

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹



PKN Orlen. W połowie lipca *Orlen* otrzymał od Komisji Europejskiej warunkową zgodę na przejęcie Grupy *Lotos* i jednocześnie poinformował o podpisaniu listu intencyjnego w sprawie przejęcia *PGNiG*. Konsolidacja kapitałowa firm energetycznych postępuje na świecie od lat, dlatego nie należy udawać zdziwienia i niedowierzać w kolejne komunikaty prasowe wydawane przez spółki. Proces ten wpisuje się w globalne trendy i prędzej czy później musiał zostać poddany analizie. Jednak czy był nieunikniony? I jakie spowoduje konsekwencje?

Komisja Europejska, na podstawie rozporządzenia UE w sprawie kontroli łączenia przedsiębiorstw, zatwierdziła przejęcie Grupy *Lotos* przez *PKN Orlen*, uzależniając je od pełnego wywiązania się ze zobowiązań, które zdaniem prezesa *Orlenu*, Daniela Obajtki, są teraz znacznie lepsze niż proponowane pierwotnie. W oświadczeniu komisji wymieniono:

- ❑ zbycie 30% udziałów w rafinerii *Lotos* wraz z towarzyszącym dużym pakietem praw zarządczych, jednocześnie dając nabywcy prawo do blisko połowy produkcji rafinerijnej oleju napędowego i benzyny, a także zapewniając dostęp do istotnej infrastruktury logistycznej i magazynowania;
- ❑ zbycie 9 składów paliw na rzecz niezależnego operatora logistycznego oraz budowa nowego terminalu importowego dla paliwa lotniczego w Szczecinie, który po ukończeniu budowy zostanie przekazany operatorowi;
- ❑ uwolnienie większości pojemności zarezerwowanej przez *Lotos* w niezależnych magazynach, w tym pojemności zarezerwowanej w największym w Polsce terminalu importu paliw drogą morską;
- ❑ zbycie 389 stacji sieci detalicznej w Polsce, stanowiących ok. 80% sieci *Lotos* i zaopatrywanie ich w paliwa silnikowe;
- ❑ sprzedaż udziału *Lotosu* w spółce *joint venture* z *BP* (wynoszącego 50%), zajmującej się obrotem paliw do silników odrzutowych, dalsze zaopatrywanie tej spółki oraz zapewnienie jej dostępu do magazynów w dwóch portach lotniczych w Polsce;
- ❑ udostępnienie czeskim konkurentom do 80 tys. t paliwa do silników odrzutowych rocznie w ramach otwartej procedury przetargowej;
- ❑ zbycie dwóch zakładów produkcyjnych bituminów w Polsce oraz dostarczenie nabywcy rocznie do 500 tys. t bituminów.

Zdaniem Komisji Europejskiej (KE) wypełnienie tych zobowiązań umożliwi w przyszłości zarówno nabywcom zbywanych przedsiębiorstw, jak również innym firmom, skuteczne konkurowanie z podmiotem powstałym w wyniku połączenia spółek. W szczególności na hurtowym rynku benzyny i oleju napędowego nabywca udziałów w rafinerii będzie mógł importować znaczne ich ilości dzięki większemu dostępowi do infrastruktury, a poprzez połączenie zdolności w zakresie rafinacji i importu będzie wywierać presję podobną do tej, jaką wywierał *Lotos* przed transakcją. Biorąc pod uwagę ww. aspekty KE stwierdziła, że transakcja, w formie zmienionej zobowiązaniami, nie będzie stwarzać już problemów w obszarze konkurencji.

Wiceprezes wykonawcza KE Margrethe Vestager, odpowiedzialna za politykę konkurencji, powiedziała: *Dostęp do paliw po konkurencyjnych cenach jest ważny zarówno dla przedsiębiorstw, jak i dla konsumentów. Dziś możemy zatwierdzić proponowane przejęcie Lotosu przez PKN Orlen, gdyż wyczerpująca lista zobowiązań zaproponowana przez Orlen zapewni, że polskie rynki pozostaną otwarte i konkurencyjne, a połączenie nie doprowadzi do wzrostu cen ani mniejszego wyboru paliw i produktów ich przetwórstwa dla przedsiębiorstw i konsumentów w Polsce i Czechach.*

Warunki narzucone przez KE są rygorystyczne, w szczególności dotrzymanie przez nowo utworzone konsorcjum dwóch pierwszych punktów – dotyczących zbycia udziałów w rafinerii i budowy terminalu importowego – może być wyjątkowo trudne.

Ciekawość wzbudza też pytanie, jakie firmy przejmą rolę nabywców aktywów zbywanych na mocy postanowienia i komu zostanie otwarta furka do prowadzenia inwestycji na polskim rynku. W kraju takiego podmiotu obecnie nie ma. Czysto teoretycznie można założyć, że ze wsparciem rządowym zostanie utworzona nowa spółka, która stanie się (pseudo)konkurencją na rynku wewnętrznym, ale prawdopodobnie taki scenariusz nie zostanie zrealizowany, ponieważ Skarb Państwa chce pozyskać pieniądze, a nie upłynniać je.

Wiele mówi się o wymianie aktywów ze spółkami zagranicznymi, w związku z tym jako pierwsze nasuwają się węgierski *MOL* i austriacki *OMV*. Pierwsza z firm ma rafinerie na Węgrzech, Słowacji i w Chorwacji, natomiast druga w Austrii, Rumunii i południowej części Niemiec. Szczególnie ciekawe wydają się być opcje chorwacka i rumuńska. *MOL* po przejęciu firmy *INA*, której zakup był rozważany przez *Orlen* kilka lat temu, nie może dojść do porozumienia z chorwackim rządem i byłby skłonny roz-

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

ważyc propozycję Polaków. Taki krok mógłby się stać otwarciem nie tylko na Chorwację, ale również na Bałkany i północ Włoch. Tyle, że najbogatsza część Włoch jest opanowana przez *ENI*, a prowadzenie interesów na Bałkanach wiąże się ze stałym monitoringiem napięć pomiędzy narodami zamieszkującymi półwysep. Do tego dochodzą interesy tureckie i rosyjskie oraz kwestia świeżo wybudowanego *TurkStream*.

Chorwacja może być ciekawą opcją, ale warto spojrzeć na ofertę rumuńską. Biorąc pod uwagę potencjalną wymianę z *OMV*, na rynku figuruje kazachski potentat *KazMunaiGaz (KMG)*, który przejął spółkę *Rompertrol* i z powodzeniem działa w Rumunii, Bułgarii, Mołdawii czy Gruzji. Wydaje się jednak, że dzięki takiej operacji *Orlen* ma szansę na zagospodarowanie całego pasa Europy Wschodniej, od państw bałtyckich (Litwa, Łotwa i Estonia *de facto* przypadają *Orlenowi*), przez Polskę i Ukrainę do Rumunii. Nasi wschodni sąsiedzi, przyciągani przez magnes Unii Europejskiej, poszukując alternatywnych względem Rosji metod zaopatrzenia w węglowodory, wydają się naturalną opcją do rozbudowy interesów polskich spółek. Pierwszy krok ku temu poczynił już *PGNiG*, podpisując z końcem ubiegłego roku umowę z *Energy Resources of Ukraine* o współpracy w działalności poszukiwawczo-wydobywczej w zachodniej części Ukrainy.

Jakie inne firmy mogłyby być zainteresowane racjonalną wymianą aktywów w erze po pandemii? Realnie, choć z dużą dozą pragmatyzmu, można spojrzeć na pozostałe spółki z Europy Zachodniej, Ameryki Północnej i Azji.

Amerykanie i Kanadyjczycy mają teraz swoje problemy i wydatki powiązane ze spadkiem cen ropy. Jednak Stany Zjednoczone często wybierają Polskę jako dogodny miejsce inwestycji (drugie miejsce wśród inwestorów zagranicznych). Posiadanie w tej części świata udziałów w rafinerii i terminalu do importu paliwa lotniczego może być dla nich ciekawą perspektywą, również ze względów politycznych, choć trudno byłoby wskazać konkretną firmę, która miałaby podjąć się inwestycji (przez myśl może przemknąć jedynie *Chevron*, zważywszy na przejęcia, których dokonuje w ostatnich tygodniach).

Nie należy patrzeć na wschód, bo polityka nie sprzyja wejściu na rynek dużych firm rosyjskich. Wspomniani wcześniej Kazachowie z *KMG* obecnie nawet na nowo zagospodarowanych koncesjach, aby nie generować kosztów przed uzyskaniem zysków, wchodzi w spółki na zasadach *carry financing* (zgodnie z tą procedurą firma zewnętrzna działająca w obszarze koncesji, ponosi wszelkie koszty rozpoznania, wiercenia i zagospodarowania złoża, a dopiero wtedy, gdy jego eksploatacja zaczyna przynosić zyski, najpierw odzyskuje własne nakłady, a dopiero później dzieli się przychodami). To chyba również najlepszy czas dla chętnych, aby odkupić od *KMG* rumuńskie aktywa.

Chińczycy lubią kupować wysoko rozwinięte, europejskie fabryki i firmy o wieloletnich tradycjach (*vide: Volvo, Pirelli, Sunseeker* itd.), dlatego nie jest wykluczone, że właśnie gdzieś w Państwie Środka rozważa się zakup aktywów od *Orlenu*.

Przesuwając dalej palec po globusie, warto zatrzymać się nad Morzem Kaspijskim. Azerski *SOCAR* ma enklawy paliwowe m.in. na Ukrainie, w Rumunii i Szwajcarii, więc dłaczego nie w Polsce? Tym bardziej, że lata temu mówiło się o azerskim zainteresowaniu współpracą z *Lotosem*, a naby-

wając niemalże 400 stacji paliwowych, *SOCAR* wskoczyłby na 4 miejsce wśród operatorów stacji paliw w Polsce – pomiędzy *Shell* a *Circle K*. Kupując aktywa nad Wisłą, Azerowie mogą ułatwić sobie drogę dostaw ropy naftowej w rejon Europy północno-wschodniej, a z ich usług ooczco skorzystałyby Białoruś i Ukraina.

Mało prawdopodobne jest, aby do gry włączyły się kraje Półwyspu Arabskiego, a i w Europie Zachodniej próżno szukać chętnych. Nie spodziewam się, aby *Total, Equinor, Shell, ENI* czy *BP* miały obecnie ochotę na tego typu inwestycje, zwłaszcza spoglądając na portfel aktywów, których chcą się pozbyć po wydarzeniach z pierwszego półrocza 2020 r.

A może nastąpi sprzedaż aktywów związanych z węglowodorami, a uzyskane w ten sposób środki zostaną przeznaczone na rozwój sektora energii odnawialnej? Takiego scenariusza również nie można wykluczyć. *Orlen*, jako potentat paliwowy, będzie odgrywał kluczową rolę w transformacji energetycznej kraju. Inwestycje w zero- i niskoemisyjne źródła energii są nieuniknione. Dostosowanie polskiego miksu energetycznego do unijnych wymogów do 2040 r. będzie kosztować od 250 do 400 mld zł. Koncern multienergetyczny powinien przygotować strategię na najbliższych 10, 20 i 30 lat (w nawiązaniu do Zielonego Ładu) i ocenić, czy aby nie powinien zwrócić się właśnie w tym kierunku. Wystarczy spojrzeć na niedawne oświadczenia *BP* i zastanowić się, czy Brytyjczycy nie pokazują drogi innym koncernom związanym z wydobyciem węglowodorów.

Pewne jest, że procesy akwizycyjne pozytywnie wpłyną na wzrost biznesowej dywersyfikacji *Orlenu*. Przejęcie koncernu *Energa* zapewni *Orlenowi* pozycję lidera w sektorze energii elektrycznej, przejęcie *Lotosu* ugruntuje pierwszoplanową rolę w sektorze petrochemicznym i wydobyciu ropy naftowej, a przejęcie *PGNiG-u* – w sektorze gazu ziemnego. Warto też zauważyć, jak bardzo multienergetycznym koncernem chce być *Orlen*. W Trzebini zamierza przekształcać surowce pochodzenia roślinnego w ekologiczny kwas mlekowy, w płockiej rafinerii dzięki instalacji *visbreakingu* z każdej baryłki ropy naftowej otrzyma więcej benzyny i oleju napędowego, w Świnoujściu odbierze transporty LNG, na Bałtyku zbuduje farmy wiatrowe, rozwinie rynek biogazu, a w międzyczasie zainwestuje za granicami kraju – od Kanady po Chiny. Wszystkie te zamierzenia są wykonalne, i nawet wiele innych, gdy będzie kontynuowana polityka przejętych podmiotów, ale wydaje się, że skupienie kapitału powinno przede wszystkim służyć rozwojowi dużych przedsięwzięć w dziedzinie gospodarki niskoemisyjnej, inwestycjom w sektor *offshore* czy pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych.

Miejmy nadzieję, że projekty rozpoczęte przez przejęte spółki nie spowodują rozproszenia kapitału i zmarnowania potencjału konsorcjum. Trzeba liczyć się z tym, że spełniając wymogi KE, sytuacja *Orlenu* na polskim rynku w początkowym stadium będzie gorsza, aniżeli obecnie *Orlenu* i *Lotosu* razem wziętych. W momencie przejęcia największym beneficjentem transakcji okaże się Skarb Państwa, który przy okazji zbycia akcji *Energii* na początku roku zarobił 1,78 mld złotych. W *Lotosie* posiada 53,2% akcji o wartości ok. 6,2 mld zł, natomiast w *PGNiG-u* 71,9% akcji, wycenianych obecnie na ok. 27,3 mld złotych. Tym samym po sprzedaży do budżetu trafi poważny

zastrzyk finansowy – od kilkunastu do nawet 30 mld złotych – kosztem bardzo napiętego bilansu *Orlenu*, który w najbliższym czasie może ograniczać inwestycje.

Dodatkowe zaniepokojenie mogą budzić ewentualne kolejne wymagania Komisji Europejskiej, które być może zostaną wystosowane w odniesieniu do przejęcia *PGNiG* przez *Orlen*. Pomijając kwestię potencjału rozwojowego i tego, która z firm powinna być *de facto* liderem fuzji, a patrząc jedynie na decyzje w sprawie przejęcia *Lotosu*, aż strach jest pomyśleć, jakie zobowiązania zostaną narzucone takiej transakcji. Należy zastanowić się, jak bardzo budowa multienergetycznego koncernu o europejskim potencjale osłabi obecną mocną pozycję kilku polskich firm na rynku wewnętrznym, czy da wymierne korzyści w inwestycjach zagranicznych i co poza jednorazowymi wpływami do budżetu realnie przyniesie polskiemu sektorowi energetycznemu.

Polska. *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo* otrzymało od *Gazpromu* zwrot środków z tytułu nadpłaty za dostawy gazu w latach 2014–2020. W ten sposób został zrealizowany wyrok Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie, który zmienił sposób ustalania ceny w kontrakcie jamalskim. Na konto Polskiej spółki wpłynęło ponad 1,6 mld USD, po czym musiała ona zwrócić *Gazpromowi* ok. 90 mln USD z tytułu uwzględnienia niedopłaty w miesiącach dla Rosjan niekorzystnych. Prezes *PGNiG* Jerzy Kwiecieński poinformował o wpłacie, a osiągnięte porozumienie uznał za zrealizowane terminowo. *Nowa formuła cenowa jest zdecydowanie bardziej korzystna od poprzedniej. Silniejsze powiązanie ceny, jaką płacimy za paliwo kupowane od Gazpromu, z notowaniami gazu w Europie Zachodniej oznacza dla PGNiG zasadniczą poprawę warunków prowadzenia działalności handlowej do końca obowiązywania kontraktu jamalskiego* – podkreślił prezes *PGNiG*. Władze koncernu wielokrotnie już deklarowały, że nie przedłużą długoterminowego kontraktu z *Gazpromem* po 2022 r.

Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu świętował na początku lipca przyjęcie setnego transportu skroplonego gazu ziemnego do Polski. Pierwsze dwa ładunki, które trafiły do terminalu na przełomie 2015 i 2016 r., posłużyły do rozruchu technicznego instalacji. Pierwsza komercyjna dostawa została odebrana w czerwcu 2016 r. Od tamtego czasu z roku na rok objętość dostarczanego gazu systematycznie wzrasta. Łącznie zaimportowano ok. 11 mld m³ gazu ziemnego (po regazyfikacji), pochodzących z 67 transportów z Kataru, 21 ze Stanów Zjednoczonych, 11 z Norwegii oraz 1 z Trynidadu i Tobago. LNG stanowi ważny element dywersyfikacji źródeł pozyskiwania gazu ziemnego przez *PGNiG*. W 2019 r. udział LNG w imporcie gazu ziemnego przekroczył 23% i zaczął stanowić istotną przeciwwagę dla dostaw z kierunku wschodniego.

Ekspansję na chińskim rynku rozpocznie *Orlen China*, spółka powołana przez *Orlen* celem wzmocnienia pozycji na tym perspektywnym rynku, jak również w sąsiednich krajach. Pierwszy etap działalności tej spółki, zarejestrowanej w mieście Suzhou (prowincja Jiangsu), obejmie sprzedaż olejów silnikowych, które do tej pory były dystrybuowane w Chinach za pośrednictwem zewnętrznych partnerów. Zdaniem władz PKN *Orlen* zmiana modelu sprzedaży i powołanie nowej spółki pozwolą w ciągu

najbliższych trzech lat wygenerować kilkakrotnie wyższy zysk operacyjny niż obecnie. Takie stwierdzenie jest odważną deklaracją w dobie pandemii, wojny celnej oraz wzajemnych oskarżeń rzucanych przez Państwo Środka i USA. Nawet twitterowe konwersacje ambasador USA w Polsce, Georgette Mosbacher, i ambasadora Chin, Liu Guangyuana, świadczą o podrażnieniu relacji pomiędzy mocarstwami i ich otwartym przedstawianiu na arenie międzynarodowej. Wprawdzie chińskie PKB jako pierwsze notuje odbicie po koronawirusie, Partia Komunistyczna dąży do realizacji projektu Nowego Jedwabnego Szlaku, a gospodarka do oficjalnego zrzucenia USA z tronu największej gospodarki świata, jednak realizacja tak śmiało wyznaczonych przez *Orlen China* celów, zwłaszcza bez pomocy aparatu państwowego w Chinach, może być w najbliższych latach trudna do zrealizowania.

Świat. Firma *Rystad Energy* szacuje, że w pierwszej połowie 2020 r. globalne odkrycia węglowodorów konwencjonalnych osiągnęły zaledwie 4,9 mld boe i były to najsłabsze wyniki pierwszej połowy roku w XXI w. Liczba odkryć spadła o 31% (z czego 55% stanowi gaz ziemny), a ich kubatura o 42% względem analogicznego okresu w roku ubiegłym. Najbardziej udanymi miesiącami były styczeń i maj, gdy odkryto m.in. złoża Jebel Ali w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, Maka Central w Surinamie, Uaru w Gujanie i 75 Lat Zwycięstwa w Rosji. Najgorszym miesiącem był czerwiec, kiedy dokonano jedynie trzech niewielkich odkryć na lądzie o łącznej objętości 16 mln boe. Około 73% zasobów odkrytych w tym roku znajduje się w Rosji, Ameryce Południowej i na Bliskim Wschodzie. Na drugim końcu plasują się Afryka i Australia z mniej niż 1%. Około 70% zasobów odkryto na morzu. W pierwszej połowie roku odkryto w sumie 49 konwencjonalnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, w tym 27 odkryć ogłoszono w okresie globalnej blokady i ograniczenia podróży.

Chociaż zakazy podróży i związane z nimi problemy logistyczne nie miały większego wpływu na projekty w fazie testowania oraz ukończenia, spowodowały jednak opóźnienia w realizacji projektów na etapach początkowych i wiercenia. Zakończono wiercenie 14 odwiertów o dużym oddziaływaniu na rynek paliwowy, a do końca roku planuje się wykonanie kolejnych 11, w tym w Surinamie, Gujanie, Afryce Południowej, Timorze Wschodnim, Norwegii i Rosji. Szacuje się, że globalna działalność poszukiwawcza na morzu osiągnie w tym roku najniższy poziom od 20 lat.

Stany Zjednoczone. W drugiej połowie lipca *Chevron* kupił za 5 mld USD teksańską firmę *Noble Energy*. Wartość transakcji, wliczając spłacenie długu, wyniesie 13 mld USD, a finalizacja ma nastąpić w ostatnim kwartale roku. Dzięki akwizycji *Chevron* zapewnił sobie zarówno niskokosztowe zasoby rozpoznane, jak i atrakcyjne złoża niezagospodarowane. Rezerwy ropy naftowej i gazu ziemnego w portfolio firmy zwiększą się o ok. 18%. Średni koszt nabycia zasobów rozpoznanych szacuje się na mniej niż 5 USD/boe, natomiast prognozowanych – na poniżej 1,5 USD/boe. Dzięki przeprowadzonej transakcji *Chevron* wzmocnił swoją pozycję w USA, pozyskując obszary wydobywcze w basenie permskim (wzmocnienie pozycji w Delaware), basenie Denver (nowe złoża niekonwencjonalne z konkurencyjnymi

zwrotami) i Eagle Ford (ugruntowanie pozycji w regionie) oraz zdywersyfikował portfel poprzez nabycie aktywów w basenie Morza Śródziemnego (potencjalnie wysokie zwroty i przepływy pieniężne przy niskich wymaganiach kapitałowych w Izraelu), a także otrzymał istotne koncesje w Gwinei Równikowej. Zdaniem zarządu *Chevronu* transakcja przyniesie zwrot już po roku od jej finalizacji, przyjmując cenę ropy *Brent* na poziomie 40 USD za baryłkę. *Noble Energy* nie jest jedyną spółką przejętą przez Amerykański koncern w ostatnich tygodniach. Pod koniec czerwca *Chevron* sfinalizował przejęcie *Puma Energy Australia Holdings* za kwotę 425 mln dolarów australijskich.

Rosja. *Gazprom* oficjalnie rozpoczął budowę odpornej na lód i niskie temperatury platformy wiertniczej, przeznaczonej do prowadzenia prac na polu gazowym Kamennomysskoye, zlokalizowanym na szelfie arktycznym w Zatoce Obkiej. Szacuje się, że znajdujące się w osadach cenomanu złoża gazu ziemnego ma objętość 555 mld m³, a rozpoczynając się w 2025 r. wydobyte osiągnie wydajność 15 mld m³ rocznie. Ze względu na trudne warunki klimatyczne, temperatury spadające poniżej -60°C, częste sztormy, płytkie wody zatoki (5–12 m) i grubą pokrywę lodową, *Gazprom* reklamuje swój projekt jako realizowany w najbardziej ekstremalnych warunkach na świecie.

Platforma posłuży do wykonania 33 odwiertów kierunkowych, a z przewodowych platform satelitarnych firma chce odwiercić kolejne 22 otwory. Zostanie ona trwale zamocowana na błotnistym dnie Zatoki Obkiej na palach o średnicy ponad 2 m, wbijanych na głębokość ok. 50 m. Konstrukcja, której montaż będzie realizowany w Kaliningradzie, w rejon złoża zostanie przetransportowana latem 2024 r. Generalnym projektantem i wykonawcą platformy jest *Krasnoyarsk-gazprom Neftegazproject*.

Obszary ulokowane za kołem podbiegunowym mogą się stać motorem napędowym rosyjskiego wydobywania gazu ziemnego. Do 2035 r. będzie z nich pochodzić 90% gazu ziemnego pozyskiwanego w Rosji. W tym samym czasie z rejonów arktycznych będzie pochodzić ok. 25% ropy naftowej. Rosja wspiera swoje firmy ulgami i zwolnieniami z płacenia podatków od wydobywania i innymi bonifikatami w celu zwiększenia zagospodarowania obszarów arktycznych. Szczególną uwagę zwraca się na gaz skroplony, który ma się stać istotnym źródłem dochodu Moskwy. Do 2025 r. Rosja, głównie poprzez działalność firm *Novatek* i *Gazprom*, planuje osiągnąć 15% udziału w globalnym rynku LNG.

Chiny. Nawet po załamaniu cen na rynku paliw, spowodowanym koronawirusem, Chiny zamierzają wydobycić w tym roku o 1% więcej ropy naftowej i o 4,3% więcej gazu ziemnego niż w 2019 r., zapewniając bezpieczeństwo energetyczne kraju. Zgodnie z rocznym planem wydobywania, wydanym przez krajową administrację energetyczną, największy na świecie konsument energii postawił sobie za

cel wyprodukowanie 193 mln t ropy naftowej oraz 181 mld m³ gazu ziemnego. Aby osiągnąć ten cel, Chiny mają się skupić na rozbudowie kluczowych projektów – morskiego w zatoce Pohaj oraz lądowych w prowincji Syczuan, basenie Erdos i zachodnim regionie Xinjiang. Ponadto nastąpi przyspieszenie rozwoju technologii w sektorach odnawialnych źródeł energii, paliwa etanolowego i przekształcania węgla w ciecz. Użycie węgla w miksie energetycznym zostanie obniżone o 0,2%, do poziomu 57,5%. Plan obowiązujący do końca 2020 r. zakłada wytwarzanie ze źródeł niekopalnych, obejmujących energię wodną, słoneczną, wiatrową i jądrową, energii o mocy 900 GW, podczas gdy pod koniec ubiegłego roku szacowano, że ze źródeł tych będzie pochodzić mniej niż 820 GW.

Wartym uwagi ruchem chińskiej administracji jest utworzenie *China Oil & Gas Piping*, nowego giganta budującego państwowe rurociągi. Rząd Państwa Środka zażądał od trzech największych państwowych korporacji naftowych, *China National Petroleum Corporation (CNPC)*, *Sinopec* i *China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)*, przeniesienia zarządzania połową swoich terminali skroplonego gazu ziemnego do nowo utworzonej firmy, kontrolowanej przez państwo. To pierwszy krok w chińskim planie konsolidacji infrastruktury rurociągów naftowych i gazowych. Połączenie chińskiej infrastruktury rurociągów w jedną firmę i otwarcie dostępu do niej zagranicznym i prywatnym producentom pomogłoby państwowym firmom naftowym i gazowym skoncentrować się na poszukiwaniach i wydobywaniu w czasie, gdy Chiny chcą zwiększyć krajową produkcję. Dziesięć terminali LNG, które mają być przeniesione do nowej spółki, to siedem terminali zarządzanych przez *CNOOC*, dwa pod egidą *CNPC* i jeden należący do *Sinopec*.

Ograniczanie emisji CO₂. Największe na świecie koncerny naftowe ustanowiły jako wspólny cel ograniczenie emisji dwutlenku węgla. Do członków inicjatywy, takich jak *BP*, *Chevron*, *CNPC*, *Eni*, *Equinor*, *Occidental*, *Petrobras*, *Repsol*, *Shell* i *Total*, dołączyły również *ExxonMobil* i *Saudi Aramco*. Sojusz *OGCI (The Oil and Gas Climate Initiative)*, do którego przystąpili dyrektorzy generalnych największych światowych koncernów naftowych i gazowych, wyznaczył jako cel zmniejszenie łącznej średniej emisji dwutlenku węgla w przedsiębiorstwach członkowskich do 20–21 kg ekwiwalentu dwutlenku węgla na baryłkę ekwiwalentu ropy naftowej (CO₂e/boe) do 2025 r., od wartości bazowej 23 kg CO₂e/boe w 2017 r. Niektóre firmy europejskie mają indywidualne, bardziej radykalne cele dotyczące ograniczenia emisji, a niektóre z nich, jak *BP*, zobowiązały się do osiągnięcia zerowego poziomu energii do roku 2050.

Źródła: *AmCham*, *Bankier*, *Biznesalert*, *Chevron*, *European Commission*, *Gaz-system*, *Gazprom*, *Instytut Jagielloński*, *Oil and Gas 360*, *Oil and Gas Journal*, *Oilprice*, *Orlen*, *PGNiG*, *Rystad Energy*