

PALIWA GAZOWE DLA ZRÓWNOWAŻONEGO ROZWOJU



Zakres i terminy wdrożenia podstawowych obowiązków wynikających z rozporządzenia metanowego w sektorze gazu ziemnego

Tomasz BRZEZIŃSKI, Adam WAWRZYNOWICZ

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 z 13 czerwca 2024 roku w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym (Dz.U. UE. L. z 2024 roku, poz. 1787 – dalej „rozporządzenie metanowe”) weszło w życie 4 sierpnia 2024 roku i jest bezpośrednio stosowane w porządkach prawnych państw członkowskich UE. W niniejszym artykule podjęto próbę syntetycznego przedstawienia zakresu najważniejszych obowiązków wynikających z rozporządzenia metanowego, wymagających wdrożenia w działalności przedsiębiorstw gazowniczych w nadchodzących kilku latach.

I. Cel i zakres przedmiotowo-podmiotowy rozporządzenia metanowego

Celem rozporządzenia metanowego jest ograniczenie emisji metanu jako paliwa kopalnego (w wersji angielskiej rozporządzenia posłużono się terminem *fossil gas*), pochodzących z dowolnych komponentów, zarówno z zamierzonego uwalniania do atmosfery, niecałkowitego spalania gazu na pochodni, jak i z niekontrolowanych wycieków.

1) Emisje metanu w sektorze gazu ziemnego objęte rozporządzeniem

W odniesieniu do sektora gazu ziemnego zakres rozporządzenia metanowego obejmuje następujące rodzaje emisji metanu (wskazane w art. 1 ust. 2):

a) emisje powstające w procesie poszukiwania i produkcji oraz gromadzenia i przetwarzania gazu ziemnego. Pojęcia „gromadzenia” i „przetwarzania” nie zostały zdefiniowane, natomiast w piśmiennictwie specjalistycznym dotyczącym branży wydobywczej* wskazuje się, że gromadzenie gazu ziemnego należy rozumieć jako zgarbianie gazu ziemnego wychodzącego prosto z odwiertu i po sprzężeniu przesłanie go rurociągiem technicznym do miejsca przetworzenia, rozumianego jako proces obróbki technologicznej, w wyniku której gaz ziemny zostaje osuszony i oczyszczony oraz przystosowany do warunków umożliwiających jego dalsze użytkowanie.

b) emisje metanu pochodzące z odwiertów gazowych na lądzie lub na morzu:

- w których działalności poszukiwawczej lub produkcyjnej nie prowadzi się od co najmniej jednego roku (odwierty nieczynne),
- w których zainstalowano bariery, aby tymczasowo odizolować eksploatowane złoża, ale nadal zapewniony jest dostęp do odwiertu (odwierty tymczasowo zaczopowane),
- które zostały zaczopowane i nie mogą być ponownie otwarte, w których wszelka działalność została zakończona i z którego usunięto wszystkie związane z nią instalacje (odwierty permanentnie zaczopowane i opuszczone),

c) emisje metanu powstające w związku z działalnością gospodarczą w zakresie przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego, podziemnego składowania gazu ziemnego oraz operacji prowadzonych w instalacjach LNG (z zakresu zastosowania przepisów rozporządzenia metanowego, dotyczących wyłączonych systemów pomiarowych w punktach zużycia końcowego oraz części przyłączy między siecią dystrybucyjną a systemem pomiarowym, zlokalizowanych na terenach należących do odbiorców końcowych).

d) emisje metanu powstające w sektorach wydobywania i transportu gazu ziemnego poza Unią Europejską, importowanego i wprowadzanego do obrotu na terytorium Unii Europejskiej.

Rozporządzenie metanowe wprowadza także istotne pojęcia dotyczące elementów infrastruktury gazowej narażonej na emisje metanu, wiążące się z obowiązkiem pomiarów, kwantyfikacji, monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji metanu oraz wykrywania i naprawy jego wycieków:

- a) „komponent” – oznacza każdą część lub każdy element urządzeń wykorzystywanych w instalacjach lub infrastrukturze, związanych z ropą naftową, gazem ziemnym lub węglem, mogące emitować metan,
- b) „źródło” – oznacza komponent lub strukturę geologiczną, uwalniające metan do atmosfery w sposób zamierzony lub niezamierzony, przerywany lub ciągły,
- c) „zakład” – oznacza zbiór komponentów w pewien sposób ze sobą powiązanych jako podjednostki aktywów,
- d) „aktywa” – oznaczają jednostkę gospodarczą lub operacyjną, która może składać się z kilku obiektów lub zakładów, w tym z aktywów eksploatowanych i aktywów nieeksploatowanych.

Ponadto, rozporządzenie identyfikuje w załączniku nr I rodzaje komponentów infrastruktury gazowej, dla których określono typy i wymaganą częstotliwość badań mających na celu zidentyfikowanie i wykrywanie źródeł

- a) „operator”, tj. każda osoba fizyczna lub prawna, która prowadzi lub kontroluje składnik aktywów, lub – jeżeli przewiduje to prawo krajowe – której przekazano uprawnienia do podejmowania decyzji ekonomicznych w zakresie technicznego funkcjonowania składnika aktywów,
- b) „przedsiębiorstwo”, tj. osoba fizyczna lub prawna, która prowadzi co najmniej jeden z następujących rodzajów działalności: poszukiwanie i produkcja gazu ziemnego, gromadzenie i przetwarzanie gazu ziemnego lub jego przesył, dystrybucja i składowanie podziemne, w tym LNG,
- c) „importer”, tj. osoba fizyczna lub prawna, która w ramach działalności handlowej wprowadza do obrotu w UE gaz ziemny pochodzący z państwa trzeciego,
- d) „eksporter” oznacza kontrahenta importera w każdej zawartej umowie o dostawę gazu ziemnego do UE,
- e) „producent” oznacza przedsiębiorstwo, które w ramach działalności handlowej produkuje gaz ziemny poprzez wydobywanie go z ziemi na obszarze objętym licencją lub koncesją, przetwarzanie go lub przesyłanie za pośrednictwem przyłączonej infrastruktury na obszarze objętym licencją.



Warsztaty szkoleniowe dotyczące Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym. Organizator IGG. 16 października 2024

wycieków metanu i innych niezamierzonych emisji metanu oraz naprawę lub wymianę odpowiednich komponentów (ang. *survey, leak detection and repair – LDAR*). Do komponentów gazowych wskazanych w załączniku I należą tłocznie gazu, magazyny podziemne, instalacje LNG, stacje regulacyjno-pomiarowe, stacje zaworowe oraz komponenty sieci gazowych dystrybucyjnych i sieci gazowych przesyłowych.

2) Zakres podmiotowy rozporządzenia

W sektorze gazu ziemnego adresatami obowiązków wynikających z rozporządzenia metanowego są:

II. Treść i terminy realizacji ważniejszych obowiązków wynikających z rozporządzenia metanowego

Rozporządzenie metanowe reguluje pięć głównych grup obowiązków mających na celu ograniczenie emisji metanu w sektorze gazu:

- monitorowanie i raportowanie emisji metanu (art. 12),
- wykrywanie i naprawa wycieków metanu (art. 14),
- ograniczenia i obowiązki dotyczące uwalniania gazu ziemnego do atmosfery i spalania go w pochodni (art. 15–17),

- obowiązki dotyczące odwiertów nieczynnych, odwiertów tymczasowo zacopowanych oraz odwiertów permanentnie zacopowanych i opuszczonych (art. 18),
- obowiązki importerów gazu ziemnego wprowadzanego do obrotu w UE (art. 27–29)

1) Obowiązki dotyczące monitorowania i raportowania emisji metanu w sektorze gazowym w Unii Europejskiej

W latach 2025–2028 wejdą w życie obowiązki operatorów i przedsiębiorstw związane z określeniem wielkości emisji metanu oraz raportowaniem emisji:

- a) **do 5 sierpnia 2025 roku** operatorzy są zobowiązani przedłożyć właściwym organom pierwszy raport przedstawiający kwantyfikację emisji metanu na poziomie źródła, oszacowaną za pomocą co najmniej ogólnych



współczynników emisji w odniesieniu do wszystkich źródeł (art. 12 ust. 1).

Przez kwantyfikację metanu należy rozumieć działalność mającą na celu określenie wielkości emisji metanu na podstawie pomiarów bezpośrednich, lub – w przypadku gdy takie pomiary nie są wykonalne – na podstawie innych metod, takich jak narzędzia symulacyjne i inne szczegółowe obliczenia inżynierskie lub na podstawie połączenia takich metod. Pierwsza kwantyfikacja podlegająca obowiązkowi zaraportowania może zostać oszacowana przy zastosowaniu ogólnych współczynników emisji, czyli znormalizowanych współczynników emisji dla każdego rodzaju źródła emisji, który wyprawdza się na podstawie wykazów lub baz danych, niezwyfikowanych za pomocą pomiarów bezpośrednich,

- b) **do 5 lutego 2026 roku** w odniesieniu do aktywów eksploatowanych (a do 5 lutego 2027 roku w odniesieniu do aktywów nieeksploatowanych, chyba że zostały już ujęte w raporcie złożonym w tym wcześniejszym

terminie) operatorzy i przedsiębiorstwa mający siedzibę w UE przedkładają właściwym organom państwa członkowskiego, w którym znajduje się dany składnik aktywów, raport przedstawiający kwantyfikację emisji metanu na poziomie źródła. W przypadku, gdy pomiar bezpośredni nie jest możliwy, w powyższych raportach wykorzystuje się szczególne współczynniki emisji oparte na kwantyfikacji lub pobieraniu próbek na poziomie źródła (art. 12 ust. 2).

- c) **do 5 lutego 2027 roku, a następnie do 31 maja każdego roku**, w odniesieniu do aktywów eksploatowanych (a do 5 sierpnia 2028 roku, a następnie do 31 maja każdego roku, w odniesieniu do aktywów nieeksploatowanych, chyba że zostały już uwzględnione w raporcie złożonym we wcześniejszym, ww. terminie) operatorzy i przedsiębiorstwa mający siedzibę w UE

przedkładają właściwym organom państwa członkowskiego, w którym znajduje się dany składnik aktywów, raport przedstawiający kwantyfikację emisji metanu na poziomie źródła, uzupełniony pomiarami emisji metanu na poziomie zakładu, aby umożliwić ocenę i porównanie szacunków emisji na poziomie źródła, zagregowanych w podziale na zakłady.

Jeżeli istnieją statystycznie istotne rozbieżności między kwantyfikacją na poziomie źródła a pomiarem emisji metanu na poziomie zakładu, operatorzy i przedsiębiorstwa niezwłocznie powiadamiają o tym właściwe organy przed końcem okresu sprawozdawczego oraz jak najszybciej przeprowadzają proces uzgadniania i nie później niż w następnym okresie sprawozdawczym informują właściwy organ o wynikach procesu uzgadniania i przedstawiają wszelkie niezbędne dowody i dokumenty potwierdzające. W procesie uzgadniania bada się możliwe przyczyny wystąpienia rozbieżności, w tym co najmniej dokładność i adekwatność technologii i metod stosowanych do kwantyfikacji na po-

ziomie źródła i pomiaru emisji metanu na poziomie zakładu lub wszelkie niepewności danych w wynikach, powstałe wskutek wybranych metod, technologii lub ekstrapolacji wyników.

Przed przedłożeniem raportów właściwym organom operatorzy i przedsiębiorstwa zapewniają, aby raporty te zostały ocenione i zawierały oświadczenie weryfikacyjne weryfikatora akredytowanego przez krajową jednostkę akredytującą. Weryfikatorzy przeprowadzają działania weryfikacyjne obejmujące przegląd wszystkich wykorzystanych źródeł danych i metod w celu dokonania oceny zgodności raportów z wymogami rozporządzenia metanowego.

Raporty obejmują ostatni dostępny okres roku kalendarzowego i dane określone szczegółowo w art. 12 ust. 4 rozporządzenia metanowego. Wzór raportu zostanie przyjęty w drodze aktu wykonawczego przez Komisję Europejską. Do tego czasu operatorzy i przedsiębiorstwa powinni stosować wytyczne techniczne i wzory raportów OGMP 2.0 w odniesieniu do działalności, stosownie do przypadku, w sektorze *upstream, midstream i downstream*.

Pomiary i kwantyfikacje przeprowadza się zgodnie z normami zharmonizowanymi. Zgodnie z art. 32 ust. 1 rozporządzenia, Komisja Europejska zwraca się do co najmniej jednej europejskiej organizacji normalizacyjnej o opracowanie norm zharmonizowanych dotyczących obowiązków w zakresie pomiaru i kwantyfikacji emisji metanu, badań LDAR, urządzeń uwalniających metan do atmosfery, a także kwantyfikacji emisji metanu w przypadku odwiertów nieczynnych, odwiertów tymczasowo zacopowanych oraz odwiertów permanentnie zacopowanych i opuszczonych. W przypadku braku terminowego przyjęcia wnioskowanych norm zharmonizowanych Komisja Europejska może określić wymagania techniczne w akcie delegowanym uzupełniającym rozporządzenia metanowe.

Do dnia rozpoczęcia stosowania norm zharmonizowanych lub wymagań technicznych operatorzy i przedsiębiorstwa stosują najnowocześniejsze praktyki branżowe, do pomiaru kwantyfikacji emisji metanu wykorzystują najlepsze dostępne technologie i mogą do tych celów korzystać z najnowszych wytycznych technicznych OGMP 2.0, zatwierdzonych do 4 sierpnia 2024 roku.

Warto w tym kontekście zwrócić uwagę na wydane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa wytyczne techniczne **WT-IGG-4101:2023 Metody określania wielkości emisji metanu z sieci gazowej**. W wytycznych technicznych wskazano miejsca, w których najczęściej dochodzi do wycieków metanu, dokonano przeglądu metod detekcji i pomiaru emisji oraz przedstawiono metody obliczeniowe i współczynniki określania wielkości emisji z sieci gazowej. Operatorzy i przedsiębiorstwa są zobowiązani do przekazania właściwym organom i weryfikatorom informacji na temat norm, w tym norm europejskich lub innych norm międzynarodowych albo stosowanych metod kwantyfikacji emisji.

2) Obowiązki dotyczące wykrywania i naprawy wycieków (badania LDAR)

Badanie mające na celu wykrywanie wycieków i naprawę (inaczej badanie LDAR) oznacza badanie mające na

celu identyfikowanie i wykrywanie źródeł wycieków metanu i innych niezamierzonych emisji metanu oraz naprawę lub wymianę odpowiednich komponentów (art. 2 pkt 25 rozporządzenia metanowego). Na poziomie definicji legalnych rozróżniono badania LDAR typu 1 oraz badania LDAR typu 2 ze względu na wymagany poziom ich dokładności.

Stosownie do art. 14 ust. 8 rozporządzenia metanowego operatorzy naprawiają lub wymieniają wszystkie elementy, co do których stwierdzono – stosując urządzenia wykrywające zgodnie ze specyfikacjami producenta dotyczącymi eksploatacji i konserwacji – że w standardowych warunkach temperatury i ciśnienia emitują metan na następujących poziomach:

- a) w badaniu LDAR typu 1: stężenie metanu wynoszące 7000 części na milion (objętościowo) lub 17 gramów metanu na godzinę,
- b) w badaniu LDAR typu 2:
- stężenie metanu wynoszące 500 części na milion (objętościowo) lub 1 gram metanu na godzinę w odniesieniu do komponentów naziemnych i komponentów morskich znajdujących się nad poziomem morza,
 - stężenie metanu wynoszące 1000 części na milion (objętościowo) lub 5 gramów metanu na godzinę w drugim etapie badań LDAR w odniesieniu do elementów podziemnych,
 - stężenie metanu wynoszące 7000 części na milion (objętościowo) lub 17 gramów metanu na godzinę w odniesieniu do komponentów morskich poniżej poziomu morza lub dna morskiego.

Do 5 maja 2025 roku w odniesieniu do istniejących zakładów (a w okresie 6 miesięcy od daty uruchomienia nowych zakładów) **operatorzy zobowiązani są do przedłożenia organowi programu wykrywania wycieków i naprawy (program LDAR)**, zawierającego szczegółowy opis badań LDAR i działań, wraz z ich szczegółowymi harmonogramami, zgodnie z przepisami rozporządzenia metanowego i mającymi zastosowanie odpowiednimi normami i wymaganiami technicznymi (art. 32), albo w razie ich braku zgodnie z najnowocześniejszymi praktykami branżowymi i najlepszymi technologiami dostępnymi na rynku.

Począwszy od 4 sierpnia 2024 roku, jednak nie później niż do 5 sierpnia 2025 roku (w okresie 9 miesięcy od daty uruchomienia w przypadku nowych zakładów) operatorzy rozpoczynają pierwsze badanie LDAR typu 2 w odniesieniu do wszystkich komponentów, za które są odpowiedzialni zgodnie z programem LDAR, przy czym w każdym przypadku **przeprowadzają pierwsze badanie LDAR typu 2 w odniesieniu do istniejących zakładów górniczych do 5 sierpnia 2025 roku**.

Po przeprowadzeniu pierwszego badania LDAR typu 2 operatorzy przeprowadzają badania LDAR typu 1 i 2 z częstotliwością uzależnioną od rodzaju komponentu:

- a) w odniesieniu do komponentów naziemnych i podziemnych, z wyłączeniem sieci dystrybucyjnych i przesyłowych – zgodnie z minimalną częstotliwością określoną w załączniku I część 1 pkt 1 (np. badanie LDAR typu 1 dla instalacji LNG powinno być przeprowadzane z czę-

stotliwością co 4 miesiące, a badanie LDAR typu 2 dla instalacji LNG co 8 miesięcy).

- b) w odniesieniu do komponentów sieci dystrybucyjnych i przesyłowych – zgodnie z minimalną częstotliwością określoną w załączniku I część 1 pkt 2,
- c) w odniesieniu do wszystkich komponentów morskich – zgodnie z minimalną częstotliwością określoną w załączniku I część 1 pkt 3,
- d) w odniesieniu do wszystkich pozostałych komponentów – zgodnie z minimalną częstotliwością określoną w załączniku I część 1 pkt 4.

Operatorzy mogą zdecydować się na przeprowadzenie badania LDAR typu 2 zamiast badania LDAR typu 1. W przypadku stwierdzenia wyższego ryzyka dla bezpieczeństwa lub wyższego ryzyka emisji metanu właściwy organ może zlecić zwiększenie częstotliwości badań LDAR w odniesieniu do odpowiednich komponentów. Z kolei po przedstawieniu dowodów opartych na pomiarach z ostatnich pięciu lat (ocenionych przez weryfikatorów w ramach procesu monitorowania i raportowania) w odniesieniu do komponentów w zakładach, w których nie stwierdzono wycieków, w ramach odstępstwa można zastosować mniejszą częstotliwość badań LDAR, z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez właściwe organy i pod pewnymi dodatkowymi warunkami minimalnymi dotyczącymi częstotliwości badań.

Jeżeli podczas jednego z poprzednich badań LDAR stwierdzono emisję metanu na poziomie równym lub wyższym od progów właściwych dla danego typu badania w standardowych warunkach temperatury i ciśnienia, operator przeprowadza badanie komponentów, w których stwierdzono takie emisje, natychmiast po przeprowadzonej naprawie i nie później niż 45 dni po niej, w celu stwierdzenia, czy naprawa zakończyła się powodzeniem. Jeżeli w wyniku badań LDAR stwierdzono emisję metanu na poziomie poniżej progów właściwych dla danego typu badania w standardowych warunkach temperatury i ciśnienia, operator przeprowadza badanie komponentów, w których stwierdzono takie emisje, nie później niż 3 miesiące po wykryciu emisji, aby co najmniej raz sprawdzić, czy wielkość emisji metanu uległa zmianie i czy konieczna jest naprawa.

Naprawa lub wymiana części, co do których stwierdzono, że w standardowych warunkach temperatury i ciśnienia emitują metan (na skutek badania LDAR typu 1 lub 2), powinna odbyć się natychmiast po wykryciu. Jeżeli naprawa nie może zostać przeprowadzona natychmiast, próbę naprawy należy podjąć jak najszybciej, nie później jednak niż w 5 dni po wykryciu, i zakończyć w okresie 30 dni od wykrycia.

W przypadku gdy operator może wykazać, że naprawa lub wymiana nie zakończą się powodzeniem lub nie będą możliwe w 5 dni – w ramach pierwszej próby – lub w przypadku gdy operator przewiduje, że pełna naprawa nie będzie możliwa w okresie 30 dni ze względów bezpieczeństwa, względów administracyjnych lub technicznych, nie później niż 12 dni od daty wykrycia powiadamia on o tym właściwe organy, przedstawiając im na to stosowne dowody wraz z harmonogramem napraw i monitorowania (art. 14 ust. 9).

Co roku operatorzy przedkładają właściwym organom państwa członkowskiego, w którym znajdują się odnośne aktywa, wszystkie harmonogramy napraw i monitorowania oraz raport, w którym podsumowują wyniki wszystkich badań LDAR z poprzedniego roku (art. 14 ust. 14). Operatorzy dokumentują wszystkie zidentyfikowane wycieki, niezależnie od ich wielkości i regularnie przeprowadzają badania tych wycieków oraz zapewniają ich naprawę i przechowują tę dokumentację przez co najmniej 10 lat.

Operatorzy mogą delegować zadania w zakresie badań LDAR, przy czym państwa członkowskie zostały zobowiązane do zapewnienia, że dostawcy usług LDAR i operatorzy mieli dostęp do systemów certyfikacji, akredytacji lub równoważnych systemów kwalifikacji, w tym odpowiednich programów szkoleniowych, w odniesieniu do badań LDAR.

3) Ograniczenia dotyczące uwalniania gazu ziemnego do atmosfery i spalania gazu w pochodni

Rozporządzenie metanowe przyjmuje jako zasadę zakaz bezpośredniego uwalniania metanu do atmosfery oraz rutynowego spalania gazu w pochodni. Przez rutynowe spalanie gazu w pochodni należy rozumieć spalanie metanu w urządzeniu wyposażonym w palnik zapłonu, stosowanym do spalania gazu podczas normalnej produkcji ropy naftowej lub gazu ziemnego ze względu na brak odpowiedniej infrastruktury lub geologii umożliwiających ponowne zatłoczenie metanu, wykorzystanie go na miejscu lub wysłanie go na rynek (pojęcie rutynowego spalania gazu w pochodni nie obejmuje przypadków spalania gazu ziemnego w razie awarii lub sytuacji nadzwyczajnej).

Rozporządzenie metanowe wyjątkowo dopuszcza uwalnianie do atmosfery i spalanie gazu w pochodni w przypadku wystąpienia sytuacji nadzwyczajnej albo awarii lub gdy jest to nieuniknione i absolutnie niezbędne, z zastrzeżeniem dopełnienia obowiązków sprawozdawczych. W art. 15 ust. 3 katalogu określono sytuacje, w których uwalnianie do atmosfery i spalanie gazu w pochodni uznaje się za nieuniknione i absolutnie niezbędne oraz w których uwalniania do atmosfery lub spalania gazu w pochodni, w zależności od przypadku, nie można całkowicie wyeliminować lub jest ono konieczne ze względów bezpieczeństwa (np. podczas wycofywania z eksploatacji lub oczyszczania rurociągu w celu naprawy lub konserwacji i jedynie wówczas, gdy gaz nie może zostać zatrzymany ani nie można go przekierować do nienaruszonej części rurociągu).

Ponadto, zgodnie z art. 15 ust. 6 rozporządzenia, spalanie gazu ziemnego na pochodni jest dozwolone jedynie w przypadku, gdy ponowne zatłoczenie gazu, wykorzystanie go na miejscu, magazynowanie go do późniejszego wykorzystania albo wysłanie na rynek nie jest wykonalne z przyczyn innych niż względy ekonomiczne. W takiej sytuacji, w ramach obowiązków sprawozdawczych operatorzy muszą udowodnić konieczność zastosowania spalania gazu w pochodni zamiast ponownego zatłoczenia go, wykorzystania na miejscu, zmagazynowania albo wysłania na rynek.

Z przepisów rozporządzenia metanowego wynika, że spalanie gazu ziemnego w pochodni jest preferowane jako mniej szkodliwe dla środowiska niż uwalnianie. Natomiast uwolnienie do atmosfery jest dozwolone wyłącznie wówczas, gdy spalanie gazu w pochodni:

- a) jest technicznie niewykonalne z powodu braku palności lub niemożności podtrzymania płomienia,
- b) stwarza zagrożenie dla bezpieczeństwa prowadzonej działalności lub personelu,
- c) miałyby gorsze skutki dla środowiska pod względem emisji.

W takiej sytuacji, w ramach obowiązków sprawozdawczych operator musi powiadomić właściwy organ o konieczności uwolnienia i dostarczyć stosowne dowody.

Zgodnie z art. 17 ust. 2 rozporządzenia metanowego, do 5 lutego 2026 roku operatorzy zobowiązani są zapewnić, aby wszystkie urządzenia do spalania odpadów

mić właściwe organy o wszystkich zdarzeniach związanych z uwalnianiem do atmosfery i zdarzeniach związanych ze spalaniem gazu w pochodni, spowodowanych sytuacją nadzwyczajną lub awarią lub innych trwających łącznie co najmniej 8 godzin w ciągu 24-godzinowego okresu od wystąpienia pojedynczego zdarzenia. Ponadto, operatorzy przedkładają właściwym organom (art. 12) roczne raporty na temat wszystkich zdarzeń związanych z uwalnianiem do atmosfery albo ze spalaniem gazu w pochodni, zgodnie z elementami określonymi w załączniku II (art. 16 ust. 1 i 2).

Najpóźniej do 5 lutego 2026 roku operatorzy istniejących obiektów zapewniają zgodność zakładu z przepisami rozporządzenia metanowego w zakresie uwalniania gazu ziemnego do atmosfery i spalania go w pochodni (w przypadku nowych obiektów nie później niż 12 miesięcy od uruchomie-



petrochemicznych lub inne urządzenia do spalania były wyposażone w samozapłon lub palnik stałego zapłonu, posiadające nominalną skuteczność spalania na poziomie co najmniej 99%. Natomiast od daty wejścia w życie rozporządzenia operatorzy są zobowiązani instalować wyłącznie urządzenia do spalania odpadów petrochemicznych lub inne urządzenia do spalania spełniające powyższe wymogi w przypadku budowy, wymiany lub modernizacji całości lub części zakładu lub w przypadku instalacji nowych urządzeń do spalania odpadów petrochemicznych lub innych urządzeń do spalania.

Operatorzy są zobowiązani niezwłocznie i najpóźniej w 48 godzin od rozpoczęcia zdarzenia lub od chwili, w której operator dowiedział się o zdarzeniu, zawiado-

nia). Jeżeli operatorzy nie są w stanie osiągnąć pełnej zgodności z tymi wymogami z powodu wyjątkowego opóźnienia spowodowanego koniecznością uzyskania pozwolenia administracyjnego lub z powodu niedostępności urządzeń, operatorzy przekazują właściwemu organowi szczegółowy harmonogram osiągnięcia ww. zgodności (art. 15 ust. 8).

4) Odwierty nieczynne, odwierty tymczasowo zaczopowane oraz odwierty permanentnie zaczopowane i opuszczone

Przepisy rozporządzenia metanowego przewidują również środki mające na celu ograniczenie niezamierzonych wycieków metanu do atmosfery, występujących m.in.

w odwiertach nieczynnych, odwiertach tymczasowo zacopowanych oraz odwiertach permanentnie zacopowanych i opuszczonych. W tym celu państwa członkowskie są zobowiązane w terminie do 5 sierpnia 2025 roku do ustanowienia i podania do wiadomości publicznej wykazu wszystkich znajdujących się na ich terytorium lub podlegających ich jurysdykcji odwiertów nieczynnych, odwiertów tymczasowo zacopowanych oraz odwiertów permanentnie zacopowanych i opuszczonych.

Z kolei operatorzy odwiertów nieczynnych i tymczasowo zacopowanych są zobowiązani przekazać w terminie do 5 maja 2026 roku (a następnie do 31 maja każdego kolejnego roku) właściwemu organowi raport zawierający informacje o kwantyfikacji emisji metanu i dane na temat monitorowania ciśnienia, pochodzące ze wszystkich odwiertów nieczynnych oraz odwiertów tymczasowo zacopowanych (art. 18 ust. 3).

Jeżeli z kwantyfikacji emisji metanu oraz danych na temat monitorowania ciśnienia (jeśli zostały zebrane) wynika, że w okresie ostatnich pięciu lat z tymczasowo zacopowanego ładowego odwiertu (albo w okresie ostatnich

krajowego przedstawi właściwemu organowi adekwatne i wiarygodne dowody na to, że nie posiada odpowiednich środków finansowych, aby wypełnić te obowiązki, lub jeżeli nie można ustalić strony odpowiedzialnej za odwiert, odpowiedzialność za te obowiązki ponosi państwo członkowskie (art. 18 ust. 8).

Do 5 sierpnia 2026 roku państwa członkowskie lub strona odpowiedzialna – zgodnie z powołanym powyżej art. 18 ust. 8 – sporządzają plan ograniczania emisji, mający na celu remediację, rekultywację i permanentne zacopowanie odwiertów nieczynnych i odwiertów tymczasowo zacopowanych i wdrażają ten plan w 12 miesięcy od przedłożenia właściwemu organowi pierwszego raportu kwantyfikacji emisji z ww. odwiertów.

5) Obowiązki importerów gazu ziemnego

Przepisy rozporządzenia metanowego przewidują też określone rozwiązania mające na celu zwiększenie przejrzystości w odniesieniu do importu paliw kopalnych oraz ograniczenie przez eksporterów dostarczających gaz do UE emisji powstających w państwach trzecich.



trzech lat z morskiego odwiertu nieczynnego lub morskiego odwiertu tymczasowo zacopowanego) nie doszło do emisji metanu, w stosunku do takich odwiertów nie znajduje zastosowania powyższy obowiązek raportowy.

Jeżeli dojdzie do wykrycia emisji metanu w odwiertach nieczynnych, odwiertach tymczasowo zacopowanych lub odwiertach permanentnie zacopowanych i opuszczonych, państwo członkowskie podejmuje wszelkie dostępne środki, aby doprowadzić do remediacji, rekultywacji i permanentnego zacopowania tych odwiertów, zależnie od przypadku, jeżeli jest to technicznie wykonalne i z uwzględnieniem wpływu na środowisko niezbędnych prac mających zmniejszyć emisje metanu.

Państwa członkowskie zapewniają wypełnianie obowiązków dotyczących odwiertów nieczynnych przez operatorów. Jeżeli jednak operator, właściciel, licencjobiorca lub inna strona odpowiedzialna za odwiert na mocy prawa

Zgodnie z art. 27 ust. 1 rozporządzenia metanowego, **do 5 maja 2025 roku, a następnie do 31 maja każdego roku, importerzy gazu ziemnego przekażą właściwym organom państwa członkowskiego, w którym mają siedzibę**, informacje określone w załączniku IX do rozporządzenia, dotyczące m.in. eksportera, kraju pochodzenia gazu oraz informacje, czy producent lub eksporter, stosownie do przypadku, dokonuje pomiarów i kwantyfikacji na poziomie źródła i zakładu, czy dane te podlegają niezależnej weryfikacji zewnętrznej oraz czy stosuje takie środki jak badania LDAR lub środki kontroli i ograniczania zdarzeń związanych z uwalnianiem do atmosfery i zdarzeń związanych ze spalaniem w pochodni.

Od 1 stycznia 2027 roku importerzy gazu ziemnego są zobowiązani wykazać – zgodnie z art. 27 ust. 1 – i zgłosić w opisanym powyżej obowiązku informacyjnym właściwemu organowi, **że umowy zawarte lub odnowio-**

ne 4 sierpnia 2024 roku, lub po tej dacie, dotyczące dostaw gazu ziemnego wydobytego poza UE, **obejmują wyłącznie gaz ziemny, który podlega stosowanym na poziomie producenta środkom monitorowania, raportowania i weryfikacji, równoważnym środkiem określonym w rozporządzeniu metanowym** (art. 28 ust. 1), a w odniesieniu do starszych kontraktów na import gazu ziemnego importerzy podejmują wszelkie uzasadnione starania, aby wymagać, by gaz ziemny podlegał stosowanym na poziomie producenta środkom monitorowania, raportowania i weryfikacji, równoważnym środkiem określonym w niniejszym rozporządzeniu. Starania te mogą obejmować zmianę tych umów.

Środki monitorowania, raportowania i weryfikacji, stosowane w państwie trzecim, uznaje się za równoważne środkiem określonym w rozporządzeniu metanowym w przypadku, gdy:

- a) gaz ziemny podlega niezależnej weryfikacji przez stronę trzecią, która jest równoważna weryfikacji niezależnych weryfikatorów, o których mowa w rozporządzeniu metanowym, a producent mający siedzibę w państwie trzecim stosuje środki monitorowania i raportowania zapewniające kwantyfikację emisji metanu, równoważne środkiem określonym w art. 12 rozporządzenia lub monitorowaniu i raportowaniu na poziomie 5 OGMP 2.0,
- b) państwo trzecie wdrożyło ramy regulacyjne dotyczące monitorowania, raportowania i weryfikacji, które są co najmniej równoważne ramom stosowanym w UE i stosuje je wobec producentów i eksporterów mających siedzibę w tym państwie trzecim i dostarczających ropę naftową, gaz ziemny lub węgiel na rynek unijny. Komisja ma określić, w drodze aktu wykonawczego o zasięgu ogólnym, procedurę i wymogi dotyczące dowodów, które państwo trzecie ma przedstawić w celu ustalenia równoważności. Procedura stwierdzenia równoważności może zostać wszczęta na wniosek państwa trzeciego lub przez Komisję Europejską (art. 28 ust. 6).

Stosownie do art. 27 ust. 7 rozporządzenia metanowego, importer importujący gaz ziemny z państwa trzeciego, w odniesieniu do którego stwierdzono równoważność w procedurze stwierdzenia równoważności uregulowanej w ust. 6, jest zwolniony z obowiązków sprawozdawczych określonych w art. 27 ust. 1 i 2 rozporządzenia.

Do 5 sierpnia 2027 roku Komisja Europejska przyjmie akt delegowany w celu określenia metody obliczania na poziomie producenta intensywności emisji metanu z produkcji ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla, wprowadzonych do obrotu w UE, **a do 5 sierpnia 2029 roku przyjmie akty delegowane** określające maksymalne wartości intensywności emisji metanu, pochodzących z produkcji gazu ziemnego wprowadzonego do obrotu w UE (art. 29 ust. 4–6).

Do 5 sierpnia 2028 roku, a następnie do 5 sierpnia każdego kolejnego roku, w odniesieniu do umów na dostawy zawartych lub odnowionych 4 sierpnia 2024 roku, lub po tej dacie, unijni producenci i unijni importerzy gazu ziemnego zgłaszają właściwemu organowi państwa człon-

kowskiego, w którym mają siedzibę, **intensywność emisji metanu z produkcji gazu ziemnego** wprowadzonego przez nich do obrotu w UE, obliczoną zgodnie z metodą określoną na mocy art. 29 ust. 4 rozporządzenia (na drodze aktu delegowanego Komisji Europejskiej). W przypadku umów na dostawy zawartych przed 4 sierpnia 2024 roku unijni producenci i, na mocy art. 27 ust. 1 rozporządzenia, unijni importerzy podejmują wszelkie racjonalne starania w celu zgłaszania właściwym organom państwa członkowskiego, w którym mają siedzibę, intensywności emisji metanu z produkcji gazu ziemnego, wprowadzanych przez nich do obrotu w UE.

Do 5 sierpnia 2030 roku i każdego kolejnego roku unijni producenci i importerzy gazu ziemnego w ramach umów na dostawy zawartych lub odnawianych po 5 sierpnia 2030 roku wykazują właściwym organom państwa członkowskiego, w którym mają siedzibę, **że intensywność emisji metanu z produkcji gazu ziemnego** wprowadzanego do obrotu w UE, obliczona zgodnie z metodą określoną na mocy art. 29 ust. 4 rozporządzenia, **jest niższa od maksymalnych wartości intensywności emisji metanu, ustalonych w treści aktu delegowanego Komisji Europejskiej**, wydanego na podstawie art. 29 ust. 6.

III. Przepisy krajowe określające właściwe organy oraz sankcje

Pełna wykonalność przepisów rozporządzenia metanowego wymaga wdrożenia stosownych, uzupełniających regulacji prawnych na poziomie krajowym. Zgodnie z art. 4 ust. 1, państwa członkowskie przekazują Komisji Europejskiej nazwy i dane kontaktowe swoich właściwych organów najpóźniej do 5 lutego 2025 roku. Z kolei – zgodnie z art. 33 ust. 1 rozporządzenia metanowego – państwa członkowskie ustanawiają przepisy dotyczące kar mających zastosowanie w przypadku naruszeń niniejszego rozporządzenia i podejmują wszelkie niezbędne środki w celu zapewnienia ich wykonywania oraz do 5 sierpnia 2025 roku państwa członkowskie powiadają Komisję Europejską o tych przepisach i środkach, a także powiadają ją niezwłocznie o wszelkich późniejszych zmianach, które ich dotyczą.

Na dzień oddania artykułu do redakcji przepisy ustawowe określające właściwe organy oraz sankcje za niedopełnienie obowiązków wynikających z rozporządzenia metanowego nie zostały jeszcze uchwalone.

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

* J. Yu, B. Hmiel, D. R. Lyon, J. Warren, D. H. Cusworth, R. M. Duren, Y. Chen, E. C. Murphy and A. R. Brandt, *Methane Emissions from Natural Gas Gathering Pipelines in the Permian Basin*, Environ. Sci. Technol. Lett. 2022, 9, 9697974; H. Devold, *Oil and gas production handbook An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry*, Oslo 2013, s. 62.