

Katowice, 2 marca 2020 r.

Stefan Dzienniak
Prezes Zarządu
Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa
ul. Lompy 14, 40-040 Katowice

Komisja Europejska
Dyrekcja Generalna ds. Konkurencji
Ref.: HT.582
1049 Bruksela
Belgia

pismo znak: HIPH/0107/2020

Stanowisko do Projektu Wytycznych ETS w sprawie pomocy państwa dot. systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych po 2021 r.

Poniżej przedstawiamy uwagi i stanowisko polskiego przemysłu stalowego, którego wyłącznym reprezentantem w Polsce jest Hutnicza Izba Przemysłowo Handlowa, do aktualizacji systemu rekompensat kosztów pośrednich CO₂ zgodnie z Projektem Wytycznych w sprawie pomocy państwa dot. systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych po 2021 r. („Projekt Wytycznych ETS”).

Na wstępie podkreślić należy znaczenie rekompensat dla realizacji ambitnych unijnych celów klimatycznych. Jako sektor stalowy, widzimy istotne ryzyko zjawiska ucieczki emisji poprzez przenoszenie produkcji do państw spoza Unii Europejskiej, bądź poprzez zastępowanie wyrobów unijnych wyrobami z importu z kosztami produkcji nie uwzględniającymi ceny CO₂. Taka sytuacja powoduje, że pomimo wysiłków Unii Europejskiej emisja CO₂ w skali globalnej się nie zmniejszy. Rekompensaty pośrednich kosztów emisji, obok systemu przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂, są w związku z tym kluczowym narzędziem ograniczającym te negatywne zjawisko.

W ogłoszonym w grudniu 2019 r. planie przejścia do niskoemisyjnej gospodarki, tzw. „Zielonym Ładzie”, jedną z metod realizacji tego celu jest elektryfikacja przemysłu. Przemysł stalowy jest praktycznym przykładem wykorzystania takiej technologii w procesie EAF („Electric Arc Furnace”). Jednocześnie huty EAF są najbardziej narażone na pośrednie koszty emisji, które poprzez wzrost kosztów energii elektrycznej podważają ich konkurencyjność. W tej sytuacji poprawnie funkcjonujący

system rekompensat kosztów pośrednich jest niezbędnym elementem realizacji strategii dekarbonizacji w UE.

Poniżej wskazujemy kluczowe zmiany, które pozwolą ten cel osiągnąć.

1. Rekompensaty nie powinny zostać uzależnione od spełnienia dodatkowych wymagań

Dążenie do osiągnięcia jak najlepszej efektywności energetycznej jest w przypadku przedsiębiorstw energochłonnych czymś naturalnym i pożądanym. Przyznanie rekompensat, z uwagi na silną presję konkurencji, nie zaburzy działania systemu zachęt w odniesieniu do efektywności energetycznej – tym bardziej, że nadal zastosowanie w tym wypadku znajdują niezwykle restrykcyjne benchmarki. Z tego względu uzależnienie przyznawania rekompensat od wypełnienia wymagań z zakresu efektywności energetycznej jest nieuzasadnione.

System rekompensat został ustanowiony w celu pokrycia luki finansowej przedsiębiorstw energochłonnych w związku z kosztami wypełniania bardziej ambitnych, niż w krajach spoza Unii Europejskiej, celów klimatycznych. Zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającą dyrektywę Rady 96/61/WE („Dyrektywa ETS”) rekompensaty przyznaje się na rzecz sektorów lub podsektorów, które uznaje się za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji z powodu przenoszenia kosztów związanych z emisją gazów cieplarnianych w ceny energii, w celu kompensacji tych kosztów.

W przeciwieństwie do mechanizmu pomocy związanej z fakultatywnym przejściowym przydziałem bezpłatnych uprawnień na modernizację sektora energetycznego, środki przyznane w ramach rekompensat nie mają określonego celu, na który powinny one zostać przeznaczone. Wskazane w pkt 54 Wytycznych wymogi oznaczać będą, że potencjalni beneficjenci będą zmuszeni przeznaczyć znaczną ich część na wskazane cele, co w ogólnym rozrachunku nie pozwoli na zażegnanie ryzyka ucieczki emisji z powodu kosztów pośrednich.

Uzależnienie wypłaty rekompensat od realizacji inwestycji w efektywność energetyczną czy OZE nie jest zasadne również z punktu widzenia pomocy publicznej. Rekompensaty stanowią korzyść dla przedsiębiorcy w rozumieniu prawa pomocy publicznej, co wiąże się z wypełnieniem przez państwo członkowskie je przyznające czy beneficjentów szeregu obowiązków. Uzasadnieniem dla przyznawania rekompensat jest konieczność pokrywania dodatkowych kosztów w ramach ceny energii elektrycznej. Kosztem kwalifikowalnym są tu więc poniesione w roku poprzednim pośrednie koszty emisji obliczone na podstawie wielkości zużycia

energii elektrycznej. Rekompensaty nie są wynagrodzeniem za wykonanie dodatkowych czynności czy usług dla przedsiębiorców, lecz dodatkową korzyścią, którą podmioty te nie uzyskiwałyby w normalnych warunkach konkurencji. Co więcej, z Dyrektywy ETS nie wynika, by była to pomoc inwestycyjna przeznaczona na poprawę efektywności energetycznej beneficjenta – do tego celu służy system wsparcia w ramach efektywności energetycznej. Wprowadzenie obowiązku monitorowania realizacji dodatkowych inwestycji przez beneficjentów wykracza więc poza przeznaczenie tych środków zgodnie z Dyrektywą ETS. Co więcej, pozostawienie takiego rozwiązania może wprowadzać problem związany z kumulacją pomocy publicznej w przypadku wykonania inwestycji efektywnościowych, które są objęte wsparciem w ramach systemu białych certyfikatów.

Niezależnie od tego, analizowana problematyka jest już przedmiotem zainteresowania innych aktów prawnych na poziomie europejskim, w tym w szczególności tzw. Dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej (tj. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE) czy wspomnianej wcześniej Dyrektywy ETS. Inwestycje efektywnościowe wspierane są w zupełnie innym systemie pomocy na poziomie unijnym.

A. Powiązanie wypłaty rekompensat z realizacją zaleceń zawartych w sprawozdaniach z obowiązkowych audytów energetycznych:

W praktyce zalecenia przedstawione w sprawozdaniu z audytu energetycznego są często niezgodne z długofalową linią rozwoju biznesu. Audyt energetyczny nie jest instrumentem planowania najbardziej korzystnych inwestycji dla danego przedsiębiorcy i może nie uwzględniać najnowszych rozwiązań technologicznych dostępnych na rynku bądź rozwiązań nowszej generacji planowanych do wprowadzenia w bliskiej przyszłości, które mogą lepiej odpowiadać potrzebom przedsiębiorstwa.

Przedsiębiorstwa energochłonne na bieżąco inwestują w poprawę efektywności energetycznej, co wynika z przewag konkurencyjnych związanych z redukcją poziomu energochłonności oraz z innych zachęt ekonomicznych, takich jak system „białych certyfikatów”. Inwestycje te prowadzone są na bieżąco, niezależnie od zaleceń ze sprawozdania z audytu energetycznego, przeprowadzanego w okresie kilkuletnim. W obecnej treści Projektu Wytycznych ETS takie przedsięwzięcia, jako niewykazane w sprawozdaniu z audytu energetycznego, nie będą wypełniały warunków wymienionych w pkt 54 Projektu Wytycznych ETS.

Obowiązki opisane w pkt 54 lit a) nie mogą być realizowane w przedsiębiorstwach bez uwzględnienia granicy poprawy efektywności energetycznej, wynikającej z technicznych i uzasadnionych ekonomicznie ograniczeń. Z uwagi na specyfikę

sektorów energochłonnych zakładana użyteczność środków trwałych to nawet 25 lat, a dodatkowo wiele inwestycji mających na celu poprawę efektywności energetycznej zostało zrealizowanych w przeszłości. Tym samym możliwość dalszej i postępującej poprawy efektywności energetycznej zawsze determinowana jest przez dostępne technologie oraz ich ekonomiczną opłacalność.

B. Redukcja śladu węglowego związanego z konsumpcją energii elektrycznej

Wskazane w pkt 54 lit. b) obowiązki są w praktyce niemożliwe do zrealizowania przez przedsiębiorstwa energochłonne z uwagi na ograniczenia techniczne oraz prawne. Należy przede wszystkim wskazać, iż w przypadku odbiorców energochłonnych, zużywających znaczne ilości energii elektrycznej niemożliwe jest uzależnienie procesów produkcyjnych od dostaw energii elektrycznej ze źródeł niesterowalnych. Wskazany w Projekcie Wytycznych ETS poziom 50% zapotrzebowania na energię elektryczną jest w praktyce niemożliwy do wypełnienia poprzez budowę własnych źródeł wytwórczych, które faktycznie nie generują emisji CO₂.

Przykładowo, dla zapewnienia 50% zapotrzebowania na energię elektryczną dla przedsiębiorstwa zużywającego ok. 900 GWh energii elektrycznej rocznie konieczna byłaby budowa ok. 70 turbin wiatrowych o mocy 3 MW (przy zakładanej średniorocznej sprawności na poziomie 25%). W przypadku większych odbiorców, zużywających ok. 2 TWh energii elektrycznej rocznie musiałoby to być ponad 190 takich turbin. Biorąc pod uwagę wymagania dotyczące gruntów, a także ograniczenia prawne nie jest to scenariusz wykonalny z technicznego lub finansowego punktu widzenia. Istotnym problemem jest także niedopasowanie zmiennego profilu produkcji OZE z praktycznie płaskim profilem zużycia w przypadku huty stali.

W praktyce nie jest możliwe również zawarcie umowy na ciągłą, fizyczną dostawę tak znacznych wolumenów energii elektrycznej ze źródeł bez emisyjnych, z uwagi na problemy i znaczące koszty związane z koniecznością zbilansowania dostaw oraz zapotrzebowania przez zakup energii elektrycznej z innych, sterowalnych źródeł. Suma tych czynników powoduje, że umowy te nie są opłacalne dla dużych odbiorców przemysłowych. Istotnym ograniczeniem jest także dostępność źródeł OZE w Polsce. Zużycie energii przez sektor energochłonny sięga ok. 28 TWh (w 2017 r.), podczas gdy całkowita produkcja energii elektrycznej ze źródeł OZE w tym roku wyniosła 24,1 TWh. Istotne zwiększenie mocy OZE w perspektywie kilku najbliższych lat ograniczane jest także przez kwestie sieciowe i problemy z bilansowaniem KSE, co przekłada się na ograniczenia w warunkach przyłączania nowych instalacji do sieci.

Z treści Projektu Wytycznych ETS nie wynika jednoznacznie, czy wskazane umowy zakupu energii elektrycznej ze źródeł bez emisyjnych obejmują również kontrakty bez fizycznej dostawy energii elektrycznej z tych źródeł. Umowy takie są w praktyce instrumentem finansowym, w ramach którego nie dochodzi do rzeczywistego

dostarczenia energii i przeniesienia jej własności z wytwórcy na odbiorcę końcowego. Najczęściej w tej sytuacji strony zabezpieczają jedynie cenę energii elektrycznej, co umożliwia wytwórcy finansowanie swojego projektu, a odbiorcy gwarantuje niezmienną cenę energii.

Należy jednocześnie zauważyć, iż brak jest uzasadnienia powiązania systemu rekompensat kosztów pośrednich z rozwojem wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Jak wskazywano powyżej celem rekompensat jest zwrot kosztów pośrednich i zabezpieczenie pozycji konkurencyjnej branż narażonych na ryzyko ucieczki emisji.

C. Przeznaczenie 80% środków na redukcję emisji bezpośrednich

Należy jednoznacznie wskazać, iż mechanizm rekompensat kosztów pośrednich nie powinien pokrywać tych samych celów, dla których została przyjęta Dyrektywa ETS. Przyjęcie takiego wymogu w praktyce oznaczałoby podwójne obciążenie przedsiębiorstw w tym samym zakresie.

W ramach systemu EU ETS przemysł energochłonny, już dziś posiada znaczne zachęty do redukcji emisji bezpośrednich. Wskazać należy przede wszystkim bardzo restrykcyjne benchmarki technologiczne, które przyjmowane są na poziomie 10% najbardziej efektywnych instalacji. Dodatkowo benchmarki te, niezależnie od faktycznych możliwości redukcji emisji bezpośredniej w sektorze, będą liniowo redukowane w kolejnych latach funkcjonowania systemu EU ETS.

Zakładane w Projekcie Wytycznych ETS przeznaczenie 80% środków z rekompensat kosztów pośrednich na redukcję emisji znacznie poniżej benchmarków jest zatem zadaniem nierealnym w najbliższym horyzoncie czasowym. Postęp redukcji emisji bezpośrednich zostaje w praktyce założony przez liniową redukcję benchmarków produktowych, zatem dalsze ograniczenie emisji jest technicznie i ekonomicznie niemożliwe.

Nawet w przypadku 10% najbardziej efektywnych instalacji, które co do zasady powinny otrzymywać przydział 100% darmowych uprawnień do emisji, ich ilość jest w praktyce znacznie ograniczona. Wynika to z malejącej puli uprawnień do emisji (przesunięcie uprawnień do rezerwy MSR, liniowy współczynnik redukcji itd.), co w konsekwencji prowadzi do zastosowania tzw. międzysektorowego współczynnika korygującego dla wszystkich instalacji, niezależnie od jej faktycznej efektywności.

Ze względu na powyższe, postulujemy rezygnację z pkt 54 Projektowanych Wytycznych ETS i niezależnie wypłaty rekompensat od dokonywanych inwestycji.

2. Wysokość rekompensat powinna być równa lub zbliżona ponoszonym kosztom pośrednim

Rekompensaty pokrywać mają koszty pośrednie ponoszone przez przedsiębiorstwa w sektorach narażonych na ryzyko ucieczki emisji. Zastosowany maksymalny próg intensywności wynoszący 75% z góry zakłada, że koszty te nie będą w pełni rekompensowane. Co więcej, w praktyce, biorąc pod uwagę maksymalną intensywność pomocy, formułę wyliczenia rekompensat oraz zastosowanie restrykcyjnych benchmarków rekompensaty wynoszą znacznie mniej niż faktycznie ponoszone koszty pośrednie (ok. 50% kosztów pośrednich ponoszonych przez uprawnione podmioty).

Z uwagi na to, że w krajach spoza Unii Europejskiej nie planuje się wprowadzenia podobnych obowiązków dla przedsiębiorstw energochłonnych na rzecz osiągnięcia globalnych celów klimatycznych jakiegokolwiek obniżenie poziomu rekompensat poniżej 100% kosztów pośrednich emisji narusza konkurencję między przedsiębiorcami unijnymi i spoza Unii Europejskiej.

W tej sytuacji pozytywnie należy ocenić pozostawienie państwom członkowskim możliwości zwiększenia wysokości pomocy, poprzez przyjęcie limitu dodatkowej pomocy. Umożliwi to faktyczną redukcję ponoszonych kosztów pośrednich na poziomie zapewniającym globalną konkurencję w tych sektorach, które są najbardziej narażone na ryzyko ucieczki emisji.

W ocenie sektora stalowego, mając na uwadze poziom narażenia na międzynarodową konkurencję, limit dodatkowej pomocy powinien być ustalony na poziomie przy którym koszty pośrednie nie przekraczają 0,5% wartości dodanej brutto.

Jednocześnie sugerujemy doprecyzowanie wytycznych co do zakresu stosowania podwyższonego wskaźnika. Z pkt 30 Projektu Wytycznych ETS nie wynika bowiem jednoznacznie, czy ustanowiona wartość WDB ma zostać zastosowana na jednolitym poziomie wobec każdego sektora w którym istnieje konieczność zastosowania podwyższonej rekompensaty, czy też państwo członkowskie może różnicować tę wartość do różnych sektorów. Jeśli możliwe jest zróżnicowanie, należy jednoznacznie wskazać przesłanki odmiennego traktowania sektorów np.: poprzez stopień pokrycia pośrednich kosztów emisji.

3. Objęcie systemem rekompensat także sektorów powiązanych

Negatywnie ocenić należy zawężenie listy sektorów uprawnionych do rekompensat o podmioty blisko powiązane z sektorem stalowym i występujące w całym łańcuchu produkcyjnym, takie jak m.in. sektor produkcji gazów technicznych, górnictwo rud żelaza czy produkcja rur. W szczególności dotyczy to sektora górnictwa rud żelaza,

które jest niezbędnym elementem procesów zintegrowanych w hutach stali i obejmuje swoim zakresem proces aglomerowania rud żelaza (tzw. spiekanie) o znacznym stopniu energochłonności.

Pomimo braku wykazania bezpośredniego ryzyka ucieczki emisji w tych sektorach na podstawie oceny ilościowej, apelujemy o objęcie również tych sektorów systemem rekompensat. W przeciwnym razie podmioty te będą zmuszone zwiększyć koszt swoich towarów, co bezpośrednio przełoży się na wzrost kosztów produkcji w sektorze stalowym, a tym samym na wzrost ryzyka ucieczki emisji. Alternatywnie, podobnie jak przydział bezpłatnych uprawnień przechodzący na odbiorcę ciepła z instalacji, na podstawie przepisów dotyczących przydziału bezpłatnych emisji bezpośrednich, zużycie gazów przemysłowych (np. tlenu, wodoru, itp.) w sektorach uprawnionych do rekompensat należy również uznać za kwalifikujące się do rekompensaty finansowej.

4. Konieczność pozostawienia krajowych benchmarków emisyjnych

Co do zasady wskaźnik emisyjności CO₂ powinien jak najwierniej odzwierciedlać koszty CO₂, tzn. powinien reprezentować koszt CO₂ przerzucony w cenach na odbiorców. Obliczenia w tym zakresie powinny opierać się na przejrzystych i wiarygodnych danych, tak aby jak najpełniej oddać koszty ponoszone przez przemysł. Ta różnica w cenie odzwierciedla specyfikę struktury dostaw energii elektrycznej w państwach członkowskich. W niektórych państwach, z uwagi na lokalną specyfikę wytwarzania energii elektrycznej, wzrost cen uprawnień do emisji miał znacznie większy wpływ na ceny energii. Wynika to głównie z wyższej emisyjności lokalnych źródeł energii czy braku możliwości importu z zagranicy.

Regionalne wskaźniki emisji CO₂, odzwierciedlające lokalny miks energetyczny, powinny więc zostać przyjęte w przypadkach łączenia krajowych rynków energii. Co za tym idzie, niektóre rynki powinny nadal być traktowane jako osobne, z uwagi na brak efektywnej wymiany handlowej z sąsiadującymi państwami członkowskimi.



Stefan Dzienniak
Prezes Zarządu HIPH