

Akceptuję

.....



**SPRAWOZDANIE
Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW PALIW
GAZOWYCH**

za okres od dnia 1 stycznia 2013 r. do dnia 31 grudnia 2013 r.

Warszawa 2014 r.

Spis treści

1. Wstęp.....	5
2. Struktura rynku gazu ziemnego w 2013 r.....	6
2.1. Charakterystyka rynku gazu ziemnego w Polsce.....	6
2.2. Segment obrotu gazem ziemnym.....	8
2.3. Segment przesyłania gazu ziemnego.....	9
2.4. Segment dystrybucji gazu ziemnego.....	11
2.5. Segment magazynowania gazu ziemnego.....	12
3. Zmiany strukturalne na rynku gazu ziemnego w 2013 r. Budowa wspólnego rynku energii w Unii Europejskiej.....	14
3.1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Funkcjonowanie giełdy gazu.....	14
3.2. Działania zmierzające do zniesienia regulacji cen dla kolejnych grup odbiorców. Mapa drogowa uwalniania cen gazu ziemnego i jej realizacja.....	17
3.3. Prace legislacyjne – prawo krajowe.....	18
3.4. Prace legislacyjne – prawo europejskie.....	21
4. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki narodowej w gaz ziemny oraz możliwości dysponowania tymi źródłami.....	22
4.1. Zakres umów na dostarczanie gazu ziemnego do systemu gazowego stanowiących główne źródło zaopatrzenia Polski w gaz ziemny.....	24
4.2. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobycie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych.....	25
4.3. Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego poza granicami Polski i jego wpływ na poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju.....	31
5. Stan i rozwój infrastruktury gazowej.....	31
5.1. Stan techniczny infrastruktury gazowej – charakterystyka systemu przesyłowego. Możliwości dywersyfikacji dostaw i bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.....	31
5.2. Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego – planowane i realizowane projekty.....	36
5.3. Raport z postępów w rozwoju infrastruktury liniowej - rozbudowa systemu przesyłowego i likwidacja „wąskich gardeł” w systemie.....	41
5.4. Program rozbudowy pojemności instalacji magazynowych.....	47
5.5. Wykorzystanie funduszy Unii Europejskiej.....	49
6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski.....	54
6.1. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku zakłóceń w dostawach gazu ziemnego w 2013 r.....	57
6.2. Plan działań zapobiegawczych oraz Plan działań na wypadek sytuacji kryzysowej... ..	58
7. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny.....	59
8. Podsumowanie i wnioski.....	61

Wykaz skrótów używanych w tekście:

ACER	- Agency for the Cooperation of Energy Regulators
EEPR	- European Energy Programme for Recovery
ENTSOG	- European Network of Transmission System Operators for Gas
FR	- Federacja Rosyjska
GK PGNiG	- Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
IRIESP	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
IRIESD	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
KE	- Komisja Europejska
KPMG	- Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu
LNG	- <i>Liquefied Natural Gas</i> – Skroplony Gaz Ziemny
Ocena ryzyka	- Ocena ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski
OGP Gaz-System S.A.	- Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz System S.A.
OSD	- operator systemu dystrybucyjnego
OSM	- operator systemu magazynowania
OSM Sp. z o.o.	- Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.
OSP	- operator systemu przesyłowego
PGNiG S.A.	- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
PMG	- Podziemny Magazyn Gazu
POIiS	- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko
PKN Orlen S.A	- Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.
rozporządzenia 715/2009	- rozporządzenie <i>Parlamentu Europejskiego i Rady UE Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005</i>

rozporządzenie 994/2010	- rozporządzenie <i>Parlamentu Europejskiego i Rady UE Nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE</i>
rozporządzenie 347/2013	- rozporządzenie <i>Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009</i>
RP	- Rzeczpospolita Polska
Prezes URE	- Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
SGT	- system gazociągów tranzytowych
SGT EuRoPol GAZ S.A.	- System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
TGE S.A.	- Towarowa Giełda Energii S.A.
TEN-E	- <i>Trans-European Energy Network</i> – Transeuropejskie Sieci Energetyczne
UE	- Unia Europejska
Ustawa – Prawo energetyczne	- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne
Ustawa o zapasach	- Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym

1. Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia przez Ministra Gospodarki „*Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych*” (zwanego dalej: *Sprawozdaniem*), stanowi przepis art. 15b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, z późn. zm., zwanej dalej: *ustawą – Prawo energetyczne*). Przedmiotem dokumentu są zagadnienia dotyczące bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie gazu ziemnego. Sprawozdanie obejmuje okres od dnia 1 stycznia 2013 r. do dnia 31 grudnia 2013 r.

Minister Gospodarki zgodnie z art. 9 ust. 2 pkt 7 ustawy z dnia 4 września 1997 r. *o działach administracji rządowej* (Dz. U. z 2013 r. poz. 743, z późn. zm.) sprawuje nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych, z uwzględnieniem zasad racjonalnej gospodarki i potrzeb bezpieczeństwa energetycznego kraju. Ponadto ustawa - *Prawo energetyczne* stanowi, że do zadań Ministra Gospodarki w zakresie polityki energetycznej należy m.in. nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe.

Minister Gospodarki działa również jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady UE Nr 994/2010 z 20 października 2010 r. *w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE* (Dz. U. L. 295/1 z 12.11.2010 r., zwane dalej: *rozporządzeniem 994/2010*).

Jednym z najistotniejszych zadań postawionych przez Radę Ministrów przed Ministrem Gospodarki, zgodnie z uchwałą Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r. w sprawie *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego. Minister Gospodarki dąży do zwiększania bezpieczeństwa energetycznego kraju w szczególności poprzez monitorowanie utrzymania stabilnych i nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego.

Zgodnie z ustawą – *Prawo energetyczne*, bezpieczeństwo energetyczne rozumiane jest jako: „*stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa gazowe i energię w sposób technicznie i ekonomicznie*”

uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”. Przez bezpieczeństwo energetyczne należy więc rozumieć m. in. bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego.

Podstawowym kierunkiem polityki energetycznej jest wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii. Zgodnie z ww. dokumentem przez bezpieczeństwo dostaw paliw i energii rozumie się zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych.

Mając na uwadze powyższe, należy stwierdzić, że bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego jest uzależnione od wielu czynników. Wśród najistotniejszych należy wskazać:

- kontrolę właścicielską państwa nad kluczową infrastrukturą gazową w kraju,
- stopień dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do kraju,
- wielkość i dostępność pojemności magazynowych gazu ziemnego w kraju,
- zdolności przesyłowe na połączeniach z systemami gazowymi innych państw,
- stan techniczny i funkcjonalność systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych gazu ziemnego,
- poziom krajowego wydobycia gazu ziemnego w kraju.

2. Struktura rynku gazu ziemnego w 2013 r.

2.1. Charakterystyka rynku gazu ziemnego w Polsce

Wykonywanie działalności w sektorze gazu ziemnego w Polsce jest uzależnione od posiadania odpowiedniej koncesji, dla których udzielania podstawę prawną stanowi ustawa – *Prawo energetyczne*. Organem odpowiedzialnym za wydawanie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego, tj. w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz obrotu paliwami gazowymi, jak również obrotu gazem ziemnym z zagranicą jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (zwany dalej: Prezesem URE).

W 2013 r. Prezes URE udzielił 53 nowe koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego oraz 23 promesy koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. W sumie na dzień 31 grudnia 2013 r. przedsiębiorcy posiadali 218 ważnych koncesji na wykonywanie ww. działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego.

W tabeli 1 przedstawiono liczbę udzielonych przez Prezesa URE w 2013 r. koncesji oraz koncesji obowiązujących na dzień 31 grudnia 2013 r.

Tabela 1. Liczba udzielonych w 2013 r. przez Prezesa URE koncesji oraz promes koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego oraz liczba obowiązujących koncesji na dzień 31 grudnia 2013 r.

Zakres koncesji	Koncesje udzielone w 2013 r. [szt.]	Ważne koncesje na 31.12.2013 r. [szt.]	Promesy koncesji udzielone w 2013 r. [szt.]
Wytwarzanie	0	1	0
Magazynowanie	0	1	0
Przesyłanie lub dystrybucja	1	53	0
Obrót	34 *	120 **	0
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	18***	40 ****	23
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	0	3	0
Razem	53	218	23

Źródło: *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2013 r.*

*w tym 10 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą

** w tym 16 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą

*** w tym 6 koncesji wydana dla podmiotu mającego siedzibę za granicą

**** w tym 8 koncesji wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą

Koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego oraz na wydobywanie gazu ziemnego udziela, zgodnie z ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. *Prawo geologiczne i górnicze* (Dz. U. z 2014 r. poz. 613, z późn. zm.), Minister Środowiska. W 2013 r. udzielonych zostało 7 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz 3 koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego. Według stanu na dzień 31 grudnia 2013 r. koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 48 podmiotów w tym m.in. spółki: PGNiG S.A., Orlen Upstream Sp. z o.o. (grupa PKN Orlen S.A.) oraz LOTOS Petrobaltic S.A.

W tabeli 2 przedstawiono liczbę ważnych koncesji udzielonych przez Ministra Środowiska według stanu na dzień 31 grudnia 2013 r.

Tabela 2 Liczba koncesji udzielonych przez Ministra Środowiska obowiązujących na dzień 31 grudnia 2013 r.

Zakres koncesji	Ważne koncesje na dzień 31.12.2013 r.
Poszukiwanie i/lub rozpoznawanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w tym:	210
- poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów ze złóż konwencjonalnych	114
- poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów obejmujących złoża konwencjonalne i niekonwencjonalne (typu <i>shale gas</i> ¹ i <i>tight gas</i> ²)	83
- poszukiwanie i rozpoznawanie wyłącznie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów	13
Wydobywanie węglowodorów	236

Źródło: Opracowanie własne Ministra Gospodarki na podstawie danych Ministerstwa Środowiska.

Informacje o działaniach w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów oraz wydobywania węglowodorów szerzej przedstawione zostały w rozdziale 5.2.

2.2. Segment obrotu gazem ziemnym

W 2013 r. dominującą pozycję na rynku gazu ziemnego posiadała spółka PGNiG S.A., osiągając udział w krajowym rynku gazu ziemnego na poziomie ok. 94,55%. Pozostałe 5,45% udziałów w sprzedaży gazu ziemnego na rynku krajowym posiadało kilkadziesiąt podmiotów, które sukcesywnie zwiększają swój udział w rynku. W 2013 r. dominująca spółka sprzedała ok. 15 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Do największych podmiotów spoza GK PGNiG pod względem wolumenu sprzedaży gazu ziemnego w 2013 r. zaliczyć należy:

- EGESA Grupa Energetyczna S.A.,
- Handen Sp. z o.o.,
- EWE energia Sp. z o.o.,
- DUON Dystrybucja S.A.,
- G.EN.GAZ ENERGIA Sp. z o.o.

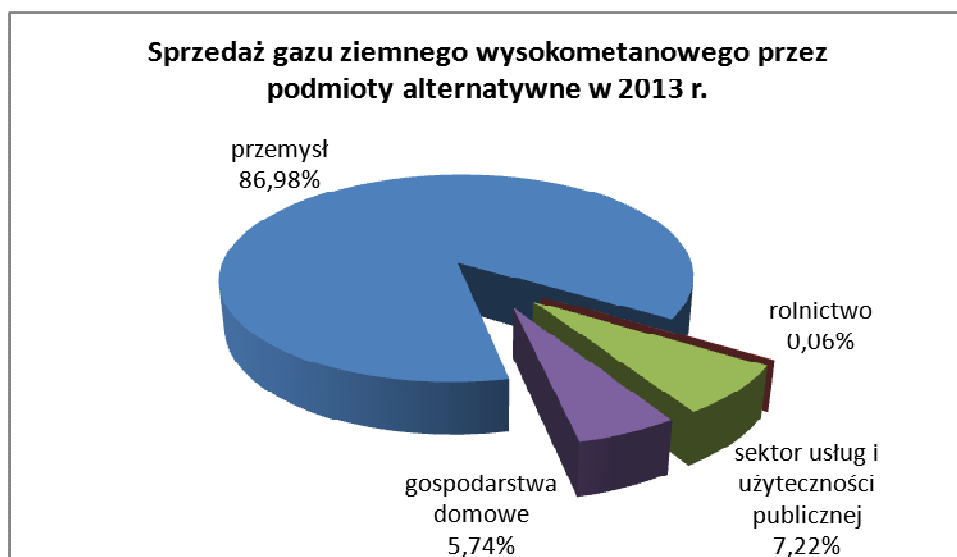
¹ *shale gas* (gaz z łupków) - gaz ziemny znajdujący się w formacjach skalnych łupków bitumicznych. Łupki to ziarniste skały osadowe, które można łatwo łamać w cienkie równoległe płytki. Gaz z łupków występuje z reguły w cienkich przestrzeniach pomiędzy warstwami skalnymi.

² *tight gas* (gaz zamknięty) - gaz ziemny uwięziony w szczelnych, zwartych formacjach geologicznych składających się z nieprzepuszczalnych, twardych skał (piaskowców lub wapieni) o bardzo niskich wskaźnikach przepuszczalności i porowatości (*tight sand*).

Przedsiębiorstwa te w większości prowadzą działalność handlową polegającą na odsprzedaży gazu ziemnego nabywanego od PGNiG S.A. odbiorcom końcowym za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych o łącznej długości ok. 4450 km, łącząc działalność dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi. W fazie rozwoju jest segment sprzedaży gazu ziemnego przywiezionego w tym celu z zagranicy.

W 2013 r. 11 największych pod względem sprzedaży spółek spoza GK PGNiG sprzedało łącznie ok. 647 mln m³ gazu ziemnego do odbiorców końcowych (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy).

Rysunek 1. Struktura sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego do odbiorców końcowych przez podmioty spoza GK PGNiG w 2013 r.



Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki

Przedmiotem obrotu na rynku krajowym, poza gazem ziemnym wysokometanowym i gazem zaazotowanym, jest również gaz LNG. Łączna ilość sprzedanego gazu LNG do odbiorców końcowych w 2013 r. wyniosła ok. 48,82 mln m³, z czego podmiotem dominującym w tym segmencie również był PGNiG S.A.

2.3. Segment przesyłania gazu ziemnego

Zgodnie z art. 9h ust. 2 i art. 9k ustawy – *Prawo energetyczne* na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora systemu połączonego gazowego. Operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.

W Polsce operatorem systemu przesyłowego (OSP) została wyznaczona spółka OGP Gaz-System S.A. Zgodnie z decyzją Prezesa URE spółka wyznaczona została operatorem do dnia 31 grudnia 2030 r. na własnych sieciach przesyłowych.

Na mocy decyzji Prezes URE z dnia 17 listopada 2010 r. OGP Gaz-System S.A. został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego na polskim odcinku systemu gazociągów tranzytowych Jamał-Europa, na okres do dnia 31 grudnia 2025 r. Powyższe działanie było realizacją zakończonych w 2010 r. negocjacji międzyrządowych protokołów dodatkowych do porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej z 1993 r.

OGP Gaz-System S.A. jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa ujętą w wykazie przedsiębiorstw o szczególnym znaczeniu dla polskiej gospodarki, stanowiącym załącznik do rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 22 października 2010 r. w sprawie określenia przedsiębiorstw państwowych oraz jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa (Dz. U. Nr 212, poz. 1387 z późn. zm.).

Zadania OSP wyznacza art. 9d ust. 1 ustawy – *Prawo energetyczna* i są nimi m. in. zarządzanie systemem przesyłowym, transport paliw gazowych krajową siecią przesyłową w celu jego dostarczenia do sieci dystrybucyjnych oraz do odbiorców końcowych podłączonych do systemu przesyłowego, jak również zapewnienie bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego sieciami przesyłowymi oraz rozwój gazowej sieci przesyłowej.

Do obowiązków OGP Gaz-System S.A. jako operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu jamalskiego należy w szczególności:

- świadczenie usług przesyłania gazu ziemnego,
- sterowanie pracą SGT na terenie Polski,
- współpraca z operatorami systemów przesyłowych krajów sąsiadujących bezpośrednio połączonych z gazociągiem tranzytowym (Bieltransgaz na Białorusi i Gascade Gastransport GmbH w Niemczech),
- zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania gazociągu poprzez zarządzanie i nadzór nad pracami eksploatacyjnymi i remontowymi,
- dostarczanie użytkownikom systemu informacji o warunkach świadczenia usług i wolnych mocach przesyłowych w SGT. Informacje te są publikowane na stronie internetowej operatora systemu przesyłowego³.

³ www.gaz-system.pl/sgt/system-gazociagow-tranzytowych-sgt

W związku z wejściem w życie ustawy z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r., poz. 984), uprawnienia właścicielskie Skarbu Państwa w stosunku do spółki realizuje od dnia 11 września 2013 r. Minister Gospodarki.

Spółka posiada 100% udziałów w spółce Polskie LNG S.A. odpowiedzialnej za budowę terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu.

Informacje na temat charakterystyki systemu przesyłowego szerzej przedstawione zostały w rozdziale 5.

2.4. Segment dystrybucji gazu ziemnego

W 2013 r. Prezes URE, zgodnie z przepisami ustawy – *Prawo energetyczne*, wyznaczył 6 lokalnych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) gazowych oraz przedłużył 2 lokalnym OSD gazowym okres obowiązywania decyzji wyznaczającej na operatora. Ponadto Prezes URE dokonał zmiany w trzech decyzjach wyznaczających OSD gazowych. Według stanu na dzień 31 grudnia 2013 r. wyznaczonych było 40 OSD, w tym jeden prawnie wydzielony (niekorzystający ze zwolnienia, o którym mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – *Prawo energetyczne*).

W ramach GK PGNiG w 2013 r. działalność dystrybucyjną prowadziło sześć regionalnych operatorów systemów dystrybucyjnych: Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. i Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., odpowiedzialnych za świadczenie usług dystrybucyjnych do odbiorców w gospodarstwach domowych, odbiorców przemysłowych i hurtowych, jak również za eksploatację, remonty i rozbudowę gazociągów dystrybucyjnych.

W dniu 1 lipca 2013 r. nastąpiło połączenie spółek dystrybucyjnych GK PGNiG poprzez przejęcie ich przez spółkę PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. W dniu 12 września 2013 r. spółka PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. zmieniła nazwę na Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.⁴ Konsolidacja spółek dystrybucyjnych jest wynikiem realizacji

⁴ W 2014 r. Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. wpisana została na listę przedsiębiorców o szczególnym znaczeniu gospodarczo-obronnym – rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 kwietnia 2014 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie wykazu przedsiębiorców o szczególnym znaczeniu gospodarczo-obronnym (Dz.U. z 2014 r. poz. 657).

przyjętej przez Zarząd PGNiG S.A. *Krótkoterminowej strategii budowania wartości GK PGNiG na lata 2012 – 2014.*

Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. działa w oparciu o sześć oddziałów regionalnych zlokalizowanych w Gdańsku, Poznaniu, Warszawie, Wrocławiu, Tarnowie i Zabrze – siedzibach byłych spółek gazownictwa, realizując usługę dystrybucji gazu ziemnego w dotychczasowym zakresie i na dotychczasowym obszarze działania.

W 2013 r. długość sieci dystrybucyjnej wyniosła ok. 126,5 tys. km, z tego ok. 96,3% było własnością spółek gazownictwa w ramach GK PGNiG, a 3,7% pozostałych spółek prowadzących działalność dystrybucyjną.

2.5. Segment magazynowania gazu ziemnego

Według stanu na dzień 31 grudnia 2013 r. w Polsce funkcjonowało sześć podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego: PMG Husów, PMG Wierzchowice, KPMG Mogilno, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz PMG Strachocina.

PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz PMG Strachocina to magazyny w szcerpanych złożach gazu ziemnego. KPMG Mogilno jest pierwszym w Polsce magazynem wybudowanym w kawernach solnych, charakteryzuje się on lepszymi parametrami zatłaczania i odbioru gazu ziemnego. Na koniec 2013 r. całkowita dostępna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu wysokometanowego wynosiła 1 817,89 mln m³ oraz 230 mln m³ w magazynach gazu zaazotowanego (PMG Daszewo i PMG Bonikowo), co odpowiada ok. 11,5% jego rocznego zużycia w Polsce.⁵

W PMG utrzymywane są zapasy handlowe oraz zapasy obowiązkowe gazu ziemnego. Zapasy handlowe służą do bilansowania systemu przesyłowego gazowego i zaspokajania nierównomierności w poborze gazu ziemnego oraz pozwalają na zapewnienie możliwości utrzymania dostaw podczas awarii i krótkotrwałych przerw w dostawach gazu ziemnego z importu (KPMG Mogilno). Ponadto gaz ziemny wytłaczany z systemu magazynowego może służyć do pokrycia długotrwałego, zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny w okresach jesienno-zimowych. Zgodnie z ustawą o zapasach, zapasy obowiązkowe gazu ziemnego służą jako zabezpieczenie przed skutkami zakłóceń w dostawach gazu ziemnego i są uruchamiane wyłącznie w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa.

⁵ Od dnia 13 maja 2014 r., w wyniku prowadzonych działań inwestycyjnych, pojemność czynna magazynów gazu ziemnego wysokometanowego wzrosła do poziomu 2 524,1 mln m³.

Operatorem ww. instalacji magazynowych jest Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o., (spółka należąca do GK PGNiG) wyznaczony na operatora systemu magazynowania przez Prezesa URE w maju 2012 r.

OSM odpowiedzialny jest za zapewnienie funkcjonowania instalacji magazynowych, realizację umów z użytkownikami oraz eksploatację, konserwację, remonty instalacji i urządzeń magazynowych.

Szczegółowe zasady dostępu do usług magazynowania paliw gazowych oraz handlu usługami magazynowymi zawarte zostały w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowych dostępnym na stronie internetowej operatora - www.osm.pgnig.pl.

Operator świadczy następujące usługi magazynowania gazu ziemnego:

- długoterminowa - świadczona w okresie 1, 2, 3 lub 4 kolejnych lat magazynowych, a w przypadku KPMG również w okresie 12, 24, 36 albo 48 kolejnych miesięcy gazowych;
- krótkoterminowa - świadczona w okresie od 1 do 11 kolejnych miesięcy gazowych lub 7, 14 lub 21 kolejnych dób gazowych;
- dobową - świadczona w okresie jednej doby gazowej.

Według informacji podawanych przez OSM dostępne pojemności magazynowe zostały zarezerwowane przy wykorzystaniu ww. usług na lata 2015-2018 (w zależności od danej instalacji)⁶.

Uruchomienie procedury udostępniania nowych pojemności magazynowych gazu ziemnego zostało rozpoczęte przez OSM w okresie styczeń - marzec 2014 r. Procedura dotyczyła zaoferowania na rynek dodatkowych pojemności w magazynach: KPMG Kosakowo, PMG Wierzchowice oraz PMG Strachocina. W związku z niepełnym wykorzystaniem zaoferowanych pojemności, informacja o dostępnych pojemnościach magazynowych była publikowana ponownie w okresie marzec-czerwiec 2014 r.

W dniu 1 lipca 2013 r., decyzją Zarządu PGNiG S.A., nastąpiło połączenie Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. i Investgas S.A. w trybie art. 492 § 1 pkt 1 ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2013 r. poz. 1030, z późn. zm.). Było to połączenie poprzez przejęcie, w którym OSM była spółką przejmującą. Po połączeniu, OSM prowadzi również działalność m. in. z zakresu projektowania i budowy podziemnych magazynów gazu.

⁶ www.osm.pgnig.pl

Oprócz ww. magazynów gazu wysokometanowego, funkcjonują dwie instalacje magazynowe gazu zaazotanowego – PMG Daszewo i PMG Bonikowo, zarządzane przez PGNiG S.A.

Informacje na temat pojemności magazynowych oraz ich rozbudowy szerzej przedstawione zostały w rozdziale 5.4. i rozdziale 6.1.

3. Zmiany strukturalne na rynku gazu ziemnego w 2013 r. Budowa wspólnego rynku energii w Unii Europejskiej

Celem działań podejmowanych przez Unię Europejską jest stworzenie wspólnego rynku energii. Zgodnie z Komunikatem Komisji⁷: „*Uruchomienie wewnętrznego rynku energii*”, aby sprostać stojącym przed Europą wyzwaniom związanym z energią i zmianą klimatu oraz aby zapewnić przystępne cenowo i bezpieczne dostawy energii dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw, UE musi sprawić, by europejski wewnętrzny rynek energii był w stanie działać w sposób wydajny i elastyczny. Stworzenie płynnego jednolitego rynku wewnętrznego na szczeblu ponadnarodowym ma przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego państw członkowskich. Zwiększona płynność i interoperacyjność systemów oraz harmonizacja zasad działania poszczególnych rynków krajowych ma na celu stworzenie możliwości zapewnienia dywersyfikacji dostaw i alternatywnych możliwości reakcji państw członkowskich i przedsiębiorstw energetycznych na ewentualne zakłócenia dostaw z danych kierunków dostaw. Ramy działania wewnętrznego rynku energii powinny zostać stworzone do końca 2014 r. Jednym z narzędzi osiągnięcia wewnętrznego rynku energii jest harmonizacja prawa krajowego z wymogami ustanowionymi w aktach prawnych Unii Europejskiej.

3.1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Funkcjonowanie giełdy gazu

W dniu 24 lipca 2012 r. Prezes URE zatwierdził Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) dotyczącą systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A. Dokument wszedł w życie z dniem 1 stycznia 2013 r. Instrukcja, uwzględniając regulacje III pakietu energetycznego oraz zasady funkcjonowania systemu wypracowane

⁷ COM(2012) 663 final

przez europejskich operatorów sieci przesyłowych, w istotny sposób zmieniła sposób organizacji polskiego rynku gazu. Wprowadziła wirtualny punkt obrotu gazem ziemnym, co umożliwiło rozpoczęcie obrotu gazem w oderwaniu od fizycznej lokalizacji gazu ziemnego oraz ustanowiło podstawy do funkcjonowania giełdy gazu ziemnego, wdrożyła model entry-exit poprzez umożliwienie zlecenia transportu gazu od fizycznych punktów wejścia do punktu wirtualnego i od punktu wirtualnego do fizycznych punktów wyjścia, wprowadziła podstawy funkcjonowania rynku usług bilansujących, zapewniającego narzędzia do bilansowania systemu i użytkowników; zmieniła zasady współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych i operatorem systemu magazynowania, doprecyzowała procedurę zmiany sprzedawcy gazu.

W dniu 22 listopada 2013 r. Prezes URE zatwierdził kolejną IRiESP dotyczącą systemu przesyłowego OGP Gaz-system S.A. Dokument wszedł w życie z dniem 23 listopada 2013 r. i zawiera kolejne zmiany dostosowujące zasady funkcjonowania systemu przesyłowego do zmian zachodzących na krajowym rynku gazu i wchodzących w życie aktów prawa unijnego. Wprowadziła ona zmiany dotyczące trybu zawierania umowy o przyłączenie, co ma wyrównywać szanse negocjacyjne podmiotów wnioskujących o tę samą przepustowość. Spółka, chcąc dostosować postanowienia IRiESP do warunków określonych w rozporządzeniu Komisji (UE) Nr 984/2013 z dnia 14 października 2013 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uzupełniającym rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009, wprowadziła oferowanie produktów terminowych dotyczących przepustowości, uzależniając ich strukturę od okresu, w jakim świadczona ma być usługa przesyłania (produkt roczny, produkt kwartalny, produkt miesięczny, produkt dobowy).

Usługa przesyłania rewersowego będzie świadczona jako przepustowość (moc umowna) na zasadach ciągłych (usługa przesyłania zwrotnego) lub przerywanych (usługa wirtualnego przesyłania zwrotnego). Wprowadzono także przydział przepustowości w trybie aukcji jako metodę przydziału przepustowości w punktach połączenia międzysystemowego. Użytkownicy systemu nie będą składali wniosków o przydział przepustowości w tych punktach, gdyż od razu będzie ona udostępniona w procedurze aukcji. Jednocześnie IRiESP implementuje Procedury Zarządzania Ograniczeniami (CMP) poprzez: wprowadzenie mechanizmu nadsubskrypcji i wykupu przepustowości, zgłoszenie w dowolnej porze zamiaru rezygnacji z przydzielonej przepustowości z możliwością korzystania z niej do momentu odsprzedania przepustowości przez OGP Gaz-System S.A. innemu użytkownikowi systemu, monitorowanie przez OGP Gaz-System S.A. wykorzystania przepustowości przez

użytkowników systemu w sezonie letnim oraz zimowym (tzw. zasada długoterminowego "korzystaj lub trać"). Ponadto zawarte w IRiESP postanowienia przewidują między innymi: wprowadzenie zapisów umożliwiających wdrożenie Rynku Dnia Bieżącego dla gazu przez Towarową Giełdę Energii S.A., skrócenie czasu przesłania informacji zwrotnej na temat zatwierdzenia lub odrzucenia nominacji z godziny 18.00 na 16.00 w dobie poprzedzającej realizację (D-1), uproszczenie korzystania z zapasów obowiązkowych utrzymywanych w instalacjach magazynowych zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Kolejnym istotnym elementem w procesie modernizacji rozwiązań regulujących pracę krajowego systemu przesyłowego jest wdrożenie rozliczeń w jednostkach energii oraz implementacja kolejnych europejskich kodeksów sieciowych, w tym dotyczących bilansowania i interoperacyjności systemów przesyłowych.

Konsekwencją zakończenia prac nad zmianą rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. (Dz. U. Nr 133, poz. 891) w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, w wyniku których wprowadzono przepisy umożliwiające prowadzenie obrotu gazem ziemnym w punkcie wirtualnym, było uruchomienie w dniu 20 grudnia 2012 r. na TGE rynku gazu ziemnego w zakresie Rynku Terminowego Towarowego oraz Rynku Dnia Następnego.

Status członka giełdy uzyskali m. in. PGNiG S.A. (w II połowie 2013 r.) i OGP Gaz-System S.A. (w maju 2014 r.). W listopadzie 2013 r. spółka PGNiG S.A. podpisała z TGE S.A. umowę umożliwiającą jej pełnienie funkcji animatora rynku. Do zadań tzw. *market-maker*a należy utrzymywanie płynności poprzez stałe składanie zleceń kupna i sprzedaży na Rynku Terminowym Towarowym gazu zgodnie z warunkami określonymi przez Giełdę.

Zgodnie z postanowieniami ustawy z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984), od 1 listopada 2013 r. istnieje możliwość bezpośredniego udziału zainteresowanych przedsiębiorstw w giełdowym rynku gazu. W październiku 2013 r. TGE S.A. wprowadziła również możliwość zawierania transakcji na Rynku Terminowym Towarowym w zakresie instrumentów terminowych na gaz w systemie aukcji dla miesięcznych, kwartalnych i rocznych instrumentów terminowych.

W 2013 r. całkowity wolumen wszystkich transakcji zawartych na rynku gazu wyniósł 2 392 674 MWh, z czego na Rynku Dnia Następnego gazu - 424 700 MWh, natomiast na Rynku Terminowym Towarowym gazu - 1 967 974 MWh. Najbardziej płynnym kontraktem w 2013 r. był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2014 rok. Wolumen obrotu na tym kontrakcie wyniósł 1 007 400 MWh, co stanowi 51,20% łącznego wolumenu na Rynku

Terminowym Towarowym w roku 2013. Roczna średnioważona wolumenem cena transakcyjna dla kontraktu rocznego dla wszystkich transakcji wyniosła 114,54 PLN/MWh.

W 2013 r. na Rynku Dnia Następnego gazu zawarto 1456 transakcji. Roczny kurs, liczony jako średnia ważona wolumenem ze wszystkich transakcji zawartych na Rynku Dnia Następnego gazu, wyniósł 116,74 PLN/MWh.

Wszystkie obroty na Rynku Terminowym Towarowym gazu w 2013 r. były zawarte w 134 transakcjach (łącznie z aukcjami). Wolumen obrotu na kontraktach w dostawie miesięcznej łącznie wyniósł 916 774 MWh, stanowi to 46,58 proc. łącznego wolumenu na parkiecie RTT w zakresie instrumentów na gaz w roku 2013. Roczna średnioważona wolumenem cena transakcyjna dla kontraktu typu miesięcznego dla wszystkich transakcji wyniosła 116,45 PLN/MWh.

Na 2014 r. TGE S.A. przedstawiła propozycje:

- wprowadzenia zmiany harmonogramu sesji na Rynku Dnia Następnego w postaci wprowadzenia fixingu;
- wprowadzenia do obrotu nowych produktów na Rynku Towarowym Terminowym;
- wprowadzenia produktu typu weekend;
- uruchomienie Rynku Dnia Bieżącego gazu (Intraday).
- wprowadzenia instrumentów sezonowych obejmujących sezon letni oraz sezon zimowy.

3.2. Działania zmierzające do zniesienia regulacji cen dla kolejnych grup odbiorców.

Mapa drogowa uwalniania cen gazu ziemnego i jej realizacja

W dniu 5 lutego 2013 r. Prezes URE 2012 r. opublikował na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki „*Mapę drogową uwolnienia cen gazu ziemnego w Polsce*”. Dokument ten zakładał stopniowe uwalnianie cen dla kolejnych grup odbiorców gazu ziemnego. W 2013 r. wdrożone zostały następujące działania wskazane w mapie drogowej:

- uruchomienie obrotu gazem ziemnym na TGE S.A. – (grudzień 2012 r.) oraz kolejne dodatkowe produkty w zakresie gazu oferowane na giełdzie;
- wydanie przez Prezesa URE komunikatu w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie obrotu gazem ziemnym na giełdzie towarowej (od grudnia 2012 r.); na hurtowym rynku gazu (od lutego 2013 r.),

w postaci skroplonej LNG (od czerwca 2013 r.). W 2013 r. Prezes URE wydał 29 przedmiotowych decyzji zwalniających;

- wprowadzenie obowiązku sprzedaży gazu ziemnego na TGE S.A., tzw. obligo giełdowe – ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw;
- wprowadzenie zmian w ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych w zakresie możliwości uzyskania przez przedsiębiorstwa energetyczne, w szczególności prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi, statusu członka giełdy towarowej.
- wejście w życie nowej IRIESP OGP Gaz-System S.A. i nowych instrukcji operatorów systemów dystrybucyjnych, których celem było: wprowadzenie tzw. umów ramowych w ramach współpracy użytkowników sieci i operatorów, stworzenie punktu wirtualnego oraz możliwości obrotu gazem na giełdzie towarowej, tworzenie rynku usług bilansujących, wprowadzenie mechanizmu aukcji na przepustowości na połączeniach z innymi państwami UE;
- objęcie w listopadzie 2013 r. przez PGNiG S.A. funkcji animatora na terminowym rynku gazu;
- wdrożenie przez Prezesa URE cyklicznego monitoringu hurtowego rynku gazu ziemnego poprzez publikowanie na stronie internetowej URE miesięcznych informacji o obrocie gazem ziemnym i jego przesyle;
- w zakresie zagwarantowania niezależności regulatora rynku gazu ustawą z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, wprowadzono kadencyjność Prezesa i Wiceprezesa URE oraz rozszerzono kompetencje prezesa URE i zmieniono tryb jego powoływania. Zgodnie z przepisami przedmiotowej ustawy nadzór nad prezesem URE sprawuje Prezes Rady Ministrów.

3.3. Prace legislacyjne – prawo krajowe

W dniu 25 lipca 2013 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki *w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi* (Dz. U. z 2013 r. poz. 820).

Rozporządzenie wprowadziło nowy ład regulacyjny na rynku gazu ziemnego, rozdzielając rozliczenia związane z usługami sieciowymi od rozliczeń związanych z obrotem

gazem ziemnym, co wpływa bezpośrednio na ułatwienie możliwości zmiany sprzedawcy gazu ziemnego i porównania ofert dostawców gazu. Wprowadziło również zasady rozliczeń wymagane przepisami rozporządzenia nr 715/2009, w tym za usługi przesyłania na podstawie stawek typu wejście-wyjście; za usługi magazynowania świadczone w formie pakietów i rozdzielnie, za świadczenie ww. usług w ramach umów krótkoterminowych (półrocznych, kwartalnych, miesięcznych i dobowych), umów ciągłych i świadczonych na zasadach przerywanych oraz za opłaty za usługi zwrotnego przesyłania gazu. Na podstawie nowego rozporządzenia taryfowego możliwy jest zakup przepustowości na połączeniach transgranicznych z wykorzystaniem mechanizmu aukcyjnego dla punktów połączeń międzysystemowych między państwami członkowskimi UE. Rozporządzenie wprowadziło także zasady rozliczeń z tytułu obrotu gazem w punkcie wirtualnym. Zobowiązuje też do rozliczenia za dostarczony gaz i świadczone usługi przesyłania, dystrybucji i magazynowania obowiązkowo w jednostkach energii zamiast w jednostkach objętości, ustanawiając okres przejściowy do dnia 1 sierpnia 2014 r.

W dniu 5 września 2013 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki *w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie* (Dz. U. z 2013 poz. 640).

W dniu 11 września 2013 r. weszła w życie ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Celem zmiany ustawy – Prawo energetyczne było w szczególności zapewnienie implementacji przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, a także uzupełnienie wdrożenia dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE.

Wśród licznych zmian wprowadzanych nowelizacją należy wskazać przede wszystkim:

- 1) wprowadzenie definicji odbiorcy wrażliwego gazu ziemnego;
- 2) doprecyzowanie przepisów dotyczących przeprowadzania przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii kontroli legalności pobierania paliw lub energii, kontroli układów

pomiarowo – rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń;

- 3) wskazanie przesłanek, po wystąpieniu których przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii może wstrzymać (z zastrzeżeniami wynikającymi z ustawy) dostarczanie paliw gazowych lub energii:
 - a) gdy w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie paliw lub energii,
 - b) gdy odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności;
- 4) dostosowanie polskich przepisów do wymogów prawa unijnego w zakresie niezależności operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych;
- 5) wzmocnienie niezależności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki poprzez zmianę sposobu wyboru oraz wprowadzenie zasady, że funkcję tę można pełnić tylko jedną, 5-letnią kadencją;
- 6) określenie obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego w stosunku do konsumentów przez nakazanie dostarczania odbiorcom informacji o ich prawach, sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów oraz przez określenie terminu rozwiązania umowy z przedsiębiorstwem energetycznym;
- 7) wzmocnienie pozycji konsumentów wobec przedsiębiorstw energetycznych poprzez umożliwienie im wystąpienia ze sporem do konsumenckiego sądu polubownego bez prawa przedsiębiorstwa do wstrzymania dostaw gazu;
- 8) rozszerzenie kognicji sądów polubownych przy Inspekcji Handlowej o sprawy dotyczące paliw gazowych i energii elektrycznej.

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne wprowadziła również rozwiązania prokonkurencyjne, dotyczące rynku gazu, w tym obowiązek sprzedaży na giełdach towarowych określonej ilości gazu ziemnego wysokometanowego, wprowadzanego w danym roku do sieci przesyłowej. Obowiązek sprzedaży gazu na giełdzie, czyli tzw. obligo giełdowe realizowany jest według poniższego harmonogramu:

- od dnia wejścia w życie ustawy do dnia 31 grudnia 2013 r. w ilości nie mniejszej niż 30% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego do sieci przesyłowej po dniu wejścia w życie ustawy;
- od dnia 1 stycznia 2014 r. do dnia 31 grudnia 2014 r. w ilości nie mniejszej niż 40% gazu ziemnego;

- od dnia 1 stycznia 2015 r. w ilości nie mniejszej niż 55% gazu ziemnego.

3.4. Prace legislacyjne – prawo europejskie

Głównym celem aktów prawnych tworzących tzw. III pakiet energetyczny (w szczególności dotyczących sektora gazu ziemnego – dyrektywy 2009/73/WE oraz rozporządzenia 715/2009) jest wprowadzenie ram regulacyjnych potrzebnych do skutecznego otwarcia rynku oraz do utworzenia prawdziwie jednolitego rynku gazu ziemnego w UE.

Prawodawca europejski, przyjmując akty prawne III pakietu uznał, że integracja funkcjonowania krajowych systemów gazowych w dotychczasowej formie nie jest wystarczająca dla osiągnięcia celów, które wyznaczyła sobie Unia Europejska – utworzenia zliberalizowanego, zintegrowanego i konkurencyjnego europejskiego rynku gazu ziemnego. Stąd w rozporządzeniu 715/2009 pojawiła się instytucja kodeksów sieci.

Krajowe kodeksy sieci znacząco różnią się od siebie z powodu zaszczości historycznych, a także kierunków rozwoju poszczególnych rynków krajowych. Stan taki znacząco utrudnia transgraniczny dostęp do sieci oraz efektywną europejską wymianę handlową w zakresie obrotu gazem ziemnym.

Kodeksy sieciowe na poziomie europejskim są instrumentami wykonawczymi do rozporządzenia 715/2009, uzupełniając je i ustanawiając jednolite warunki stosowania przepisów prawa europejskiego, w szczególności rozporządzenia 715/2009. Zawierają one wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami gazowymi oraz mają na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku. Kodeksy są opracowywane przez ENTSOg i muszą być zgodne z niewiązującymi wytycznymi ramowymi, opracowywanymi przez ACER.

Na poziomie europejskim aktualnie toczą się prace nad wprowadzeniem w życie europejskich kodeksów sieci – aktów prawnych szczebla wykonawczego, do których przyjęcia w określonych kwestiach obliguje Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005.

W 2013 r. przyjęto rozporządzenie Komisji (UE) Nr 984/2013 z dnia 14 października 2013 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009, którego celem jest wprowadzenie jednolitych zasad przeprowadzania alokacji przepustowości poprzez aukcje na transgranicznych połączeniach gazowych w Unii

Europejskiej, jak również wiązanie przepustowości po obu stronach granicy w jeden pakiet oferowany podczas aukcji. Rozporządzenie wchodzi w życie 1 listopada 2015 r.

W 2013 r. kontynuowano na szczeblu Komisji Europejskiej prace nad rozporządzeniem dotyczącym bilansowania sieci przesyłowej. Prace te zostały zakończone wydaniem rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych. Rozporządzenie ustanawia zharmonizowane zasady bilansowania gazu w sieciach przesyłowych w celu rozwoju hurtowego rynku gazu, jak również zwiększenia płynności na rynku. Wprowadza ujednolicone na poziomie unijnym reguły bilansowania handlowego użytkowników systemu oraz ustanawia rynkowe instrumenty służące operatorom do bilansowania operacyjnego.

Ponadto w 2013 r. w ramach ACER i ENTSOG toczyły się prace nad kodeksami:

- w sprawie zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych (TAR NC);
- w sprawie interoperacyjności i wymiany danych (INT NC).

Informacje o działaniach w ramach programu TEN-E szerzej zostały przedstawione w rozdziale 5.5.

4. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki narodowej w gaz ziemny oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

W 2013 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 4 469,01 mln m³ (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), co stanowiło ok. 27,4% krajowego bilansu dostaw gazu ziemnego.

Całkowity przywóz gazu ziemnego do Polski w 2013 r. wyniósł 11 818,10 mln m³, z tego:

- import gazu ziemnego z kierunku wschodniego (w tym poprzez gazociąg Jamał–Europa) – 9 114,73 mln m³,
- nabycie wewnątrzspółnotowe gazu ziemnego z Niemiec – 2 149,96 mln m³,
- nabycie wewnątrzspółnotowe gazu ziemnego z Republiki Czeskiej – 553,41 mln m³.

Eksport gazu ziemnego z Polski w 2013 r. wyniósł 87,18 mln m³.

W tabeli 3 przedstawiono strukturę dostaw gazu ziemnego do Polski w 2013 r. w porównaniu do 2012 r. wynikającą z zawartych kontraktów bez podziału na punkty wejścia do krajowego systemu gazowego.

Tabela 3. Struktura zaopatrzenia kraju w gaz ziemny w 2013 r. w porównaniu do 2012 r.

Lp		2013 r.			Różnica	
					2013 – 2012	
		Ilość [mln m ³]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w przywozie [%]	Ilość [mln m ³]	Zmiana [%]
1.	Wydobycie krajowe*	4 469,01	27,44%	-	4,13	0,09%
2.	Przywóz (2.1+2.2)	11 818,10	72,56%	-	213,07	1,84%
2.1	Import ze wschodu (2.1.1+2.1.2)	9 114,73	55,96%	77,13%	-146,25	-1,58%
2.1.1	Import z Rosji, Azerbejdżanu, krajów środkowoazjatyckich	9 114,73	55,96%	77,13%	-146,25	-1,58%
2.1.2	Import z Ukrainy	0,00	0,00%	0,00%	0,00	0,00%
2.2	Nabycie wewnątrzwspólnotowe (2.2.1 + 2.2.2)	2 703,37	16,60%	22,87%	359,32	15,33%
2.2.1	Nabycie wewnątrzwspólnotowe z Republiki Federalnej Niemiec	2 149,96	13,20%	18,19%	361,61	20,22%
2.2.2	Nabycie wewnątrzwspólnotowe z Republiki Czeskiej	553,41	3,40%	4,68%	-2,29	-0,41%
A	Bilans dostaw na terytorium RP **(1+2)	16 287,11	100,00%	-	217,20	1,35%
3.	Eksport***	-87,18	0,54%	-	84,21	-2835,35%
B	Bilans dostaw gazu na potrzeby krajowe (A-3)	16 199,93	99,46%	-	132,99	0,83%
4.	Zmiana stanu (saldo) zapasów****	322,75	-	-	-126,39	-28,14%
C	Bilans zużycia gazu (B-4)	15 877,18	-	-	39,38	0,25%

*w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w tym gaz z odmetanowania kopalń (204,73 mln m³)

**w bilansie dostaw na terytorium RP nie uwzględniono przesyłu gazociągami jamalskim

***wielkość ze znakiem ujemnym oznacza sprzedaż gazu poza granice kraju

**** wielkość dodatnia oznacza zatłoczenie gazu do magazynu (wielkość ta nie jest wliczana do bilansu zużycia gazu – poz. C), wielkość ujemna oznacza odebranie gazu z magazynu (wielkość ta jest wliczana do bilansu zużycia gazu – poz. C)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie badań statystycznych Ministra Gospodarki.

4.1. Zakres umów na dostarczanie gazu ziemnego do systemu gazowego stanowiących główne źródło zaopatrzenia Polski w gaz ziemny

W 2013 r. głównym importerem gazu ziemnego do Polski było PGNiG S.A. Spółka importowała gaz ziemny w większości w ramach realizacji długoterminowego kontraktu kupna-sprzedaży gazu do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 r. z OOO „Gazprom Eksport”, zawartego na podstawie Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej, z dnia 25 sierpnia 1993 r. Kontrakt ten obowiązuje do dnia 31 grudnia 2022 r.,

Pozostałe umowy na dostawy gazu ziemnego zawarte przez PGNiG S.A. miały charakter uzupełniający do powyższego kontraktu, lub ich celem było zaopatrzenie wyodrębnionych, lokalnych sieci gazowych.

Poza spółką PGNiG S.A. zakupu gazu ziemnego za granicą i jego przywozu do Polski w celu dalszej odsprzedaży lub na własne potrzeby dokonało 13 podmiotów:

- SGT EuRoPol GAZ S.A.,
- Egesa Grupa Energetyczna S.A.,
- EWE Energia Sp. z o.o.,
- EWE Polska Sp. z o.o.,
- Handen Sp. z o.o.,
- Duon Dystrybucja S.A.,
- Duon Marketing and Trading S.A.,
- PKN Orlen S.A.,
- RWE Supply&Trading GmbH,
- RWE Polska S.A.,
- ZCH Police S.A.,
- ZA Kędzierzyn Koźle S.A.,
- Energa Obrót S.A.

Łączny wolumen gazu sprowadzony przez ww. podmioty to ok. 968 mln m³, co stanowi 8,19% całkowitego zakupu gazu ziemnego z zagranicy i ok. 6% krajowego zużycia gazu ziemnego.

4.2. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobycie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych

W 2013 r. w Polsce wydobyto ok. 4 469 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), w tym gazu wysokometanowego – 1 549,81 mln m³, gazu zaazotowanego – 2 714,46 mln m³ (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), natomiast wydobycie gazu z odmetanowania kopalń wyniosło 204,73 mln m³.

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w 2013 r. prowadzona była przede wszystkim przez spółkę PGNiG S.A. posiadającą 85 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz 228 koncesji na wydobywanie węglowodorów.

W tabeli 4 przedstawiono zestawienie firm posiadających koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce.

Tabela 4. Przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce według stanu na dzień 31 grudnia 2013 r.

	Firma	Łączna liczba wszystkich koncesji na wydobywanie złóż węglowodorów
1.	Baltic Gas Sp. z o.o.	2
2.	DPV Services Sp z o.o.	1
3.	FX Energy Sp. z o.o.	1
4.	LOTOS Petrobaltic S.A.	2
5.	PGNiG S.A.	228
6.	ZOK Sp. z o.o.	2
	Razem	236

Źródło: Ministerstwo Środowiska

Spółka PGNiG S.A. prowadzi wydobycie węglowodorów poprzez dwa oddziały:

1. Oddział w Sanoku wydobywający gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 46 kopalniach (26 kopalni gazowych oraz 10 kopalni ropno-gazowych i 10 kopalni ropnych);

2. Oddział w Zielonej Górze wydobywający ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 23 kopalniach (14 kopalni gazowych, 6 kopalni ropno-gazowych oraz 6 kopalni ropnych).

W 2013 r. spółka PGNiG S.A. uruchomiła wydobycie ze złoża ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiaków, Międzychód, Grotów oraz umożliwieniu transportu, magazynowania i sprzedaży ropy naftowej, gazu ziemnego, siarki i gazu LPG z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG. Budowa kopalni LMG to jedna z największych inwestycji spółki w ostatnich latach, a złoża Lubiaków – Międzychód – Grotów należą do największych w Polsce – udokumentowane zasoby wydobywalne ropy naftowej wynoszą 7,25 mln ton a gazu ziemnego ok. 7,3 mld m³.

Ponadto w 2013 r. spółka prowadziła następujące projekty inwestycyjne w zakresie utrzymania zdolności wydobywczych węglowodorów ze źródeł krajowych: projekt Wólka Różaniecka, projekt Lisewo, projekt Daszewo, projekt zagospodarowania złoża Różańsko oraz projekt Księżpol 19.

Poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego

Według opublikowanego w dniu 21 marca 2012 r. raportu Państwowego Instytutu Geologicznego (PIG), największe prawdopodobieństwo zasobowe niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce mieści się w granicach: 346 – 768 mld m³. Podkreślić jednak należy, że prognoza ta bazuje na danych historycznych i jest jedynie szacunkowa. Pełne zobrazowanie sytuacji geologicznej możliwe będzie po przeprowadzeniu odpowiedniej ilości wierceń poszukiwawczych. Szacunkowa wielkość zasobów jest kilkukrotnie większa w stosunku do stanu obecnie udokumentowanych zasobów złóż konwencjonalnych. Łączna powierzchnia wszystkich obszarów, dla których udzielono koncesji na poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż z formacji łupkowych wynosi około 87 tys. km², co stanowi około 27 % powierzchni Polski.

Według stanu na dzień 1 stycznia 2014 r. łączna liczba udzielonych przez Ministra Środowiska koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węglowodorów wynosiła 210 w tym:

- 114 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie konwencjonalnych złóż węglowodorów,
- 83 koncesje obejmujące poszukiwanie i rozpoznawanie łącznie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węglowodorów w tym 2 koncesje dot. złóż typu *tight gas*,

- 13 koncesji wyłącznie na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów.

Podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadają łącznie 32 koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów.

Do 2021 r. podmioty posiadające koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węglowodorów zaplanowały wykonanie 342 otworów rozpoznawczych, w tym 85 otworów obligatoryjnych i 257 otworów opcjonalnych (w zależności od wyników uzyskanych w trakcie prowadzonych prac).⁸

Obowiązujące koncesje na poszukiwanie lub rozpoznawanie gazu ziemnego z ze złóż niekonwencjonalnych zostały wydane na okres do 6 lat. Zdecydowana większość z nich wygasa w ciągu najbliższych trzech lat. W celu kontynuacji prac, po przedłożeniu umotywowanych wniosków, koncesje mogą być przedłużone. Przed wygaśnięciem koncesji poszukiwawczej spodziewane jest udokumentowanie złoża i złożenie wniosków o udzielenie koncesji na wydobywanie węglowodorów ze złóż.

Tabela 5. Przedsiębiorstwa posiadające koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w Polsce według stanu na dzień 1 stycznia 2014 r.

Firma	Łączna liczba wszystkich koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnie złóż węglowodorów	Liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie jedynie konwencjonalnych złóż węglowodorów	Liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie łącznie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węglowodorów	Liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie wyłącznie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów
Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o	2	-	2	-
Baltic Energy Resources Sp. Z o.o.	1	-	1	-
Baltic Gas Sp. Z o.o. i wspólnicy spółka komandytowa	1	-	1	-
Baltic Oil&Gas S.p. z o.o.	3	-	3	-
Blue Energy Sp. Z o.o.	1	1	-	-
CalEnergy Resources Poland Sp. Z o.o.	2	2	-	-
Canadian International Oil Poland Sp. Z o.o.	2	-	2	-
Celtique Energie Poland Sp. Z o.o.	2	2	-	-
Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o.	4	-	4	-
Cuadrilla Polska Sp. z o.o.	2	-	2	-
DPV Services Sp z o.o.	10	10	-	-
ECO ENERGY 2010 Sp. z o.o.	4	-	4	-
Energia Cybinka Sp. z	1	1	-	-

⁸ Źródło: Ministerstwo Środowiska

o.o. Sp. kom.				
Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. kom.	2	2	-	--
Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. kom.	4	4		-
Energia Torzym Sp. z o.o. Sp. kom.	1	1		
Energia Zachód Sp. z o.o.	3	2	1*	-
Eni Polska Sp. z o.o.	2	-	-	2
Exxon Mobil Exploration and Production Poland Sp. z o.o.	1	-	-	1
FX Energy Sp. z o.o.	10	10	-	-
Gas Plus International Sp. z o.o.	1	1	-	-
Gora Energy Sp. z o.o. (San Leon Energy Plc)	1	-	1	-
Helland Investments Sp. z o.o. (Realm Energy International Co.)	1	-	1	-
Indiana Investmetns Sp. z o.o. (BNK Petroleum)	2	-	2	-
Joyce Investments Sp. z o.o. (Realm Energy International Co.)	1	-	1	-
Lane Energy Poland Sp. z o.o. (3 Legs Resources Plc)	3	-	3	-
Lane Energy Exploration Poland Sp. z o.o.	3	-	3	-
Liesa Energy Sp. z o.o. (San Leon Energy Plc)	1	-	-	1
LOTOS Petrobaltic S.A.	8	-	8	-
Mac Oil (Poland) Sp. z o.o.	1	-	1	-
Marathon Oil Poland Sp. z o.o.	4	-	4	-
Maryani Investments Sp. z o.o. (Realm Energy International Co.)	1	-	1	-
Merill Investments S.A.	2	2	-	-
Olesnica LLP Sp. osobowa z o.o.	1	-	-	1
Orlen Upstream Sp. z o.o. (PKN Orlen S.A.)	10	-	8+1*	1
PGNiG S.A.	85	70	15	-
RWE Dea AG S.A.	4	4	-	-
San Leon Czersk Sp. z o.o.	1	-	-	1
San Leon Praszka Sp. z o.o.	1	-	-	1
San Leon Rawicz Sp. z o.o.	1	-	1	-
San Leon Wschowa Sp. z o.o.	1	-	1	-
Saponis Investments Sp. z o.o.	3	-	3	-

(BNK Petroleum)				
Sierra Bravo Sp. z o.o. (JULIFIELD LLC)	2	2	-	-
Silurian Sp. z o.o. (PETROLINVEST S.A.)	5	-	5	-
South Prabuty LLP Sp. z o.o.	1	-	-	1
Strzelecki Energia Sp. z o.o.	3	-	-	3
Wisent Oil&Gas Sp. z o.o.	4	-	4	-
Wieluń LLP Sp. z o.o.	1	-	-	1
Razem	210	114	83	13

Źródło: Ministerstwo Środowiska

* dotyczy niekonwencjonalnych złóż gazu typu „tight gas”

W 2013 r. trwały prace nad przygotowaniem dwóch kluczowych dla sektora poszukiwawczo-wydobywczego projektów legislacyjnych:

- projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw,
- projektu ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym, o zmianie ustawy o podatku od wydobycia niektórych kopalin oraz o zmianie niektórych innych ustaw.

W 2013 r. projekty ustaw zostały przyjęte przez Radę Ministrów i skierowane do prac parlamentarnych.

Najważniejsze elementy projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw to⁹:

- zniesienie koncesjonowania fazy poszukiwania węglowodorów oraz wprowadzenie jednej koncesji poszukiwawczo-rozpoznawczo-wydobywczej,
- udzielanie koncesji ma następować w ramach procedury przetargowej, składającej się z trzech etapów – postępowania kwalifikacyjnego, mającego na celu ustalenie podmiotów uprawnionych do złożenia oferty w przetargu, postępowania przetargowego – wybór najkorzystniejszej oferty oraz zawarcia umowy o współpracy;
- wprowadzenie możliwość ubiegania się o koncesje przez kilka podmiotów łącznie, w sytuacji, gdy złożą wspólnie jedną ofertę w ramach przetargu i wskażą operatora. Koncesja będzie udzielana na okres 10 – 30 lat,
- wprowadzenie jednej dokumentacji geologiczno-inwestycyjnej zamiast dwóch osobnych: geologicznej i projektu zagospodarowania złoża,

⁹ Projekt został przekazany pod obrady Rady Ministrów w dniu 7 lutego 2014 r. Rada Ministrów przyjęła projekt w dniu 11 marca 2014 r. następnie został on przekazany do prac w Sejmie. Ustawa została przyjęta przez Sejm w dniu 10 czerwca 2014 r. W projekcie przekazanym do Sejmu wprowadzono wiele istotnych zmian w stosunku do wersji procedowanej w 2013 r.

- zobowiązanie podmiotów prowadzących działalność w zakresie poszukiwań, rozpoznania i wydobywania węglowodorów do ścisłego przestrzegania harmonogramu prac oraz przesyłania informacji o ich wynikach oraz próbek geologicznych organowi koncesyjnemu,
- wprowadzenie ułatwień dotyczących uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach,
- wprowadzenie konieczności składania przez koncesjonariuszy zabezpieczeń z tytułu niewykonania zamierzonych prac,
- rezygnacja z powoływania spółki pn. „Narodowy Operator Kopalni Energetycznych”, poprzez którą miał być realizowany bezpośredni udział Państwa w wydobywaniu.

Najważniejsze elementy projektu ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym, o zmianie ustawy o podatku od wydobywania niektórych kopalni oraz o zmianie niektórych innych ustaw to:

- wprowadzenie specjalnego podatku węglowodorowego – stawka wynosi od 0 do 25% zysku (wskaźnik R to stosunek skumulowanych przychodów do skumulowanych wydatków kwalifikowanych):
 - 0% podstawy opodatkowania, w przypadku, gdy wskaźnik R jest mniejszy niż 1,5,
 - $(25 \times R - 25)/100$ %, w przypadku, gdy wskaźnik R zawiera się w przedziale pomiędzy 1,5 a 2,
 - 25% podstawy opodatkowania gdy wskaźnik R jest równy lub większy od 2,
- objęcie podatkiem od wydobywania niektórych kopalni gazu ziemnego i ropy naftowej. Podstawą opodatkowania miałyby być wartości wydobytych surowców. Stawka miałyby wynosić:
 - 1,5% lub 3% dla gazu ziemnego (w zależności od jakości złoża),
 - 3% lub 6% dla ropy naftowej (w zależności od jakości złoża).

Obowiązek zapłaty obu projektowanych podatków powstaje od dnia 1 stycznia 2020 r.

4.3. Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego poza granicami Polski i jego wpływ na poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju

W 2013 r. GK PGNiG prowadziła prace poszukiwawcze na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w Pakistanie, Egipcie i Libii (projekty poszukiwawcze w Libii i Norwegii prowadzone były przez spółki zależne PGNiG S.A.).

Spółka PGNiG Norway AS powołana została w 2007 r. w celu poszukiwania i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Spółka posiada 14 licencji na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym na dwóch koncesjach jest operatorem. Pod koniec 2012 r. spółka PGNiG Norway AS rozpoczęła pierwsze zagraniczne wydobycie ropy naftowej i gazu ze złoża Skarv. W 2013 r. wydobycie ropy naftowej wyniosło ok. 300 tys. ton, natomiast gazu ziemnego ok. 350 mln m³.

5. Stan i rozwój infrastruktury gazowej

5.1. Stan techniczny infrastruktury gazowej – charakterystyka systemu przesyłowego. Możliwości dywersyfikacji dostaw i bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

W 2013 r. spółka OGP Gaz-System S.A. zarządzała własną siecią gazociągów przesyłowych o długości 10 077 km w tym:

- 9 420,47 km w systemie gazu wysokometanowego E;
- 656 ,62 km w systemie gazu zaazotowanego Lw.

Informacje dotyczące majątku zarządzanego przez OGP Gaz-System S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2013 r. przedstawia tabela 6.

Tabela 6. System przesyłowy zarządzany przez OGP Gaz-System S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2014 r.

L.p.	Elementy systemu przesyłowego	Jednostka	OGÓLEM
1.	Gazociągi przesyłowe	km	10 077
1.1.	w tym oddane w 2013 r.	km	43,6
2.	Stacje gazowe	szt.	882
3.	Węzły	szt.	57
4.	Tłocznie	szt.	14

Źródło: dane z OGP Gaz-System S.A. z dnia 31 marca 2014 r.

Na dzień 31 grudnia 2013 r. ilość stacji przesyłowych będących punktami wejścia do systemu oraz punktami wyjścia z systemu wynosiła odpowiednio:

- liczba punktów wejścia (krajowe i importowe): 63
- liczba punktów wyjścia: 966

System przesyłowy dysponuje 14 tłoczniami gazu, o łącznej zainstalowanej mocy 147,1 MW.

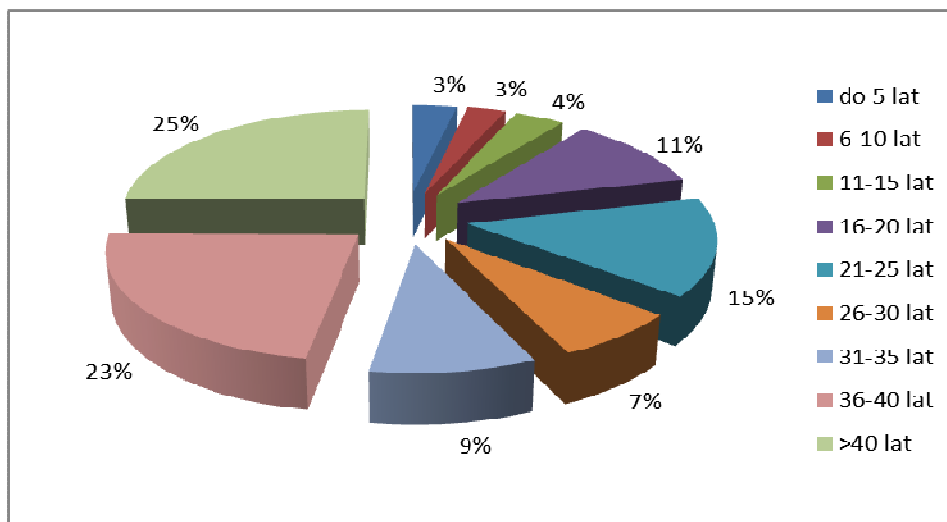
Infrastruktura systemu przesyłowego (stan na dzień 31 grudnia 2013 r.) według struktury wiekowej istniejących gazociągów przedstawia tabela 7 i rysunek 2.

Tabela 7. Gazociągi przesyłowe zarządzane przez OGP Gaz-System S.A. według struktury wiekowej, stan na dzień 31 grudnia 2013 r.

Przedział wiekowy	Długość gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej [km]	%
Poniżej 5 lat	337	3,34 %
6-10 lat	302	3,00 %
11-15 lat	378	3,75 %
16-20 lat	1 113	11,05 %
21-25 lat	1 491	14,80 %
26-30 lat	735	7,29%
31-35 lat	944	9,37%
36-40 lat	2 273	22,56%
Powyżej 40 lat	2 503	24,84 %
Razem	10 077	100 %

Źródło: dane z OGP Gaz-System S.A. z dnia 31 marca 2014 r.

Rysunek 2. Gazociągi przesyłowe zarządzane przez OGP Gaz-System S.A. według struktury wiekowej stan na dzień 31 grudnia 2013



Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych OGP Gaz-System S.A.

Poniżej przedstawiono mapę systemu przesyłowego.

Rysunek 3. Mapa systemu przesyłowego



System przesyłowy zarządzany przez OGP Gaz-System S.A. zasilany jest w gaz z następujących punktów wejścia:

1. Punkty wejścia związane z importem gazu:

a) granica wschodnia:

- Drozdowicze – granica polsko-ukraińska
- Wysokoje – granica polsko-białoruska
- Tietierowka – granica polsko-białoruska

b) granica zachodnia:

- Lasów – granica polsko-niemiecka

c) granica południowa:

- Cieszyn – granica polsko-czeska

d) układ Systemu Gazociągów Tranzytowych (polski odcinek gazociągu Jamał-Europa):

- Kondratki
- Włocławek
- Lwówek
- Mallnow (rewers wirtualny)

d) połączenia lokalne realizujące import lokalny:

- Gubin – na granicy polsko-niemieckiej
- Branice – na granicy polsko-czeskiej

2. Punkty wejścia związane ze złożami krajowymi:

a) kopalnie w systemie gazu wysokometanowego – 37 punktów wejścia,

b) odazotownie KRIO Odolanów i Grodzisk – łączące systemy gazu zaazotowanego i wysokometanowego (punkty wejścia do systemu gazu wysokometanowego),

c) węzły w systemie gazu zaazotowanego – 4 punkty wejścia: Krobia, Kotowo, Chynów, Nowe Tłoki,

d) kopalnie w systemie gazu zaazotowanego – 3 punkty wejścia: Mchy, Radlin, Roszków.

3. Punkty wejścia związane z podziemnymi magazynami gazu PMG – W 2013 r. do systemu przesyłowego podłączonych było 6 instalacji w systemie gazu wysokometanowego, które podczas realizacji odbioru gazu są punktami wejścia do systemu.

W 2013 r. spółka świadczyła usługę przesyłania paliwa gazowego za pomocą krajowego systemu przesyłowego dla 17 podmiotów, przesyłając do odbiorców końcowych ok. 15,4 mld m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy. Ponadto w 2013 r. spółka świadczyła usługi przesyłowe na zasadach rewersu na gazociągu jamalskim dla 13 podmiotów.

System Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa

Właścicielem polskiego odcinka gazociągu biegnącego z Rosji poprzez Białoruś i Polskę do Europy Zachodniej jest SGT EuRoPol GAZ S.A. Akcjonariuszami SGT EuRoPol Gas S.A. są: OOO „Gazprom Eksport” (48%), PGNiG S.A. (48%) oraz Gas-Trading S.A. (4%)¹⁰.

Gazociąg przebiega przez terytorium Polski od granicy polsko-białoruskiej w rejonie miejscowości Kondratki do granicy polsko-niemieckiej w rejonie miejscowości Górzycy, a długość jego polskiego odcinka wynosi 683,9 km.

Parametry techniczne gazociągu Jamał-Europa:

- ciśnienie robocze - 8,4 MPa
- średnica gazociągu - DN1400
- 1 punkt wejścia - Kondratki
- 3 punkty wyjścia - Mallnow, Lwówek, Włocławek
- 5 tłoczni gazu o łącznej mocy 400 MW - TG Kondratki, TG Zambrów, TG Ciechanów, TG Włocławek, TG Szamotuły
- przepustowość - 30,72 mld m³ gazu rocznie, w tym punkty wejścia do polskiego systemu gazowego Włocławek i Lwówek o przepustowościach odpowiednio: 8,4 i 6,48 mln m³/d.

W 2013 r. polskim odcinkiem gazociągu tranzytowego przesłano ok. 27,792 mld m³ gazu ziemnego dla OOO „Gazprom Eksport” oraz ok. 4,113 mld m³ na potrzeby krajowe (w tym rewers wirtualny 1,9 mld m³).

¹⁰ Zgodnie z art. 2 lit. a) protokołu o wniesieniu zmian do Porozumienia między rządem RP a Rządem FR o budowie systemu gazociągów dla tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium RP i dostawach rosyjskiego gazu do RP z 25 sierpnia 1993 r. podpisanego w dniu 29 października 2010 r. – nastąpi zmiana składu akcjonariatu w Spółce EuRoPol GAZ S.A. – PGNiG S.A. i OOO „Gazprom Eksport” posiadać będzie po 50% akcji.

5.2. Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego – planowane i realizowane projekty

Głównym elementem zapewniającym bezpieczeństwo energetyczne kraju jest dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, jak również rozbudowa infrastruktury gazowej, w szczególności połączeń międzysystemowych. Działania te przyczyniają się do liberalizacji rynku gazu ziemnego oraz bezpośrednio wpływają na wzrost poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

Budowa terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu

Zgodnie z art. 3 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o *inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu* (Dz. U. z 2009 r. Nr 84, poz. 700) nadzór nad przygotowaniem i realizacją inwestycji w zakresie terminalu sprawuje minister właściwy do spraw Skarbu Państwa.

Zdolność regazyfikacyjna budowanego terminalu LNG w Świnoujściu wynosić będzie 5 mld m³/rok. Jednakże, w zależności od rozwoju rynku gazu ziemnego, będzie istniała możliwość jego rozbudowy do 7,5 mld m³/rok. Zakończenie inwestycji planowane jest na koniec 2014 r. W 2009 r. podpisana została umowa pomiędzy spółkami Polskie LNG S.A. i PGNiG S.A. w sprawie świadczenia usług regazyfikacji oraz usług dodatkowych. Spółce PGNiG S.A. zarezerwowana została moc na poziomie 370 000 m³/h (tj. 3,241 mld m³) z oferowanych 570 000 m³/h (tj. 4,993 mln m³). Dostępnych pozostaje więc, dotychczas niezaalokowanych, ok. 35% mocy regazyfikacyjnej, tj. ok. 200 tys m³/h (1,75 mld m³ gazu ziemnego rocznie).

W 2013 r. kontynuowane były prace przy budowie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu.

Realizacja inwestycji obejmuje następujące projekty:

- budowę terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego realizowaną przez spółkę Polskie LNG S.A.:
 - w kwietniu i maju 2013 r. zakończono betonowanie kopuły dwóch zbiorników, a w czerwcu 2013 r. rozpoczęto w obu zbiornikach budowę stalowych zbiorników wewnętrznych;
 - w lipcu 2013 r. zakończono montaż ramion rozładunkowych LNG oraz zamontowano pompy w komorze pożarowej,

- o we wrześniu 2013 r. Komitet Wykonawczy pozytywnie zaopiniował zmieniony harmonogram projektu Składowego Terminalu, zgodnie z którym zakończenie prac budowlanych, uzyskanie pozwolenia na użytkowanie oraz podpisanie protokołu odbioru do użytkowania nastąpi do dnia 31 grudnia 2014 r.

Zgodnie z informacjami uzyskanymi od spółki OGP Gaz-System S.A. na koniec 2013 r. zaawansowanie prac na wszystkich obszarach budowy terminalu regazyfikacyjnego osiągnęło poziom 78,4%.

- budowę gazociągu Świnoujście – Szczecin o średnicy DN 800 i długości ok. 80 km wraz z odcinkiem przyłączeniowym terminalu LNG do sieci przesyłowej gazu ziemnego oraz infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województwa zachodniopomorskiego. Projekt realizowany jest przez spółkę OGP Gaz-System S.A.; W 2013 r. zakończone zostały wszystkie prace montażowe i spawalnicze. W grudniu dokonano odbioru technicznego i nagazowano pierwszą część gazociągu na terenie śluzy odbiorczej w Goleniowie. Gazociąg przekazano do użytkowania przełomie maja i czerwca 2014 r.
- budowę infrastruktury zapewniającej dostęp do portu zewnętrznego, w tym budowę falochronu, toru wodnego, obrotnicy oraz oznakowania nawigacyjnego związanego z wymienioną infrastrukturą, poszerzenia istniejącego toru wodnego do Świnoujścia jak również przebudowy istniejącego falochronu, realizowaną przez Urząd Morski w Szczecinie – inwestycja budowy falochronu osłonowego zakończona została w grudniu 2012 r.
- budowę infrastruktury portowej realizowaną przez Zarząd Portów Morskich Szczecin i Świnoujście S.A. – inwestycja zakończona w maju 2013 r. Do realizacji pozostały roboty dodatkowe wyłączone z kontraktu głównego.

Budowa tzw. „rewersu fizycznego” na polskim odcinku gazociągu jamalskiego (punkt Mallnow)

W ramach rewersu wirtualnego możliwe jest świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego z kierunku zachodniego na zasadach przerywanych w ilości odpowiadającej zdolnościom technicznym punktów wyjścia z gazociągu we Włocławku i Lwówku, czyli ok. 5,4 mld m³/rok (620 tys. m³/h).

W styczniu 2012 r. spółka OGP Gaz-System S.A. w celu realizacji obowiązku wdrożenia świadczenia usługi odwróconego przepływu gazu zgodnie z rozporządzeniem

994/2010, rozpoczęła projekt w zakresie przygotowania do budowy rewersu fizycznego w punkcie Mallnow. W dniu 21 listopada 2012 r. spółki OGP Gaz-System S.A. i GASCADE Gastransport GmbH podpisały *Porozumienie o współpracy w zakresie rozbudowy Punktu Mallnow – Agreement for the expansion of the Mallnow metering station*. W 2013 r. kontynuowano inwestycję, która została ostatecznie zakończona i oddana do użytkowania w kwietniu 2014 r. Usługa fizycznego przesyłu zwrotnego gazu ziemnego będzie dostępna jedynie w przypadku braku przepływu gazu ziemnego z kierunku Białorusi.

W wyniku realizacji rozbudowy punktu Mallnow możliwe jest świadczenie usługi przesyłania gazu ziemnego z Niemiec do Polski poprzez gazociąg Jamał-Europa na zasadach ciągłych w ilości ok. 620 tys. m³/h (5,4 mld m³/rok), w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowej skutkującej brakiem dostaw z kierunku wschodniego. Dzięki realizacji przedmiotowej inwestycji zwiększy się poziom bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski.

Po oddaniu do użytkowania OGP Gaz-System S.A. zorganizował aukcje na przepustowości na II i III kwartał 2014 r. W przygotowaniu są aukcje na kolejne lata gazowe.

Projekt rozbudowy połączenia międzysystemowego z Niemcami w rejonie Lasowa

W maju 2013 r. spółki OGP Gaz-System S.A. oraz ONTRAS podpisały Memorandum of Understanding (*Memorandum of Understanding concerning the future bundled offering of products At the IP Lasów as well as the further development of the IP Lasów capacities*) w zakresie poprawy funkcjonalności systemu, poprzez zwiększenie przepustowości w punkcie Lasów oraz rozwoju systemu przesyłowego w Polsce i w Niemczech. W 2013 r. toczyły się prace koncepcyjne dotyczące tego projektu.

Projekt budowy połączenia międzysystemowego z Czechami w okolicy Cieszyna

Projekt połączenia międzysystemowego z Czechami prowadzony jest przez spółkę OGP Gaz-System S.A. wspólnie ze spółką Net4Gas – czeskim operatorem systemu przesyłowego.

Po zakończeniu w 2011 r. I etapu rozbudowy połączenia polsko-czeskiego, spółki rozpoczęły prace w zakresie zapewnienia możliwości dalszego zwiększenia przepustowości nowego połączenia. Przygotowana została analiza uwarunkowań realizacji projektu rozbudowy połączenia transgranicznego Polska-Czechy. Wyniki analiz wskazują na potrzebę zwiększenia przepustowości pomiędzy systemami przesyłowymi Polski i Czech poprzez

budowę nowego gazociągu o długości ok. 107,6 km (Libhost – Hat – Kędzierzyn), umożliwiającą stopniowe zwiększanie możliwości przesyłu gazu w zależności od zapotrzebowania rynku w ilości od 6 do 10 mld m³/rok w kierunku Polski. Projekt zakłada także możliwość odwróconego przepływu, tj. z Polski do Czech na poziomie 5 mld m³/rok.

W 2013 r. spółki realizujące projekt kontynuowały działania w zakresie prac inwestycyjnych mających na celu określenie uwarunkowań prawno-regulacyjnych, organizacyjno-technicznych oraz ekonomicznych możliwości realizacji połączenia Polska – Czechy. W dniu 7 marca 2013 r. OGP Gaz-System S.A. i Net4Gas podpisały umowę o współpracy (Cooperation Agreement), zgodnie z którą spółki będą prowadziły dalsze prace przygotowawcze do podjęcia decyzji inwestycyjnej dla projektu.

Projekt rozbudowy zdolności przesyłowych pomiędzy Polską a Czechami wpłynie na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski. Połączenie to zapewni techniczny dostęp do czeskiego systemu przesyłowego, a w dalszej kolejności dostęp go gazu przesyłanego do Czech z kierunku niemieckiego oraz za pośrednictwem systemu przesyłowego Słowacji możliwość dostępu do węzła gazowego w austriackim Baumgarten.

Połączenie to docelowo stanowić będzie jeden z istotnych elementów systemu przesyłowego regionu Europy Środkowej, zintegrowanego w ramach koncepcji gazowego korytarza Północ-Południe.

W październiku 2013 r. KE opublikowała europejską listę projektów wspólnego zainteresowania (PCI), na której, dzięki staraniom Ministerstwa Gospodarki, znalazł się projekt połączenia gazowego Polska – Czechy w ramach gazowego połączenia międzysystemowego Północ – Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej.

Projekt połączenia gazociągiem ze złożami skandynawskimi

Projekt budowy gazociągu Baltic Pipe obejmuje budowę gazociągu łączącego systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Danii. Projekt Baltic Pipe wpisuje się w unijną koncepcję Korytarza Północ-Południe.

Projekt w dalszym ciągu znajduje się w fazie przedinwestycyjnej. W 2013 r. OGP Gaz-System S.A. prowadził prace analityczne w zakresie sformułowania rekomendacji odnośnie optymalnego wariantu realizacji budowy gazociągu Baltic Pipe w ramach BEMIP.

W październiku 2013 r. KE opublikowała europejską listę projektów wspólnego zainteresowania (PCI), na której znalazł się, dzięki staraniom Ministerstwa Gospodarki,

projekt połączenia gazowego Polska – Dania, w ramach Planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu – BEMIP.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska – Litwa

Projekt połączenia Polska – Litwa jest elementem integrowania europejskich systemów gazowych i kształtowania zliberalizowanego rynku gazu w północno-wschodniej części Europy. Projekt umożliwi integrację rynku gazu w rejonie Morza Bałtyckiego, a także zmniejszenie uzależnienia krajów bałtyckich od dostaw gazu wyłącznie z jednego kierunku. Projekt ten jest elementem planowanego Korytarza Gazowego Północ-Południe.

W 2013 r. OGP Gaz-System S.A., wraz z litewskim OSP - spółką AB Amber Grid kontynuowały działania mające na celu określenie uwarunkowań prawno-regulacyjnych, organizacyjno-technicznych oraz ekonomicznych możliwości realizacji połączenia Polska – Litwa.

Spółki realizujące projekt złożyły wspólny wniosek o dofinansowanie prac przedinwestycyjnych dotyczących projektu GIPL w ramach unijnego programu TEN-E na rok 2013 r. Wniosek „*Dokumentacja oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko do uzyskania decyzji środowiskowej dla połączenia gazociągowego Polska – Litwa*” otrzymał dofinansowanie. Decyzja indywidualna jest przygotowywana przez KE.

W sierpniu 2013 r. obie spółki podpisały porozumienie o współpracy (Cooperation Agreement) w zakresie wspólnego prowadzenia prac przygotowawczych i projektowych do realizacji projektu GRIP (Gas Regional Investment Plan).

Projekt połączenia międzysystemowego Polska – Słowacja

Projekt połączenia międzysystemowego Polska – Słowacja realizowany będzie wspólnie przez spółki OGP Gaz-System S.A oraz Eustream A.S., słowackiego operatora systemu przesyłowego. W 2013 r. obie spółki kontynuowały prace w zakresie określenia uwarunkowań prawno-regulacyjnych, organizacyjno-technicznych oraz ekonomicznych możliwości realizacji połączenia Polska – Słowacja. Projekt znajduje się w fazie przedinwestycyjnej.

W listopadzie 2011 r. KE przyznała wsparcie dla projektu *Wstępna analiza wykonalności gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja (opis uzasadnienia ekonomicznego i przygotowanie wstępnej analizy wykonalności)* w wysokości 105 tys. EUR w ramach programu TEN-E (*Trans-European Networks – Energy*).

Projekt połączenia gazowego Polska – Słowacja, dzięki staraniom Ministerstwa Gospodarki, znalazł się na opublikowanej w październiku 2013 r. przez KE liście kluczowych projektów w sektorze energetycznym, otrzymując status projektu PCI w ramach gazowego połączenia międzysystemowego Północ – Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej.

W dniu 22 listopada 2013 roku Ministrowie Gospodarki Rzeczypospolitej Polskiej i Republiki Słowackiej podpisali Umowę między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Republiki Słowackiej o współpracy na rzecz realizacji projektu gazociągu łączącego polski i słowacki system przesyłowy. Przedmiotem Umowy jest wypracowanie mechanizmów współpracy administracji rządowej obu państw na rzecz realizacji projektu gazociągu łączącego systemy przesyłowe Polski i Słowacji przez inwestorów strategicznych (OGP Gaz-System SA, Eustream a.s.), a także wypracowanie mechanizmów nadzoru przygotowań oraz postępów w realizacji inwestycji. Umowa weszła w życie w dniu 18 kwietnia 2014 r.

5.3. Raport z postępów w rozwoju infrastruktury liniowej - rozbudowa systemu przesyłowego i likwidacja „wąskich gardeł” w systemie

Spółka OGP Gaz-System S.A. w celu zapewnienia bezpieczeństwa przesyłu gazu istniejącym systemem przesyłowym, w 2013 r. zrealizowała prace inwestycyjne, w tym modernizacyjne i remontowe, na łączną kwotę ok. 1 223 mln zł. Inwestycje realizowane przez OGP Gaz-System S.A. określone są w obowiązującym na lata 2009 -2014 Planie Rozwoju i związane są głównie z budową i przyłączeniem do systemu przesyłowego terminalu skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu oraz niezbędną w tym zakresie modernizacją i rozbudową systemu przesyłowego. Większość z realizowanych przez spółkę zadań inwestycyjnych jest w końcowej fazie realizacji i powinna zostać zakończona w 2014 r.

Do inwestycji tych zaliczają się zadania inwestycyjne:

1. Inwestycje umożliwiające odbiór i rozprowadzenie gazu importowanego z nowych źródeł gazu w północno - zachodniej Polsce.

Do strategicznych inwestycji w tym zakresie należy zaliczyć budowę gazociągów:

- **Świnoujście – Szczecin** (DN 800 MOP 8,4 MPa L=80 km) – w 2013 r. zakończono budowę gazociągu, w 2014 r. planowane jest uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji.¹¹
- **Szczecin – Gdańsk** (DN 700 MOP 8,4 MPa L=267 km) – budowa gazociągu podzielona została na IV etapy:
 1. etap I Płoty – Karlino – planowane zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na październik 2014 r.
 2. etap II Karlino – Koszalin – w 2013 r. zakończono prace wykonawcze, kontynuowano rekultywację terenu i odbudowy dróg. Planowane zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na październik 2014 r.
 3. etap III Koszalin – Słupsk – w 2013 r. zakończono humusowanie, rozwózkę rur i spawanie liniowe - planowane zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na październik 2014 r.
 4. etap IV Słupsk – Wiczlino – w 2013 r. zakończono rozwózkę rur, trwały prace wykonawcze (humusowanie, spawanie liniowe) planowane zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest w listopadzie 2014 r.
- **Szczecin – Lwówek** (DN 700 MOP 8,4 MPa L=188 km) – budowa gazociągu podzielona została na dwa etapy:
 1. etap I Szczecin – Gorzów Wielkopolski – w 2013 r. zakończono humusowanie i rozwózkę rur, prowadzono prace wykonawcze i montażowe oraz próby ciśnieniowe, planowane zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na listopad 2014 r.
 2. etap II Gorzów Wielkopolski – Lwówek – w 2013 r. zakończono humusowanie i rozwózkę rur, prowadzono prace wykonawcze i montażowe oraz próby ciśnieniowe, zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na listopad 2014 r.

¹¹ W dniu 12 czerwca 2014 r. wydana została decyzja na użytkowanie gazociągu Świnoujście – Szczecin.

2. Inwestycje umożliwiające współpracę systemu przesyłowego z magazynami gazu w Polsce.

W celu polepszenia współpracy systemu przesyłowego z rozbudowywanymi przez PGNiG S.A. magazynami budowane są następujące gazociągi:

- gazociąg przyłączeniowy do PMG Kosakowo relacji **Wiczlino - Reszki – Kosakowo** (DN 500 MOP 8,4 MPa L=22,5 km) oraz
- gazociąg wspierający funkcjonowanie rozbudowywanych magazynów KPMG Mogilno i PMG Wierzchowice relacji **Gustorzyn – Odolanów** (DN 700 MOP 8,4 MPa L=168 km) budowa gazociągu podzielona została na dwa etapy:
 1. etap I Gustorzyn – Turek - w 2013 r. zakończono humusowanie, rozwózkę rur, spawanie montażowe i układkę. Wykonano przewierty HDD oraz próby ciśnieniowe. Pod koniec 2013 r. rozpoczęła pracę komisja ds. odbioru technicznego. Zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na lipiec 2014 r.
 2. etap II Turek – Odolanów – w 2013 r. zakończono humusowanie, rozwózkę rur, spawanie liniowe. Prowadzone są prace wykonawcze. Zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na listopad 2014 r.

Z budową gazociągu Gustorzyn – Odolanów związane są następujące zadania modernizacyjne:

- **modernizacja węzła Gustorzyn** – (województwo kujawsko – pomorskie) rozbudowa węzła ma na celu przygotowanie węzła do wprowadzenia gazociągów strategicznych Odolanów – Gustorzyn oraz gazociągu Rembelszczyzna – Gustorzyn. W 2013 r. zakończono prace budowlane i dokonano odbioru końcowego. Aktualnie trwa formalno–prawne zakończenie inwestycji oraz rozliczenie finansowe. Uzyskanie decyzji o pozwoleniu na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji nastąpiło w lutym 2014 r.
- **modernizacja węzła Odolanów** – (województwo wielkopolskie) modernizacja obejmowała rozbudowę węzła rozdzielczo – regulacyjnego w Odolanowie. W 2013 r. wybudowano węzeł i podpisano protokół końcowy. Złożony został wniosek o pozwolenie na użytkowanie. Uzyskanie decyzji o pozwoleniu na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji nastąpiło w lutym 2014 r.

3. Inwestycje zwiększające stopień niezawodności przesyłu przez główne wejścia importowe.

Do inwestycji zwiększających stopień niezawodności dostaw z głównych wejść importowych należy zaliczyć:

- **budowę gazociągu Rembelszczyzna - Gustorzyn** (DN 700 MOP 8,4 MPa L= 176 km), (woj. mazowieckie/kujawsko-pomorskie) – podzielono na trzy etapy:
 1. etap I Gustorzyn – Płock – w 2013 r. zakończono humusowanie, rozwózkę rur, spawanie montażowe i układkę. Wykonano wszystkie przewierty HDD na odcinku. Prowadzone są prace wykonawcze (próby, gotowość do próby). Zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na wrzesień 2014 r.
 2. etap II Rembelszczyzna – Płońsk – w 2013 r. zakończono humusowanie, rozwózkę rur, spawanie montażowe, układkę i próby. Wykonano wszystkie przewierty HDD na odcinku i powołano Komisję Odbioru Technicznego dla II etapu. Zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na wrzesień 2014 r.
 3. etap III Płock – Płońsk – w 2013 r. zakończono humusowanie, rozwózkę rur, spawanie liniowe. Prowadzone są prace wykonawcze (układka) oraz odwadnianie liniowe na odcinku. Zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na wrzesień 2014 r.
- **budowę gazociągu Lasów – Jeleniów** (województwo dolnośląskie) (DN 700 8,4 MPa L=17,5 km - w 2013 r. zakończona została faza projektowa (uzyskano Decyzję Środowiskową, Decyzję Lokalizacyjną i pozwolenie na budowę), podpisano umowę na dostawę armatury oraz ogłoszono postępowanie na wybór Wykonawcy Robót. Zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na sierpień 2015 r.
- **budowę gazociągu Czeszów – Wierzchowice** (województwo dolnośląskie) (DN 1000 MPa 8,4 L=14 km) – w 2013 r. podpisano umowę na wykonanie projektu koncepcyjnego, budowlanego i wykonawczego. Prowadzone były prace nad uzyskaniem Decyzji Środowiskowej, Decyzji Lokalizacyjnej oraz pozwolenia na budowę. Zakończenie opracowania dokumentacji projektowej wraz z uzyskaniem pozwolenia na budowę planowane jest w 2015. Zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na grudzień 2016 r.

- **budowę gazociągu Czeszów – Kiełczów** (województwo dolnośląskie) (DN 1000 MPa 8,4 L=33 km) – w 2013 r. podpisano umowę na prace planistyczne, umowę na wykonanie projektu koncepcyjnego, budowlanego i wykonawczego. Prowadzone były prace nad uzyskaniem Decyzji Środowiskowej, Decyzji Lokalizacyjnej oraz pozwolenia na budowę. Zakończenie opracowania dokumentacji projektowej wraz z uzyskaniem pozwolenia na budowę planowane jest w 2015 r. Zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na grudzień 2016 r.
- **budowę gazociągu Gałów – Kiełczów** (województwo dolnośląskie) (DN 500 MPa 8,4 L=41,7 km) – w 2013 r. prowadzona była faza projektowa, uzyskano Decyzję Środowiskową oraz Decyzję Lokalizacyjną, podpisano umowę na dostawy armatury oraz ogłoszono postępowanie na wybór Wykonawcy Robót. Zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest na listopad 2015 r.
- **budowę gazociągu Lwówek – Odolanów** (województwo wielkopolskie) (DN 1000 MPa 8,4 L=179 km) - podzielono na trzy etapy:
 - etap I – Lwówek – Krobia
 - etap II – Krobia – Odolanów
 - etap III – tłocznia Odolanów
 W 2013 r. podpisano umowę na wykonanie projektu koncepcyjnego, budowlanego i wykonawczego, prowadzone były prace nad uzyskaniem Decyzji Środowiskowej, Decyzji Lokalizacyjnej oraz pozwolenia na budowę. W zakresie realizacji inwestycji budowy tłoczni gazu Odolanów zlecono opracowanie dokumentacji projektowej. Zakończenie inwestycji, a więc uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji, planowane jest w 2017 r.

W 2013 r. spółka OGP Gaz-System S.A. oddała do użytkowania 43,60 km nowych gazociągów przesyłowych. W 2014 r. planowane jest zakończenie przez OGP Gaz-System S.A programu inwestycyjnego związanego z funkcjonowaniem terminala LNG w Świnoujściu. Poza samym obiektem terminala oddanych zostanie ok. 800 km gazociągów przesyłowych w północnej i centralnej Polsce. W ten sposób zostanie zwiększony stopień dywersyfikacji i bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do odbiorców krajowych.

Dla utrzymania infrastruktury systemu przesyłowego w stałej gotowości do pracy, OGP Gaz-System S.A., w ramach Planu Remontów w 2013 r. przeznaczył na remonty sieci

gazowej łącznie 56 mln zł w ramach których, wykonano 229 zadań remontowych o różnym zakresie prac.

W 2013 r. OGP Gaz-System S.A., zgodnie z art. 16 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, opracował i przedłożył do zatwierdzenia przez Prezesa URE, 10-letni Plan Rozwoju na lata 2014-2023. Plan ten zawiera zadania inwestycyjne w systemie przesyłowym do realizacji w perspektywie do 2023 r. a więc:

- inwestycje w ramach tzw. Korytarza Północ – Południe zmierzające do zapewnienia warunków do budowy zintegrowanego rynku gazu w krajach Europy Środkowo-Wschodniej,
- inwestycje w zakresie modernizacji krajowego systemu przesyłowego we wschodniej części Polski oraz zapewnienie warunków do integracji rynku gazu państw bałtyckich z rynkiem krajów Europy Środkowo-Wschodniej.

W systemie przesyłowym gazu ziemnego wysokometanowego jak i naazotowanego występują tzw. „wąskie gardła” czyli miejsca w systemie, w których powstają ograniczenia w przesyłach gazu ziemnego. Są to:

- w podsystemie gazu zaazotowanego Lw - w województwie lubuskim w obszarze oddziaływania gazociągu Kotowice – Głogów – Chynów i Głogów – Olszyniec. W celu poprawy przepustowości w tym rejonie realizowana jest budowa gazociągu Polkowice – Żary (DN 300 5,5 MPa L=66 km).
- w rejonie aglomeracji warszawskiej i łódzkiej oraz w rejonie południowego Mazowsza (Radom – Koźnice) – w celu poprawy przepustowości w rejonie w 2013 r. spółka OGP Gaz-System S.A. rozpoczęła kompleksową rozbudowę tzw. pierścienia warszawskiego – systemu gazociągów wokół Warszawy zasilających ww. obszary. Budowa tłoczni Rembelszczyzna oraz rozbudowa systemu w obszarze pierścienia warszawskiego przyczyni się do zniwelowania braku rezerw przepustowości w tych obszarach. Planowany termin zakończenia inwestycji to odpowiednio 2016 r. oraz 2019 r.
- w południowej Polsce w rejonie Śląska (obszar Odolanów – Tworóg – Tworzeń) ze względu na parametry techniczne występują ograniczenia w odbiorze paliwa gazowego. Rozbudowa systemu przesyłowego w rejonie południowej Polski jest niezbędna dla planowanej budowy połączeń z kierunku Czech i Słowacji.

5.4. Program rozbudowy pojemności instalacji magazynowych

W 2013 r. spółka PGNiG S.A. kontynuowała działania w zakresie rozbudowy istniejących i budowy nowych pojemności magazynowych w ramach „Programu rozwoju pojemności czynnej PMG” polegające na:

1. Budowie KPMG Kosakowo

Celem budowy KPMG Kosakowo jest stabilizacja zasilania w paliwa gazowe rejonu Trójmiasto-Koszalin. Na przełomie 2014 i 2015 r. planowane jest uzyskanie pojemności czynnej w wysokości 100 mln m³, natomiast przewidywany termin zakończenia rozbudowy magazynu do pojemności 250 mln m³ planowany jest na 2021 r. Obecnie pojemność KPMG Kosakowo wynosi 51,2 mln m³.

2. Rozbudowie KPMG Mogilno

Rozbudowa KPMG Mogilno do pojemności czynnej ok. 800 mln m³ planowana jest do 2021 r. W 2013 r. kontynuowane były prace związane z budową kawern oraz prowadzona była procedura przetargowa na realizację kolejnych pięciu kawern.

3. Rozbudowie PMG Wierzchowice

W 2013 r. kontynuowano prace związane z rozbudową magazynu, wybudowano i dokonano odbioru części napowierzchniowej. Rozbudowa PMG Wierzchowice do pojemności czynnej 1200 mln m³ została zakończona w 2014 r.

4. Rozbudowie PMG Husów

Rozbudowa PMG Husów ma na celu zwiększenie pojemności z 350 mln m³ do ok. 500 mln m³. Zakończenie rozbudowy planowane jest do końca 2014 r. Udostępnienie nowych zdolności magazynowych nastąpi w sezonie zatłaczania 2015 r.

5. Rozbudowie PMG Brzeźnica

Zakończenie rozbudowy PMG Brzeźnica z 65 mln m³ do pojemności czynnej 100 mln m³ planowane jest na 2016 r. Prowadzona jest procedura przetargowa na wybór wykonawcy prac budowlano-montażowych.

Realizacja projektów budowy nowych i rozbudowy podziemnych magazynów gazu w znaczący sposób przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez zwiększenie pojemności magazynowych, które mogą zostać wykorzystane do utrzymywania zapasów handlowych wykorzystywanych do bilansowania systemu oraz w sytuacjach awaryjnych.

Po zakończeniu realizacji inwestycji w zakresie rozbudowy PMG, pojemność czynna w instalacjach magazynowych w zakresie gazu ziemnego wysokometanowego wzrośnie

do wielkości rzędu ok. 2,9 mld m³ do roku 2015. Wielkość ta wynika z planowanej rozbudowy PMG Husów, KPMG Mogilno, KPMG Kosakowo i PMG Brzeźnica.

Planowany przyrost pojemności czynnych poszczególnych magazynów gazu do 2021 r. przedstawia tabela 8.

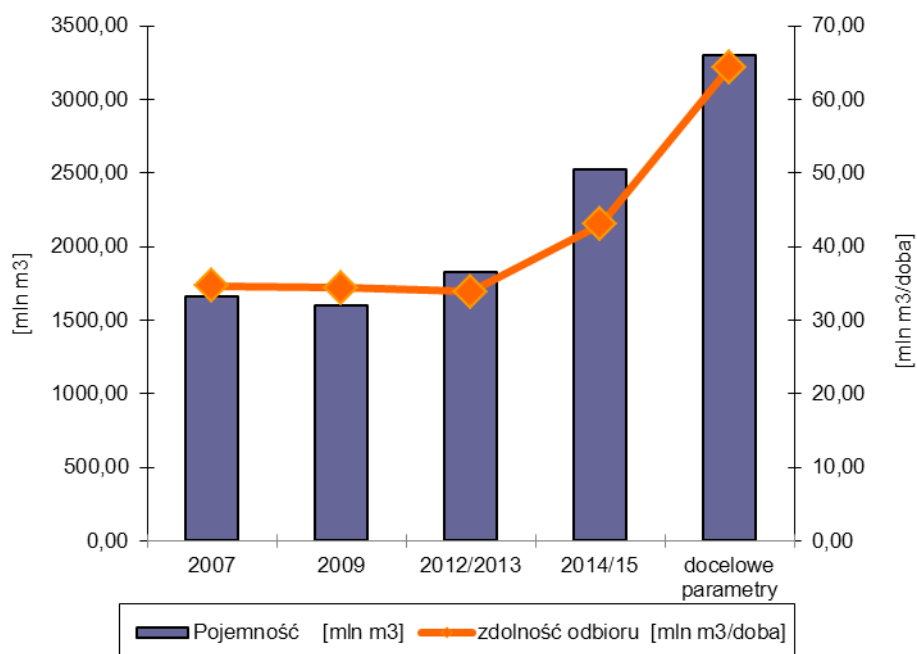
Tabela 8. Inwestycja PGNiG S.A. w podziemne magazyny gazu ziemnego do 2021 r.

Nazwa PMG	Rodzaj inwestycji	Obecna pojemność czynna*	Pojemność docelowa	Rok ukończenia inwestycji
		[mln m ³]	[mln m ³]	
Wierzchowice	rozbudowa	1 200,00	1200,00	2014
Mogilno	rozbudowa	407,89	800,00	2021
Husów	rozbudowa	350,00	500,00	2015
Strachocina	n.d.	360,00	360,00	n.d.
Swarzów	n.d.	90,00	90,00	n.d.
Brzeźnica	rozbudowa	65,00	100,00	2016
Kosakowo	budowa	51,2	250	2021
Suma		2 524,09	3300	

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych PGNiG S.A.

* stan na czerwiec 2014 r.

Rysunek 4. Przyrost pojemności oraz mocy PMG w latach 2007-2021



Inwestycje związane z budową nowych oraz rozbudową istniejących PMG otrzymały wsparcie finansowe w ramach POIiŚ na lata 2007-2013, oś priorytetowa X „*Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii*” w wysokości 750,7 mln zł, co stanowi ok. 25,2% wartości projektów.

5.5. Wykorzystanie funduszy Unii Europejskiej

Większość projektów infrastrukturalnych sektora gazowego, z uwagi na ich strategiczny charakter, została zgłoszona do dofinansowania z unijnych programów wsparcia. Pozyskanie przez Polskę środków na współfinansowanie strategicznych projektów gazowych pozwala na efektywną realizację inwestycji poprawiających bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz przyczynia się do większej integracji rynków gazowego ziemnego w Europie Środkowo-Wschodniej.

W 2013 r. polskie spółki przygotowujące projekty z obszaru infrastruktury gazowej (PGNiG S.A., OGP Gaz-System S.A. oraz Polskie LNG S.A.) mogły korzystać ze wsparcia finansowego z budżetu Unii Europejskiej realizowanego w ramach trzech programów:

- *Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ)*,
- *European Energy Programme for Recovery (EEPR)*¹²,
- *Trans-European Networks - Energy (TEN-E)*.

1. ***Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013*** jest największym programem pomocowym UE¹³. Działania dotyczące gazu ziemnego uwzględnione zostały w osi priorytetowej X „*Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii*”, przewidującej wsparcie rozbudowy przesyłowej i dystrybucyjnej sieci gazowej oraz podziemnych magazynów gazu. Oś X obejmuje dwa zadania dotyczące infrastruktury gazowej:

I. Działanie 10.1. *Rozwój systemów przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz budowa i przebudowa magazynów gazu ziemnego*, w ramach którego w 2011 r. podpisane zostały umowy na dofinansowanie dwóch projektów:

¹² Większość projektów wspieranych w ramach programu EEPR została zakończona w 2011 r.

¹³ Wielkość środków unijnych zaangażowanych w realizację programu wynosi ponad 28 miliardów euro, co stanowi ok. 42% całości środków polityki spójności w Polsce (zgodnie z wersją POIiŚ 3.0 z 21 grudnia 2011 r.)

- w dniu 13 października 2011 r. na dofinansowanie budowy terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu – instalacja rozładunkowa i regazyfikacyjna z kwotą wsparcia z UE wynoszącą 723 mln zł, stanowiącą 19,89% wartości działania;
- w dniu 13 lipca 2011 r. na dofinansowanie budowy gazociągu Szczecin - Lwówek z kwotą wsparcia z UE wynoszącą 221,07 mln zł, stanowiącą 29,48% wartości działania.

W związku z powyższym od 2011 r. na liście podstawowej dofinansowania z POIiŚ znajduje się 15 projektów gazowych¹⁴:

- budowa terminalu LNG w Świnoujściu oraz budowa gazociągów przesyłowych – w sumie 11 projektów o łącznej wartości 7,51 mld zł, z przyznaną kwotą wsparcia w wysokości 1,97 mld zł (26% wartości łącznej projektów),
- budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu – 4 projekty o łącznej wartości ok. 3 mld zł, z przyznaną kwotą wsparcia w wysokości 750,7 mln zł (25,2% wartości projektów), tj:
 - rozbudowa PMG Strachocina do pojemności czynnej 330 mln m³ - dofinansowanie z POIiŚ w wysokości ok. 69,7 mln zł – projekt zakończony w 2012 r.;
 - rozbudowa PMG Wierzchowice do pojemności czynnej 1200 mln m³ - dofinansowanie z POIiŚ w wysokości ok. 512,81 mln zł;
 - budowa KPMG Kosakowo o pojemności czynnej 100 mln m³ - dofinansowanie z POIiŚ w wysokości ok. 130,5 mln zł.
 - rozbudowa PMG Husów do pojemności 500 mln m³ – dofinansowanie w wysokości 38,2 mln zł.

II. Działanie 10.2. *Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji*, którego celem jest wspieranie efektywnego funkcjonowania rynku gazu ziemnego, w tym zapewnienie równomiernego rozwoju sieci dystrybucyjnych na terenie kraju.

W 2013 r. nie podpisano żadnej nowej umowy na wsparcie projektu, jednakże nadal realizowane były projekty z poprzednich lat. Łącznie, w ramach działania 10.2. kwota

¹⁴ Wartość dofinansowania według stanu na koniec 2013 r.

dofinansowania dla 24 projektów gazowych wyniosła 374 mln zł, co stanowi 30,93% ich wartości.

2. W ramach programu wspomagania naprawy gospodarczej ***European Energy Programme for Recovery (EEPR)*** – decyzją KE, Polska otrzymała wsparcie finansowe na realizację czterech projektów inwestycyjnych związanych z infrastrukturą gazową:

1. Budowa gazociągu DN 800 Świnoujście – Szczecin oraz budowa stacji kompresorowej w Goleniowie – dofinansowanie projektu w wysokości 50 mln EUR (beneficjentem projektu jest OGP Gaz-System S.A.).

2. Rozbudowa systemu przesyłowego w rejonie Lasowa (połączenie Polska-Niemcy) – w dniu 15 października 2010 r. KE podjęła decyzję o dofinansowaniu tego projektu w wysokości 14,4 mln EUR (beneficjentem projektu jest OGP Gaz-System S.A.).

3. Budowa połączenia międzysystemowego Polska - Czechy – w dniu 19 sierpnia 2010 r. KE podjęła decyzję o dofinansowaniu tego projektu w wysokości 14 mln EUR (beneficjentem projektu jest OGP Gaz-System S.A. – 10,5 mln EUR oraz NET4GAS, s.r.o. – 3,5 mln EUR).

4. Budowa terminalu LNG w Świnoujściu – w dniu 5 listopada 2010 r. KE podjęła decyzję o dofinansowaniu projektu w wysokości 79,6 mln EUR.

3. **Program TEN-E (*Trans-European Networks – Energy*)** został ustanowiony na mocy decyzji Rady i Parlamentu Europejskiego nr 1364/2006 w sprawie transeuropejskich sieci energetycznych mający na celu rozbudowę i modernizację sieci europejskiej infrastruktury energetycznej. Począwszy od 2007 r., Komisja ogłasza tzw. *call for proposal* na ubieganie się o wsparcie finansowe dla projektów priorytetowych z ww. programu. Przyznawaniem środków zajmuje się Komisja Europejska, a jej decyzje akceptuje zbierający się dwa razy do roku komitet finansowy, składający się z przedstawicieli państw członkowskich Unii Europejskiej.

Poniżej przedstawiono listę projektów realizowanych przez OGP Gaz-System S.A., które otrzymały wsparcie z budżetu UE w ramach programu TEN-E:

- Budowa gazociągu z Danii do Polski.

W dniu 26 maja 2010 r. Komisja Europejska podjęła decyzję o przyznaniu wsparcia finansowego dla projektu „*Gazociąg bałtycki — gazociąg z Danii do Polski — Geotechniczne badania morskie, program monitoringu środowiska, a także badanie*

jakości gazu na lądzie oraz terminal przyjmujący w Polsce” w wysokości 1,120 mln EUR.

- Opracowanie studium wykonalności dla gazowego połączenia międzysystemowego Polska – Litwa.

W dniu 14 czerwca 2011 r. Komisja Europejska podjęła decyzję o przyznaniu wsparcia finansowego na rzecz projektu stanowiącego przedmiot wspólnego zainteresowania Polski i Litwy – *„Opracowanie: Opis uzasadnienia ekonomicznego i studium wykonalności dla gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Litwa”* w zakresie transeuropejskich sieci energetycznych. Wniosek do Komisji Europejskiej został złożony wspólnie przez OGP Gaz-System S.A. i LIETUVOS DUJOS w ramach budżetu TEN-E 2010. Zgodnie z decyzją każde z państw otrzymało dofinansowanie w wysokości ok. 212,5 tys. EUR (razem: 425 tys. EUR, tj. 50% kosztów kwalifikowanych realizacji działania o szacunkowej wartości 850 tys. EUR).

Ponadto w ramach konkursu TEN-E 2013 projekt budowy gazociągu Polska – Litwa (prace przygotowawcze, w tym dokonanie oceny wpływu na środowisko) otrzymał wsparcie w wysokości 420 tys. EUR w tym 200 tys. EUR dla spółki OGP Gaz-System S.A. Decyzja indywidualna dla projektu spodziewana jest w 2014 r.

- Rozbudowa systemu przesyłowego w rejonie połączenia międzysystemowego Polska-Czechy.

W dniu 19 listopada 2012 r. Komisja Europejska podjęła decyzję o przyznaniu dofinansowania dla projektu *„Badania i prace przedinwestycyjne dotyczące wykorzystania i możliwości dalszego rozwoju gazociągu międzysystemowego Polska-Republika Czeska”* w wysokości 1 421 400 EUR. Projekt ma na celu przeprowadzenie analiz w zakresie możliwości przyszłego zwiększenia przepustowości oddanego we wrześniu 2011 r. połączenia w rejonie Cieszyna, a także m.in. przeprowadzenie badań środowiskowych (EIA) oraz uzyskanie decyzji lokalizacyjnych dla planowanych przez spółkę NET4GAS projektów po stronie czeskiej: Trvdovice – Libhošt i Libhošt – Tranovice oraz po stronie polskiej dla gazociągów: Skoczów – Komorowice – Oświęcim oraz Zdieszowice – Wrocław.

- Realizacja gazowego połączenia międzysystemowego Polska – Słowacja.

Spółka OGP Gaz-System S.A. i Eustream a.s. złożyły do Komisji Europejskiej wspólny wniosek dotyczący wstępnego studium wykonalności gazowego połączenia międzysystemowego Polska – Słowacja *„Wstępna analiza wykonalności gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja (opis uzasadnienia ekonomicznego*

i przygotowanie wstępnej analizy wykonalności)”. W dniu 19 listopada 2012 r. KE podjęła decyzję o przyznaniu dofinansowania w wysokości 105 tys. EUR.

- W dniu 23 lipca 2012 r. Komisja Europejska podjęła decyzję o przyznaniu dofinansowania w wysokości 1,124 mln EUR dla projektu „*Modernizacja systemu przesyłowego w województwie dolnośląskim w celu zwiększenia funkcjonalności oraz operacyjności linii międzysystemowej PL-DE*”.
- W ramach konkursu TEN-E 2013, wsparcie w wysokości 400 tys. EUR uzyskał projekt budowy infrastruktury niezbędnej do funkcjonowania rewersu fizycznego Mallnow (decyzja indywidualna dla projektu spodziewana jest w 2014 r.).

Ponadto w 2013 r. przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki aktywnie uczestniczyli w pracach grup regionalnych ds. połączeń gazowych w regionach: Północ-Południe, Morza Bałtyckiego (BEMIP) oraz Południowego Korytarza Gazowego powstałych w związku z negocjacjami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej. Celem grup było wytypowanie projektów priorytetowych infrastruktury energetycznej z punktu widzenia integracji rynku unijnego oraz bezpieczeństwa energetycznego, tzw. projektów wspólnego zainteresowania (PCI), które powinny być realizowane w nowej perspektywie finansowej 2014 – 2020. Obecność projektu na liście gwarantuje przyspieszoną ścieżkę przyznawania pozwoleń i decyzji środowiskowych zgodnie z przepisami rozporządzenia, wsparcie regulacyjne i instytucjonalne, a także możliwość uzyskiwania współfinansowania w ramach instrumentu finansowego „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility – CEF). Pierwszy konkurs na dofinansowanie projektów z CEF planowany jest w połowie 2014 r.

Dzięki staraniom MG, wśród unijnych projektów wspólnego zainteresowania (PCI) znalazły się m.in. najważniejsze z punktu widzenia bezpieczeństwa polskiego systemu gazowego połączenia transgraniczne:

- Gazociąg Polska-Litwa
- Gazociąg Baltic Pipe (Polska-Dania)
- Rozbudowa terminala LNG w Świnoujściu

- Rozbudowa wejść do polskiego systemu gazowego SGT Jamał – Europa we Lwówku i Włocławku
- Połączenie Polska - Czechy (Libhošť – Hať – Kędzierzyn) wraz z rozbudową systemu przesyłowego w Polsce Zachodniej:
 - Gazociąg Lwówek-Odolanów
 - Tłocznia Odolanów
 - Gazociąg Czeszów-Wierzchowice
 - Gazociąg Czeszów-Kiełczów
 - Gazociąg Zdzieszowice-Wrocław
 - Gazociąg Zdieszowice-Kędzierzyn
 - Gazociąg Tworóg-Tworzeń
 - Gazociąg Tworóg-Kędzierzyn
 - Gazociąg Pogórska Wola - Tworzeń
 - Gazociąg Strachocina–Pogórska Wola
- Połączenie Polska – Słowacja wraz z rozbudową infrastruktury przesyłowej w Polsce Wschodniej:
 - Tłocznia Rembelszczyzna
 - Gazociąg Rembelszczyzna-Wola Karczewska
 - Gazociąg Wola Karczewska-Wronów
 - Węzeł Wronów
 - Gazociąg Rozwadów-Końskowola-Wronów
 - Gazociąg Jarosław-Rozwadów
 - Gazociąg Hermanowice-Jarosław
 - Gazociąg Hermanowice-Strachocina.

6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski

Zgodnie z art. 10 rozporządzenia 994/2010 w celu przeciwdziałania sytuacji kryzysowej w sektorze gazu ziemnego przedsiębiorstwa gazowe zobowiązane są do stosowania środków o charakterze rynkowym i nierynkowym.

Katalog dostępnych środków umieszczony został w Załączniku II do rozporządzenia i obejmuje m.in.:

- **Środki rynkowe** – stosowane w pierwszej kolejności i we wszystkich etapach sytuacji kryzysowej.
 - zwiększenie elastyczności produkcji i importu,
 - komercyjne składowanie gazu – zdolność odbioru i ilość zmagazynowanego gazu,
 - dywersyfikacja źródeł gazu i dróg dostawy gazu,
 - odwrócenie przepływu,
 - inwestycje w infrastrukturę, w tym zapewnienie zdolności przepływu w obu kierunkach,
 - stosowanie umów na usługi przerywane,
 - możliwość przestawienia się na inne paliwa, w tym wykorzystywanie paliw alternatywnych w elektrowniach przemysłowych i zakładach energetycznych,
 - dobrowolne zmniejszanie obciążenia (*load shedding*),
 - większe wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii.
- **Środki nierynkowe** – stosowane w ostateczności w przypadku gdy zastosowano wszystkie stosowne środki rynkowe, ale dostawy gazu są niewystarczające do zaspokojenia pozostałego zapotrzebowania na gaz, tak że jest konieczne wprowadzenie dodatkowo środków nierynkowych, aby zabezpieczyć dostawy gazu.
 - wykorzystywanie rezerw strategicznych gazu,
 - obowiązek wykorzystania zapasów paliw alternatywnych,
 - obowiązek wykorzystania energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł innych niż gaz,
 - obowiązek zwiększenia poziomu produkcji,
 - obowiązkowy odbiór z instalacji magazynowych,
 - obowiązek zamiany paliwa,
 - obowiązek stosowania umów na usługi przerywane,
 - obowiązkowe zmniejszania obciążenia (*load shedding*).

Opis środków do wykorzystania w warunkach polskich oraz ich stan na sezon 2013/2014

W 2013 r. zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, zgodnie z art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach, utrzymywało jedno przedsiębiorstwo – spółka PGNiG S.A. W okresie od dnia 1 października 2012 r. do dnia 30 września 2013 r. spółka PGNiG S.A. utrzymywała

zapasy obowiązkowe w ilości 883,70 mln m³, natomiast w okresie od dnia 1 października 2013 r. do dnia 30 września 2014 r. spółka utrzymuje zapasy obowiązkowe w ilości 941,95 mln m³, odpowiadającej co najmniej 30 dniom średniego dziennego przywozu. Zapasy obowiązkowe w 2013 r. utrzymywane były w KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Wierzchowice.

Łączny poziom zapasów, zarówno handlowych jak i obowiązkowych, w poszczególnych podziemnych magazynach gazu (stan na dzień 31 grudnia 2013 r.) przedstawia tabela 9.

Tabela 9. Stan napełnienia w podziemnych magazynach gazu ziemnego wysokometanowego (stan na dzień 31 grudnia 2013 r.) oraz wielkość zapasów obowiązkowych.

Nazwa magazynu	Rodzaj	Pojemność czynna [w mln m ³]	Stan napełnienia na dzień 31.12.13 r. [w mln m ³]	% napełnienia pojemności czynnej -stan na 31.12.13 r.	Wielkość zapasu obowiązkowego w okresie 1.10.2013-30.09.2014
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	575,00	575,00	100 %	384,00
Mogilno	kawerny solne	411,89	399,67	97,03 %	318,50
Husów	złoże wyeksploatowane	350,00	349,85	99,96 %	159,45
Strachocina	złoże wyeksploatowane	330,00	264,47	88,14 %	80,00
Swarzów	złoże wyeksploatowane	90,00	56,11	62,34 %	-
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	65,00	38,03	58,51 %	-
Razem		1 821,89	1 683,13	92,38 %	941,95

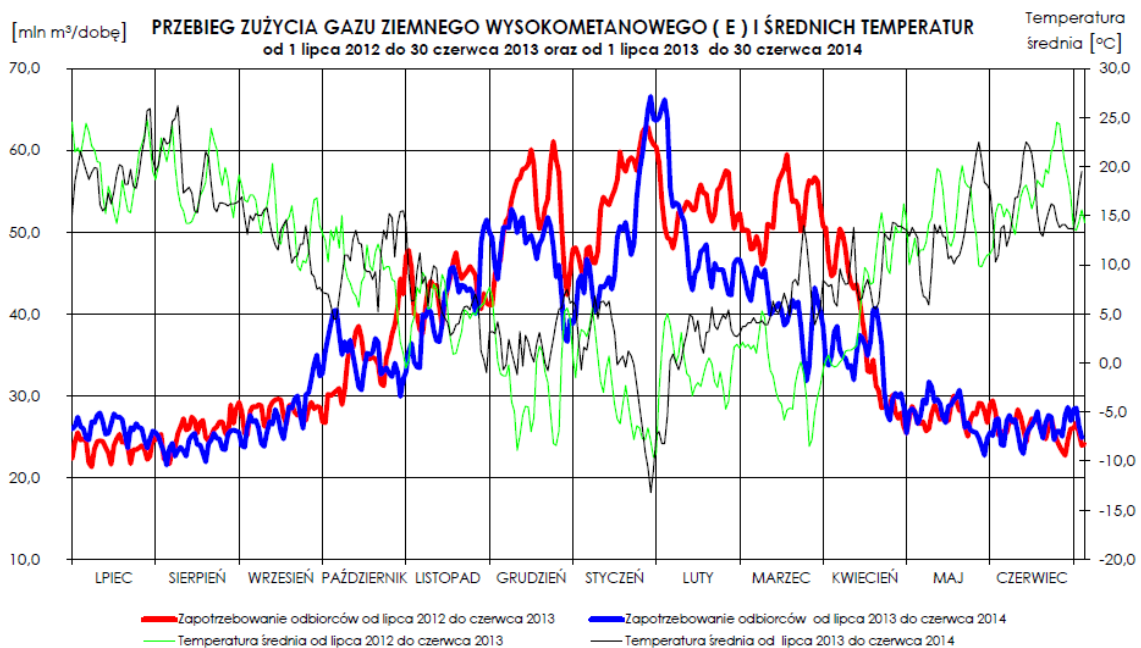
Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych PGNiG S.A. i OSM Sp. z o.o.

Ponadto w dwóch PMG utrzymywane są zapasy gazu ziemnego zaazotowanego. Są to PMG Daszewo o pojemności czynnej 30 mln m³ oraz oddany do użytku w 2010 r. PMG Bonikowo, o pojemności czynnej 200 mln m³.

6.1. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku zakłóceń w dostawach gazu ziemnego w 2013 r.

W okresie od dnia 1 stycznia 2013 r. do dnia 31 grudnia 2013 r. nie zanotowano przypadków zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego.

Rysunek 5. Wpływ zużycia gazu ziemnego w zależności od temperatury.



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców na gaz ziemny w sezonie zimowym 2012/2013 (od dnia 1 października 2012 r.) wystąpiło w dniu 24 stycznia 2013 r. i wyniosło 62,8 mln m³ na dobę. Najwyższe historyczne zużycie gazu ziemnego odnotowano w dniu 3 lutego 2012 r. i wyniosło 72,3 mln m³ na dobę.

Ze względu na znaczny wzrost zużycia gazu ziemnego spółka PGNiG S.A. w celu pokrycia rosnącego zapotrzebowania w okresie od 19 do 30 stycznia 2013 r., na podstawie zawartych umów, wprowadziła ograniczenia handlowe.

W sezonie zimowym 2012/2013 nie istniała potrzeba uruchomienia zasobów obowiązkowych.

6.2. Plan działań zapobiegawczych oraz Plan działań na wypadek sytuacji kryzysowej

Na podstawie art. 4 ust. 1 rozporządzenia 994/2010 w 2013 r. w Ministerstwie Gospodarki został opracowany i przekazany KE *Plan Działań Zapobiegawczych* oraz *Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*. Dokumenty te opracowane zostały na podstawie przeprowadzonej w 2011 r. *Oceny ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski*.

Plan Działań Zapobiegawczych zawiera propozycje działań inwestycyjnych oraz legislacyjnych, których realizacja przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski w sektorze gazu ziemnego. Wskazane działania zapobiegawcze są spójne z zaleceniami Międzynarodowej Agencji Energetycznej i zaleceniami zawartymi w raporcie krajowym do Komunikatu Komisji Europejskiej w sprawie rynku wewnętrznego energii z dnia 15 listopada 2012 r.¹⁵

Plan Działań Zapobiegawczych był przedmiotem konsultacji z sąsiednimi państwami członkowskimi UE oraz z Komisją Europejską i zobowiązuje podmioty realizujące działania inwestycyjne wskazane w planie do składania Ministrowi Gospodarki kwartalnych sprawozdań z realizacji inwestycji służących poprawie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego począwszy od dnia 1 lipca 2013 r. Przedkładane sprawozdania zawierają harmonogram prac, przewidywany termin zakończenia inwestycji, zagrożenia dla realizacji inwestycji zidentyfikowane przez podmiot realizujący oraz jej wpływ na scenariusze kryzysowe zidentyfikowane w aktualnej *Ocenie ryzyka* oraz *Planie Działań Zapobiegawczych*.

Ponadto corocznie, do dnia 1 września, operator systemu przesyłowego, w porozumieniu ze spółkami dokonującymi przywozu gazu ziemnego na terytorium Polski, jest zobowiązany do przygotowania dla organu właściwego raportu dotyczącego przygotowania systemu przesyłowego do sezonu zimowego z uwzględnieniem analizy pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w warunkach bezawaryjnych. W 2013 r. OSP przygotował przedmiotowy raport i przekazał go Ministrowi Gospodarki.

Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej zawiera środki oraz procedury postępowania, w tym schematy obiegu informacji oraz działań podejmowanych w celu przeciwdziałania, ograniczenia lub usunięcia skutków zakłóceń w dostawach gazu ziemnego wysokometanowego, mające na celu zapobieganie zakłóceniom w dostawach gazu ziemnego w poszczególnych stanach kryzysowych, tj. w stanie wczesnego ostrzeżenia, alarmowym oraz

¹⁵ COM (2012)663 final

nadzwyczajnym. Dokument został opracowany we współpracy z uczestnikami polskiego rynku gazu ziemnego i konsultowany z sąsiednimi państwami członkowskimi UE.

Aktualizacja *Planu Działań Zapobiegawczych* jak i *Planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej* zostanie opracowana i przekazana Komisji Europejskiej do dnia 3 grudnia 2014 r. Działania wskazane zarówno w ocenie ryzyka, jak również wskazane następnie w opracowanych na jej podstawie planach, zostały uwzględnione w strategiach OSP i podlegają monitorowaniu przez Ministra Gospodarki. Aktualny *Plan Działań Zapobiegawczych* oraz *Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej* dostępny jest na stronie internetowej Ministerstwa Gospodarki.

7. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny

Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny przedstawiona w załączniku nr 2 Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r. do dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” z dnia 10 listopada 2009 r. zakłada zwiększenie zapotrzebowania na gaz ziemny do 20,2 mld m³ w 2030 r. - tabela 10.

Tabela 10. Prognozowane zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce do 2030 r.

Rok	Prognozowane zapotrzebowanie [mld m ³]
2010	14,1
2015	15,4
2020	17,1
2025	19,0
2030	20,2

Źródło: *Polityka energetyczna Polski do 2030 r. z dnia 10 listopada 2009 r. Załącznik nr 2 Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.*

W 2013 r. w Polsce z gazu ziemnego wytworzono 3 149 GWh energii elektrycznej, co odpowiada ok. 2% całkowitej jej produkcji. Przewiduje się, że dla ograniczenia emisji CO₂, stanowiącego jeden z celów priorytetowych polityki energetycznej UE, pożądane będzie zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w sektorze wytwarzania energii elektrycznej.

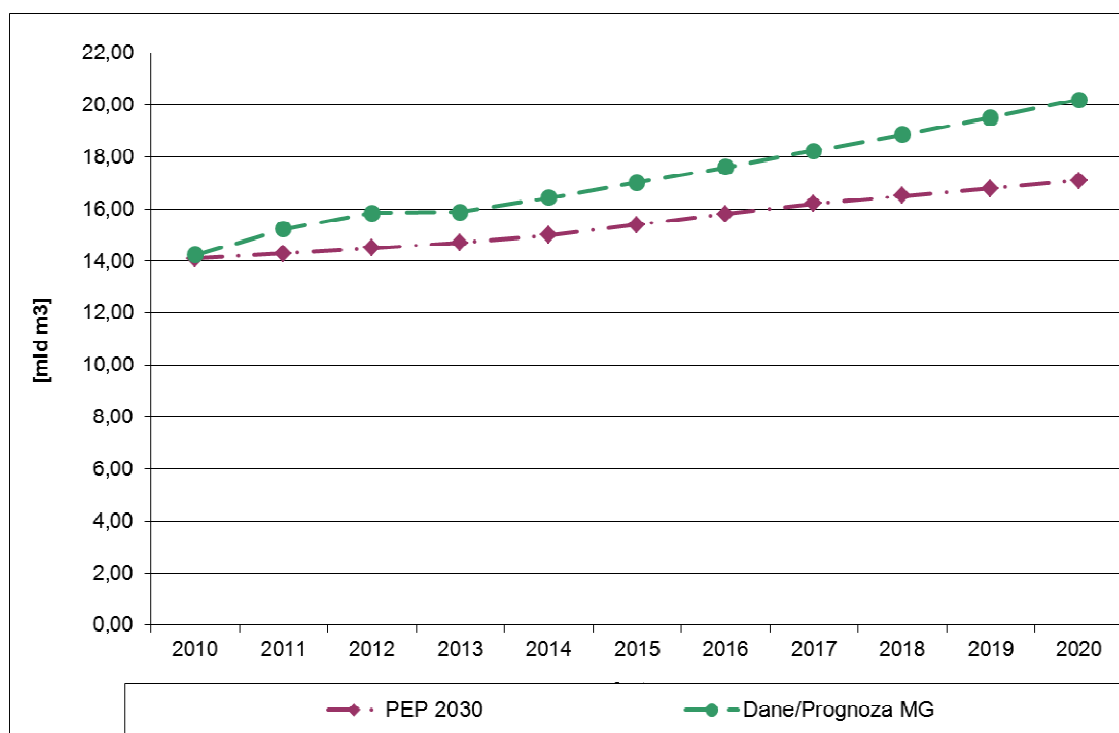
Tabela 11. Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego [GWh]

rok	Produkcja energii elektrycznej – ogółem [GWh]	w tym gaz z gazu [GWh]	%
2011	163 153	4 355	2,67%
2012	159 853	4 485	2,81%
2013	162 501	3 149	1,94%

Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2013 r.

Założenia związane z przewidywaną w „Polityce energetycznej” konsumpcją gazu ziemnego do roku 2030 zostały zweryfikowane w kolejnych latach. Już w 2012 r. poziom zużycia gazu ziemnego (15,84 mld m³) przekroczył zużycie zakładane dla 2015 r. (15,4 mld m³). Pomimo spowolnienia gospodarczego związanego z światowym kryzysem finansowym zaobserwować można stabilny wzrost zużycia gazu ziemnego w Polsce. Opierając się na danych historycznych oraz mając na uwadze prognozy opracowane w ramach PEP 2030, założono stały wzrost zużycia gazu ziemnego na poziomie 3,5% rok do roku.

Rysunek 6. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny do 2020 r.



Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki

8. Podsumowanie i wnioski

W 2013 r. Minister Gospodarki za pomocą dostępnych mu narzędzi monitorował bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych, mając na uwadze stopień dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do kraju, jak również utrzymanie stabilnych i nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do odbiorców oraz realizował zadania organu właściwego w rozumieniu rozporządzenia 994/2010.

Według danych Ministra Gospodarki import gazu z krajów dawnego ZSRR wyniósł w 2013 roku 77,13% wobec 22,87% gazu zakupionego w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego. Mimo że aktualna struktura dostaw nadal w dużym stopniu determinowana jest przez zawarte kontrakty długoterminowe, wskazać jednak należy na postępujący wzrost znaczenia gazu ziemnego dostarczanego do Polski z terytorium państw członkowskich UE. W roku 2010 nabycie wewnątrzspółnotowe gazu ziemnego stanowiło jedynie 10,41% całego przywozu. W 2013 r. Prezes URE udzielił 53 nowych koncesji, z czego 34 dotyczyły obrotu paliwami gazowymi a 18 – obrotu gazem ziemnym z zagranicą. W 2013 r. zwiększył się przywóz gazu ziemnego z zagranicy dokonywany zarówno na potrzeby własne jak i w celu dalszej odsprzedaży przez podmioty inne niż podmiot dominujący na rynku gazu ziemnego. Oprócz PGNiG S.A. 13 podmiotów dokonało zakupu gazu ziemnego za granicą w łącznej ilości ok. 968 mln m³ (w 2012 r. było to 7 podmiotów z wolumenem sprzedaży ok 605 mln m³).

W 2013 r. kontynuowano prace nad realizacją następujących działań dywersyfikacyjnych, których realizacja przyczyni się do wzrostu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego:

- realizacja umów dotyczących zdolności oferowanej na zasadach przerywanych w punkcie Mallnow-rewers na gazociągu jamalskim z kierunku zachodniego (rewers wirtualny). W ramach tych kontraktów sprowadzono do Polski 1,9 mld m³ gazu ziemnego, co stanowi ok. 12% zużycia krajowego;

- realizacja inwestycji umożliwiającej oferowanie zdolności przesyłowej ciągłej w punkcie Mallnow-rewers na gazociągu jamalskim z kierunku zachodniego (tzw. „rewersu fizycznego na gazociągu jamalskim”). Inwestycja została ukończona i pierwsza zdolność na zasadach ciągłych została zaoferowana w I półroczu 2014 r., co bezpośrednio przekłada się na wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju. Dzięki tej inwestycji możliwe jest również świadczenie usług przesyłania gazu ziemnego z Niemiec do Polski poprzez system

gazociągów tranzytowych (SGT), w przypadku wstrzymania dostaw z kierunku wschodniego, w ilości ok. 5,4 mld m³/rok, co stanowi 34 % zużycia krajowego;

- modernizacja istniejących punktów wejścia na gazociąg jamalskim we Lwówku i Włocławku, która pozwoli na zwiększenie możliwości odbioru gazu z gazociągu Jamał - Europa w kontekście rewersu z kierunku Niemiec. Przewidywana łączna przepustowość obu punktów osiągnie ok. ponad 12 mld m³/rok a planowany termin realizacji inwestycji to 2015-2017;

- budowa priorytetowej inwestycji w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski – terminalu LNG w Świnoujściu. Roczna zdolność regazyfikacyjna terminalu wyniesie 5 mld m³ gazu ziemnego. Po ewentualnym zakończeniu drugiej fazy (ok. roku 2020), roczna zdolność regazyfikacyjna zwiększy się do ok. 7,5 mld m³;

- kluczowe z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa inwestycje w zakresie rozbudowy podziemnych magazynów gazu ziemnego: PMG Wierzchowice, PMG Husów, PMG Strachocina, KPMG Mogilno oraz budowy KPMG Kosakowo. Na koniec 2013 r. pojemności czynne podziemnych magazynów dla gazu wysokometanowego wynosiły 1 821,89 mln m³, co odpowiadało ok. 11,5% rocznego zużycia w Polsce. Wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w sezonie 2013/2014 ustalona została na 941,95 mln m³ co odpowiada 30 dniom średniego dziennego przywozu. W wyniku prowadzonych działań inwestycyjnych w zakresie rozbudowy pojemności magazynowych od maja 2014 r., pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego wzrosła do poziomu 2 524,1 mln m³;

Obecnie dobowe techniczne zdolności przesyłowe na punktach wejścia do krajowego systemu gazowego pozwalają na wprowadzenie do systemu gazu ziemnego w łącznej ilości 49,3 mln m³/doba, co odpowiada ok. 63% przewidywanego szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie zimowym 2014/15, które zgodnie z prognozami będzie kształtować się na poziomie ok. 78 mln m³.

Dzięki sukcesywnej rozbudowie punktów wejścia do systemu przesyłowego możliwe kierunki pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny wyglądają następująco:

- kierunek wschodni - 36,2 mln m³/doba (przy założeniu realizacji nominacji z kontraktu jamalskiego na PWP na poziomie 2,9 mld m³/rok),

- kierunek zachodni i południowy - 13,1 mln m³/doba (przy założeniu realizacji nominacji na rewers wirtualny na poziomie 2,3 mld m³/rok).

Ponadto w 2013 r. weszło w życie *rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury*

energetycznej, na mocy którego wśród unijnych projektów wspólnego zainteresowania (PCI) znalazły się m.in. najważniejsze z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Polski połączenia transgraniczne: gazociąg Polska-Litwa, gazociąg Baltic Pipe (Polska-Dania), połączenie Polska – Czechy wraz z rozbudową systemu przesyłowego w Polsce Zachodniej, połączenie Polska – Słowacja wraz z rozbudową infrastruktury przesyłowej w Polsce Wschodniej, jak również budowa terminala LNG w Świnoujściu oraz rozbudowa wejść do systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA we Lwówku i Włocławku, na połączeniu z SGT Jamał – Europa.

W 2013 r. w Ministerstwie Gospodarki prowadzone były prace legislacyjne mające na celu doprowadzenie do znaczących zmian na polskim rynku gazu ziemnego: zmiana rozporządzenia taryfowego, nowe rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw:

- we wrześniu 2013 r. weszła w życie ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, której celem jest uzupełnienie transpozycji dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE, jak również wprowadzenie instrumentów służących liberalizacji rynku gazu.
- w dniu 25 lipca 2013 r. weszło w życie nowe rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, które zastąpiło rozporządzenie z dnia 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. Rozporządzenie konstytuuje nowy ład regulacyjny w zakresie ustalania taryf dla sektora gazu ziemnego, jak również wprowadza obowiązek prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii.
- w dniu 5 września 2013 r. weszło w życie nowe rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, którego celem jest doprecyzowanie dotychczasowych przepisów oraz poprawa bezpieczeństwa funkcjonowania sieci gazowych. Wprowadzone zmiany i uzupełnienia dotyczą dostosowania przepisów prawa do obecnie obowiązującej wiedzy technicznej i do obecnie dostępnych technologii wykorzystywanych przy projektowaniu i budowie sieci gazowych.

Przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki uczestniczyli również w pracach nad stworzeniem zasad funkcjonowania wewnętrznego rynku energii w UE. Prace te, w ramach ENTSOG, ACER i KE, dotyczyły w szczególności rozporządzeń KE wprowadzających kolejne europejskie kodeksy sieciowe w celu utworzenia zliberalizowanego, zintegrowanego i konkurencyjnego europejskiego rynku gazu ziemnego.

W 2013 r. w Ministerstwie Gospodarki opracowane zostały na podstawie art. 4 ust. 1 rozporządzenia 994/2010, *Plan Działań Zapobiegawczych* oraz *Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*. Dokumenty te zostały opublikowane na stronie internetowej urzędu oraz przekazane Komisji Europejskiej. Dokumenty te podlegają aktualizacji co dwa lata.

Budowa elementów korytarza Północ – Południe oraz postępująca liberalizacja i integracja rynków państw członkowskich UE pozwoli na uzyskanie możliwości dalszej dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw i w konsekwencji dalszy wzrost bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.