom 51%, E.ON i BASF po 24,5%)

**lutym 2006** – szwedzka Agencja ds. Ochrony Środowiska Naturalnego protestuje przeciwko budowie gazociągu transbałtyckiego



**kwiecień 2006** – Gazprom i BASF podpisują ramowe porozumienie o wymianie aktywów w ramach współpracy przy eksploatacji złoża Jużno-russkoje (Gazprom zwiększa udziały w Wingas z 30% do 50%-1 i otrzymuje udziały w aktywach Wintershalla w Libii; BASF otrzymuje 25%-1 akcja + 10% akcji bez prawa głosu w operatorze złoża)

**listopad 2006** – Nord Stream AG zgodnie z wymogami konwencji z Espoo dostarcza informacje o projekcie resortom środowiskowym Rosji, Finlandii, Szwecji, Danii i Niemiec, czym rozpoczyna procedurę oceny wpływu projektu na środowisko (EIA)

**lutym 2007** – kończy się pierwsze stadium międzynarodowych konsultacji w ramach EIA dotyczące NS (żądania rozpatrzenia alternatywnych wariantów przebiegu trasy gazociągu)

**marzec 2007** – Gazprom zatwierdza wykorzystanie złoża Sztokmanowskiego na potrzeby projektu NS (niepewny termin uruchomienia złoża)

**wiosna 2007** – duża liczba zastrzeżeń w ramach konsultacji ekspertyzy EIA ze strony państw nadbałtyckich wydłuża procedurę i opóźnia harmonogram projektu

**wrzesień 2007** – Estonia odmawia spółce Nord Stream zgody na prowadzenie badań w swojej strefie ekonomicznej

**listopad 2007** – spółka Nord Stream podpisuje kontrakty z OMK i Europipe na dostawy rur dla pierwszej nitki gazociągu

**listopad 2007** – holenderskie Gasunie wchodzi do konsorcjum Nord Stream: w ramach porozumienia z Gazpromem uzyskuje 9% udziałów w spółce (kosztem udziałów niemieckich spółek), a Gazprom – opcję zakupu 9% interkonektora BBL

**jesień 2007** – Szwecja wnioskuje o zmianę przebiegu trasy NS ze względów ekologicznych

**styczeń 2008** – Finlandia zaleca spółce NS zbadanie możliwości zmiany trasy gazociągu (ominięcie fińskich wód terytorialnych i modyfikacja w okolicach wyspy Gogland)

**kwiecień 2008** – spółka NS, ulegając żądaniom Szwecji, wycofuje się z planów budowy platformy serwisowej w szwedzkiej strefie ekonomicznej

**czerwiec 2008** – NS podpisuje kontrakt z włoską firmą Saipem na ułożenie podmorskiego odcinka Nord Streamu

**lipiec 2008** – NS podpisuje kontrakt z EUPEC na wykonanie betonowych powłok na rury i usługi logistyczne dla obu nitek gazociągu

**wrzesień 2008** – NS dokonuje zmiany trasy w pobliżu Bornholmu

**październik 2008** – Gazprom i E.ON po długich negocjacjach podpisują porozumienie o współpracy przy eksploatacji złoża Južnoruskoje: w zamian za 25%-1 akcja udziałów w operatorze złoża E.ON przekazuje Gazpromowi 49% akcji Gerosgaz

**grudzień 2008** – GDF Suez wyraża zainteresowanie wejściem do projektu Nord Stream

**marzec 2009** – spółka Nord Stream dostarcza resortom ekologicznym Rosji, Niemiec, Finlandii, Szwecji i Danii raport oceny wpływu projektu na środowisko, czym rozpoczyna kolejne, trwające do czerwca, publiczne konsultacje

**czerwiec 2009** – NS dostarcza Szwecji zamówioną wcześniej dodatkową dokumentację (stanowisko Szwecji w sprawie raportu EIA zostaje ogłoszone z opóźnieniem)

**sierpień 2009** – konsorcjum NS formalnie rozpoczyna ubieganie się o kredyty na finansowanie pierwszej fazy projektu

**październik 2009** – władze środowiskowe Finlandii wyrażają zgodę na oczyszczenie fińskiej strefy ekonomicznej z min i innego sprzętu wojkowego

**październik 2009** – rozpoczynają się prace przy budowie gazociągu OPAL (mającego przesyłać gaz z NS na południe Niemiec i do Czech)

**październik 2009** – duńska Agencja Energetyki wydaje pozwolenie na budowę gazociągu NS w duńskiej wyłącznej strefie ekonomicznej

**listopad 2009** – władze Szwecji dają zgodę na poprowadzenie NS przez szwedzką wyłączną strefę ekonomiczną

**listopad 2009** – rząd Finlandii wyraża zgodę na budowę gazociągu

**grudzień 2009** – rosyjski Rosprirodnadzor wydaje pozwolenie na budowę gazociągu NS w rosyjskiej strefie ekonomicznej

**grudzień 2009** – niemieckie urzędy (Urząd Górniczy w Stralsund i Federalna Agencja Morska i Hydrograficzna w Hamburgu) wydają zgodę na budowę odcinka gazociągu w niemieckiej strefie ekonomicznej i wodach terytorialnych RFN

**luty 2010** – organizacje ekologiczne WWF i BUND oraz polskie urzędy wnoszą skargi przeciwko decyzji niemieckich urzędów (przeciw konkretnym zapisom)

**luty 2010** – fińskie regionalne władze środowiskowe wydają pozwolenie na budowę NS w wyłącznej strefie ekonomicznej Finlandii (ostatnie z zezwoleń niezbędnych do rozpoczęcia budowy gazociągu)

**kwiecień 2010** – planowane rozpoczęcie budowy morskiego odcinka gazociągu

**wrzesień 2011** – planowane uruchomienie pierwszej nitki gazociągu

**2012** – planowane uruchomienie drugiej nitki gazociągu

*opr. Zuzanna Brunarska*

# Projekt gazociągu Nord Stream



Wybrane gazociągi:                            ● Ryga      ● Wyborg  
 istniejące      planowane      stolice państw      wybrane miasta



# Nord Stream on the liberalising EU gas market

## Introduction

Work on this paper was completed in January 2010. One of the key questions in our research regarding the new gas export pipeline linking Russia with EU concerns the role which Nord Stream will play in Gazprom's strategy for Europe, considering the changing market conditions and the losses the company sustained in 2009. We proposed the thesis that Gazprom will try to use all available measures, including Nord Stream, to improve the price competitiveness of Russian gas and also to guarantee sales of this fossil fuel. We also assumed that the company may become ready at some point to gradually adjust to the conditions existing on an increasingly liberalised EU gas market.

In February 2010, Gazprom decided to make a move unprecedented in its previous policy, which confirms the theses presented in this paper. The Russian company competing for its share in the European gas market, decided to temporarily adopt (as it claims) more flexible provisions on long-term contracts with its key European partners (ENI from Italy, E.ON from Germany, GdF from France) and Botas from Turkey. The main change is the linkage of the price of part (10–15%) of the gas sold by Gazprom to gas prices on exchanges. This creates the opportunity to buy cheaper gas, given the present market reality, where oil prices are relatively high while gas prices are quite low. Additionally it is possible that 'take or pay' clause becomes more flexible (it is likely that the amounts of gas whose non-acceptance triggers contractual fines have been reduced), which will allow European companies to better adjust the quantity of gas they buy to the demand for this product. In exchange, Gazprom will probably want the companies to use Nord Stream to a greater extent (one of the examples being the fact of negotiations with GdF concerning signing subsequent contract for supplies *via* Nord Stream) and possibly also to use the South Stream in the longer term.

## Theses

The last stage of implementation of Nord Stream and its launch will coincide with significant changes on the European gas market. This additional export route, which will enable a significant increase in supplies of Russian gas to Europe, will start operating at a time of decreasing demand for this fossil fuel in the EU (a trend that has been seen since 2009 and which is expected to continue over the next few years) and relatively high competition on the market, for example from LNG supplies. At the same time, Nord Stream will be built during the ongoing process of creating a single European gas market, and the new gas pipeline will supply a more liberalised and integrated EU market. This gives rise to questions as to how such changes on the EU market will affect the operation of the new pipeline and the manner of its usage by Gazprom and Western corporations, as well as about the consequences of the launch of the new supply route for the EU.

The new infrastructure is primarily aimed at strengthening Gazprom's position on the EU market and increasing the company's influence on processes shaping the European gas sector. The opening of Nord Stream will certainly change the logistics of Russian gas supplies to the European Union and affect the conditions of gas transport *via* all existing routes. Gazprom will have more freedom in choosing export routes and changing them depending on current market conditions or the political situation. As a result, transit countries will play a lesser role and will become more dependent on the Russian company.

Given the present market situation, another consequence of the opening of the new route (being an expensive investment and using new expensive gas fields) may be diminished price competitiveness of Russian gas. Therefore, Gazprom and its West European partners may be expected to take action in order to prevent the fall in of competitiveness or eliminate its negative effects. Moves they are likely to make will include:

- efforts to guarantee sales of Russian gas in the EU (mainly in Central Europe),
- entering markets which offer a higher margin (including the electric energy market),
- attempts to affect gas prices on the EU market (especially in the regions where Russian gas is predominant).

Changes on the European gas market may affect Gazprom's functioning on it, including the way in which the Nord Stream gas pipeline will be used. It cannot be ruled out that measures will be taken to improve adaptation to new market conditions, such as partial amendments to long-term contracts (including those aimed at making prices more flexible) and/or the Russian company's stronger engagement in short-term deals.



# 1. Status of the project

At present the construction of Nord Stream seems to be a foregone conclusion. The progress in the project's implementation makes it one of the key gas pipelines being realised in the EU in 2010. Consent for building the route given in November 2009 by Sweden, sceptical about the project, was decisive for the investment. This, along with approval from a Finnish regional agency received in the middle of this February<sup>1</sup>, has opened up the way to obtaining all the necessary permits from the countries through whose waters and/or economic zones the pipeline will run. This issue was key for the the first line of the Nord Stream to be guaranteed commercial loans<sup>2</sup>. Obtaining a sufficient amount of funds should not be a problem because prospective creditors have been showing great interest in the investment, considering loan guarantees given by the Italian agency SACE and the German financial institutions Hermes and UFK. The Nord Stream consortium has also made efforts to secure the logistical and organisational aspects of the project. Further logistical bases (coating & stock yards) have been opened in the Finnish port Kotka and in Sweden's Karlskrona, and an expansion of the port in Germany's Sassnitz has started. The consortium has already spent two billion euros on preparatory work ahead of the construction of the pipeline. Additionally, the implementation of Nord Stream's German extension, the gas pipeline OPAL worth approximately 1 billion euros, which will transport Russian gas through Germany to the Czech border, has begun<sup>3</sup>.

However, there are still some uncertainties concerning the final shape and date of the project's completion. Gas supply contracts signed so far guarantee the pipeline's first leg will be filled up to approximately 3/4 of

<sup>1</sup> <http://www.avi.fi/fi/Tiedotepalvelu/2010/Sivut/RegionalStateAdministrativeAgencyforSouthernFinlandgrantsNordStreamAGpermittobuildgaspipelineinFinlands.aspx>

<sup>2</sup> Nord Stream is to be 30% financed by the members of the consortium and 70% by loans.

<sup>3</sup> This paragraph is based on the analysis 'The Nord Stream gains momentum' by Zuzanna Brunarska and Łukasz Antas, EastWeek, 28 October 2009, <http://www.osw.waw.pl/en/publikacje/eastweek/2009-10-28/nord-stream-gains-momentum>

its capacity (contracted 21 bcm against capacity of 27.5 bcm, while the entire pipeline's capacity is to reach 55 bcm)<sup>4</sup>. Lower demand for gas in the EU significantly reduces the probability of signing additional contracts soon, and may even make buyers decrease the volumes imported by them so far. The sources of gas which will fill Nord Stream have not been determined finally as yet. The Yuzhno-Russkoye field will supply enough gas to fill a greater part of the first line of the pipeline. However, as it is expected that the launch of the Shtokman gas field will be delayed<sup>5</sup>, it is still unclear when it may become a source of gas for the second line. This gives rise to the question as to what extent the pipeline will be used for transporting gas additional to the volumes presently produced and supplied to European customers and also to what extent it will transport gas redirected from the currently functioning pipeline infrastructure running through third country territories. Given the doubts regarding the demand for gas to be supplied via Nord Stream in the next few years, it is also unknown when the second of its legs will be put into operation. Although at present it seems that withdrawal from building the second branch is quite unrealistic and could undermine the profitability of the entire project, delays in the fulfilment of the planned schedule are possible (the first branch is planned to be put into operation in 2011, the second in 2012).

<sup>4</sup> In addition to the 21 bcm of contracted supplies to be delivered via the first branch of the pipeline, Denmark's DONG signed a contract for 1 bcm to be supplied *via* the second branch of Nord Stream.

<sup>5</sup> Cf. the official information from Shtokman Development AG as of 5 February, according to which production on this gas field will start in 2016, three years later than originally planned <http://www.gazprom.ru/press/news/2010/february/article76114>

## 2. Nord Stream vs. the European gas market

The development of the Nord Stream project has been underway in parallel with changes happening on the EU gas market. The original concept of this pipeline was framed in 1997, before the formal beginning of the process of the liberalisation of the European gas market. The German-Russian agreement regarding the building of Nord Stream (2004) was signed a year after the announcement of the gas directive which provided a legal basis for the opening of gas markets in EU member states (2003) and at the time of the publication of a series of reports pointing out an insufficient level of competition in the EU and a low degree of integration between individual domestic gas markets. The last stage of Nord Stream construction and the launch of its first line will coincide with a much more advanced stage of implementation of both processes; for example, the implementation of the third liberalisation package will begin in 2011 (including a stricter unbundling of the distribution and production of energy in vertically integrated corporations). In the end, following the complete liberalisation and integration of the EU market, the new gas pipeline may simply become an element of the single European gas market, on which the volumes and prices of supplies, including of gas transported *via* Nord Stream, will be regulated by free market rules. However, neither of the two processes has been finished as yet, and the degree of their advancement will not guarantee the efficient functioning of market mechanisms at least within the next few years.

At the same time, in 2009, changes emerged on the European and global gas markets; their main source being the consequences of the economic crisis. A lower demand for gas was accompanied by excess fuel supply both in its traditional form and as liquefied gas. The increase in the amount of LNG available on the European market resulted from the fall in demand for liquefied gas in the USA and the greater export capacity of the key producers<sup>6</sup>. All this caused: a reduction in gas prices, especially in the case

<sup>6</sup> Owing inter alia to the launch of new liquefying facilities. LNG imports to Europe increased in the first half of 2009 by 11% – cf. World Energy Outlook 2009, IEA.

of short-term operations, higher competitiveness for gas traded on the market (both as LNG and in the traditional form) and an increasing role of exchanges in gas trading.

According to IEA forecasts, among other sources, the demand for gas will remain low (below the level reached in 2008) on the European market at least until 2015, and, should the European energy policy targets be applied, possibly even until 2020. In the longer term, by 2030, the demand may fall below its level in 2007<sup>7</sup> (for more information see Appendix). Therefore (and despite the fall in gas production inside the EU), the rate of growth of gas imports to the European Union's member states will be lower in the next few years. At the same time, LNG is expected to become more available and attractive<sup>8</sup> and there is a possibility of increased production of shale gas. This may contribute to maintaining low prices for fuel sold in short-term operations and on gas exchanges.

<sup>7</sup> Cf. WEO 2009, IEA, page 373 and forecasts contained in the 450 Scenario, according to which governments will play a more active role and provisions of the policy for the improvement of energy efficiency will be implemented.

<sup>8</sup> LNG production capacity is expected to increase more than three times, to reach up to 200 bcm in 2012–2015 – cf. WEO 2009, page 425.

### **3. The consequences of the Nord Stream launch on the EU**

The ongoing changes on the European gas market affect exporters' policies and the manner in which they are likely to use the newly built gas infrastructure, including the Nord Stream gas pipeline. The significance of certain goals the project has been expected to fulfil is also changing and, in addition to the original ones (diversification of export routes, reducing the dependence on transit countries and guaranteeing supplies to the German market), new goals are being set so as to facilitate the functioning of Gazprom and its Western partners in a new market reality.

#### **3.1. Changes in the logistics of Russian gas supplies**

Nord Stream, with a target capacity expected to reach 55 billion m<sup>3</sup>, could be used in the next few years for transporting approximately 30% of the total amount of gas exported from Russia to Europe<sup>9</sup>, thus causing a clear change in the logistics of supplies. However, it is difficult to predict now what the final variant of filling the new gas pipeline will be. Considering the strategic significance of the project and Gazprom's obligations to Western companies ('ship or pay' clause), the Nord Stream consortium will make efforts to use the pipeline's capacity to the fullest possible extent (in the case of both a one- and two-branch pipeline). Nord Stream is likely to be used from the beginning of its operation to transport to Europe additional volumes of gas to those supplies currently in existence. However, given the present market situation, it would be unrealistic to expect that these volumes will fill the new pipeline at its full capacity at the initial phase of its operation (as the one-branch pipeline). Therefore, in order to fill Nord Stream it may become necessary in the next few years to redirect

<sup>9</sup> In 2008, Gazprom exported to Europe 184.4 bcm of gas ([www.gazprom.ru/marketing](http://www.gazprom.ru/marketing)). The volumes are likely to be lower in the coming years given the consequences of the economic crisis and the lower demand in Europe.

part of gas from currently used export routes running through Ukraine and/or Belarus<sup>10</sup>. This move would reduce the role of Ukraine and Belarus<sup>11</sup> (and of Poland, Slovakia and the Czech Republic) as transit countries and, consequently, reduce their significance in both EU's gas sector and the European strategy aimed at increasing the security of supply.

At the same time, neither a specification of how the new pipeline will be filled for the time being nor a long-term commitment to one particular variant of utilisation of it seem to be in the interest of the companies involved in the project; and primarily of Gazprom. Nord Stream will diversify Russian gas export routes to Europe and, due partly to the lack of possibility of using their full capacity in the next few years<sup>12</sup>, it will enable Gazprom to change supply routes and redirect transports of certain volumes of gas from one part of the continent to another, depending on the needs (even more possibilities of such manoeuvring with supply routes would appear after the launch of the planned South Stream gas pipeline). In effect, Gazprom could enjoy more freedom in determining its short-term export policy and adjusting gas transport routes to, for example, the situation on the European market. At the same time by preserving the option to use to a greater or lesser extent currently functioning routes, Gazprom would still have a major instrument of pressure on the present transit countries.

<sup>10</sup> This solution could entail the need to amend the conditions of contracts which Gazprom has signed with European customers, including the gas delivery points.

<sup>11</sup> The reduction of the relative significance of the present transit countries (the share of transit through their territories in total Russian gas exports to the EU is to fall) will be accompanied, at least in the short- and medium-term prospect, by a decrease in absolute values (quantity of transported gas). The extent of reduction in transport *via* the present transit countries will depend on the situation on the EU market (the lower the demand, the more radical the cuts) and on whether and when the second line of Nord Stream is completed.

<sup>12</sup> For capacity of existing routes see for example <http://www.eegas.com/fsu.htm> or <http://www.batory.org.pl/doc/2008%2006%2026%20Batory%20Seminar%20on%20Energy%20Warsaw%20JMG.pdf>

However, this way of using Nord Stream, involving a significant reduction of transit *via* Ukraine and/or Belarus and manoeuvring with the routes of gas supplies to the EU, could entail the need for increasing the Russian company's flexibility primarily in long-term contracts (regarding *inter alia* 'delivery points' in the case of supply contracts and 'ship or pay' clauses in the case of transit contracts) and/or raising Gazprom's share in short-term market trading. The latter situation would indicate Gazprom's partial adjustment to the changing reality of the increasingly liberalised European gas market<sup>13</sup>.

### **3.2. Efforts to maintain the competitiveness of Russian gas**

The gas which will be transported *via* Nord Stream is expected to be more expensive than that delivered by currently existing routes because of the significant costs of the new investment (7.4 billion euros<sup>14</sup>) and the need to amortise them, which is likely to translate into relatively high transport tariffs. However, it cannot be ruled out that Gazprom will decide to distribute the expenses among all recipients of Russian gas, which would result in a rise of the average gas price supplied also by other routes (thus causing the need to amend some provisions in gas supply contracts) and could make it less attractive to customers.

<sup>13</sup> A symptom of this partial (and selective) adaptation to the changing market conditions could be the fact that Gazprom agreed to some changes in the long-term contract with E.ON, as a result of which the German firm was allowed not to comply with the provisions of the 'take or pay' clause in 2009 and buy the contracted gas in the next few years – cf. the statement given by the deputy president of Gazprom in Berlin on 25 January 2010: <http://www.kommersant.ua/doc.html?docId=1310185>, <http://www.icis.com/heren/articles/2010/01/25/9328663/gas/esgm/e.on-to-pay-gazprom-for-underlifting-contract-gas.html> and FSU Energy (Argus Media) as of 29 January 2010.

<sup>14</sup> This is the cost of the offshore section alone, according to the Nord Stream consortium's own estimates. Opinions have been heard that the pipeline could cost more (nearly 9 billion euros).

Meanwhile, Gazprom's position on the European market weakened in 2009. The company lost what can be considered a lot due to the reduction in gas demand inside the EU in 2009 (in the first nine months of 2009, it exported to Europe 21% less than in the same period of the preceding year; its market share fell by one percentage point<sup>15</sup>). These were mainly the effects of the low price flexibility of Russian gas, which was the most expensive in Europe in the first half of 2009<sup>16</sup> and which still, given the excess supply and strong competition offered for example by LNG, is significantly more expensive than gas available on exchanges. This situation may continue for the next few years.

At the same time, appeals for adopting a more flexible price policy by traditional suppliers to the European market, first of all by Gazprom<sup>17</sup>, have been made and a discussion over the possibility of changing the present way of gas pricing (linked to oil and oil products prices) has been revived<sup>18</sup>. Although it seems unlikely that such ideas will be implemented soon, the continuation of the relatively low demand for gas and high competition on the EU market in the longer term may bring about changes in the way of setting gas prices, which could adversely affect the interests of the Russian company, among other entities.

In this context, the probable rise in gas prices related to the launch of Nord Stream, to the implementation of other costly infrastructural projects (including South Stream) or – in medium term – to the forecasted increase in gas production costs in Russia (expensive new fields) will cause

<sup>15</sup> Up to approximately 25% in the first three quarters (26% in 2008). cf. <http://www.vedomosti.ru/newspaper/article/2010/01/19/223176>, data according to the IEA, among other sources. At the same time, Norway's Statoil (the second largest exporter to the EU market) increased its market share from 15% to 18%.

<sup>16</sup> cf. <http://www.vedomosti.ru/newspaper/article.shtml?2009/12/30/222485>

<sup>17</sup> cf. the statement given by the deputy head of the ENI and the head of Eurogas Domenico Dispenza at the Moscow gas forum in November 2009 (Pllats, 17 November 2009, *Energy Economist*, 01.12.2009, *The Moscow Times*, 18 November 2009).

<sup>18</sup> cf. WEO 2009, page 519.



a further decrease of the price competitiveness of gas sold by Gazprom. Therefore, maintaining/improving the competitiveness and sale levels of Russian gas will be one of the key factors determining the way Gazprom operates<sup>19</sup> on the European market.

The Russian company may on the one hand try to cut the costs of supplies by reducing the rate of growth in production costs (partially owing to co-operation with Western companies and obtaining their know-how) and of transport tariffs (e.g. through pressure on transit countries). However, such moves as of now seem rather unlikely in the case of Nord Stream due to the high cost of the investment and the lack of transit. Therefore, it may not be ruled out that attempts will be made to improve the competitiveness of Russian gas by taking action to increase the average gas price in the EU. The instruments which may enable this move include co-operation with other exporters to the European market, for example as part of the Gas Exporting Countries Forum (GECF), and efforts to develop joint instruments for influencing the prices. At the same time, Gazprom may try – using the ongoing, albeit incomplete, liberalisation and integration of the market – to interfere with the price setting mechanism (mainly in spot transactions), especially in the regions where the Russian company is the dominant supplier. Gazprom could do that capitalising on its investments in the European Union's gas infrastructure, including gas pipelines (such as Nord Stream), storage facilities (for example Haidach, Jemgum, Bergermeer) and exchanges (for example CEGH/Baumgarten; for more details see box), to manoeuvre the routes and volumes of gas supplies to individual markets within the EU.

<sup>19</sup> But also the operation of West European companies linked to Gazprom through large long-term gas supply contracts and expensive infrastructural projects.

## Possible ways of affecting gas prices by Gazprom – the case of CEGH/Baumgarten

The case of the Central European Gas Hub (CEGH) and the Austrian hub in Baumgarten seems symptomatic in the context of possible ways of influencing gas prices in the EU by Gazprom.

Baumgarten is the third largest gas hub in Europe, through which mainly Russian gas flows (nearly 1/3 of the amounts sent from Russia to Western Europe). CEGH is a gas trading platform linked with the Baumgarten hub, currently one of the largest exchanges in Europe and the largest one in Central Europe. Its turnovers will increase in the next few years on the condition that Gazprom (the predominant gas supplier) decides to increase its share in short-term/spot trading.

An agreement was signed with OMV in 2008 (still not ratified), under which Gazprom was to become a shareholder of CEGH (30% of the shares would be taken over by Gazprom Germania and 20% by Centrex, a firm indirectly linked to Gazprom). The agreement will be finalised if the EC (Directorate for Competition) grants consent.

Gazprom's possible takeover of the shares in CEGH has raised reservations from the Austrian energy regulatory authority (e-Control), which fears that Gazprom could influence the prices of gas on the exchange<sup>20</sup>. Through holding the exchange's shares, the Russian company will gain access to confidential commercial information. At the same time, using the infrastructural connections – both existing and those being built – it will be able to manipulate the quantities of gas supplied to Baumgarten. In the immediate future, this opportunity

<sup>20</sup> cf. the statement by the Austrian regulator (Walter Boltz) – Gasbörse startet am 11. Dezember, [www.boerse-express.com](http://www.boerse-express.com) 4 November 2009 and fears indirectly expressed in the 2009 Report by e-Control for the EC, page 10, <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/publikationen/dokumente/pdfs/ec-marktbericht-09-english.pdf>

will be offered owing to the construction of the Nord Stream pipeline and its branch OPAL (50% of its capacity is exempted from TPA<sup>21</sup> and contracted by Gazprom), which will be connected to the network in the Czech Republic, where connections with Baumgarten are currently being developed. In the longer term, for example the South Stream pipeline could be used for similar purposes.

Thus CEGH will probably become an exchange where Gazprom will be able to interfere with the price formation mechanism in the simplest way given the circumstances. This is particularly important from the point of view of Central and Eastern Europe, for which CEGH is the most important gas exchange, and prices on this exchange may become the basis for contract settlements across the entire region in the future.

### **3.3. Efforts to guarantee sales of Russian gas**

Nord Stream will enable supplies to the European market to be increased, and the contracts signed by now provide for the delivery of an additional 22 bcm of gas *via* this route. Therefore it will be in Gazprom's and its Western partners' interests to secure Russian gas markets and to search for solutions guaranteeing profits from its sale. This may be especially vital in the next few years, considering the expected lower demand for gas and the possible continuation of the relatively low price competitiveness of gas from Russia. This will increase the attractiveness of expansion (primarily by Gazprom and also by its European partners) to markets of countries neighbouring on Nord Stream, mainly Germany, the Czech Republic and Poland. Gazprom is also planning to boost sales

<sup>21</sup> TPA (Third Party Access) – according to EU legislation (Directives 2003/55/EC and 2003/54/EC), operators of transmission systems (gas and power supply) are obliged to ensure access to their networks not only to their own companies but also to third parties.

on the Benelux and UK markets (using the planned gas pipeline NEL), which however may be difficult to achieve in the immediate future because the price of Russian gas is less competitive in those EU countries which are situated further from Russia (due to higher transport costs and competition offered by LNG). Gazprom has already noticeably intensified its activity on markets in Central Europe<sup>22</sup> and Germany. In the case of the latter, the company wants to strengthen control over the eastern German gas importer and distributor VNG. Gazprom has also been present for several years on the internal Czech market *via* the trader Vemex<sup>23</sup>. The possibilities of establishing a joint venture which would act as an intermediary selling Russian gas in Slovakia have been being discussed<sup>24</sup>. At the same time, Gazprom and its Western partners will make efforts to enter those branches of the economy which offer a high margin, including the power generation sector, which not only ensures gas sales but also offers the opportunity of trading in electricity (this has been indicated *inter alia* by the recently postponed plans to build a power plant by Gazprom and E.ON in Lubmin, close to the German end of the Nord Stream pipeline, and talks on co-operation in the power generation sector between Gazprom and EdF), as well as the petrochemical sector. Such a solution, apart from the maximisation of profits, would also raise the Russian company's share in the entire chain of gas supply (from extraction to delivery to the end user), which seems contrary to the idea of gas market liberalisation.

<sup>22</sup> Gas markets in Central Europe will be growing in the longer term, one of the reasons being the climate policy requirements, thus increasing opportunities for sale of this fuel.

<sup>23</sup> Since 2006, it has been selling gas bought from Gazprom on the domestic Czech market. The company's present shareholders are Gazprom Germania (51%) and two companies which have informal links with Gazprom, Centrex Europe Energy & Gas (33%) and EW East West Consult (16%). For more details, see <http://www.vemex.cz/en/about-us/our-company.html>

<sup>24</sup> cf. Olga Mordushenko, Gazprom mozhet sozdat SP so Slovaquiey, *Kommersant*, 17.11.2009.

### **3.4. Partnership with Western companies and the influence on EU legislation**

The construction of Nord Stream will also contribute to a further cementing of the partnership of European firms engaged in the project (E.ON, Wintershall/BASF, Gasunie and potentially Gaz de France) with Gazprom and their collaboration aimed at protecting common interests<sup>25</sup>. Characteristic are the strong bonds with German companies, which have already gained access to Russian gas fields, co-operated on privatisations in third countries (for example, in the Baltic states) and are discussing further joint projects (for example, in the power generation sector). Gazprom's relations with other strategic partners may develop in a similar way. Co-operation with Dutch or French companies may contribute for example to increasing the Russian company's share in the European gas infrastructure, as for example Gazprom may in exchange for shares in Nord Stream take over 10% of the shares in the BBL interconnector from Gasunie and has signed an agreement on the takeover<sup>26</sup> of GdF's shares in the German company VNG. On the other hand, partnership with Gazprom and the joint implementation of energy projects, which are of key significance for the Russian company, offers Western firms a prospect of access to Russian gas upstream.

At the same time, stronger links between the Western companies and Gazprom will probably result in a collaboration aimed at the protection of joint interests from inter alia disadvantageous, from their perspective, measures or provisions planned by the EU, for example those regulating the activity of firms from third countries, including Gazprom, on the Euro-

<sup>25</sup> The situation will be similar in the case of work on the South Stream project, as a result of which relations between Gazprom and Italy's ENI have been cemented, and may also lead to co-operation with France's Electricite de France (EdF).

<sup>26</sup> The transaction will be finalised following its approval by the German anti-monopoly office. The takeover of the French shares in VNG has so far been associated with GdF's entry to the Nord Stream consortium. However, no information is available on this subject at present (mid February 2010).

pean market. Most probably, this is exactly what happened in response to the attempt to include the ‘Gazprom clause’<sup>27</sup> to the European Commission’s third liberalisation package, which was opposed especially by the countries whose companies closely co-operate with Gazprom. In some cases, it is joint investments with Gazprom, including in particular Nord Stream, which may offer the opportunity for Western corporations to alleviate the disadvantageous consequences of some obligations imposed on them under EU competition regulations, e.g. those which limit their role on the market or the guaranteed share in transport infrastructure. An example of this can be the settlement reached in December 2009 by E.ON and the European Commission. E.ON has committed to decrease by 2015 its long-term capacity reservations in key existing gas importing pipelines in Germany to a maximum level of 54%, which is expected to encourage competition on the market. This obligation is likely to make E.ON more eager to use Nord Stream for importing gas to the German market.

Co-operation with Gazprom is also likely to entail a strengthening of the position of individual companies on the European gas market<sup>28</sup> and to some extent on the power generation market (ensuring supplies to gas-fired power plants). This in turn may accelerate the consolidation of the market and the elimination of smaller firms from it (for example, in Central Europe).

<sup>27</sup> The ‘Gazprom clause’ was an element of the package of directives liberalising EU energy markets proposed by the EC. Its original version envisaged that investments by firms from third countries in transmission infrastructure would be allowed on condition that the given country signs an agreement with the EU, which would require the reaching of a common stance on Russia in the EU. At the same time, the issue of introducing the principle of reciprocity in energy relations with third countries was raised. Finally, the modified version of the third liberalisation package as adopted in 2009 obliges investors from outside the EU interested in transmission infrastructure to comply with the variant of ownership unbundling adopted in a given member state.

<sup>28</sup> Provided that sales of Russian gas are guaranteed.

Moreover, strong connections with Gazprom and access to the Russian upstream may cool European firms' efforts in their search for both alternative sources of gas and the diversification of supply routes. For example, at present, E.ON's long-term goal is to guarantee 10 bcm of gas from its own production, approximately 60% of which will come from the Yuzhno-Russkoye gas field, which it operates jointly with Gazprom and BASF. As a result, the company is less interested in engaging in upstream in other countries.

### **3.5. Consequences for Germany and Central and Eastern Europe**

The construction of the new gas pipeline will improve the stability and security of gas supplies to the EU. The main European beneficiary of this investment will be Germany as it will gain an additional gas import route which will provide a direct connection with the world's largest gas exporter. At the same time, although the launch of Nord Stream will cause an increase in the volume of Russian gas imports to the German market, Germany's dependence on Russian supplies will not necessarily increase much. The growth in the dependence on gas in energy consumption may become slower if the German government's plans are implemented, for example those aimed at reducing energy consumption in some sectors (building sector), the development of renewable sources (biogas) and a possible extension of the period of operation of nuclear reactors<sup>29</sup>. On the other hand, the significance of the German gas infrastructure in the EU gas networks will grow, including its role in supply crisis situations and in the event of solidarity mechanisms being launched. Accordingly Germany's significance in the European Union's gas sector will grow.

<sup>29</sup> See: *Energieszenarien für den Energiegipfel 2007*, an analysis ordered by the German Economy Ministry from Prognos AG and EWI.

The consequences of the construction of Nord Stream for Central European countries will not be straightforwardly positive. The emergence of an additional Russian gas supply route may provide a better guarantee of the sustainability of supplies in the region even in the case of a potential gas crisis. However, at the same time, the significance of Poland and Slovakia as transit countries will fall<sup>30</sup>. The fall in the volume of gas transported *via* those countries' infrastructure will also mean the emergence of free transmission capacity, which – given the functioning of the TPA rule – may attract gas traders to those markets (for example, linked to Gazprom). This is very likely, especially because the Russian company (and the same applies to for example German firms) will be very actively searching for outlets for the gas sent *via* Nord Stream. Additionally, the construction of Nord Stream means that plans to build alternative routes, including the second line of the Yamal gas pipeline, will probably be abandoned.

Nord Stream will also cause a decrease in the significance of existing gas supply routes and transit countries (Belarus and Ukraine) for the European Union. This may also become an element causing a modification of the EU's policy towards the Eastern Neighbourhood and, for example, weaken the desire to integrate the gas markets and to make the EU actively engaged in the process of reforming the gas sector in those countries. The possibility of redirecting some of the gas to the new infrastructure and a weakened interest from the European Union may in turn facilitate Russia/Gazprom's obtaining more control over the transport infrastructure (primarily Ukrainian) and applying pressure to lower the transport fees.

*Agata Łoskot-Strachota, Łukasz Antas*

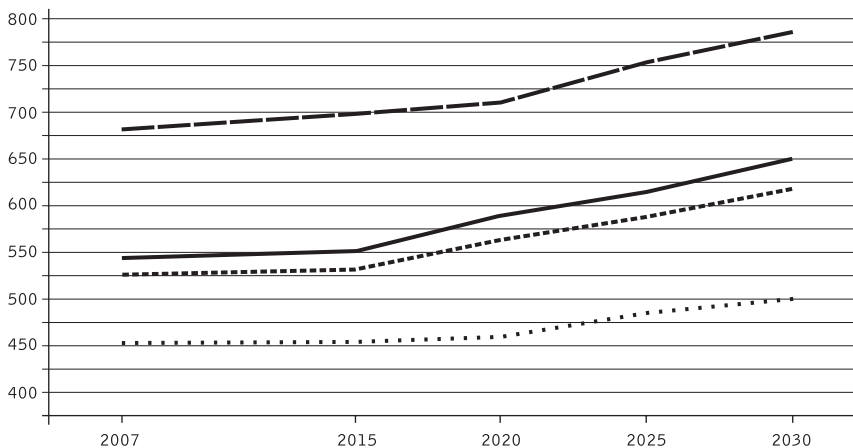
<sup>30</sup> This will also affect the Czech Republic to a certain extent although it is possible that gas will be sent through its territory in the other direction if the planned interconnectors between the Czech, German and Austrian networks (e.g. the Gazelle project) and the hub in Baumgarten are launched.



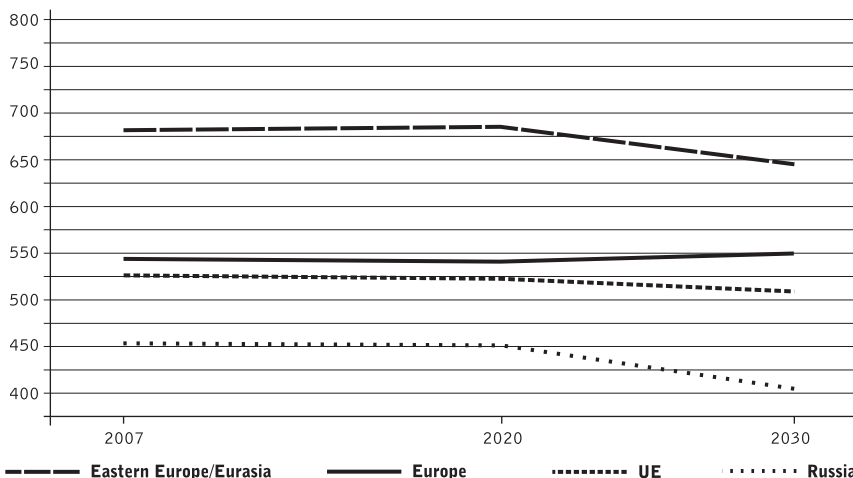
# APPENDIX

## International Energy Agency's (IEA) forecasts for gas demand in selected regions/countries

### Gas demand according to Reference Scenario (bcm)



### Gas demand according to 450 Scenario (bcm)



Data as presented in the World Energy Outlook 2009 (IEA) according to two scenarios described in the publication, the Reference Scenario, which envisages the continuation of the existing trends, and the 450 Scenario, according to which certain countries will start implementing active policy aimed *inter alia* at improving energy efficiency and climate protection.

## Nord Stream project calendar

**1997** – Neste Oy (now Fortum) and Gazprom establish the company North Transgas (a 50:50 joint venture), its task being the implementation of the trans-Baltic gas pipeline (originally planned as a branch of the Yamal gas pipeline to run through Finland, the Baltic Sea, Sweden and Denmark to Germany)

**2000** – the EU grants the ‘Project of Common Interest’ status to the trans-Baltic project as part of the Trans-European Energy Network (TEN-E)

**2001** – Ruhrgas and Wintershall, jointly with Gazprom and Fortum develop the project feasibility study

**2002** – the EU grants priority status to the project

**March 2004** – Gazprom decides to use the Yuzhno-Russkoye gas field as the raw material base for the project

**July 2004** – Gazprom and E.ON Ruhrgas sign an initial agreement on co-operation in building the gas pipeline

**April 2005** – Gazprom and BASF sign an initial agreement on co-operation in building the gas pipeline and development of Yuzhno-Russkoye gas field

**May 2005** – Fortum withdraws from the project

**September 2005** – Gazprom, BASF and E.ON sign a basic agreement on the building of Nord Stream Pipeline

**October 2005** – Gazprom and Wingas sign the first contract for gas supplies from Nord Stream Pipeline (9 billion m<sup>3</sup> annually for 25 years)

**December 2005** – the North European Gas Pipeline Company consortium is formed (later renamed as Nord Stream AG), which is entrusted with the task of project implementation (shares: Gazprom 51%, E.ON and BASF 24.5% each)

**February 2006** – the Swedish Environmental Protection Agency protests against the construction of the trans-Baltic gas pipeline

**April 2006** – Gazprom and BASF sign a framework agreement on the exchange of assets as part of co-operation in the development of the Yuzhno-Russkoye field (Gazprom increases its stake in Wingas from 30% to 50%-1 and receives shares in the assets of Wintershall in Libya; BASF receives 25% -1 shares +10% non-voting shares in the field operator)

**November 2006** – Nord Stream AG, complying with the requirements of the Espoo Convention, delivers information on the project to the environmental protection ministries of Russia, Finland, Sweden, Denmark and Germany, thus starting the procedure of the project's Environmental Impact Assessment (EIA)

**February 2007** – the first stage of international consultations as part of the EIA regarding Nord Stream ends (demands to consider alternative variants of the gas pipeline's route)

**March 2007** – Gazprom approves the use of the Shtokman gas field for the needs of the Nord Stream project (the date of the field launch is uncertain)

**spring 2007** – a large number of reservations as part of the consultations over the EIA survey from the countries located around the Baltic Sea prolong the procedure and cause delays in the project's time schedule

**September 2007** – Estonia refuses to give consent to Nord Stream company for carrying out a survey within the country's exclusive economic zone

**November 2007** – Nord Stream company signs contracts with OMK and Europipe covering supplies of pipes for the first line of the gas pipeline

**November 2007** – Holland's Gasunie enters the Nord Stream consortium; under an agreement with Gazprom, it receives 9% of the shares in the company (at the expense of the shares held by the German companies) and Gazprom is offered the opportunity to buy a 9% stake in the BBL interconnector

**autumn 2007** – Sweden brings a motion for modifying the route of Nord Stream for ecological reasons

**January 2008** – Finland recommends that Nord Stream company should check the possibilities of changing the pipeline’s route (bypassing Finnish territorial waters, and a modification of the route near Gogland Island)

**April 2008** – Nord Stream company, submitting to Sweden’s requirements, withdraws from its plans to build a maintenance platform in the Swedish economic zone

**June 2008** – Nord Stream signs a contract with the Italian firm Saipem on the laying of the offshore section of Nord Stream

**July 2008** – Nord Stream signs a contract with EUPEC for concrete coating of the pipes and logistic services for both lines of the gas pipeline

**September 2008** – Nord Stream changes the route near Bornholm

**October 2008** – Gazprom and E.ON, following long negotiations, sign an agreement on co-operation in the development of the Yuzhno-Russkoye gas field; E.ON offers Gazprom a 49% stake in Gerosgaz in exchange for a 25%-1 share in the field operator

**December 2008** – GDF Suez expresses its interest in joining the Nord Stream project

**March 2009** – Nord Stream company submits the Environmental Impact Assessment Report to the environmental authorities in Russia, Germany, Finland, Sweden and Denmark, thus embarking on subsequent public consultations, which are continued until June

**June 2009** – Nord Stream submits to Sweden the previously ordered additional documentation (Sweden’s stance on the EIA report would be announced after a delay)

**August 2009** – the Nord Stream consortium commences formally applying for loans to finance the first phase of the project

**October 2009** – Finland’s authorities in charge of the environment grant consent for clearing the Finnish economic zone from mines and other military equipment

**October 2009** – work on the construction of the OPAL gas pipeline starts (which is to transport gas from Nord Stream to southern Germany and the Czech Republic)

**October 2009** – the Danish Energy Agency grants permission for the construction of the Nord Stream gas pipeline in the Danish exclusive economic zone

**November 2009** – Swedish authorities grant permission for Nord Stream to run through the Swedish exclusive economic zone

**November 2009** – the government of Finland grants consent on the gas pipeline's construction

**December 2009** – Russia's Rosprirodnadzor grants permission for the construction of the Nord Stream gas pipeline in the Russian economic zone

**December 2009** – German authorities (Stralsund Mining Authority and the Federal Maritime and Hydrographical Agency in Hamburg) grant consent for the building of the gas pipeline's section in the German economic zone and the territorial waters of Germany

**February 2010** – the ecological organisations WWF and BUND along with Polish authorities bring complaints against decisions of the German authorities (against specific provisions)

**February 2010** – Finnish regional environment authorities grant permission for the construction of Nord Stream in the exclusive economic zone of Finland (the last permission necessary to start the gas pipeline's construction)

**April 2010** – planned commencement of the construction of the offshore section of the gas pipeline



**September 2011** – planned launch of the first line of the pipeline


**2012** – planned launch of the second line


*compiled by Zuzanna Brunarska*

## Planned route of the Nord Stream gas pipeline



Selected pipelines:  existing  planned

 Riga  
capital cities

 Vyborg  
selected cities

## **Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia**

Ośrodek Studiów Wschodnich (OSW) jest instytucją ekspercką zajmującą się monitorowaniem oraz analizą sytuacji politycznej, gospodarczej i społecznej w Rosji, na Kaukazie i w Azji Centralnej, w państwach Europy Środkowej i Wschodniej, w Niemczech oraz na Bałkanach.

OSW powstał w 1990 roku i jest w całości finansowany z budżetu państwa. W 2006 roku Ośrodkowi nadano imię założyciela – Marka Karpia.

Odbiorcami naszych opracowań są przede wszystkim instytucje państwowe: Kancelaria Prezydenta RP, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, ministerstwa i agencje rządowe, a także Sejm i Senat RP.

Szczególnie aktywnie włączamy się w dyskusję dotyczącą polityki wschodniej Unii Europejskiej, wyzwań dla bezpieczeństwa energetycznego oraz procesów transformacji politycznej i społeczno-gospodarczej sąsiadów Polski.

Znaczna część naszych publikacji dostępna jest na stronie internetowej [osw.waw.pl](http://osw.waw.pl)

## **Centre for Eastern Studies**

The Centre for Eastern Studies (OSW) is an expert institution that monitors and analyses the political, economic and social situation in Russia, the Caucasus, Central Asia, Central and Eastern Europe, Germany and the Balkans.

OSW was founded in 1990 and is fully financed from the state budget. In 2006 the Centre was named in honour of its founder Marek Karp.

Our studies are addressed mainly to state institutions including the Chancellery of the President of the Republic of Poland, the Chancellery of the Prime Minister, ministries and government agencies, as well as the Sejm and Senate of the Republic of Poland.

We are particularly active in discussions concerning the European Union's Eastern Policy, challenges to energy security, as well as the political, social and economic transformation processes in countries neighbouring Poland.

Many of our publications are available online at: [osw.waw.pl](http://osw.waw.pl)

## SERIE WYDAWNICZE

■ **Punkt Widzenia** – krótkie opracowania analityczne prezentujące opinie naszych ekspertów na aktualne tematy; wydawane w języku polskim i angielskim.

■ **Prace OSW** – duże opracowania analityczne poświęcone ważnym procesom politycznym, społecznym i gospodarczym zachodzącym na obszarze zainteresowania OSW; wydawane w języku polskim i angielskim.

■ **Raport OSW** – prezentacja wyników realizowanych projektów badawczych.

## NEWSLETTERY OSW

■ **Tydzień na Wschodzie** – tygodniowy biuletyn analityczny dotyczący obszaru Rosji, Ukrainy, Białorusi, Kaukazu i Azji Centralnej (wersja angielska: **EASTWEEK**)

■ **BEST OSW** – tygodniowy biuletyn analityczny dotyczący obszaru krajów bałtyckich, Europy Środkowej, Niemiec oraz Bałkanów (wersja angielska: **CEWEEKLY**)

■ **Komentarze OSW** – w tej serii publikujemy analizy o najistotniejszych wydarzeniach z obszaru naszego zainteresowania w pogłębionej formie (wersja angielska: **OSW Commentary**)

*Newslettersy OSW są dostępne w bezpłatnej prenumeracie*

## PUBLICATION SERIES

■ **Policy Briefs** – short analytical studies presenting the opinions of our experts on current policy issues, published in Polish and in English.

■ **OSW Studies** – large analytical studies devoted to major political, social and economic processes taking place in OSW's area of interest; published in Polish and in English.

■ **OSW Report** – presentations of the results of research projects carried out by OSW.

## OSW NEWSLETTERS

■ **EASTWEEK** – a weekly analytical newsletter on Russia, Ukraine, Belarus, the Caucasus and Central Asia (published in Polish as **Tydzień na Wschodzie**).

■ **CEWEEKLY** (Central European Weekly) – a weekly analytical newsletter on the Baltic States, Central Europe, Germany and the Balkans (published in Polish as **BEST OSW**).

■ **OSW Commentary** – a series of more in-depth analyses concerning the most important events and developments in our area of interest (published in Polish as **Komentarze OSW**).

*OSW newsletters are available free of charge, subject to subscription*