

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹



Forum Ekonomiczne. Na początku września 2020 r. w dolnośląskim Karpaczu odbyło się Forum Ekonomiczne, podczas którego liderzy przemysłu wydobywczego zaprezentowali ścieżkę, jaką w najbliższych latach mają zamiar kroczyć koncerny. Omówiono także wiele problemów polityki zagranicznej Polski, w tym energetycznej. Firmą roku zostało obwołane *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo*. Nagroda została przyznana za wygraną w sporze cenowym z *Gazpromem*, doprowadzenie do szybkiej realizacji wyroku, a także zaktualizowanie strategii średnio-terminowej i wzbogacenie jej o nowe kierunki związane z zielonym zwrotem, jak to ujął podczas wręczania nagrody były minister skarbu państwa Dawid Jackiewicz. Człowiekiem roku został prezes *Orlenu* Daniel Obajtek, którego liczne zasługi nie tylko dla firmy, ale i dla całej polskiej gospodarki zaprezentował podczas uroczystej gali publicysta Michał Karnowski.

Minister klimatu Michał Kurtyka nakreślił zmianę paradygmatu w energetyce, polegającą m.in. na elektryfikacji transportu (miasta powyżej 100 tys. mieszkańców mają przejść na transport zeroemisyjny) i ciepłownictwa. Do 2040 r. jedna MWh na trzy wyprodukowane ma pochodzić z tzw. zielonej energii. Transformację zeroemisyjną będzie wspierać 6 bloków elektrowni jądrowych, jak również morskie farmy wiatrowe, których pierwsze elementy zostaną wkrótce zaprojektowane dla *Orlenu* przez brytyjską firmę *Offshore Design Engineering Ltd*.

Prezes *PGNiG* Jerzy Kwieciński zaznaczył, że kwestie energetyki zdominują w najbliższych latach europejską ekonomię. Nasz kraj jako jeden z niewielu ma Ministerstwo Klimatu i Środowiska, co – zdaniem prezesa – wskazuje, jak bardzo istotne są dla Polski kwestie klimatyczne. Jerzy Kwieciński stwierdził, że nie dokonamy transformacji energetycznej bez wykorzystania gazu ziemnego, który został ostatecznie zaakceptowany na europejskim podwórku jako paliwo przejściowe. *PGNiG* rozpoczyna realizację dużych programów, biometanowego i wodorowego, które będą dla spółki istotnym krokiem w transformacji. Możemy się spodziewać, że płynący w naszych rurach gaz ziemny będzie częściowo zastępowany przez biometan i domieszki wodoru. Do 2025 r. koncern planuje otrzymać aż 1 mld m³ biometanu z 1,5–2 tys. biogazowni, które pomoże wybudować, natomiast do 2030 r. aż 4 mld m³. Dla *Orlenu*, wówczas już multienergetycznego, będzie to znaczący krok do wypełnienia zobowiązań redukcyjnych, a w sieciach przesyłowych pojawi się biometan w objętości zapewniającej 10–20% krajowego zapotrzebowania na gaz

ziemny. Ponadto już wkrótce w gdańskim porcie swoją przystań znajdzie statek z regazyfikatorami, za pomocą których można będzie wtłaczać do polskiej infrastruktury przesyłowej 4,5 mld m³ gazu rocznie, a po dodaniu kolejnych modułów nawet dwukrotnie więcej.

Unia Europejska przeznaczyła na transformację energetyczną 800 mld euro, z czego ok. 160–170 mld euro, w zależności od zmiennych, przyznano Polsce. Obecnie koszt naszej transformacji szacuje się na ok. 240 mld euro. Jednak niektóre organy Unii Europejskiej zdają się zapominać o innym punkcie wyjścia do zmian w poszczególnych krajach sojuszu, zróżnicowanej geografii i wielu innych czynnikach. Znaczącym problemem w realizacji projektów gazowych może być np. postawa Europejskiego Banku Centralnego, który nie chce udzielać kredytów na projekty związane z paliwami kopalnymi, w tym gazem ziemnym. Tym samym, droga Europo, gdzie tu sprawiedliwa transformacja?

Prezes *Lotosu* Paweł Jan Majewski podkreślał rolę swojej spółki jako centrum kompetencyjnego o strategicznym, nadmorskim położeniu. *Lotos* ma się skupić na kwestiach związanych z wytwarzaniem i oczyszczaniem wodoru. Koncern uruchomi wkrótce pierwsze pilotażowe stacje tankowania wodoru, które w przyszłości mają być zainstalowane na terenie całej Polski.

BP stawia natomiast na stacje ładowania elektrycznego, których ma już 7 tys., a do 2030 r. planuje 10-krotnie zwiększyć ich liczbę. Wprowadzanie szybkich ładowarek na stacjach paliwa ma być kluczowe, ponieważ, jak twierdzi prezes *BP Polska* Bogdan Kucharski, w tym czasie klient będzie korzystał z innych ofert stacji, umożliwiając dodatkowy zysk.

Obecnie pod względem emisji CO₂ nasz kraj jest trzecią gospodarką w UE. Rocznie generuje 380 mln t CO₂, co oznacza konieczność uiszczenia opłat emisyjnych w wysokości 16,38 mld zł. Zmiana strategii głównych polskich emitentów pozwoli w najbliższych latach znacznie ograniczyć ilość dwutlenku węgla emitowanego do atmosfery. Jak twierdzi Marcin Roszkowski z Instytutu Jagiellońskiego, jeśli nie podejmiemy radykalnych kroków, zanim zabije nas CO₂, kompletnie zdewastują nas opłaty za jego emisję. Mając to na uwadze, PKN *Orlen* jako pierwszy koncern paliwowy z Europy Środkowej zadeklarował, że w 2050 r. chce osiągnąć neutralność emisyjną. W ramach dochodzenia do tego celu do 2030 r. o 20% zredukuje emisję CO₂ z aktywów rafineryjnych i petrochemicznych oraz o 33% emisję CO₂ pochodzącą z produkcji energii elektrycznej. Oddalając się od wykorzystywania paliw kopalnych, spółka szuka odpowiedzi na nowe trendy w gospodarce, polegające na instalowaniu przez konsumentów w gospo-

¹ Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa; rpac@pgi.gov.pl

darstwach domowych urządzeń produkujących energię ze źródeł odnawialnych. Do 2030 r. PKN *Orlen* zamierza zainwestować ponad 25 mld zł w projekty, które umożliwią redukcję oddziaływania na środowisko i otwarcie na nowe modele biznesowe. Ogłoszona strategia dążenia do neutralności emisyjnej opiera się na czterech filarach: efektywności produkcji energii, zeroemisyjnej energetyce, paliwach przyszłości oraz zielonym finansowaniu. W ciągu 10 lat firma zamierza zrealizować ponad 60 projektów zwiększających efektywność energetyczną aktywów produkcyjnych. *Orlen* wzmocni także pozycję regionalnego lidera w obszarze biopaliw, realizując 5 znaczących inwestycji w ich produkcję. A wszystko to z nowym, zielonym logo, które zostało zaprezentowane zgromadzonym na forum w Karpaczu.

Podczas zazieleniania *Orlenu* wyciekło, niestety, kilka szarych smug. W związku ze sprzedażą części punktów *Lotosu*, konkurujących ze stacjami *Orlenu*, okazało się, iż jednym z elementów wymiany może być wysokomarżowa produkcja petrochemiczna, a potencjał dla firmy ma partnerstwo nie tylko w Polsce i regionie. Czy to oznacza możliwość kontynuacji projektów związanych z paliwami kopalnymi, ale poza krajami Unii Europejskiej? Można tylko gadybać. Inny problem pojawia się w kontekście budowy bloków gazowych w elektrowniach. Skoro minimalny czas pracy takiego bloku, który uczyni go opłacalnym, to ok. 40 lat, to czy na pewno w ciągu następnych 30 lat chcemy takowe zbudować i wyłączyć, realizując cele klimatyczne na rok 2050?

Polska. Pod koniec sierpnia *PGNiG* odebrało drugą dostawę LNG w stacji przeładunkowej *Klaipedos Nafta*. Ładunek zawierał ok. 3000 m³ LNG z Norwegii. Stację tę, której wyłącznym użytkownikiem jest *PGNiG*, od kwietnia br. do początku września opuściło już ponad 100 autocystern załadowanych skroplonym gazem ziemnym, co stanowi ekwiwalent ok. 2000 t LNG. Zdaniem zarządu koncernu współpraca ze stroną litewską układa się znakomicie, co dobrze prognozuje na najbliższych 5 lat obowiązywania umowy.

Orlen i *PGNiG* podpisały list intencyjny w sprawie utworzenia spółki *joint venture* i wspólnej budowy bloku parowo-gazowego w Ostrołęce oraz modernizacji biogazowni, jednocześnie analizując możliwości realizacji kolejnych wspólnych inwestycji. Strony zakładają, że w przypadku pozytywnego wyniku analiz wiążące projekty umów dotyczących współpracy zostaną opracowane do 30 października 2020 r. Zawarty w liście intencyjnym zakres wspólnych projektów obejmuje m.in. zbudowanie do końca 2024 r. elektrowni gazowej w Ostrołęce o mocy ok. 750 MW. Baza technologiczna, naukowa, prawna i ekonomiczna ma umożliwić stworzenie do końca 2025 r. ogólnopolskiej sieci biogazowni.

Wielka Brytania. Fuzje i przejęcia dużych koncernów zajmujących się wydobywaniem węglowodorów postępują nie tylko w Polsce, ale również w Wielkiej Brytanii. Dwaj najwięksi producenci ropy naftowej i gazu ziemnego na rynku brytyjskim, *Premier Oil* i *Chrysaor Holdings*, przeprowadzili wstępne rozmowy na temat połączenia spółek. Działalność firmy *Chrysaor Holdings*, która ma zostać liderem połączonego konsorcjum, jest zorientowana na Morze Północne. W 2017 r. stała się ona regionalnym potentatem, kupując pakiet aktywów *Royal Dutch Shell* za 3 mld USD. Rok później uzupełniła swoje portfolio o akty-

wa *Spirit Energy* i *ConocoPhillips*. Koncern *Premier Oil* posiada wiele prospektów i zobowiązał się do zakupu złóż *BP* na Morzu Północnym, jednak walczy z długim przekraczającym 4 mld USD i wdał się niedawno w publiczny spór ze swoim największym wierzycielem – *Asia Research & Capital Management*. Pomimo tego ekonomiści są zdania, że przejęcie *Premier Oil* było doskonałą opcją rozwoju *Chrysaor*.

Libia. Od czasu buntu w 2011 r. i obalenia dyktatora Muammara al-Kadafiego, Libia, w której znajdują się największe rezerwy ropy naftowej w Afryce, jest pogrążona w kryzysie, niszczonej przez wojnę domową, chaos i bezprawie. Państwo to jest podzielone pomiędzy Rząd Jedności Narodowej (GNA), wspierany przez Turcję i ONZ, a Libijską Armię Narodową Khalifa Haftara, która uzyskała poparcie Rosji, Zjednoczonych Emiratów Arabskich czy Egiptu. Konflikt zdemolował libijski przemysł naftowy. W lipcu br. pompowano zaledwie 100 tys. baryłek ropy dziennie, co stanowi jedynie ułamek dziennej produkcji sprzed 10 lat, która wynosiła 1,6 mln baryłek. Tymczasem w zachodniej Libii w gotowości do zaopatrzenia świata w kolejne hektolitry ropy naftowej czeka największe w kraju złożo – Sharara.

Administracja Recepta Erdogana, nie bez własnych korzyści, szuka okazji biznesowych w Libii i planuje pobudzić przemysł w tym ogarniętym wojną kraju. Turcja prowadzi zaawansowane rozmowy w sprawie poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego w Libii. GNA kontroluje Trypolis, a także zachodnią część państwa, co ma zapewnić bezpieczeństwo eksploatacji w tamtym rejonie. Tureccy urzędnicy przeprowadzili rozmowy o blokach energetycznych na lądzie i morzu oraz wszczęli negocjacje z libijskim *National Oil Corp.* dotyczące wytwarzania energii i eksploatacji rurociągów. Umowa energetyczna wzmocniłaby więzi Turcji z GNA. Rząd ten w dużej mierze zawdzięcza jej swoją obecną pozycję. Warto przypomnieć, że w styczniu br. Ankara wysłała do Libii wojska i doradców wojskowych, umożliwiając odparcie ofensywy wojennej wschodniego dowódcy Khalifa Haftara. Na początku września libijski premier, Fayed al-Sarraj, odwiedził Turcję, aby omówić z Erdoganem kwestie współpracy gospodarczej i bezpieczeństwa. Ogłoszono powrót tureckich firm do ukończenia wstrzymanych projektów infrastrukturalnych w Libii i wniesienie wkładu w nowe inwestycje. Czas pokaże, czy zaangażowanie w libijski przemysł naftowy to kura znosząca złote jajka, czy wyrzucenie pieniędzy, które na sam koniec zasilą grupy lokalnych watażków.

Turcja. Prezydent Recep Erdogan zakomunikował, że Turcja znalazła na Morzu Czarnym złożo gazu ziemnego Tuna-1 o zasobach 320 mld m³ i ma nadzieję (graniczącą z pewnością), że rozpocznie jego eksploatację do 2023 r. Jednocześnie podkreślił, że Turcja dokonała tego odkrycia – jednego z największych w ciągu ostatnich lat – wyłącznie za pomocą środków krajowych, a w operacjach wiertniczych ani trochę nie polegano na firmach zagranicznych. Statek wiertniczy *Fatih*, którym posłużono się do zlokalizowania gazu ziemnego w złożu Tuna-1, kontynuuje obecnie poszukiwania na innych obszarach, prowadząc wiercenia na głębokości od 3500 do 4000 m. Zważywszy na to, że tureckie państwowe przedsiębiorstwo naftowe *TPAO* nie ma doświadczenia w eksploatacji złóż na głębokich wodach, prawdopodobnie musiałoby zatrudnić dużą firmę zewnętrzną do uruchomienia wydobycia. Złożo Tuna-1 znajduje się w odległości ok. 150 km od wybrzeża

Turcji, blisko obszaru, w którym zbiegają się granice morskie Bułgarii i Rumunii, a także niedaleko rumuńskiego bloku Neptun. Osiem lat temu firmy *Petrom* i *Exxon* odkryły w tym bloku największe złoża gazu ziemnego na Morzu Czarnym. Jednak wciąż nie jest ono eksploatowane.

W ostatnich latach Turcja kupiła trzy statki wiertnicze i radykalnie rozszerzyła eksplorację na Morzu Czarnym oraz spornych wodach wschodniej części Morza Śródziemnego. Państwo to chce znaleźć znaczne zasoby węglowodorów, aby zmniejszyć swoje uzależnienie od importu z Iranu, Iraku i Rosji, oraz rozbudować jedną z największych gospodarek na Bliskim Wschodzie. Erdogan powiedział, że spodziewa się również dobrych wieści o efektach działań poszukiwawczych we wschodniej części Morza Śródziemnego. Jak wiadomo, w tej części akwenu Turcja jest uwikłana w konflikty terytorialne z Grecją i Cyprzem, gdzie poszukuje ropy i gazu na spornych wodach. Francja tymczasowo zwiększyła swoją obecność wojskową w tej części Morza Śródziemnego, aby odeprzeć tureckie kroki, a kanclerz Niemiec Angela Merkel stwierdziła, że UE jest zaniepokojona wzrostem napięć w regionie.

Arabia Saudyjska. Agencja informacyjna królestwa, powołując się na ministra energii księcia Abdulaziza bin Salmana, poinformowała o odkryciu przez *Saudi Aramco* dwóch pól naftowo-gazowych w północnej części Arabii Saudyjskiej. Ze złoża Hadabat Al-Hajara w pobliżu granicy z Irakiem zaczęto uzyskiwać dziennie ok. 1950 bbl kondensatu i ponad 450 tys. m³ gazu ziemnego, a z pobliskiego pola Abra q at-Tulul zaczęto czerpać dziennie 3 tys. bbl ropy naftowej, 49 tys. bbl kondensatu i 31 tys. m³ gazu ziemnego. Biorąc pod uwagę dotychczasowe wydobycie ropy naftowej w Arabii Saudyjskiej, utrzymujące się na poziomie 8,5 mln bbl dziennie, pola te wydają się niewielkie, ale odkrycia gazu ziemnego mogą pomóc w realizacji celu, jakim jest zwiększenie produkcji węglowodorów innych niż ropa naftowa. Jeśli koszty i ilość uzyskiwanego gazu ziemnego będą odpowiednie, zostaną wykorzystane do zaopatrzenia w gaz zachodniego wybrzeża kraju, na którym obecnie brakuje sieci przesyłowej. *Saudi Aramco* zapowiedziało odwiercenie kolejnych otworów w celu obliczenia całkowitego potencjału eksploatacyjnego złóż.

Początek września przyniósł również intrygujące wystąpienia przedstawicieli Arabii Saudyjskiej w nawiązaniu do polityki OPEC. Kraj ten stanowczo potępił działania niektórych członków OPEC+ i wykazał determinację, aby powstrzymać ich oszustwa w przedstawianiu bilansów produkcyjnych, zwracając szczególną uwagę najbliższemu sojusznikowi w regionie, tj. Zjednoczonym Emiratom Arabskim. Książę Abdulaziz bin Salman wyraźnie upomniał członków kartelu, którzy próbują uciec od produkowania zbyt dużej ilości ropy naftowej.

Stosowanie niewłaściwych taktów w celu nadmiernej produkcji i ukrywanie niezgodności było próbowane wielokrotnie w przeszłości i zawsze kończy się niepowodzeniem. Tego typu działania nic nie wnoszą, szkodząc jedynie naszej reputacji i wiarygodności. Próby przechytrzenia rynku nie powiodą się i przyniosą skutki odwrotne do zamierzonych – powiedział książę podczas sesji otwierającej komitet.

W ostatnich miesiącach Zjednoczone Emiraty Arabskie (ZEA) stały się największym łamaczem postanowień wśród krajów zrzeszonych w OPEC i jej sojuszników. Według Międzynarodowej Agencji Energetycznej w sierpniu ZEA dokonały zaledwie 10% obiecanych cięć. Mini-

ster energii ZEA, Suhail al Mazrouei, przyznał się do *niewielkiej nadwyżki produkcji*, ale dane ze śledzenia tankowców ujawniły, że kraj ten eksportował znacznie więcej ropy naftowej ponad swój limit produkcji. Według IEA nadprodukcja w tym państwie wynosiła w sierpniu ok. 520 tys. baryłek ropy dziennie. Wszyscy członkowie OPEC+, którzy przekroczyli swoje cele produkcyjne, zobowiązali się do zmiany poprzez dodatkowe cięcia w kolejnych miesiącach i wyrównanie poprzednich nadwyżek.

Rosja. *Gazprom* wykazał zysk netto w drugim kwartale 2020 r. na poziomie 22 mld rubli. Władze spółki zaznaczyły, że niższe ceny ropy oraz produktów naftowych na rynkach międzynarodowych i krajowych w tym okresie, wraz ze spadkiem popytu na surowce energetyczne w wyniku pandemii COVID-19, znacząco wpłynęły na wyniki firmy w pierwszym półroczu br. W pierwszym półroczu 2020 r. wydobycie węglowodorów osiągnęło 48,6 mln t ekwiwalentu ropy naftowej, co oznacza wzrost o 2,4% rok do roku, wynikający m.in. ze wzrostu wydobycia na polach ArcticGas. W tym czasie spółka nabyła prawa użytkownika gruntu w trzech nowych blokach licencyjnych i rozszerzyła granice kolejnych dziewięciu. Ponadto powołano spółkę *joint venture* firm *Gazprom Neft*, *Lukoil* i *Tatneft* w celu opracowania technologii zagospodarowania trudnych do wydobycia złóż węglowodorów w obwodzie Orenburg. Zaznaczono, że w lipcu *Gazprom* oddał do użytku unikalny kompleks rafinerijny EURO+ w moskiewskiej rafinerii, będący pierwszym zakładem w Rosji, w którym odbywa się cały cykl produkcyjny, od wstępnej rafinacji ropy po wytworzenie gotowych produktów naftowych. Jednak z powodu mniejszego popytu na produkty naftowe, a także niekorzystnej sytuacji cenowej na rynkach krajowych i międzynarodowych wolumen rafinerijny w pierwszym półroczu osiągnął jedynie 19,5 mln t.

Egipt. Włoski koncern *ENI* wspólnie z brytyjskim *BP* zawiadomiły o odkryciu nowego złoża gazu ziemnego w strefie zwanej Wielkie Nooros, znajdującej się na wodach delty Nilu u wybrzeży Egiptu. Nowe odkrycie, dokonane po odwierceniu otworu badawczego Nidoco NW-1, znajduje się na wodach o głębokości 16 m, w odległości 5 km od wybrzeża i 4 km na północ od pola Nooros, odkrytego w lipcu 2015 r. W odwierceniu udokumentowano występowanie piasków gazonośnych wykazujących dobre właściwości petrofizyczne, o łącznej miąższości ok. 100 m, z czego 50 m to plioceńska formacja Kafr-El-Sheik, a pozostałych 50 m profilu należy do późnomiocenkiej formacji Abu Madi (messyn).

Wstępna ocena wyników odwiertu – biorąc pod uwagę rozszerzanie się obszaru złożowego w kierunku północnym i niedawne odkrycia dokonane w tym rejonie – wskazują, że ilość gazu ziemnego występującego w Wielkim Nooros może przekroczyć 113 mld m³. *ENI* i *BP* – we współpracy z egipskim sektorem naftowym – analizują opcje zagospodarowania tego złoża z wykorzystaniem infrastruktury obszaru. *ENI* posiada 75% udziałów w koncesji Abu Madi West, podczas gdy *BP* pozostałych 25% udziałów. Operatorem złoża jest *Petrobel* – wspólne przedsięwzięcie spółki zależnej *ENI* i państwowej *Egyptian General Petroleum Corporation*.

Źródła: Drilling Constructor, ENI, Oil and Gas Journal, Orlen, PGNiG, Rigzone, WorldOil