

Pandemia wpływa korzystnie na rozwój projektów innowacyjnych w branży

Michał Tarka

Czas pandemii COVID-19 to dla branży czas wzmożonej pracy intelektualnej nad przygotowaniem biogazowych projektów inwestycyjnych pod tzw. *New Green Deal*, czyli realizacji tak potrzebnej i perspektywicznej transformacji gazownictwa w kierunku gospodarki niskoemisyjnej.

Pomimo oczywistych ograniczeń w działalności spółek z branży gazowniczej, wynikających z zaleceń i norm antywirusowych, spółki w branży (szczególnie z grupy PGNiG) pracują nad strategią wejścia w nową perspektywę dotyczącą transformacji energetycznej, mającą na celu pozyskanie środków na nowe inwestycje. Również nasi partnerzy unijni z Brukseli, nie tracąc czasu, przygotowują kolejne propozycje legislacyjne, mające dostosować branżę energetyczną do dynamicznie zmieniających się oczekiwań społecznych i gospodarczych całej Unii Europejskiej. W ramach tzw. *New Green Deal* – z jednej strony – obserwujemy ogłoszony przez nową Komisję Europejską budżet na transformację energetyczną, a z drugiej – widoczne są zapowiedzi dość intensywnego regulowania zarówno rynku gazu ziemnego, jak i rewizji systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii, z wyraźnymi korzyściami dla graczy zainteresowanych udziałem w transformacji.

W tym zakresie jednym z kluczowych odnawialnych źródeł energii dla branży, zdefiniowanym w art. 2 pkt 1 dyrektywy RED II, stają się biogaz, biometan i biowodór, a więc gazy pochodzące z odpadów rolniczych, wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i innych źródeł biologicznych. Biogaz, *expressis verbis* zdefiniowany jest również jako paliwo gazowe wyprodukowane z biomasy, a więc jego stosowanie znajduje odzwierciedlenie w regulacjach dotyczących sektora gazowego (art. 2 pkt 28 dyrektywy RED II).

Unormowania dotyczące biogazu znajdują się również w dyrektywie 2009/73/WE, która zawiera systemowe uwarunkowania dotyczące zasad funkcjonowania sektora gazowego. W tym zakresie wskazuje się, że konkurencyjne zasady, wprowadzane przedmiotową dyrektywą, dotyczą nie tylko gazu ziemnego i LNG, ale w niedyskryminacyjny sposób mają również zastosowanie do biogazu oraz innego biogazu pozyskiwanego z biomasy, o ile ich wprowadzanie do systemu gazowego i transport systemem gazowym są technicznie wykonalne i zgodne z normami bezpieczeństwa. W związku z tym jedynym warunkiem zastosowania owych konkurencyjnych rozwiązań w stosunku do biogazu, chociażby w zakresie dostępu do infrastruktury gazowej, jest konieczność zagwarantowania bezpieczeństwa oraz odpowiednich warunków technicznych, umożliwiających zatłaczanie biogazu do sieci gazowej. Ponadto, w motywie 41 preambuły do dyrektywy 2009/73/WE prawodawca europejski zwrócił uwagę, że niedyskryminacyjny dostęp do systemu gazowego dla biogazu powinien uwzględniać charakterystykę chemiczną tych gazów. Wobec powyższego należy wskazać, że dyrektywa 2009/73/WE, co do zasa-

dy, zapewnia dostęp instalacjom wytwarzającym biogaz do gazowej infrastruktury technicznej, choć umożliwia państwom członkowskim ograniczenie tego dostępu ze względu na parametry techniczne i chemiczne (jakościowe) wytwarzanego biogazu. Natomiast w motywie 26 wskazano, że państwa członkowskie powinny podjąć konkretne środki w celu wsparcia szerszego stosowania biogazu i gazu z biomasy, których producenci, pod wskazanymi powyżej warunkami, powinni uzyskać niedyskryminacyjny dostęp do systemów gazowych.

Na konieczność zastosowania wielu instrumentów prawnych w zakresie wspierania integracji odnawialnych źródeł energii z odpowiednimi sieciami energetycznymi wskazują również dyrektywy RED I i RED II. O ile zatem unormowania zawarte w dyrektywie RED I w zdecydowanej większości dotyczyły instrumentów kierowania do instalacji OZE, wykorzystujących biogaz do produkcji energii elektrycznej, to unormowania zawarte w dyrektywie RED II większy nacisk kładą na wprowadzenie biogazu do sieci gazowych, a następnie jego wykorzystanie jako stabilne i podlegające magazynowaniu paliwo z OZE do celów transportowych, w tym zarówno bezpośrednio jako bioLPG, bioLNG bądź bioCNG lub jako biokomponent do produkcji tradycyjnych paliw transportowych drugiej generacji (zaawansowanych) z wykorzystaniem biowodoru.

W zakresie dostępu do sieci gazowej państwa członkowskie oceniają konieczność rozszerzenia istniejącej infrastruktury sieci gazowniczej, aby ułatwić integrację gazu ze źródeł odnawialnych. Państwa członkowskie mogą również nałożyć na gazowych operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych na swoim terytorium obowiązek publikowania przepisów technicznych dotyczących zasad przyłączenia do sieci, które obejmują wymagania odnoszące się do jakości, nawaniania i ciśnienia gazu, a także obowiązek publikacji taryf przyłączeniowych za przyłączenie gazu z odnawialnych źródeł na podstawie obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriów (art. 20 dyrektywy RED II). Unormowania te przesądzą, że koszty związane z transportem biogazu sieciami gazowymi nie powinny być sztucznie zawyżane, uniemożliwiając w ten sposób dostęp do sieci gazowej. Co więcej, wskazano, że koszty przyłączenia do sieci gazowej dla nowych producentów gazu z odnawialnych źródeł energii powinny mieć charakter obiektywny, przejrzysty i niedyskryminujący. Ponadto, właściwie uwzględnione powinny być korzyści, jakie daje sieci gazowej przyłączenie nowych i lokalnych producentów gazu z odnawialnych źródeł energii. W związku z tym państwa członkowskie UE nie powinny obciążać wytwórców biogazu całością kosztów

związanych z przyłączeniem ich instalacji do sieci gazowej. Należy zatem wskazać, że w aktualnym stanie prawnym przepisy unijne jednoznacznie wskazują na konieczność integrowania sieci gazowej z instalacjami OZE wytwarzającymi biogaz, choć nie formułują w tym zakresie jednolitych standardów jakościowych, pozostawiając tę kwestię poszczególnym państwom członkowskim. Oznacza to, że parametry jakościowe i fizykochemiczne umożliwiające zatłaczanie biometanu do sieci gazowej, mogą przyjmować różny poziom w poszczególnych państwach członkowskich (J. Holewa, E. Kukulska-Zając, M. Pęgielska, „Analiza możliwości wprowadzania biogazu do sieci przesyłowej”, „Nafta-Gaz” 8/2012, s. 524).

Sygnalizacyjnie należy jedynie wskazać, że prawodawca europejski, wprowadzając unormowania zawarte w art. 25–31 dyrektywy RED II, dąży do zwiększenia roli energii odnawialnej w sektorze transportu. W tym zakresie w art. 25 dyrektywy RED II wprowadzono obowiązek, aby dostawcy paliw do 2030 roku zapewнили co najmniej 14-procentowy udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii w sektorze transportowym – tzw. udział minimalny – z czego wkład zaawansowanych biopaliw i biogazu, wyprodukowanych z surowców wymienionych w załączniku IX część A do dyrektywy RED II jako udział w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu, ma wynieść co najmniej 0,2% w 2022 roku, co najmniej 1% w 2025 roku i co najmniej 3,5% w 2030 roku. Co więcej, zgodnie z art. 27 ust. 2 lit a) dyrektywy RED II, udział biopaliw i biogazu dla transportu, wyprodukowanych z surowców wymienionych w załączniku IX, może być uznany za dwukrotność ich wartości energetycznej. W kontekście tych unormowań biogaz wprowadzany do sieci gazowej zyskuje strategiczne znaczenie dla sektora paliwowego, ponieważ może być stosowany bezpośrednio, jako gazowe paliwo transportowe w postaci bioCNG lub bioLNG, ale również może stanowić biokomponent dla transportu, będący produktem przetwarzania we wspólnym procesie biomasy (biogazu) i paliw kopalnych (ropy naftowej). W tym zakresie ważny jest jeszcze art. 28 ust. 4 dyrektywy RED II, w którym wskazano, że do 31 grudnia 2021 roku KE przyjmuje akty delegowane, zgodnie z art. 35, w celu uzupełnienia niniejszej dyrektywy, poprzez określenie metodyki wyznaczania udziału biopaliwa oraz biogazu dla transportu, będących produktem przetwarzania we wspólnym procesie biomasy i paliw kopalnych (...).

Niezależnie od instrumentów prawnych wspierających integrację instalacji OZE z siecią gazową oraz zagadnień związanych ze zwiększeniem stosowania biogazu w transporcie, kluczowe unormowania z punktu widzenia prowadzonych rozważań zawarte są w art. 4 ust. 1 dyrektywy RED II. Prawodawca europejski wskazał tam, że w celu osiągnięcia lub przekroczenia unijnego celu w zakresie 32% udziału OZE, realizowanego na poziomie krajowym przez wkład każdego państwa członkowskiego w jego realizację, państwa członkowskie mogą stosować systemy wsparcia w odniesieniu do rozpozyszczenia stosowania energii odnawialnej. W konsekwencji prawodawca europejski dopuszcza możliwość tworzenia na poziomie krajowym odpowiedniego systemu wsparcia, zachęcającego przedsiębiorców do dostarczania na rynek poszczególnych rodzajów energii z OZE, w tym zwłaszcza w postaci instrumentów operacyjnego wsparcia prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania biogazu.

Pomoc operacyjna stanowi formę finansowego wsparcia bieżącej działalności wytwórców energii z OZE, a więc polega na generowaniu różnego rodzaju dodatkowych przychodów związanych z wytwarzaniem określonego rodzaju energii z OZE. W założeniach tego rodzaju pomoc państwa pokrywa różnicę między kosztami wytwarzania ener-

gii z OZE a rynkową ceną danego rodzaju energii, ustalaną, co do zasady, przez najtańsze źródła w postaci paliw kopalnych.

Wskazane kompetencje państw członkowskich w stosunku do tworzenia instrumentów wsparcia OZE w sektorze gazowym nie są poddane ograniczeniom dotyczącym form prawnych ukształtowania tych instrumentów wsparcia, zawartych w art. 4 ust. 2–8 dyrektywy RED II – tak jak to jest w stosunku do instrumentów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej. Niemniej jednak unormowania te znajdują zastosowanie bez uszczerbku dla art. 107 i 108 TFUE, co oznacza, że muszą być zgodne z regułami dozwolonej pomocy publicznej w UE.

Możliwość legalnego stosowania instrumentów pomocowych podlega szczegółowemu nadzorowi ze strony Komisji Europejskiej, w drodze zastosowania tzw. wyłączeń grupowych zawartych w rozporządzeniu 651/2014 – potocznie określane jako GBER (ang. *General Block Exemption Regulation*) albo w drodze oceny przez KE indywidualnego zawiadomienia o zamiarze przyznania pomocy przez dane państwo członkowskie (tzw. notyfikacja), której szczegółowa procedura unormowana jest w rozporządzeniu Rady (UE) nr 2015/1589 z 13 lipca 2015 roku, ustanawiającego szczegółowe zasady stosowania art. 108 TFUE (Dz. Urz. UE L 249, 24.9.2015, s. 9). W tym zakresie należy wskazać, że o ile rozporządzenie 651/2014 nie zawiera szczegółowych unormowań w zakresie możliwości tworzenia odpowiednich instrumentów operacyjnego wsparcia wytwarzania biogazu, to prawidłowe unormowania prawne można znaleźć w pkt. 131 wytycznych EEAG (komunikat Komisji Europejskiej określający „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020” (Dz. Urz. UE C z 2014 r. nr 200, s. 1). Oznacza to, że poszczególne państwa członkowskie, tworząc odpowiednie instrumenty operacyjnego wsparcia wytwarzania biogazu wprowadzanego do sieci gazowej, powinny skorzystać z procedury indywidualnej notyfikacji środka pomocowego. Pomoc operacyjna na energię ze źródeł odnawialnych inną niż energia elektryczna zostanie uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym, jeżeli spełnione zostaną łącznie następujące warunki: a) pomoc na jednostkę energii nie przekracza różnicy między łącznymi uśrednionymi kosztami produkcji energii z wykorzystaniem danej technologii a ceną rynkową odnośnego rodzaju energii; b) uśrednione koszty produkcji energii mogą obejmować zwykłą stopę zwrotu z kapitału, obliczając uśrednione koszty produkcji energii, od łącznej kwoty inwestycji odejmuje się kwotę pomocy inwestycyjnej; c) koszty produkcji są regularnie aktualizowane, przynajmniej co rok; oraz d) aby uniknąć sytuacji, w której kwota pomocy operacyjnej obliczona na podstawie uśrednionych kosztów produkcji energii przekroczyłaby kwotę amortyzacji inwestycji, pomoc przyznaje się wyłącznie do czasu pełnej amortyzacji instalacji zgodnie z przyjętymi zasadami rachunkowości.

Mając zatem na uwadze powyższe rozważania dotyczące unijnych zasad stosowania biogazu w sektorze gazowym, a także możliwości tworzenia odpowiednich instrumentów wspierających jego wytwarzanie, warto w okresie pandemii dokonać przeglądu obowiązujących obecnie unormowań prawnych w zakresie biogazu wprowadzanego do sieci gazowej w polskim ustawodawstwie, a następnie osadzić te unormowania we współpracy rządu z branżą, w otoczeniu rynkowym wpływającym na popyt i podaż paliw gazowych w postaci paliw produkowanych z biogazu, nie czekając biernie na alokację środków unijnych związanych z transformacją energetyczną polskiej gospodarki.

Michał Tarka, partner w Kancelarii Prawnej SMM Legal Maciak Mataczyński Adwokaci sp.k.