



**Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych
Fundacja Naukowa**

we współpracy z CASE-Doradcy

przedstawiają raport
z projektu badawczego:

Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce w latach 2012-2025. Analiza scenariuszowa



O CASE

Fundacja CASE - Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych jest najstarszą prywatną, niekomercyjną i niezależną instytucją badawczą typu *think-tank* w Polsce, założoną w 1991 roku.

Misją CASE jest dostarczanie obiektywnych analiz ekonomicznych i upowszechnianie konstruktywnych rozwiązań problemów gospodarczych w Europie i globalizującym się Świecie. Wychodząc naprzeciw wyzwaniom związanym z transformacją, reformami, integracją i rozwojem, CASE ma na celu poprawę społeczno-ekonomicznej sytuacji społeczeństw.

Naukowcy i badacze CASE wspierają procesy transformacji i integracji ekonomicznej oraz analizują kluczowe wyzwania polityki gospodarczej w Europie w obszarach: (1) rynków pracy, kapitału ludzkiego i polityki społecznej; (2) innowacji, konkurencyjności i przedsiębiorczości; (3) kluczowych reform dla wzrostu gospodarczego i redukcji ubóstwa w krajach rozwijających się; (4) makroekonomii i finansów publicznych; (5) polityki klimatycznej i energetycznej.

CASE jest członkiem europejskich sieci badawczych *ENEPRI*, *EUROFRAME*, *FEMISE* i *PASOS*.

CASE jest sklasyfikowany pierwszej trzydziestce instytucji *think-tank* na Świecie i w pierwszej trójce w Europie Środkowej i Wschodniej według rankingu „*Global Go To Think Tanks Index*”.

Instytucją stowarzyszoną z CASE jest firma doradcza CASE - Doradcy

Więcej o CASE można dowiedzieć się na www.case-research.eu

(C) Copyright 2012. Wszelkie Prawa Zastrzeżone przez CASE.

Wszystkie informacje zawarte w niniejszym raporcie zostały zebrane z dochowaniem najwyższej rzetelności badawczej i według stanu i źródeł wiedzy dostępnych w momencie pisania raportu. CASE nie wyklucza, iż w przyszłości mogą zajść zmiany lub okoliczności powodujące dezaktualizację zebranych informacji i nie ponosi odpowiedzialności za ich wykorzystywanie.

Zespół badawczy

Autorzy:

dr Andrzej Cylwik
Katarzyna Piętka-Kosińska
dr Katarzyna Lada
dr Maciej Sobolewski

Współpraca:

Marcin Dwórznik
Tomasz Zdun

Główni konsultanci:

prof. Piotr Moncarz
mec. Jan Stefanowicz

Asystenci:

Milena Pacholska
Magda Szypuła
Wojciech Solak

Dr Andrzej Cylwik, ekspert w dziedzinie gazu i energetyki. Prezes firmy doradczej CASE-Doradcy.

Katarzyna Piętka Kosińska, szef zespołu analiz makroekonomicznych i Wiceprezes firmy doradczej CASE-Doradcy.

Dr Katarzyna Lada, członek zespołu analiz makroekonomicznych, adiunkt na Wydziale Nauk Ekonomicznych UW.

Dr Maciej Sobolewski, ekspert w dziedzinie ekonomii regulacyjnej i nowoczesnych technologii. Jest adiunktem na Wydziale Nauk Ekonomicznych UW i Wiceprezesem Fundacji CASE.

Marcin Dwórznik, doktorant na Wydziale Nauk Ekonomicznych UW, analityk biznesowy.

Tomasz Zdun, analityk biznesowy i finansowy.

Prof. Piotr Moncarz, ekspert w dziedzinie gazu i energetyki, profesor na Uniwersytecie Stanforda.

Mec. Jan Stefanowicz, prawnik specjalizujący się w prawie górniczym i geologicznym. Ekspert w Gabinetcie Marszałka Senatu i członek Komitetu Zrównoważonej Gospodarki Surowcami Mineralnymi PAN.



Podziękowania

Niniejszy raport jest efektem projektu badawczego zrealizowanego przez CASE w okresie kwiecień-lipiec 2012. Projekt otrzymał finansowe wsparcie PKN ORLEN SA.

W trakcie realizacji projektu uzyskaliśmy szereg cennych uwag i komentarzy od wielu osób. Podziękowania kierujemy do dr Adama Czyżewskiego Głównego Ekonomisty PKN ORLEN oraz zespołu Biura Analiz i Prognozowania Strategicznego PKN ORLEN za konstruktywną dyskusję założeń modelowych do projekcji makroekonomicznych przyjętych przez zespół CASE. Projekt wspierał również prof. Piotr Moncarz w zakresie technicznych zagadnień procesu wydobywania gazu łupkowego. Prof. Moncarz wskazał nam bezpieczne granice analogii pomagając zrozumieć, które doświadczenia amerykańskie z początków rozwoju sektora mogą być powtórzone w Polsce. Cennych konsultacji w zakresie analizy środowiska regulacyjnego dla sektora gazu łupkowego na poziomie krajowym i europejskim udzielił nam mecenas Jan Stefanowicz.

Swoją wiedzę podzieliło się z nami wielu praktyków i specjalistów gazownictwa, którym w tym miejscu dziękujemy.

dr Maciej Sobolewski
Wiceprezes Fundacji CASE
Kierownik Projektu

Lipiec 2012



SPIS TREŚCI

O CASE 2
Zespół badawczy 3
Podziękowania 4

STRESZCZENIE..... 6

Cel i motywacja badania 6
Charakterystyka scenariuszy wydobywczych i ich konsekwencji makroekonomicznych 8
Najważniejsze wnioski 17

**ROZDZIAŁ 1. SCENARIUSZE ROZWOJU POSZUKIWAŃ I WYDOBYCIA GAZU
ZIEMNEGO ZE ZŁOŻ ŁUPKOWYCH W POLSCE W LATACH 2012-2025 20**

1.1. Wprowadzenie i uwagi metodyczne 20
1.2. Planowanie i charakterystyka scenariuszy 25
1.2.1. Założenia ogólne 28
1.2.2. Nakłady inwestycyjne 33
1.2.3. Syntetyczna charakterystyka wydobywczo-kosztowa scenariuszy 34
1.3. Analiza możliwości wzrostu popytu na gaz ziemny w Polsce 38
1.3.1. Możliwości wzrostu popytu na gaz ziemny w gospodarce poza energetyką 40
1.3.2. Potencjalny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w energetyce krajowej 42
1.3.3. Potencjalny wzrost popytu na gaz ziemny - podsumowanie 47
1.3.4. Koszty inwestycji w przesył i spalanie gazu 48
1.4. Wnioski z porównania potencjalnej podaży i popytu. 49

**ROZDZIAŁ 2. EFEKTY MAKROEKONOMICZNE REALIZACJI ZAŁOŻONYCH
SCENARIUSZY ROZWOJU POSZUKIWAŃ I WYDOBYCIA GAZU ŁUPKOWEGO
W POLSCE..... 52**

2.1. Zakres analizy makroekonomicznej 52
2.1.1. Efekty związane z sektorem gazowym 52
2.1.2. Efekty ekonomiczne 53
2.2. Narzędzia wykorzystane do projekcji bazowej i symulacji scenariuszy 54
2.3. Metodologia symulacji scenariuszy 55
2.4. Opis projekcji bazowej i symulacji scenariuszy 56
2.4.1. Założenia wspólne dla wszystkich scenariuszy 57
2.4.2. Założenia dodatkowe do scenariusza bazowego i do poszczególnych scenariuszy łupkowych 58
2.4.3. Wyniki projekcji makroekonomicznych 2012-2025 61

WNIOSKI KOŃCOWE I REKOMENDACJE..... 82

Wnioski z analizy scenariuszy wydobywczych gazu łupkowego 82
Wnioski z analizy makroekonomicznej 83

ZAŁĄCZNIKI..... 89

BIBLIOGRAFIA 117

SPIS TABEL I WYKRESÓW 118

Streszczenie

Gaz łupkowy (*shale gas*) – jest jednym z trzech rodzajów gazu niekonwencjonalnego obok gazu izolowanego w porach skalnych (*tight gas*) oraz gazu z pokładów węgla (*coalbed methane*). Gaz łupkowy zamknięty jest w strukturze nieprzepuszczalnej skały łupków osadowych. Do jego wydobycia niezbędne jest zastosowanie technologii odwiertów poziomych oraz wielosekcyjnego szczelinowania hydraulicznego w celu rozkruszenia skały poprzez wprowadzenie do odwiertów wody z piaskiem pod bardzo wysokim ciśnieniem. Po raz pierwszy w odniesieniu do gazu łupkowego technika ta została zastosowana komercyjnie na złożu Barnett w Teksasie w 2003 roku.

Sposób zalegania w górotworze i technologia wydobycia odróżnia niekonwencjonalne zasoby gazu ziemnego od zasobów konwencjonalnych, z których wydobycie go jest o wiele tańsze i łatwiejsze, ponieważ wymaga jedynie wykonania odwiertu pionowego w skale zbiornikowej.

Cel i motywacja badania

Rozwój sektora gazu łupkowego w Ameryce bardzo szybko doprowadził do rewolucyjnych przemian ekonomicznych w tym kraju. Według raportu IHS CERA¹ w 2015 roku gaz z łupków osiągnie 46% udział w krajowym bilansie gazowym USA. Tylko w tym pojedynczym roku sektor gazu łupkowego wygeneruje bezpośrednio 200 tys. nowych miejsc pracy oraz kolejne 600 tys. w sektorach powiązanych. Wartość dodana do PKB wyniesie 118 mld USD, a wpływy do budżetów lokalnych, stanowych i federalnego 28 mld USD. Bezpośrednie inwestycje w wydobycie gazu wyniosą w 2015 roku 45 mld USD. Powyższe liczby stają się jeszcze bardziej wymowne jeśli przejdziemy od wartości w skali roku na wartości kumulatywne w okresie od początków wydobycia oraz projekcje do roku 2035.

Dzięki gazowi z łupków USA osiągnęły samowystarczalność energetyczną i stały się eksporterem tego nośnika energii. Cena gazu spadła do poziomu poniżej 100\$ za tys. m³, wywołując dodatkowy impuls rozwojowy w gospodarce poprzez pobudzenie dodatkowych inwestycji w energochłonne gałęzie przemysłu i zmniejszając koszty życia dla gospodarstw

¹ “The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States”, 2011.



domowych. Trwały efekt z tytułu niższych kosztów energii przełożył się na dodatkowy wzrost produkcji przemysłowej. Ten efekt zaowocował z kolei dodatkowym wzrostem PKB i znaczącym przyrostem nowych miejsc pracy.

Czy podobny scenariusz, biorąc pod uwagę wszelkie proporcje, może zrealizować się w Polsce, której perspektywiczne zasoby gazu w łupkach oceniane są jako największe w Europie i jeśli okażą się wydobywalne, powinny wystarczyć na pokrycie obecnego zapotrzebowania przez wiele dziesięcioleci? Czy gaz łupkowy może być w Polsce wydobywany w skali istotnej z punktu widzenia zapotrzebowania gospodarki? Jakże wiążą się z tym inwestycje? Jakże warunki regulacyjne, biznesowe i produkcyjne muszą zajść aby gaz z łupków stał się realną szansą rozwojową dla Polski? Jakże byłyby ekonomiczne efekty jego wydobycia dla gospodarki?

Niniejszy raport stara się rzetelnie odpowiedzieć na powyższe pytania poprzez przedstawienie trzech alternatywnych scenariuszy rozwoju poszukiwań i eksploatacji gazu łupkowego w Polsce do roku 2025. Wszystkie scenariusze mieszczą się na kontinuum intensywności wydobycia, które zaczyna się od wariantu zachowawczego będącego w istocie niespełnioną szansą, a kończy się na wariantcie rozwojowym, który oznaczałby przełom w polskiej energetyce na miarę scenariusza zrealizowanego w USA.

Opracowane przez nas scenariusze rozwoju są projekcją ekspercką. Ich realizacja nie jest rozpatrywana w kategoriach rachunku prawdopodobieństwa, ale w kontekście osiągalności przy spełnieniu określonego zestawu założeń, które uważamy za realistyczne. Projekcja ekspercka zawiera 3 scenariusze:

- umiarkowanego wzrostu,
- zwiększonych inwestycji zagranicznych,
- przyspieszonego rozwoju.

Głównym czynnikiem różnicującym i warunkującym zintensyfikowanie eksploatacji gazu łupkowego w Polsce będzie wykorzystanie doświadczenia (w tym nowoczesnych technologii i sprzętu) oraz możliwości finansowych globalnych firm wydobywczych z Ameryki Północnej i Kanady.

Scenariusze te poddaliśmy szeregowi eksperckich testów sprawdzających czy, są one osiągalne w polskich warunkach, biorąc pod uwagę możliwości finansowo-techniczne oraz warunki wpływające na rozwój poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego w kraju.



Osiągalność wyników wydobycia w poszczególnych scenariuszach sprawdzaliśmy pod kątem ograniczeń popytowych, kapitałowych, technologicznych, regulacyjnych i biznesowych. Każdy ze scenariuszy warunkowany jest zestawem szczegółowych założeń, które musiałyby zostać spełnione, aby mógł się zmaterializować.

Zmaterializowanie się jednego z wybranych scenariuszy zależy w dużym stopniu (ale nie wyłącznie) od działań z zakresu polityki gospodarczej i otoczenia regulacyjno-prawnego.

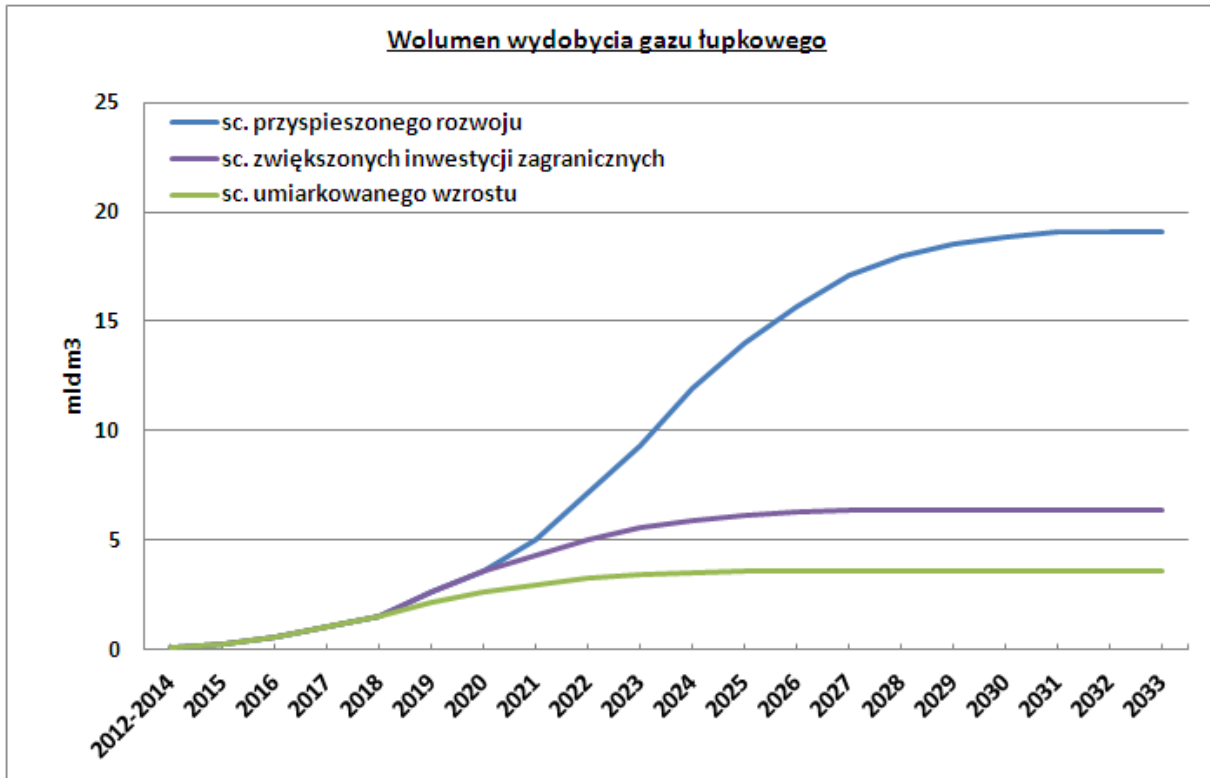
- Na pierwszy plan wysuwa się tutaj system opłat publicznoprawnych z tytułu eksploatacji złóż, który w bezpośredni sposób wpływa na sektorowe bezpośrednio inwestycje zagraniczne.
- Istotna jest także ogólna stabilność i przejrzystość otoczenia administracyjnego, która wpływa z kolei na minimalizację ryzyka regulacyjnego. Jest to szczególnie ważne w przypadku działalności poszukiwawczej, która ze swej natury i tak charakteryzuje się podwyższonym ryzykiem operacyjnym.
- Równie ważne są także parametry wydobywcze, w tym zwłaszcza wydajność produkcji z odwiertów eksploatacyjnych w Polsce, których charakterystyka w obecnej chwili nie jest jeszcze znana.

Raport ma dwie części merytoryczne. W pierwszej omawiamy i szczegółowo uzasadniamy założenia scenariuszy oraz prezentujemy ich wyniki. W rozdziale drugim przedstawiamy w skali całej gospodarki krajowej projekcję efektów makroekonomicznych związanych z realizacją poszczególnych scenariuszy w porównaniu do scenariusza bazowego, w którym nie ma wydobycia gazu łupkowego i inwestycji z tym związanych.

Charakterystyka scenariuszy wydobywczych i ich konsekwencji makroekonomicznych

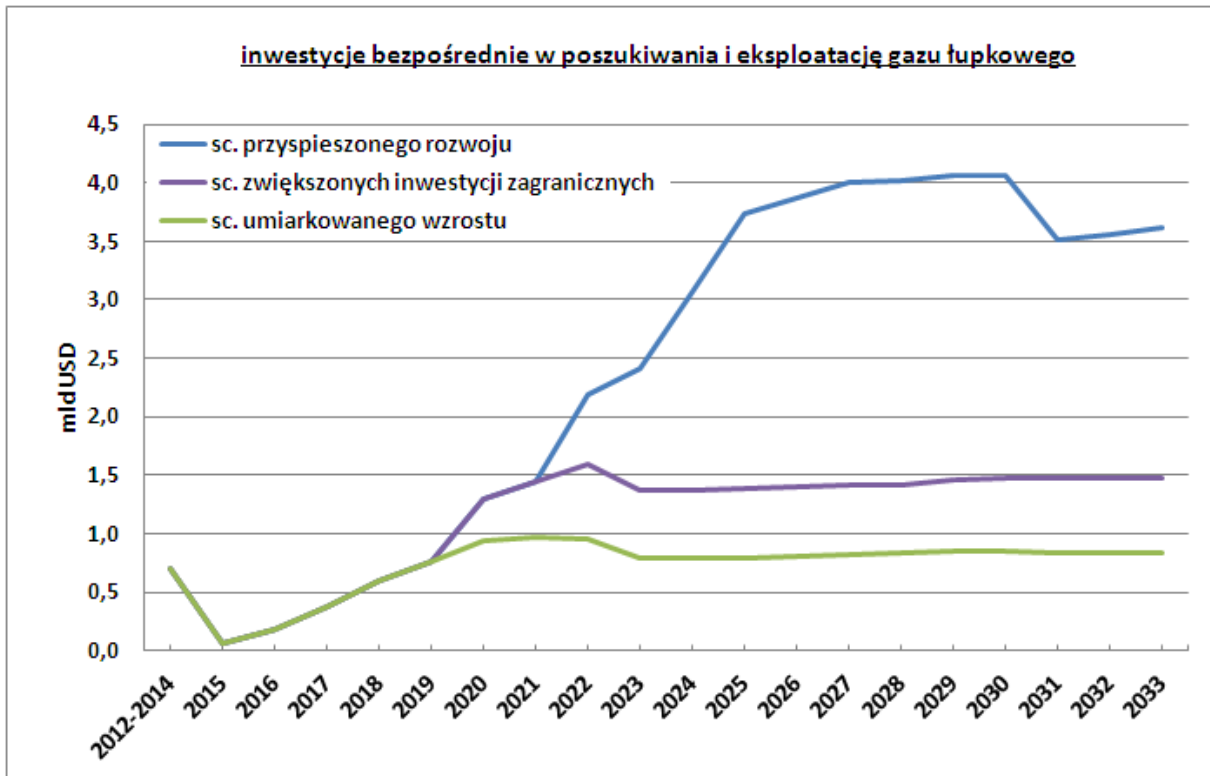
W aspekcie wydobywczym poszczególne scenariusze charakteryzują się różną liczbą odwiertów, z czym wiążą się odmienne bezpośrednie potrzeby inwestycyjne oraz wolumen otrzymywanego gazu. W scenariuszu umiarkowanego wzrostu wolumen produkcji gazu nie przekracza poziomu 3,5 mld m³ rocznie, a niezbędne inwestycje zamykają się w kwocie do 0,9 mld USD w skali roku. Dla pozostałych dwóch scenariuszy maksymalne roczne poziomy produkcji i inwestycji kształtują się odpowiednio na poziomie 6,3 mld m³ oraz 1,5 mld USD w scenariuszu zwiększonych inwestycji zagranicznych oraz 20 mld m³ i 4 mld USD w scenariuszu przyspieszonego rozwoju (porównaj rysunki 1,2,3).

Rysunek 1 Dynamika wydobywania gazu w poszczególnych scenariuszach.



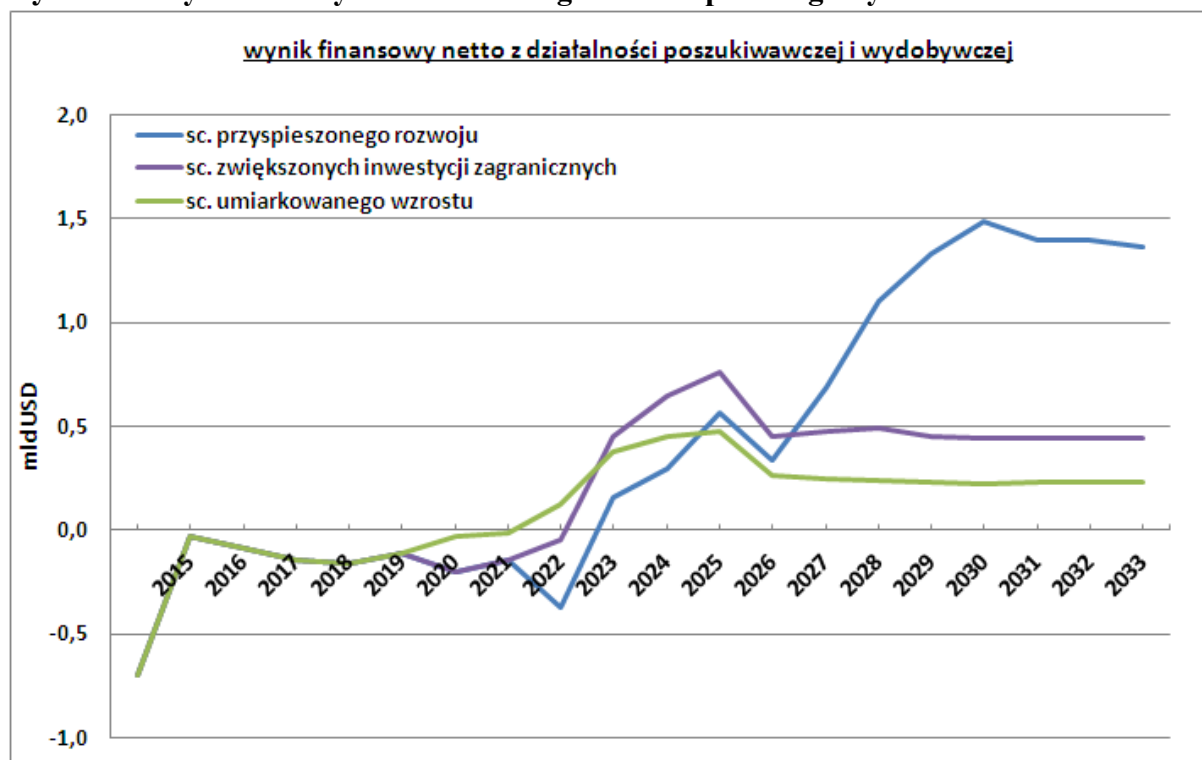
Źródło: Obliczenia własne

Rysunek 2 Dynamika inwestycji bezpośrednich w wydobywanie gazu w poszczególnych scenariuszach.



Źródło: Obliczenia własne

Rysunek 3 Dynamika wyniku finansowego netto w poszczególnych scenariuszach.



Źródło: Obliczenia własne

Bezpośrednim efektem powyższych różnic jest oczywiście zróżnicowana dochodowość eksploatacji gazu łupkowego oraz siła wpływu na gospodarkę. Poniżej przedstawiamy pełniejszą charakterystykę scenariuszy wydobywczych i wynikających z nich konsekwencji makroekonomicznych.

Scenariusz umiarkowanego wzrostu²

Jest traktowany jako praktyczne minimum możliwe do osiągnięcia bez istotnych nowych ułatwień i zachęt dla przedsiębiorców zaangażowanych w poszukiwania i przygotowujących eksploatację gazu łupkowego oraz bez dużych sukcesów poszukiwawczych, ale także bez pogorszenia aktualnych warunków gospodarowania. Scenariusz ten zakłada co najwyżej umiarkowaną lub dobrą produktywność eksploatowanych złóż. Szczegółowa charakterystyka wyników znajduje się w poniższej tabeli:

² W raporcie scenariusz ten określamy skrótowo „SLOW”.

Tabela 1 Charakterystyka scenariusza umiarkowanego wzrostu w porównaniu ze scenariuszem bazowym.

SCENARIUSZ UMIARKOWANEGO WZROSTU	j.m.	2012-2018	2019-2025	2012-2025
Założenia dotyczące poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego				
Poszukiwania gazu				
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	2,4	0,0	2,4
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	0,9	0,0	0,4
Odwierty rozponawcze przekształcone w eksploatacyjne				
liczba		65	155	220
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	2,6	5,9	8,6
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	1,0	2,9	1,9
Nowe odwierty eksploatacyjne				
liczba		30	270	300
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	1,4	14,2	15,6
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	0,4	3,2	1,8
Inwestycje dotyczące poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego łącznie (inwestycje łupkowe)	<i>mld PLN</i>	6,5	20,1	26,6
Zatrudnienie związane z poszukiwaniami i wydobyciem gazu łupkowego łącznie (zatrudnienie łupkowe)	<i>tys.osób, średnio w roku</i>	2,2	6,1	4,1
Efekty ekonomiczne (różnica w stosunku do scenariusza bazowego)				
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
PKB	<i>mld PLN</i>	15,5	116,2	131,7
Konsumpcja gosp.domowych	<i>mld PLN</i>	7,6	46,9	54,5
Konsumpcja publiczna	<i>mld PLN</i>	2,6	19,9	22,5
Inwestycje	<i>mld PLN</i>	16,6	98,7	115,3
łupkowe	<i>mld PLN</i>	6,5	20,1	26,6
pozostałe	<i>mld PLN</i>	10,1	78,6	88,7
<i>Dynamika realna</i>		średnio w roku		
PKB	<i>pkt. proc.</i>	0,03	0,09	0,06
Konsumpcja gosp.domowych	<i>pkt. proc.</i>	0,02	0,05	0,04
Konsumpcja publiczna	<i>pkt. proc.</i>	0,03	0,09	0,06
Inwestycje	<i>pkt. proc.</i>	0,14	0,20	0,17
Pracujący		średnio w roku		
Zatrudnienie łupkowe	<i>tys.osób</i>	11,8	53,9	32,8
Zatrudnienie pozostałe	<i>tys.osób</i>	2,2	6,1	4,1
Zatrudnienie pozostałe	<i>tys.osób</i>	9,6	47,8	28,7
Stopa bezrobocia	<i>pkt. proc.</i>	-0,09	-0,35	-0,22
Dochody do dyspozycji - dynamika realna	<i>pkt. proc.</i>	0,02	0,05	0,03
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
Finansowanie inwestycji	<i>mld PLN</i>	16,6	98,7	115,3
FDI	<i>mld PLN</i>	2,1	6,9	9,0
łupkowe	<i>mld PLN</i>	2,1	6,9	9,0
poza-łupkowe	<i>mld PLN</i>	0,0	0,0	0,0
Krajowe + zagraniczne (finansowe)	<i>mld PLN</i>	14,4	91,9	106,3
łupkowe	<i>mld PLN</i>	4,3	13,3	17,6
poza-łupkowe	<i>mld PLN</i>	10,1	78,6	88,7
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
Podatki	<i>mld PLN</i>	2,4	17,8	20,2
PIT + pozostałe	<i>mld PLN</i>	0,5	3,0	3,5
Podatki pośrednie minus dotacje	<i>mld PLN</i>	1,9	14,2	16,0
CIT łupkowy	<i>mld PLN</i>	0,0	0,7	0,7
Mnożniki				
mnożnik inwestycji łupkowych		1,6	3,9	3,3
mnożnik zatrudnienia łupkowego		4,4	7,9	6,9

Uwaga: Tabela przedstawia różnicę w stosunku do scenariusza bazowego. Założenia dotyczące poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego stanowią jednocześnie wielkości nominalne, jak i różnicę w stosunku do scenariusza bazowego, który nie zakłada rozwoju sektora gazu łupkowego.

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.



Scenariusz zwiększonych inwestycji zagranicznych³

W scenariuszu tym zakładamy przyjęcie krajowych regulacji ułatwiających poszukiwania i eksploatację a następnie przesył wydobytego gazu łupkowego. Dodatkowo zakładamy korzystne dla inwestorów rozwiązanie kwestii wprowadzenia opłat za użytkowanie złóż (*royalties*) lub innego rodzaju świadczeń publicznych od wydobywanego gazu ziemnego ze złóż łupkowych. Skutkiem zwiększonych inwestycji może być także spadek kosztów poszukiwań i wydobywania. Zakłada się także wykorzystanie możliwości wspólnych inwestycji, a następnie eksploatacji gazu łupkowego, przez doświadczone firmy zagraniczne i krajowe z sektora energetyczno-paliwowego, co prowadzi do pojawiania się dodatkowych przyrostów efektywności w sektorze i w gospodarce, związanych z przejmowaniem *know-how*. Realizacja tego scenariusza będzie wymagała zaplanowania i wdrożenia odpowiednich regionalnych programów zagospodarowania nowych, dużych dostaw gazu ziemnego. Szczegółową charakterystykę efektów makroekonomicznych tego scenariusza zawiera Tabela 2.

³ W raporcie scenariusz ten określamy skrótowo „FDI”.

Tabela 2 Charakterystyka scenariusza zwiększonych inwestycji zagranicznych w porównaniu ze scenariuszem bazowym.

SCENARIUSZ ZWIĘKSZONYCH INWESTYCJI ZAGR.	j.m.	2012-2018	2019-2025	2012-2025
Założenia dotyczące poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego				
Poszukiwania gazu				
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	2,4	0,0	2,4
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	0,9	0,0	0,4
Odwierty rozponawcze przekształcone w eksploatacyjne				
liczba		65	175	240
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	2,6	6,7	9,3
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	1,0	3,2	2,1
Nowe odwierty eksploatacyjne				
liczba		30	500	530
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	1,4	24,3	25,7
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	0,4	6,0	3,2
Inwestycje dotyczące poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego łącznie (inwestycje łupkowe)	<i>mld PLN</i>	6,5	31,0	37,4
Zatrudnienie związane z poszukiwaniami i wydobyciem gazu łupkowego łącznie (zatrudnienie łupkowe)	<i>tys.osób, średnio w roku</i>	2,2	9,1	5,7
Efekty ekonomiczne (różnica w stosunku do scenariusza bazowego)				
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
PKB	<i>mld PLN</i>	15,5	141,8	157,2
Konsumpcja gosp.domowych	<i>mld PLN</i>	7,6	59,3	66,9
Konsumpcja publiczna	<i>mld PLN</i>	2,6	24,2	26,9
Inwestycje	<i>mld PLN</i>	16,6	132,7	149,3
łupkowe	<i>mld PLN</i>	6,5	31,0	37,4
pozostałe	<i>mld PLN</i>	10,1	101,8	111,9
<i>Dynamika realna</i>		średnio w roku		
PKB	<i>pkt. proc.</i>	0,03	0,13	0,08
Konsumpcja gosp.domowych	<i>pkt. proc.</i>	0,02	0,08	0,05
Konsumpcja publiczna	<i>pkt. proc.</i>	0,03	0,12	0,08
Inwestycje	<i>pkt. proc.</i>	0,14	0,36	0,25
Pracujący	<i>tys.osób</i>	11,8	67,4	39,6
Zatrudnienie łupkowe	<i>tys.osób</i>	2,2	9,1	5,7
Zatrudnienie pozostałe	<i>tys.osób</i>	9,6	58,2	33,9
Stopa bezrobocia	<i>pkt. proc.</i>	-0,09	-0,44	-0,26
Dochody do dyspozycji - dynamika realna	<i>pkt. proc.</i>	0,02	0,07	0,05
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
Finansowanie inwestycji	<i>mld PLN</i>	16,6	132,7	149,3
FDI	<i>mld PLN</i>	2,1	14,3	16,4
łupkowe	<i>mld PLN</i>	2,1	14,3	16,4
poza-łupkowe	<i>mld PLN</i>	0,0	0,0	0,0
Krajowe + zagraniczne (finansowe)	<i>mld PLN</i>	14,4	118,5	132,9
łupkowe	<i>mld PLN</i>	4,3	16,7	21,0
poza-łupkowe	<i>mld PLN</i>	10,1	101,8	111,9
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
Podatki	<i>mld PLN</i>	2,4	21,9	24,3
PIT + pozostałe	<i>mld PLN</i>	0,5	3,7	4,2
Podatki pośrednie minus dotacje	<i>mld PLN</i>	1,9	17,3	19,2
CIT łupkowy	<i>mld PLN</i>	0,0	0,9	0,9
Mnożniki				
mnożnik inwestycji łupkowych		1,6	3,3	3,0
mnożnik zatrudnienia łupkowego		4,4	6,4	6,0

Uwaga: Tabela przedstawia różnicę w stosunku do scenariusza bazowego. Założenia dotyczące poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego stanowią jednocześnie wielkości nominalne, jak i różnicę w stosunku do scenariusza bazowego, który nie zakłada rozwoju sektora gazu łupkowego.

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.



Scenariusz przyśpieszonego rozwoju⁴

Jest traktowany jako praktyczne maksimum możliwe do osiągnięcia przy równoczesnym wystąpieniu kilku pozytywnych procesów, w tym w szczególności:

- przyjęcia rozwiązań regulacyjnych korzystnych dla inwestorów jak w scenariuszu poprzednim, lub na wzór rozwiązań z USA, wprowadzenie 10-15 letniego moratorium na pobieranie *royalties* albo innych świadczeń publicznych o tym charakterze.
- przejmowania na szeroką skalę know-how, poprzez intensywną współpracę firm polskich (wydobywczych i serwisowych) i zagranicznych
- rozwoju współpracy nauki z biznesem. Technologie wydobycia gazu łupkowego są wciąż w fazie doskonalenia i polska nauka oraz polski biznes mogą mieć istotny wkład w ich rozwój.
- pomyślnego wyniku poszukiwań na niektórych koncesjach, zakładającego zlokalizowanie tzw. „*sweet spots*”, których eksploatacja będzie wyżej opłacalna.

Istotnym ograniczeniem w sprawnej realizacji tego scenariusza może okazać się brak możliwości odbioru i przesyłu wydobywanego gazu łupkowego. Wielkość wydobycia będzie wymagała przygotowania krajowego programu rozwoju, zastosowania i eksportu gazu ziemnego, a następnie jego konsekwentnego wdrożenia. Postulowany „Program” powinien być przedsięwzięciem publiczno-prywatnym. Jego najważniejszą częścią musi być przeprowadzenie programu inwestycyjnego w sektorze energetyczno-ciepłowniczym polegającego na modernizacji bloków energetycznych istniejących elektrociepłowni (i przejście na gaz) i/lub budowę nowych elektrowni gazowych.

Szacujemy, że ten dodatkowy strumień inwestycji, poza bezpośrednimi inwestycjami w sektor łupkowy niezbędnych w tym scenariuszu do zagospodarowania zwiększonej podaży gazu wyniesie do 2025 r. około 118 mld złotych.⁵ Do uruchomienia powyższego przedsięwzięcia inwestycyjnego niezbędny jest specjalny program rządowy, absorbujący środki takich instytucji jak Bank Światowy, Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju, Europejski Bank Inwestycyjny. W scenariuszu tym zakładamy stworzenie takiego programu. Zmiana technologiczna związana z procesem przestawienia przestarzałych bloków opartych na węglu na nowoczesne i wykorzystujące gaz / budowy nowych ma wpływ na wydajność

⁴ W raporcie scenariusz ten określamy skrótowo „FAST+TFP”.

⁵ Umownie w raporcie nazywamy ten strumień inwestycjami „elektro”.



całej gospodarki.⁶ Spodziewamy się, że powyższa zmiana technologiczna wpłynie na gospodarkę poprzez szereg mechanizmów:

- zmniejszenie deficytu w handlu zagranicznym. Eksport stanie się bardziej konkurencyjny, a gospodarka nieco mniej importochłonna;
- skok technologiczny wytworzy dodatkowy impuls inwestycyjny;
- wzrost wydajności gospodarki staje się argumentem za szybszym wzrostem płac realnych (i w konsekwencji szybszym wzrostem konsumpcji);
- wzrost podatków z powodu wyższego tempa działalności gospodarczej sprzyja wyższemu wzrostowi konsumpcji rządowej, bez powiększania deficytu budżetowego;
- poprawa wyniku handlu zagranicznego wywołuje presję na realny efektywny kurs walutowy (REER), co wobec stałego kursu nominalnego od 2015 r. przekłada się na dodatkową presję na wzrost płac (ale nie na tyle, żeby obniżyć rentowność poza sektorem energetycznym).

Szczegółową charakterystykę efektów makroekonomicznych tego scenariusza zawiera Tabela 3.

⁶ Poprzez wzrost całkowitej produktywności czynników (TFP – *total factor productivity*).

Tabela 3 Charakterystyka scenariusza przyspieszonego rozwoju w porównaniu ze scenariuszem bazowym.

SCENARIUSZ PRZYSPIESZONEGO ROZWOJU	j.m.	2012-2018	2019-2025	2012-2025
Założenia dotyczące poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego				
Poszukiwania gazu				
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	2,4	0,0	2,4
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	0,9	0,0	0,4
Odwierty rozponawcze przekształcone w eksploatacyjne				
liczba		65	175	240
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	2,6	6,7	9,3
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	1,0	3,2	2,1
Nowe odwierty eksploatacyjne				
liczba		30	1 000	1 030
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	1,4	43,4	44,9
zatrudnienie (średnie w roku)	<i>tys.osób</i>	0,4	11,9	6,1
Inwestycje dotyczące poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego łącznie (inwestycje łupkowe)	<i>mld PLN</i>	6,5	50,1	56,6
Zatrudnienie związane z poszukiwaniami i wydobyciem gazu łupkowego łącznie (zatrudnienie łupkowe)	<i>tys.osób, średnio w roku</i>	2,2	15,1	8,6
Efekty ekonomiczne (różnica w stosunku do scenariusza bazowego)				
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
PKB	<i>mld PLN</i>	15,7	577,0	592,6
Konsumpcja gosp.domowych	<i>mld PLN</i>	7,7	193,0	200,7
Konsumpcja publiczna	<i>mld PLN</i>	2,7	98,5	101,2
Inwestycje	<i>mld PLN</i>	17,3	514,1	531,4
łupkowe	<i>mld PLN</i>	6,5	50,1	56,6
"elektro"	<i>mld PLN</i>	0,7	117,2	117,9
pozostałe	<i>mld PLN</i>	10,1	346,8	357,0
<i>Dynamika realna</i>		średnio w roku		
PKB	<i>pkt. proc.</i>	0,03	0,81	0,42
Konsumpcja gosp.domowych	<i>pkt. proc.</i>	0,02	0,48	0,25
Konsumpcja publiczna	<i>pkt. proc.</i>	0,03	0,81	0,42
Inwestycje	<i>pkt. proc.</i>	0,16	2,58	1,36
Pracujący	<i>tys.osób</i>	12,0	218,6	115,3
Zatrudnienie łupkowe	<i>tys.osób</i>	2,2	15,1	8,6
Zatrudnienie pozostałe	<i>tys.osób</i>	9,8	203,5	106,7
Stopa bezrobocia	<i>pkt. proc.</i>	-0,09	-1,55	-0,82
Dochody do dyspozycji - dynamika realna	<i>pkt. proc.</i>	0,02	0,48	0,25
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
Finansowanie inwestycji	<i>mld PLN</i>	17,3	514,1	531,4
FDI	<i>mld PLN</i>	2,4	77,3	79,8
łupkowe + "elektro"	<i>mld PLN</i>	2,4	77,3	79,8
pozostałe	<i>mld PLN</i>	0,0	0,0	0,0
Krajowe + zagraniczne (finansowe)	<i>mld PLN</i>	14,8	436,8	451,6
łupkowe	<i>mld PLN</i>	4,7	90,0	94,6
poza-łupkowe	<i>mld PLN</i>	10,1	346,8	357,0
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
Podatki	<i>mld PLN</i>	2,4	84,4	86,8
PIT + pozostałe	<i>mld PLN</i>	0,5	13,6	14,1
Podatki pośrednie minus dotacje	<i>mld PLN</i>	1,9	70,3	72,2
CIT łupkowy	<i>mld PLN</i>	0,0	0,5	0,5
Mnożniki				
mnożnik inwestycji łupkowych i "elektro"		1,4	2,1	2,0
mnożnik zatrudnienia łupkowego		4,5	13,5	12,3

Uwaga: Tabela przedstawia różnicę w stosunku do scenariusza bazowego. Założenia dotyczące poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego stanowią jednocześnie wielkości nominalne, jak i różnicę w stosunku do scenariusza bazowego, który nie zakłada rozwoju sektora gazu łupkowego.

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.

Najważniejsze wnioski

1. W scenariuszu bazowym (scenariusz „BASE”) polska gospodarka rozwija się w okresie prognozy w średnim tempie 3,9% rocznie, przy czym wzrost ten w latach 2012-2018 jest nieco wyższy (4,0%) niż w okresie 2018-2025 (3,7%). Jednocześnie, wraz z osłabieniem niektórych czynników wzrostu, tempo to jest nieco niższe niż osiągnięte w minionej dekadzie przed kryzysem finansowym (średnio 4,2% w latach 2000-2008).
2. W scenariuszu umiarkowanego wzrostu (scenariusz „SLOW”) oszacowana ścieżka inwestycji łupkowych to w latach 2012-2025 łącznie blisko 27 mld PLN w cenach bieżących. Poprzez tworzenie nowych miejsc pracy i dochodów ludności bezpośrednio w sektorze łupkowym oraz efekty mnożnikowe, przekładające się na pozostałą część gospodarki, obserwujemy nieco wyższy wzrost inwestycji, konsumpcji i PKB niż w scenariuszu bazowym. W rezultacie, impuls inwestycji łupkowych przekłada się na zwiększenie średniej dynamiki PKB dopiero w podokresie 2019-2025: o 0,09 pkt. proc.; w podokresie 2012-2018 będzie trzykrotnie mniejszy: 0,03 pkt. proc. Inwestycje łupkowe w scenariuszu umiarkowanego wzrostu generują nowe miejsca pracy (2,2 tys. osób w podokresie 2012-2018 oraz 6,1 tys. w latach 2019-2025). W wyniku efektów pośrednich dodatkowe zatrudnienie powstanie w innych sektorach gospodarki (niecałe 10 tys. w latach 2012-2018 oraz kolejne 48 tys. w latach 2019-2025). To daje mnożnik zatrudnienia łupkowego na poziomie 4,4 w pierwszym podokresie oraz 7,9 w latach 2019-2025, kiedy to inwestycje wydobywcze wystąpią w każdym roku. Dzięki temu stopa bezrobocia będzie niższa niż w scenariuszu bazowym średnio o odpowiednio 0,1 pkt. proc. i 0,4 pkt. proc. w poszczególnych podokresach. Z powodu wyższego wzrostu gospodarczego wpływy do budżetu z tytułu podatków pośrednich i PIT, a także podatku CIT od sektora łupkowego są wyższe niż w scenariuszu bazowym łącznie o ponad 20 mld PLN w całym okresie projekcji.
3. W scenariuszu zwiększonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych (scenariusz „FDI”) strumień inwestycji łupkowych jest większy niż w scenariuszu „SLOW” o ok. 10 mld PLN w całym prognozowanym okresie. Wywołuje to nieco silniejsze efekty bezpośrednie i mnożnikowe niż w scenariuszu „SLOW”. Zwiększone inwestycje łupkowe w tym scenariuszu oznaczają większe zaangażowanie kapitału zagranicznego w formie bezpośrednich inwestycji (FDI) łącznie o ponad 16 mld PLN. W efekcie wzrost



gospodarczy wyniesie średnio 3,8% rocznie i będzie wyższy niż w scenariuszu „BASE” o 0,13 pkt. proc. rocznie w okresie 2019-25. Zwiększone inwestycje łupkowe stworzą dodatkowe miejsca pracy (9,1 tys. osób w okresie 2019-2025), a poprzez efekty pośrednie – kolejne 58 tys. (mnożnik zatrudnienia łupkowego na poziomie 6,4). Wzrost przychodów z tytułu podatków pośrednich, PIT oraz CIT od zysków łupkowych w porównaniu ze scenariuszem bazowym wyniesie w całym okresie projekcji 24,3 mld PLN.

4. Scenariusz przyspieszonego rozwoju (scenariusz „FAST+TFP”) jest najbardziej dynamiczny, gdyż oprócz najbardziej intensywnego strumienia inwestycji „łupkowych” (łącznie na poziomie blisko 57 mld PLN w okresie projekcji) zakłada wykorzystanie wynikających z niego dużych zasobów gazu do przyspieszenia modernizacji urządzeń wytwórczych w sektorze energetyczno-ciepłowniczym. Inwestycje te, które ze względu na swoją skalę musiałyby zostać objęte szerokim programem wsparcia, szacujemy na poziomie 118 mld PLN łącznie w okresie 2018-2025. Zmiana technologiczna, która zostanie wywołana procesem modernizacji sektora energetyczno-ciepłowniczego stanie się kolejnym czynnikiem dynamizującym wzrost gospodarczy. Założone bezpośrednie inwestycje zagraniczne dostarczą finansowanie na kwotę wyższą niż w scenariuszu bazowym o blisko 80 mld PLN. W rezultacie wzrost gospodarczy w scenariuszu „FAST+TFP” zwiększy się średnio o 0,8 pkt. proc. rocznie w okresie 2019-25 w porównaniu ze scenariuszem bazowym. Łączny przyrost liczby pracujących w okresie 2019-2025 będzie wyższy średnio w roku o 219 tys. osób niż w scenariuszu bazowym, w tym o 15 tys. bezpośrednio w związku z poszukiwaniem i wydobywaniem gazu łupkowego. Różnica (204 tys.) to miejsca pracy powstałe w innych sektorach. Mnożnik zatrudnienia łupkowego (13,5 w latach 2019-2025) nie jest jednak porównywalny z poprzednimi scenariuszami, gdyż uwzględnia on dodatkowo wzrost zatrudnienia wynikający z modernizacji sektora energetyczno-ciepłowniczego oraz także z impulsu rozwojowego spowodowanego zmianą technologiczną. W rezultacie stopa bezrobocia ulegnie obniżeniu w stosunku do scenariusza bazowego średnio o 1,6 pkt. proc. w latach 2019-25 (czyli do poziomu 4-5% w latach 2024-25). Należy przy tym zaznaczyć, że największy wpływ na powyższe wyniki ma realizacja programu modernizacji urządzeń wytwórczych (inwestycje „elektro”). Podatki pośrednie w tym okresie wynikające z wyższego wzrostu gospodarczego i PIT z powodu wyższych dochodów dałyby dodatkowe wpływy do budżetu łącznie w kwocie 84 mld PLN. Dodatni wynik finansowy związany z działalnością wydobywczą gazu (od 2023 r.) jest źródłem przychodów z tytułu CIT z tego



sektora w wysokości 0,5 mld PLN w latach 2023-25, więc łączny strumień przychodów budżetowych w porównaniu ze scenariuszem bazowym zbliża się do 87 mld PLN w całym okresie projekcji.

5. Najbardziej optymistyczny scenariusz przyspieszonego rozwoju daje duże korzyści bezpośrednie i pośrednie. Wzrost podaży gazu do 12 mld m³ w 2025 r. (i dalej do 20 mld m³ w 2034 r.) stwarza szansę na skok technologiczny poprzez modernizację sektora energetyczno-ciepłowniczego w przyspieszonym tempie, na podniesienie tempa wzrostu gospodarczego (w latach 2019-2025 o blisko 1 pkt. proc. rocznie), stworzenie w tym czasie blisko 220 tys. nowych miejsc pracy i wygenerowanie dodatkowych przychodów do budżetu (co najmniej ponad 80 mld PLN). Potwierdzone złoża gazu łupkowego powinny zainteresować obcy kapitał i przyciągnąć bezpośrednie inwestycje zagraniczne, niezbędne do pokrycia dużych potrzeb inwestycyjnych. Obecność w strefie euro stwarza dodatkowe możliwości pozyskania relatywnie tańszego kapitału, tak, by gospodarka „zaakceptowała” (po odliczeniu założonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych) stopę inwestycji rzędu 25% PKB. Realizacja scenariusza przyspieszonego rozwoju jest realistyczna⁷, ale wymaga istotnych działań na szczeblu rządowym. Należy do nich zaliczyć podjęcie jak najszybciej przygotowań do zorganizowania procesu modernizacji sektora energetyczno-ciepłowniczego, doprowadzenia do wejścia do strefy euro, a także stworzenia warunków sprzyjających napływowi bezpośrednich inwestycji zagranicznych i transferowi nowych technologii.

⁷ Jeżeli wyniki poszukiwań będą obiecujące i zostaną potwierdzone w eksploatacji.

Rozdział 1. Scenariusze rozwoju poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego ze złóż łupkowych w Polsce w latach 2012-2025

1.1. Wprowadzenie i uwagi metodyczne

W ramach projektu wyznaczone zostały dwa zasadnicze cele badawcze. Pierwszym celem było stworzenie realistycznych scenariuszy rozwoju produkcji gazu łupkowego do roku 2025 wraz z określeniem poziomu niezbędnych w każdym wariantcie wydatków inwestycyjnych. Drugim celem było zbadanie efektów makroekonomicznych w poszczególnych scenariuszach rozwoju podsektora gazu łupkowego, który dopiero tworzy się w Polsce. W chwili obecnej w Polsce nie ma ani jednego odwiertu eksploatacyjnego, a podsektor znajduje się nadal we wczesnej fazie rozpoznawczo-poszukiwawczej. Największe wyzwanie badawcze przy tworzeniu scenariuszy polegało więc na przygotowaniu propozycji możliwych wariantów rozwoju nowego podsektora gospodarki, który obecnie nie istnieje.

Zbudowanie scenariuszy rozwoju podsektora gazu łupkowego wymagało określenia wielu szczegółowych parametrów kosztowych, produkcyjnych i popytowych wraz z uwzględnieniem specyficznych dla Polski uwarunkowań regulacyjnych, geopolitycznych i przestrzennych. Budując scenariusze korzystaliśmy z różnych źródeł informacji. Część z nich stanowiły publicznie dostępne raporty branżowe, materiały konferencyjne oraz artykuły naukowe, których dynamiczny przyrost w ostatnim okresie odzwierciedla rosnące zainteresowanie niekonwencjonalnymi źródłami gazu. Kluczowe, z punktu widzenia realizacji celów projektu, są dane pochodzące z przedsiębiorstw, zebrane przez zespół CASE oraz opracowania zamówione u ekspertów zewnętrznych współpracujących z nami w ramach projektu.

Za realistyczne zostały uznane scenariusze, które są osiągalne w tym znaczeniu, iż przechodzą testy różnorodnych ograniczeń występujących w procesie wydobycia i sprzedaży gazu łupkowego. Do najważniejszych ograniczeń wziętych pod uwagę w analizie należą:

- Ograniczenia związane z wydajnością i cyklem życia pojedynczego otworu.
- Ograniczenia związane z ilością wierconych otworów w związku z charakterystyką obszarów koncesyjnych w Polsce, dostępnością sprzętu wiertniczego oraz przeszkolonych kadr.



- Ograniczenia związane z finansowaniem inwestycji w poszukiwania i wydobycie gazu łupkowego.
- Ograniczenia związane z wpływem dodatkowego wydobycia na ścieżkę cen gazu, z uwzględnieniem krajowego bilansu gazowego.
- Ograniczenia związane z biznesową opłacalnością inwestycji. Założono, iż nie przesądzając rentowności projektów gazowych realizowanych na poszczególnych koncesjach, realistyczny scenariusz musi zapewniać zadowalającą stopę zwrotu na poziomie całej branży. Rentowność mierzyliśmy przy pomocy wewnętrznej stopy zwrotu (IRR).
- Ograniczenia związane z otoczeniem regulacyjnym i postępowaniem administracyjnym w zakresie przyznawania koncesji.
- Ograniczenia popytowe, wynikające z możliwości ulokowania dodatkowych wolumenów gazu w krajowym systemie energetycznym i skali inwestycji potrzebnych do przekształcenia potencjalnego popytu w popyt realny.
- Każdy z rozważanych scenariuszy uwzględnia ponadto efekty związane z redukcją kosztów odwiertów w czasie, wynikające z krzywej uczenia się oraz efektów skali.

Wybrane scenariusze „mieszczą się” we wszystkich wymienionych wyżej ograniczeniach. Dla każdego scenariusza opracowaliśmy zestaw osiągalnych warunków, które naszym zdaniem powinny być spełnione, aby dany scenariusz się zmaterializował. Pragniemy jednak zwrócić uwagę, że nasza analiza nie kwantyfikuje prawdopodobieństwa realizacji żadnego ze scenariuszy.

Wielkości określające poszczególne ograniczenia dla scenariuszy staraliśmy się przede wszystkim zaczerpnąć z rynku polskiego, uznając je za najbardziej adekwatne. Jednak w przypadku gazu łupkowego podejście to jest możliwe tylko w ograniczonym zakresie ze względu na brak rodzimej historii wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Bezpośrednio z polskiego rynku zebrano więc informacje o jednostkowych kosztach wierceń poszukiwawczych i ich pracochłonności oraz informacje o obowiązkowych zobowiązaniach w zakresie liczby odwiertów na wszystkich koncesjach poszukiwawczych w Polsce. W tym kontekście bardzo ważnym uzupełnieniem wiedzy była analiza doświadczeń amerykańskich z początkowej fazy rozwoju wydobycia gazu ze złóż łupkowych, zwłaszcza w zakresie



spodziewanej produktywności i cyklu życia odwiertu oraz spodziewanych efektów krzywej uczenia się. Na tej podstawie, stosując konserwatywne współczynniki korygujące, mogliśmy przez analogię określić oczekiwane początki wydobywania w Polsce.

Analizując historię sektora gazu łupkowego w USA doszliśmy do wniosku, że początki wydobywania gazu łupkowego w Polsce będą się pod kilkoma względami różniły od początków wydobywania w USA:

- W Polsce można spodziewać się zaangażowania od razu najnowocześniejszych technologii wiertniczych.
- Ilość potrzebnego sprzętu wiertniczego oraz czynnik ludzki mogą być wąskim gardłem jedynie w krótkim okresie pierwszych 2 lat eksploatacji.
- Zastosowanie najnowocześniejszych technologii wiertniczych spowoduje, że w Polsce będzie obowiązywała bardziej płaska krzywa uczenia się. Spodziewany spadek kosztów wierceń nie będzie tak duży jak miało to miejsce w USA, ze względu na dokonany już postęp technologiczny. Rezerwy kosztowe w innowacjach organizacyjnych będą mniejsze niż rezerwy wynikające z typowej ekonomii skali (innowacje procesowe).
- Maksymalna produktywność otworu w Polsce będzie mniejsza niż w USA, ze względu na trudniejsze warunki geologiczne. Założyliśmy konserwatywnie, że będzie ona wynosić około 50-60% produktywności amerykańskiej.
- Cykl życia otworu eksploatacyjnego w obu krajach będzie zbliżony. Statystyczna analiza cyklu życia otworów, wykonana na dużej (ponad 10 tys.) liczbie odwiertów z USA, pozwoliła oszacować długość życia otworu oraz określić wypływy gazu w poszczególnych latach w ujęciu procentowym w stosunku do wydobywania początkowego. Cykl ten wykorzystany został do obliczenia wolumenu produkcji gazu w poszczególnych scenariuszach w Polsce.

Syntetyczną charakterystykę informacji które zebraliśmy na potrzeby realizacji projektu zawiera Tabela 4.

Tabela 4 Rodzaje danych zebranych w ramach projektu w poszczególnych analizach.



Analiza kosztów i pracochłonności odwiertów poszukiwawczych w Polsce	<ul style="list-style-type: none">• koszt poszukiwań (geofizyka i interpretacja danych);• koszt jednostkowy odwiertu pionowego i poziomego;• koszt pobierania rdzenia i analizy danych;• koszt serwisów i utylizacji odwiertu;• koszt szczelinowania;• pracochłonność w osobodniach;
Analiza zobowiązań koncesyjnych	<ul style="list-style-type: none">• liczba odwiertów poszukiwawczych na wszystkich koncesjach w Polsce, w podziale na lata, wraz z szacunkowym kosztem ich realizacji;
Analiza doświadczeń amerykańskich	<ul style="list-style-type: none">• cykl życia otworu;• zmiany wydobywania rocznego;• stosunek odwiertów produkcyjnych do <i>dry-spot</i>;
Analiza popytu na gaz w Polsce	<ul style="list-style-type: none">• popyt niezrealizowany w gospodarstwach domowych;• moc zainstalowana gazowych bloków energetycznych w fazie realizacji;• moc zainstalowana gazowych bloków energetycznych w fazie planów inwestycyjnych;• inne możliwości wzrostu zużycia gazu ziemnego;
Analiza regulacyjna	<ul style="list-style-type: none">• aktualne oraz planowane regulacji dotyczących geologii i górnictwa w sektorze gazowym;• koszty opłat publiczno-prawnych związanych z poszukiwaniem niekonwencjonalnych złóż gazu;• spodziewane opłaty związane z eksploatacją niekonwencjonalnych złóż gazu;



Analiza scenariuszowa	<ul style="list-style-type: none">• ścieżka cen gazu;• wydobycie w mln m3 gazu;• dodatkowe zatrudnienie kreowane przez gaz łupkowy;• koszty wydobycia;
Analiza (projekcja) makroekonomiczna	<ul style="list-style-type: none">• produkcja globalna, zatrudnienie, PKB;• czynniki popytowe PKB: konsumpcja gospodarstw domowych, inwestycje;• dochody ludności;• potencjalny eksport i potencjalny import wynikający z szacunku bilansu popytu i podaży gazu w kraju;• szacunek przychodów budżetu państwa z tytułu opłat.

Źródło: Opracowanie własne



1.2. Planowanie i charakterystyka scenariuszy

Obecnie poszukiwania gazu ziemnego ze złóż łupkowych znajdują się w Polsce w fazie początkowej – w stadium przygotowań do przyspieszonego rozpoznawania zasobów. Jednakże, mimo braku wielu istotnych informacji (np. lokalizacja najlepszych zasobów, najbardziej wydajnej regionalnej metody eksploatacji), skromnej bazy techniczno-sprzętowej (w relacji do potencjalnych potrzeb) oraz niewystarczających doświadczeń i wysokich (w relacji do osiągnięć amerykańskich i kanadyjskich) kosztów poszukiwań i eksploatacji, zebrała się w Polsce grupa znaczących inwestorów (37 firm inwestorów bezpośrednich z 19 grup kapitałowych). Część z nich już rozpoczęła lub rozpocznie (jeszcze w 2012 roku) prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w celu udokumentowania złoża i opracowania tzw. projektu zagospodarowania złoża. Przyjęcie takiego projektu przez Organ Koncesyjny (Minister Środowiska) będzie podstawą do wystąpienia przez Inwestora o koncesję na eksploatację udokumentowanego złoża.

W najbliższych latach przewiduje się rozwój poszukiwań gazu łupkowego w Polsce, w tym także wykonywanie wstępnych szczelinowań pionowych i poziomych w celu sprawdzenia wydajności rozpoznawanego złoża. Biorąc pod uwagę stan aktualny oraz realne możliwości techniczno-finansowo-eksploatacyjne przyjęto założenie, że komercyjna eksploatacja gazu ziemnego ze złóż łupkowych w Polsce zostanie rozpoczęta najwcześniej w 2017 roku. Nie przekreśla to możliwości rozpoczęcia wcześniejszej eksploatacji na skalę regionalną, planowanej zwłaszcza przez firmy krajowe nadzorowane przez skarbu państwa.

Niektóre krajowe firmy paliwowo-energetyczne (np. PGNiG S.A.) wyraziły opinię, że będą mogły rozpocząć wydobywanie gazu łupkowego na początku 2015 roku. Teoretycznie i praktycznie będzie to możliwe po przekształceniu pozytywnych otworów rozpoznawczych w odwierty eksploatacyjne (po wykonaniu odwiertu poziomego i wielokrotnego szczelinowania). Podobnie, w następnych latach, postąpią również inni inwestorzy – można więc założyć, że większość pionowych odwiertów rozpoznawczych będzie następnie użytkowana w fazie eksploatacji. Horyzont projekcji 2012-2025 dzielimy więc na następujące etapy:

- lata 2012-2014, etap przyspieszonego rozpoznawania złóż gazu łupkowego;
- lata 2015-2016, etap wstępnej eksploatacji, polegającej na przekształceniu odwiertów rozpoznawczych w wydobywcze;



- lata 2017-2019, etap komercjalizacji wydobycia;
- od 2020, etap kontynuacji rozwoju.

Pierwsze dwa etapy (lata 2012-2016) są jednakowe we wszystkich scenariuszach. Istotne zmiany przewiduje się dopiero w kolejnej dekadzie, w okresie kontynuacji rozwoju.

Głównym czynnikiem różnicującym i warunkującym zintensyfikowanie eksploatacji gazu łupkowego w Polsce będzie wykorzystanie doświadczenia (w tym nowoczesnych technologii i sprzętu) oraz możliwości finansowych (inwestycji wg standardów czołowych korporacji naftowo-gazowych, liczonych w mld USD) największych potencjalnych inwestorów, reprezentujących globalne grupy kapitałowe, jak Chevron, Marathon Oil, ConocoPhillips czy Talisman Energy. Podobną rolę mogą odegrać także przedsięwzięcia inwestycyjne typu *joint venture* spółek z kapitałem krajowym i doświadczonych w poszukiwaniach i eksploatacji firm zagranicznych. Zakładamy, że spodziewane „mocne wejście” największych graczy może być szansą na przyśpieszenie i zwiększenie wydobycia gazu łupkowego w Polsce.

Scenariusze rozwoju są projekcją ekspercką, których realizacja nie będzie rozpatrywana w kategoriach rachunku prawdopodobieństwa, ale w kontekście możliwości finansowo-technicznych oraz warunków wpływających na rozwój poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego w Polsce. Projekcja ekspercka zawiera 3 scenariusze:

- umiarkowanego wzrostu,
- zwiększonych inwestycji zagranicznych,
- przyśpieszonego rozwoju.

Scenariusz umiarkowanego wzrostu

Jest traktowany jako praktyczne minimum możliwe do osiągnięcia bez istotnych nowych ułatwień i zachęt dla przedsiębiorców zaangażowanych w poszukiwania i przygotowujących eksploatację gazu łupkowego oraz bez dużych sukcesów poszukiwawczych (umiarkowana i dobra produktywność eksploatowanych złóż), ale także bez pogorszenia aktualnych warunków gospodarowania.

Scenariusz zwiększonych inwestycji zagranicznych

Scenariusz ten zakłada dodatkowo:

- przyjęcie krajowych regulacji ułatwiających poszukiwania i eksploatację a następnie przesył wydobytego gazu łupkowego,



- korzystne dla inwestorów rozwiązanie kwestii wprowadzenia *royalties* lub innego rodzaju świadczeń publicznych od wydobywanego gazu ziemnego ze złóż łupkowych.⁸

Skutkiem zwiększonych inwestycji może być także spadek kosztów poszukiwań i wydobywania. Zakłada się także wykorzystanie możliwości wspólnych inwestycji, a następnie eksploatacji gazu łupkowego, przez doświadczone firmy zagraniczne i krajowe z sektora energetyczno-paliwowego, co prowadzi do pojawiania się dodatkowych przyrostów efektywności w sektorze i w gospodarce, związanych z przejmowaniem know-how. Efekty *know how* w pełnej skali pojawiają się dopiero w kolejnym scenariuszu. Ponadto realizacja tego scenariusza będzie wymagała zaplanowania i wdrożenia odpowiednich regionalnych programów zagospodarowania nowych, dużych dostaw gazu ziemnego.

Scenariusz przyspieszonego rozwoju

Jest traktowany jako praktyczne maksimum możliwe do osiągnięcia przy równoczesnym wystąpieniu kilku pozytywnych procesów, w tym w szczególności:

- przyjęcia rozwiązań regulacyjnych korzystnych dla inwestorów (analogicznie jak w scenariuszu drugim) lub wprowadzenie 10-15 letniego moratorium (analogicznie jak w USA) na pobieranie *royalties* albo innych świadczeń publicznych o tym charakterze;
- przejmowania na szeroką skalę know-how, poprzez intensywną współpracę firm polskich (wydobywczych i serwisowych) i zagranicznych oraz rozwój współpracy nauki z biznesem (technologie wydobywania gazu łupkowego są wciąż w fazie doskonalenia i polska nauka oraz polski biznes mogą mieć istotny wkład w ich rozwój).
- bardzo pomyślnego wyniku poszukiwań na niektórych koncesjach, zakładającego zlokalizowanie tzw. „*sweet spots*”, których eksploatacja będzie wyżej opłacalna;
- dodatkowego wzrostu inwestycji w celu wykorzystania korzystnych możliwości eksploatacyjnych.

Bezpośrednim skutkiem realizacji tego scenariusza będzie kontynuacja obniżki kosztów poszukiwań i wydobywania oraz spadku cen gazu ze złóż łupkowych. Istotnym ograniczeniem w sprawnej realizacji tego scenariusza może okazać się brak możliwości odbioru i przesyłu wydobywanego gazu łupkowego. Wielkość wydobywania będzie wymagała przygotowania

⁸ Najważniejsze jest pobieranie tych nowych opłat (podatku) dopiero po rozpoczęciu sprzedaży gazu i w wysokości poniżej stawek ustalonych dla gazu konwencjonalnego (uwzględniając obiektywnie wyższe koszty)



krajowego programu rozwoju, zastosowania i eksportu gazu ziemnego, a następnie jego konsekwentnego wdrożenia. Postulowany „Program” powinien być przedsięwzięciem publiczno-prywatnym.

Scenariusze umiarkowanego wzrostu oraz zwiększonych inwestycji zagranicznych są „zbliżone” do siebie, chociaż różnią się wielkością inwestycji, skalą udziału inwestorów zagranicznych a następnie wydobywaniem gazu łupkowego. Natomiast scenariusz przyspieszonego rozwoju jest bardziej ekspansywny, ale także o wiele trudniejszy do realizacji.

1.2.1. Założenia ogólne

Przyjęliśmy uzasadnione założenie, że okres 2012-2014 będzie poświęcony realizacji prac poszukiwawczych (geofizycznych i wiertniczych) w celu rozpoznania złóż i gromadzenia informacji niezbędnych do wystąpienia z wnioskiem o koncesję eksploatacyjną. Zobowiązania koncesjonariuszy obejmują liczne prace poszukiwawcze, których syntetyczne zestawienie przedstawiono poniżej.⁹

⁹ Pełne zestawienie krajowych zobowiązań koncesyjnych w latach 2012-2014 stanowi Załącznik 1 do Rozdziału 1



Tabela 5 Zobowiązania koncesjonariuszy w zakresie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych w latach 2012-2014- zestawienie syntetyczne.

Rok rozpoczęcia	Prace	Liczba prac	Wielkość prac	Koszty (w tys. USD)	Wartość prac (w tys. USD)
2012	Badania sejsmiczne 2D	36	3 256 km ²	10/km ²	32 560
	Badania sejsmiczne 3D	19	1.143 km ²	25/km ²	28.575
	Odwierty pionowe z pobraniem rdzenia	76	276,33 km	7 500/ odwiert	570 000
2013	Badania sejsmiczne 2D	14	450 km ²	10/km ²	4 500
	Badania sejsmiczne 3D	17	870km ²	25/km ²	21 750
	Odwierty pionowe z pobraniem rdzenia	20	67,20 km	7 500/ odwiert	150 000
2014	Badania sejsmiczne 2D	10	800 km ²	10/km ²	8 000
	Badania sejsmiczne 3D	7	370 km ²	25/km ²	9 250
	Odwierty pionowe z pobraniem rdzenia	27	101,23 km	7 500/ odwiert	202 500
Razem					1 027 135



Łącznie lata 2012-2014	Badania sejsmiczne 2D	60	4 506 km ²	10/km ²	45 060
	Badania sejsmiczne 3D	43	2383 km ²	25/km ²	59 575
	Odwierty pionowe z pobraniem rdzenia	123	444,76 km	7 500/ odwiert	922 500
	Razem				1 027 135

Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji o koncesjach poszukiwawczo-rozpoznawczych wg stanu na 30 kwietnia 2012r.

Powyższy zakres prac rozpoznawczych będzie ulegał zmianom idącym zarówno w kierunku ich zwiększenia (nowe koncesje oraz zgłoszone zmiany rozszerzające dotychczasowy zakres prac) jak i w kierunku spadku określonych prac (w pierwszym kwartale 2012 r. ekspirowały pierwsze koncesje poszukiwawcze – koncesjonariusze nie przeprowadzili rozpoznania złóż). W tej sytuacji przyjmujemy umowną kwotę 700 mln USD jako łączny koszt prac poszukiwawczych, który nie zostanie pokryty później w wyniku eksploatacji odwiertów, pierwotnie przeznaczonych do rozpoznania złoża. Przyjmujemy też, że większość nakładów na wiercenia poszukiwawcze zostanie w przyszłości zwrócona dzięki przekształceniu odwiertów rozpoznawczych w eksploatacyjne – co jest praktyką powszechnie stosowaną w gazownictwie.

Jedną z trudniejszych decyzji merytorycznych było ustalenie długoletniej struktury wydobycia gazu ziemnego ze złóż łupkowych w Polsce. Ostatecznie, po wielu konsultacjach, przyjęto poniższe założenia, dotyczące % struktury wielkości wydobycia z eksploatowanych odwiertów. (por. tabela 1.3. poniżej). Taka struktura wydobycia powinna być reprezentatywna w Polsce za kilka lat, po rozpoczęciu eksploatacji komercyjnej gazu łupkowego. Zmiany w strategii wydobycia idą, zdaniem ekspertów amerykańskich, w kierunku zwiększenia wydobycia z 1 odwiertu pionowego. Dlatego należy oczekiwać upowszechnienia powtórnego szczelinowania i wydłużenia okresu eksploatacji.

Tabela 6 Struktura (%) wydobycia gazu łupkowego z nowych odwiertów eksploatacyjnych.

Lata	Procent wydobycia w pierwszym roku
I rok	100%
II rok	80%
III rok	40% i powtórne szczelinowania
IV rok	80%
V rok	50%
VI rok	30% ¹⁰
VII rok	20%
VIII rok	15%
IX rok	10%
X rok	likwidacja

Źródło: Założenia własne na podstawie analizy statystyk amerykańskich.

Równocześnie przyjęto, że średnia produktywność odwiertów eksploatacyjnych będzie większa niż przekształcanych odwiertów poszukiwawczych – przyjmuje się średnią roczną wielkość wydobycia w pierwszym roku eksploatacji wynoszącą:

- 12 mln m³ dla odwiertów przekształcanych,
- 15 mln m³ dla odwiertów eksploatacyjnych.

Są to założenia ostrożne, wg których średnia produktywność wydobycia gazu łupkowego w Polsce wyniesie ok. 50-60% rezultatów osiągniętych w USA i Kanadzie. Przykładowo, wieloletnia średnia dla złoża Barnett wyniosła ok. 25 mln m³ rocznie z jednego odwiertu.

Istotnym założeniem ogólnym było przyjęcie odpowiednich kosztów i cen. Proponowane początkowe koszty zostały oparte na aktualnych cenach usług. Następnie zakładamy, że w miarę wzrostu wielkości inwestycji oraz postępu technicznego i kwalifikacji kadr będzie możliwy stopniowy spadek jednostkowych nakładów inwestycyjnych.

¹⁰ W przyszłości ewentualnie kolejne szczelinowania, jeżeli po 2010 roku nastąpią nowe korzystne zmiany w technologii wydobycia gazu łupkowego w Polsce.

Tabela 7 Przewidywane zmiany kosztów inwestycji w poszukiwania i eksploatację gazu ziemnego ze złóż łupkowych.

Rodzaje prac	Koszty początkowe (mln USD)	Koszty (mln USD) w latach:	
		2022-2030	od 2031 r. ¹¹
a) wiercenie z pobieraniem rdzenia (otwór rozpoznawczy)	7,5	7,0	6,0
b) przekształcenie otworu rozpoznawczego w odwiert eksploatacyjny	4,5	3,5	3,0
c) nowy odwiert eksploatacyjny	12	10,5	9,0
d) powtórne szczelinowanie	3,5	2,5	2,0
e) partycypacja w kosztach budowy kopalni oraz likwidacja odwiertu	1,5	1,0	1,0
RAZEM	17	14	12

Źródło: Założenia własne.

Przyjęte wartości są szacunkami konserwatywnymi, uwzględniającymi specyfikę złóż krajowych – położonych na poziomie ok. 3,5 km pod powierzchnią ziemi. Proponując zmiany cen (cena hurtowa, *ex works*¹²) gazu ziemnego ze złóż łupkowych wzięto pod uwagę dwie tendencje:

- wzrost uzależnienia UE od importu gazu ziemnego;
- wzrost możliwości zaopatrzenia UE w gaz ziemny, dostarczany w formie LNG, przez nowych producentów (USA, kraje afrykańskie).

¹¹ Dotyczy tylko scenariusza 3 (przyspieszonego rozwoju).

¹² Cena sprzedaży z kopalni gazu ziemnego ze złóż łupkowych (odbiór na punkcie pomiarowo-kontrolnym).



Uwzględniając te zmiany założono stały, lecz umiarkowany spadek cen gazu ze złóż krajowych wynoszący:

Tabela 8 Przewidywana średnia cena krajowa gazu ziemnego.

Średnia cena krajowa za 1 000 m ³ w USD	Lata
420	2015-2020
360	2021-2025
300	2026-2030
260	po 2031

Źródło: Założenia własne.

Pozostałe założenia ogólne przedstawiamy poniżej:

- Przyjęto uproszczony rachunek nakładów i efektów (wielkość wydobycia) inwestycyjnych.
- Przyjęto, że krajowe zasoby wydobywalne gazu ziemnego w złożach łupkowych wynoszą co najmniej 1 bilion m³ i w związku z tym nawet w scenariuszu przyspieszonego rozwoju posiadane zasoby wystarczą na długoletnią eksploatację.
- Uwzględniono specyfikę polskiego terytorium (względnie większe zaludnienie i powierzchnia obszarów chronionych) i dlatego nie przekracza się liczby 300 nowych odwiertów eksploatacyjnych rocznie.
- Generalnie przyjęto założenia ostrożne oraz wielkości i wskaźniki istotnie niższe od osiągniętych w USA w porównaniach wieloletnich lub odpowiednio w okresie pionierskiego rozwoju wydobycia gazu łupkowego.

1.2.2. Nakłady inwestycyjne

Jak już wspomiano, okres 2012-2016 jest taki sam we wszystkich scenariuszach. Następnie może rozpocząć się różnicowanie wartości i jakości inwestycji i w ślad za tym odpowiednie zwiększenie wielkości wydobycia. Jednakże w wybranych scenariuszach założono ostrożnie początek różnicowania inwestycji od 2020 roku.

Przewidywaną w poszczególnych latach liczbę otworów rozpoznawczych przekształconych w eksploatacyjne oraz nowych odwiertów eksploatacyjnych, przedstawiono w tabelach poniżej.

Tabela 9 Liczba otworów rozpoznawczych przekształconych w eksploatacyjne w trzech, zakładanych scenariuszach.

Lata	Wariant umiarkowanego wzrostu	Wariant zwiększonych inwestycji zagranicznych	Wariant przyspieszonego rozwoju
2015	5	5	5
2016	15	15	15
2017	20	20	20
2018	25	25	25
2019	25	25	25
2020	25	25	25
2021	25	25	25
2022-2034	20	25	25

Źródło: Założenia własne

Tabela 10 Liczba nowych odwiertów eksploatacyjnych.

Lata	Wariant umiarkowanego wzrostu	Wariant zwiększonych inwestycji zagranicznych	Wariant przyspieszonego rozwoju
2015	0	0	0
2016	0	0	0
2017	10	10	10
2018	20	20	20
2019	30	30	30
2020	40	70	70
2021	40	80	80
2022	40	80	130
2023	40	80	180
2024	40	80	230
2025-2034	40	80	280

Źródło: Założenia własne

Zgodnie z przyjętymi założeniami, liczba nowych odwiertów eksploatacyjnych nie przekracza 300 rocznie (305 łącznie z przekształconymi). Z jednej strony to niewiele w porównaniu do osiągnięć amerykańskich i kanadyjskich, ale z drugiej strony to wielokrotnie więcej w porównaniu do stanu obecnego i obecnej średniej z oczekiwań na najbliższe lata.

1.2.3. Syntetyczna charakterystyka wydobywczo-kosztowa scenariuszy

Syntetyczną charakterystykę wyników przedstawiamy poniżej w tabelach:

Tabela 11 Wariant umiarkowanego wzrostu.

	j.m.	2015	2020	2022	2025	2030	2034
Liczba odwiertów rozpoznawczych przekształconych w eksploatacyjne	szt.	5	25	20	20	20	20
Liczba nowych odwiertów eksploatacyjnych	szt.	0	40	20	40	40	40
Łączne koszty	mln USD	60	938	948	795	845	840
Roczna wielkość wydobycia	mln m ³	60	2 160	2 982	3 519	3 570	3 570
Łączne przychody	mln USD	25	907	1 074	1 267	1 071	1 071
Wynik (nominalny) FCF	mln USD	-35	-30	126	472	226	231
NPV	mln USD	-35	-1 143	-1 087	-535	-181	-6
IRR	%	-	-	-	1,4%	7,5%	9,4%

Źródło: Założenia i obliczenia własne.

Tabela 12 Wariant zwiększonych inwestycji zagranicznych.

	j.m.	2015	2020	2022	2025	2030	2034
Liczba odwiertów rozpoznawczych przekształconych w eksploatacyjne	szt.	5	25	25	25	25	25
Liczba nowych odwiertów eksploatacyjnych	szt.	0	70	80	80	80	80
Łączne koszty	mln USD	60	1 298	1 593	1 380	1 470	1 470
Roczna wielkość wydobycia	mln m ³	60	2 610	4 302	5 934	6 375	6 375
Łączne przychody	mln USD	25	1 096	1 549	2 136	1 913	1 913
Wynik (nominalny) FCF	mln USD	-35	-201	-44	756	443	443
NPV	mln USD	-35	-1 249	-1 356	-580	94	430
IRR	%	-	-	-	1,8%	10,2%	12,3%

Źródło: Założenia i obliczenia własne.

Tabela 13 Wariant przyspieszonego rozwoju.

	j.m.	2015	2020	2022	2025	2030	2034
Liczba odwiertów rozpoznawczych przekształconych w eksploatacyjne	szt.	5	25	25	25	25	25
Liczba nowych odwiertów eksploatacyjnych	szt.	0	70	130	280	280	280
Łączne koszty	mln USD	60	1 298	2 193	3 730	4 070	3 660
Roczna wielkość wydobywania	mln m ³	60	2 610	5 052	11 934	18 525	19 125
Łączne przychody	mln USD	25	1 096	1 819	4 296	5 558	4 973
Wynik (nominalny) FCF	mln USD	-35	-201	-374	566	1 488	1 313
NPV	mln USD	-35	-1 249	-1 525	-1 108	254	1 293
IRR	%	-	-	-	-9,8%	11,1%	15,1%

Źródło: Założenia i obliczenia własne.

W wariantcie umiarkowanego wzrostu wielkość wydobywania gazu łupkowego nie przekroczy 3,6 mld m³ rocznie, w wariantcie zwiększonych inwestycji zagranicznych 6,4 mld m³ rocznie a w wariantcie przyspieszonego rozwoju 20 mld m³ rocznie. Zaznaczyć przy tym należy, że tylko w przypadku wariantu przyspieszonego rozwoju będzie następował sukcesywny wzrost wydobywania gazu do roku 2034, podczas gdy w pozostałych wariantach, począwszy od roku 2029/2030 nastąpi stabilizacja wydobywania gazu.

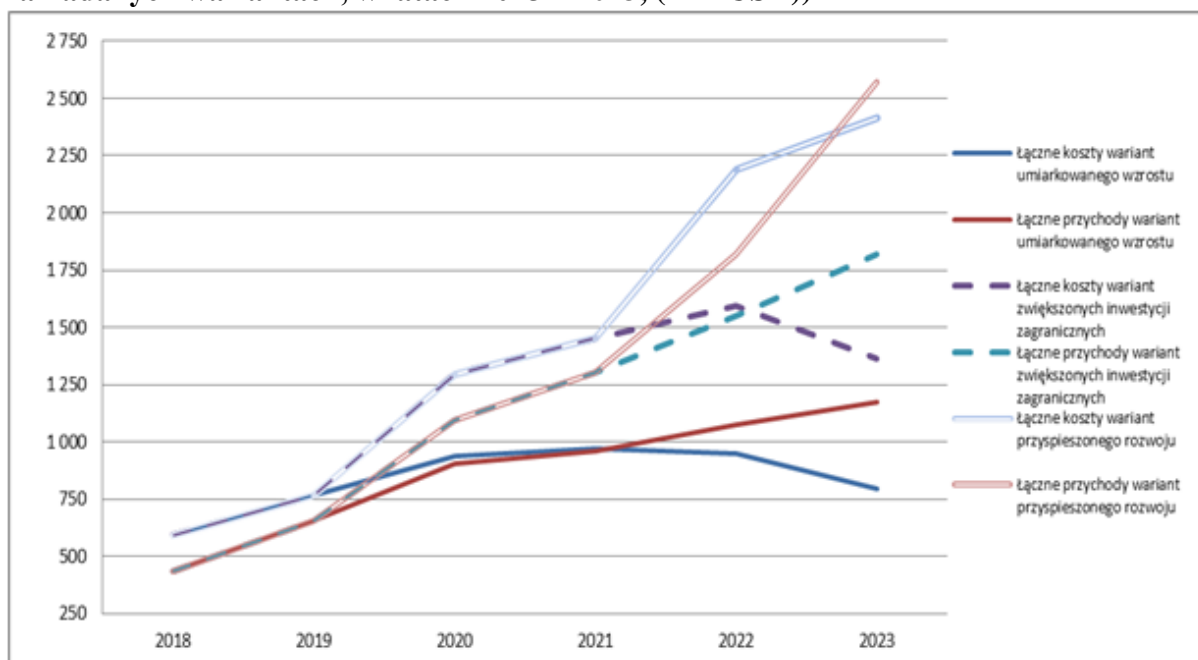
Roczne nakłady inwestycyjne w wariantcie umiarkowanego wzrostu nie przekroczą 1 mld USD. Najwyższy ich poziom wystąpi w latach 2020-2022 (ok. 940-970 mln USD). Od roku 2028 nastąpi stabilizacja poziomu nakładów inwestycyjnych na poziomie ok. 840 mln USD.

Roczne nakłady inwestycyjne w wariantcie zwiększonych inwestycji zagranicznych nie przekroczą 1,6 mld USD. Najwyższy ich poziom wystąpi w roku 2022 (ok. 1.590 mln USD). W latach 2030-2034 nastąpi stabilizacja rocznych nakładów inwestycyjnych na poziomie 1.470 mln USD. Roczne nakłady inwestycyjne w wariantcie przyspieszonego rozwoju nie przekroczą 4,1 mld USD. Najwyższy ich poziom wystąpi w roku 2030 (4.070 mln USD). W roku 2031 nastąpi spadek poziomu nakładów inwestycyjnych do poziomu 3.510 mln USD i następnie będzie systematycznie wzrastał w kolejnych latach, osiągając w roku 2034 poziom 3.660 mln USD.

Dodatnie przepływy pieniężne najszybciej zaczną być generowane w wariantcie umiarkowanego wzrostu, ponieważ w tym wariantcie najwcześniej nastąpi stabilizacja i rozpoczęcie spadku wartości nakładów inwestycyjnych (łącznie kosztów). Dzięki temu już

w roku 2022 łączne przychody będą na poziomie wyższym niż łączne koszty. Przepływy pieniężne osiągną poziom 126 mln USD. W przypadku wariantów zwiększonych inwestycji zagranicznych oraz przyspieszonego rozwoju dodatnie przepływy pieniężne zaczną być generowane rok później niż w przypadku wariantu umiarkowanego wzrostu. W roku 2023 przepływy pieniężne w wariantcie zwiększonych inwestycji zagranicznych będą na poziomie 452 mln USD, a w wariantcie przyspieszonego rozwoju na poziomie 158 mln USD. Szczegóły dotyczące zależności pomiędzy łącznymi przychodami a kosztami w trzech zakładanych wariantach, w latach 2015 – 2023 prezentuje poniższy rysunek.

Rysunek 4 Zależności pomiędzy łącznymi przychodami a kosztami w trzech zakładanych wariantach, w latach 2015 – 2023, (mln USD))



Źródło: Obliczenia własne

Najwyższy poziom przychodów w przypadku wariantu umiarkowanego wzrostu i zwiększonych inwestycji zagranicznych wystąpi w roku 2025 i będzie odpowiednio na poziomie 1,3 mld USD i 2,1 mld USD. W przypadku wariantu przyspieszonego rozwoju najwyższy poziom przychodów wystąpi w roku 2030 i będzie na poziomie 5,6 mld USD.

Przeprowadzone analizy wykazały, że najszybszy zwrot z kapitału zainwestowanego w wydobycie gazu łupkowego nastąpi w wariantach zwiększonych inwestycji zagranicznych oraz przyspieszonego rozwoju, ponieważ w tych wariantach początkowe obciążenie (kwotą 700 mln USD przeznaczonych bezzwrotnie na poszukiwania) są mniej odczuwalne, z powodu wyższych łącznych przychodów oraz dodatnich przepływów pieniężnych. Na zakończenie



2030 roku NPV w wariantcie zwiększonych inwestycji zagranicznych będzie kształtował się na poziomie 94 mln USD, a w wariantcie przyspieszonego rozwoju NPV wyniesie 254 mln USD. W tym samym okresie IRR będzie odpowiednio na poziomie 10,2% oraz 11,1%. W przypadku wariantu umiarkowanego wzrostu zwrot z kapitału zainwestowanego w wydobycie gazu łupkowego nastąpi po roku 2034 (w roku 2034 NPV będzie na poziomie -6 mln USD), a IRR osiągnie wartość dodatnią, na poziomie 9,4%. W tym samym okresie (rok 2034) NPV w wariantcie zwiększonych inwestycji zagranicznych będzie na poziomie 430 mln USD (przy IRR 12,3%), a w wariantcie przyspieszonego rozwoju NPV wyniesie na poziomie 1.293 mln USD (przy IRR 15,1%). Uzyskane wartości IRR oznaczają, że w wariantcie umiarkowanego wzrostu bardzo ważne jest utrzymanie średnioważonego kosztu kapitału na poziomie nie wyższym niż 10%, tak aby okres zwrotu z zainwestowanego kapitału nie przekroczył w sposób istotny roku 2034. Natomiast w wariantcie przyspieszonego rozwoju, najbardziej ryzykowanym z trzech proponowanych, IRR w roku 2034 jest na najwyższym poziomie, 15,1%, co oznacza, że realizacja tego wariantu daje możliwość uzyskania „premii” za dodatkowe ryzyko.

Pełna charakterystyka wyników została zawarta w tabelach w załączniku 2 do Rozdziału 1.

1.3. Analiza możliwości wzrostu popytu na gaz ziemny w Polsce

Jednym z istotnych problemów związanych z wydobyciem gazu łupkowego w Polsce będzie jego zagospodarowanie, czyli realizacja inwestycji niezbędnych do korzystnego zużycia nowego, dużego wolumenu gazu ziemnego. Punktem wyjścia do planowania zagospodarowania powinny być dotychczasowe uwarunkowania.

W Polsce od początku okresu transformacji gospodarczej, występowała sytuacja bezwzględnego lub względnego braku możliwości dostaw gazu ziemnego. W szczególności dotyczyło to obszaru województwa podlaskiego i warmińsko-mazurskiego, gdzie brakowało sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Jednakże w wielu innych miejscach występowały także tzw. „białe plamy”, czyli tereny bez możliwości dostarczenia gazu ziemnego. Z kolei wiele miejscowości, posiadających sieć gazową, nie miało szans zwiększenia dostaw lub zapewnienia dostaw gazu o parametrach (ciśnienie, wielkość dostaw na 1h lub dobę) wymaganych przez użytkownika. Należy także wspomnieć o okresowych trudnościach w imporcie gazu z Rosji oraz o zdecydowanie za małych możliwościach magazynowania gazu ziemnego i braku połączeń z systemami przesyłowymi Niemiec, Czech, Słowacji i Litwy. Powyższa sytuacja zaczęła zmieniać się po 2005 roku, ponieważ Unia Europejska wspiera



rozwój gazownictwa w krajach członkowskich i dąży do rozwoju połączeń transgranicznych (interkonektorów). W ostatnich latach zrealizowano lub rozpoczęto wiele inwestycji, które jednocześnie zwiększyły bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz możliwości dostaw gazu ziemnego. W szczególności należy zwrócić uwagę na:

- rozwój połączeń z zagranicznymi systemami przesyłowymi;
- rozbudowę krajowego systemu przesyłowego i podziemnych magazynów gazu (PMG);
- budowę portu i terminalu do regazyfikacji LNG w Świnoujściu.

Rozbudowa interkonektorów

Dzięki nowym inwestycjom rozwinięto możliwości połączeń międzynarodowych, w tym:

- w Cieszynie otwarto w 2011 roku nowe połączenia systemów przesyłowych Polski i Republiki Czeskiej z początkową przepustowością 0,5 mld m³ rocznie, z możliwością wzrostu przesyłu do 1,5-2 mld m³.
- rozbudowanie połączenia systemów Polski i Niemiec (Lasów) do 1,5 mld m³ rocznie, z perspektywą dalszego wzrostu.
- wdrożono tzw. „wirtualny rewers” gazu przesyłanego rurociągiem jamalskim, co stworzyło możliwość dodatkowych dostaw rzędu 2-2,5 mld m³ rocznie.

Rozbudowa systemu przesyłowego i PMG

Wzrost podaży gazu (zaspokojenie popytu) w okresach intensywnego zużycia zależy od możliwości jego magazynowania. Dzięki realizacji nowych inwestycji, z dużym wsparciem unijnym, nastąpi podwojenie dotychczasowych pojemności (por. tabela poniżej).

Tabela 14 Budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu w Polsce

l.p.	Nazwa	Rodzaj	Pojemność czynna w 2010 r. [w mln m³]	Prognozowana pojemność czynna do 2020r.	Rok realizacji inwestycji
1	PMG Wierzchowice	Sczerpane złoża gazu	575	1200	2012
2	PMG Husów	Sczerpane złoża gazu	350	500	2013
3	KPMG Mogilno	Kawerny solne	370	800	2020
4	PMG Strachocina	Sczerpane złoża gazu	150	330	2011
5	PMG Swarzędz	Sczerpane złoża gazu	90	90	---
6	PMG Brzeźnica	Sczerpane złoża gazu	65	100	2014
7	KPMG Kosakowo	Kawerny solne	---	250	2020
RAZEM			1600	3270	----

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PGNiG SA (stan na 2010 r.) oraz Grzegorz Galek "Magazynowanie gazu w Polsce. Obowiązek czy usługi komercyjne", 2012

Budowa terminalu LNG

Uruchomienie portu i terminalu LNG w Świnoujściu umożliwi dostawy ok. 2,5 mld m³ rocznie, w tym znaczny rozwój dostaw krajowych w formie LNG. Mimo tych licznych pozytywnych zmian nadal występują względne lub bezwzględne trudności w dostawach gazu ziemnego i istnieje zjawisko „popytu odłożonego”, czyli niezaspokojonych aktualnych potrzeb, które postaramy się ocenić poniżej.

1.3.1. Możliwości wzrostu popytu na gaz ziemny w gospodarce poza energetyką

Zasadniczo należy oddzielnie szacować dodatkowy popyt na gaz ziemny dla celów energetycznych oraz pozostałych (na potrzeby ludności oraz przemysłu, handlu i usług)¹³.

W ostatnich latach (od 2010r.) sprzedaż gazu ziemnego w Polsce¹⁴ przyrasta systematycznie o ponad 200 mln m³ rocznie – dotyczy to łącznie zarówno dotychczasowych, jak i nowych

¹³ W celu możliwie prawidłowego oszacowania potencjalnego wzrostu sprzedaży, oprócz analizy dostępnych informacji, przeprowadzono także wywiady z kadrą kierowniczą firm gazowniczych. Była to próba niereprezentatywna statystycznie, ale wystarczająca do przygotowania oceny eksperckiej.

¹⁴ Pomija się zużycie sprężonego gazu ziemnego (CNG) do napędu autobusów i samochodów dostawczych.



użytkowników. Utrzymanie się tego trendu przyniosłoby w efekcie prognozowanym (do 2025r.) wzrost dostaw o ok. 2,5 mld m³.

Na podstawie przeprowadzonych wywiadów i konsultacji spróbowano oszacować tzw. „popyt niezrealizowany” na gaz ziemny, wynikający z dotychczasowego braku możliwości realizacji dostaw. Ocenia się, że aktualnie (nawet przy obecnym, relatywnie wysokim poziomie cen) istnieją następujące możliwości dodatkowej sprzedaży¹⁵:

W okręgu podwarszawskim	500-600 mln m ³ rocznie
Dolny Śląsk	300-500 mln m ³ rocznie
Podlasie, Warmia i Mazury	300-500 mln m ³ rocznie
Zachodniopomorskie	200-300 mln m ³ rocznie
Wielkopolska	150-200 mln m ³ rocznie
Podkarpacie	100-200 mln m ³ rocznie
Razem	1550-2300 mln m³ rocznie

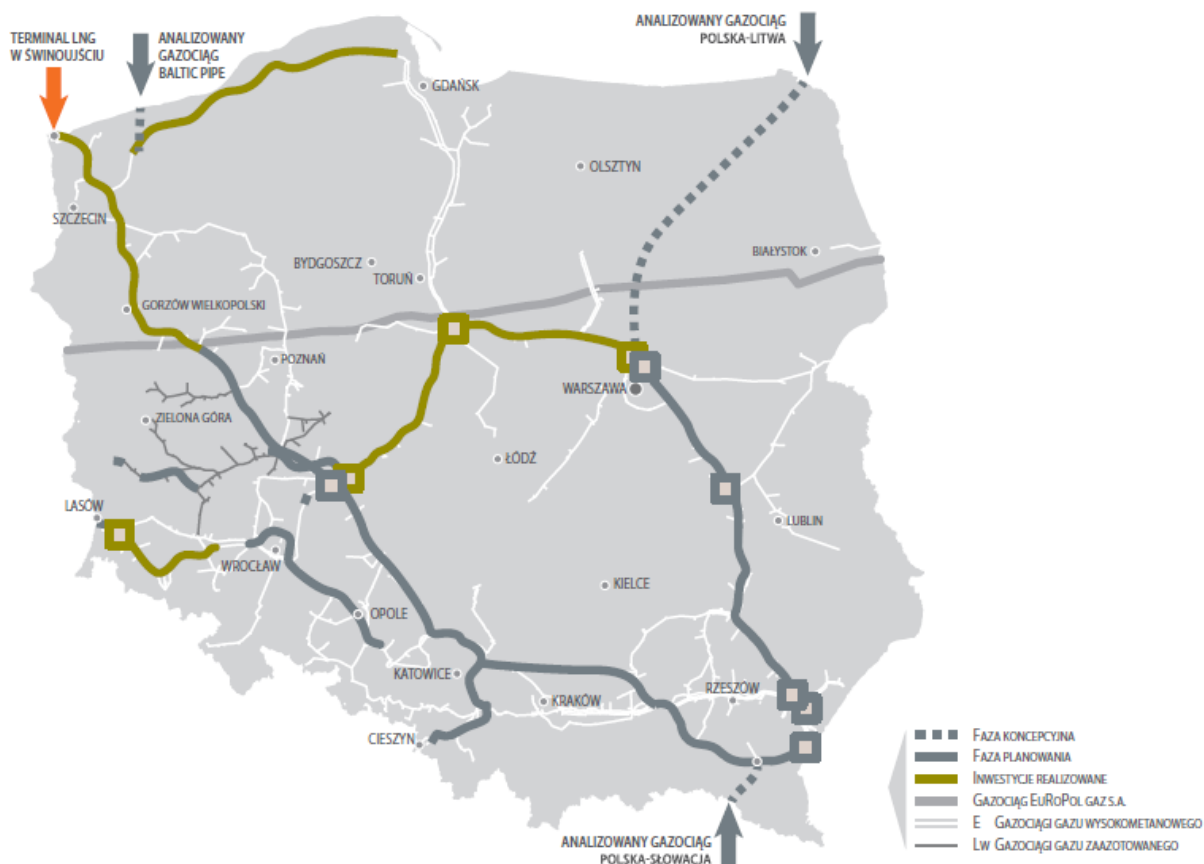
Nie jest to duża nadwyżka popytu nad podażą (ok. 12-16%), ale uciążliwa dla potencjalnych konsumentów i istotna z punktu widzenia rozwoju regionalnego.

W ostatnich latach w celu poprawy możliwości krajowych dostaw gazu ziemnego rozpoczęto intensywną (w porównaniu z okresem 1990-2007) rozbudowę systemu przesyłowego (por. Rysunek 1). Według deklaracji spółki GAZ-System, zamierza ona wydać w najbliższych latach ok. 5 mld PLN w celu niezbędnej rozbudowy sieci gazociągów, z uwzględnieniem ewentualnych potrzeb dotyczących przesyłu gazu łupkowego. Generalnie chodzi o zwiększenie możliwości przesyłu do centralnych i północno-wschodnich obszarów Polski. Natomiast wśród nowo budowanych połączeń najważniejszą rolę odgrywają gazociągi:

- Szczecin-Gdańsk;
- Gustorzyn- Rembelszczyzna;
- Lwówek-Szczecin.

¹⁵ Nie dotyczy energetyki gazowej

Rysunek 5 Rozbudowa krajowego systemu przesyłu gazu ziemnego.



Źródło: Gaz System S.A., 2011

Podsumowując, w ostatnich latach nastąpił wyraźny wzrost możliwości dostaw gazu ziemnego do Polski (importu) oraz przesyłu i magazynowania na terenie kraju. Jednakże nadal występuje popyt niezrealizowany, którego wielkość (bez energetyki gazowej) przy aktualnych cenach szacuje się na ok. 1550-2300 mld m³ rocznie.

1.3.2. Potencjalny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w energetyce krajowej

Dalszy rozwój gospodarczy Polski wymaga – mimo ciągłego procesu oszczędności energii – zarówno wymiany przestarzałych urządzeń wytwórczych, jak i budowy nowych instalacji. Specyfiką energetyki krajowej jest konieczność wymiany aż ok. 12-14 tys. MW mocy zainstalowanej w urządzeniach prądowców. Z tego powodu trwają równocześnie prace przygotowawcze i wykonawcze dotyczące elektrowni zużywających różne rodzaje paliwa (węgla brunatnego i kamiennego, w tym współspalanie z biomasą, gazu ziemnego, oleju, biomasy, paliwa jądrowego, a także energii wody i innych OZE¹⁶). Wśród zgłoszeń

¹⁶ Odnawialne źródła energii, do których zalicza się przede wszystkim: energię spadku wody, wiatrową, słoneczną, spalanie biomasy i biogazu.



przedstawionych na portalu CIRE¹⁷ znajdują się informacje o 20 projektach z zakresu energetyki gazowej o łącznej mocy¹⁸ ok. 5000 MW, ok. 2850 MWe oraz ok. 720 MWt

Roczne dodatkowe zużycie gazu ziemnego, po zakończeniu tych inwestycji, wynosiłoby co najmniej 6 mld m³, i byłoby większe od krajowego wydobycia ze złóż konwencjonalnych. Jednakże jeżeli weźmiemy pod uwagę tylko te projekty, których realizacja wydaje się przesądzona (podjęto formalną decyzję albo ogłoszono przetarg lub rozpoczęto prace budowlano-montażowe), to liczba nowych inwestycji jest znacznie mniejsza (por. Tabela 12 poniżej).

¹⁷

<http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,335,tr,145,0,0,0,0,budowane-i-planowane-elektrownie.html>, dostęp 22.06.2012.

¹⁸ Część projektów nie ma uzgodnionej mocy docelowej, przyjmowano wartości średnie.

Tabela 15 Inwestycje realizowane w energetyce gazowej.

Lp	Lokalizacja	Moc instalowana	Informacja o inwestycjach
1.	Włocławek	400-500 MW	Orlen wybrał krótką listę dostawców turbiny oraz trwa proces wyboru wykonawcy elektrowni. Umowa z wykonawcą ma być podpisana do końca I półrocza 2012 roku. Spółka posiada już decyzje środowiskową oraz pozwolenie na budowę bloku. Orlen zawarł też umowę z Gaz-Systemem na budowę gazociągu przyłączeniowego oraz umowę z PSE Operator na przyłączenie do sieci energetycznej. Według harmonogramu, rozpoczęcie budowy planowane jest na 2012 rok, a oddanie do eksploatacji w 2014 r. Kosztować ma ok. 1,5 mld zł.
2.	EC Stalowa Wola	400 MWe i 240 MWt	26 kwietnia 2012 r. Elektrociepłownia Stalowa Wola podpisała umowę z hiszpańską firmą Abener, generalnym wykonawcą bloku. Przedmiotem umowy jest zaprojektowanie, dostawa, montaż, rozruch i przekazanie do eksploatacji bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym wraz z instalacjami i obiektami pomocniczymi EC oraz świadczenie usług serwisowych po okresie gwarancji. Wartości netto kontraktu to 1,57 mld zł. Uruchomienie bloku planowane jest na 2014 r.
3.	EC Katowice (nowy blok gazowy)	135 MWe i 90 MWt	3 stycznia ogłoszono przetarg na budowę bloku. Nowy blok ma powstać w maksymalnie 33 miesiące od udzielenia zamówienia. Koszt inwestycji może sięgnąć 900 mln zł.
4.	Elektrociepłownia Bydgoszcz (nowy blok)	Od 220 do 270 MWe albo od 400 do ok. 450 MWe	Ogłoszono przetarg realizowany według procedury negocjacyjnej. Termin składania ofert mija 22 marca 2012 r. Uruchomienie bloku planowane jest na 2017 r.



5.	EC Gorzów (nowy kogeneracyjny blok gazowo-parowy)	135 MWe	PGE GiEK ogłosiło przetarg na zaprojektowanie, dostawę, montaż, rozruch, przekazanie do eksploatacji oraz serwis gwarancyjny kogeneracyjnego bloku wraz z instalacjami i obiektami pomocniczymi. Przetarg realizowany jest według procedury negocjacyjnej. Termin składania ofert mija 2 marca 2012 r. Uruchomienie planowane jest na 2016 r.
6.	Zespół Elektrowni Dolna Odra – Elektrownia Pomorzany (nowy blok gazowo-parowy)	Od 200 do 270 MWe	PGE GiEK ogłosiło przetarg na zaprojektowanie, dostawę, montaż, rozruch, przekazanie do eksploatacji oraz serwis gwarancyjny kogeneracyjnego bloku gazowo-parowego wraz z instalacjami i obiektami pomocniczymi. Przetarg realizowany jest według procedury negocjacyjnej. Termin składania ofert mija 30 marca 2012 r. Uruchomienie planowane jest na 2024 r.
7.	EC Siedlce (nowy blok parowo-gazowy)	36 MWe i 34 MWt	Inwestycja zakończona w II kwartale 2012 r. Wartość inwestycji to ok. 47 mln zł.
8.	EC Zielona Góra (nowy blok gazowo-olejowy)	160 MWt	Uruchomienie planowane jest w połowie 2012 r.

1656 MWe (MW)*

RAZEM

524 MWt*

Źródło: CIRE.

* Do podsumowania przyjęto wartości średnie

Największą aktualnie realizowaną inwestycją jest elektrociepłownia w Stalowej Woli, będąca wspólnym przedsięwzięciem PGNiG oraz Tauron Polska Energia. Blok w Stalowej Woli będzie miał moc elektryczną wynoszącą 449,16 MWe oraz cieplną 225 MWt. Planuje się, że będzie wytwarzał rocznie ok. 3500 GWh energii elektrycznej i ok. 1800 TJ ciepła. W tym



celu zużyje ok. 600 mln m³ gazu ziemnego. Elektrociepłownia zostanie oddana do eksploatacji w 2015 roku.

Ponadto są realizowane małe i średnie projekty energetyczne, w których specjalizuje się PGNiG Energia. Spółka ta planuje w latach 2012-2015 budowę 25 elektrociepłowni gazowych, najczęściej o mocy zainstalowanej wynoszącej poniżej 2-3 MW energii elektrycznej oraz ciepła. Łączne zużycie gazu ziemnego po uruchomieniu tych elektrociepłowni wzrośnie o ok. 350 mln m³ rocznie.

Biorąc pod uwagę dłuższy okres prognostyczny (do 2025 roku) pojawiają się znacznie większe możliwości wzrostu zużycia gazu ziemnego w energetyce krajowej. Wg informacji zebranych przez GAZ System S.A. (na podstawie wstępnych zgłoszeń) obecnie jest rozważana budowa dużych nowych elektrowni i elektrociepłowni gazowych o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej ok. 10 000 MW oraz zużyciu gazu ziemnego ponad 14 mld m³ rocznie. Niektóre ze zgłoszonych projektów weszły już w fazę realizacji (np. Stalowa Wola, Gorzów) a inne zostały przygotowane, ale oczekują na rozwój sytuacji w 2013 roku, czyli ewentualny przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂ oraz na ukształtowanie się cen za emisję CO₂.

Problemem, który musi być rozwiązany w perspektywie do 2025 roku, jest także modernizacja ciepłowni. Są one przestarzałą formą działalności, nie korzystającą z efektów kogeneracji, czyli jednoczesnej produkcji ciepła i energii elektrycznej. Stan techniczny krajowych ciepłowni jest gorszy niż elektrowni lub elektrociepłowni. Z tego powodu ich obecne urządzenia wytwórcze powinny zostać zastąpione współczesnymi blokami węglowymi, gazowymi, olejowymi lub biomasowymi. Gdyby przyjąć maksymalne założenie, że modernizacja ciepłownictwa krajowego zostanie zrealizowana wyłącznie na bazie gazu ziemnego – to jego dodatkowe zużycie, po zakończeniu tego procesu, wyniosłoby ok. 3,5 mld m³ rocznie, a uwzględniając efekt niezbędnej kogeneracji nawet 5-6 mld m³ rocznie. Patrząc na to bardziej realnie można oczekiwać, że zastosowanie gazu (w zależności od jego ceny i możliwości dostaw) wyniesie jednak ok. 40-60% w modernizowanych ciepłowniach. Wtedy zużycie gazu ziemnego wzrosłoby odpowiednio o ok. 1,4-2,1 mld m³ rocznie, a w przypadku kogeneracji od 2,0-2,4 do 3,0 do 3,6 mld m³ rocznie. Tak więc modernizacja krajowego ciepłownictwa może stać się również istotnym czynnikiem wzrostu popytu na gaz ziemny.

1.3.3. Potencjalny wzrost popytu na gaz ziemny - podsumowanie

Wg prognozy Banku Światowego¹⁹, w Polsce – odpowiednio do wielkości i struktury gospodarki – powinno zużywać się ok. 30-35 mld m³ gazu ziemnego rocznie. Obecnie jesteśmy dopiero w połowie oczekiwanego wzrostu popytu, ale istnieją realne możliwości przyspieszenia tego procesu, w szczególności jeżeli wystąpią następujące zmiany:

- likwidacja bezwzględnego i względnego braku dostaw (zwiększenia dostaw) gazu,
- utrzymanie lub zwiększenie wsparcia dla energetyki niskoemisyjnej, w tym gazowej,
- korzystniejsze kształtowanie się relacji cen gazu w relacji do innych nośników energetycznych.

W takiej sytuacji istnieją możliwości wzrostu efektywnego popytu na gaz ziemny dotyczące:

1. inwestycji w ciepłownictwie, potencjalne zużycie od 1,4 do 3,6 mld m³ rocznie,
2. zaopatrzenia ludności, przemysłu, handlu i usług, dodatkowe zużycie wynoszące ok. 1,5-2,3 mld m³ rocznie,
3. inwestycji energetycznych, których realizacja jest przesądzona, dodatkowe zużycie wynoszące ok. 1,6-2,0 mld m³ rocznie,
4. pozostałych inwestycji w energetyce gazowej, których realizacja jest rozpatrywana w obecnej dekadzie, potencjalne zużycie wynoszące ok. 4-5 mld m³ rocznie,
5. inwestycji w energetyce gazowej rozpatrywanych w perspektywie do 2025 roku, potencjalne zużycie wynoszące ok. 14 mld m³ rocznie.²⁰

Generalnie rzecz oceniając, aktualny i potencjalny wzrost popytu na gaz ziemny w energetyce gazowej jest kilkakrotnie większy niż w zaopatrzeniu ludności i pozostałej działalności gospodarczej. Energetyka gazowa może być największym źródłem krajowego popytu na gaz ziemny, w tym ze złóż łupkowych.

¹⁹ Popyt oszacowano w 1991 roku w związku z udzielaniem kredytu na zakup przez PGNiG nowoczesnej aparatury i urządzeń poszukiwawczych.

²⁰ Powyższe potencjalne zużycie gazu (wzrost efektywnego popytu) należy rozpatrywać rozdzielnie. Inwestycje są prezentowane od najmniejszej do największej potencjalnej możliwości. Jedynie inwestycje wymienione w punkcie 3 można traktować jako przesądzone ponieważ na ich realizację ogłoszono przetargi lub nawet rozpoczęto ich budowę.



1.3.4. Koszty inwestycji w przesył i spalanie gazu

Powyższa analiza aktualnego i potencjalnego popytu na gaz ziemny w Polsce wskazuje na duże możliwości wzrostu krajowego zużycia tego paliwa, w szczególności w sektorze energetycznym. Oczywiście realizacja tych projektów będzie wymagała dodatkowych inwestycji:

- w sieć przesyłową (do odbiorcy hurtowego),
- w sieć dystrybucyjną,
- w urządzenia do energetyki gazowej.

Są to inwestycje kosztowne i długotrwałe w porównaniu do innych branż – natomiast w ramach energetyki są one relatywnie tanie i realizowane szybko.

Sieć przesyłowa

Budowa gazociągów przesyłowych, w zależności od planowanej trasy (ukształtowanie terenu, rodzaj gruntu, liczba rzek i innych przeszkód terenowych, gęstość zabudowania, obszary Natura 2000 itp.) kosztuje obecnie najczęściej od 3,0 do 4,0 mln PLN za 1 km. Przykładowo, gazociąg Rembelszczyzna – Gustorzyn o długości 176 km i średnicy 700 mm będzie budowany 2 lata, a koszt tej inwestycji wyniesie 628 mln PLN (3,568 mln zł za 1 km). Informacja zbiorcza o budowanych gazociągach przesyłowych i ich kosztach na (1km) stanowi załącznik numer 3 do Rozdziału 1.

Sieć dystrybucyjna

Budowa sieci dystrybucyjnej średniego ciśnienia kosztuje ok. 1,8 – 2,4 mln PLN za 1 km gazociągu.

Energetyka gazowa

Według porównawczego zestawienia kosztów inwestycji w energetyce²¹, bezpośrednie nakłady inwestycyjne na zainstalowanie mocy 1 kW wynoszą 978 USD i są najniższe w porównaniu do innych (konwencjonalnych i odnawialnych) urządzeń wytwórczych.

W warunkach polskich aktualne koszty budowy elektrowni gazowych kształtują się w granicach 0,6-0,9 mln USD za 1 MWe. Budowa elektrociepłowni jest droższa i przeciętne

²¹ DOE 2010, Washington, Administration Office for Energy Analysis



koszty wynoszą ok. 0,8-1,2 mln USD na 1 MW mocy zainstalowanej. Wg informacji CIRE, planowane koszty budowy elektrowni lub elektrociepłowni są następujące:

Tabela 16 Planowane koszty inwestycji w energetyce gazowej w Polsce.

Lp.	Lokalizacja	Moc planowana	Koszty planowane (mln PLN)	Koszt inwestycji na 1 MW (w mln PLN)
1.	Stalowa Wola	400 MWe 240 MWt	1.570	2,45
2.	Włocławek	450 MWe	1.500	3,33
3.	Puławy	840 MW	ok. 3.000	3,57
4.	EC Katowice (nowy blok)	135 MWe 90 MWt	900	4,00
5.	Błachowna Śl.	850 MW	ok. 4.500	5,29

Źródło: CIRE

Realizacja inwestycji w energetyce gazowej jest krótsza w porównaniu do większości innych urządzeń wytwarzających energię elektryczną oraz ciepło. Budowa nowego bloku gazowego w istniejącej elektrociepłowni może trwać ok. 18-24 miesięcy. Budowa nowej elektrowni lub elektrociepłowni gazowej trwa ok. 2-3 lat.

1.4. Wnioski z porównania potencjalnej podaży i popytu.

Zgodnie z przyjętymi scenariuszami, począwszy od 2017 roku, rozpoczyna się odpowiednio rozpoznana komercyjna eksploatacja gazu ziemnego w Polsce. Jego podaż będzie rosła w scenariuszach:

- umiarkowanego wzrostu do ok. 3,6 mld m³ rocznie;
- zwiększonych inwestycji zagranicznych do ok. 6,4 mld m³ rocznie ;
- przyspieszonego rozwoju do prawie 20 mld m³ rocznie.

Są to relatywnie małe i średnie wolumeny wydobycia w porównaniu do osiągnięć amerykańskich, ale w warunkach krajowych, w zależności od scenariusza będzie to duży, bardzo duży lub ogromny skok podaży. Analiza potencjalnego popytu daje kilka wskazówek



dotyczących właściwego działania w nieznanym nam warunkach obfitości gazu ziemnego, a mianowicie:

1. Zaspokojenie odłożonego (dotychczas niezrealizowanego) popytu ludności i gospodarki (bez energetyki) nie wchłonie zwiększonej podaży gazu ziemnego ze złóż łupkowych, nawet w najskromniejszym wariantcie umiarkowanego wzrostu.
2. Możliwości przyjęcia podaży gazu ziemnego w kraju są ściśle związane z koniecznym rozwojem energetyki gazowej.
3. Możliwości ewentualnego eksportu są słabo rozpoznawalne, ponieważ nadal nie wiadomo, na których koncesjach (w jakiej części kraju) będzie miała miejsce intensywna eksploatacja.
4. Główny problem polega na tym, że w celu wchłonięcia wzrostu podaży gazu łupkowego będzie konieczny odpowiedni, wcześniejszy wzrost inwestycji w energetyce gazowej. Niestety, obecnie nie znamy przyszłych miejsc intensywnego wydobycia gazu łupkowego, - więc nie możemy dobrze zaplanować rozwoju elektrowni i elektrociepłowni gazowych. Ten problem trzeba będzie rozwiązać w bardzo krótkim okresie 2-3 lat, praktycznie wkrótce po uruchomieniu eksploatacji komercyjnej gazu. Zdaniem autorów będzie on wymagał wyjątkowej współpracy administracji i biznesu oraz zapewnienia korzystnych warunków rozwojowych (w tym przykładowo: gwarancji budżetowych i ułatwień finansowych jak np. specjalna linia kredytowa z Banku Światowego lub Europejskiego Banku Inwestycyjnego). To jest jeden z kilku kluczowych warunków materializacji scenariusza przyspieszonego rozwoju, o których wiadomo, że są trudne w realizacji ale jednocześnie możliwe do spełnienia. Kolejne warunki wymieniamy poniżej.
5. Wzrost podaży gazu łupkowego w wariantcie przyspieszonego rozwoju będzie naprawdę ogromny i obecnie trudno sobie wyobrazić możliwości jego zagospodarowania bez działań nadzwyczajnych, takich jak częściowa renegocjacja umowy importowej z GAZPROM-em i/lub rozpoczęcie eksportu. Podjęcie takich działań będzie trudne, ale możliwe.
6. Ewentualna realizacja scenariusza przyspieszonego rozwoju będzie wymagała opracowania i wykonania specjalnego programu rządowego oraz doskonałego współdziałania administracji z biznesem, jak również biznesu ze środowiskiem naukowym.
7. Wielkość dodatkowych dostaw gazu ziemnego ze złóż łupkowych w Polsce może mieć różne znaczenie strategiczne. W scenariuszu umiarkowanego wzrostu będzie to



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

głównie rola wspomagająca aktualny rozwój sektora gazowego. W scenariuszu zwiększonych inwestycji zagranicznych pojawi się także możliwość istotnego przyśpieszenia procesu rozwoju energetyki gazowej. Natomiast w scenariuszu przyśpieszonego rozwoju powstaną całkowicie nowe możliwości, w tym nawet uniezależnienia się od importu gazu ziemnego lub ewentualnego rozpoczęcia jego eksportu.

Rozdział 2. Efekty makroekonomiczne realizacji założonych scenariuszy rozwoju poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego w Polsce.

2.1. Zakres analizy makroekonomicznej

Zadaniem analizy makroekonomicznej było oszacowanie efektów dla całej gospodarki wynikających z poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego w Polsce. Efekty te, podobnie jak w różnych opracowaniach dotyczących rynku gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych (patrz Załącznik nr 1 do Rozdziału 2) możemy podzielić na bezpośrednie (tj. bezpośrednio związane z poszukiwaniami i wydobyciem gazu łupkowego) oraz pośrednie, a więc wynikające ze wzmożonej aktywności w sektorach powiązanych gospodarczo z rozwojem sektora gazu łupkowego (poprzez efekty mnożnikowe w gospodarce), jak też wynikające z potencjalnych zmian technologicznych wywołanych dostępem do nowego źródła energii. Innym istotnym efektem wydobycia gazu łupkowego może być jego niższa cena w stosunku do obecnej ceny gazu ziemnego i jej wpływ na koszt innych źródeł energii, jednakże ze względu na zbyt wstępną fazę wszystkich szacunków efekt ten nie został na tym etapie badania uwzględniony.

2.1.1 Efekty związane z sektorem gazowym

W analizie wpływu rozwoju sektora łupkowego na polską gospodarkę uwzględniono 3 bezpośrednie efekty:

- inwestycyjny łupkowy, związany z nakładami niezbędnymi do przeprowadzenia poszukiwań, a następnie wydobycia gazu łupkowego,
- inwestycyjny „elektro”, związany z nakładami na modernizację bloków energetycznych istniejących elektrociepłowni i ciepłowni (i przejście na gaz) i/lub budowę nowych elektrowni i elektrociepłowni gazowych w sytuacji wystarczająco dużej podaży gazu,
- zatrudnieniowy łupkowy, związany z powstaniem miejsc pracy bezpośrednio związanych z poszukiwaniem i wydobyciem gazu łupkowego.

O ile efekt inwestycyjny łupkowy i zatrudnieniowy łupkowy został uwzględniony we wszystkich scenariuszach rozwoju sektora łupkowego w Polsce, o tyle efekt inwestycyjny „elektro” został dołączony do efektów bezpośrednich tylko w scenariuszu przyspieszonego rozwoju.



2.1.2 Efekty ekonomiczne

W celu oszacowania pośrednich efektów ekonomicznych wydobycia gazu łupkowego w Polsce wykorzystano model makroekonomiczny. Impulsy inwestycyjne łupkowe lub łupkowe łącznie z inwestycjami „elektro” przekładają się na poziom produkcji globalnej, a po stronie popytu pociągają za sobą kolejne inwestycje w sektorach powiązanych. Te procesy inwestycyjne tworzą nowe miejsca pracy (w sektorze gazu łupkowego i w innych powiązanych), wpływają na wzrost dochodów, co z kolei przekłada się na podniesienie poziomu konsumpcji gospodarstw domowych. Wyższe przychody z tytułu podatków pośrednich wynikające z bardziej dynamicznej działalności gospodarczej, a także wyższe przychody z podatku PIT i innych obciążeń gospodarstw domowych, umożliwiają neutralne, z punktu widzenia finansów publicznych, zwiększenie konsumpcji rządowej. Dodatkowym źródłem przychodów budżetowych, oszacowanym w prezentowanej analizie, są wpływy z tytułu podatku CIT od zysków z wydobycia gazu łupkowego, które pojawiają się w kilka lat po rozpoczęciu poszukiwań. Część inwestycji łupkowych i „elektro” to zakup dóbr i usług z zagranicy, więc powyższy wzrost inwestycji będzie częściowo hamowany wzrostem importu. Finansowanie inwestycji łupkowych i „elektro” zostanie zrealizowane w istotnej części poprzez napływ bezpośrednich inwestycji zagranicznych (FDI), które poprawią saldo rachunku kapitałowego w bilansie płatniczym. Przy założeniu, że zostają podjęte wielkie inwestycje „elektro”, dokonuje się zmiana technologiczna w procesie produkcji energii cieplnej i elektrycznej. Zmiana ta, ujęta w modelu jako podwyższony wzrost TFP (patrz pkt. 2.2) wywołuje dodatkowe impulsy pośrednie w postaci wzrostu PKB, inwestycji, zatrudnienia i dochodów ludności, z konsekwencjami dla konsumpcji prywatnej i publicznej, a także konkurencyjności i poziomu polskiego eksportu.

Analiza objęła okres do 2025 r. Zakres prognozowanych zmiennych we wszystkich scenariuszach objął następujące wskaźniki:

- produkcja globalna, zatrudnienie, PKB;
- czynniki popytowe PKB: konsumpcja gospodarstw domowych, konsumpcja publiczna, inwestycje, eksport, import;
- dochody ludności i stopę bezrobocia;
- podatki pośrednie i dochodowy PIT, oraz CIT łupkowy.



2.2. Narzędzia wykorzystane do projekcji bazowej i symulacji scenariuszy

W opisanych szacunkach wpływu wydobycia gazu łupkowego na gospodarkę USA lub poszczególnych stanów Ameryki bazowano na różnych wersjach regionalnych modeli *input-output*, wykorzystujących system tablic *input-output* na poziomie lokalnym, rozwiniętych przez instytucję federalną BEA. W Polsce dostęp do takiego narzędzia jest ograniczony, a zakres i harmonogram realizowanego projektu nie przewidywał budowy takiego narzędzia we własnym zakresie. Stąd do badania przez CASE wpływu gazu łupkowego na polską gospodarkę wykorzystano ekonometryczny model popytowo-podażowy CASE-Doradcy (CD) rozbudowany o funkcję produkcji. Narzędzie to zostało zmodyfikowane do potrzeb badania w taki sposób, żeby uwzględniało założenia związane z gazem łupkowym, wypracowane we wcześniejszych etapach analizy. W nawiązaniu do analiz prowadzonych na rynku amerykańskim warto zauważyć, że zastosowanie modelu popytowo-podażowego, w którym wielkość konsumpcji wynika z dochodów ludności w ramach ekonometrycznych zależności z okresu historycznego, eliminuje ryzyko zawyżenia szacunku konsumpcji towarzyszące obliczeniom przy użyciu modeli typu *input-output*²².

Model CD jest rocznym modelem popytowo – podażowym zawierającym ponad 50 równań. W modelu zostały wyodrębnione sektory instytucjonalne, których funkcje w gospodarce są opisane w sposób zbieżny z systemem rachunków narodowych. Struktura PKB opisywana w modelu odzwierciedla strukturę transakcji rozdysponowania PKB ujmowaną w rachunkach narodowych, nie opisuje natomiast struktury wartości dodanej brutto. Od strony produkcji PKB opisywane jest za pomocą dwuczynnikowej funkcji produkcji Cobba-Douglasa z egzogenicznym postępowaniem technicznym w sensie Hicksa. Modelowanie zagregowanej wielkości produkcji narzuca sposób uwzględniania trwałych efektów zmian strukturalnych, podnoszących produktywność środków trwałych. Otóż są one ujmowane poprzez arbitralną zmianę dynamiki łącznej produktywności czynników produkcji (*ang. Total Factor Productivity, TFP*). TFP jest zmienną, która mierzy w modelu wzrost produkcji nie wynikający ze zwiększenia nakładów czynników produkcji (w modelu czynnikami tymi są kapitał i praca), ale z takich efektów jak: postęp technologiczny, nakłady na badania i rozwój, doświadczenie, itp.

Szczegóły podstaw teoretycznych modelu oraz stosowane narzędzia ekonometryczne zostały przedstawione w Załączniku nr 2 do Rozdziału 2.

²² Ryzyko to częściowo wyeliminowano w szacunku Loren C. Scott & Associates dla stanu Luizjana, zakładając, że nie wszystkie dochody ludności związane z gazem łupkowym przekładają się na zakup towarów i usług.

2.3. Metodologia symulacji scenariuszy

W analizie wpływu gazu łupkowego na polską gospodarkę zastosowano podejście bazujące na wykorzystaniu wyżej opisanego modelu popytowo-podażowego rozbudowanego o funkcję produkcji, i szacunku efektów bezpośrednich poszukiwania i wydobywania gazu łupkowego w trzech różnych scenariuszach opisanych w Rozdziale 1 Raportu.

W pierwszym kroku przygotowano projekcję makroekonomiczną dla Polski dla lat 2012-2025 w wariantcie bazowym „BASE”, tj. nie uwzględniającym wydobywania gazu łupkowego. W drugim kroku przygotowano 3-scenariuszową projekcję dla Polski dla lat 2012-2025 po uwzględnieniu 3 wariantów inwestycyjnego impulsu łupkowego:

- (1) umiarkowanego rozwoju „SLOW”: inwestycje łupkowe na poziomie oszacowanym w scenariuszu produkcyjnym o tej samej nazwie (patrz Rozdział 1),
- (2) zwiększonych inwestycji zagranicznych „FDI”: inwestycje łupkowe na poziomie oszacowanym w scenariuszu produkcyjnym o tej samej nazwie (patrz Rozdział 2),
- (3) przyspieszonego rozwoju „FAST+TFP”: inwestycje łupkowe na poziomie oszacowanym w scenariuszu produkcyjnym o tej samej nazwie (patrz Rozdział 1), powiększone o inwestycje „elektro” (związane z modernizacją/rozbudową elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni); dodatkowo gospodarka zostaje poddana działaniu podwyższonej łącznej produktywności czynników produkcji (TFP). Z braku danych pozwalających na taki szacunek, efekt zmian technologicznych wynikających z modernizacji/rozbudowy sektora ciepłowniczego i elektrociepłowniczego oraz produkcji gazu po niższych cenach został wprowadzony arbitralnie poprzez zwiększenie dynamiki łącznej produktywności czynników produkcji.

Powyższe podejście nie bierze bezpośrednio pod uwagę efektów kosztowych wynikających z możliwego spadku ceny gazu w Polsce.

W efekcie powstały 4 scenariusze: bazowy – stanowiący punkt odniesienia oraz 3 scenariusze rozwoju podsektora gazu łupkowego, których wyniki są porównywane do wyników scenariusza bazowego. U progu tych projekcji leży założenie, że mnożniki inwestycyjne



nakładów w sektorze gazu łupkowego (tj. wpływ inwestycji łupkowych na gospodarkę) są takie same, jak mnożniki zdiagnozowane ekonometrycznie na bazie okresu 1995-2011 dla pozostałych inwestycji w gospodarce. W scenariuszach łupkowych strumień inwestycji łupkowych (a w scenariuszu „przyspieszonego rozwoju” także strumień inwestycji „elektro” i podwyższona TFP) poprzez zależności modelowe wpływają na pozostałe elementy gospodarki i uwzględniają efekty pośrednie inwestycji dokonanych w sektorze łupkowym.

Zmiana poziomu zatrudnienia w gospodarce wynika z procesów inwestycyjnych. Zatem, łączna zmiana zatrudnienia w prognozie uwzględnia już bezpośredni i pośredni wpływ inwestycji łupkowych na rynek pracy. Dlatego niepoprawnym byłoby dodatkowe zwiększenie wielkości zatrudnienia o wielkość zatrudnienia łupkowego. Dodatkowo, szacowane są również efekty „dalszego wpływu” na liczbę pracujących, gdyż bezpośredni i pośredni wzrost zatrudnienia z tytułu gazu łupkowego wpływa w modelu na dochody ludności, a te w dalszej kolejności na konsumpcję. Wielkość zatrudnienia w ramach efektu pośredniego i „dalszego wpływu” to różnica między całkowitym przyrostem liczby pracujących w stosunku do scenariusza bazowego, a bezpośrednim impulsem zatrudnienia łupkowego. U podstaw takiego podejścia leży założenie, iż mnożnik między inwestycjami w sektorze gazu łupkowego a zatrudnieniem jest taki sam, jak dla pozostałych inwestycji.

Podsumowując, efekt netto poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego dla polskiej gospodarki to różnica w zakresie podstawowych zmiennych makroekonomicznych (PKB, inwestycje, konsumpcja, zatrudnienie itd.) między scenariuszem (1) (2) lub (3) a scenariuszem bazowym (tj. nie uwzględniającym istnienia sektora gazu łupkowego).

2.4. Opis projekcji bazowej i symulacji scenariuszy

Poniżej przedstawiono założenia makroekonomiczne do scenariusza bazowego i 3 analizowanych scenariuszy łupkowych, które w połączeniu z założeniami dotyczącymi poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego w Polsce doprowadziły do różnych scenariuszy rozwoju polskiej gospodarki.

2.4.1 Założenia wspólne dla wszystkich scenariuszy

- Zakładamy, że Polska od 2013 r. będzie spełniać wszystkie warunki z Maastricht i w 2015 r. wejdzie do strefy euro. Przyjmujemy, że kursem wymiany (parytetowym) będzie kurs zbliżony do kursu równowagi 4,0 PLN/EUR. W okresie 2015-2025 jest to stały kurs uwzględniany w transakcjach z zagranicą).
- Zakładamy, że kurs USD do EUR będzie się stopniowo umacniał wraz z odbudową trwałego wzrostu gospodarczego w USA i od 2014 r. będzie się kształtował na średnim poziomie 1,2. Wartość inwestycji „łupkowych” wyrażono w USD, więc wynikający z powyższych założeń kurs PLN/USD wpływa na wartość inwestycji w PLN.
- Zakładamy, że po 2015 r., wraz z ustabilizowaniem się presji podaźowych w światowej gospodarce inflacja w Polsce będzie oscylować wokół 2%.
- W okresie prognozy zakładamy kontynuację cyklicznej ścieżki inwestycji „nieunijnych”. Ścieżka ta została zdiagnozowana w modelu na bazie okresu 1995-2011 i wskazuje na cykl 8-letni. Cyklicznego spowolnienia inwestycji „nieunijnych” jako jednego z czynników projekcji nakładów w gospodarce ogółem oczekujemy w okolicy lat 2017-2018 i 2025.
- Po wykorzystaniu funduszy unijnych z perspektywy budżetowej 2007-2013 w 100% (podobnie jak z perspektywy 2004-2006) zakładamy, że fundusze EU przyznane Polsce w nowym budżecie 2014-2021 – w świetle obecnych problemów finansowych niektórych członków strefy euro, będą mniejsze o 10%, zaś w budżecie 2022-2028 utrzymane na poziomie z budżetu 2014-2021. Harmonogram wykorzystania środków w kolejnych budżetach został oparty na dotychczasowym i planowanym wykorzystaniu środków z obecnej perspektywy.
- Nakłady na poszukiwania i wydobycie gazu łupkowego, których szacunki przedstawiono w Rozdziale 1, w całości uznano za inwestycje w rozumieniu rachunków narodowych, czyli nakłady na inwestycje służące zarówno odtworzeniu majątku produkcyjnego zużytego w procesie produkcji, jak i powiększeniu zasobu tego majątku.
- Na najbliższe 2 lata zakładamy wzrost w UE prognozowany przez Komisję Europejską (Raport Wiosenny 2012). W kolejnych latach zakładamy cykliczną ścieżkę wzrostu gospodarczego w UE zdiagnozowaną na podstawie danych



historycznych, zgodnie z którą oczekujemy spowolnienia dynamiki unijnego PKB do ok. 1,6-1,8% w latach 2018-2019 oraz ponownie do 1,7-1,8% w latach 2024-2025.

- Zakładamy, że konsolidacja fiskalna niezbędna do spełnienia kryterium fiskalnego z Maastricht zostanie osiągnięta po stronie wydatkowej, a efektywna stawka PIT powróci do lekko spadkowego trendu z poprzednich lat (z 7,4% w stosunku do wszystkich dochodów ludności w 2013 r. do 6,6% w 2019 r.), po czym utrzyma się na tym poziomie w kolejnych latach prognozy.
- Wobec malejącej liczby osób w wieku produkcyjnym rośnie stopa aktywności zawodowej społeczeństwa.

2.4.2 Założenia dodatkowe do scenariusza bazowego i do poszczególnych scenariuszy łupkowych

Scenariusz bazowy „BASE”, tj. nie uwzględniający rozwoju sektora łupkowego

- Zastępowanie, pod presją unijnych wymogów, starych bloków energetycznych współczesnymi w polskich elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach (poprzez modernizację urządzeń wytwórczych i/lub budowę nowych obiektów) zostaje rozłożone na co najmniej 20 lat.
- Roczna wielkość napływu FDI do Polski podlega dalszemu stopniowemu trendowi wygasającemu (podobnie jak w okresie ostatnich kilku lat po wejściu do UE), ulegając dodatkowo osłabieniu w latach spowolnienia gospodarczego w UE. W okresie 2012-2018 średnia wielkość napływu FDI to 8,1 mld EUR rocznie, a w okresie 2019-2025 – 7,4 mld EUR rocznie.

Scenariusz umiarkowanego wzrostu „SLOW”

- Dodatkowym strumieniem inwestycji, powiększającym inwestycje scenariusza bazowego są inwestycje „łupkowe”, a więc nakłady na poszukiwania i wydobywanie gazu łupkowego oszacowane w ramach scenariusza umiarkowanego wzrostu potencjału wydobywczego.
- Inwestycje „łupkowe” są w 40% finansowane poprzez napływ FDI (w tym, reinwestowane zyski zagranicznych firm prowadzących działalność w Polsce już obecnie); jednocześnie zakładamy, że pozostały koszt inwestycji łupkowych jest finansowany przez kapitał polski i zagraniczny kapitał finansowy (kredyty).
- Dodatkowa podaż gazu krajowego (łupkowego) zostaje zaabsorbowana przez gospodarkę krajową (np. w rejonach, gdzie obecnie brakuje dostępu do gazu).



- Zastępowanie starych bloków energetycznych współczesnymi w polskich elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach zostaje rozłożone na co najmniej 20 lat (jak w scenariuszu bazowym).

Scenariusz zwiększonych inwestycji zagranicznych „FDI”

- Zgodnie z założeniami zaprezentowanymi w Rozdziale 2 w scenariuszu tym strumień inwestycji „łupkowych” ze scenariusza umiarkowanego rozwoju zostaje wzmocniony od 2020 r. dodatkowymi inwestycjami zagranicznymi. Zakładamy, że wielkość tych inwestycji zagranicznych to 80% nadwyżki inwestycji łupkowych w tym scenariuszu nad inwestycjami łupkowymi w scenariuszu umiarkowanego wzrostu. Pozostały koszt inwestycji łupkowych jest finansowany zarówno z reinwestowanych zysków zagranicznych firm prowadzących działalność w Polsce już obecnie, a także przez kapitał polski i zagraniczny kapitał finansowy (kredyty).
- Łączna dodatkowa podaż gazu krajowego (łupkowego) zostaje w okresie prognozy 2012-2025 zaabsorbowana przez gospodarkę krajową (jak w „SLOW”).
- Zastępowanie starych bloków energetycznych współczesnymi w polskich elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach zostaje rozłożone co najmniej 20 lat (jak w „SLOW” i „BASE”).

Scenariusz intensywnej eksploatacji i modernizacji sektora energetyczno-ciepłowniczego „FAST+TFP”

- Strumień inwestycji „łupkowych” od 2020 r. jest znacznie silniejszy niż w poprzednich scenariuszach
- Zakładamy, że wielkość bezpośrednich inwestycji zagranicznych związanych z poszukiwaniem i wydobyciem gazu łupkowego zwiększy się w porównaniu ze scenariuszem „FDI” o 80% nadwyżki inwestycji łupkowych w tym scenariuszu nad inwestycjami łupkowymi w scenariuszu „FDI”. Pozostały koszt inwestycji łupkowych jest finansowany przez kapitał polski i zagraniczny kapitał finansowy (kredyty).
- Duży wzrost podaży gazu wymaga jego zagospodarowania poprzez znacznie szybszą modernizację bloków energetycznych istniejących elektrociepłowni (i przejście na gaz) i/lub budowę nowych elektrowni gazowych. Przewaga podaży gazu w tym scenariuszu nad podażą gazu w scenariuszu umiarkowanego wzrostu „SLOW” pojawia się w 2020 r. (0,5 mld m³) i rośnie szybko w kolejnych latach (do blisko 8,5

mld m³ w 2025 r.). Oceniamy, że modernizacja istniejących elektrociepłowni wymaga 1,5 roku, budowa nowej elektrowni – 3 lata, zatem zakładamy, że średnio inwestycje na przyjęcie rosnącej podaży gazu należy zaczynać 2 lata przed jej pojawieniem się. Przyjmujemy, że do absorpcji 1 mld m³ gazu potrzebna jest moc do produkcji 1150 megawatów energii elektrycznej (2 mld m³ / 2300 MW). Szacujemy, że średnio budowa/modernizacja urządzeń wytwórczych do zainstalowania mocy 1 MW wymaga inwestycji o wartości 0,8 mln USD. Otrzymany w ten sposób dodatkowy strumień inwestycji (niezbędnych w tym scenariuszu do zagospodarowania zwiększonej podaży gazu) rośnie od ok. 200 mln USD w 2018 r. do prawie 10,5 mld USD w 2025 r. (umownie nazywamy ten strumień inwestycjami „elektro”). Do uruchomienia powyższego przedsięwzięcia inwestycyjnego niezbędny jest specjalny program rządowy, absorbujący środki takich instytucji jak Bank Światowy, EBRD, EIB itd. W scenariuszu tym zakładamy stworzenie takiego programu.

- Inwestycje „elektro”²³ są w 50% finansowane poprzez FDI.
- Inwestycje „elektro” tworzą popyt, który w 50% jest zaspokajany z produkcji i usług krajowych, a w 50% - pochodzących z importu.
- Zmiana technologiczna związana z procesem przestawienia przestarzałych bloków opartych na węglu na nowoczesne i wykorzystujące gaz / budowy nowych ma wpływ na TFP. Dokładny szacunek skali wzrostu TFP nie jest możliwy, więc dość zachowawczo zakładamy jego wzrost od 2020 r. o 0,25 pkt. proc. rocznie (gdyż wspomniana zmiana technologiczna nie będzie jednorazowa, ale będzie miała miejsce w całym okresie 2020-2025).
- Spodziewane mechanizmy wpływu powyższej zmiany technologicznej na gospodarkę są następujące:
 - zmniejsza się deficyt w handlu zagranicznym (eksport staje się bardziej konkurencyjny, gospodarka staje się nieco mniej importochłonna);
 - skok technologiczny daje dodatkowy impuls inwestycyjny;
 - wzrost wydajności gospodarki staje się argumentem za szybszym wzrostem płac realnych (i w konsekwencji szybszym wzrostem konsumpcji);
 - wzrost podatków z powodu wyższego tempa działalności gospodarczej sprzyja wyższemu wzrostowi konsumpcji rządowej, bez powiększania deficytu budżetowego;

²³ inwestycje „elektro” - strumień inwestycji w modernizację sektora energetyczno-ciepłowniczego, niezbędny w scenariuszu przyspieszonego rozwoju do zagospodarowania zwiększonej podaży gazu.



- poprawa wyniku handlu zagranicznego wywołuje presję na realny efektywny kurs walutowy (REER), co wobec stałego kursu nominalnego od 2015 r. przekłada się na dodatkową presję na wzrost płac (ale nie na tyle, żeby obniżyć rentowność poza sektorem energetycznym).

W ten sposób zmienia się struktura gospodarki i mechanizmy mnożnikowe.

2.4.3 Wyniki projekcji makroekonomicznych 2012-2025

Prezentację wyników projekcji przedstawiamy w dwóch siedmioletnich podokresach: 2012-2018 (okres inwestycji) i 2019-2025 (okres żniw inwestycyjnych). Powodem takiego podziału jest intensyfikacja od 2019 r. procesów inwestycyjnych związanych z poszukiwaniem i wydobywaniem gazu łupkowego, a przede wszystkim modernizacją sektora energetyczno-ciepłowniczego w scenariuszu intensywnej eksploatacji „FAST+TFP”, która ma następstwa długookresowe. W pozostałych scenariuszach zmiany rozkładają się podobnie, lecz są mniej intensywne. Szczegółowe tabele z wynikami projekcji dla poszczególnych scenariuszy zostały zawarte w Załączniku nr 3 do niniejszego rozdziału.

Scenariusz bazowy „BASE”

W scenariuszu bazowym polska gospodarka rozwija się w horyzoncie projekcji w średnim tempie 3,9% rocznie, przy czym wzrost ten w latach 2012-2018 jest nieco wyższy (4,0%) niż w następnej 7-latce (3,7%). Tempo to jest nieco niższe niż osiągnięte w minionej dekadzie przed kryzysem finansowym (średnio 4,2% w latach 2000-2008). Głównym powodem jest zmiana w relacji między dochodami ludności i konsumpcją, o czym poniżej.

Ścieżka wzrostu PKB w poszczególnych latach wynika ze ścieżki nakładów inwestycyjnych i dochodów ludności, a także wzrostu gospodarczego w UE. Na ścieżkę inwestycji wpływa przyjęta cykliczność w popycie inwestycyjnym (kolejnego spowolnienia oczekujemy w okolicy 2017-18 i 2025), dostępu do środków unijnych i szacowanego harmonogramu ich wykorzystania (relatywnie bardziej intensywny w latach 2017-2020), a także przyjęta cykliczność wzrostu gospodarczego w Unii Europejskiej (kolejne spowolnienie w okolicy 2018-19 oraz 2024-25), warunkująca skalę napływu FDI. Dodatkową stymulacją dla inwestycji będzie wejście do strefy euro w 2015 r. (zmniejszenie ryzyka kursowego w związku z przyjęciem euro oraz spadek stóp procentowych). W rezultacie prognozujemy średni wzrost nakładów inwestycyjnych na poziomie 6,4% w okresie 2012-2018 oraz 7,0% w kolejnej 7-latce wobec 4,5% w latach 2000-2008.



W latach 2010-2025 reakcja konsumpcji na dynamikę dochodów do dyspozycji jest słabsza niż w poprzednich okresach, gdyż stopa oszczędności zmalała do bardzo niskiego poziomu (2,3% w 2011 r.). Tak jak to opisano w założeniach, uważamy, że możliwości dynamicznego zwiększania konsumpcji kosztem obniżania stopy oszczędności poniżej zera są ograniczone. Zadłużenie gospodarstw domowych w sektorze bankowym (stanowiące na koniec 2011 r. 60% rocznych dochodów do dyspozycji) jest relatywnie wysokie i dalsze jego zwiększanie (zwłaszcza na cele konsumpcyjne) nie będzie postępowało tak szybko, jak do tej pory. Poza tym gospodarstwa domowe będą pod coraz większą presją spłacania rosnącego zadłużenia. Dlatego dynamika spożycia będzie w większym stopniu uzależniona od dynamiki dochodów do dyspozycji. Konsumpcja gospodarstw domowych w okresie prognozy pozostanie motorem wzrostu gospodarczego w poszczególnych latach (ze względu na swoją dużą wagę), ale tempo to nie będzie już tak wysokie jak w poprzednich latach (średnio 3,5% w okresie 2012-2018 oraz 3,2 w latach 2019-2025 wobec 3,8% w latach 2000-2008).

Sytuacja w handlu zagranicznym będzie wypadkową z jednej strony koniunktury w UE (z powodu cykliczności wzrostu gospodarczego w Unii Europejskiej zakładamy kolejne spowolnienie w okolicy 2018-19 oraz 2024-25), z drugiej – tempa rozwoju popytu krajowego i importochłonności polskiej gospodarki (stopniowo malejącej). W rezultacie kontrybucja eksportu netto do wzrostu gospodarczego będzie się wahała w przedziale ok. (-1) – (+1) pkt. proc. (średnio 0,0 pkt. proc. w latach 2012-2018 i -0,2 pkt. proc. w latach 2019-2025), a więc będzie dość neutralnym czynnikiem wzrostu gospodarczego.

W rezultacie powyższych czynników, po relatywnie powolnym wzroście gospodarczym w latach 2012-2013 tempo wzrostu PKB powinno przyspieszyć do 5,5% w 2016 r., po czym w kolejnych latach kształtować się na poziomie nieco niższym (najniższym w 2024 r.: 3,2%).

Prognozowana ścieżka spożycia gospodarstw domowych wiąże się z prognozowanym tempem wzrostu dochodów do dyspozycji. Spodziewamy się, że będą rosły realnie w tempie 3,2% rocznie w latach 2012-18 i 3,1% w latach 2019-25. Będzie temu sprzyjać w większym stopniu wzrost średniego dochodu z pracy niż liczby pracujących. Wobec malejącej liczby osób w wieku produkcyjnym będzie większa presja na wzrost ich wydajności, ale też i ich dochody z pracy. Prognozujemy, że wzrost średniego wynagrodzenia wyniesie realnie 2,6% i 2,8% rocznie odpowiednio w obydwu podokresach, a średniego dochodu z samozatrudnienia

w ujęciu realnym – odpowiednio 2,8% i 3,2% rocznie. Zatrudnienie będzie się zwiększało nieco wolniej (odpowiednio 1,6% i 0,6% rocznie w podokresach), średnia liczba samozatrudnionych w latach 2012-2018 i 2019-2025 – nie licząc pewnych fluktuacji koniunkturalnych – pozostanie bez większych zmian.

Tabela 17 Wyniki projekcji makroekonomicznej 2012-25 – scenariusz bazowy „BASE”

Wyszczególnienie	j.m.	2009- 2011	2012- 2018	2019- 2025	2012- 2025
		średnio w roku			
PKB	% zm	3,3	4,0	3,7	3,9
Popyt krajowy	% zm	3,1	4,0	3,9	4,0
Konsumpcja gosp. domowych	% zm	2,8	3,5	3,2	3,4
Konsumpcja rządowa	% zm	1,6	2,3	3,3	2,8
Inwestycje	% zm	2,1	6,4	7,0	6,7
Eksport netto (kontrybucja do wzrostu PKB)	pkt. proc.	0,9	0,0	- 0,2	- 0,1
Dochody do dyspozycji (realne)	% zm	2,0	3,2	3,1	3,1
Średnie wynagrodzenie (realne)	% zm	1,4	2,6	2,8	2,7
Średni dochód z samozatrudnienia (realny)	% zm	2,1	2,8	3,2	3,0
Pracujący (ogółem)	% zm	- 0,1	1,2	0,5	0,8
Zatrudnieni	% zm	0,3	1,6	0,6	1,1
Samozatrudnieni	% zm	- 1,3	0,1	0,0	0,1
Pracujący (ogółem)	tys.osób	13 807	14 331	15 282	14 807
Stopa oszczędności (w relacji do dochodów)	%	4,4	0,7	0,1	0,4
Stopa bezrobocia	%	12,3	9,1	7,4	8,3
PODATKI	mld PLN	-	2 300	3 414	5 714
PIT + pozostałe	mld PLN	-	631	866	1 497
Podatki pośrednie minus dotacje	mld PLN	-	1 669	2 548	4 217
<i>PKB EU-27</i>	% zm	- 0,4	1,7	2,3	2,0
<i>CPI</i>	% zm	3,4	2,7	2,0	2,3
<i>WIBOR 3M (średni)</i>	%	4,3	4,8	4,7	4,7
<i>Kurs walutowy (średni)</i>	EUR/PLN	4,15	4,16	4,02	4,09
	USD/PLN	3,02	3,42	3,43	3,43
<i>Fundusze unijne</i>	mld EUR	11,9	15,9	11,4	13,7
<i>FDI (inwestycje z zagranicy)</i>	mld EUR	8,8	8,1	7,4	7,7

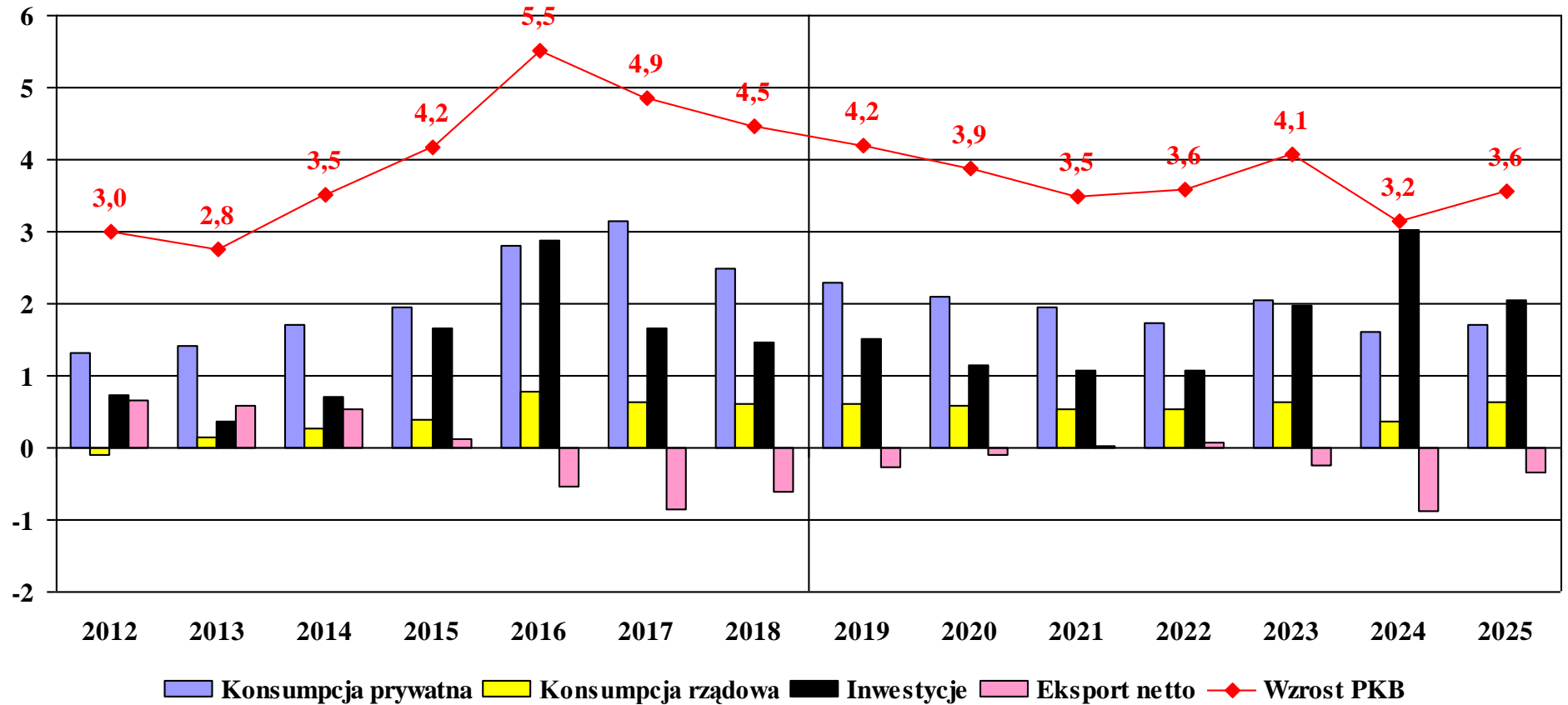
Źródło: prognozy CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy

To dość powolne tempo przyrastania łącznej liczby pracujących oraz oczekiwany wzrost aktywności zawodowej ludności rekompensującej starzenie się społeczeństwa wpłyną na



spadek stopy bezrobocia, ale w ograniczonym stopniu: do średniego poziomu 9,1% w okresie 2012-2018 oraz 7,4% w okresie 2019-2025, z koniunkturalnymi fluktuacjami w poszczególnych latach. Wzrost produktywności pracy (średnio o 2,8% i 3,2% w poszczególnych podokresach) będzie nieco wyższy niż wzrost średniego wynagrodzenia realnego, dzięki czemu podwyżki płac nie będą stwarzać presji inflacyjnej zagrażającej utrzymaniu niskiej inflacji.

Wykres 1. Dekompozycja wzrostu PKB – scenariusz bazowy (kontrybucja w pkt. proc.)



Uwaga: kontrybucja poszczególnych elementów PKB sumuje się do wysokości wzrostu PKB

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.



Scenariusz umiarkowanego wzrostu „SLOW”

Elementem różnicującym wyniki symulacji scenariusza umiarkowanego wzrostu od bazowego jest oszacowana ścieżka inwestycji „łupkowych”. Wielkość tych inwestycji to łącznie w latach 2012-2025 blisko 27 mld PLN w cenach bieżących. Wprowadzenie tego dodatkowego strumienia nakładów do gospodarki wpływa na wyższy wzrost inwestycji bezpośrednio i przez efekty mnożnikowe, na dochody ludności i dalej na konsumpcję, i – po uwzględnieniu, iż część tego popytu wiąże się z importem – na PKB. Skala inwestycji łupkowych nie jest duża (ich udział w nakładach ogółem wzrasta z 0,1% w 2012 r. do 0,5% w latach 2020-2021, po czym stabilizuje się na poziomie 0,3%). W efekcie otrzymujemy średni wzrost nakładów inwestycyjnych wyższy niż w scenariuszu bazowym o 0,1 pkt. proc. w okresie 2012-2018 i 0,2 pkt. proc. w okresie 2019-2025. Definiując mnożnik inwestycji łupkowych jako relację pomiędzy przyrostem inwestycji niełupkowych w porównaniu do scenariusza bazowego a wielkością inwestycji łupkowych (pokazujący, które dodatkowo powstają poza sektorem gazowym z powodu jego rozwoju) otrzymujemy jego średnią wartość w okresie projekcji na poziomie 3,3 (w tym, 3,9 w okresie 2019-2025, kiedy to obserwujemy efekt przenoszenia know-how do Polski i dalszej rozbudowy infrastruktury gazowej).

Zauważalny wpływ na pozostałe elementy popytu i PKB pojawia się dopiero w drugim podokresie. Dynamika konsumpcji z powodu szybciej rosnących dochodów do dyspozycji zwiększa się średnio o 0,05 pkt. proc. w latach 2019-2025. Silniej rosnący popyt krajowy spowoduje, że nieco wyższa będzie dynamika importu. To zaś sprawi, że kontrybucja eksportu netto do wzrostu gospodarczego będzie nieco bardziej ujemna (o 0,08 pkt. proc. w podokresie 2019-25). Powyższe efekty spowodują, że średni roczny wzrost PKB w latach 2012-2018 będzie się kształtował na poziomie 4,1% i 3,8% w latach 2019-2025, a więc odpowiednio o 0,03 pkt. proc. i 0,09 pkt. proc. powyżej wzrostu w scenariuszu bazowym.

Inwestycje i wzrost gospodarczy w poprzednich okresach generują wzrost liczby pracujących. W związku z przyjętą metodologią, w celu uniknięcia dublowania efektu inwestycji w podsektorze gazu łupkowego, zakładamy, że przyrost zatrudnienia związany z pracami poszukiwawczymi i wydobywczymi gazu łupkowego jest zawarty w ogólnym przyroście zatrudnienia, wynikającym z projekcji makroekonomicznej. To oznacza, że działalność „łupkowa” generuje średnio 2,2 tys. miejsc pracy w podokresie 2012-2018 oraz 6,1 tys. w latach 2019-25, zaś łączny przyrost liczby pracujących w porównaniu ze scenariuszem bazowym jest wyższy średnio o 12 tys. osób w latach 2012-18 i 54 tys. osób w następnej 7-



latce. Definiując mnożnik zatrudnienia łupkowego jako relację pomiędzy przyrostem zatrudnienia poza sektorem łupkowym w stosunku do scenariusza bazowego a liczbą miejsc pracy stworzonych w sektorze łupkowym, mnożnik ten w scenariuszu umiarkowanego wzrostu wyniósł 4,4 w latach 2012-2018 oraz 7,9 w okresie 2019-2025. Intensywność generowania miejsc pracy poza sektorem łupkowym jest więc dość znaczna. Taki przyrost liczby pracujących, przy założeniu tej samej co w „BASE” aktywności zawodowej ludności, skutkuje niższą stopą bezrobocia o 0,1 pkt. proc. w latach 2012-2018 i 0,4 pkt. proc. w latach 2019-2025 (czyli na średnim poziomie odpowiednio 7,1% i 8,0%).

Wyższa dynamika PKB i wartości dodanej w gospodarce oznacza wyższe podatki pośrednie. Szacujemy, że w prognozowanym okresie przychody z tego tytułu byłyby wyższe łącznie o 16 mld PLN, w większości w drugim podokresie. Z kolei wyższy wzrost dochodów do dyspozycji przełożyłyby się na wyższe przychody budżetowe z tytułu PIT (łącznie o ponad 3 mld PLN). Z szacunków opisanych w Rozdziale 1 wynika, że dodatni wynik finansowy związany z działalnością wydobywczą gazu może się pojawić w 2022 r. Z danych o sektorze przedsiębiorstw (podmioty zatrudniające powyżej 49 osób) można wyliczyć, że efektywna stawka podatku CIT od zysków brutto wyniosła w 2011 r. 14,9%. Zakładając utrzymanie się jej na niezmiennym poziomie w całym okresie prognozy otrzymujemy szacunek wpływów z tytułu podatku CIT związanego z poszukiwaniem i wydobyciem gazu łupkowego. W latach 2022-2025 łączne wpływy mogłyby wynieść 0,7 mld PLN.

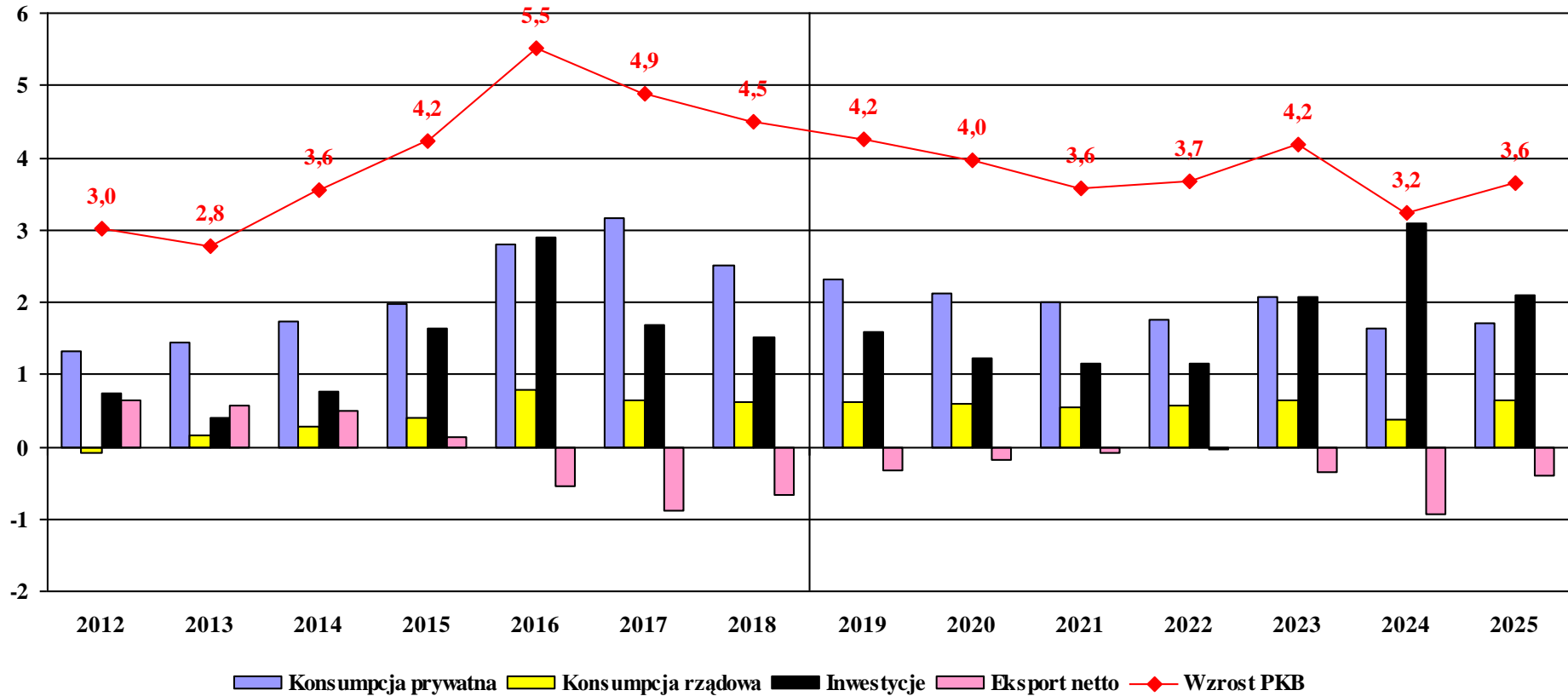
Tabela 18 Wyniki założeń dotyczących poszukiwań i wydobywania gazu łupkowego i projekcji makroekonomicznej łącznie – scenariusz umiarkowanego wzrostu

SCENARIUSZ UMIARKOWANEGO WZROSTU	j.m.	2012-2018	2019-2025	2012-2025
Założenia dotyczące poszukiwań i wydobywania gazu łupkowego				
Poszukiwania gazu				
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	2,4	0,0	2,4
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	0,9	0,0	0,4
Odwierty rozponawcze przekształcone w eksploatacyjne				
liczba		65	155	220
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	2,6	5,9	8,6
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	1,0	2,9	1,9
Nowe odwierty eksploatacyjne				
liczba		30	270	300
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	1,4	14,2	15,6
zatrudnienie (średnie w roku)	<i>tys.osób</i>	0,4	3,2	1,8
Inwestycje dotyczące poszukiwań i wydobywania gazu łupkowego łącznie (inwestycje łupkowe)	<i>mld PLN</i>	6,5	20,1	26,6
Zatrudnienie związane z poszukiwaniami i wydobywaniem gazu łupkowego łącznie (zatrudnienie łupkowe)	<i>tys.osób, średnio w roku</i>	2,2	6,1	4,1
Efekty ekonomiczne (różnica w stosunku do scenariusza bazowego)				
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
PKB	<i>mld PLN</i>	15,5	116,2	131,7
Konsumpcja gosp.domowych	<i>mld PLN</i>	7,6	46,9	54,5
Konsumpcja publiczna	<i>mld PLN</i>	2,6	19,9	22,5
Inwestycje	<i>mld PLN</i>	16,6	98,7	115,3
łupkowe	<i>mld PLN</i>	6,5	20,1	26,6
pozostałe	<i>mld PLN</i>	10,1	78,6	88,7
<i>Dynamika realna</i>		średnio w roku		
PKB	<i>pkt. proc.</i>	0,03	0,09	0,06
Konsumpcja gosp.domowych	<i>pkt. proc.</i>	0,02	0,05	0,04
Konsumpcja publiczna	<i>pkt. proc.</i>	0,03	0,09	0,06
Inwestycje	<i>pkt. proc.</i>	0,14	0,20	0,17
Pracujący		średnio w roku		
Zatrudnienie łupkowe	<i>tys.osób</i>	11,8	53,9	32,8
Zatrudnienie pozostałe	<i>tys.osób</i>	2,2	6,1	4,1
Zatrudnienie pozostałe	<i>tys.osób</i>	9,6	47,8	28,7
Stopa bezrobocia	<i>pkt. proc.</i>	-0,09	-0,35	-0,22
Dochody do dyspozycji - dynamika realna	<i>pkt. proc.</i>	0,02	0,05	0,03
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
Finansowanie inwestycji	<i>mld PLN</i>	16,6	98,7	115,3
FDI	<i>mld PLN</i>	2,1	6,9	9,0
łupkowe	<i>mld PLN</i>	2,1	6,9	9,0
poza-łupkowe	<i>mld PLN</i>	0,0	0,0	0,0
Krajowe + zagraniczne (finansowe)	<i>mld PLN</i>	14,4	91,9	106,3
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
Podatki	<i>mld PLN</i>	2,4	17,8	20,2
PIT + pozostałe	<i>mld PLN</i>	0,5	3,0	3,5
Podatki pośrednie minus dotacje	<i>mld PLN</i>	1,9	14,2	16,0
CIT łupkowy	<i>mld PLN</i>	0,0	0,7	0,7
Mnożniki				
mnożnik inwestycji łupkowych		1,6	3,9	3,3
mnożnik zatrudnienia łupkowego		4,4	7,9	6,9

Uwaga: (1) mnożnik inwestycji łupkowych to relacja inwestycji łupkowych do przyrostu inwestycji niełupkowych w scenariuszu umiarkowanego wzrostu w stosunku do scenariusza bazowego; (2) mnożnik zatrudnienia łupkowego to relacja zatrudnienia łupkowego do przyrostu zatrudnienia niełupkowego w scenariuszu umiarkowanego wzrostu w stosunku do scenariusza bazowego. (3) przyrost liczby pracujących średnio w roku oznacza uśredniony przyrost liczby pracujących w danym okresie, pomiędzy latami niskiego przyrostu na początku okresu i latami silniejszego przyrostu pod koniec danego okresu.

Źródło: projekcja CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.

Wykres 2. Dekompozycja wzrostu PKB – scenariusz umiarkowanego wzrostu (kontrybucja w pkt. proc.)



Uwaga: kontrybucja poszczególnych elementów PKB sumuje się do wysokości wzrostu PKB

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.



Scenariusz zwiększonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych „FDI”

Scenariusz ten różni się od scenariusza umiarkowanego wzrostu (SLOW) nieco większym strumieniem inwestycji „łupkowych”, poczynając od 2020 r. (łącznie o ok. 10 mld PLN). Wpływ na gospodarkę do 2019 r. jest więc taki sam jak w scenariuszu „SLOW”, a pewne nasilenie efektów w porównaniu ze scenariuszem „SLOW” obserwujemy od 2020 r. Wynik porównania scenariusza „FDI” z bazowym będzie więc taki w podokresie 2012-2018, jak w porównaniu scenariusza „SLOW” z bazowym. Skupiamy się więc na pokazaniu różnic w drugim podokresie.

W latach 2019-2025 średni wzrost inwestycji w scenariuszu „FDI” jest wyższy o 0,36 pkt. proc. niż w scenariuszu „BASE”. Około ¼ przyrostu inwestycji w tym okresie to inwestycje łupkowe, pozostałe zaś wynikają z nakładów w innych sektorach gospodarki w ramach efektów pośrednich impulsu łupkowego. Mnożnik inwestycji łupkowych wynosi w tym okresie 3,3, a więc nieco mniej niż w scenariuszu umiarkowanego wzrostu, co wiąże się z malejącym mnożnikiem krańcowym: przy coraz wyższym impulsie łupkowym przyrost inwestycji pośrednich będzie coraz mniejszy. W efekcie założenia, że zwiększone inwestycje „łupkowe” w tym scenariuszu oznaczają większe zaangażowanie kapitału zagranicznego w formie FDI, łączny napływ bezpośrednich inwestycji zagranicznych będzie wyższy niż w scenariuszu bazowym łącznie o ponad 16 mld PLN. Pozostałe finansowanie inwestycji w gospodarce (krajowe lub zagraniczne-finansowe) będzie stanowiło w okresie 2019-2025 ok. 24,1% PKB (wobec 23,5% dla scenariusza bazowego).

Większe inwestycje przełożą się na wyższą dynamikę realną dochodów do dyspozycji (średnio o 0,07 pkt. proc. rocznie w porównaniu ze scenariuszem bazowym) i w efekcie dynamika konsumpcji będzie wyższa średnio o 0,08 pkt. proc. rocznie. Bardziej dynamiczny wzrost popytu krajowego (a zwłaszcza inwestycji) stworzy większe zapotrzebowanie na import, stąd kontrybucja eksportu netto do wzrostu PKB będzie bardziej ujemna niż w scenariuszu bazowym (średnio o 0,13 pkt. proc.). W efekcie, wzrost gospodarczy wyniesie średnio 3,8% rocznie i będzie wyższy niż w scenariuszu „BASE” o 0,13 pkt. proc. rocznie.

Zwiększone inwestycje łupkowe stworzą dodatkowe miejsca pracy (zgodnie z naszymi szacunkami będzie to średnio 9,1 tys. osób w okresie 2019-2025). Poprzez efekty pośrednie w pozostałych sektorach gospodarki liczba pracujących zwiększy się w porównaniu do



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

scenariusza bazowego o kolejne 58 tys. (średnio w okresie 2019-2025). To oznacza, że mnożnik zatrudnienia łupkowego wyniesie 6,4. Podobnie, jak w przypadku inwestycji, jest on nieco niższy niż w scenariuszu umiarkowanego wzrostu – a więc przy mniejszym impulsie „łupkowym”, i również wiąże się z malejącym mnożnikiem krańcowym: im wyższy impuls łupkowy, tym pośrednie efekty zatrudnieniowe są słabsze.

Tabela 19 Wyniki założeń dotyczących poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego i projekcji makroekonomicznej łącznie – scenariusz zwiększonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych

SCENARIUSZ ZWIĘKSZONYCH INWESTYCJI ZAGRANICZNYCH	j.m.	2012-2018	2019-2025	2012-2025
Założenia dotyczące poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego				
Poszukiwania gazu				
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	2,4	0,0	2,4
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	0,9	0,0	0,4
Odwierty rozponawcze przekształcone w eksploatacyjne				
liczba		65	175	240
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	2,6	6,7	9,3
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	1,0	3,2	2,1
Nowe odwierty eksploatacyjne				
liczba		30	500	530
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	1,4	24,3	25,7
zatrudnienie (średnie w roku)	<i>tys.osób</i>	0,4	6,0	3,2
Inwestycje dotyczące poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego łącznie (inwestycje łupkowe)	<i>mld PLN</i>	6,5	31,0	37,4
Zatrudnienie związane z poszukiwaniami i wydobyciem gazu łupkowego łącznie (zatrudnienie łupkowe)	<i>tys.osób, średnio w roku</i>	2,2	9,1	5,7
Efekty ekonomiczne (różnica w stosunku do scenariusza bazowego)				
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
PKB	<i>mld PLN</i>	15,5	141,8	157,2
Konsumpcja gosp.domowych	<i>mld PLN</i>	7,6	59,3	66,9
Konsumpcja publiczna	<i>mld PLN</i>	2,6	24,2	26,9
Inwestycje	<i>mld PLN</i>	16,6	132,7	149,3
łupkowe	<i>mld PLN</i>	6,5	31,0	37,4
pozostałe	<i>mld PLN</i>	10,1	101,8	111,9
<i>Dynamika realna</i>		średnio w roku		
PKB	<i>pkt. proc.</i>	0,03	0,13	0,08
Konsumpcja gosp.domowych	<i>pkt. proc.</i>	0,02	0,08	0,05
Konsumpcja publiczna	<i>pkt. proc.</i>	0,03	0,12	0,08
Inwestycje	<i>pkt. proc.</i>	0,14	0,36	0,25
Pracujący	<i>tys.osób</i>	11,8	67,4	39,6
Zatrudnienie łupkowe	<i>tys.osób</i>	2,2	9,1	5,7
Zatrudnienie pozostałe	<i>tys.osób</i>	9,6	58,2	33,9
Stopa bezrobocia	<i>pkt. proc.</i>	-0,09	-0,44	-0,26
Dochody do dyspozycji - dynamika realna	<i>pkt. proc.</i>	0,02	0,07	0,05
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
Finansowanie inwestycji	<i>mld PLN</i>	16,6	132,7	149,3
FDI	<i>mld PLN</i>	2,1	14,3	16,4
łupkowe	<i>mld PLN</i>	2,1	14,3	16,4
poza-łupkowe	<i>mld PLN</i>	0,0	0,0	0,0
Krajowe + zagraniczne (finansowe)	<i>mld PLN</i>	14,4	118,5	132,9
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
Podatki	<i>mld PLN</i>	2,4	21,9	24,3
PIT + pozostałe	<i>mld PLN</i>	0,5	3,7	4,2
Podatki pośrednie minus dotacje	<i>mld PLN</i>	1,9	17,3	19,2
CIT łupkowy	<i>mld PLN</i>	0,0	0,9	0,9
Mnożniki				
mnożnik inwestycji łupkowych		1,6	3,3	3,0
mnożnik zatrudnienia łupkowego		4,4	6,4	6,0

Uwaga: (1) mnożnik inwestycji łupkowych to relacja inwestycji łupkowych do przyrostu inwestycji niełupkowych w scenariuszu umiarkowanego wzrostu w stosunku do scenariusza bazowego; (2) mnożnik zatrudnienia łupkowego to relacja zatrudnienia łupkowego do przyrostu zatrudnienia niełupkowego w scenariuszu umiarkowanego wzrostu w stosunku do scenariusza bazowego. (3) przyrost liczby pracujących

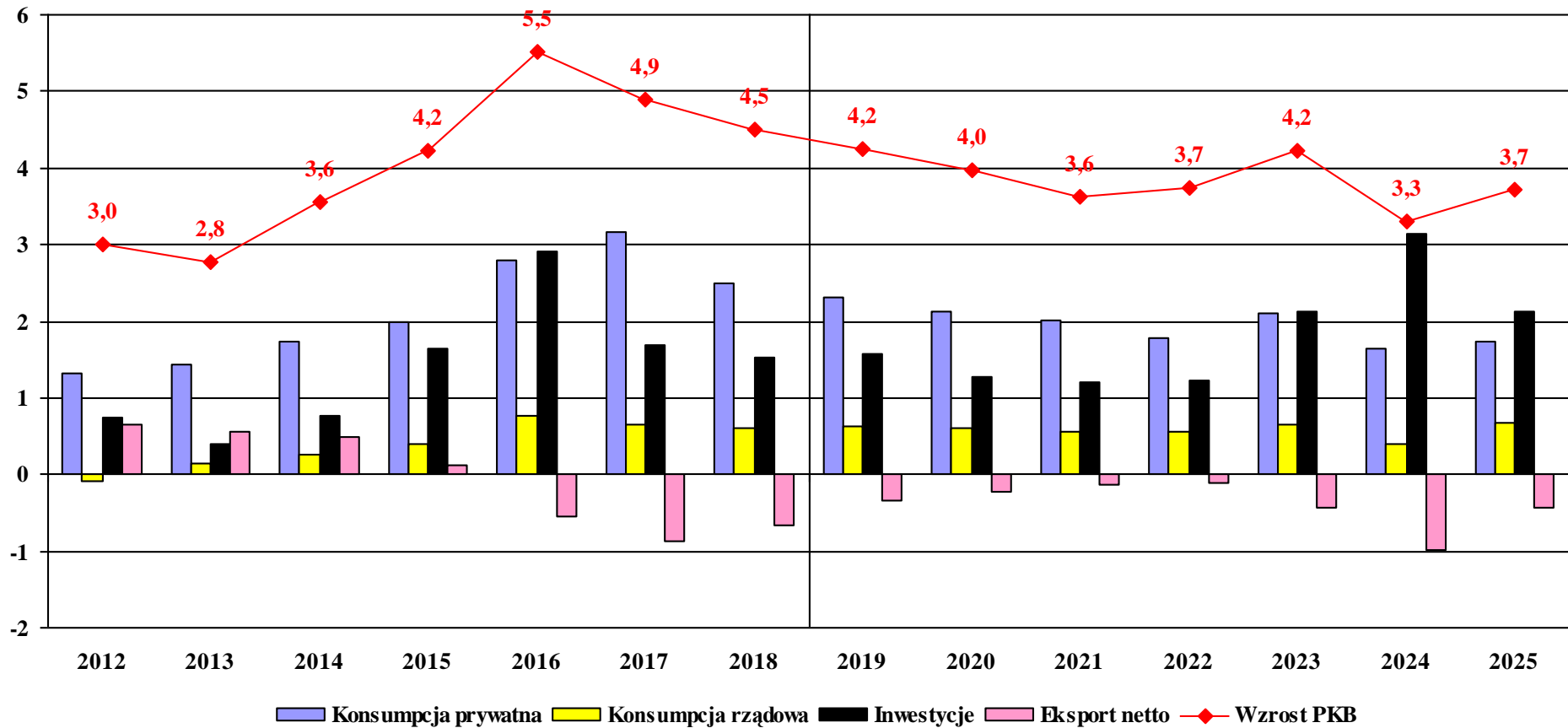


Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

średnio w roku oznacza uśredniony przyrost liczby pracujących w danym okresie, pomiędzy latami niskiego przyrostu na początku okresu i latami silniejszego przyrostu pod koniec danego okresu.
Źródło: projekcja CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.

Szybciej rozwijająca się gospodarka oznacza wyższe przychody z tytułu podatków. Zgodnie z projekcją, łączna kwota z tytułu podatków pośrednich i PIT wraz z dodatkowymi obciążeniami dochodów ludności będzie wyższa w całym okresie 2012-2025 niż w scenariuszu bazowym o 23,4 mld PLN, a po uwzględnieniu przychodów z tytułu CIT od sektora łupkowego – o 24,3 mld PLN.

Wykres 3. Dekompozycja wzrostu PKB – scenariusz zwiększonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych (kontrybucja w pkt. proc.)



Uwaga: kontrybucja poszczególnych elementów PKB sumuje się do wysokości wzrostu PKB.

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.



Scenariusz przyspieszonego rozwoju „FAST+TFP”

Najsilniejsze efekty dla gospodarki obserwujemy w scenariuszu przyspieszonego rozwoju „FAST+TFP”, który różni się od scenariusza bazowego dwoma dodatkowymi strumieniami inwestycji: „łupkowych” (związanych z poszukiwaniem i wydobywaniem gazu łupkowego: łącznie na poziomie blisko 57 mld PLN w okresie projekcji) oraz „elektro” (związanych z przyspieszoną modernizacją urządzeń wytwórczych w sektorze energetyczno-ciepłowniczym w celu umożliwienia wykorzystania dużych zasobów gazu: łącznie na poziomie 118 mld PLN w okresie 2018-2025). Obydwa te strumienie dają nakłady rzędu 7 mld PLN w latach 2012-18 i 167 mld PLN w kolejnej 7-latce. Dodatkowo, na tempo wzrostu gospodarczego wpływa pozytywnie zmiana technologiczna wywołana procesem modernizacji sektora energetyczno-ciepłowniczego.

Te trzy powyższe elementy (bezpośrednio i przez efekty mnożnikowe) przełożą się na zwiększenie wzrostu inwestycji w porównaniu ze scenariuszem bazowym rocznie o 0,2 pkt. proc. w podokresie 2012-18 i 2,6 pkt. proc. w latach 2019-2025. Łączny mnożnik inwestycji łupkowych i „elektro” w okresie szczególnie intensywnych nakładów (2019-2025) rośnie do relatywnie niskiego poziomu 2,1. Okazuje się, że tak duże nakłady (zwłaszcza jeśli chodzi o strumień „elektro”) nie generują inwestycji w pozostałych sektorach gospodarki w takim samym stopniu, jak to miało miejsce w poprzednich scenariuszach. Wynika to również z faktu, że w ok. połowie inwestycje te są realizowane w oparciu o importowane towary i usługi.

W efekcie poczynionych założeń odnośnie zaangażowania FDI w intensywny proces inwestycyjny w sektorze łupkowym i w modernizację sektora energetyczno-ciepłowniczego, w całym okresie projekcji suma bezpośrednich inwestycji zagranicznych będzie wyższa niż w scenariuszu bazowym o blisko 80 mld PLN. Dzięki temu niezbędne finansowanie łącznych nakładów inwestycyjnych rosnące do poziomu 27% PKB w 2025 r. będzie wymagało zaangażowania kapitału krajowego i/lub zagranicznych pożyczek na poziomie 25,1% PKB. Poziom ten należy uznać za możliwy do udźwignięcia przez polską gospodarkę.

Wyższy wzrost inwestycji i PKB będzie generował nieco bardziej dynamiczny wzrost liczby pracujących (średnio o ponad 0,4 pkt. proc. rocznie). To oznacza, że łączny przyrost liczby pracujących w okresie 2019-2025 będzie wyższy średnio w roku o 219 tys. osób niż w



scenariuszu bazowym. W liczbie tej miejsca pracy związane bezpośrednio z poszukiwaniem i wydobywaniem gazu łupkowego to średnio w roku 15,1 tys. osób. Pozostałe zatrudnienie wynika z powstawania miejsc pracy w innych sektorach. Z tego wynika mnożnik zatrudnienia łupkowego na poziomie 13,5 w latach 2019-2025. Nie jest on jednak porównywalny z poprzednimi scenariuszami, gdyż uwzględnia on dodatkowo wzrost zatrudnienia wynikający z modernizacji sektora energetyczno-ciepłowniczego, a także z impulsu rozwojowego z powodu skoku technologicznego. W rezultacie stopa bezrobocia ulegnie obniżeniu w stosunku do scenariusza bazowego średnio o 1,6 pkt. proc. w latach 2019-25 (czyli do poziomu 4-5% w latach 2024-25). Jednocześnie w scenariuszu tym, pomimo wyższego wzrostu zatrudnienia, nastąpi silniejszy wzrost produktywności pracy (średnio o 0,3 pkt. proc. rocznie), co będzie sprzyjało podwyżkom płac (wzrost średniego wynagrodzenia wyższy rocznie również o 0,3 pkt. proc.). Jednocześnie przy wyższym wzroście gospodarczym powinna się objawić większa skłonność do samozatrudnienia, w tym wychodzenia z szarej strefy (prognozujemy średni wzrost liczby samozatrudnionych o 0,4 pkt. proc. rocznie wyższy niż w scenariuszu bazowym), chociaż mniej rentownego (stąd nieco niższe tempo przyrostu średniego dochodu z tego tytułu). Dochody do dyspozycji ogółem rosną w tym scenariuszu rocznie o 0,5 pkt. proc. szybciej niż w bazowym. W efekcie, wzrost konsumpcji w latach 2019-2025 jest większy również o 0,5 pkt. proc. rocznie.

Przy założeniu, że inwestycje „elektro” w 50% będą realizowane przy wykorzystaniu materiałów i usług z zagranicy, wzrost inwestycji z tego tytułu będzie generował dodatkowy import (obok zapotrzebowania na import wynikającego z pozostałych inwestycji, konsumpcji, czy eksportu – w Polsce eksport jest w znaczącym stopniu importochłonny). Zjawisko to pogłębi deficyt w handlu zagranicznym. Z drugiej strony oczekujemy, że korzystna zmiana technologiczna (tańsze źródła energii) obniżą importochłonność polskiej gospodarki oraz zwiększą konkurencyjność polskiej produkcji, w tym eksportu. W efekcie tych dwóch tendencji będziemy obserwować ujemną kontrybucję eksportu netto do wzrostu PKB we wszystkich latach 2019-2025, a jej poziom będzie niższy niż w scenariuszu bazowym średnio o 0,6 pkt. proc. rocznie.

W rezultacie wzrost gospodarczy w okresie 2019-2025 zwiększy się w scenariuszu „FAST+TFP” średnio o 0,8 pkt. proc. rocznie w porównaniu z „BASE” (w latach 2012-18 różnica będzie taka sama, jak dla poprzednich dwóch scenariuszy: „SLOW” i „FDI”, tj. 0,03 pkt. proc.). Z dekompozycji powyższych wyników na wpływy wynikające z każdego z trzech



elementów różnicujących ten scenariusz od bazowego (tj., inwestycje „łupkowe”, inwestycje „elektro” i postęp technologiczny) wynika, że elementem najsilniej podnoszącym średnie tempo wzrostu PKB jest podjęcie programu modernizacji urządzeń wytwórczych (inwestycje „elektro”), czego warunkiem jest jednak gwarancja ciągłości dostaw gazu, czyli inwestycje łupkowe (nie byłoby inwestycji „elektro” bez łupkowych).

Skala zwiększenia w latach 2019-2025 tempa wzrostu gospodarczego w tym scenariuszu jest największa ze wszystkich 3 scenariuszy łupkowych, więc i wartość dodatkowych przychodów do budżetu jest większa. Podatki pośrednie w tym scenariuszu mogą być wyższe o 72 mld PLN w całym okresie projekcji (tj. prawie wyłącznie w latach 2019-2025) w porównaniu ze scenariuszem „BASE”, a z tytułu PIT – o kolejne 14 mld PLN (łącznie 86 mld PLN). Dodatni wynik finansowy związany z działalnością wydobywczą gazu, osiągany od 2023 r., zacznie generować przychody z tytułu CIT z tego sektora łącznie w wysokości 0,5 mld PLN w latach 2023-2025. Szacunki rentowności pozostałej działalności gospodarczej (w tym, w sektorze energetycznym) wykraczają poza zakres projektu i możliwości modelowych, stąd pozostałe potencjalne przychody CIT do budżetu z tytułu większej rentowności przedsiębiorstw nie zostały uwzględnione. Łącznie w scenariuszu tym podatki z trzech powyższych źródeł będą wyższe o blisko 87 mld PLN w latach 2012-2025.

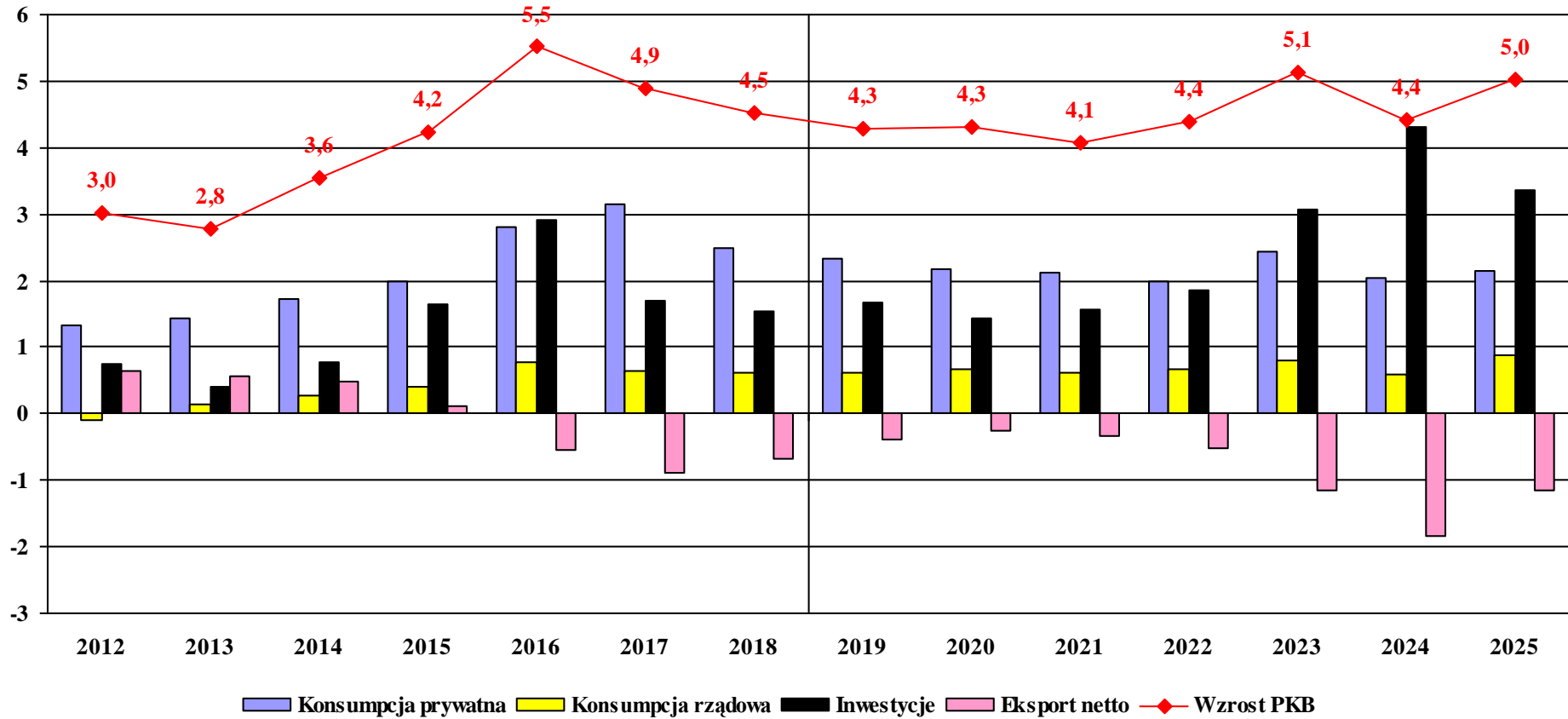
Tabela 20 Wyniki założeń dotyczących poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego i projekcji makroekonomicznej łącznie – scenariusz przyspieszonego rozwoju.

SCENARIUSZ PRZYSPIESZONEGO ROZWOJU	j.m.	2012-2018	2019-2025	2012-2025
Założenia dotyczące poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego				
Poszukiwania gazu				
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	2,4	0,0	2,4
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	0,9	0,0	0,4
Odwierty rozponawcze przekształcone w eksploatacyjne				
liczba		65	175	240
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	2,6	6,7	9,3
zatrudnienie (średnio w roku)	<i>tys.osób</i>	1,0	3,2	2,1
Nowe odwierty eksploatacyjne				
liczba		30	1 000	1 030
wartość inwestycji	<i>mld PLN</i>	1,4	43,4	44,9
zatrudnienie (średnie w roku)	<i>tys.osób</i>	0,4	11,9	6,1
Inwestycje dotyczące poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego łącznie (inwestycje łupkowe)	<i>mld PLN</i>	6,5	50,1	56,6
Zatrudnienie związane z poszukiwaniami i wydobyciem gazu łupkowego łącznie (zatrudnienie łupkowe)	<i>tys.osób, średnio w roku</i>	2,2	15,1	8,6
Efekty ekonomiczne (różnica w stosunku do scenariusza bazowego)				
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
PKB	<i>mld PLN</i>	15,7	577,0	592,6
Konsumpcja gosp.domowych	<i>mld PLN</i>	7,7	193,0	200,7
Konsumpcja publiczna	<i>mld PLN</i>	2,7	98,5	101,2
Inwestycje	<i>mld PLN</i>	17,3	514,1	531,4
łupkowe	<i>mld PLN</i>	6,5	50,1	56,6
"elektro"	<i>mld PLN</i>	0,7	117,2	117,9
pozostałe	<i>mld PLN</i>	10,1	346,8	357,0
<i>Dynamika realna</i>		średnio w roku		
PKB	<i>pkt. proc.</i>	0,03	0,81	0,42
Konsumpcja gosp.domowych	<i>pkt. proc.</i>	0,02	0,48	0,25
Konsumpcja publiczna	<i>pkt. proc.</i>	0,03	0,81	0,42
Inwestycje	<i>pkt. proc.</i>	0,16	2,58	1,36
Pracujący	<i>tys.osób</i>	12,0	218,6	115,3
Zatrudnienie łupkowe	<i>tys.osób</i>	2,2	15,1	8,6
Zatrudnienie pozostałe	<i>tys.osób</i>	9,8	203,5	106,7
Stopa bezrobocia	<i>pkt. proc.</i>	-0,09	-1,55	-0,82
Dochody do dyspozycji - dynamika realna	<i>pkt. proc.</i>	0,02	0,48	0,25
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
Finansowanie inwestycji	<i>mld PLN</i>	17,3	514,1	531,4
FDI	<i>mld PLN</i>	2,4	77,3	79,8
łupkowe + "elektro"	<i>mld PLN</i>	2,4	77,3	79,8
pozostałe	<i>mld PLN</i>	0,0	0,0	0,0
Krajowe + zagraniczne (finansowe)	<i>mld PLN</i>	14,8	436,8	451,6
<i>Wielkości nominalne</i>		suma dla okresu		
Podatki	<i>mld PLN</i>	2,4	84,4	86,8
PIT + pozostałe	<i>mld PLN</i>	0,5	13,6	14,1
Podatki pośrednie minus dotacje	<i>mld PLN</i>	1,9	70,3	72,2
CIT łupkowy	<i>mld PLN</i>	0,0	0,5	0,5
Mnożniki				
mnożnik inwestycji łupkowych i "elektro"		1,4	2,1	2,0
mnożnik zatrudnienia łupkowego		4,5	13,5	12,3

Uwaga: (1) mnożnik inwestycji łupkowych to relacja inwestycji łupkowych do przyrostu inwestycji niełupkowych w scenariuszu umiarkowanego wzrostu w stosunku do scenariusza bazowego; (2) mnożnik zatrudnienia łupkowego to relacja zatrudnienia łupkowego do przyrostu zatrudnienia niełupkowego w scenariuszu umiarkowanego wzrostu w stosunku do scenariusza bazowego. (3) przyrost liczby pracujących średnio w roku oznacza uśredniony przyrost liczby pracujących w danym okresie, pomiędzy latami niskiego przyrostu na początku okresu i latami silniejszego przyrostu pod koniec danego okresu.

Źródło: projekcja CASE przy użyciu modelu CASE-Doradczy.

Wykres 4. Dekompozycja wzrostu PKB – scenariusz przyspieszonego rozwoju (kontrybucja w pkt. proc.)

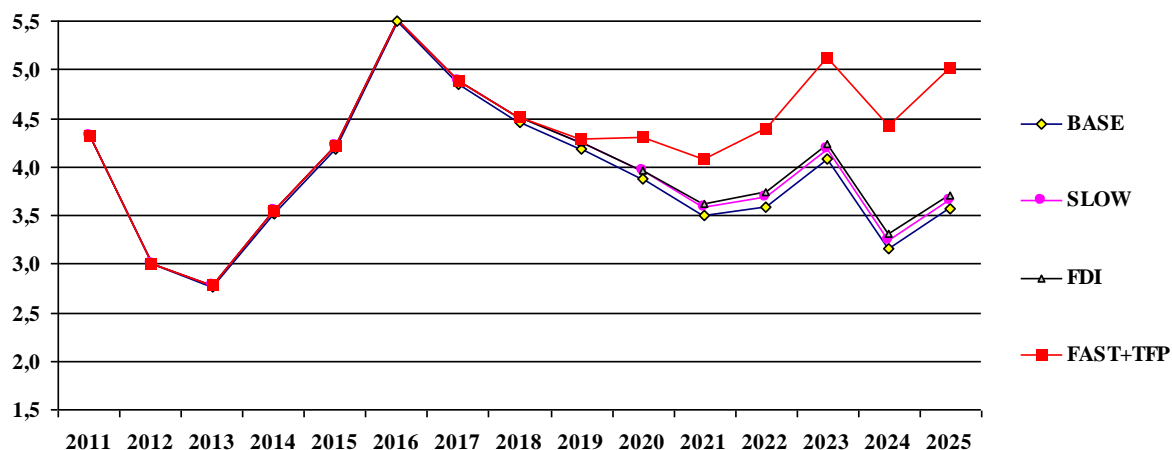


Uwaga: kontrybucja poszczególnych elementów PKB sumuje się do wysokości wzrostu PKB.

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.

Zmiany przedstawionych wielkości makroekonomicznych (PKB, inwestycji i konsumpcji) w scenariuszu bazowym i w trzech scenariuszach łupkowych zostały przedstawione łącznie w formie graficznej poniżej.

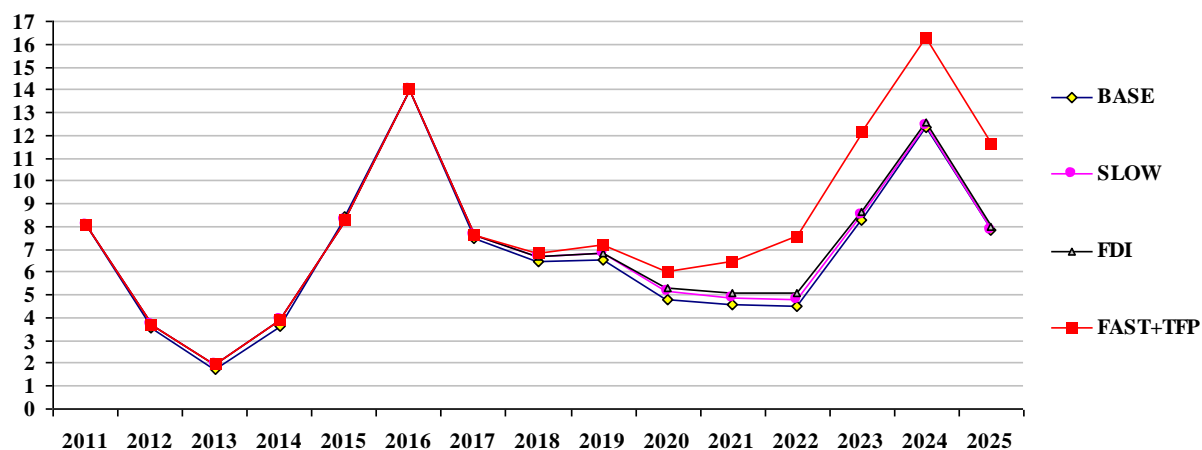
Wykres 5. Wzrost PKB w scenariuszu bazowym i 3 scenariuszach łupkowych (%).



Uwaga: BASE – scenariusz bazowy, SLOW – scenariusz umiarkowanego wzrostu, FDI – scenariusz zwiększonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych, FAST+TFP – scenariusz przyspieszonego rozwoju.

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.

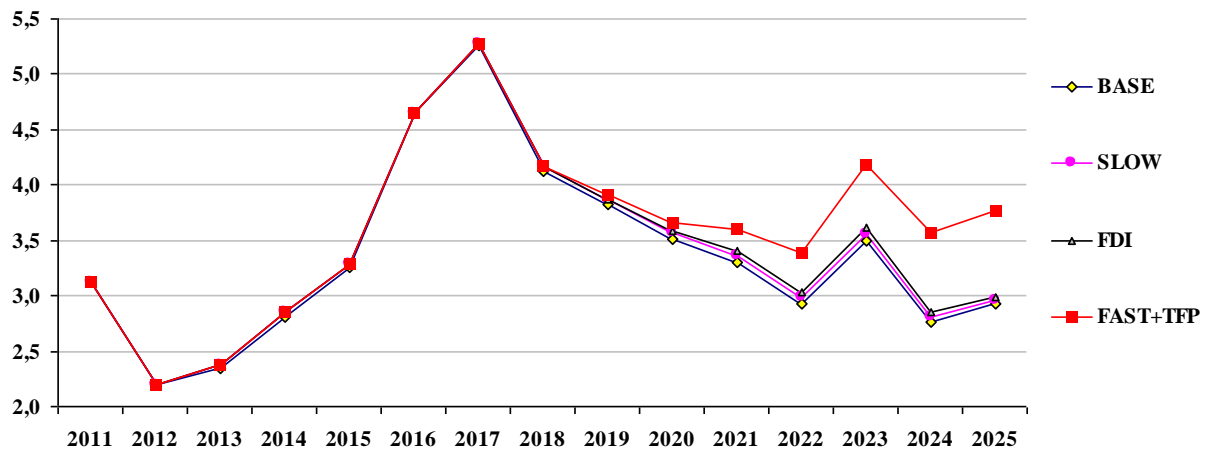
Wykres 6. Wzrost inwestycji w scenariuszu bazowym i 3 scenariuszach łupkowych (%).



Uwaga: BASE – scenariusz bazowy, SLOW – scenariusz umiarkowanego wzrostu, FDI – scenariusz zwiększonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych, FAST+TFP – scenariusz przyspieszonego rozwoju.

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy

Wykres 7. Wzrost konsumpcji w scenariuszu bazowym i 3 scenariuszach łupkowych (%).



Uwaga: BASE – scenariusz bazowy, SLOW – scenariusz umiarkowanego wzrostu, FDI – scenariusz zwiększonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych, FAST+TFP – scenariusz przyspieszonego rozwoju.

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.

Wnioski końcowe i rekomendacje

Wnioski z analizy scenariuszy wydobywczych gazu łupkowego

1. Proponowane scenariusze rozwoju poszukiwań i następnie eksploatacji gazu ziemnego ze złóż łupkowych w Polsce są projekcjami eksperckimi opartymi na wciąż skąpej bazie informacji, dostępnej w czasie badania. Ponieważ sektor może rozwijać się dynamicznie, nowe istotne wydarzenia (np. odkrycie sweet spot) oraz zmiany techniczno-organizacyjne (np. utworzenie krajowej bazy techniczno-sprzętowej do szczelinowania), powinny zostać uwzględnione w przyszłości w kolejnych analizach i prognozach. Jednakże nie zmienia to wartości poznawczej przeprowadzonego badania, którego celem było wskazanie na to, że możliwe ścieżki rozwoju sektora łupkowego w Polsce mogą bardzo różnić się między sobą, w zależności od wielu czynników, w tym polityki gospodarczej wobec tego sektora.
2. Wśród założeń przyjętych do projekcji najbardziej niepewne jest planowanie średniej wydajności rocznej z 1 odwiertu eksploatacyjnego. Przyjęto ostrożnie (nawet konserwatywnie w porównaniu do osiągnięć amerykańskich) wielkości wynoszące średnio 12 lub 15 mln m³ rocznie. Jednakże są to założenia eksperckie nie potwierdzone w warunkach polskich. W okresie najbliższych 5-7 lat będzie trudno osiągnąć znaczącą obniżkę kosztów – w takiej sytuacji ewentualne mniejsze średnie wydobywanie z 1 odwiertu stanie się istotną przeszkodą w rozwoju inwestycji, z powodu ich niewystarczającej opłacalności. W proponowanych scenariuszach, przy założonym poziomie cen i wielkości wydobywania, mamy zadowalającą lub dostateczną opłacalność na poziomie sektorowym (mierzoną NPV i IRR). Oprócz konserwatywnych założeń modelowych nie pozostało wiele miejsca na niekorzystne zmiany, w szczególności na wyższe koszty (nowe obciążenia) lub niższą wydajność.
3. Scenariusze zostały skonstruowane w taki sposób, że ewentualna realizacja bardziej ambitnej (o wyższych nakładach inwestycyjnych) wersji nie „przekreśla” dalszej realizacji wersji ostrożniejszej (tańszej).
4. Istotnym skutkiem realizacji założonych scenariuszy będzie pojawienie się dużej, bardzo dużej lub nawet ogromnej w polskich warunkach podaży gazu łupkowego. Ta

nowa podaż (dot. scenariuszy umiarkowanego wzrostu i przyspieszonych inwestycji zagranicznych) będzie mogła zostać zużyta w kraju dzięki wzrostowi konsumpcji oraz rozwojowi energetyki gazowej. Analiza potencjalnego popytu krajowego na gaz ziemny wskazuje, że jest on wystarczająco duży do osiągnięcia powyższego założenia.

5. Natomiast ewentualne zagospodarowanie dodatkowych prawie 20 mld m³ rocznie gazu łupkowego wymaga (w wariancie przyspieszonego rozwoju) działań nadzwyczajnych, realizowanych w okresie kilku lat, wkrótce po rozpoczęciu komercyjnej eksploatacji złóż gazu łupkowego. Będzie to wymagało przygotowania specjalnego programu rządowego i o wiele lepszej niż dotychczas współpracy między administracją (centralną i samorządową) a biznesem. Realizacja tego trudnego scenariusza stwarza nowe możliwości strategiczne, w tym nawet uniezależnienie się od importu gazu ziemnego lub rozpoczęcie jego eksportu.

Wnioski z analizy makroekonomicznej

6. W ramach analizy wpływu wydobycia gazu łupkowego na polską gospodarkę polską przygotowano 3 scenariusze (łupkowe) zakładające różne wydobycie gazu łupkowego odpowiednio do zmiennego natężenia procesu inwestycyjnego. Scenariusz bazowy, który zakłada brak wydobycia gazu łupkowego (z powodu nieopłacalności jego pozyskiwania, lub ostatecznej diagnozy o bardzo małych zasobach), stanowi punkt odniesienia dla scenariuszy łupkowych. W scenariuszu bazowym gospodarka rozwija się więc w oparciu o inne źródła energii (w tym, zwiększone zasoby gazu importowanego), a niezbędna modernizacja urządzeń wytwórczych sektora ciepłowniczo-energetycznego, po części wymuszona wymogami unijnymi, jest rozłożona na 20-30 lat. Horyzont scenariuszy to lata 2012-2025, które obejmują głównie początek pełnego procesu wydobywczego w wariantach łupkowych. Jego ograniczenie do 2025 r. zostało jednak podyktowane racjonalnością prognoz makroekonomicznych przy użyciu dostępnych instrumentów. Dlatego należy sobie zdawać sprawę, że skala zróżnicowania wyników symulacji pomiędzy poszczególnymi scenariuszami jest, w horyzoncie 2012-2025, dość ograniczona. Konsekwentnie lepszą miarą potencjału ekonomicznego gazu łupkowego są wyniki dla ostatnich lat projekcji.
7. W scenariuszu bazowym polska gospodarka rozwija się w okresie prognozy w średnim tempie 3,9% rocznie, przy czym wzrost ten w latach 2012-2018 jest nieco wyższy (4,0%)



niż w następnej 7-letce (3,7%). Jednocześnie, wraz z osłabieniem niektórych czynników wzrostu, tempo to jest nieco niższe niż osiągnięte w minionej dekadzie przed kryzysem finansowym (średnio 4,2% w latach 2000-2008).

8. W scenariuszu umiarkowanego wzrostu „SLOW” oszacowana ścieżka inwestycji łupkowych to w latach 2012-2025 łącznie blisko 27 mld PLN w cenach bieżących. Poprzez tworzenie nowych miejsc pracy i dochodów ludności bezpośrednio w sektorze łupkowym oraz efekty mnożnikowe, przekładające się na pozostałą część gospodarki, obserwujemy nieco wyższy wzrost inwestycji, konsumpcji i PKB niż w scenariuszu bazowym. Strumień inwestycji łupkowych stanowi rosnący udział w nakładach ogółem (od 0,1% w 2012 r. do 0,5% w latach 2020-21) i stabilizujący się na poziomie 0,3% w kolejnych latach. Średni wzrost nakładów inwestycyjnych jest wyższy o 0,1 pkt. proc. w okresie 2012-2018 i 0,2 pkt. proc. w okresie 2019-2025 niż w scenariuszu bazowym. Mnożnik inwestycji łupkowych, pokazujący, które dodatkowe inwestycje powstają poza sektorem gazowym z powodu jego rozwoju, w okresie relatywnie bardziej intensywnego procesu inwestycyjnego (tj. lat 2019-2025) rośnie do 3,9. Jest to czas intensywnego przenoszenia know-how do Polski i dalszej rozbudowy infrastruktury gazowej. Bardziej widoczna różnica w średnim tempie konsumpcji pojawia się w podokresie 2019-2025 (o 0,05 pkt. proc.). Wzrost importu związany głównie z dodatkowymi inwestycjami hamuje nieco efekt netto rozwoju sektora łupkowego dla gospodarki. W rezultacie, impuls inwestycji łupkowych przekłada się na zwiększenie średniej dynamiki PKB dopiero w podokresie 2019-2025: o 0,09 pkt. proc.; w podokresie 2012-2018 będzie trzykrotnie mniejszy: 0,03 pkt. proc. Inwestycje łupkowe w scenariuszu umiarkowanego wzrostu generują nowe miejsca pracy (2,2 tys. osób w podokresie 2012-2018 oraz 6,1 tys. w latach 2019-2025). W wyniku efektów pośrednich dodatkowe zatrudnienie powstanie w innych sektorach gospodarki (niecałe 10 tys. w latach 2012-2018 oraz kolejne 48 tys. w latach 2019-2025). To daje mnożnik zatrudnienia łupkowego na poziomie 4,4 w pierwszym podokresie oraz 7,9 w latach 2019-2025, kiedy to inwestycje wydobywcze wystąpią w każdym roku. Dzięki temu stopa bezrobocia będzie niższa niż w scenariuszu bazowym średnio o odpowiednio 0,1 pkt. proc. i 0,4 pkt. proc. w poszczególnych podokresach. Z powodu wyższego wzrostu gospodarczego wpływy do budżetu z tytułu podatków pośrednich i PIT, a także podatku CIT od sektora łupkowego są wyższe niż w scenariuszu bazowym łącznie o ponad 20 mld PLN w całym okresie projekcji.

9. W scenariuszu zwiększonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych „FDI” strumień inwestycji łupkowych jest większy niż w scenariuszu „SLOW” o ok. 10 mld PLN w całym prognozowanym okresie²⁴. Wywołuje to nieco silniejsze efekty bezpośrednie i mnożnikowe niż w scenariuszu „SLOW”. W podokresie 2019-2025 wzrost inwestycji ogółem jest wyższy o 0,36 pkt. proc. rocznie niż w scenariuszu „BASE”. Około ¼ przyrostu inwestycji w tym okresie to inwestycje łupkowe, pozostałe zaś wynikają z nakładów w innych sektorach gospodarki w ramach efektów pośrednich impulsu łupkowego (mnożnik inwestycji łupkowych wynosi w tym okresie 3,3). Zwiększone inwestycje łupkowe w tym scenariuszu oznaczają większe zaangażowanie kapitału zagranicznego w formie FDI (łącznie o ponad 16 mld PLN). Pozostałe finansowanie inwestycji w gospodarce (na poziomie ok. 24,1% PKB w okresie 2019-2025 wobec 23,5% w scenariuszu bazowym) będzie pochodziło ze środków krajowych lub zagranicznych kredytów. To zakłada wysoką mobilizację oszczędności krajowych. Szansą będzie też obecność w strefie euro i dostęp do najtańszych od początku transformacji źródeł finansowania. Większe inwestycje przełożą się na wyższą dynamikę realną dochodów do dyspozycji (średnio o 0,07 pkt. proc. rocznie w latach 2019-2025) i konsumpcji (średnio o 0,08 pkt. proc. rocznie w porównaniu ze scenariuszem bazowym). W efekcie, wzrost gospodarczy wyniesie średnio 3,8% rocznie i będzie wyższy niż w scenariuszu „BASE” o 0,13 pkt. proc. rocznie. Zwiększone inwestycje łupkowe stworzą dodatkowe miejsca pracy (9,1 tys. osób w okresie 2019-2025), a poprzez efekty pośrednie – kolejne 58 tys. (mnożnik zatrudnienia łupkowego na poziomie 6,4). Skala zwiększenia przychodów z tytułu podatków pośrednich, PIT oraz CIT od zysków łupkowych w porównaniu ze scenariuszem bazowym wyniesie w całym okresie projekcji 24,3 mld PLN.
10. Scenariusz przyspieszonego rozwoju „FAST+TFP” jest najbardziej dynamiczny, gdyż oprócz najbardziej intensywnego strumienia inwestycji „łupkowych” (łącznie na poziomie blisko 57 mld PLN w okresie projekcji) zakłada wykorzystanie wynikających z niego dużych zasobów gazu do przyspieszenia modernizacji urządzeń wytwórczych w sektorze energetyczno-ciepłowniczym. Inwestycje te, które ze względu na swoją skalę musiałyby zostać objęte szerokim programem wsparcia, szacujemy na poziomie 118 mld PLN łącznie w okresie 2018-2025. W analizowanych podokresach oznacza to nakłady rzędu 7 mld PLN w latach 2012-18 i aż 167 mld PLN w kolejnej 7-latce. Zmiana technologiczna,

²⁴ Dokładnie w latach 2020-2025.



która zostanie wywołana procesem modernizacji sektora energetyczno-ciepłowniczego stanie się kolejnym czynnikiem dynamizującym wzrost gospodarczy. Te bezpośrednie strumienie inwestycyjne („łupkowe” i „elektro”) oraz efekty pośrednie w gospodarce (w tym, korzystna zmiana technologiczna) sprawiają, że średni roczny wzrost nakładów w gospodarce będzie wyższy niż w scenariuszu bazowym o 0,2 pkt. proc. w podokresie 2012-18 i 2,6 pkt. proc. w latach 2019-2025. Łączny mnożnik inwestycji łupkowych i „elektro” (2,1) w okresie szczególnie intensywnych nakładów (2019-2025) jest niższy niż w poprzednich scenariuszach gdyż tak duże nakłady (zwłaszcza jeśli chodzi o strumień „elektro”) w mniejszym stopniu generują inwestycje w pozostałych sektorach gospodarki a poza tym w ok. połowie inwestycje te są realizowane w oparciu o importowane towary i usługi. Założone bezpośrednio inwestycje zagraniczne dostarczą finansowanie na kwotę wyższą niż w scenariuszu bazowym o blisko 80 mld PLN, co oznacza, że pozostałe finansowanie (krajowe, zagraniczne kredyty) będą musiały pokryć koszt nakładów inwestycyjnych na poziomie 25,1% PKB. Tak jak przy okazji scenariusza „FDI”, wymaga to mobilizacji dużych oszczędności krajowych i wykorzystania dostępu do relatywnie tańszego kredytowania w ramach strefy euro. Wyższy wzrost realnych dochodów do dyspozycji niż w scenariuszu bazowym (o 0,5 pkt. proc. rocznie w okresie 2019-25) spowoduje wyższy wzrost konsumpcji gospodarstw domowych (o 0,5 pkt. proc. rocznie). W okresie 2019-2025 nastąpi pogłębienie ujemnej kontrybucji handlu zagranicznego do wzrostu PKB, z powodu większego zapotrzebowania na import zwłaszcza przy inwestycjach „elektro”. Z powodu skoku technologicznego wzrost importu będzie częściowo łagodzony wyższym wzrostem bardziej konkurencyjnego w tym scenariuszu eksportu, a także oczekiwanego stopniowego spadku importochłonności polskiej gospodarki. W rezultacie wzrost gospodarczy w scenariuszu FAST+TFP zwiększy się średnio o 0,8 pkt. proc. rocznie w okresie 2019-25 w porównaniu ze scenariuszem bazowym (w latach 2012-18 różnica będzie taka sama, jak dla scenariusza „SLOW” i „FDI”, tj. 0,03 pkt. proc.). Łączny przyrost liczby pracujących w okresie 2019-2025 będzie wyższy średnio w roku o 219 tys. osób niż w scenariuszu bazowym, w tym o 15 tys. bezpośrednio w związku z poszukiwaniem i wydobyciem gazu łupkowego. Różnica (204 tys.) to miejsca pracy powstałe w innych sektorach. Mnożnik zatrudnienia łupkowego (13,5 w latach 2019-2025) nie jest jednak porównywalny z poprzednimi scenariuszami, gdyż uwzględnia on dodatkowo wzrost zatrudnienia wynikający z modernizacji sektora energetyczno-ciepłowniczego, a także z impulsu rozwojowego spowodowanego zmianą technologiczną. W rezultacie stopa bezrobocia ulegnie obniżeniu



w stosunku do scenariusza bazowego średnio o 1,6 pkt. proc. w latach 2019-25 (czyli do poziomu 4-5% w latach 2024-25). Należy przy tym zaznaczyć, że największy wpływ na powyższe wyniki ma realizacja programu modernizacji urządzeń wytwórczych (inwestycje „elektro”). Podatki pośrednie w tym okresie wynikające z wyższego wzrostu gospodarczego i PIT z powodu wyższych dochodów dałyby dodatkowe wpływy do budżetu łącznie w kwocie 84 mld PLN. Dodatni wynik finansowy związany z działalnością wydobywczą gazu (od 2023 r.) jest źródłem przychodów z tytułu CIT z tego sektora w wysokości 0,5 mld PLN w latach 2023-25, więc łączny strumień przychodów budżetowych w porównaniu ze scenariuszem bazowym zbliża się do 87 mld PLN w całym okresie projekcji.

11. Powyższe symulacje nie uwzględniły kilku innych efektów, których oszacowanie na tym etapie wiedzy o wielkości produkcji gazu jest niemożliwe. Do efektów tych należy zaliczyć potencjalny spadek cen gazu na rynku krajowym, który obniżyłby koszty działalności gospodarczej (co wpłynęłoby na wzrost konkurencyjności) i koszty dla gospodarstw domowych (co zwiększyłoby ich dochody do dyspozycji). Ponadto, założony w scenariuszu FAST+TFP wzrost czynnika TFP może okazać się zbyt niski, a zmiana technologiczna niedoszacowana. Na końcu należy dodać, że wydajność inwestycji „łupkowych” i „elektro”, poprzez oddziaływanie na rynek źródeł energii, może okazać się wyższa niż pozostałych inwestycji w gospodarce, co implikowałoby, że mnożniki inwestycyjne oszacowanych nakładów będą wyższe i dlatego też otrzymamy wyższe od przedstawionych efekty wzrostu gospodarczego.
12. Najbardziej optymistyczny scenariusz przyspieszonego rozwoju daje duże korzyści bezpośrednie i pośrednie. Wzrost podaży gazu do 12 mld m³ w 2025 r. (i dalej do 20 mld m³ w 2034 r.) stwarza szansę na skok technologiczny poprzez modernizację sektora energetyczno-ciepłowniczego w przyspieszonym tempie, na podniesienie tempa wzrostu gospodarczego (w latach 2019-2025 o blisko 1 pkt. proc. rocznie), stworzenie w tym czasie blisko 220 tys. nowych miejsc pracy i wygenerowanie dodatkowych przychodów do budżetu (co najmniej ponad 80 mld PLN). Potwierdzone złoża gazu łupkowego powinny zainteresować obcy kapitał i przyciągnąć FDI, niezbędne do pokrycia dużych potrzeb inwestycyjnych. Obecność w strefie euro stwarza dodatkowe możliwości pozyskania relatywnie tańszego kapitału, tak, by gospodarka „zaakceptowała” (po odliczeniu założonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych) stopę inwestycji rządu



25% PKB. Realizacja powyższego scenariusza przyspieszonego rozwoju jest realistyczna²⁵, ale wymaga istotnych działań na szczeblu rządowym. Należy do nich zaliczyć podjęcie jak najszybciej przygotowań do zorganizowania procesu modernizacji sektora energetyczno-ciepłowniczego, doprowadzenia do wejścia do strefy euro, a także stworzenia warunków sprzyjających napływowi FDI i transferu nowych technologii.

13. Jedną z cech wszystkich 3 scenariuszy łupkowych jest neutralizowanie efektów wzrostowych inwestycji łupkowych (i „elektro” w scenariuszu przyspieszonego rozwoju) przez wzrost importu. W celu wzmocnienia wpływu rozwoju sektora łupkowego na polską gospodarkę należałoby stworzyć takie warunki, które zwiększałyby skalę zagranicznych inwestycji, poprawiały absorpcję know-how z zagranicy, ale też na drodze wykorzystania krajowego kapitału naukowego (współpraca biznesu z wyższymi uczelniami w sferze rozwoju i wykorzystania nowych technologii) i które prowadziłyby do zmniejszenia importochłonności polskiej gospodarki. Dodatkową szansą byłoby wykorzystanie dużego wzrostu podaży gazu do skoku technologicznego w produkcji energii i ciepła z gazu ziemnego (scenariusz przyspieszonego rozwoju).

²⁵ Jeżeli czynniki poszukiwań będą obiecujące i zostaną potwierdzone w eksploatacji.



ZAŁĄCZNIKI

Załącznik 1 do Rozdziału 1. Szczegółowe zestawienie krajowych zobowiązań koncesyjnych.

Tabela 21 Zestawienie krajowe zobowiązań koncesyjnych w zakresie prac poszukiwawczo- rozpoznawczych w latach 2012-2014.

Rok 2012						
Termin rozpoczęcia	I.p.	Prace według koncesji	Wielkość prac	Okres realizacji	Szacowany koszt [mln zł]	Łączny koszt [mln zł]
I kwartał	1.1	Badania sejsmiczne 2D (4 badania)	830 km ²	24 m-ce	35 tys./ km ²	29,050
	1.2	Badanie sejsmiczne 3D (1 badanie)	13 km ²	18 m-cy	80 tys.km ²	1,040
	1.3	Odwierty pionowe (17 odwiertów)	60440 m, śr. głębokość odwiertu 3556m	8x12 m-cy, 1x9 m-cy, 3x18 m-cy, 4x24 m-cy, 1x30 m-cy	zróżnicowany odpowiednio do głębokości *	371,413
II kwartał	1.4	Badania sejsmiczne 2D (5 badań)	360 km ²	4x24 m-ce, 1x30 m-cy	jw.	12,600
	1.5	Badanie sejsmiczne 3D (1 badanie)	80 km ²	30 m-cy	jw.	6,400
	1.6	Odwierty pionowe (15 odwiertów)	54 550 m, śr. głębokość odwiertu 3637m	6x12 m-cy, 3x18 m-cy, 3x24 m-cy, 3x30 m-cy	jw.	335,822
	1.7	Odwierty pionowe (2 odwierty)	pionowy - 7000 m, śr. głębokość odwiertu 3500 m	2x30 m-cy	jw.	43,062
	1.8	1 odwiert poziomy	500 m	1x12 m-cy po zakończeniu odwiertu pionowego	jw.	58,836
III kwartał	1.9	Badania sejsmiczne 2D (5 badań)	430 km ²	24 m-ce	jw.	15,050
	1.10	Badanie sejsmiczne 3D (1 badanie)	20 km ²	12 m-cy	jw.	1,600
	1.11	Odwierty pionowe (13 odwiertów)	43640 m, średnia głębokość 3357 m	6x12 m-cy, 1x18 m-cy, 6x24 m-cy	jw.	266,767
IV kwartał	1.13	Badania sejsmiczne 2D (12 badań)	1060 km ²	60%-12 m-cy, 20%-18 m-cy, 20%-24 m-cy	jw.	37,100
	1.14	Odwiert pionowy (1 odwiert)	4000 m	12 m-cy	jw.	24,809
* - średnia głębokość odwiertu 3 610 m, koszt 22,208 mln zł						
średnia długość odwiertu poziomego 500 m, koszt 15 887,5 tys. zł						



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

Rok 2013						
Termin rozpoczęcia	I.p.	Prace według koncesji	Wielkość prac	Okres realizacji	Szacowany koszt [mln zł]	Łączny koszt [mln zł]
I kwartał	2.1	Badanie sejsmiczne 2D (1 badanie)	100 km ²	12 m-cy	jw.	3,500
	2.2	Badanie sejsmiczne 3D (1 badanie)	50 km ²	12 m-cy	jw.	4,000
	2.3	Odwiert pionowy (1) i poziomy (1)	pionowy - 2750 m, poziomy 1000 m	1x12 m-cy, 1x12 m-cy	jw.	68,247
II kwartał	2.4	Odwierty pionowe (3) i poziomy (1)	pionowy - 9750 m, śr. głębokość odwiertu 3250 m, poziomy - 1000 m	1x30 m-cy, 3x12 m-cy, 1x12 m-cy	jw.	77,595
IV kwartał	2.5	Odwierty pionowe (2 odwierty)	7400 m	1x12 m-cy, 1x30 m-cy	jw.	45,617
* - średnia głębokość odwiertu 3 233 m, koszt 19,696 mln						
średnia długość odwiertu poziomego 1000 m, koszt ca 18 mln zł						
Rok 2014						
Termin rozpoczęcia	I.p.	Prace według koncesji	Wielkość prac	Okres realizacji	Szacowany koszt [mln zł]	Łączny koszt [mln zł]
I kwartał	3.1	Badanie sejsmiczne 2D (1 badanie)	100 km ²	3 lata	jw.	3,500
	3.2	Badanie sejsmiczne 3D (1 badanie)	100 km ²		jw.	8,000
	3.3	Odwierty pionowe (7)	32890 m, śr. głębokość odwiertu 4697 m	7x12 m-cy	jw.	206,207
II kwartał	3.4	Odwierty pionowe (4 odwierty)	3800 m, śr. głębokość odwiertu 950 m	4x30 m-cy	jw.	23,475
IV kwartał	3.5	Odwiert pionowy (1 odwiert)	4500 m	30 m-cy (łącznie z badaniami opcyjnymi)	jw.	28,144
	3.6	Odwiert pionowy (1 odwiert)	3600 m	6 m-cy	jw.	22,141



Tabela 22 Zestawienie krajowe opcyjnych zobowiązań koncesyjnych w zakresie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych w latach 2012-2014

Rok 2012			
Termin rozpoczęcia	Prace opcyjne	Wielkość prac	Okres realizacji
I kwartał	Badania sejsmiczne 2D w opcji (2 badania)	60 km ²	1x12, 1x18 m-cy
	Badania sejsmiczne 3D w opcji (4 badania)	145 km ²	2x12, 2x18 m-cy
	Odwierty opcyjne (13 odwiertów)	40800 m , śr. głębokość odwiertu 3139 m	brak
II kwartał	Badanie sejsmiczne 2D w opcji (1 badanie)	10 km ²	12 m-cy
	Badanie sejsmiczne 3D w opcji (1 badanie)	50 km ²	30 m-cy
III kwartał	Badania sejsmiczne 2D w opcji (3 badania)	150 km ²	36 m-cy
	Badania sejsmiczne 3D w opcji (5 badań)	500 km ²	12,24,36 m-cy
	Odwierty pionowe w opcji (7 odwiertów)	24300 m , śr. głębokość odwiertu 3472 m	3x12, 2x24, 3x36 m-cy
IV kwartał	Badania sejsmiczne 2D w opcji (4 badania)	356 km ²	2x12, 2x24 m-ce
	Badania sejsmiczne 3D w opcji (6 badań)	335 km ²	1x12, 1x18, 3x24, 1x30
	Odwierty pionowe w opcji (8 odwiertów) oraz poziomy (1 odwiert)	pionowy- 41600 m , śr. głębokość odwiertu 5200 m, poziomy -500m	pionowe-24 m-ce, poziomy- 12 m-cy
Rok 2013			
Termin rozpoczęcia	Prace opcyjne	Wielkość prac	Okres realizacji
I kwartał	Badania sejsmiczne 2D w opcji (8 badań)	100 km ²	12 m-cy



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

	Badania sejsmiczne 3D w opcji (3 badania)	190 km ²	12 m-cy
	Badania sejsmiczne 2D w opcji (3 badania)	150 km ²	12 m-cy
	Badania sejsmiczne 3D w opcji (3 badania)	150 km ²	30 m-cy
II kwartał	Odwierty pionowe w opcji (4 odwiertów) i poziomy (1 odwiert)	pionowy- 16600 m , śr. głębokość odwiertu 4150 m, poziomy- 500m	6,12,18,30m-cy
	Badanie sejsmiczne 2D w opcji (1 badanie)	50 km ²	12 m-cy
	Badania sejsmiczne 3D w opcji (6 badań)	300 km ²	12,24,36 m-cy
III kwartał	Odwierty pionowe w opcji (7 odwiertów)	24300 m , śr. głębokość odwiertu 3472 m	5x12, 1x30 m-cy
	Badanie sejsmiczne 2D w opcji (1 badanie)	50 km ²	12 m-cy
	Badania sejsmiczne 3D w opcji (4 badania)	180 km ²	12 m-cy
IV kwartał	Odwierty pionowe w opcji (3 odwierty) oraz poziomy (1 odwiert)	pionowy- 6400 m , śr. głębokość odwiertu 3200 m, poziomy -500m	pionowe-12, 30 m-cy,
Termin rozpoczęcia	Prace opcyjne	Wielkość prac	Okres realizacji
	Badania sejsmiczne 2D w opcji (8 badań)	150 km ²	3 lata
	Badania sejsmiczne 3D w opcji (3 badania)	150 km ²	12 m-cy
I kwartał	Odwierty pionowe w opcji (6 odwiertów)	29100 m , śr. głębokość odwiertu 4850 m	12 m-cy
II kwartał	Badania sejsmiczne 3D w opcji (2 badania)	50 km ²	30 m-cy



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

	Odwierty pionowe w opcji (4 odwiertów) i poziomy (4 odwiertów)	pionowy- 19000 m , śr. głębokość odwiertu 4150 m, poziomy-3x1000m, 1x 500m	2x12, 2x18 m-cy
III kwartał	Odwierty pionowe w opcji (4 odwiertów)	8340 m , śr. głębokość odwiertu 2085 m	18 m-cy
IV kwartał	Badanie sejsmiczne 2D w opcji (1 badanie)	550 km ²	30 m-cy
	Badanie sejsmiczne 3D w opcji (1 badanie)	70 km ²	30 m-cy

Źródło: Zobowiązania koncesyjne, stan na 30 kwietnia 2012 r.



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

Załącznik 2 do Rozdziału 1. Szczegółowa charakterystyka poszczególnych scenariuszy wydobywczych.

Tabela 23 Wariant umiarkowanego wzrostu

Wariant umiarkowanego wzrostu														
założenia														
wyniki obliczeń														
lata	j.m.	2012-2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
liczba odwiertów rozpoznawczych przekształconych w eksploatacyjne	szt.		5,00	15,00	20,00	25,00	25,00	25,00	25,00	20,00	20,00	20,00	20,00	
koszt przekształcenia otworów	mln USD		12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	10,50	10,50	10,50	
wiercenie z pobraniem rdzenia	mln USD		7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,00	7,00	7,00	
przekształcenie w otwór eksploatacyjny	mln USD		4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	3,50	3,50	3,50	
liczba nowych odwiertów eksploatacyjnych	szt.		0,00	0,00	10,00	20,00	30,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	
koszt nowego odwiertu eksploatacyjnego	mln USD		12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	10,50	10,50	10,50	
koszty kopalni w przeliczeniu na 1 odwiert i likwidację otworu	mln USD		1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00	
powtórne szczelinowanie (w 3 roku eksploatacji)	mln USD		3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	2,50	2,50	2,50	
koszty poszukiwań (niepokryte w eksploatacji)	mln USD	700,00												
łącznie koszty	mln USD	700,00	60,00	180,00	377,50	592,50	765,00	937,50	972,50	947,50	792,50	785,00	795,00	
Bazowe założenia do wydobycia			I rok	II rok	III rok	IV rok	V rok	VI rok	VII rok	VIII rok	IX rok	X rok	l rok	
wielkość wydobycia w przypadku otworu przekształconego	mln m3		12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	
wielkość wydobycia przy nowym otworze	mln m3		15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	
% wielkość wydobycia	%		1,00	0,80	0,40	0,80	0,50	0,30	0,20	0,15	0,10	0,00	1,00	
Roczna wielkość wydobycia	mln m3		60,00	228,00	558,00	1 032,00	1 560,00	2 160,00	2 661,00	2 982,00	3 258,00	3 439,50	3 519,00	
Cena gazu	USD/m3		0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	
łącznie przychody	mln USD		25,20	95,76	234,36	433,44	655,20	907,20	957,96	1 073,52	1 172,88	1 238,22	1 266,84	
Wynik (nominalny) FCF	mln USD	-700,00	-34,80	-84,24	-143,14	-159,06	-109,80	-30,30	-14,54	126,02	380,38	453,22	471,84	
Cum FCF	mln USD	-700,00	-734,80	-819,04	-962,18	-1 121,24	-1 231,04	-1 261,34	-1 275,88	-1 149,86	-769,48	-316,26	155,58	
DCF	mln USD	-700,00	-34,80	-76,58	-118,30	-119,50	-74,99	-18,81	-8,21	64,67	177,45	192,21	181,91	
cum DCF	mln USD	-700,00	-734,80	-811,38	-929,68	-1 049,18	-1 124,18	-1 142,99	-1 151,20	-1 086,53	-909,08	-716,87	-534,96	
WACC			10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	
czynnik dyskontujący			1,00	1,00	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

Wariant umiarkowanego wzrostu c.d.										
lata	j.m.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
liczba odwiertów rozpoznawczych przekształconych w eksploatacyjne	szt.	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
koszt przekształcenia otworów	mln USD	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50
wiercenie z pobraniem rdzenia	mln USD	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
przekształcenie w otwór eksploatacyjny	mln USD	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
liczba nowych odwiertów eksploatacyjnych	szt.	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
koszt nowego odwiertu eksploatacyjnego	mln USD	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50
koszty kopalni w przeliczeniu na 1 odwiert i likwidacje otworu	mln USD	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
powtórne szczelinowanie (w 3 roku eksploatacji)	mln USD	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
koszty poszukiwań (niepokryte w eksploatacji)	mln USD									
łącznie koszty	mln USD	810,00	825,00	835,00	845,00	845,00	840,00	840,00	840,00	840,00
Bazowe założenia do wydobycia		II rok	III rok	IV rok	V rok	VI rok	VII rok	VIII rok	IX rok	X rok
wielkość wydobycia w przypadku otworu przekształconego	mln m3	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
wielkość wydobycia przy nowym otworze	mln m3	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
% wielkość wydobycia	%	0,80	0,40	0,80	0,50	0,30	0,20	0,15	0,10	0,00
Roczna wielkość wydobycia	mln m3	3 562,50	3 582,00	3 585,00	3 576,00	3 570,00	3 570,00	3 570,00	3 570,00	3 570,00
Cena gazu	USD/m3	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
łącznie przychody	mln USD	1 068,75	1 074,60	1 075,50	1 072,80	1 071,00	1 071,00	1 071,00	1 071,00	1 071,00
Wynik (nominalny) FCF	mln USD	258,75	249,60	240,50	227,80	226,00	231,00	231,00	231,00	231,00
Cum FCF	mln USD	414,33	663,93	904,43	1 132,23	1 358,23	1 589,23	1 820,23	2 051,23	2 282,23
DCF	mln USD	90,69	79,53	69,66	59,99	54,10	50,27	45,70	41,55	37,77
cum DCF	mln USD	-444,27	-364,74	-295,07	-235,09	-180,98	-130,71	-85,01	-43,46	-5,69
WACC		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
czynnik dyskontujący		0,35	0,32	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	0,18	0,16



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

Tabela 24 Wariant zwiększonych inwestycji zagranicznych

Wariant zwiększonych inwestycji zagranicznych													
założenia													
wyniki obliczeń													
lata	j.m.	2012-2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
liczba odwiertów rozpoznawczych przekształconych w eksploatacyjne	szt.		5,00	15,00	20,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
koszt przekształcenia otworów	mln USD		12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	10,50	10,50	10,50
wiercenie z pobraniem rdzenia	mln USD		7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,00	7,00	7,00
przekształcenie w otwór eksploatacyjny	mln USD		4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	3,50	3,50	3,50
liczba nowych odwiertów eksploatacyjnych	szt.		0,00	0,00	10,00	20,00	30,00	70,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00
koszt nowego odwiertu eksploatacyjnego	mln USD		12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	10,50	10,50	10,50
koszty kopalni w przeliczeniu na 1 odwiert i likwidację otworu	mln USD		1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00
powtórne szczelinowanie (w 3 roku eksploatacji)	mln USD		3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	2,50	2,50	2,50
koszty poszukiwań (niepokryte w eksploatacji)	mln USD	700,00											
łącznie koszty	mln USD	700,00	60,00	180,00	377,50	592,50	765,00	1 297,50	1 452,50	1 592,50	1 365,00	1 370,00	1 380,00
Bazowe założenia do wydobycia			I rok	II rok	III rok	IV rok	V rok	VI rok	VII rok	VIII rok	IX rok	X rok	I rok
wielkość wydobycia w przypadku otworu przekształconego	mln m3		12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
wielkość wydobycia przy nowym otworze	mln m3		15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
% wielkość wydobycia	%		1,00	0,80	0,40	0,80	0,50	0,30	0,20	0,15	0,10	0,00	1,00
Roczna wielkość wydobycia	mln m3		60,00	228,00	558,00	1 032,00	1 560,00	2 610,00	3 621,00	4 302,00	5 046,00	5 596,50	5 934,00
Cena gazu	USD/m3		0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
łącznie przychody	mln USD		25,20	95,76	234,36	433,44	655,20	1 096,20	1 303,56	1 548,72	1 816,56	2 014,74	2 136,24
Wynik (nominalny) FCF	mln USD	-700,00	-34,80	-84,24	-143,14	-159,06	-109,80	-201,30	-148,94	-43,78	451,56	644,74	756,24
Cum FCF	mln USD	-700,00	-734,80	-819,04	-962,18	-1 121,24	-1 231,04	-1 432,34	-1 581,28	-1 625,06	-1 173,50	-528,76	227,48
DCF	mln USD	-700,00	-34,80	-76,58	-118,30	-119,50	-74,99	-124,99	-84,07	-22,47	210,66	273,43	291,56
cum DCF	mln USD	-700,00	-734,80	-811,38	-929,68	-1 049,18	-1 124,18	-1 249,17	-1 333,24	-1 355,71	-1 145,05	-871,62	-580,06
WACC		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
czynnik dyskontujący		1,00	1,00	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	0,39



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

Wariant zwiększonych inwestycji zagranicznych c.d.										
lata	j.m.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
liczba odwiertów rozpoznawczych przekształconych w eksploatacyjne	szt.	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
koszt przekształcenia otworów	mln USD	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50
wiercenie z pobraniem rdzenia	mln USD	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
przekształcenie w otwór eksploatacyjny	mln USD	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
liczba nowych odwiertów eksploatacyjnych	szt.	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00
koszt nowego odwiertu eksploatacyjnego	mln USD	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50
koszty kopalni w przeliczeniu na 1 odwiert i likwidacje otworu	mln USD	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
powtórne szczelinowanie (w 3 roku eksploatacji)	mln USD	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
koszty poszukiwań (niepokryte w eksploatacji)	mln USD									
łącznie koszty	mln USD	1 395,00	1 410,00	1 420,00	1 460,00	1 470,00	1 470,00	1 470,00	1 470,00	1 470,00
Bazowe założenia do wydobycia		II rok	III rok	IV rok	V rok	VI rok	VII rok	VIII rok	IX rok	X rok
wielkość wydobycia w przypadku otworu przekształconego	mln m3	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
wielkość wydobycia przy nowym otworze	mln m3	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
% wielkość wydobycia	%	0,80	0,40	0,80	0,50	0,30	0,20	0,15	0,10	0,00
Roczna wielkość wydobycia	mln m3	6 142,50	6 277,50	6 360,00	6 375,00	6 375,00	6 375,00	6 375,00	6 375,00	6 375,00
Cena gazu	USD/m3	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
łącznie przychody	mln USD	1 842,75	1 883,25	1 908,00	1 912,50	1 912,50	1 912,50	1 912,50	1 912,50	1 912,50
Wynik (nominalny) FCF	mln USD	447,75	473,25	488,00	452,50	442,50	442,50	442,50	442,50	442,50
Cum FCF	mln USD	675,23	1 148,48	1 636,48	2 088,98	2 531,48	2 973,98	3 416,48	3 858,98	4 301,48
DCF	mln USD	156,93	150,79	141,36	119,16	105,93	96,30	87,55	79,59	72,35
cum DCF	mln USD	-423,12	-272,33	-130,97	-11,82	94,11	190,41	277,96	357,55	429,90
WACC		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
czynnik dyskontujący		0,35	0,32	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	0,18	0,16



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

Tabela 25 Wariant przyspieszonego rozwoju

Wariant przyspieszonego rozwoju													
założenia													
wyniki obliczeń													
lata	j.m.	2012-2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
liczba odwiertów rozpoznawczych przekształconych w eksploatacyjne	szt.		5,00	15,00	20,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
koszt przekształcenia otworów	mln USD		12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	10,50	10,50	10,50
wiercenie z pobraniem rdzenia	mln USD		7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,00	7,00	7,00
przekształcenie w otwór eksploatacyjny	mln USD		4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	3,50	3,50	3,50
liczba nowych odwiertów eksploatacyjnych	szt.		0,00	0,00	10,00	20,00	30,00	70,00	80,00	130,00	180,00	230,00	280,00
koszt nowego odwiertu eksploatacyjnego	mln USD		12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	10,50	10,50	10,50
koszty kopalni w przeliczeniu na 1 odwiert i likwidację otworu	mln USD		1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00
powtórne szczelinowanie (w 3 roku eksploatacji)	mln USD		3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	2,50	2,50	2,50
koszty poszukiwań (niepokryte w eksploatacji)	mln USD	700,00											
łącznie koszty	mln USD	700,00	60,00	180,00	377,50	592,50	765,00	1 297,50	1 452,50	2 192,50	2 415,00	3 070,00	3 730,00
Bazowe założenia do wydobycia			I rok	II rok	III rok	IV rok	V rok	VI rok	VII rok	VIII rok	IX rok	X rok	I rok
wielkość wydobycia w przypadku otworu przekształconego	mln m3		12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
wielkość wydobycia przy nowym otworze	mln m3		15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
% wielkość wydobycia	%		1,00	0,80	0,40	0,80	0,50	0,30	0,20	0,15	0,10	0,00	1,00
Roczna wielkość wydobycia	mln m3		60,00	228,00	558,00	1 032,00	1 560,00	2 610,00	3 621,00	5 052,00	7 146,00	9 346,50	11 934,00
Cena gazu	USD/m3		0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
łącznie przychody	mln USD		25,20	95,76	234,36	433,44	655,20	1 096,20	1 303,56	1 818,72	2 572,56	3 364,74	4 296,24
wielkość "royalties"	USD/m3		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
dotatkowa obciążenia "ryalties"			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wynik (nominalny) FCF	mln USD	-700,00	-34,80	-84,24	-143,14	-159,06	-109,80	-201,30	-148,94	-373,78	157,56	294,74	566,24
Cum FCF	mln USD	-700,00	-734,80	-819,04	-962,18	-1 121,24	-1 231,04	-1 432,34	-1 581,28	-1 955,06	-1 797,50	-1 502,76	-936,52
DCF	mln USD	-700,00	-34,80	-76,58	-118,30	-119,50	-74,99	-124,99	-84,07	-191,81	73,50	125,00	218,31
cum DCF	mln USD	-700,00	-734,80	-811,38	-929,68	-1 049,18	-1 124,18	-1 249,17	-1 333,24	-1 525,05	-1 451,55	-1 326,55	-1 108,24
WACC		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
czynnik dyskontujący		1,00	1,00	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	0,39



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

Wariant przyspieszonego rozwoju c.d.										
lata	j.m.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
liczba odwiertów rozpoznawczych przekształconych w eksploatacyjne	szt.	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
koszt przekształcenia otworów	mln USD	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	9,00	9,00	9,00	9,00
wiercenie z pobraniem rdzenia	mln USD	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	6,00	6,00	6,00	6,00
przekształcenie w otwór eksploatacyjny	mln USD	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,00	3,00	3,00	3,00
liczba nowych odwiertów eksploatacyjnych	szt.	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00
koszt nowego odwiertu eksploatacyjnego	mln USD	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	9,00	9,00	9,00	9,00
koszty kopalni w przeliczeniu na 1 odwiert i likwidacje otworu	mln USD	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
powtórne szczelinowanie (w 3 roku eksploatacji)	mln USD	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,00	2,00	2,00	2,00
koszty poszukiwań (niepokryte w eksploatacji)	mln USD									
łącznie koszty	mln USD	3 870,00	4 010,00	4 020,00	4 060,00	4 070,00	3 510,00	3 560,00	3 610,00	3 660,00
Bazowe założenia do wydobycia		II rok	III rok	IV rok	V rok	VI rok	VII rok	VIII rok	IX rok	X rok
wielkość wydobycia w przypadku otworu przekształconego	mln m3	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
wielkość wydobycia przy nowym otworze	mln m3	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
% wielkość wydobycia	%	0,80	0,40	0,80	0,50	0,30	0,20	0,15	0,10	0,00
Roczna wielkość wydobycia	mln m3	14 017,50	15 652,50	17 085,00	17 962,50	18 525,00	18 862,50	19 050,00	19 125,00	19 125,00
Cena gazu	USD/m3	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,26	0,26	0,26	0,26
łącznie przychody	mln USD	4 205,25	4 695,75	5 125,50	5 388,75	5 557,50	4 904,25	4 953,00	4 972,50	4 972,50
wielkość "royalties"	USD/m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
dodatkowa obciążenia "ryalties"		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wynik (nominalny) FCF	mln USD	335,25	685,75	1 105,50	1 328,75	1 487,50	1 394,25	1 393,00	1 362,50	1 312,50
Cum FCF	mln USD	-601,27	84,48	1 189,98	2 518,73	4 006,23	5 400,48	6 793,48	8 155,98	9 468,48
DCF	mln USD	117,50	218,50	320,22	349,90	356,10	303,43	275,60	245,06	214,60
cum DCF	mln USD	-990,74	-772,24	-452,01	-102,11	253,99	557,42	833,01	1 078,07	1 292,67
WACC		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
czynnik dyskontujący		0,35	0,32	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	0,18	0,16

Załącznik 3 do Rozdziału 1. Przeciętne koszty budowy 1 km gazociągu przesyłowego.

Tabela 26 Przeciętne koszty budowy 1 km gazociągu przesyłowego.

instytucja odpowiedzialna	gazociąg	orientacyjny koszt całkowity projektu (mln PLN) *	długość (km)	koszt na 1 km (mln PLN)	szacunkowa kwota dofinansowania z UE (mln PLN)
<i>projekty z listy podstawowej - 10.1 PO liŚ</i>					
OGP Gaz System SA	Gazociąg Szczecin-Gdańsk	929,2	265	3,51	226,9
	Gazociąg Gustorzyn-Odolanów	638	168	3,80	175,5
	Gazociąg Szczecin-Lwówek	647	188,3	3,44	159,3
	Gazociąg Rembelszczyzna - Gustorzyn	628,8	176	3,57	121,6
	Gazociąg Włocławek - Gdynia	121	252	0,48	21,5
	Gazociąg Jeleniów - Dziwiszów	101,15	65,7	1,54	43,9
	Gazociąg Polkowice - Żary	81	66	1,23	25,6
<i>projekty z listy rezerwowej - 10.1 PO liŚ</i>					
OGP Gaz System SA	Gazociąg Strachocina - Pogórska Wola	455,2	98	4,64	236,7
	Gazociąg Hermanowice - Strachocina	372,2	72	5,17	171
	Gazociąg Zdieszowice-Wrocław	334,8	130	2,58	59,9
	Gazociąg Skoczów - Komorowice - Oświęcim	155,4	51	3,05	42,9

Źródło: GAZ-System



Załącznik nr 1 do Rozdziału 2. Przegląd metod szacunku wpływu wydobycia gazu łupkowego na gospodarkę

1.1 Szacunki IHS Global Insight (gaz łupkowy w USA ogółem)

Opracowanie pt. „The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States” powstało w grudniu 2011 r. dla America's Natural Gas Alliance i dotyczy szacunku dotychczasowej i przyszłej (w perspektywie 25 lat) kontrybucji sektora gazu łupkowego do wzrostu amerykańskiej gospodarki, na trzech poziomach:

- (1) bezpośredniego wpływu (w zakresie wartości dodanej, miejsc pracy, dochodów z pracy i przychodów budżetowych wynikających z wydobycia, produkcji i dystrybucji gazu łupkowego),
- (2) pośredniego wpływu tj. na podmioty obsługujące sektor gazu łupkowego (w zakresie wartości dodanej, miejsc pracy, dochodów z pracy i przychodów budżetowych), z dalszymi korzyściami dla całej gospodarki (spill-over effects),
- (3) „dalszego wpływu” (*induced economic contribution*) na gospodarkę, tj. efektów wykorzystania dochodów gospodarstw domowych (pochodzących z wynagrodzeń z etapu bezpośredniego i pośredniego) na konsumpcję, a także wpływu na odbiorców gazu poprzez (niższe) ceny gazu i energii elektrycznej.

Podstawowe, uwzględnione w szacunkach, kanały wpływu gazu łupkowego na gospodarkę objęły:

- wydobycie, produkcję i dystrybucję gazu łupkowego (powiększające wartość dodaną brutto),
- inwestycje w sektorze gazu łupkowego (zwiększające inwestycje w gospodarce ogółem),
- zatrudnienie, tj. jego wzrost wynikający z powstania miejsc pracy bezpośrednio związanych z wydobyciem i produkcją oraz dystrybucją gazu łupkowego, jak też pośrednio u dostawców obsługujących ten sektor;
- dochody z tytułu zatrudnienia związanego z sektorem łupkowym (bezpośrednio i pośrednio), które przekładają się na stronę popytową gospodarki (konsumpcję i inwestycje gospodarstw domowych) i kreują wzrost gospodarczy w sektorach związanych z ich popytem,



- ceny gazu i energii elektrycznej w Stanach Zjednoczonych, tj. ich spadek pod wpływem pojawienia się dodatkowego, znacznie tańszego źródła gazu (łupkowego). Spadek cen powiększa dochody do dyspozycji po opłaceniu kosztów energii – działa tak samo, jak zwiększenie dochodu..

W celu wykonania szacunku wpływu sektora gazu łupkowego na gospodarkę Global Insight użył dwóch modeli:

- (1) modelu *input-output* amerykańskiej gospodarki IMPLAN²⁶ (składającego się z funkcji produkcji dla poszczególnych branż, w tym zbudowanej specjalnie dla branży gazu łupkowego), bazującego na zdiagnozowanych powiązaniach *input-output* między branżami. Do modelu wprowadzono założenia o wielkości inwestycji i produkcji bezpośrednio związanych z gazem łupkowym w okresie projekcji, gromadzone metodą „*bottom-up*” (tj. agregowania wielkości z poszczególnych odwiertów gazu). Poprzez powiązania *input-output* otrzymano efekty pośrednie założonej produkcji i inwestycji gazowych dla poszczególnych powiązanych sektorów;
- (2) makroekonomicznego modelu Global Insight do symulacji efektu zmian popytowych (konsumpcji i inwestycji) oraz cen gazu i energii elektrycznej, w wyniku których kreowany jest wzrost produkcji po stronie podaży w branżach związanych z obsługą tego popytu.

Modele zostały powiązane w taki sposób, żeby wyniki każdego z nich były wzajemnie spójne. Wymagało to kalibracji parametrów i eksperckich dostosowań.

Efekt wpływu gazu łupkowego na amerykańską gospodarkę został ujęty jako różnica między scenariuszem bazowym projekcji makroekonomicznej i scenariuszem uwzględniającym efekt modelowania szacowanej wielkości produkcji gazu i związanych z nim inwestycji w perspektywie 25 lat.

²⁶ Model IMPLAN został stworzony w Departamencie Rolnictwa i Leśnictwa we współpracy z Federal Emergency Management Agency, U.S. Department of Interior Bureau of Land Management, i Uniwersytet w Minesocie. Baza danych modelu to tablice *input-output* (opracowane przez U.S. Department of Commerce, Bureau of Economic Analysis), zdezagregowane na 525 branż amerykańskiej gospodarki, oraz dane o zatrudnieniu i dochodach na poziomie kantonów. Model IMPLAN pozwala na analizę wpływu bezpośredniego, pośredniego i „dalszego wpływu”. Model generuje mnożniki, które pokazują wpływ działalności danej branży (tj. efektów bezpośrednich) na gospodarkę regionu (w postaci efektów pośrednich i efektów „dalszego wpływu”, CBER 2006), bazując na funkcjach produkcji dla poszczególnych branż w regionie. Łączny mnożnik w sferze produkcji czy zatrudnienia to łączny efekt gazu łupkowego (bezpośredni, pośredni i „dalszego wpływu”) w relacji do efektu bezpośredniego.

1.2 Szacunki CBER (zagłębie Fayetteville w Arkansas)

W 2006 r. Center for Business and Economic Research (CBER) na Uniwersytecie Arkansas dokonał szacunku wpływu wydobycia gazu łupkowego w zagłębiu Fayetteville w latach 2005-2008 (z późniejszą aktualizacją na lata 2008-2012, por. CBER (2006) i CBER (2008)) na stan Arkansas. Gaz z tego zagłębia wydobywany jest regularnie, w celach komercyjnych przez firmę SEECO od 2004 r.

Analiza została wykonana na poziomie poszczególnych kantonów, przy użyciu modelu IMPLAN, po dobudowaniu modułu sektora gazu łupkowego. Na podstawie danych i informacji, zebranych drogą ankiety wśród firm z sektora gazu łupkowego, o poziomie wydatków i inwestycji oraz zatrudnieniu i wynagrodzeniach, w ramach wynajmu ziemi i opłat licencyjnych (*mineral rights*), wiercenia, wydobycia i produkcji gazu, a także jego magazynowania i przesyłu, jakich firmy spodziewały się w okresie 2005-2008, oszacowano poziom bezpośredniej produkcji, inwestycji i zatrudnienia. Na tej podstawie, za pomocą modelu IMPLAN, wyliczono „mnożnik gazu łupkowego” dla poziomu produkcji w całym stanie, pokazujący, o ile wzrasta produkcja w Arkansas z powodu prowadzenia działalności związanej z gazem łupkowym w Fayetteville (w okresie 2005-2008 oszacowano mnożnik dla produkcji na poziomie 1,2, a w okresie 2008-2012 – 1,43). Jednocześnie oszacowano przyrost zatrudnienia (przeliczonego na pełne etaty) związany z prowadzeniem bezpośredniej działalności łupkowej oraz działalności pośredniej (mnożnik w 2007 r. oszacowano na poziomie 2,5), a także przychody z tytułu podatków (federalnych i lokalnych, odnoszących się do produkcji gazu, jak też działalności pośredniej i jej zysków, podatków dochodowych od ludności zatrudnionej bezpośrednio i pośrednio). Ponadto, na podstawie informacji o zatrudnieniu i zarobkach w sektorze gazu łupkowego (wyższych niż średnie wynagrodzenie w gospodarce ogółem), a także w sektorach powiązanych, obliczono wielkość dochodów z tytułu pracy oraz wynikający z tego zakup dóbr i usług, a także podatki pośrednie od tej konsumpcji (czyli efekty „dalszego wpływu”), jednakże bez dalszych efektów mnożnikowych w ujęciu dynamicznym (tj. wpływu konsumpcji na wzrost gospodarczy w kolejnych okresach).

W badaniu ankietowym wśród firm związanych z gazem łupkowym zamieszczono także pytanie, w jakim stopniu zmniejszyłyby (zwiększyłyby) one swoje wydatki (w tym,



inwestycje) i zatrudnienie, jeśli cena gazu łupkowego spadłaby (wzrosłaby) o 1 USD lub podatek od wydobycia zwiększono by o 5 USD. Wprowadzając te informacje (o zmianie wydatków) do modelu IMPLAN uzyskano scenariuszowy szacunek zmiany poziomu produkcji globalnej (w stosunku do bazowego scenariusza) pod wpływem zmian cen gazu / stawki podatku od wydobycia.

1.3 Szacunki Loren C. Scott & Associates (zagłębie Haynesville w Luizjanie)

W 2009 r. firma Loren C. Scott & Associates opracowała dla *the Louisiana Department of Natural Resources* szacunek wpływu wydobycia gazu łupkowego w zagłębiu Haynesville na gospodarkę Luizjany w 2008 r. (Loren C. Scott & Associates (2009)). Loren C. Scott & Associates zastosowała w tym celu model RIMS II, który również wykorzystuje jako bazę danych tablice input-output opracowane przez U.S. Department of Commerce, Bureau of Economic Analysis. Model RIMS II (*Regional Input-Output Modeling System*) to pochodna (z lat 80.) modelu RIMS (*Regional Industrial Multiplier System*), zbudowanego w latach 70. przez Bureau of Economic Analysis. RIMS II jest podobny do modelu IMPLAN. Produktem modelowania jest szacunek wpływu aktywności wybranej branży na region składający się z co najmniej jednego kantonu. Szacunek ma postać mnożników, które określają, w jakim stopniu łączny efekt w zakresie np. sprzedaży w firmach bezpośrednio związanych z daną branżą i firmach je zaopatrujących, przewyższy sprzedaż w firmach bezpośrednio związanych z daną branżą.

Loren C. Scott & Associates przeprowadziła badanie ankietowe wśród firm w stanie Luizjana, a następnie wprowadziła do modelu wielkości wydatków podmiotów bezpośrednio związanych z wydobyciem i produkcją gazu łupkowego, w tym opłat dzierżawy i licencji, zakup dóbr i usług niezbędnych do wydobycia i produkcji gazu, wynagrodzenia pracowników, koszty administracyjne i podatki. W efekcie obliczeń modelowych otrzymano szacunek rocznych wielkości wynikających z funkcjonowania w Luizjanie zagłębia Haynesville, w zakresie:

- dodatkowych (tj. poza bezpośrednio związanych z gazem łupkowym) przychodów ze sprzedaży podmiotów gospodarczych w regionie,
- dodatkowych przychodów gospodarstw domowych z tytułu najmu ziemi i obiektów,
- dodatkowych miejsc pracy,
- dodatkowych przychodów z tytułu podatków do budżetów federalnego i lokalnych.



Ciekawym elementem tej analizy jest potraktowanie dochodów miejscowej ludności z tytułu dzierżawy ziemi, na której znajdują się odwierty, nie jako bieżący dochód przeznaczony na bieżącą konsumpcję, ale jako przyrost bogactwa (ta pozycja wydatków firm wydobywających gaz łupkowy jest znacząca i spożytkowanie przez jednego beneficjenta w ciągu roku kwoty np. 23 milionów dolarów uznano za niemożliwe). Założono, że gospodarstwa domowe wykorzystują na bieżącą konsumpcję 5% swoich zasobów majątkowych, co zmniejszyło szacowaną wielkość zakupów przez te gospodarstwa dóbr i usług w danym roku (i w konsekwencji skalę „dalszego wpływu” (*induced economic contribution*) na gospodarke całego stanu).

1.4 Szacunki Perryman Group (zagłębie Barnett w regionie Fort Worth w Teksasie)

W 2009 r. grupa Perryman oszacowała korzyści, które w latach 2001-2008 w regionie Fort Worth w Teksasie płynęły z tytułu wydobycia gazu łupkowego w zagłębiu Barnett, oraz spodziewane korzyści w okresie 2009-2015.

Perryman Group wykonała szacunki w dwóch wariantach: w wariacie „z gazem”, tj. zakładającym wydobycie gazu łupkowego w dotychczasowych i prognozowanych wielkościach, oraz w wariacie „bez gazu”, tj. przy założeniu, że sektor gazu łupkowego w ogóle nie został w tym regionie rozwinięty. W tym celu Perryman Group użyła własnego modelu ekonometrycznego dla stanu Teksas, a konkretnie modułu regionalnego obejmującego zagłębie Barnett. Zastosowane techniki estymacji i prognozy można określić jako dynamiczny model *input-output*. Model, rozwinięty ponad 20 lat temu przez Perryman Group, ma postać US Multi-Regional Impact Assessment System (USMRIAS) i jest zbliżony do IMPLAN lub RIMS II, z pewnymi dodatkowymi atutami, m.in.: systemem liczenia wartości dodanej dla każdej z ponad 500 branż na poziomie kantonów, oraz elementu cenowego pozwalającego na szacunek wielkości w wyrażeniu realnym. Za pomocą modelu można oszacować i prognozować poziom produkcji, wydatków, dochodów i zatrudnienia dla każdej branży oddzielnie, w ramach neoklasycznej postaci funkcji produkcji i modułu dochodów (w podziale na dochody z zatrudnienia i pozostałe), ale także modułu demograficznego (obejmującego kwestie liczebności populacji, migracji, aktywności ekonomicznej i bezrobocia), modułu handlu detalicznego, modułu rynku nieruchomości, modułu fiskalnego.



Na podstawie oficjalnych informacji o procesie poszukiwania, wydobywania i produkcji gazu w Barnett (efekty bezpośrednie sektora łupkowego), przy użyciu modelu, oszacowano rolę sektora gazu łupkowego w regionie w okresie historycznym 2001-2008 oraz dokonano projekcji tych szacunków na lata 2009-2015 (efekty pośrednie i „dalszego wpływu”). W opisie swojego narzędzia Perryman Group podkreśla, że dochody ludności osiągnięte w sektorze gazu łupkowego i w branżach powiązanych są przeznaczane nie tylko na konsumpcję w regionie, ale także na konsumpcję poza regionem, jak też na oszczędności. Generalnie, w kalkulacjach roli gazu łupkowego w regionie zadbane o to, by odliczyć wszelkie wydatki ponoszone przez region Barnett na wydobywanie gazu łupkowego, które wychodzą poza region (wydatki na materiały, sprzęt i usługi importowane spoza regionu, oszczędności, podatki federalne, etc.).



Załącznik nr 2 do Rozdziału 2. Metodologia szacunku wpływu gazu łupkowego na polską gospodarkę.

2.1 Opis narzędzia badawczego

Do badania przez CASE wpływu gazu łupkowego na polską gospodarkę wykorzystano model popytowo-podażowy CASE-Doradcy (CD) rozbudowany o funkcję produkcji. Narzędzie to zostało zmodyfikowane do potrzeb badania w taki sposób, by uwzględniało założenia związane z gazem łupkowym, wypracowane na wcześniejszych etapach analizy.

Model CD jest rocznym modelem popytowo – podażowym zawierającym ponad 50 równań. W modelu zostały wyodrębnione sektory instytucjonalne, których funkcje w gospodarce są opisane w sposób zbieżny z systemem rachunków narodowych. Model opisuje zachowania następujących sektorów instytucjonalnych:

Gospodarstwa domowe pełnią przede wszystkim rolę konsumentów, a ich podstawowe dochody opisywane w modelu uzyskiwane są z wynagrodzeń, samozatrudnienia oraz transferów socjalnych. Szczegółowe równania dotyczące *podaży pracy* w gospodarce uwzględniają także zachowania takich podsektorów, jak: pracodawców i pracowników pracujących na własny rachunek, osób fizycznych pracujących najemnie oraz beneficjentów świadczeń społecznych (w tym, emerytów i rencistów).

Przedsiębiorstwa zgłaszają zapotrzebowanie na pracę, za którą gospodarstwa domowe otrzymują określoną płacę. Popyt na pracę w tym sektorze determinowany jest przez jednostkowe koszty pracy oraz wydajność pracy.

Instytucje rządowe i samorządowe prowadzą transakcje redystrybucji dochodu i majątku narodowego.

Zagranica opisywana jest w modelu poprzez transakcje importu i eksportu. Dodatkowo model opisuje zależności koniunktury w kraju od koniunktury w UE.

Struktura PKB opisywana w modelu odzwierciedla strukturę transakcji rozdysponowania PKB ujmowaną w rachunkach narodowych. Oznacza to, że model zawiera szereg równań opisujących poszczególne kategorie rozdysponowania PKB (spożycie, akumulację oraz eksport netto), nie opisuje natomiast struktury wartości dodanej brutto.

Od strony produkcji PKB opisywane jest za pomocą dwuczynnikowej funkcji produkcji Cobba-Douglasa z egzogenicznym postępowem technicznym w sensie Hicksa. Na podstawie modelu CD niemożliwa jest zatem analiza sektorowa gospodarki. W modelu CD rozważana jest zagregowana wielkość produkcji. Na szczególną uwagę zasługuje fakt, iż model CD w sposób szczegółowy opisuje mechanizmy ustalania wielkości zatrudnienia i płac. Model różnicuje opis mechanizmów kształtowania się płac z samozatrudnienia oraz liczby osób samozatrudnionych, a także płac i wielkości zatrudnienia w sektorze przedsiębiorstw oraz w usługach nierynkowych.

Model CD zawiera zarówno elementy neoklasyczne, jak i elementy keynesowskie. Do elementów neoklasycznych należy zaliczyć przede wszystkim założenie o racjonalności zachowań podmiotów gospodarczych, a także założenie o doskonałej konkurencji w długim okresie na rynku produktów wyrażone w przyjętej postaci funkcji produkcji. Natomiast elementami keynesowskim w modelu są założenia dotyczące inercji zjawisk gospodarczych, w tym sztywności zatrudnienia oraz lepkości cen i płac.

Większość parametrów modelu jest estymowana na podstawie danych przy użyciu Klasycznej Metody Najmniejszych Kwadratów. Wyjątkiem jest funkcja produkcji, której forma funkcyjna została z góry ustalona, a parametry skalibrowane w oparciu o udział wynagrodzenia kapitału i pracy w PKB. W modelu posłużono się neoklasyczną funkcją produkcji typu Cobba-Douglasa postaci:

$$Y_t = TFP K^\alpha L^{1-\alpha}; \quad \alpha \in (0;1)$$

gdzie: Y – produkt krajowy brutto,

K – nakład kapitału rzeczowego,

L – nakład pracy,

TFP – łączna produktywność czynników produkcji

α - elastyczność produktu Y względem nakładów kapitału (udział nakładów kapitału K w produkcji)²⁷

Zakłada się, że łączna produktywność czynników produkcji rośnie pod wpływem działania egzogenicznego postępu technicznego w sensie Hicksa i jest rosnącą funkcją czasu

$$TFP = TFP_0 e^{gt}$$

²⁷ Analogicznie, $1 - \alpha$ to elastyczność produktu Y względem nakładów pracy (udział nakładów pracy L w produkcji).



gdzie g – egzogeniczna stopa postępu technicznego sensie Hicksa, TFP_0 – wyjściowy poziom TFP.

Tak, jak w przypadku modeli zagregowanych, uwzględnienie trwałych efektów zmian strukturalnych, podnoszących produktywność środków trwałych, następuje poprzez arbitralną zmianę TFP.

Niemniej jednak, jeśli wielkości estymatorów parametrów są sprzeczne z teorią i/lub wiedzą ekspercką, ich wartości są odpowiednio korygowane. Korekta parametrów odbywa się w oparciu o wyniki dotychczasowych badań dotyczących modelowania makroekonomicznego dla krajów UE, adaptując otrzymane estymatory odnoszące się do konkretnych relacji lub dokonuje się kalibracji parametrów równań na podstawie szerokiej wiedzy ekspertów. Dodatkowo każde równanie zawiera odpowiedni parametr korygujący. W efekcie korekcie podlegają jedynie te parametry, co do których istnieją wątpliwości merytoryczne i/lub diagnostyka regresji jest wątpliwa. Korekta parametrów dokonywana jest metodą iteracyjną. W przypadku wyżej opisanych wątpliwości ekspert dokonuje korekty odpowiednich parametrów, po czym model jest rozwiązywany po raz kolejny. Jeśli wyliczone wartości zmiennych nadal wydają się niezgodne z wiedzą ekspercką, wprowadzane są kolejne korekty, po czym rozwiązuje się model jeszcze raz. Proces jest powtarzany aż do momentu uzyskania w pełni satysfakcjonujących wyników. Przyjęta metoda zapewnia, że zachowana zostaje wewnętrzna spójność relacji między zmiennymi przy jednoczesnym uwzględnieniu informacji spoza modelu.

Model CD nie zawiera mechanizmów korekty błędem. Wynika to przede wszystkim z faktu, iż model CD jest modelem rocznym i jego estymacja odbywa się na małej próbie. Rozszerzanie równań o dodatkowy wektor kointegrujący i estymacja dodatkowego parametru korekty błędem wiązałyby się z utratą kolejnych stopni swobody. Wymuszałyby także dodatkowe uproszczenie struktury równań, w tym rezygnację z wprowadzania opóźnień, co z kolei prowadzi do uzyskania równań o słabych własnościach predykcyjnych. Zatem równania zawarte w modelu nie zawierają parametrów opisujących szybkość dochodzenia systemu do stanu równowagi długookresowej, a decyzja o niewłączeniu mechanizmu korekty błędem do równań została podyktowana faktem, iż w takiej postaci posiada on lepsze własności prognostyczne.

2.2 Podejście i metodologia

W opisanych szacunkach wpływu wydobycia gazu łupkowego na gospodarkę USA lub poszczególnych stanów Ameryki bazowano na różnych wersjach regionalnych modeli *input-output*, wykorzystujących system tablic *input-output* na poziomie lokalnym, rozwiniętych przez instytucję federalną BEA. W Polsce dostęp do takiego narzędzia jest ograniczony, a harmonogram realizowanego projektu nie przewidywał budowy takiego narzędzia we własnym zakresie.

W analizie wpływu gazu łupkowego na polską gospodarkę zastosowano podejście opierające się na wykorzystaniu modelu popytowo-podażowego, rozbudowanego o funkcję produkcji. Uwzględniono wpływ następujących efektów bezpośrednich wydobycia gazu łupkowego:

- szacowanego poziomu inwestycji, związanych z prowadzeniem odwiertów i budową infrastruktury wydobywczej gazu, na bazie rocznej w okresie 2012-2025, oraz
- szacowanego poziomu zatrudnienia bezpośrednio związanego z poszukiwaniem i wydobyciem gazu łupkowego, na bazie rocznej w okresie 2012-2025.
- wprowadzenia do produkcji nowego krajowego surowca energetycznego – podnoszącego potencjał gospodarczy (trwale większy udział popytu na energię zaspokajany z produkcji krajowej)

Szacowany poziom inwestycji i zatrudnienia w okresie 2012-2025 w trzech scenariuszach: 1) umiarkowanego wzrostu, 2) zwiększonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych, 3) przyspieszonego rozwoju, stanowią wynik prac w ramach etapu „Analizy scenariuszowej”.

W pierwszym kroku przygotowano prognozy dla Polski dla lat 2012-2025 w wariancie bazowym, tj. nie uwzględniającym wydobycia i produkcji gazu łupkowego. W drugim kroku do modelu popytowo-podażowego, jak też do funkcji produkcji został wprowadzony wspomniany impuls inwestycyjny (wynikający bezpośrednio z produkcji gazu łupkowego), w trzech wariantach. W efekcie powstały – oprócz bazowego, 3 wersje scenariuszy rozwoju polskiej gospodarki (1) umiarkowanego wzrostu, (2) zwiększonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych, (3) przyspieszonego rozwoju, które – poprzez modelowy wpływ inwestycji ogółem na pozostałe elementy gospodarki (w tym, na zatrudnienie), uwzględniają efekty pośrednie dokonanych inwestycji w sektorze łupkowym. U progu tych szacunków leży założenie, że mnożniki inwestycyjne nakładów w sektorze gazu łupkowego (tj. wpływ na gospodarkę) są takie same, jak mnożniki zdiagnozowane ekonometrycznie na bazie okresu



1995-2011 dla pozostałych inwestycji w gospodarce. W ostatnim scenariuszu uwzględniono dodatkowy strumień inwestycji związany z modernizacją sektora energetyczno-ciepłowniczego oraz arbitralnie podniesiono wzrost TFP w latach, w których będzie obserwowana zmiana technologiczna wynikająca z tej modernizacji.

Impuls zatrudnieniowy wynika z modelu (jest endogeniczny). W celu skwantyfikowania wpływu wzrostu zatrudnienia na PKB, w funkcji produkcji uwzględnia się wielkość wynikającą z modelu. Ponieważ stosowany model opisuje i mierzy efekt wzrostu zatrudnienia wynikający ze zwiększenia nakładów inwestycyjnych ogółem (w tym, impulsu inwestycyjnego i jego efektów pośrednich), niepoprawnym byłoby dodatkowe zwiększenie wielkości zatrudnienia w tym sektorze o wielkość wyszacowaną w ramach IV etapu badań. Doprowadziłoby to bowiem do dublowania efektów wzrostu zatrudnienia wynikającego z dokonanych inwestycji w sektorze gazu łupkowego, opisanych modelem. Przy stosowanym przez nas podejściu szacowany w modelu wzrost wielkości zatrudnienia związany z produkcją gazu łupkowego odzwierciedla zarówno efekty bezpośrednie, jak i pośrednie. Dlatego wynik modelu powinien być większy niż ten wyliczony na podstawie prac ramach analizy scenariuszowej (określający wyłącznie bezpośredni wzrost zatrudnienia), a różnica to efekty pośrednie wydobywania gazu dla wielkości zatrudnienia (wyliczenie jej to krok trzeci). U podstaw takiego podejścia leży założenie, iż mnożnik między inwestycjami w sektorze gazu łupkowego a zatrudnieniem jest taki sam, jak dla pozostałych inwestycji. Gdyby się okazało w niektórych latach, że łączna wielkość zatrudnienia wynikająca z modelu jest mniejsza od szacunku wyznaczonego w etapie IV badań, oznaczałoby to, że mnożnik między inwestycjami w sektorze gazu łupkowego a zatrudnieniem był większy niż dla pozostałych inwestycji. Wówczas (krok czwarty) zakładalibyśmy, że ostateczna prognozowana wielkość zatrudnienia, którą należy wprowadzić do funkcji produkcji, to wielkość oszacowana w etapie IV badań (uwzględniająca wyłącznie efekty bezpośrednie wydobywania gazu łupkowego). Sytuacja taka jednak nie wystąpiła w żadnym ze scenariuszy.

Przy powyższym podejściu szacowane są również efekty „dalszego wpływu”, gdyż bezpośredni i pośredni wzrost zatrudnienia z tytułu gazu łupkowego wpływa w modelu na dochody ludności, a te w dalszej kolejności na konsumpcję.

Efekt netto poszukiwań i wydobywania gazu łupkowego dla polskiej gospodarki to różnica w zakresie podstawowych zmiennych makroekonomicznych (PKB, inwestycje, konsumpcja, zatrudnienie itd) między trzema scenariuszami łupkowymi a scenariuszem bazowym (tj. nie uwzględniającym istnienia sektora gazu łupkowego).



W nawiązaniu do analiz prowadzonych na rynku amerykańskim, warto zauważyć, że zastosowanie modelu popytowo-podażowego, w którym wielkość konsumpcji wynika z dochodów ludności w ramach ekonometrycznych zależności z okresu historycznego, eliminuje ryzyko zawyżenia szacunku konsumpcji towarzyszące obliczeniom przy użyciu modeli typu input-output (ryzyko to częściowo wyeliminowano w szacunku Loren C. Scott & Associates dla stanu Luizjana, por. pkt. 1.3, zakładając, że nie wszystkie dochody ludności związane z gazem łupkowym przekładają się na zakup towarów i usług).

Powyższe podejście nie bierze bezpośrednio pod uwagę efektów kosztowych wynikających z możliwego spadku ceny gazu w Polsce. Efekt ten, jak też zmian technologicznych wynikających z wysokiej podaży gazu i modernizacji sektora energetyczno-ciepłowniczego został uwzględniony poprzez arbitralne podniesienie dynamiki TFP.

Zakres prognozowanych zmiennych w wariancie bazowym oraz w dwóch scenariuszach rozwoju sektora gazu łupkowego objął następujące wskaźniki:

- produkcja globalna, zatrudnienie, PKB;
- czynniki popytowe PKB: konsumpcja gospodarstw domowych, inwestycje;
- dochody ludności;

Dodatkowo, dokonano szacunku przychodów budżetu państwa z tytułu podatków pośrednich i PIT wraz z pozostałymi obciążeniami dochodów gospodarstw domowych oraz CIT (ten ostatni tylko w zakresie działalności „łupkowej”).



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

Załącznik nr 3 do Rozdziału 2. Szczegółowe wyniki prognoz makroekonomicznych
Tabela 27 Wyniki prognozy - scenariusz BAZOWY (szczegółowe wyniki)

		2000-2008	2009-2011	2012-2018	2019-2025	2012-2025	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
BAZOWY																						
		suma dla okresu																				
PKB	mld PLN			13 701	20 923	34 624	1 416	1 525	1 619	1 710	1 822	1 924	2 061	2 208	2 358	2 501	2 658	2 809	2 971	3 163	3 315	3 505
Popyt krajowy	mld PLN			13 729	21 454	35 183	1 434	1 542	1 620	1 702	1 804	1 910	2 064	2 233	2 396	2 552	2 718	2 872	3 035	3 238	3 413	3 626
Konsumpcja gosp.domowych	mld PLN			8 243	12 238	20 481	856	922	981	1 035	1 097	1 161	1 236	1 325	1 409	1 489	1 572	1 657	1 739	1 836	1 925	2 020
Konsumpcja rządowa	mld PLN			2 352	3 575	5 927	268	276	285	296	312	327	352	378	403	428	455	480	508	541	564	599
Inwestycje	mld PLN			2 916	5 170	8 086	281	308	325	337	357	395	457	500	544	588	629	668	713	776	868	927
		średnio w roku																				
PKB	% zm	4,2	3,3	4,0	3,7	3,9	3,9	4,3	3,0	2,8	3,5	4,2	5,5	4,9	4,5	4,2	3,9	3,5	3,6	4,1	3,2	3,6
Popyt krajowy	% zm	3,9	3,1	4,0	3,9	4,0	4,6	3,8	2,3	2,2	3,0	4,1	6,1	5,7	5,0	4,4	3,9	3,4	3,4	4,2	3,9	3,8
Konsumpcja gosp.domowych	% zm	3,8	2,8	3,5	3,2	3,4	3,2	3,1	2,2	2,3	2,8	3,3	4,6	5,3	4,1	3,8	3,5	3,3	2,9	3,5	2,8	2,9
Konsumpcja rządowa	% zm	4,3	1,6	2,3	3,3	2,8	4,1	-1,3	-0,5	0,8	1,5	2,3	4,6	3,7	3,5	3,6	3,5	3,1	3,2	3,7	2,1	3,8
Inwestycje	% zm	4,5	2,1	6,4	7,0	6,7	-0,4	8,1	3,6	1,8	3,6	8,4	14,0	7,5	6,4	6,5	4,8	4,6	4,5	8,3	12,4	7,9
Eksport netto (kontrybucja do wzrostu PKB)	pkt. proc.	0,1	0,9	0,0	-0,2	-0,1	-0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,1	-0,5	-0,8	-0,6	-0,3	-0,1	0,0	0,1	-0,2	-0,9	-0,3
Dochody do dyspozycji (realne)	% zm	2,5	2,0	3,2	3,1	3,1	1,9	0,5	0,7	1,7	3,2	3,4	4,7	5,0	4,0	3,5	3,4	3,1	2,8	3,2	2,6	2,6
Średnie wynagrodzenie (realne)	% zm	2,7	1,4	2,6	2,8	2,7	1,3	1,1	0,3	1,5	2,2	2,6	3,9	4,6	3,3	3,4	3,4	2,8	2,8	3,0	2,2	2,0
Średni transfer społeczny na beneficjenta (realny)	% zm	1,5	0,3	-1,4	0,4	-0,5	-1,4	-7,3	-6,9	-5,4	-4,9	-4,3	-3,6	-3,0	-2,4	-2,4	-2,6	-2,4	-2,5	-2,5	-2,8	-3,0
Średni dochód z samozatrudnienia (realny)	% zm	1,4	2,1	2,8	3,2	3,0	0,5	3,4	2,0	3,5	3,7	2,7	2,9	2,5	2,3	2,4	3,1	3,8	3,4	3,7	2,9	3,0
Pracujący (ogółem)	% zm	0,7	-0,1	1,2	0,5	0,8	0,5	-0,1	0,2	0,2	1,1	1,7	2,0	2,0	1,3	0,8	0,5	0,2	0,1	0,5	0,5	0,7
Zatrudnieni (ogółem)	% zm	0,7	0,3	1,6	0,6	1,1	0,7	1,1	0,3	0,9	1,6	2,1	2,6	2,3	1,3	1,0	0,6	0,3	0,2	0,7	0,6	0,9
Zatrudnieni (sektor przedsiębiorstw)	% zm	0,3	0,9	2,2	1,0	1,6	0,8	3,2	1,0	1,4	1,7	2,3	3,5	3,2	2,0	1,5	0,8	0,6	0,5	1,2	1,0	1,3
Samozatrudnieni	% zm	0,9	-1,3	0,1	0,0	0,1	-0,1	-3,0	-0,2	-1,7	-0,4	0,5	0,3	1,0	1,2	0,3	0,3	-0,2	-0,3	-0,2	0,2	0,1
Pracujący (ogółem)	tys.osób	12989	13807	14331	15282	14807	13832	13820	13845	13866	14013	14248	14528	14816	15004	15124	15199	15225	15238	15312	15387	15491
Zatrudnienie "łupkowe"	tys.osób	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Stopa oszczędności (w relacji do dochodów)	%	8,0	4,4	0,7	0,1	0,4	4,9	2,3	0,9	0,4	0,6	0,6	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,3	0,2	0,0	-0,2	-0,5
Stopa bezrobocia	%	16,5	12,3	9,1	7,4	8,3	12,4	12,5	11,7	10,3	9,9	8,9	8,1	7,7	6,8	6,8	7,6	8,0	8,1	7,6	7,4	6,6
ULC_nominal (yoy)	(2000=100)	223	236	288	324	324	231	236	240	247	256	263	271	282	288	295	301	306	310	315	320	324
Produktywność pracy (realna)	% zm	3,1	3,0	2,8	3,2	3,0	3,4	4,4	2,8	2,6	2,4	2,5	3,5	2,8	3,1	3,4	3,4	3,3	3,5	3,6	2,6	2,9
PKB EU-27	% zm	2,0	-0,4	1,7	2,3	2,0	1,8	1,5	0,0	1,5	1,7	2,0	2,5	2,3	1,6	1,8	2,4	2,7	2,9	3,0	1,7	1,8
CPI	% zm	2,7	3,4	2,7	2,0	2,3	2,6	4,3	4,1	3,3	3,0	2,4	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
WIBOR 3M (średni)	%	8,5	4,3	4,8	4,7	4,7	3,9	4,5	4,9	4,8	4,8	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Kurs walutowy (średni)	EUR/PLN	3,96	4,15	4,16	4,02	4,09	3,99	4,12	4,27	4,24	4,37	4,17	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
	USD/PLN	3,51	3,02	3,42	3,43	3,43	3,01	2,96	3,31	3,34	3,54	3,48	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
Fundusze unijne	mld EUR	5,7	11,9	15,9	11,4	13,7	12,8	14,8	16,0	13,5	10,5	15,7	13,7	19,5	22,6	21,2	18,3	13,4	4,1	0,8	9,7	12,5
FDI (inwestycje za granicą)	mld EUR	9,6	8,8	8,1	7,4	7,7	6,7	10,2	9,1	9,6	8,8	9,2	7,8	6,3	6,0	5,9	6,8	8,1	8,3	9,4	6,6	6,5
PODATKI	mld PLN	-	-	2 300	3 414	5 714	238	259	275	291	308	326	345	367	389	411	435	460	485	515	539	569
PIT + pozostałe	mld PLN	-	-	631	866	1 497	69	74	78	83	86	92	94	98	102	106	112	117	123	130	136	142
Podatki pośrednie minus dotacje	mld PLN	-	-	1 669	2 548	4 217	169	186	197	208	222	234	251	269	287	305	324	342	362	385	404	427
CIT "łupkowy"	mld PLN	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

Tabela 28 Wyniki prognozy - scenariusz „SLOW” (szczegółowe wyniki)

		2000-2008	2009-2011	2012-2018	2019-2025	2012-2025	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
"UMIARKOWANY ROZWÓJ"																						
		suma dla okresu																				
PKB	mld PLN			13 717	21 039	34 756	1 416	1 525	1 619	1 710	1 823	1 926	2 064	2 212	2 363	2 508	2 668	2 821	2 987	3 183	3 339	3 533
Popyt krajowy	mld PLN			13 758	21 673	35 430	1 434	1 542	1 620	1 704	1 807	1 913	2 069	2 239	2 405	2 564	2 735	2 895	3 066	3 277	3 458	3 678
Konsumpcja gosp.domowych	mld PLN			8 250	12 285	20 536	856	922	981	1 035	1 098	1 162	1 237	1 327	1 411	1 492	1 576	1 662	1 746	1 844	1 934	2 031
Konsumpcja rządowa	mld PLN			2 355	3 594	5 950	268	276	285	296	312	327	353	378	404	429	456	482	511	544	568	604
Inwestycje	mld PLN			2 932	5 269	8 201	281	308	326	338	359	397	460	504	549	595	638	680	727	793	887	948
Inwestycje "łupkowe"	mld PLN			6	20	27				0,3	0,8	1,2	0,2	0,6	1,3	2,0	2,6	3,1	3,3	3,2	2,7	2,6
inwestycje pozostałe	mld PLN			2 926	5 249	8 175	281	308	325	337	358	397	459	502	547	593	635	677	724	790	885	945
		średnio w roku																				
PKB	% zm	4,2	3,3	4,1	3,8	3,9	3,9	4,3	3,0	2,8	3,6	4,2	5,5	4,9	4,5	4,2	4,0	3,6	3,7	4,2	3,2	3,6
Popyt krajowy	% zm	3,9	3,1	4,1	4,0	4,1	4,6	3,8	2,3	2,2	3,1	4,1	6,1	5,7	5,1	4,5	4,0	3,6	3,6	4,4	4,1	3,9
Konsumpcja gosp.domowych	% zm	3,8	2,8	3,5	3,3	3,4	3,2	3,1	2,2	2,4	2,8	3,3	4,6	5,3	4,2	3,9	3,6	3,4	3,0	3,6	2,8	2,9
Konsumpcja rządowa	% zm	4,3	1,6	2,3	3,3	2,8	4,1	-1,3	-0,5	0,8	1,5	2,4	4,6	3,7	3,6	3,6	3,5	3,2	3,3	3,8	2,2	3,8
Inwestycje	% zm	4,5	2,1	6,5	7,2	6,9	-0,4	8,1	3,7	2,0	3,9	8,3	14,1	7,6	6,7	6,8	5,1	4,8	4,8	8,5	12,4	7,9
Eksport netto (kontrybucja do wzrostu PKB)	pkt. proc.	0,1	0,9	0,0	-0,3	-0,2	-0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,1	-0,6	-0,9	-0,7	-0,3	-0,2	-0,1	0,0	-0,4	-0,9	-0,4
Dochody do dyspozycji (realne)	% zm	2,5	2,0	3,3	3,1	3,2	1,9	0,5	0,7	1,7	3,2	3,4	4,7	5,1	4,0	3,6	3,5	3,2	2,8	3,3	2,7	2,6
Średnie wynagrodzenie (realne)	% zm	2,7	1,4	2,6	2,8	2,7	1,3	1,1	0,3	1,5	2,2	2,6	3,9	4,6	3,3	3,4	3,5	2,9	2,8	3,0	2,2	2,0
Średni transfer społeczny na beneficjenta (realny)	% zm	1,5	0,3	-1,4	0,4	-0,5	-1,4	-7,3	-6,9	-5,4	-4,9	-4,3	-3,6	-3,0	-2,4	-2,4	-2,6	-2,4	-2,5	-2,5	-2,8	-3,0
Średni dochód z samozatrudnienia (realny)	% zm	1,4	2,1	2,8	3,1	3,0	0,5	3,4	2,0	3,5	3,6	2,6	2,9	2,4	2,3	2,4	3,0	3,7	3,4	3,7	2,9	3,0
Pracujący (ogółem)	% zm	0,7	-0,1	1,2	0,5	0,9	0,5	-0,1	0,2	0,2	1,1	1,7	2,0	2,0	1,3	0,8	0,6	0,2	0,1	0,5	0,5	0,7
Zatrudnieni (ogółem)	% zm	0,7	0,3	1,6	0,7	1,1	0,7	1,1	0,4	0,9	1,6	2,1	2,6	2,3	1,3	1,0	0,6	0,3	0,3	0,8	0,6	0,9
Zatrudnieni (sektor przedsiębiorstw)	% zm	0,3	0,9	2,2	1,1	1,6	0,8	3,2	1,0	1,5	1,8	2,4	3,5	3,2	2,1	1,5	0,9	0,7	0,5	1,2	1,1	1,4
Samozatrudnieni	% zm	0,9	-1,3	0,1	0,1	0,1	-0,1	-3,0	-0,2	-1,7	-0,3	0,6	0,3	1,0	1,2	0,3	0,4	-0,1	-0,2	-0,2	0,3	0,1
Pracujący (ogółem)	tys.osób	12989	13807	14343	15336	14840	13832	13820	13846	13870	14023	14262	14542	14834	15026	15153	15236	15271	15293	15376	15458	15566
Zatrudnienie "łupkowe"	tys.osób	-	-	2,2	6,1	4,1	-	-	1,8	1,8	2,4	0,5	1,4	2,9	4,5	5,5	6,5	6,1	6,0	5,9	5,9	5,9
Stopa oszczędności (w relacji do dochodów)	%	8,0	4,4	0,7	0,1	0,4	4,9	2,3	0,9	0,4	0,6	0,6	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,3	0,2	-0,1	-0,2	-0,5
Stopa bezrobocia	%	16,5	12,3	9,0	7,1	8,0	12,4	12,5	11,7	10,3	9,8	8,9	8,0	7,6	6,7	6,6	7,4	7,7	7,7	7,2	7,0	6,1
ULC nominal (yoy)	(2000=100)	223	236	288	324	324	231	236	240	247	256	263	271	282	288	295	301	306	310	315	320	324
Produktywność pracy (realna)	% zm	3,1	3,0	2,8	3,2	3,0	3,4	4,4	2,8	2,6	2,4	2,5	3,5	2,8	3,2	3,4	3,4	3,4	3,5	3,6	2,7	2,9
PKB EU-27	% zm	2,0	-0,4	1,7	2,3	2,0	1,8	1,5	0,0	1,5	1,7	2,0	2,5	2,3	1,6	1,8	2,4	2,7	2,9	3,0	1,7	1,8
CPI	% zm	2,7	3,4	2,7	2,0	2,3	2,6	4,3	4,1	3,3	3,0	2,4	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
WIBOR 3M (średni)	%	8,5	4,3	4,8	4,7	4,7	3,9	4,5	4,9	4,8	4,8	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Kurs walutowy (średni)	EUR/PLN	3,96	4,15	4,16	4,02	4,09	3,99	4,12	4,27	4,24	4,37	4,17	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
	USD/PLN	3,51	3,02	3,42	3,43	3,43	3,01	2,96	3,31	3,34	3,54	3,48	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
Fundusze unijne	mld EUR	5,7	11,9	15,9	11,4	13,7	12,8	14,8	16,0	13,5	10,5	15,7	13,7	19,5	22,6	21,2	18,3	13,4	4,1	0,8	9,7	12,5
FDI (inwestycje z zagranicy)	mld EUR	9,6	8,8	8,2	7,7	7,9	6,7	10,2	9,1	9,7	8,9	9,2	7,9	6,4	6,2	6,2	7,1	8,4	8,6	9,7	6,9	6,8
FDI (inwestycje z zagranicy)	mld EUR			57,4	53,6	111,0																
w tym, łupkowe	mld EUR	0,0	0,0	0,6	2,0	2,6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
PODATKI	mld PLN			2 303	3 432	5 734	241	259	275	291	308	327	345	367	390	412	437	461	487	518	543	573
PIT + pozostałe	mld PLN			632	869	1 501	69	74	78	83	86	92	94	98	102	106	112	118	124	130	136	143
Podatki pośrednie minus dotacje	mld PLN			1 671	2 562	4 233	173	186	197	208	222	235	251	269	288	305	325	344	364	388	407	430
CIT "łupkowy"	mld PLN			0	0,7	0,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,2	0,2	0,2

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

Tabela 29 Wyniki prognozy - scenariusz „FDI” (szczegółowe wyniki).

		2000-2008	2009-2011	2012-2018	2019-2025	2012-2025	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ZWIĘKSZONE FDI																						
		suma dla okresu																				
PKB	mld PLN			13 717	21 065	34 782	1 416	1 525	1 619	1 710	1 823	1 926	2 064	2 212	2 363	2 508	2 668	2 823	2 989	3 188	3 346	3 543
Popyt krajowy	mld PLN			13 758	21 732	35 490	1 434	1 542	1 620	1 704	1 807	1 913	2 069	2 239	2 405	2 564	2 736	2 899	3 073	3 288	3 474	3 698
Konsumpcja gosp.domowych	mld PLN			8 250	12 297	20 548	856	922	981	1 035	1 098	1 162	1 237	1 327	1 411	1 492	1 576	1 663	1 747	1 847	1 937	2 035
Konsumpcja rządowa	mld PLN			2 355	3 599	5 954	268	276	285	296	312	327	353	378	404	429	456	483	511	545	569	606
Inwestycje	mld PLN			2 932	5 303	8 235	281	308	326	338	359	397	460	504	549	595	639	683	732	799	896	958
Inwestycje "łupkowe"	mld PLN			6	31	37			0,3	0,8	1,2	0,2	0,6	1,3	2,0	2,6	4,4	4,9	5,3	4,6	4,6	4,6
inwestycje pozostałe	mld PLN			2 926	5 272	8 198	281	308	325	337	358	397	459	502	547	593	635	678	727	795	891	953
		średnio w roku																				
PKB	% zm	4,2	3,3	4,1	3,8	3,9	3,9	4,3	3,0	2,8	3,6	4,2	5,5	4,9	4,5	4,2	4,0	3,6	3,7	4,2	3,3	3,7
Popyt krajowy	% zm	3,9	3,1	4,1	4,1	4,1	4,6	3,8	2,3	2,2	3,1	4,1	6,1	5,7	5,1	4,5	4,1	3,7	3,7	4,5	4,2	4,0
Konsumpcja gosp.domowych	% zm	3,8	2,8	3,5	3,3	3,4	3,2	3,1	2,2	2,4	2,8	3,3	4,6	5,3	4,2	3,9	3,6	3,4	3,0	3,6	2,8	3,0
Konsumpcja rządowa	% zm	4,3	1,6	2,3	3,4	2,8	4,1	-1,3	-0,5	0,8	1,5	2,4	4,6	3,7	3,6	3,6	3,6	3,2	3,3	3,8	2,3	3,9
Inwestycje	% zm	4,5	2,1	6,5	7,3	6,9	-0,4	8,1	3,7	2,0	3,9	8,3	14,1	7,6	6,7	6,8	5,3	5,1	5,1	8,7	12,6	8,0
Eksport netto (kontrybucja do wzrostu PKB)	pkt. proc.	0,1	0,9	0,0	-0,4	-0,2	-0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,1	-0,6	-0,9	-0,7	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	-0,4	-1,0	-0,4
Dochody do dyspozycji (realne)	% zm	2,5	2,0	3,3	3,1	3,2	1,9	0,5	0,7	1,7	3,2	3,4	4,7	5,1	4,0	3,6	3,5	3,2	2,9	3,3	2,7	2,7
Średnie wynagrodzenie (realne)	% zm	2,7	1,4	2,6	2,8	2,7	1,3	1,1	0,3	1,5	2,2	2,6	3,9	4,6	3,3	3,4	3,5	2,9	2,9	3,1	2,2	2,0
Średni transfer społeczny na beneficjenta (realny)	% zm	1,5	0,3	-1,4	0,4	-0,5	-1,4	-7,3	-6,9	-5,4	-4,9	-4,3	-3,6	-3,0	-2,4	-2,4	-2,6	-2,4	-2,5	-2,5	-2,8	-2,9
Średni dochód z samozatrudnienia (realny)	% zm	1,4	2,1	2,8	3,1	2,9	0,5	3,4	2,0	3,5	3,6	2,6	2,9	2,4	2,3	2,4	3,0	3,7	3,3	3,7	2,9	3,0
Pracujący (ogółem)	% zm	0,7	-0,1	1,2	0,5	0,9	0,5	-0,1	0,2	0,2	1,1	1,7	2,0	2,0	1,3	0,8	0,6	0,3	0,2	0,6	0,6	0,7
Zatrudnieni (ogółem)	% zm	0,7	0,3	1,6	0,7	1,1	0,7	1,1	0,4	0,9	1,6	2,1	2,6	2,3	1,3	1,0	0,6	0,4	0,3	0,8	0,6	0,9
Zatrudnieni (sektor przedsiębiorstw)	% zm	0,3	0,9	2,2	1,1	1,6	0,8	3,2	1,0	1,5	1,8	2,4	3,5	3,2	2,1	1,5	0,9	0,8	0,6	1,3	1,1	1,4
Samozatrudnieni	% zm	0,9	-1,3	0,1	0,1	0,1	-0,1	-3,0	-0,2	-1,7	-0,3	0,6	0,3	1,0	1,2	0,3	0,4	-0,1	-0,2	-0,1	0,3	0,1
Pracujący (ogółem)	tys.osób	12989	13807	14343	15349	14846	13832	13820	13846	13870	14023	14262	14542	14834	15026	15153	15238	15277	15305	15395	15482	15595
Zatrudnienie "łupkowe"	tys.osób	-	-	2,2	9,1	5,7	-	-	1,8	1,8	2,4	0,5	1,4	2,9	4,5	5,5	9,0	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
Stopa oszczędności (w relacji do dochodów)	%	8,0	4,4	0,7	0,1	0,4	4,9	2,3	0,9	0,4	0,6	0,6	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,3	0,1	-0,1	-0,2	-0,6
Stopa bezrobocia	%	16,5	12,3	9,0	7,0	8,0	12,4	12,5	11,7	10,3	9,8	8,9	8,0	7,6	6,7	6,6	7,4	7,6	7,6	7,0	6,8	5,9
ULC_nominal (yoy)	(2000=100)	223	236	288	325	325	231	236	240	247	256	263	271	282	288	295	301	306	310	316	321	325
Produktywność pracy (realna)	% zm	3,1	3,0	2,8	3,2	3,1	3,4	4,4	2,8	2,6	2,4	2,5	3,5	2,8	3,2	3,4	3,4	3,4	3,5	3,6	2,7	3,0
PKB EU-27	% zm	2,0	-0,4	1,7	2,3	2,0	1,8	1,5	0,0	1,5	1,7	2,0	2,5	2,3	1,6	1,8	2,4	2,7	2,9	3,0	1,7	1,8
CPI	% zm	2,7	3,4	2,7	2,0	2,3	2,6	4,3	4,1	3,3	3,0	2,4	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
WIBOR 3M (średni)	%	8,5	4,3	4,8	4,7	4,7	3,9	4,5	4,9	4,8	4,8	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Kurs walutowy (średni)	EUR/PLN	3,96	4,15	4,16	4,02	4,09	3,99	4,12	4,27	4,24	4,37	4,17	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
	USD/PLN	3,51	3,02	3,42	3,43	3,43	3,01	2,96	3,31	3,34	3,54	3,48	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
Fundusze unijne	mld EUR	5,7	11,9	15,9	11,4	13,7	12,8	14,8	16,0	13,5	10,5	15,7	13,7	19,5	22,6	21,2	18,3	13,4	4,1	0,8	9,7	12,5
FDI (inwestycje z zagranicy)	mld EUR	9,6	8,8	8,2	8,0	8,1	6,7	10,2	9,1	9,7	8,9	9,2	7,9	6,4	6,2	6,2	7,4	8,7	9,0	10,0	7,3	7,2
		suma dla okresu																				
FDI (inwestycje z zagranicy)	mld EUR			57,4	55,8	113,2																
w tym, łupkowe	mld EUR			0,6	4,2	4,8	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,6	0,6	0,7	0,6	0,7	0,7
PODATKI	mld PLN			2 303	3 436	5 738	238	259	275	291	308	327	345	367	390	412	437	462	488	519	544	575
PIT + pozostałe	mld PLN			632	869	1 501	69	74	78	83	86	92	94	98	102	106	112	118	124	130	137	143
Podatki pośrednie minus dotacje	mld PLN			1 671	2 565	4 236	169	186	197	208	222	235	251	269	288	305	325	344	364	388	407	431
CIT "łupkowy"	mld PLN			0	0,9	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,3	0,4

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy



Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce

Tabela 30 Wyniki prognozy - scenariusz „FAST+TFP” (szczegółowe wyniki).

		2000-2008	2009-2011	2012-2018	2019-2025	2012-2025	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
PRZYSPIESZONY ROZWÓJ + TFP (+0,25 pkt. proc.)																								
		suma dla okresu																						
PKB	mld PLN			13 717	21 500	35 217	1 416	1 525	1 619	1 710	1 823	1 926	2 064	2 212	2 363	2 509	2 678	2 846	3 033	3 262	3 461	3 711		
Popyt krajowy	mld PLN			13 758	22 441	36 199	1 434	1 542	1 620	1 704	1 807	1 913	2 069	2 239	2 406	2 567	2 750	2 932	3 139	3 410	3 668	3 976		
Konsumpcja gosp.domowych	mld PLN			8 251	12 431	20 682	856	922	981	1 035	1 098	1 162	1 237	1 327	1 411	1 493	1 578	1 668	1 759	1 869	1 974	2 090		
Konsumpcja rządowa	mld PLN			2 355	3 673	6 028	268	276	285	296	312	327	353	378	404	429	458	487	519	558	588	635		
Inwestycje	mld PLN			2 933	5 684	8 617	281	308	326	338	359	397	460	504	550	598	647	699	768	865	1 001	1 107		
Inwestycje "łupkowe"	mld PLN			6	50	57			0,3	0,8	1,2	0,2	0,6	1,3	2,0	2,6	4,4	4,9	7,4	8,1	10,3	12,5		
inwestycje "elektro"	mld PLN			1	117	118									0,7	2,2	4,7	9,2	15,1	22,1	29,1	34,8		
inwestycje pozostałe	mld PLN			2 926	5 517	8 443	281	308	325	337	358	397	459	502	547	593	638	685	745	835	962	1 059		
		średnio w roku																						
PKB	% zm	4,2	3,3	4,1	4,5	4,3	3,9	4,3	3,0	2,8	3,6	4,2	5,5	4,9	4,5	4,3	4,3	4,1	4,4	5,1	4,4	5,0		
Popyt krajowy	% zm	3,9	3,1	4,1	5,1	4,6	4,6	3,8	2,3	2,2	3,1	4,1	6,1	5,7	5,1	4,6	4,5	4,3	4,8	6,1	6,0	5,8		
Konsumpcja gosp.domowych	% zm	3,8	2,8	3,5	3,7	3,6	3,2	3,1	2,2	2,4	2,8	3,3	4,6	5,3	4,2	3,9	3,7	3,6	3,4	4,2	3,6	3,8		
Konsumpcja rządowa	% zm	4,3	1,6	2,3	4,1	3,2	4,1	-1,3	-0,5	0,8	1,5	2,4	4,6	3,7	3,6	3,7	3,9	3,7	4,0	4,7	3,4	5,2		
Inwestycje	% zm	4,5	2,1	6,6	9,5	8,0	-0,4	8,1	3,7	2,0	3,9	8,3	14,1	7,6	6,8	7,2	6,0	6,4	7,6	12,1	16,3	11,6		
Eksport netto (kontrybucja do wzrostu PKB)	pkt. proc.	0,1	0,9	0,0	-0,8	-0,4	-0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,1	-0,6	-0,9	-0,7	-0,4	-0,2	-0,3	-0,5	-1,1	-1,8	-1,2		
Dochody do dyspozycji (realne)	% zm	2,5	2,0	3,3	3,5	3,4	1,9	0,5	0,7	1,7	3,2	3,4	4,7	5,1	4,0	3,6	3,6	3,4	3,3	3,9	3,4	3,5		
Średnie wynagrodzenie (realne)	% zm	2,7	1,4	2,6	3,1	2,9	1,3	1,1	0,3	1,5	2,2	2,6	3,9	4,6	3,3	3,5	3,5	3,0	3,1	3,5	2,8	2,6		
Średni transfer społeczny na beneficjenta (realny)	% zm	1,5	0,3	-1,4	0,4	-0,5	-1,4	-7,3	-6,9	-5,4	-4,9	-4,3	-3,6	-3,0	-2,4	-2,4	-2,6	-2,4	-2,5	-2,5	-2,7	-2,8		
Średni dochód z samozatrudnienia (realny)	% zm	1,4	2,1	2,8	3,0	2,9	0,5	3,4	2,0	3,5	3,6	2,6	2,9	2,4	2,3	2,3	3,1	3,7	3,2	3,4	2,5	2,7		
Pracujący (ogółem)	% zm	0,7	-0,1	1,2	0,9	1,1	0,5	-0,1	0,2	0,2	1,1	1,7	2,0	2,0	1,3	0,9	0,6	0,5	0,5	1,1	1,2	1,5		
Zatrudnieni (ogółem)	% zm	0,7	0,3	1,6	1,0	1,3	0,7	1,1	0,4	0,9	1,6	2,1	2,6	2,3	1,3	1,1	0,7	0,6	0,7	1,4	1,3	1,7		
Zatrudnieni (sektor przedsiębiorstw)	% zm	0,3	0,9	2,2	1,6	1,9	0,8	3,2	1,0	1,5	1,8	2,4	3,5	3,2	2,1	1,6	1,0	1,1	1,1	2,1	2,0	2,4		
Samozatrudnieni	% zm	0,9	-1,3	0,1	0,5	0,3	-0,1	-3,0	-0,2	-1,7	-0,3	0,6	0,3	1,0	1,2	0,4	0,4	0,1	0,1	0,4	1,0	0,9		
Pracujący (ogółem)	tys.osób	12989	13807	14343	15501	14922	13832	13820	13846	13870	14023	14262	14542	14834	15027	15159	15257	15326	15409	15581	15772	16002		
Zatrudnienie "łupkowe"	tys.osób	-	-	2,2	15,1	8,6	-	-	1,8	1,8	2,4	0,5	1,4	2,9	4,5	5,5	9,0	9,9	14,0	18,2	22,4	26,6		
Stopa oszczędności (w relacji do dochodów)	%	8,0	4,4	0,7	0,1	0,4	4,9	2,3	0,9	0,4	0,6	0,6	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,3	0,2	-0,1	-0,2	-0,5		
Stopa bezrobocia	%	16,5	12,3	9,0	5,9	7,4	12,4	12,5	11,7	10,3	9,8	8,9	8,0	7,6	6,6	6,6	7,2	7,2	6,8	5,6	4,8	3,1		
ULC_nominal (yoy)	(2000=100)	223	236	288	324	324	231	236	240	247	256	263	271	282	288	295	301	305	309	315	320	324		
Produktywność pracy (realna)	% zm	3,1	3,0	2,8	3,5	3,2	3,4	4,4	2,8	2,6	2,4	2,5	3,5	2,8	3,2	3,4	3,6	3,6	3,8	4,0	3,2	3,5		
PKB EU-27	% zm	2,0	-0,4	1,7	2,3	2,0	1,8	1,5	0,0	1,5	1,7	2,0	2,5	2,3	1,6	1,8	2,4	2,7	2,9	3,0	1,7	1,8		
CPI	% zm	2,7	3,4	2,7	2,0	2,3	2,6	4,3	4,1	3,3	3,0	2,4	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
WIBOR 3M (średni)	%	8,5	4,3	4,8	4,7	4,7	3,9	4,5	4,9	4,8	4,8	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7		
Kurs walutowy (średni)	EUR/PLN	3,96	4,15	4,16	4,02	4,09	3,99	4,12	4,27	4,24	4,37	4,17	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02		
	USD/PLN	3,51	3,02	3,42	3,43	3,43	3,01	2,96	3,31	3,34	3,54	3,48	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36		
Fundusze unijne	mld EUR	5,7	11,9	15,9	11,4	13,7	12,8	14,8	16,0	13,5	10,5	15,7	13,7	19,5	22,6	21,2	18,3	13,4	4,1	0,8	9,7	12,5		
FDI (inwestycje z zagranicy)	mld EUR	9,6	8,8	8,2	10,6	9,4	6,7	10,2	9,1	9,7	8,9	9,2	7,9	6,4	6,3	6,4	7,9	9,9	11,3	13,5	12,0	13,1		
		suma dla okresu																						
FDI (inwestycje z zagranicy)	mld EUR			57,5	74,1	131,7																		
w tym, łupkowe i "elektro"	mld EUR			0,7	22,5	23,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,3	0,5	1,1	1,8	3,0	4,1	5,4	6,6		
PODATKI	mld PLN			2 303	3 498	5 801	238	259	275	291	308	327	345	367	390	412	438	465	494	529	561	599		
PIT + pozostałe	mld PLN			632	879	1 511	69	74	78	83	86	92	94	98	102	106	112	118	125	132	139	147		
Podatki pośrednie minus dotacje	mld PLN			1 671	2 618	4 289	169	186	197	208	222	235	251	269	288	306	326	347	369	397	421	452		
CIT "łupkowy"	mld PLN			0,0	0,5	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,3		

Źródło: Prognoza CASE przy użyciu modelu CASE-Doradcy.



Bibliografia

- Barrell R., D. Holland, N. Pain (2002), *An Econometric Macro-model of Transition: Policy Choices in the Pre-Accession Period*, Royal Economic Society Annual Conference 2002, 15, 2002.
- Bodkin R. G., L. R. Klein, K. Marwah (1991), *A History of Macroeconometric Model-Building*, Edward Elgar Elgar, Aldershot, 1991.
- Center for Business and Economic Research (2008), *Projecting the Economic Impact of the Fayetteville Shale Play for 2008-2012*, Sam M. Walton College of Business University of Arkansas, March 2008.
- Center for Business and Economic Research (2006), *Projecting the Economic Impact of the Fayetteville Shale Play for 2005-2008*, Sam M. Walton College of Business University of Arkansas, May 2006.
- Fic T., M. Kolasa, A. Kot, K. Murawski, M. Rubaszek, M. Tarnicka (2005), *Model gospodarki polskiej ECMOD*, Narodowy Bank Polski, Materiały i Studia 194, maj 2005.
- GUS (red. Mariusz Plich), *Rachunki narodowe. Wybrane problemy i przykłady zastosowań*, GUS i Uniwersytet Łódzki, Wydział Ekonomiczno-Socjologiczny.
- IHS Global Insight (2011), *The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States*, Washington DC, December 2011.
- Loren C. Scott & Associates (2009), *The economic impact of the Haynesville shale on the Louisiana economy in 2008*, Baton Rouge, LA, April 2009.
- Perryman Group (2009), *An Enduring Resource: A Perspective on the Past, Present, and Future Contribution of the Barnett Shale to the Economy of Fort Worth and the Surrounding Area*, March 2009, Waco, Texas.
[http://groundwork.iogcc.org/sites/default/files/2009_eco_report.pdf]
- Welfe W., A. Welfe, W. Florczak, L. Sabanty (2002), *The structure and use of the long-term econometric model W8-D of the Polish economy*, Macromodels'2001, 2002.
- Zaleski J., P. Tomaszewski, A. Wojtasiak, J. Bradley (2004), *Aplikacja modelu ekonometrycznego HERMIN do oceny wpływu funduszy strukturalnych na sytuację makroekonomiczną w Polsce*, Raport nr 1 Modyfikacja i uaktualnienie wersji modelu HERMIN dla Polski, wrzesień 2004.

Spis tabel i wykresów

Rysunek 2 Dynamika inwestycji bezpośrednich w wydobycie gazu w poszczególnych scenariuszach.....	9
Rysunek 1 Dynamika wydobycia gazu w poszczególnych scenariuszach.	9
Rysunek 3 Dynamika wyniku finansowego netto w poszczególnych scenariuszach.	10
Tabela 1 Charakterystyka scenariusza umiarkowanego wzrostu w porównaniu ze scenariuszem bazowym.	11
Tabela 2 Charakterystyka scenariusza zwiększonych inwestycji zagranicznych w porównaniu ze scenariuszem bazowym.	13
Tabela 3 Charakterystyka scenariusza przyspieszonego rozwoju w porównaniu ze scenariuszem bazowym.	16
Tabela 4 Rodzaje danych zebranych w ramach projektu w poszczególnych analizach.	22
Tabela 5 Zobowiązania koncesjonariuszy w zakresie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych w latach 2012-2014- zestawienie syntetyczne.	29
Tabela 6 Struktura (%) wydobycia gazu łupkowego z nowych odwiertów eksploatacyjnych.	31
Tabela 7 Przewidywane zmiany kosztów inwestycji w poszukiwania i eksploatację gazu ziemnego ze złóż łupkowych.	32
Tabela 8 Przewidywana średnia cena krajowa gazu ziemnego.....	33
Tabela 9 Liczba otworów rozpoznawczych przekształconych w eksploatacyjne w trzech, zakładanych scenariuszach.....	34
Tabela 10 Liczba nowych odwiertów eksploatacyjnych.....	34
Tabela 11 Wariant umiarkowanego wzrostu.....	35
Tabela 12 Wariant zwiększonych inwestycji zagranicznych.....	35
Tabela 13 Wariant przyspieszonego rozwoju.....	36
Rysunek 4 Zależności pomiędzy łącznymi przychodami a kosztami w trzech zakładanych wariantach, w latach 2015 – 2023, (mln USD)).....	37
Tabela 14 Budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu w Polsce.....	40
Rysunek 5 Rozbudowa krajowego systemu przesyłu gazu ziemnego.....	42
Tabela 15 Inwestycje realizowane w energetyce gazowej.....	44
Tabela 16 Planowane koszty inwestycji w energetyce gazowej w Polsce.....	49
Tabela 17 Wyniki projekcji makroekonomicznej 2012-25 – scenariusz bazowy „BASE”.....	63
Wykres 1. Dekompozycja wzrostu PKB – scenariusz bazowy (kontrybucja w pkt. proc.).....	65
Tabela 18 Wyniki założeń dotyczących poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego i projekcji makroekonomicznej łącznie – scenariusz umiarkowanego wzrostu.....	68
Wykres 2. Dekompozycja wzrostu PKB – scenariusz umiarkowanego wzrostu (kontrybucja w pkt. proc.).....	69
Tabela 19 Wyniki założeń dotyczących poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego i projekcji makroekonomicznej łącznie – scenariusz zwiększonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych.....	72
Wykres 3. Dekompozycja wzrostu PKB – scenariusz zwiększonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych (kontrybucja w pkt. proc.).....	74
Tabela 20 Wyniki założeń dotyczących poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego i projekcji makroekonomicznej łącznie – scenariusz przyspieszonego rozwoju.....	78
Wykres 4. Dekompozycja wzrostu PKB – scenariusz przyspieszonego rozwoju (kontrybucja w pkt. proc.).....	79
Wykres 5. Wzrost PKB w scenariuszu bazowym i 3 scenariuszach łupkowych (%).	80
Wykres 6. Wzrost inwestycji w scenariuszu bazowym i 3 scenariuszach łupkowych (%).	80



Wykres 7. Wzrost konsumpcji w scenariuszu bazowym i 3 scenariuszach łupkowych (%)..	81
Tabela 21 Zestawienie krajowe zobowiązań koncesyjnych w zakresie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych w latach 2012-2014.	89
Tabela 22 Zestawienie krajowe opcyjnych zobowiązań koncesyjnych w zakresie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych w latach 2012-2014	91
.....	91
Tabela 23 Wariant umiarkowanego wzrostu.....	94
Tabela 24 Wariant zwiększonych inwestycji zagranicznych.....	96
Tabela 25 Wariant przyspieszonego rozwoju	98
Tabela 26 Przeciętne koszty budowy 1 km gazociągu przesyłowego.	100
Tabela 28 Wyniki prognozy - scenariusz „SLOW” (szczegółowe wyniki).....	114
Tabela 29 Wyniki prognozy - scenariusz „FDI” (szczegółowe wyniki).....	115
Tabela 30 Wyniki prognozy - scenariusz „FAST+TFP” (szczegółowe wyniki).	116