

czerwiec 2024

Przegląd gazowniczy

nr 2 (82)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

DEKARBONIZACJA W GAZOWNICTWIE



Fit for 55 i Pakiet Wodorowo-Gazowy.

Nowy krajobraz regulacyjny dla rynków wodoru, biometanu i gazu ziemnego

Tomasz Brzeziński

W grudniu 2024 roku minie 5 lat od opublikowania Europejskiego Zielonego Ładu, zakładającego redukcję do 2030 roku emisji gazów cieplarnianych (GHG) przez UE o 55% w porównaniu z poziomem z 1990 roku i pełną neutralność klimatyczną gospodarki UE do 2050 roku (cele te usankcjonowano prawnie w rozporządzeniu Europejskie Prawo o Klimacie). Obecnie finalizowany jest proces legislacyjny dotyczący dwóch kluczowych pakietów, tj. *Fit for 55* i Pakietu Wodorowo-Gazowego, które mają realizować ww. cele.

Europejski Zielony Ład już w 2019 roku stanowił znaczące podniesienie poziomu planowanej redukcji emisji GHG w porównaniu z celem wskazanym w decyzji Rady UE z 5 października 2016 roku w sprawie zawarcia porozumienia paryskiego (zakładał 40% redukcji GHG do 2030 roku). Transformacja energetyczna była wówczas postrzegana głównie jako narzędzie przeciwdziałania globalnemu ociepleniu. Wkrótce nabrała jednak nowego znaczenia. W 2020 roku wybuchła pandemia oraz związany z nią kryzys gospodarczy i okazało się, że zielone technologie mają stanowić dźwignię odbudowy gospodarczej po pandemii (główny cel KPO). Jeszcze w trakcie trwania pandemii, za sprawą kryzysów energetycznych wywołanych przez Rosję (jesień/zima 2000/2021), a ostatecznie w następstwie jej napaści na Ukrainę 24 lutego 2022 roku, transformacja energetyczna stała się kluczowym narzędziem budowania bezpieczeństwa energetycznego i niezależności od paliw kopalnych ze wschodu, głównie poprzez produkcję energii z OZE opartą na własnych zasobach. Po raz pierwszy doszło do tak dużych synergii między celami klimatycznymi i celami w zakresie bezpieczeństwa energetycznego UE.

REPowerEU i nowy poziom celów OZE w RED III

W takim kontekście geopolitycznym Komisja Europejska w maju 2022 roku przedstawiła plan REPowerEU, obejmujący zestaw działań mających umożliwić szybkie uniezależnienie się UE od importu paliw kopalnych z Rosji. REPowerEU i towarzyszący mu dokument roboczy KE przewidują m.in.:

- przyspieszenie wykorzystania wodoru odnawialnego jako przyszłego zamiennika gazu ziemnego poprzez osiągnięcie 10 mln ton rodzimej produkcji i 10 mln ton przywozu wodoru odnawialnego (w tym 4 mln ton zielonego amoniaku) do 2030 roku,
- zwiększenie zrównoważonej unijnej produkcji biometanu do 35 mld m³ do 2030 roku,
- pozyskanie alternatywnych dostawców oraz uruchomienie unijnej platformy energetycznej na rzecz dobrowolnych wspólnych zakupów gazu, LNG i wodoru,
- ograniczenie zapotrzebowania na gaz ziemny o dodatkowe 35 mld m³ gazu ziemnego do 2030 roku (ponad to, co założono w ramach pakietu *Fit for 55*),

- dalsze podniesienie unijnego celu wykorzystania energii z OZE w całkowitym zużyciu (z 40 do 45%),
- zwiększenie celu unijnego w dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej (do 13%).

W czasie prac nad pakietami *Fit for 55* i Pakietem Wodorowo-Gazowym doszło zatem do kolejnej istotnej korekty w górę wysokości celów OZE, w tym również do podniesienia oczekiwań dotyczących tempa odchodzenia w sektorze gazowym od gazu ziemnego na rzecz odnawialnych paliw gazowych produkowanych z biomasy oraz paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (RFNBO).

Dyrektywa RED III z 18 października 2023 roku, zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001 (dyrektywa OZE) zwiększyła unijny cel udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 roku do co najmniej 42,5% (poprzedni cel wynosił 32%), przy czym państwa członkowskie mają wspólnie dążyć do zwiększenia tego udziału w 2030 roku do 45% (art. 3). Po raz pierwszy w dyrektywie OZE określono orientacyjny roczny wzrost wykorzystania energii z OZE w przemyśle średnio o co najmniej 1,6% rocznie do 2030 roku. RED III przewiduje również zmniejszenie o 14,5% intensywności emisji GHG pochodzących z paliw transportowych lub osiągnięcie ogólnego poziomu 29% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii we wszystkich sektorach transportu (wobec udziału 14% zakładanego w RED II). W ciepłownictwie i chłodnictwie określono ścieżkę stopniowego zwiększania udziału OZE w ogrzewaniu i chłodzeniu o co najmniej 0,8 punktu procentowego rocznie do 2025 roku oraz o co najmniej 1,1 punktu procentowego w latach 2026–2030.

Wodór odnawialny RFNBO

RED III wyznacza cel unijny wykorzystania wodoru RFNBO w przemyśle. Zgodnie z nowym art. 22a dyrektywy o OZE, wśród paliw RFNBO stosowanych do celów związanych z energią końcową i celów innych niż energetyczne wodór ma stanowić przynajmniej 42% do 2030 roku i 60% do 2035 roku. Sposób zredagowania tego przepisu może budzić pewne wątpliwości interpretacyjne, natomiast na podstawie informacji publikowanych przez KE i stanowisk MKiŚ, przedstawionych m.in. w projekcie aktualizacji KPEiK, uzasadnione wydaje się podejście, zgodne z którym wodór RFNBO ma stanowić 42% do 2030 roku i 60%

do 2035 roku w całkowitym wykorzystaniu wodoru w przemyśle do celów związanych z energią końcową i celów innych niż energetyczne. Ponadto, państwa członkowskie zobowiązane są do nałożenia na dostawców paliw transportowych obowiązku zapewnienia, że łączny udział zaawansowanych biopaliw i biogazu oraz RFNBO w energii dostarczonej do sektora transportu wyniesie co najmniej 1% w 2025 roku i 5,5% w 2030 roku, w tym że udział RFNBO wyniesie co najmniej 1% w 2030 roku.

Dodatkowo, RED III po raz pierwszy w historii ustala orientacyjny cel udziału energii z OZE w transporcie morskim, stanowiąc, że państwa członkowskie posiadające porty morskie dążą do tego, aby od 2030 roku udział RFNBO w całkowitej ilości energii dostarczonej do sektora transportu morskiego wynosił co najmniej 1,2% (art. 25 dyrektywy OZE).

Zgodnie z rozporządzeniem AFIR z 13 września 2023 roku (w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych) państwa członkowskie zobowiązane są do uruchomienia do 31 grudnia 2030 roku minimalnej liczby ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru wzdłuż bazowej sieci TEN-T, w odległości nie większej niż co 200 km (art. 6) a także, aby w każdym węźle miejskim oddano do użytku co najmniej jedną ogólnodostępną stację tankowania wodoru (MKiŚ zaproponowało już wstępną lokalizację 37 stacji tankowania wodoru wzdłuż głównych dróg w Polsce).

Przekształcona dyrektywa gazowa wchodząca w skład Pakietu Wodorowo-Gazowego, zatwierdzonego przez Radę UE 21 maja 2024 roku, wprowadza m.in. odrębne definicje i przepisy dla infrastruktury wodoru i operatorów infrastruktury wodorowej, a także plany rozwoju sieci oparte na wspólnych scenariuszach obejmujących energię elektryczną, gaz i wodór. Nowe rozporządzenie gazowe, stanowiące drugi element ww. pakietu, przewiduje z kolei m.in. rabaty taryfowe dla gazów odnawialnych oraz obowiązek operatorów gazowych dopuszczania wprowadzania do systemów gazowych paliw gazowych z udziałem wodoru nieprzekraczającym 2%.

Co istotne, RED III i rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1184 z 10 lutego 2023 roku w sprawie unijnej metodyki określającej szczegółowe zasady produkcji RFNBO wprowadzają tzw. zasadę dodatkowości, w świetle której producenci wodoru RFNBO będą mogli uznać wytworzony wodór za wytworzony z odnawialnej energii elektrycznej, jeżeli instalacja wytwarzająca odnawialną energię elektryczną rozpoczęła działanie nie wcześniej niż 36 miesięcy przed instalacją produkującą wodór odnawialny. A zatem, jeżeli wodór elektrolityczny ma być kwalifikowany jako odnawialny i służyć do realizacji celów OZE, to musi zostać wyprodukowany z energii elektrycznej wytwarzanej w nowych źródłach OZE, co oznacza konieczność budowania nowej infrastruktury wytwórczej OZE (fotowoltaika, farmy wiatrowe).

W komunikacie dotyczącym Europejskiego Banku Wodoru [(COM(2023) 156 final)] Komisja Europejska oszacowała, że w perspektywie 2030 roku całkowite potrzeby inwestycyjne w zakresie produkcji, transportu i zużycia 10 mln ton wodoru odnawialnego to około 335–471 mld euro. W międzynarodowych łańcuchach wartości potrzebne będzie dodatkowe 500 mld euro inwestycji, aby umożliwić import 10 mln ton wodoru odnawialnego, w tym w formie jego pochodnych.

Komisja zakłada, że większość inwestycji w sektorze wodoru będzie musiała zostać pokryta z kapitału prywatnego, przy wsparciu z właściwych funduszy UE. Istotnym elementem rozwoju infrastruktury dla wodoru będzie realizacja transgranicznych projektów wodorowych o statusie PCI, takich jak projekt budowy Nordycko-Bałtyckiego

Korytarza Wodorowego do transportu wodoru z Finlandii, przez państwa bałtyckie, do Polski i Niemiec, w którym uczestniczy m.in. OGP GAZ-SYSTEM. Ponadto, w ramach tzw. Europejskiego Banku Wodoru przewidziano dwa mechanizmy finansowania projektów wodorowych z Funduszu Innowacyjnego, wspierające produkcję wodoru odnawialnego w UE i import wodoru odnawialnego do UE w ramach aukcji z premią ekologiczną w postaci dopłaty określonej kwoty do każdego wytworzonego/sprowadzonego kilograma wodoru odnawialnego. Premia ekologiczna odpowiada wyższym kosztom ponoszonym przez tych odbiorców, którzy skłonni są wybrać wodór zamiast paliw kopalnych. Jej wielkość szacuje się na około 90–115 mld euro w odniesieniu do zsumowanych wielkości produkcji i importu wodoru RFNBO, zaplanowanych na 20 mln ton.

Przegląd pakietów legislacyjnych *Fit for 55* oraz Pakietu Wodorowo-Gazowego prowadzi do wniosku, że wodór RFNBO jest obecnie najmocniej promowanym odnawialnym paliwem gazowym. Zakładane poziomy nowych celów wodorowych i potrzeby inwestycyjne związane ze zwiększeniem udziału wodoru odnawialnego RFNBO w gospodarce unijnej są jednak olbrzymie.

29 grudnia 2022 roku Komisja Europejska opublikowała zawiadomienie w sprawie wytycznych dla państw członkowskich dotyczących aktualizacji krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu na lata 2021–2030 (2022/C 495/02). Zgodnie z zawiadomieniem, zaktualizowane KPEiK powinny odzwierciedlać wprowadzanie niezbędnej infrastruktury i zachęć zgodnie z wyznaczonym w planie REPowerEU celem na poziomie 10 mln ton wewnętrznej produkcji wodoru odnawialnego do 2030 roku. W aktualizacji KPEiK należy określić ścieżkę zastąpienia ropopochodnych paliw transportowych poprzez elektryfikację i wykorzystanie odnawialnego wodoru w transporcie drogowym. Zgodnie z celem przywozu 10 mln ton wodoru odnawialnego do 2030 roku, w zaktualizowanych krajowych planach należy uwzględnić także inicjatywy lub działania mające na celu ułatwianie przywozu wodoru odnawialnego.

W przypadku Polski skala wyzwań związana z budową nowej części gospodarki opartej na wodorze odnawialnym jest również ogromna. Obecnie trwają prace nad dostosowaniem polskiej strategii wodorowej oraz kluczowych krajowych polityk energetycznych (PEP 2040 i KPEiK) do zmienionych celów dotyczących wodoru. Zgodnie z projektem aktualizacji KPEiK z 29 lutego 2024 roku MKiŚ szacuje, że Polska w 2030 roku będzie potrzebowała ponad 300 tys. ton wodoru RFNBO, który będzie wykorzystywany w przemyśle i transporcie. Szacuje się, że możliwa do osiągnięcia w 2030 roku jest budowa mocy wytwórczej z niskoemisyjnych źródeł i procesów na poziomie około 2 GW (zgodnie z „Polską strategią wodorową do 2030 roku, z perspektywą do 2040 roku”), co umożliwi produkcję 193,5 tys. ton wodoru odnawialnego rocznie. Wolumen ten nie pokryje całości zapotrzebowania na wodór niskoemisyjny i odnawialny w Polsce w 2030 roku, dlatego pokrycie brakujących wartości wymaga importu surowca. Ponadto, w ramach aktualizacji KPEiK założono konieczność rozwoju infrastruktury do transportu i magazynowania wodoru.

Prace nad ww. dokumentami rządowymi i regulacjami prawnymi wdrażającymi podstawy regulacyjne rynku wodoru w Polsce trwają. Mając na uwadze brak infrastruktury transportowej dla wodoru, zakładaną ogromną kapitałochłonność projektów wodorowych, wspomnianą lukę finansową i wczesny etap rozwoju zielonych technologii wodorowych, które obecnie są w Polsce w zasadzie na etapie B+R, wykonalność celów dotyczących udziału wodoru RFNBO w gospodarce budzi uzasadnione wątpliwości, w związku z czym cele te mogą wyma-

gać urealnienia na poziomie krajowym, a być może także na poziomie orientacyjnych celów unijnych.

Biometan

Zgodnie z REPowerEU i towarzyszącym jego wydaniu dokumentem roboczym, produkcja biometanu w UE ma osiągnąć łącznie 35 mld m³ w 2030 roku, tj. o 17 mld m³ więcej niż pierwotnie zakładano w ramach prac nad pakietem *Fit for 55*. Poziom inwestycji niezbędnych dla osiągnięcia powiększonego celu szacowany jest na około 37 mld euro. W związku z tym w ramach prac nad Pakietem Wodorowo-Gazowym Parlament Europejski zaproponował wprowadzenie wiążącego celu unijnego produkcji biometanu do 2030 roku na poziomie 35 mld m³. Ostatecznie, w toku trilogów zrezygnowano z tej koncepcji i wprowadzono zapisy dotyczące tego celu jedynie do preambuły nowego rozporządzenia gazowego.

Jak wynika z motywów preambuły nowego rozporządzenia gazowego, zatwierdzonego przez Radę UE 21 maja 2024 roku, celem rozporządzenia jest wspieranie w UE produkcji zrównoważonego biometanu. W treści ww. motywu powołano się na wynikające z REPowerEU zwiększenie produkcji zrównoważonego biometanu w UE do 35 mld m³ rocznie do 2030 roku. Ponadto, państwa członkowskie, które ustaliły krajowe trajektorie dla biogazu i biometanu, powinny określić w swoich krajowych planach w zakresie energii i klimatu polityki i środki służące ich rozwojowi, takie jak przyjęcie krajowych strategii w sprawie zrównoważonego biogazu i biometanu lub ustalenie krajowych celów w zakresie rocznej produkcji lub zużycia biometanu, wyrażone w ilościach bezwzględnych albo jako procent objętości gazu ziemnego zużywanego przez odbiorców podłączonych do sieci gazu ziemnego.

29 grudnia 2022 roku KE opublikowała wytyczne dotyczące aktualizacji KPEiK, wskazując, że powinny one odzwierciedlać wprowadzanie niezbędnej infrastruktury i zachęt zgodnie z podwyższonym w planie REPowerEU celem zrównoważonej produkcji 35 mld m³ biometanu do 2030 roku. W zawiadomieniu zachęca się państwa członkowskie, aby włączyły do swoich KPEiK cel zrównoważonej produkcji i wykorzystania biogazu oraz biometanu, z uwzględnieniem krajowego potencjału i kierunków działania, umożliwiających jego osiągnięcie do 2030 i 2050 roku.

Warto w tym kontekście wskazać, że PEP 2040 przewiduje osiągnięcie do 2030 roku zdolności transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej około 10% gazów zdekarbonizowanych (biometan, wodór), nie formułuje jednak konkretnych celów ilościowych w zakresie produkcji biometanu ani w zakresie udziału biometanu w paliwach gazowych, transportowanych sieciami gazowymi, czy w paliwach transportowych.

Należy przy tym zauważyć, że publiczna dyskusja o potencjale i zamiarach wykorzystania biogazu i biometanu na potrzeby przeprowadzenia transformacji energetycznej toczy się w Polsce od wielu lat (co najmniej od 2008 roku, kiedy opracowany został rządowy program „Innowacyjna energetyka – rolnictwo energetyczne”, zakładający, że do 2020 roku w każdej polskiej gminie powstanie przynajmniej jeden zakład produkujący energię z biomasy). Mimo upływu lat w Polsce nadal nie została uruchomiona ani jedna biometanownia. W tym czasie niektórym państwom europejskim, które równocześnie z Polską rozpoczęły dyskusję o biometanie, udało się rozwinąć rynek biometanu. Na przykład zgodnie z danymi opublikowanymi przez francuskiego operatora systemu przesyłowego (GRTgaz) w 2024 roku we

Francji będą działały już 652 zakłady przyłączone do sieci gazowych i produkujące biogaz w postaci biometanu zatłaczanego do sieci gazowych, z czego 80 obiektów przyłączonych jest do sieci przesyłowej. Ich łączna zdolność wytwórcza w 2024 roku osiągnie poziom 11 TWh/rok (ponad 1 mld m³), co stanowi 2,5% zużycia gazu ziemnego we Francji. Celem wyznaczonym we francuskiej ustawie o transformacji energetycznej (LTECV) z 2015 roku jest osiągnięcie produkcji biometanu w wysokości od 39 do 42 TWh do 2030 roku, co stanowić będzie 10% krajowego zużycia gazu (<https://www.grtgaz.com/en/new-gas/anaerobic-digestion-technology>).

W Polsce w ostatnich latach przeprowadzono kilka ważnych inicjatyw legislacyjnych zmierzających do uwolnienia potencjału biometanu, w tym m.in. uchwalono nowelizację ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych z lipca 2019 roku, dopuszczającą m.in. wykorzystanie do realizacji NCW biowodoru wytworzonego z biometanu, w 2022 roku wprowadzono przepisy uwzględniające parametry biometanu w rozporządzeniu systemowym, w 2023 roku przyjęto ustawę o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu, wdrożono też system wsparcia operacyjnego dla biometanu w postaci dopłat do ceny rynkowej biometanu dla wytwórcy, który wprowadził biometan do sieci gazowej (nowelizacja ustawy o OZE z sierpnia 2023 roku). Ponadto – zgodnie z informacjami publikowanymi przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. – do połowy maja 2024 roku wpłynęło do tej spółki około 460 wniosków o przyłączenie podmiotów chcących produkować biogaz lub biometan lub zapytań o taką możliwość. PSG szacuje też, że potrzebne jest zrealizowanie 68 inwestycji, tzw. spinek systemowych, co pozwoli na zwiększenie ograniczonej obecnie chłonności sieci dystrybucyjnej PSG. Potencjał biogazu w Polsce PSG szacuje na około 8 mld m³ rocznie, co stanowi równowartość około 4,8 mld m³ biometanu (<https://www.psgaz.pl/aktualnosci>).

Niezależnie od powyższego pilnie potrzebne są kolejne inicjatywy legislacyjne (takie jak np. dostosowanie zasad kształtowania taryf dystrybucyjnych gazowych do zdecentralizowanego zasilania sieci gazowych z biometanowni, uchwalenie opublikowanego w ostatnim czasie w RCL rządowego projektu nowelizacji ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych – UC28, która uzupełnia katalog paliw, którymi można realizować NCW m.in. o biopaliwa gazowe oraz biokomponenty zaawansowane oraz wyraźnie wskazuje biometan zaawansowany jako biopaliwo gazowe umożliwiający realizację NCW. Ponadto, zasadne i konieczne wydaje się również postulowane przez uczestników rynku gazu opracowanie przez rząd spójnej strategii dla biometanu, w tym zaprojektowanie modelu uruchomienia i funkcjonowania w Polsce rynku biometanu, w ramach którego zostałyby właściwie zidentyfikowane i określone interesy uczestników rynku biometanu, najważniejsze czynniki generujące zapotrzebowanie na biometan oraz stanowiące zachętę do zwiększania podaży biometanu na rynku, i jasno określone cele ilościowe i jakościowe w zakresie wykorzystania biometanu w gospodarce.

Uwzględniając fakt, że na gruncie przepisów dyrektywy OZE biometan (paliwo z biomasy) jest kwalifikowane jako paliwo odnawialne oraz że biometan to substancja o chemicznym składzie takim samym jak gaz ziemny wysokometanowy, a także biorąc pod uwagę relatywnie niewielkie potrzeby w inwestycjach dostosowujących infrastrukturę gazu ziemnego do transportu biometanu (zwłaszcza w zestawieniu z ogromnymi potrzebami w zakresie inwestycji w infrastrukturę wodoru odnawialnego), należy przyjąć, że biometan – przy założeniu opracowania

rzetelnej rządowej strategii biometanowej, wyznaczenia konkretnych celów dla biometanu oraz usunięcia w ramach procesu legislacyjnego pozostałych zidentyfikowanych barier regulacyjnych – nadal jest w polskich warunkach realną ścieżką dekarbonizacji sektora gazowego na dużą skalę.

Gaz ziemny

Na podstawie prognoz spółki OGP GAZ-SYSTEM S.A., dotyczących przyszłego zapotrzebowania na usługę przesyłania, należy przyjąć, że mimo polityki skierowanej na odchodzenie od paliw kopalnych zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce będzie rosło i w 2030 roku wyniesie 23–27 mld m³.

Zgodnie z dokumentem towarzyszącym REPowerEU, pełna realizacja pakietu *Fit for 55* powinna obniżyć zużycie gazu ziemnego w UE o 30%, tj. o 116 mld m³ do 2030 roku. W celu uniezależnienia się od dostaw gazu ziemnego do UE z Rosji plan REPowerEU zakłada ograniczenie zapotrzebowania na gaz ziemny o dalsze 35 mld m³ gazu ziemnego do 2030 roku. Łączny efekt propozycji *Fit for 55*, środków ogłoszonych w REPowerEU, wyższych cen gazu ziemnego, wygaszenia części wydobycia gazu ziemnego zwłaszcza w Europie Zachodniej, dywersyfikacji LNG i rurociągów może – zgodnie z szacunkami KE – doprowadzić do zmniejszenia skumulowanego zapotrzebowania na gaz ziemny o 310 mld m³ do 2030 roku w porównaniu z 2020 rokiem. Dla porównania: wielkość importu rosyjskiego gazu ziemnego do UE w 2021 roku wyniosła połowę ww. celu, tj. około 155 mld m³, podczas gdy łączne zużycie gazu ziemnego w UE w 2021 roku to około 570 mld m³. Ambicje UE dotyczące redukcji zapotrzebowania na gaz ziemny wykraczają zatem zdecydowanie poza samo uniezależnienie się od rosyjskiego gazu.

Jedną z ważniejszych dla przyszłości gazu ziemnego regulacji, przyjętych w ramach pakietu *Fit for 55*, jest nowelizacja dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków, przyjęta przez Parlament Europejski 12 marca 2024 roku. W dyrektywie zawarto przepisy, które mają doprowadzić do wyeliminowania możliwości wykorzystania gazu ziemnego w ciepłownictwie indywidualnym i systemowym. Od 1 stycznia 2025 roku będzie obowiązywał zakaz udzielania subsydiów, które miałyby finansować zakup pieców (bojlerów) wykorzystujących paliwa kopalne, w tym gaz ziemny, w ciepłownictwie indywidualnym (dopuszczalne będzie jedynie subsydiowanie rozwiązań kombinowanych z dużym udziałem OZE). Od 1 stycznia 2028 roku wszystkie budynki publiczne, a od 1 stycznia 2030 roku wszystkie nowe budynki muszą być zero-emisyjne, co w praktyce eliminuje wykorzystanie w nich gazu ziemnego do zaopatrzenia w ciepło.

Istotne znaczenie dla przyszłości rynku gazu ziemnego ma także dyrektywa z 10 maja 2023 roku nr 2023/959, zmieniająca dyrektywę ETS. Wprowadza ona nowy system handlu uprawnieniami (tzw. ETS2), funkcjonujący odrębnie od dotychczasowego systemu ETS. ETS2 zostanie uruchomiony w 2027 roku, a jego celem będzie ograniczenie emisji z sektora budowlanego i sektora transportu drogowego oraz spalania paliw w przemyśle nieobjętym istniejącym systemem ETS. Wykorzystanie paliw kopalnych w tych sektorach będzie obciążone kosztem uprawnień do emisji CO₂. Inaczej jednak niż w systemie ETS ciężar finansowy poniosą bezpośrednio nie emitenci (odbiorcy końcowi, konsumenci), ale podmioty dostarczające paliwo do odbiorców końcowych zużywających je w mieszkaniach (na cele opałowe) lub w transporcie (dostawcy paliw dla sektora budowlanego

i sektora transportu). Oczywiście, ostatecznie koszt ten zostanie przeniesiony na odbiorców końcowych. W związku z tym jest to rodzaj opodatkowania pośredniego emisji, związanych przede wszystkim z zużyciem paliw silnikowych w sektorze transportu i na cele opałowe w budynkach. Jeżeli cena uprawnień w ETS2 przekroczy 45 euro za tonę CO₂ i utrzyma się powyżej tego pułapu przez określony czas, na rynek zostaną wypuszczone dodatkowe uprawnienia, aby obniżyć cenę. Powyższe zmiany mogą okazać się bardzo istotne dla przedsiębiorstw energetycznych dostarczających paliwa gazowe do odbiorców końcowych jako pośredniczące podmioty gazowe (źródło: GO250, NO. 04/2023, KOBiZE, s.41–53).

Mimo zaostrezenia kursu wobec gazu ziemnego trzeba zauważyć, że – zgodnie z REPowerEU – w celu wyeliminowania importu gazu ziemnego z Rosji oraz przez czas niezbędny do rozwinięcia niskoemisyjnego i zeroemisyjnego systemu energetycznego zakłada się, że niezbędne będzie importowanie adekwatnych ilości gazu ziemnego z nowych kierunków (około 60 mld m³ do 2030 roku). Nowe szlaki importu gazu będą wymagały nowej infrastruktury, o zakładanej wartości 10 mld euro do 2030 roku. Nowa infrastruktura gazu ziemnego ma być budowana przy założeniu unikania powstania aktywów osieroconych i przy zapewnieniu możliwości zmiany jej przeznaczenia na potrzeby transportu zielonego wodoru i amoniaku.

Niewątpliwie jednak Pakiet *Fit for 55*, Pakiet Wodorowo-Gazowy i plan REPowerEU stawiają pod znakiem zapytania preferowaną m.in. przez Polskę ścieżkę traktowania gazu ziemnego jako najbardziej dostępnego paliwa przejściowego. Bez wątpienia, w przypadku Polski, która nadal jest na etapie odchodzenia od gospodarki opartej na węglu kamiennym i brunatnym (zgodnie z danymi publikowanymi przez PSE na koniec 2023 roku elektrownie węglowe stanowiły prawie 50% mocy zainstalowanej w KSE) i której dzięki ambitnym projektom dywersyfikacyjnym udało się z końcem listopada 2022 roku zdyswersyfikować źródła dostaw gazu ziemnego i faktycznie uniezależnić się od dostaw rosyjskiego gazu (*Baltic Pipe* uzyskał wówczas pełną przepustowość 10 mld m³/rok), wiele racjonalnych argumentów przemawia za konsekwentnym traktowaniem jeszcze przez długi czas gazu ziemnego jako paliwa transformacyjnego, zapewniającego w polskich warunkach wymierne efekty w procesie redukcji emisji GHG.

Spójne z takim podejściem są założenia do aktualizacji PEP 2040, przewidujące kontynuację dywersyfikacji źródeł, kierunków i dróg dostaw gazu ziemnego (FSRU w Zatoce Gdańskiej), z jednoczesnym dążeniem do stopniowego zastępowania popytu na gaz ziemny gazami zdekarbonizowanymi oraz innymi sprawdzonymi paliwami, m.in. poprzez rozwój technologii bazujących na wodorze oraz poprzez dostosowanie infrastruktury gazowej do przesyłania gazów zdekarbonizowanych. Warto zauważyć, że założenia do aktualizacji PEP 2040 przewidują, iż Polska będzie podejmować wysiłki negocjacyjne w celu reformy mechanizmów polityki klimatycznej Unii Europejskiej, tak aby możliwe było przeprowadzanie niskoemisyjnej i ambitnej transformacji, kontrybuując do realizacji celów UE, przy uwzględnieniu czasowego zwiększonego wykorzystania konwencjonalnych mocy wytwórczych, bez ponoszenia nadmiernych kosztów wynikających z polityki klimatycznej. Uwzględniając wszystkie wcześniejsze uwagi, należy przyjąć, że takie podejście ma usprawiedliwione racjonalne podstawy.

Tomasz Brzeziński, radca prawny, współnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy