



Redakcja: Grzegorz Gil (dyrektor IEŚ), Anton Saifullayev  
(zastępca dyrektora IEŚ), Agnieszka Zajdel (sekretarz redakcji),  
Spasimir Domaradzki, Bartłomiej Krzysztan, Damian Szacawa,  
Agata Tatarenko

Nr 1669 (174/2026) | 23.07.2026

ISSN 2657-6996  
© IEŚ

Michał Paszkowski

## Projekt Neptun Deep a zmiana architektury rynku gazu ziemnego w Europie Południowo-Wschodniej

Neptun Deep jest jednym z najważniejszych projektów energetycznych rozwijanych obecnie w europejskiej części Morza Czarnego. Jego uruchomienie, planowane na 2027 r., może istotnie zmienić pozycję Rumunii na rynku gazu ziemnego. Projekt realizowany przez spółki OMV Petrom i Romgaz ma zwiększyć krajowe wydobycie, wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne Rumunii oraz stworzyć nowe możliwości eksportowe w Europie Południowo-Wschodniej. Znaczenie inwestycji wykracza więc poza wymiar lokalny i może wpłynąć na układ sił na regionalnym rynku gazu ziemnego.

**Znaczenie projektu.** Najważniejszym efektem uruchomienia projektu Neptun Deep będzie skokowy wzrost wydobycia gazu ziemnego w Rumunii, które ma się rozpocząć w 2027 r. Maksymalna produkcja ma wynieść ok. 8 mld m<sup>3</sup> rocznie. Całkowity wolumen gazu ziemnego możliwy do pozyskania z projektu szacowany jest na ok. 100 mld m<sup>3</sup>, co czyni Neptun Deep jednym z największych niezagospodarowanych dotąd złóż w Europie. Przy takiej skali Rumunia mogłaby wyraźnie zwiększyć własną podaż surowca i stać się największym producentem gazu ziemnego wśród wszystkich państw Unii Europejskiej ([„Komentarze IEŚ”, nr 1164](#)).

Spółki OMV Petrom i Romgaz mają wspólnie zainwestować w fazę rozwoju Neptun Deep do 4 mld euro. Decyzja inwestycyjna została podjęta w czerwcu 2023 r. Oznacza to, że po ponad dekadzie od odkrycia złoża w 2012 r. projekt przeszedł do fazy realizacji. Istotnym potwierdzeniem tej zmiany było wykonanie w marcu 2025 r. pierwszego odwiertu produkcyjnego w złożu Pelican South. Koncepcja zagospodarowania zakłada łącznie dziesięć odwiertów produkcyjnych: cztery w Pelican South oraz sześć w Domino. Zakończenie prac wiertniczych planowane jest do czwartego kwartału 2026 r. Dla Rumunii jest to ważne, ponieważ dodatkowa produkcja gazu ziemnego może poprawić bilans energetyczny tego państwa, ograniczyć potrzebę importu oraz zwiększyć wpływy budżetowe i inwestycyjne związane z sektorem wydobycia surowców energetycznych.

Znaczenie projektu dla Rumunii wynika również z faktu, że państwo to skorzystało z prawa pierwokupu części przyszłej produkcji (ok. 5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego w okresie siedmiu lat od 2028 r., czyli średnio ok. 700 mln m<sup>3</sup> rocznie). Nie jest to wolumen dominujący wobec planowanej produkcji szczytowej na poziomie 8 mld m<sup>3</sup> rocznie, ale ma istotne znaczenie polityczne i strategiczne. Pokazuje, że rumuńskie władze traktują Neptun Deep jako narzędzie wzmacniania bezpieczeństwa dostaw, a nie wyłącznie jako projekt komercyjny realizowany przez spółki energetyczne.

**Kontekst regionalny.** Projekt Neptun Deep może także zwiększyć znaczenie Rumunii jako dostawcy gazu ziemnego dla państw sąsiednich. OMV Petrom deklaruje, że wraz ze zbliżaniem się do pierwszego wydobycia aktywnie analizuje możliwości sprzedaży surowca zarówno na rynku rumuńskim, jak i w regionie. Praktycznym potwierdzeniem tego kierunku jest trzyletnia umowa podpisana w maju 2025 r. z mołdawską firmą Energocom na zakup gazu ziemnego z Neptun Deep. Dostawy mają być realizowane przez wirtualny punkt handlowy w Rumunii, co ma zapewnić Mołdawii stały przepływ surowca.

Znaczenie regionalne projektu należy oceniać przede wszystkim przez pryzmat dywersyfikacji dostaw surowca do państw Europy Południowo-Wschodniej. Po kryzysie energetycznym z 2022 r. państwa regionu intensywniej poszukują alternatywnych źródeł gazu ziemnego wobec dostaw rosyjskich. Znaczenie alternatywnych tras wzrosło dodatkowo po zakończeniu 1 stycznia 2025 r. tranzytu rosyjskiego gazu przez Ukrainę ([„Komentarze IEŚ”, nr 1274](#)). W tym kontekście szczególną rolę może odegrać gazociąg Transbalkański, którego wykorzystanie w kierunku



południe-północ umożliwi dostawy gazu ziemnego z Grecji, Bułgarii i Rumunii do Mołdawii oraz Ukrainy. Komisja Europejska wskazywała na potrzebę przyspieszenia prac nad stworzeniem rewersu na gazociągu (odwrócenie kierunku przesyłu surowca), podkreślając, że ta funkcjonalność jest kluczowa dla dywersyfikacji dostaw w regionie i ograniczania importu z Rosji.

Potencjał gazociągu Transbałkańskiego ma wzrosnąć właśnie od 2027 r., a więc wraz z planowanym startem produkcji w ramach projektu Neptun Deep. Znaczenie tej infrastruktury potwierdza także opublikowana w 2025 r. analiza Energy Community Secretariat, dotycząca zwiększenia komercyjnej atrakcyjności systemu Transbałkańskiego w trybie rewersowym. Wskazano w niej, że korytarz Grecja-Bułgaria-Rumunia-Mołdawia-Ukraina może służyć do transportu LNG z terminali w Grecji, gazu ziemnego z regionu Morza Kaspijskiego oraz wolumenów dostępnych w regionalnych hubach do Europy Środkowej i Wschodniej. Oznacza to, że projekt może nie tylko zwiększyć krajową podaż w Rumunii, lecz także poprawić wykorzystanie istniejącej infrastruktury przesyłowej w regionie. Dla państw takich jak Mołdawia, Bułgaria oraz państw korzystających z dostaw przez południowe korytarze gazowe surowiec z Rumunii (projekt Neptun Deep) może być dodatkowym elementem bezpieczeństwa energetycznego. Nie musi on całkowicie zastępować innych źródeł, ale może zwiększać elastyczność zakupową i ograniczać ryzyko presji politycznej związanej z dostawami surowca.

Neptun Deep może zwiększyć płynność regionalnego rynku, ponieważ tworzy dodatkowe źródło podaży, połączone z istniejącą siecią przesyłową Rumunii. W praktyce oznacza to możliwość budowania kontraktów nie tylko z odbiorcami krajowymi, lecz także z partnerami w sąsiednich państwach. Przykład umowy z Energocomem pokazuje, że gaz ziemny z projektu może zostać wykorzystany do wzmacniania regionalnych powiązań handlowych jeszcze przed uruchomieniem wydobycia.

**Ryzyka i ograniczenia.** Pomimo dużego potencjału Neptun Deep jest projektem obciążonym kilkoma istotnymi ryzykami. Pierwszy to historia opóźnień. Złoże odkryto w 2012 r., a przez ponad dekadę projekt nie wszedł w fazę produkcyjną. Prace hamowały niepewność regulacyjna oraz zmiana struktury właścicielskiej po wyjściu spółki ExxonMobil, którą w 2022 r. zastąpił Romgaz. Dopiero finalna decyzja inwestycyjna (FID) z czerwca 2023 r. pozwoliła uruchomić fazę rozwoju. Oznacza to, że planowany start wydobycia w 2027 r. będzie kluczowym testem zdolności inwestorów i administracji do sprawnej realizacji dużego projektu tego typu na Morzu Czarnym.

Drugim ograniczeniem jest komercjalizacja przyszłej produkcji. Przy planowanym maksymalnym poziomie produkcji wynoszącym ok. 8 mld m<sup>3</sup> rocznie kluczowe będzie zakontraktowanie wolumenów w sposób, który pogodzi potrzeby rynku rumuńskiego, interes państwa oraz potencjalny eksport regionalny. OMV Petrom podkreśla, że aktywnie analizuje możliwości marketingowe, ale nie ujawnia szczegółów strategii ze względu na prawo konkurencji i poufność handlową.

Dodatkowe podstawy do ostrożności dają wyniki aktywności eksploracyjnej OMV Petrom w bułgarskiej części Morza Czarnego. W bloku Han Asparuh dotychczasowe wyniki prac poszukiwawczych nie potwierdziły występowania złóż gazu ziemnego o znaczeniu komercyjnym. Zarówno odwiert Vinekh, jak i Krum-1 nie przyniosły oczekiwanych rezultatów. Wcześniej, gdy blok był rozwijany przez Total, OMV Petrom i Repsol, wykonano trzy odwierty poszukiwawcze, ale one także nie doprowadziły do komercyjnego zagospodarowania. Pomimo dużego potencjału geologicznego regionu ryzyko poszukiwawcze pozostaje wysokie.

OMV Petrom nadal jednak rozwija portfel poszukiwawczy w regionie. Spółka OMV Petrom w złożu Han Asparuh jest operatorem z udziałem 45%. Taki sam udział ma izraelski NewMed Energy. Z kolei bułgarski BEH posiada 10% udziału. Jednocześnie spółka weszła do sąsiedniego bloku Han Tervel, obejmując 25% udziału, obok Shell jako operatora z 42% oraz tureckiego TPAO z 33%. Koncern traktuje Morze Czarne jako strategiczny obszar rozwoju, ale wyniki w Bułgarii przypominają, że sukces Neptun Deep nie musi automatycznie przełożyć się na kolejne odkrycia.

## Wnioski

- Neptun Deep może stać się projektem przełomowym dla Rumunii i jednym z ważniejszych źródeł gazu ziemnego w Europie Południowo-Wschodniej. Jego uruchomienie zwiększyłoby rumuńskie wydobycie,



poprawiło bezpieczeństwo dostaw oraz wzmocniło pozycję Rumunii jako regionalnego gracza energetycznego. Szczególne znaczenie może mieć wykorzystanie rumuńskiego surowca do dywersyfikacji dostaw do Mołdawii oraz państw korzystających z infrastruktury gazociągu Transbalkańskiego.

- Jednocześnie skala wpływu projektu będzie zależeć od kilku warunków: terminowego rozpoczęcia produkcji w 2027 r., sprawnego wykorzystania infrastruktury przesyłowej, skutecznej komercjalizacji gazu ziemnego oraz stabilnego otoczenia regulacyjnego. Neptun Deep wzmacnia perspektywę Rumunii na rynku tego surowca, ale jego realne znaczenie regionalne będzie można ocenić dopiero po rozpoczęciu wydobycia i ustaleniu kierunków sprzedaży surowca.
- Znaczenie Neptun Deep należy oddzielać od szerszych ambicji eksploracyjnych OMV Petrom w basenie Morza Czarnego. Projekt rumuński znajduje się już w zaawansowanej fazie realizacji i ma określony harmonogram uruchomienia, natomiast aktywność w bułgarskich blokach Han Asparuh i Han Tervel jest obciążona większą niepewnością geologiczną. Neptun Deep może więc realnie wzmocnić pozycję Rumunii, ale nie przesądza jeszcze o trwałym przełomie w całym regionie Morza Czarnego.