



Biuletyn Zielonej Transformacji

nr 5 / 2024

www.lewiatan.org

Szanowni Państwo,

Z przyjemnością przekazuję na Państwa ręce szósty numer Biuletynu Zielonej Transformacji. Celem tego elektronicznego wydawnictwa jest przedstawianie biznesowych, społecznych, naukowych oraz samorządowych analiz i postulatów dotyczących polskiej transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej oraz o obiegu zamkniętym. Zawsze będę podkreślać, że aby to cywilizacyjne przedsięwzięcie zakończyło się sukcesem, konieczny jest mądry dialog i zrozumienie punktu widzenia różnych interesariuszy.

Mimo okresu wakacyjnego, sprawy zielonej transformacji nie pozwalają na wakacyjny nastrój. Projekt Ministerstwa Finansów, który przewiduje zmianę reguł opodatkowania podatkiem od nieruchomości, był przedmiotem wielu dyskusji i analiz w Konfederacji Lewiatan. Ich rezultatem było stanowcze stanowisko skierowane do MF, w którym uznaliśmy za całkowicie nieakceptowalne bardzo szerokie opodatkowanie sektora oze. Przyjęcie – w uproszczeniu – że instalacje oze mogą stanowić przedmiot opodatkowania 2% podatkiem od budowli, doprowadzi do wstrzymania transformacji energetycznej i spowoduje nieopłacalność tego typu przedsięwzięć oraz ograniczenie nowych inwestycji, a wiele z już zrealizowanych zostanie zlikwidowana¹.

Myślę, że w historii Polski wystarczy nam jeden Mikołaj Kopernik, który „wstrzymał słońce”. Energetyka odnawialna, w tym słoneczna, nie powinna być obciążana problemami polskiego budżetu, ponieważ nakłady na nią są inwestycją w przyszłość polskiej gospodarki.

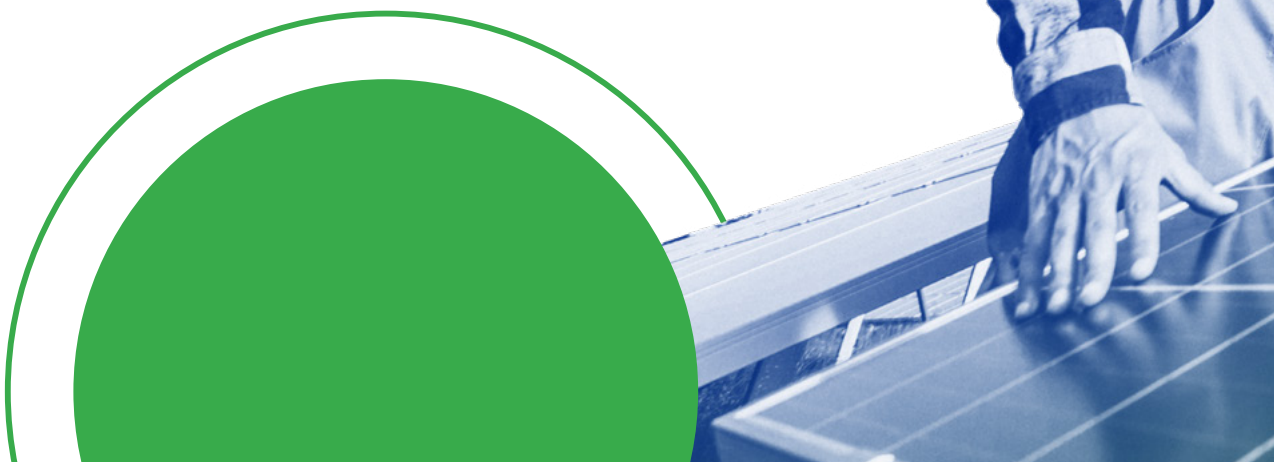
¹ <https://lewiatan.org/wp-content/uploads/2024/07/KL-367-100-PP-2024.pdf>



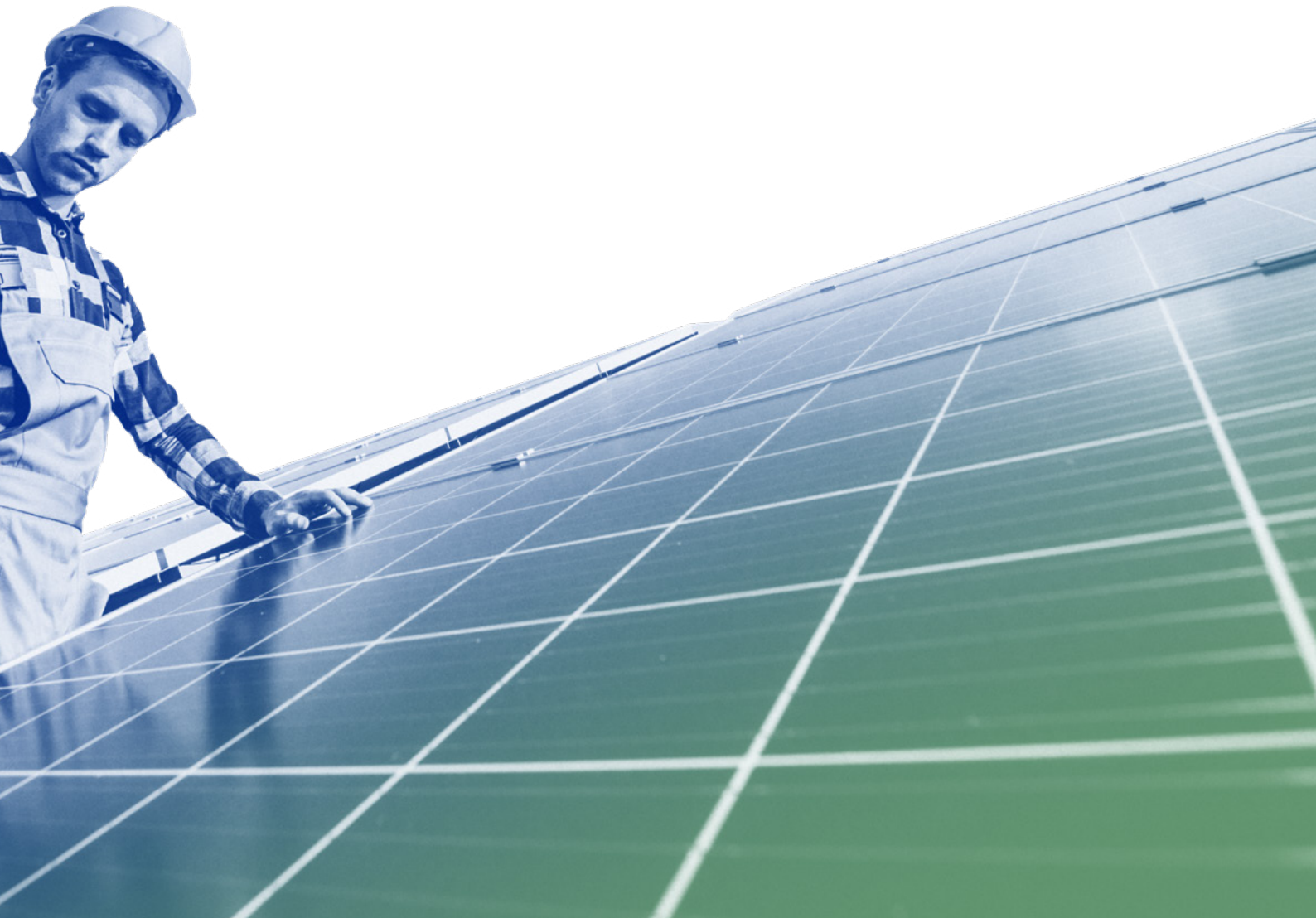
Mamy więc nadzieję, że otwarta postawa MF na dialog i udoskonalenie zaproponowanych regulacji doprowadzi do wstrzymania zmian, które uderzyłyby w przyszłość zielonej transformacji. Jest to tym ważniejsze, że ślad węglowy w produkcji energii elektrycznej w Polsce należy do najwyższych w Unii Europejskiej. Drugim problemem jest również najwyższa cena energii elektrycznej na polskim rynku hurtowym. Polityka podatkowa państwa powinna zatem wspierać dekarbonizację, a nie ją hamować! Inaczej coraz częściej będziemy świadkami zamykania zakładów produkcyjnych, które przenosić się będą do tych krajów, które dają dostęp do taniej, stabilnej energii o niskim śladzie węglowym. Takich krajów jest w UE coraz więcej.

Zapraszam więc do zapoznania się z artykułem ekspertki Konfederacji Lewiatan Pauliny Grądzik „Zielona transformacja – wyzwania i korzyści”, w którym wskazano m.in., że transformacja polskiej energetyki to nie tylko oszczędności, ale także perspektywa zysków, ponieważ każdy dolar wydany na OZE może przynieść aż 150% zwrotu dla gospodarki.

Aby polska transformacja zakończyła się sukcesem potrzebne są skoncentrowane działania państwa na rzecz wsparcia oze wobec ogromnych zapóźnień. Przedsiębiorcy muszą mieć dostęp do wszystkich narzędzi, które umożliwią im obniżenie śladu węglowego. Jednym z takich środków jest powstanie rynku biometanu, który niestety dotąd nie zaistniał. Biometan jest gazem zdekarbonizowanym, który może zastąpić gaz ziemny. Polska, jako kraj z rozwiniętym rolnictwem, posiada duży potencjał do wytwarzania biometanu ze składników organicznych. Również przemysł może wytwarzać biometan z niektórych, własnych pozostałości produkcyjnych, zamykając dodatkowo obieg surowców we własnej działalności. O wyzwaniach związanych z rozwojem biometanowni na bazie istniejących biogazowni możecie Państwo przeczytać w tekście Pauliny Bogaczyńskiej „Biometan – Nowy rozdział w rozwoju biogazowni”.



Ograniczenie emisji w naszej gospodarce jest ważne zarówno z punktu widzenia działań na rzecz klimatu, zdrowia jak i konkurencyjności całego gospodarki. Wyjątkowo ciekawą i pogłębioną analizę poświęconą emisji metanu w naszej gospodarce dokonały autorki z Fundacji InStrat: Zofia Borowczyk i Zuzanna Charkowska. Dzięki tej analizie możemy poszerzyć naszą wiedzę nie tylko o analizy sektorów gospodarki, których cechuje wysoka emisja, ale także o działaniach UE na rzecz ograniczenia emisji metanu i nowego rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym. Serdecznie zapraszam do uważnej lektury tego cennego opracowania.



Na koniec chcielibyśmy przedstawić Państwu artykuł Andrzeja Kubika, którego wysoki poziom merytorycznych wypowiedzi towarzyszy brawurowy i pełen literackich odniesień styl ich przedstawienia. Czy znacie może wiersz Leopolda Staffa „Podwaliny”? O tym jaki związek ma kolejność budowy systemu skutecznego zbierania i zagospodarowania surowców wtórnych i czy na pewno budowa domu rozpoczęta od dymu z komina jest właściwa w obszarze gospodarki obiegu zamkniętego, możecie wyrobić sobie własne zdanie po lekturze artykułu „System depozytowo-kaucyjny (DRS) a recykling surowcowy”.

Życząc Czytelniczkom i Czytelnikom Biuletynu dobrego wypoczynku, serdecznie zapraszam do lektury, a naszym wspomniałym Autorkom i Autorowi serdecznie dziękuję za możliwość poszerzenia naszej wiedzy o tym, jak przebiega nasza trudna droga do zielonej oraz cyrkularnej gospodarki.

Jakub Safjański

Dyrektor Departamentu Energii i Zmian Klimatu
Konfederacji Lewiatan

jsafjanski@lewiatan.org



Spis treści

1. Zielona transformacja – wyzwania i korzyści	8
1.1. Korzyści dla gospodarki	9
1.2. Transformacja a przedsiębiorcy	10
1.3. Raportowanie zrównoważonego rozwoju	10
1.4. Co dalej?	11
1.5. Potrzeby systemu energetycznego	12
1.6. Sprostać wyzwaniom = skorzystać	12
2. Biometan – nowy rozdział w rozwoju biogazowni	14
3. Przyszłość emisji metanu w perspektywie nowo wprowadzonej Europejskiej regulacji metanowej	18
3.1. Emisje metanu – zagrożenie dla klimatu i zdrowia publicznego	19
3.2. Emisje metanu z przemysłu paliwowo-energetycznego	20
3.3. Unijne rozporządzenie metanowe: zobowiązania i szanse	23
3.4. Standardy raportowania emisji	25
3.5. Podsumowanie	27
4. System depozytowo-kaucyjny (DRS) a recykling surowcowy	30
4.1. „Depozyt” czy „kaucja”?	31
4.2. „Równi” i „równiejsi”	32
4.3. „Błogosławieństwo” czy „przekleństwo” zbiórki selektywnej	33
4.4. Mamy już „dym z komina”... a gdzie fundamenty?!	35



1.

Zielona transformacja – wyzwania i korzyści



Polski miks energetyczny zdominowany przez węgiel powoduje, że w porównaniu do pozostałych państw członkowskich Unii Europejskiej jesteśmy na końcu peletonu zmierzającego ku osiągnięciu zeroemisyjności. Zielona transformacja w Polsce przyspiesza jednak z miesiąca na miesiąc i aby udało nam się wypełnić lub chociaż zbliżyć się do wypełnienia obowiązków dekarbonizacyjnych nakładanych przez organy unijne, proces ten musi stale przyspieszać.

1.1. Korzyści dla gospodarki

Znajdujemy się w przełomowym momencie nie tylko dla polskiego sektora energetycznego, ale także dla całej gospodarki krajowej, w tym przemysłu. Aby krok po kroku spełniać założenia zielonej transformacji, energetyka i przemysł muszą więc funkcjonować w symbiozie i obrać wspólny kurs.

Na szczęście powoli odchodzimy od uzasadniania procesów transformacyjnych wyłącznie obowiązkami wynikającymi z regulacji unijnych czy aspektami środowiskowymi i coraz częściej czerpiemy z „efektów ubocznych” dekarbonizacji osiągając różnego rodzaju korzyści. Z perspektywy gospodarki podstawowym benefitem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych, na tym jednak nie koniec. Zielona transformacja przyniesie przede wszystkim korzyści ekonomiczne spowodowane rozwojem przemysłu napędzanym także rosnącymi potrzebami sektora energetycznego, m.in. związanych z rozwojem lądowej energetyki wiatrowej czy budową morskich elektrowni wiatrowych. W branży energetycznej (przy założeniu likwidacji barier prawnych, takich jak tzw. „ustawa odległościowa”) w krótkim czasie powstanie wiele nowych inwestycji, a co za tym idzie pojawią się tysiące nowych miejsc pracy. Więcej zielonej energii w miksie energetycznym oraz ograniczenie emisji oznacza zwiększenie konkurencyjności polskiej gospodarki na arenie międzynarodowej, przyciąganie nowych inwestycji i kapitału zagranicznego.

W czasach kryzysu energetycznego i narastających konfliktów międzynarodowych niezwykle ważna z perspektywy krajowej jest dywersyfikacja źródeł energii i wzrost niezależności od dostaw surowców energetycznych z innych krajów. Ma to znaczenie nie tylko dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i redukcji możliwości wystąpienia ewentualnego szantażu energetycznego. To wręcz działanie konieczne w celu obniżenia wydatków państwa na import paliw kopalnych, który w 2022 r. kosztował Polskę ok. 200 mld zł.¹ Transformacja polskiej energetyki to jednak nie tylko oszczędności, to także perspektywa zysków – każdy dolar wydany na OZE może przynieść aż 150% zwrotu dla gospodarki.² Zielona transformacja jest więc napędem ekonomii – nie tylko w skali mikro.

1 Forum Energii, „Transformacja energetyczna w Polsce Edycja 2023”

2 Polski Instytut Ekonomiczny, Polski Fundusz Rozwoju – Raport „Koszty braku dekarbonizacji gospodarki”

1.2. Transformacja a przedsiębiorcy

Z punktu widzenia przedsiębiorstw sytuacja ta wygląda bardzo podobnie. Oczywiście procesy transformacyjne wymagają często znacznych środków finansowych, dopełnienia dodatkowych formalności, zwiększenia nakładu pracy. Niemniej jednak korzyści istotnie zachęcają do stawienia czoła powyższym wyzwaniom. Spośród benefitów w pierwszej kolejności najczęściej wymienia się ograniczenie kosztów energii elektrycznej. Choć obecnie cena rynkowa energii elektrycznej wydaje się być stabilna, niedawny okres pandemiczny, agresja zbrojna Rosji na Ukrainę oraz kolejne konflikty międzynarodowe zdecydowanie odbiły się na polskich i zagranicznych rynkach, co wpłynęło na portfele odbiorców, w tym oczywiście także przedsiębiorców, którzy ponoszą koszty wzrostu cen nośników energii nie tylko w rachunkach za prąd, ale także płacąc za towary czy usługi. Perspektywa obniżenia kosztów energii i osiągnięcia znacznych oszczędności w tym obszarze jest więc warta realizacji inwestycji np. we własne źródło energii odnawialnej, zwłaszcza mając na uwadze niedawne wahania cen.

1.3. Raportowanie zrównoważonego rozwoju

Redukcja opłat poprzez wykorzystywanie energii z OZE oraz zwiększenie zużycia zielonej energii przez przedsiębiorstwo przyczyni się do zwiększenia jego konkurencyjności. Obecnie ma na to wpływ nie tylko kwestia obniżenia kosztów, ale coraz bardziej świadomych konsumentów oczekujących produktu w jak największym stopniu „zielonego”. Jednocześnie należy pamiętać o dyrektywie w sprawie sprawozdawczości dotyczącej zrównoważonego rozwoju przedsiębiorstw – Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD). Regulacja ta nakłada na przedsiębiorców obowiązek regularnego raportowania m.in. poziomu wykorzystywania zielonej energii w łańcuchu produkcji. Dla wielu podmiotów CSRD wiąże się z koniecznością podjęcia działań na rzecz optymalizacji funkcjonowania przedsiębiorstwa pod względem środowiskowym, polegających np. na stworzeniu odpowiedniego planu działania, dostosowaniu lub sporządzeniu nowych procedur czy dokonaniu znacznych inwestycji w zakresie zrównoważonego rozwoju i stałym monitorowaniu skali zachodzących w ich wyniku zmian.

W obecnie obowiązującym stanie prawnym regulacja ta dotyczy około 50 tysięcy przedsiębiorstw w Unii Europejskiej, choć nie wszystkie zostaną objęte jej regulacjami jednocześnie. Należy jednak pamiętać, że w związku z wynikającymi z niej obowiązkami, objęte przepisami podmioty będą wymagały informacji w podobnym zakresie także od tych, z którymi współpracują – faktycznie obowiązkiem informacyjnym mogą więc być pośrednio objęte przedsiębiorstwa w całym łańcuchu dostaw.

Analizując dotychczasowy kierunek polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej widzimy, że dotychczas przyjęte akty prawne są poddawane bieżącej ewaluacji, a następnie aktualizacji, niekiedy także polegającej na rozszerzeniu katalogu podmiotowego. W związku z tym można założyć, że również w tym przypadku regulacje prawne mogą zostać zaostrzone i finalnie objąć znacznie wyższą liczbę przedsiębiorstw.

1.4. Co dalej?

Przedsiębiorcy muszą szukać takich rozwiązań, które pozwolą sprostać oczekiwaniom prawnym, wizerunkowym, rynkowym czy ekonomicznym. W zależności od charakterystyki przedsiębiorstwa czy profilu zużycia energii odpowiedź na powyższe aspekty będą stanowiły różne modele zaspokajania potrzeb energetycznych. Cel jest jeden – zwiększenie wykorzystywania zielonej energii przy jednoczesnym obniżeniu kosztów energii. Dróg do spełnienia tego celu jest wiele, a coraz częściej wybieraną opcją jest dokonanie inwestycji w budowę własnego źródła i autokonsumpcja wyprodukowanej energii na miejscu – np. w zakładzie czy hali produkcyjnej.

W zależności od zapotrzebowania, możliwości przestrzennych czy planów rozwoju na kolejne lata, przedsiębiorcy decydują się na rozwiązania takie jak panele fotowoltaiczne, biogazownie, a nawet magazynowanie wyprodukowanej energii poprzez produkcję wodoru, który zostanie wykorzystany w dalszych procesach. Tego rodzaju inwestycja wymaga oczywiście znacznych nakładów, przede wszystkim finansowych, niemniej jednak przedsiębiorcy coraz częściej budują własne OZE, ponieważ to daje im możliwość zwiększenia konkurencyjności, umocnienia swojej pozycji rynkowej czy też realizacji strategii wizerunkowej.

1.5. Potrzeby systemu energetycznego

Wykorzystywanie OZE przez przedsiębiorstwa przynosi obopólne korzyści – nie tylko dla poszczególnych podmiotów i w efekcie całej gospodarki, ale także dla systemu energetycznego.

Obecnie mamy do czynienia z bardzo poważnymi problemami w zakresie możliwości przyłączeniowych do sieci elektroenergetycznej. Infrastruktura sieciowa wymaga modernizacji i rozbudowy, a ponadto wprowadzania mechanizmów zwiększających optymalizację jej wykorzystania. Dodatkowo za rogiem czekają kolejne wyzwania, na które musimy się przygotować: wprowadzenie do sieci energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowni jądrowej oraz morskich elektrowniach wiatrowych, a także przewidywana dynamizacja w sektorze lądowych elektrowni wiatrowych.

Korzystanie z modelu autokonsumpcyjnego wpływa na system energetyczny pozytywnie i zdecydowanie będzie stanowiło odciążenie dla sieci w obliczu powyższych wyzwań. Jeżeli zużycie energii jest prognozowalne, własna instalacja OZE z perspektywy systemu pozwala bowiem na stabilizację poboru energii elektrycznej, odciążenie infrastruktury sieciowej, wypłaszczenie profilu zużycia energii oraz zwiększenie elastyczności sieci.

1.6. Sprostać wyzwaniom = skorzystać

Dzięki budowie instalacji OZE przez przedsiębiorców i wykorzystywaniu energii w miejscu jej wyprodukowania skorzystają nie tylko sami przedsiębiorcy, ale także my wszyscy. Im więcej zielonej energii w krajowym miksie energetycznym, tym tańsze i bardziej konkurencyjne będą produkowane w Polsce towary i oferowane usługi. Przedsiębiorcy osiągną benefity na wielu płaszczyznach – od ekonomicznej po wizerunkową. Redukcja wydatków na energię pozwoli na ich zainwestowanie w innych obszarach, co w efekcie będzie stanowiło pozytywny impuls gospodarczy.

Zielona transformacja gospodarki, mimo licznych wyzwań, spowoduje również na wzmocnienie w wielu sektorach. Oczywiście, unijne cele w zakresie zeroemisyjności są bardzo ambitne, a sprostanie im z pewnością nie będzie łatwe. Niezbędne jest więc utworzenie przyjaznego środowiska prawnego, który pozwoli na dynamizację w obszarze odnawialnych źródeł energii, optymalizację wykorzystania infrastruktury energetycznej i wsparcie najbardziej kluczowych obszarów.

Przedstawiciele polskiego biznesu od dawna prezentują prodekarbonizacyjne podejście, choć wiele niełatwych decyzji dotyczących nowych inwestycji i zmian wymagających wdrożenia jeszcze przed nami. Ich działania w perspektywie długoterminowej doprowadzą do generacji zysków napędzając jednocześnie mechanizmy rynkowe, a w efekcie wpływając pozytywnie na ekonomię z punktu widzenia kraju. Konieczne jest jednak zapewnienie im odpowiednich warunków do podejmowania tych działań, ponieważ jedynie symbioza między poszczególnymi przedsiębiorstwami, sektorami oraz organami może doprowadzić nas do skutecznego przeprowadzenia zielonej transformacji polskiej gospodarki.

Paulina Grądzik

ekspertka Konfederacji Lewiatan ds. energetyki i legislacji. Prawniczka, absolwentka studiów podyplomowych Akademia Energetyki w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie, doktorantka w Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie. Autorka publikacji i artykułów o tematyce energetycznej. Posiada szerokie doświadczenie w przygotowywaniu projektów aktów prawnych i propozycji legislacyjnych. Specjalizuje się w tematyce z zakresu sektora elektroenergetycznego. W Konfederacji Lewiatan zajmuje się monitorowaniem regulacji prawnych z zakresu energetyki i ich wpływem na sektor oraz przygotowywaniem stanowisk do projektów aktów prawnych i dokumentów strategicznych.



2.

Biometan – nowy rozdział w rozwoju biogazowni



Szeroko omawiany w ostatnim czasie temat rozpoczęcia produkcji biometanu w naszym kraju zapowiada rozwój sektora biometanu oraz nowe perspektywy dla biogazowni.

Odkąd wprowadzono zasady wsparcia operacyjnego dotyczącego wytwarzania biometanu wprowadzanego do sieci gazowej zainteresowanie tego rodzaju instalacjami zdecydowanie wzrosło. Inwestorzy widzą w nich atrakcyjne rozwiązanie alternatywne dla tradycyjnych biogazowni. Podczas gdy projekty instalacji przeznaczonych do produkcji energii elektrycznej z biogazu notorycznie otrzymują odmowne decyzje w sprawie określenia warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej bądź zakład energetyczny ogranicza pracę kogeneracji do ściśle określonego przedziału czasowego; wyjściem z patowej sytuacji może okazać się właśnie zmiana założeń projektowych i decyzja o budowie biometanowni. Bywają jednak sytuacje, gdy z różnych względów inwestorzy decydują się na rozbudowę istniejącej biogazowni do biometanowni. Takie projekty realizuje się już u naszych sąsiadów np. w Republice Czeskiej.

Głównym aspektem, który należy wziąć pod uwagę przy tworzeniu koncepcji dla produkcji biometanu jest dodatkowa powierzchnia, która będzie wymagana pod urządzenia uzdatniania biogazu. Oprócz podstawowych obiektów wchodzących w skład instalacji do produkcji biogazu jak zbiorniki fermentacyjne, magazynowe czy jednostki kogeneracyjne; należy przewidzieć odpowiednią przestrzeń na elementy linii do produkcji biometanu. Zazwyczaj w skład takiego systemu wchodzi linia uzdatniania i dystrybucji biometanu wraz z urządzeniami chłodniczymi, filtracyjnymi oraz gazociągiem. W praktyce oznacza to, iż kompleksowy projekt oparty na wytwarzaniu biometanu zintegrowany z produkcją biogazu w biogazowni potrzebuje więcej niż 1 ha powierzchni terenu.

Charakterystyka tych instalacji przekłada się na wyraźne różnice techniczno-eksploatacyjne między biogazowniami kogeneracyjnymi, a biometanowniami. W przypadku wytwarzania energii w skojarzeniu, dysponujemy zarówno energią elektryczną jak i energią cieplną. W praktyce kilkadziesiąt procent wytwarzanego ciepła wykorzystywane jest na potrzeby własne instalacji, natomiast w przypadku energii elektrycznej wartości zazwyczaj nie przekraczają 10%. Biometanownia sprzedając paliwo w formie gazowej nie dysponuje ciepłem odpadowym i energią elektryczną do przeznaczenia na sprzedaż. W standardowej biometanowni zasilanie potrzeb własnych odbywa się poprzez zakup energii elektrycznej z sieci, natomiast do wytwarzania ciepła wykorzystuje się inne źródła np. kocioł na biogaz spalający część paliwa, które nie podlega uzdatnianiu. Zatem charakterystyka kosztów inwestycyjnych obu instalacji będzie zgoła odmienna.

Nie można tutaj przytoczyć konkretnych, stałych wielkości, ponieważ różnią się one w zależności od wielkości i typu projektu. Można natomiast zauważyć, iż główna różnica w kosztach inwestycyjnych wynika z wyższej ceny urządzeń do oczyszczania biogazu do biometanu, w porównaniu do standardowych urządzeń i jednostek kogeneracyjnych. Ponadto, w projekcie należy uwzględnić koszty zakupu dodatkowych urządzeń, takich jak kocioł na biogaz, który dostarczy ciepło potrzebne do podgrzewania zbiorników fermentacyjnych, lub koszty mniejszej jednostki kogeneracyjnej, która dostarczy prąd i ciepło na potrzeby własne instalacji. Te urządzenia zwiększają całkowitą wartość inwestycji.

Z drugiej strony warto mieć na uwadze, że instalacje różniąc się wytwarzanym produktem końcowym, różnią się także charakterystyką poświęconym ich sprzedaży systemom wsparcia.

W przypadku biometanu, cena jednostki sprzedanego paliwa (dla biometanu cena za MWh energii w paliwie gazowym) jest równa wartości ogłoszonej w rozporządzeniu MKiŚ bez zastosowania wskaźnika korygującego dla cen gwarantowanych, stosowanego dla sprzedawanej energii elektrycznej w ramach systemu FIP wynoszącego 95% opublikowanej ceny referencyjnej. Ponadto okres wsparcia dla biometanu wynosi 20 lat, jest zatem o 5 lat dłuższych niż okres wsparcia dla sprzedaży energii elektrycznej.



Korzyścią, o której należy również pamiętać jest fakt, iż w przypadku biometanu nie występuje problem konieczności wykorzystania produkowanego ciepła i poszukiwania zewnętrznych sposobów na jego wykorzystanie. Tradycyjna instalacja biogazowa pracująca w kogeneracji powinna osiągnąć wskaźnik tzw. pełnej wysokosprawnej kogeneracji (sprawność ogólna powyżej 75%), co wiąże się z wymogiem efektywnego zagospodarowania 80% wytworzonego ciepła, na które należy mieć pomysł i odbiorców. Element odprowadzenia ciepła, zaplanowania i wykonania infrastruktury również będzie generował dodatkowe koszty, postępowania administracyjne, a ponadto wymaga czasu.

Obserwując aktualną sytuację wydaje się jednak, że warunki przyłączenia do sieci gazowej, pomimo specyficznych wymogów technicznych, mogą być bardziej dostępne dla przyszłych inwestorów niż przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Kluczową rolę w ich pozyskaniu będzie odgrywała odległość terenu inwestycji od sieci gazowych oraz poziom chłonności samych sieci. Przy tej okazji nie należy jednak zapominać o rozwiązaniach alternatywnych, o których coraz więcej się mówi, a które za jakiś czas mogą również pojawić się na naszym rynku tj. wirtualne sieci gazowe, produkcja BioLNG, czy odzyskiwanie i sprężanie CO₂.

Podsumowując rozwiązania prawne i operacyjne w zakresie biometanu, które dotychczas wypracowano niewątpliwie stanowią solidne podstawy do tworzenia tego sektora. To jak szybki będzie to rozwój zależy od poziomu cen za sprzedany biometan, odpowiedniego podejścia Operatora gazowych sieci dystrybucyjnych oraz dostępności nowoczesnych rozwiązań technologicznych.

Paulina Bogaczyńska

Specjalistka ds. marketingu
i administracji



p.bogaczynska@agrikomp.pl



3.

Przyszłość emisji metanu w perspektywie nowo wprowadzonej Europejskiej regulacji metanowej



Czy nowo wprowadzone rozporządzenie metanowe może wpłynąć na dotychczas wysokie emisje metanu kopalnianego w Polsce?

3.1. Emisje metanu – zagrożenie dla klimatu i zdrowia publicznego

Metan jest drugim najważniejszym gazem cieplarnianym, zaraz po CO₂. Przyczynia się do ocieplenia klimatu, wpływając tym samym na cały nasz ekosystem. W perspektywie 20 lat jego oddziaływanie na środowisko jest 84 razy silniejsze niż CO₂ (Komisja Europejska, 2024). Metan jest znacznie silniejszym, ale też krócej wytrzymującym w atmosferze, gazem cieplarnianym, w porównaniu do CO₂. Czas utrzymywania się metanu w atmosferze to 12 lat, podczas gdy dla dwutlenku węgla to około 120 lat (Międzynarodowa Agencja Energetyczna, 2022). Według UNEP, roczne globalne emisje metanu przy dzisiejszych technologiach można szybko zmniejszyć o 180 milionów ton (Anon, 2021). Stanowi to możliwość szybkiego zmniejszenia wpływu gazów cieplarnianych na naszą planetę i spowolnienia zmian klimatycznych.

Na przełomie ostatnich lat emisje metanu w Polsce utrzymywały się na podobnym poziomie. Według danych UNFCCC emisje metanu w Polsce pochodzą z trzech różnych źródeł (wykres 1). Najwięcej metanu emitował w Polsce sektor paliwowo-energetyczny (w dużej mierze górnictwo węgla), rolnictwo (w tym produkcja mięsa) i sektor odpadów. Prowadzona, choć powolna restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego w Polsce, nie wpłynęła znacząco na zmniejszenie się emisji metanu z tego źródła, pomimo spadku wydobycia węgla kamiennego. Jest to częściowo spowodowane przez wysokie emisje metanu pochodzące również z zamkniętych kopalń. Niechęć do zmniejszenia emisji metanu z zamkniętych kopalń stanowi znaczący problem, ponieważ pomimo łatwości tego procesu nie jest on przeprowadzany.

Według aktualnych prognoz globalnie emisje metanu mają wzrosnąć o 30% do 2050 roku, w porównaniu do 2015 roku (Höglund-Isaksson et al., 2020). Pomimo iż redukcja emisji metanu stanowi szybką formę ograniczenia tempa ocieplania się klimatu, prognozy zakładają, że emisje metanu będą jeszcze długo wzrastać ze względu na globalny wzrost wydobycia gazu ziemnego czy dalszy rozwój sektora mięsnego. Niedawno przyjęta przez Unię Europejską regulacja metanowa zakłada zmniejszenie emisji metanu, skupiając się na redukcjach w górnictwie. Zmniejszenie emisji w sektorze paliwowo-energetycznym stanowi jedno z łatwiejszych działań, dużo trudniejsza może okazać się dalsza redukcja emisji metanu np. z rolnictwa. Aktualne zobowiązania i szanse Unii na znaczące obniżenie emisji metanu będą omawiane w dalszej części artykułu.

Metan również znacząco wpływa na zanieczyszczenie powietrza, długoterminowo wpływając na zdrowie ludzkie. Metan przyczynia się do czysto wtórnego zanieczyszczenia powietrza, które powstaje na skutek przemian chemicznych zachodzących w powietrzu atmosferycznym, pomimo iż nie jest substancją bezpośrednio szkodliwą dla zdrowia ludzkiego. Zanieczyszczenia powietrza między innymi zaostrzają choroby płuc, przyczyniają się do ataków astmy i zwiększają zachorowalność i śmiertelność z przyczyn sercowo-naczyniowych. Według szacunków z 2018 roku wtórne zanieczyszczenie powietrza spowodowane wysokimi emisjami CH₄ może spowodować dodatkowe 91 tysięcy zgonów do 2050 roku w porównaniu do 2010 roku (Van Dingenen et al., 2018).

3.2. Emisje metanu z przemysłu paliwowo-energetycznego

Większość emisji metanu na świecie pochodzi z przemysłu paliwowo-energetycznego, rolnictwa i gospodarki odpadami. Międzynarodowa Agencja Energetyczna (2024) szacuje, że w 2023 roku aż 120 milionów ton (Mt) emisji metanu pochodziło z produkcji i użycia paliw kopalnych, czyli z przemysłu paliwowo-energetycznego. Emisje te odpowiadają za 1/3 wszystkich emisji globalnie. Całkowite emisje metanu utrzymują się na stałym poziomie od 2019 roku.

Najbardziej emitujące kraje odpowiadają za znaczną część emisji metanu. Blisko 70 procent wszystkich emisji metanu pochodzących z przemysłu paliwowo-energetycznego jest produkowanych przez 10 najbardziej emitujących krajów. W istotnej mierze metan ulatnia się z łańcucha gazu ziemnego. Na czele największych emitentów stoją Stany Zjednoczone, Rosja i Chiny. Ten ostatni kraj do tej pory jest największym emitentem metanu w górnictwie. Międzynarodowa Agencja Energetyczna i UNFCCC zakładają, że redukcja emisji metanu z sektora paliwowo-energetycznego o 75 procent do 2030 roku będzie decydująca dla ograniczenia ocieplenia planety do 1.5 °C.

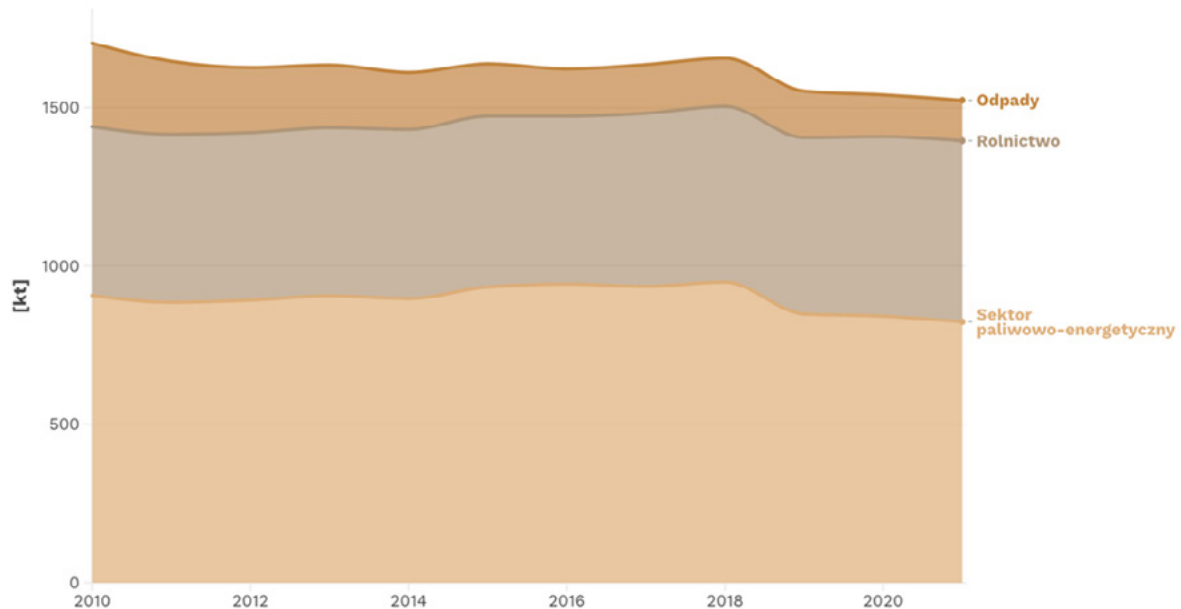
Emisje metanu w Polsce od 2010 roku zmalały tylko nieznacznie. Na przestrzeni ostatnich lat Polska polityka redukcji emisji gazów cieplarnianych nie była skupiona na zmniejszeniu emisji metanu, pozostawiając Polskę w tyle na tle pozostałych krajów Unii Europejskiej. Funkcjonująca do tej pory opłata za emisję metanu wynosi 0,39 zł za tonę¹. Niezwykle niska opłata nie zachęcała do redukcji emisji, przez co emisje metanu w ostatnich latach zmalały tylko nieznacznie. Wysokie emisje w Polsce są w dużej mierze spowodowane przez metan z kopalń węgla, stanowiący problem ze względu na wysokie uzależnienie miks energetyczny Polski od energii z węgla.

1 Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 4 sierpnia 2023. Art. 291 ust. 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 2556).

Wykres 1.

W ostatnich latach emisje metanu spadły nieznacznie

Emisje metanu (CH₄) z sektorów emitujących najwięcej [kt]



Źródło: UNFCCC



W Polsce największym problemem jest metan kopalniany. Sektorowo najczęściej emisji metanu pochodzi z sektora paliwowo-energetycznego. Jest to głównie spowodowane przez wysokie emisje z kopalń węgla kamiennego. Kopalnie węgla brunatnego również emitują metan do atmosfery, ale mniej niż kopalnie węgla kamiennego i jest to trudniejsze do zmierzenia, gdyż jako kopalnie odkrywkowe nie mają punktowych źródeł emisji takich jak szyby wentylacyjne w kopalniach podziemnych. UNFCCC (2024) szacuje, że w 2021 roku kopalnie węgla brunatnego w Polsce wyemitowały blisko 46 tys. ton CH₄, a kopalnie węgla kamiennego (w tym te zlikwidowane) aż 516 tys. ton. Polskie kopalnie węgla kamiennego charakteryzują się różną intensywnością emisji (patrz wykres 2.). W 2022 roku najczęściej emisji metanu pochodziło z KWK Borynia-Zofiówka-Bzie, natomiast nie była to kopalnia emitująca najczęściej na tonę wydobytego węgla. Ze względu na różną intensywność emisji niedawno przyjęta regulacja metanowo różnie wpłynie na pojedyncze kopalnie.

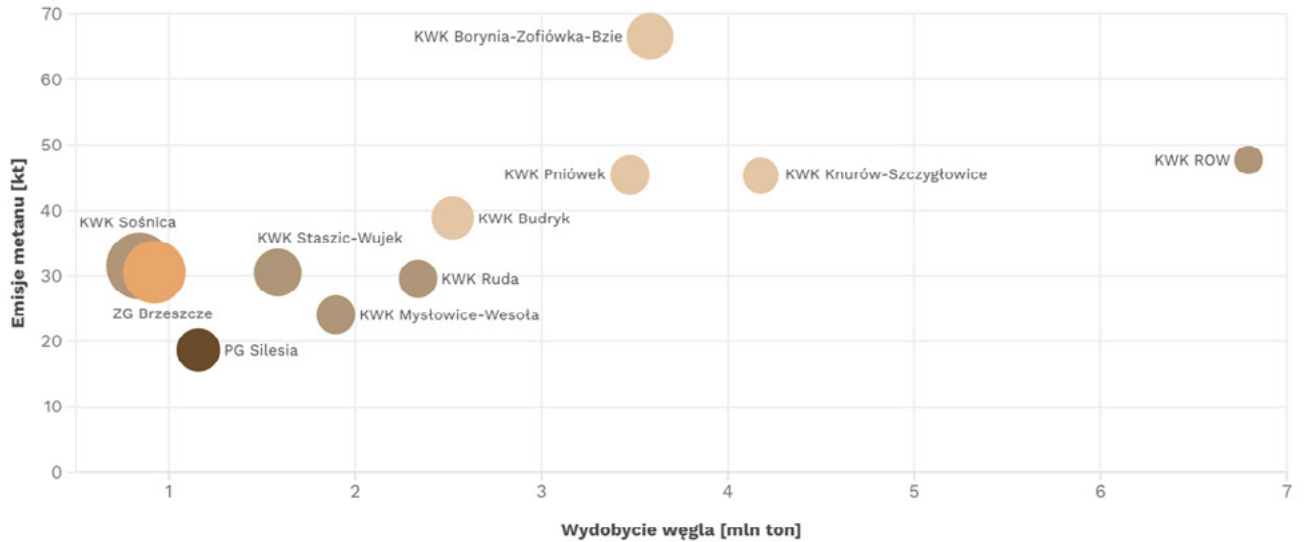


Wykres 2.

KWK Sośnica i ZG Brzeszcze emitują najwięcej metanu na tonę wydobytego węgla. Jednak w sumie najwięcej tego gazu cieplarnianego ucieka z KWK Borynia-Zofiówka-Bzie

Rozmiar okręgu odpowiada natężeniu metanu - wielkości emisji metanu do atmosfery na tonę wydobytego węgla. Dane z 2022 r.

Przedsiębiorstwo: ● JSW ● PGG ● PKW ● Bumech



Źródło: Baza danych kopalni węgla kamiennego i brunatnego w Polsce, Instrat, na podstawie danych KOBiZE, PIG i raportów spółek.

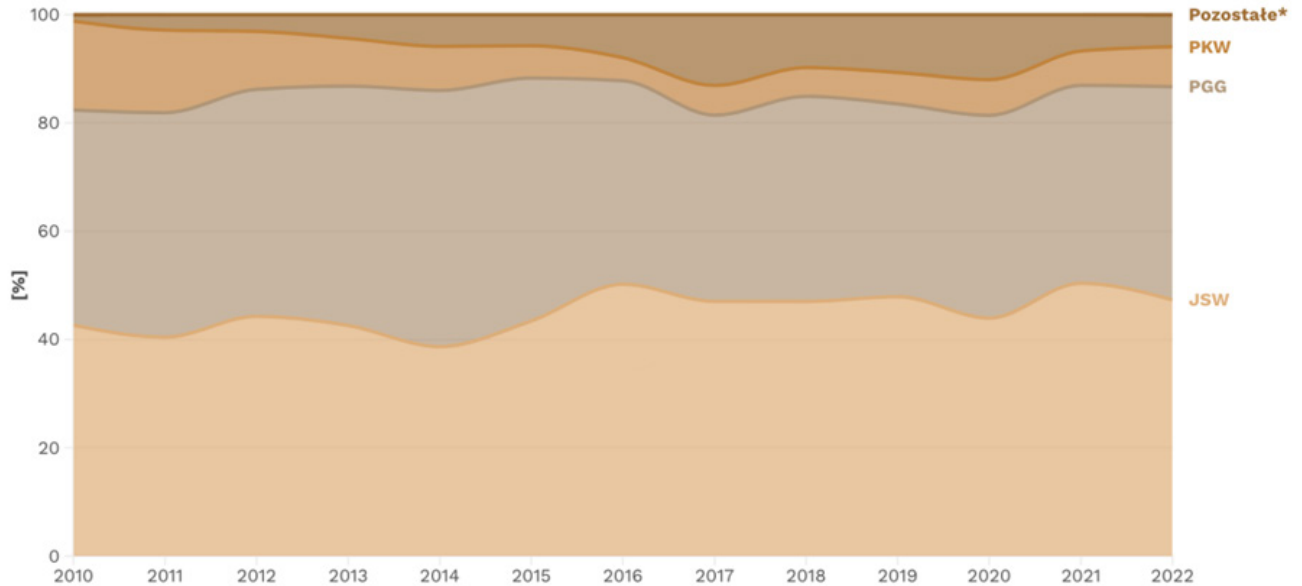
PKW - Południowy Koncern Węglowy (w latach 2014 - 2024 Tauron Wydobywanie S.A.), PGG - Polska Grupa Węglowa, JSW - Jastrzębska Spółka Węglowa



Technologie ograniczające emisję metanu kopalnianego do środowiska mogą szybko przyczynić się do ograniczenia zmiany klimatu. Według Międzynarodowej Agencji Energetycznej (2024) co najmniej 59% emisji metanu z kopalń węgla można uniknąć poprzez utylizację metanu z odmetanowania i wentylacji kopalń. 21% emisji można uniknąć bez kosztów netto. Jednak ze względu na dotychczasowy brak regulacji zmuszających kopalnie do redukcji emisji metanu, znaczące redukcje nie zostały osiągnięte.

Wykres 3.

Dwie największe spółki górnicze odpowiadają za ponad 80% emisji metanu z polskich kopalń węgla kamiennego



Źródło: Opracowanie własne Instrat na podstawie danych KOBiZE (Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami)

* Kategoria "pozostate" zawiera emisje z kopalń Spółki Restrukturyzacji Kopalń (kopalnie w likwidacji) oraz Bumech S.A. (KWK Silesia).



PKW - Południowy Koncern Węglowy (w latach 2014–2024 Tauron Wydobywanie S.A.), PGG - Polska Grupa Węglowa, JSW - Jastrzębska Spółka Węglowa

3.3. Unijne rozporządzenie metanowe: zobowiązania i szanse

Uchwalone w maju 2024 r. unijne rozporządzenie metanowe² jest szansą na ograniczenie emisji metanu z przemysłu paliwowo-energetycznego w Europie i na świecie. Spełnia ono zobowiązanie Unii Europejskiej do redukcji emisji metanu o 30% pomiędzy 2020 i 2030 rokiem wynikające z zainicjowanej przez UE i USA Global Methane Pledge (Global Methane Pledge, 2021). Ponadto rozporządzenie spełnia założenia Europejskiego Zielonego Ładu oraz Europejskiej Strategii Metanowej.

² Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942

Unijna regulacja metanową jest pierwszym aktem prawnym w Unii Europejskiej regulującym emisje metanu z przemysłu paliwowo-energetycznego. Zobowiązuje producentów ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla w państwach UE do pomiarów, monitorowania, raportowania i weryfikacji swoich emisji metanu, oraz do podjęcia kroków w celu ich redukcji (ibid.).

Zapisy dotyczące węgla są szczególnie istotne dla Polski jako europejskiego lidera emisji metanu kopalnianego. Polskie kopalnie węgla kamiennego odpowiadają za 70% emisji metanu kopalnianego w Europie (Ember, 2020). W kwestii redukcji emisji metanu z kopalń, rozporządzenie zakazuje uwalniania metanu ze stacji odmetanowania (od 2025 roku) oraz z szybów wentylacyjnych (od 2027 roku) (Rys. 1). W Polsce, powyższe zapisy będą obowiązywać czynne kopalnie węgla kamiennego energetycznego. Węgiel koksowy, służący jako reagent w procesie produkcji stali oraz paliwo, będzie regulowany oddzielnym aktem delegowanym, który ma powstać w ciągu najbliższych 3 lat. Kopalnie odkrywkowe węgla brunatnego oraz zamknięte kopalnie będą jedynie zobowiązane do raportowania emisji.

Rys. 1. Mapa drogowa regulacji metanowej



Zakres rozporządzenia metanowego wychodzi poza granice UE. Zobowiązuje ono również importerów paliw kopalnych do wykazania, że ich standardy wykrywania i zapobiegania emisjom metanu są podobne do tych obowiązujących w Unii. Jest to istotne, gdyż do 75-90% emisji metanu związanego ze zużyciem paliw kopalnych w UE dochodzi poza jej granicami (EIA 2023). Jednak eksperci z Environmental Investigation Agency szacują, że zobowiązania wobec importerów są niewystarczające (Międzynarodowa Agencja Energetyczna 2024).

“Skuteczne, proporcjonalne i odstrasżające” kary zostaną nałożone na przedsiębiorstwa, które nie zaprzestaną emisji w określonych ramach czasowych. Wysokość obowiązujących kar będzie zależała od poszczególnych państw członkowskich. Polski rząd będzie miał za zadanie wyznaczyć takie kary, które będą odzwierciedlały szkody dla klimatu i zdrowia spowodowane emisjami metanu. Liczymy, że odpowiednio wyznaczone kary zachęcą spółki górnicze do niezbędnych inwestycji w technologie redukcji emisji metanu.

Finalna wersja rozporządzenia jest, niestety, osłabioną wersją pierwszego projektu regulacji, który Komisja Europejska przedstawiła w 2021 roku (COM/2021/805). W procesie konsultacji dopuszczalne progi emisji wzrosły dziesięciokrotnie – z 0,5 do 5 ton CH₄ na tysiąc ton wydobytego węgla. Oznacza to, że kopalnie charakteryzujące się intensywnością emisji metanu do 5 ton CH₄ na tysiąc ton wydobytego węgla będą mogły emitować bez przeszkód, a te emitujące więcej będą musiały ograniczyć jedynie część emisji powyżej progu lub zapłacić karę od nadwyżki. Aktualnie średnia emisyjność metanu w polskich kopalniach węgla kamiennego wynosi ok. 10 tCH₄/t węgla³. Ta i inne zmiany powodują, że rozporządzenie ograniczy maksymalnie 48% emisji metanu do 2031 r. – poniżej progu 58%, który chciała osiągnąć Unia (Ember, 2024b). Pomimo osłabienia ambicji regulacji, w jej ostatecznej wersji znalazło się wiele potrzebnych zapisów. Nowe standardy raportowania są nadzieją na rzetelne dane o emisjach metanu, a system kar może doprowadzić do redukcji emisji metanu w polskich kopalniach.

3.4. Standardy raportowania emisji

Transparentne raportowanie pozwala na lepsze planowanie procesu dekarbonizacji. Wiarygodne i rzetelne dane o emisjach metanu są ważne, ponieważ pozwalają monitorować emisje tego gazu w czasie i przestrzeni. Jasna, spójna metodologia umożliwi porównywanie różnych kopalń i złóż względem ich emisyjności oraz lepsze planowanie rozwiązań ograniczających emisje.

Polski model raportowania emisji metanu z górnictwa charakteryzuje się bardzo niską transparentnością. Rok temu pisaliśmy o nich w raporcie W poszukiwaniu źródeł (Instrat 2023). Główne problemy to:

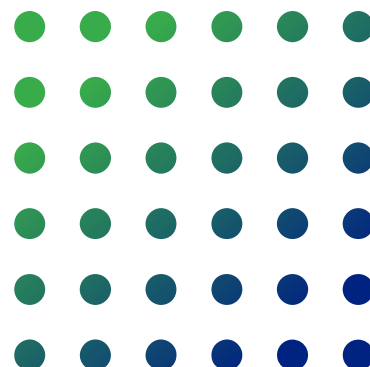
- nakładanie się kompetencji instytucji i identycznych danych
- niespójności między danymi wynikające z różnic w metodologiach
- brak opracowanych metadanych
- brak otwartego dostępu do danych zagregowanych lub jednostkowych.

3 Własne obliczenia na podstawie danych WUG (2024)

Reforma systemu raportowania o emisjach metanu jest potrzebna do skutecznego ograniczenia tych emisji oraz do wdrożenia unijnego rozporządzenia metanowego. Bez reformy systemu raportowania ocena skutków regulacji dla rozporządzenia UE w sprawie redukcji emisji metanu oraz monitoring jego wdrożenia w Polsce będą utrudnione. Regulacja metanowa UE jest szansą na poprawę sytuacji.

W kwietniu br. think-tank Ember Climate odkrył, że niemieckie kopalnie odkrywkowe węgla brunatnego emitują w rzeczywistości więcej metanu niż raportują (Ember, 2024a). Jest to spowodowane użyciem przestarzałych współczynników emisji. Polskie kopalnie węgla brunatnego również zakładają, że mają znikome emisje, w wyniku czego nie raportują swoich emisji metanu, na przykład do Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami. Rozporządzenie metanowe zobowiąże kopalnie do używania współczynników emisji odpowiednich dla lokalnej sytuacji. W najlepszym wypadku, kopalnie powinny wyliczyć specyficzny współczynnik emisji na podstawie badań zawartość metanu w danym złożu (Ember, 2024a).

Liczymy, że regulacja metanowa będzie niezbędną zachętą do poprawy polskiego systemu raportowania emisji. W ramach regulacji, spółki węglowe będą zobowiązane do corocznego wysyłania danych o swoich emisjach metanu do właściwego organu wyznaczonego przez polski rząd. Kopalnie będą raportować jednostkowe dane o emisjach na podstawie pomiarów i obliczeń. Jednocześnie raportowane dane będą sprawdzane przez niezależnych, akredytowanych weryfikatorów. Wyznaczenie jednego organu odpowiadającego za dane zniweluje problem rozbieżnych wartości podawanych przez różne instytucje, co obecnie ma miejsce w polskim górnictwie. Ponadto, dane o emisjach zebrane w ramach rozporządzenia metanowego zostaną rozpowszechnione w formie publicznie dostępnej bazy danych, która poprawi transparentność emisyjności polskich kopalń.



3.5. Podsumowanie

Metan jest szkodliwym gazem dla klimatu i zdrowia. Jego wpływ na zmiany klimatu jest ponad 80 razy silniejszy niż w przypadku tej samej ilości CO₂. Metan również wpływa negatywnie na nasze zdrowie przyczyniając się do wtórnego zanieczyszczenia powietrza, np. smogu. W Polsce sektor paliwo-wo-energetyczny jest największym emitentem tego gazu. Zwłaszcza polskie górnictwo gra dużą rolę w lokalnych i globalnych emisjach metanu – 70% metanu kopalnianego w UE pochodzi z polskich kopalń (Ember, 2020). W Polsce, emisje metanu z kopalń wciąż utrzymują się na wysokim poziomie, pomimo drobnego spadku związanego z wygaszeniem kopalń. Ograniczenie emisji metanu może znacząco przyczynić się do szybkiego zmniejszenia wpływu gazów cieplarnianych na środowisko. Do tej pory, niezwykle niska opłata środowiskowa za emisje metanu (0,39 zł za tonę) obowiązująca w naszym kraju nie stanowiła wystarczającej zachęty do redukcji emisji. Oprócz tego, polski model raportowania emisji metanu charakteryzuje się niską transparentnością. Niedawno przyjęta unijna regulacja metanowa jest szansą na ograniczenie emisji tego gazu oraz na poprawę systemu raportowania.



Akty prawne:

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942, PE/86/2023/REV/1.

Wniosek ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942, COM(2021)805.

OBWIESZCZENIE MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA z dnia 4 sierpnia 2023 r. w sprawie wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska na rok 2024. <https://sip.lex.pl/akty-prawne/mp-monitor-polski/wysokosc-stawek-oplat-za-korzystanie-ze-srodowiska-na-rok-2024-21869296>

Zofia Borowczyk

Analityczka w dziale Energia i Klimat i Just Transition Impact Advisory Hub w Fundacji Instrat. W organizacji głównie analizuje jak transformacja energetyczna i nowe strategie energetyczne wpłyną na społeczeństwo. Dodatkowo pracuje przy wsparciu pracowników regionów węglowych i tworzy bazy danych elektrowni i kopalni



Zuzanna Charkowska

Analityczka platformy energy.instrat.pl w Fundacji Instrat. W organizacji śledzi proces legislacyjny unijnej regulacji metanowej od 2022 roku. Zajmuje się zbieraniem, analizą oraz upublicznieniem rzetelnych danych na temat energetyki i klimatu, m.in. w postaci baz elektrowni i kopalni na energy.instrat.pl oraz w Przeglądzie Węglowym



4.

**System depozytowo-
kaucyjny (DRS)
a recykling surowcowy**



4.1. „Depozyt” czy „kaucja”?

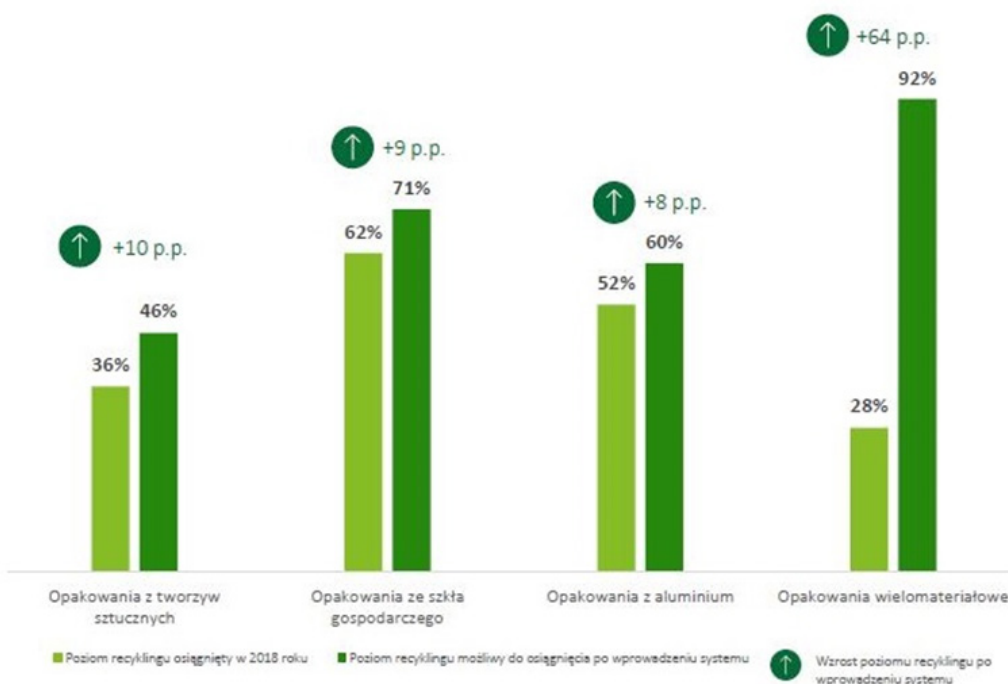
W biznesie język polski często zapożycza wprost słowa angielskie tworząc mniej lub bardziej poprawne „kalki językowe” – najbardziej bolesną dla chemika jest oczywiście „plastik”. Oryginalnie w języku polskim oznacza konkretny materiał wybuchowy (Plastik C4) natomiast angielskie słowo „plastics” obejmuje dużą i mocno zróżnicowaną grupę materiałów nazywanych w poprawnej polszczyźnie „tworzywami sztucznymi”. Innym angielskim słowem przyjętym jako skrót myślowy w języku polskim to „deposit” – obejmuje on zarówno pojęcie „kaucji”, jak i „depozytu”, mimo że w polszczyźnie występuje pomiędzy nimi znaczeniowa różnica.

Kaucja – to zastaw pieniężny zwracany jego płatnikowi (zastawcy) z chwilą zwrotu przedmiotu zastawu w stanie niezmienionym (np. kaucją zabezpieczane jest wypożyczenie samochodu czy najem domu). Depozyt – to równoważność przedmiotu użytkowanego przez depozytariusza podlegający przepadkowi, jeśli użytkowany przedmiot nie zostanie zwrócony.

Oba te pojęcia zostały skutecznie wymieszane we wdrażanym właśnie w Polsce systemie depozytowo-kaucyjnym obejmującym zarówno szklane opakowania wielorazowe (kaucja) jak i jednorazowe opakowania z tworzywa (butelki) i metalu (puszki), gdzie mamy do czynienia ewidentnie z depozytem. Ta z pozoru nieistotna, leksykalna różnica ma jednak dalekosiężne skutki praktyczne, gdyż w systemie DRS znalazły się zarówno opakowania zwrotne (krążące w systemie wielokrotnego użytku = „reuse”) nie będące w ogóle odpadami, jak i odpady opakowań jednorazowych z tworzywa sztucznego PET (butelki) oraz metalu (puszki), które powinny zostać skierowane do odzysku surowcowego, czyli recyklingu. Te pierwsze powinny w nienaruszonym stanie trafić do ich konkretnego właściciela (np. browaru) w celu ponownego użycia, te drugie jako wyselekcjonowany odpad do dowolnego recyklera, który zamieni je ponownie na surowiec – choć tu nie ma pewności, czy powstaną z nich ponownie opakowania. Jak widać z tej pozornie semantycznej analizy, tylko część opakowań zebranych w systemie DRS jest interesująca dla recyklerów i tylko ta część wpłynie na poprawę wskaźników poziomów recyklingu w Polsce.

4.2. „Równi” i „równiejsi”

Skoro już mowa o poziomach recyklingu, które w wyniku wdrożenia systemu DRS mają znacząco wzrosnąć, to niezrozumiałym z punktu widzenia recyklerów jest fakt pominięcia trzech znaczących strumieni odpadów opakowaniowych. Są nimi jednorazowe opakowania szklane, opakowania kartonowe i opakowania wielomateriałowe, które wg symulacji przygotowanej w 2021r. przez firmę Deloitte miałyby największy potencjał poprawy osiąganych poziomów recyklingu.



Rysunek 2: Symulacja poziomów recyklingu po wprowadzeniu systemu depozytowego

Pominięcie opakowań szklanych jednorazowego użytku, stanowiących ogromną większość w tym strumieniu odpadów (butelki po alkoholu i słoiki różnych formatów) stawia pod znakiem zapytania szczerą intencję legislatora obejmującego Systemem ich „wielorazowych braci” – zwłaszcza, że istniejące już systemy kaucyjne dużych browarów doskonale sobie radzą i nie potrzebują, a nawet wprost nie życzą sobie jakiegokolwiek w nie ingerencji. Wyłączenie jednorazowych butelek szklanych z Systemu, rodzi ponadto pokusę „ujednorazowienia” wielorazowych butelek w przypadku niezrealizowania przez operatora wymaganego poziomu zbiórki. Wystarczy zadeklaro-

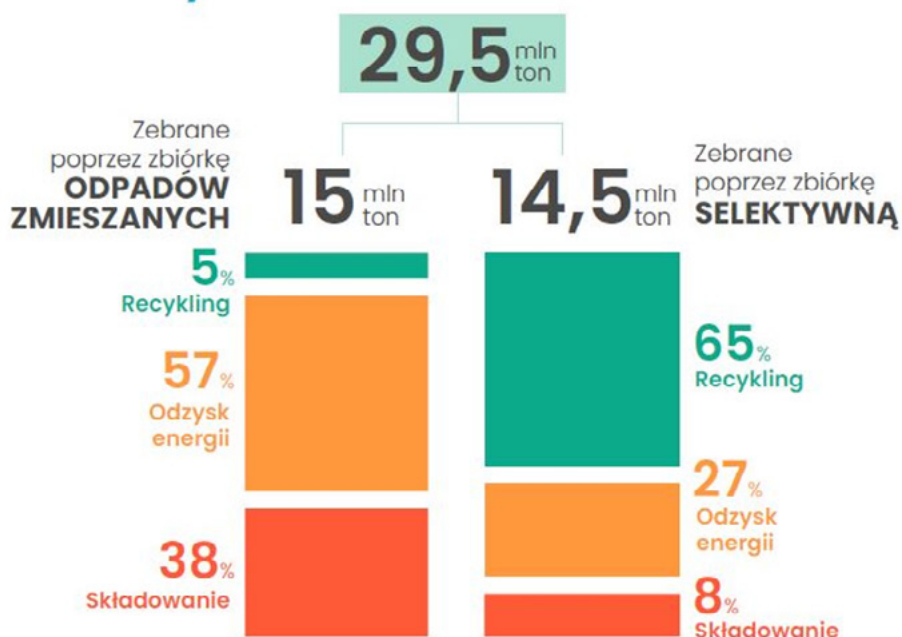
wać, że butelki nie były „zwrotne” lecz „jednorazowe” i natychmiast „znikają” z Systemu, z „obowiązku odzysku” a tym samym spora masa surowca znika z Gospodarki o Obiegu Zamkniętym lądując gdzieś w środowisku. Ważnym tematem są również tzw. „małpki”, czyli małe butelki (200 ml) po wysoko-procentowych alkoholach – według badań firmy Synergion z 2019 roku każdego dnia Polacy kupują 3 mln sztuk alkoholu w tym formacie, ale legislator wydaje się tego problemu raczej nie dostrzegać.

Jeszcze ciekawszą kwestią jest pominięcie w Systemie DRS opakowań kartonowych, które zgodnie z raportem PROFUNDO z 12.09.2023 (na zlecenie EEB i Zero Waste Europe) stanowiły 2020 w Europie większą masę (41,1%) niż wszystkie opakowania z tworzyw sztucznych (19,4%) i ze szkła (19,1%) razem wzięte i odpowiadały w 2021r. za gigantyczny ślad środowiskowy (190 mln ton CO₂eq). Niezrozumiała z racjonalnego punktu widzenia stygmatyzacja opakowań z tworzyw sztucznych, będących najczęściej najlepszą, środowiskowo alternatywą pozwalającą chronić żywność przed zniszczeniem doprowadziła do zastąpienia ich papierem/kartonem. Jednorazowe kubki i słomki z „niedobrego plastiku” zostały zastąpione jednorazowymi kubkami/słomkami z papieru... jednak powlekanego folią z tworzyw sztucznych, które nie tylko mają wyższy ślad środowiskowy w całym cyklu życia (LCA), ale tylko częściowo nadają się do recyklingu. Porównanie śladu środowiskowego butelki PET, która daje możliwość wielokrotnego recyklingu całej masy zebranych odpadów (wydajność procesu 98%) z podobnym parametrem kartonu do płynnej żywności (możliwym do recyklingu jedynie w 70%) nie pozostawia wątpliwości, które z opakowań jest bardziej pro-ekologiczne.

4.3. „Błogosławieństwo” czy „przekleństwo” zbiórki selektywnej

Selektywna zbiórka odpadów komunalnych realizowana w Systemie Pięciu Frakcji (papier, szkło, plastik/metal, bioodpady i „zmieszane”) od 01.01.2021 nie jest już wyborem lecz obowiązkiem każdego właściciela nieruchomości. Niestety jej skuteczność pozostawia wiele do życzenia i nadal spora partia odpadów z tworzyw sztucznych zamiast do „żółtego worka”, trafia do jego „czarnego” sąsiada, czyli do „odpadów zmieszanych”. Podobnie ma się rzecz z zawartością owego „żółtego worka”, z którego wg danych Plastics Europe za 2020 tylko 65% tworzyw sztucznych trafi do recyklingu.

W 2020 r. w UE27+3 zebrano 29,5 mln ton pokonsumenckich odpadów tworzyw sztucznych. Recykling osiąga 13 razy wyższy poziom, w przypadku odpadów tworzyw sztucznych pochodzących ze zbiórki selektywnej w stosunku do zbiórki odpadów zmieszanych.



Źródło: Conversio Market & Strategy GmbH

Odpady inne niż odpady tworzyw sztucznych (tj. wyroby włókiennicze, kleje, uszczelniacze, powłoki itp.) nie zostały uwzględnione

Dane dotyczące odpadów opakowań z tworzyw sztucznych uzyskano przez ekstrapolację z dostępnych danych z 2019 r. Wyniki zaokrąglono.

Zbiórka odpadów zmieszanych to system zbiórki odpadów, w którym użytkownicy nie sortują odpadów; takimi strumieniami odpadów są np. odpady resztkowe (zmieszane) lub odpady zbierane do pojemników w miejscach publicznych.

Selektywna zbiórka odpadów to taki system zbiórki, w którym użytkownicy sortują odpady przed ich wrzuceniem do odpowiednich pojemników (np. odpady opakowaniowe, odpady sprzętu elektronicznego i elektrycznego, zbiórka odpadów do dedykowanych pojemników w PSZOK-ach – Punktach Selektywnej Zbiórki Odpadów Komunalnych).

Przyczyn nieskuteczności zbiórki selektywnej jest kilka – począwszy od niskiego poziomu edukacji konsumenckiej, poprzez brak kontroli jakości wykonanej selekcji odpadów (identyfikacja przekazującego) aż po brak zachęt finansowych dla zwiększenia liczby „żółtych worków” kosztem „czarnych” (system bonus-malus).

Niewątpliwie selektywna zbiórka odpadów jest dla mieszkańców uciążliwością wymagającą poświęcenia czasu i dodatkowej uwagi przy ich wrzucaniu do pojemników (lub worków), uzyskany jednak dzięki temu „efekt skali” jest nie do przecenienia. Zakładając, że spośród ponad 37 milionów mieszkańców Polski (stan na 31.12.2022r.) tylko 70% zaangażowanych zostanie w segregowanie własnych odpadów (pozostałe 30% to dzieci w wieku przedszkolnym, osoby chore i niepełnosprawne) i poświęci na to jedynie 2 minuty dziennie – uzyskamy gigantyczny potencjał „sortowniczy” odpowiadający pracy ponad 100.000 osób zatrudnionych na pełnym etacie w profesjonalnych sortowniach na terenie całego kraju.

Drugim równie istotnym aspektem zbiórki selektywnej jest jakość zebranych tą drogą surowców wtórnych – nie są one zanieczyszczone innymi frakcjami – a tym samym gwarancja przeprowadzenia w oparciu o nie recyklingu wysokiej jakości. Uzyskane tą drogą recyklaty mogą z powodzeniem zastąpić surowce pierwotne i znacząco wpłynąć na oszczędzanie naturalnych zasobów planety. Również sam proces recyklingu w przypadku czystych strumieni odpadów jest prostszy i wymaga mniejszych nakładów energetycznych a tym

samym pozostawia po sobie mniejszy ślad środowiskowy. Doświadczenia krajów, które wprowadziły systemy depozytowe pozwalają jednoznacznie stwierdzić, że wspierają one zbiórkę selektywną i wydatnie zwiększają strumień czystych odpadów kierowanych do recyklingu.

Musimy jednak mieć świadomość, że w wyniku wprowadzenia systemu DRS zmianie ulegną „szlaki wędrówne” odpadów – z żółtego worka ubędzie butelek PET (oraz puszek ALU) a docelowo również butelek PE (mleczne). Zmniejszy się wydatnie wolumen odpadów zbieranych przez gospodarki komunalne w systemie pojemnikowym (workowym), ale jednocześnie boleśnie spadnie ich średnia wartość. Efektem ubocznym wdrożenia systemu depozytowego może być więc wzrost opłat za odbiór śmieci, gdyż zakłady komunalne nie znajdą w nich wartościowych surowców, które dotychczas mogły drogo odsprzedać pokrywając tymi wpływami część kosztów zbiórki. Kolejnym aspektem wdrożenia tego systemu będzie zmiana „władztwa” nad wartościowymi odpadami – ich właścicielami staną się operatorzy systemu DRS przekierowując ich strumień według własnego uznania (monopolizacja źródeł, spekulacje cenowe). Wprawdzie wdrożenie systemu przyczyni się do wzrostu poziomu odzysku surowcowego, ale mylą się wizjonerzy oczekujący „cudu 100%” – wsparcie zbiórki selektywnej systemem depozytowym pozwoli zbliżyć się do poziomu 60-70%. Niestety nadal część opakowań nawet objętych systemem depozytowym nie wróci do operatorów (żmudny proces edukacji społecznej), co może spowodować niedobory surowców wtórnych a tym samym niekontrolowany wzrost ich ceny.

4.4. Mamy już „dym z komina”... a gdzie fundamenty?!

Wszyscy komentatorzy wprowadzanego systemu DRS – zarówno jego zwolennicy jak i przeciwnicy – podkreślają zgodnie, że jest on regulacją szczegółową wprowadzaną w momencie braku regulacji głównej. Ową podstawą, fundamentem sprawnego systemu gospodarowania odpadami powinna być implementacja w polskim systemie prawnym Rozszerzonej Odpowiedzialności Producenta zgodnie z europejską dyrektywą nr 2018/851. W związku z brakiem tej implementacji (termin minął 05.07.2020r.!) w stosunku do Polski wszczęto w lutym 2024 postępowanie upominawcze przed Komisją Europejską w sprawie uchybienia zobowiązaniom państwa członkowskiego. Istotą zalecanej przez w/w dyrektywę regulacji jest rozszerzenie odpowiedzialności producenta (wprowadzającego produkt na rynek) na zagospodarowanie odpadów, które powstają w trakcie lub po zakończeniu procesu użytkowania jego produktu (opakowania).

Wdrożenie ROP w zakładanym przez KE kształcie zobowiązuje producenta między innymi do pokrycia „kosztu netto” procesu zbiórki i przygotowania do ponownego użycia lub recyklingu odpadów z produktu, który wprowadził

na rynek. Brak tej regulacji powoduje, że koszty te ponoszą z jednej strony mieszkańcy (wysokie opłaty za odbiór „śmieci”) z drugiej strony branża recyklingu (brak zainteresowania producentów recyklatami, presja cenowa materiałów pierwotnych). Regulacja ROP wraz z towarzyszącymi jej wytycznymi w zakresie eko-projektowania wyrobów rozwiąże dwa podstawowe problemy Gospodarki o Obiegu Zamkniętym: problem recyklowalności wyrobów (zdolności do odzysku materiałowego) oraz zawartości recyklatów w produkcie (zastosowanie surowców wtórnych w produkcji nowych wyrobów). Brak tego imperatywu prawnego i pozostawienie jedynie wolnemu rynkowi decyzji o wyborze materiałów i sposobie projektowania wyrobów de facto uniemożliwia nawracanie surowców w gospodarce (tzw. „zamykanie obiegów”) i każdego dnia pogłębia dewastację naszego środowiska naturalnego.

Wprowadzając system DRS dla wybranych opakowań bez wcześniejszego wprowadzenia ogólnego obowiązku rozszerzonej odpowiedzialności dla wszystkich opakowań „stygmatyzuje się” niektóre z nich obciążając kosztami zbudowania indywidualnego systemu zbiórki. Według szacunków kancelarii Deloitte utworzenie systemu depozytowo-kaucyjnego w Polsce kosztować będzie między 19 a 24 mld zł a objęte nim zostanie jedynie ok. 2 proc. masy (300 tys. ton) wszystkich powstających odpadów komunalnych. Pozostałe opakowania korzystać będą nadal z „bez-nakładowego” systemu zbiórki komunalnej a ich niska recyklowalność oraz regularne porzucanie w środowisku pozostaną nadal poza sferą zainteresowań legislatora.

Andrzej Kubik

REPLAS Recycling Plastics Sp. z o.o.
GPR Guma i Plastik Recycling Sp. z o.o.

magister inżynier przetwórstwa tworzyw sztucznych - ukończył z wyróżnieniem studia na Technische Universität Chemnitz (Niemcy) na wydziale „Plast- und Elast-Technik“ oraz studia podyplomowe w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie na kierunku Handel Zagraniczny. Tłumacz przysięgły języka niemieckiego. Z zawodu – recykler - zarządza firmami recyklingowymi ze 100% udziałem kapitału niemieckiego: trzy zakłady produkcyjne zatrudniające łącznie ok. 250 osób. Z przekonania ekolog. Publikuje w czasopismach branżowych „PLAST NEWS”, „Energia i Recykling”, „Chemia i Biznes”. Członek grupy eksperckiej ROP Konfederacji Lewiatan oraz Koalicji na Rzecz Recyklingu Tworzyw Sztucznych. Wiceprezes Polskiego Stowarzyszenia Recyklerów Opon oraz Członek Zarządu Rady Klastra Gospodarki Odpadowej i Recyklingu – Krajowego Klastra Kluczowego.

ak@replas.eu

