

Bruksela, 23 kwietnia 2026 r.

Rewizja ogólnego rozporządzenia w sprawie wyłączeń grupowych (GBER) – uwagi dotyczące transformacji, dekarbonizacji i odporności strategicznej przemysłu

Stanowisko Business & Science Poland

Rewizja ogólnego rozporządzenia w sprawie wyłączeń grupowych (GBER) jest istotnym etapem w dostosowywaniu unijnych zasad pomocy publicznej do zmieniających się uwarunkowań gospodarczych, technologicznych i regulacyjnych.

Business & Science Poland pozytywnie ocenia kierunek zmian zaproponowanych przez Komisję, obejmujący uproszczenie struktury GBER, ograniczenie części obciążeń administracyjnych oraz lepsze uwzględnienie nowych uwarunkowań technologicznych i rynkowych. Z satysfakcją odnotowujemy, że projekt odzwierciedla część postulatów zgłaszanych w toku wcześniejszych konsultacji, w szczególności w zakresie szerszego otwarcia regulacji na rozwiązania wspierające dekarbonizację, w tym wodór niskoemisyjny oraz CCS, rozszerzenia definicji infrastruktury energetycznej, a także większej elastyczności w odniesieniu do wybranych elementów procesu inwestycyjnego. Pozytywnie oceniamy również te elementy projektu, które mogą przyczynić się do zwiększenia skuteczności i praktycznej użyteczności rozporządzenia, w tym w szczególności dopuszczenie w wybranych przypadkach mechanizmów konkurencyjnych przy ustalaniu poziomu wsparcia oraz bardziej jednoznaczne ujęcie nowych kategorii pomocy związanych z ochroną klimatu.

Jednocześnie w naszej ocenie projekt nadal wymaga dalszego dopracowania w kilku istotnych obszarach, tak aby jego ostateczny kształt w pełni odpowiadał potrzebom przedsiębiorstw realizujących inwestycje o strategicznym znaczeniu dla konkurencyjności i transformacji oraz odporności gospodarki europejskiej. Dotyczy to w szczególności potrzeby pełniejszego odzwierciedlenia zasady neutralności technologicznej, zwiększenia elastyczności zasad dotyczących efektu zachęty, lepszego uwzględnienia specyfiki dużych projektów przemysłowych i infrastrukturalnych, wzmocnienia warunków wspierania sektorów strategicznych oraz większej przejrzystości relacji pomiędzy GBER a innymi instrumentami pomocy publicznej.

W związku z powyższym przedstawiamy poniżej nasze uwagi do projektu oraz propozycje zmian, które pozwolą lepiej dostosować zrewidowane rozporządzenie do wyzwań transformacji, konkurencyjności i odporności gospodarki UE.

1. ADEKWATNOŚĆ PARAMETRÓW WSPARCIA DLA DEKARBONIZACJI I TRANSFORMACJI

1.1. Intensywność pomocy

W naszej ocenie projekt nie uwzględnia w wystarczającym stopniu potrzeby podniesienia intensywności pomocy dla inwestycji kluczowych z punktu widzenia transformacji i dekarbonizacji. Problem ten dotyczy w szczególności następujących kategorii inwestycji objętych projektem:

- **art. 51 ust. 8** - ochrona klimatu, w tym dekarbonizacja instalacji przemysłowych, elektryfikacja, CCS oraz paliwa niskoemisyjne,
- **art. 58 ust. 9** - odnawialne źródła energii, magazynowanie energii, infrastruktura towarzysząca oraz wysokosprawna kogeneracja,
- **art. 64 ust. 8** - systemy ciepłownicze i chłodnicze, w tym źródła wytwarzania, magazyny ciepła oraz sieci dystrybucyjne,
- **Art. 53 ust. 10** - infrastruktura ładowania i tankowania.

W obecnym projekcie podstawowe poziomy wsparcia (20–45%) przewidziane dla tych kategorii inwestycji pozostają zbyt niskie i nie odzwierciedlają rzeczywistej struktury kosztów projektów transformacyjnych. W praktyce pomoc nie jest wystarczająca, aby skutecznie wspierać decyzje inwestycyjne przedsiębiorstw. Wiele inwestycji wymaga bowiem ponoszenia dodatkowych nakładów związanych z przyłączeniem do sieci, rozbudową transformatorów i linii, budową infrastruktury CO₂, magazynowaniem energii oraz modernizacją infrastruktury towarzyszącej. Koszty te znacząco wpływają na całkowity koszt projektu, a ich ciężar powoduje, że rzeczywisty poziom wsparcia jest niższy niż wynika to nominalnie z przewidzianych progów pomocy. **Choć analizy wskazują, że niektóre projekty wymagałyby jeszcze wyższego poziomu wsparcia, proponowane poniżej progi należy traktować jako poziom minimalny niezbędny do istotnej poprawy wykonalności inwestycji.**

a. Projekty przemysłowe: elektryfikacja, CCS i paliwa niskoemisyjne

Szczególne znaczenie ma podniesienie intensywności pomocy dla inwestycji przemysłowych objętych art. 51, w tym elektryfikacji procesów przemysłowych, CCS oraz paliw niskoemisyjnych. W przypadku tych inwestycji poziom wsparcia powinien odpowiadać nie tylko formalnym kosztom kwalifikowalnym, ale również rzeczywistej skali ryzyka, kosztów infrastrukturalnych i trudności w pozyskaniu finansowania. Podniesienie intensywności pomocy dla projektów CCS do poziomu analogicznego jak w przypadku inwestycji związanych z wodorem RFNBO byłoby zgodne z zasadą neutralności technologicznej, biorąc pod uwagę, że technologie CCS stanowią jedną z kluczowych ścieżek dekarbonizacji przemysłu i osiągnięcia celów klimatycznych.

Dodatkowo, w przypadku projektów CCS i CCU zasadne jest rozszerzenie zakresu kosztów kwalifikowalnych. Zgodnie z **art. 51 ust. 7 lit. a** projekt rozporządzenia GBER obejmuje co do zasady całkowite koszty inwestycji, ale **jednocześnie wyłącza z nich koszty związane z trwałym składowaniem CO₂ w ramach CCS oraz koszty związane z wykorzystaniem CO₂ w ramach CCU**. Takie ograniczenie nie odzwierciedla rzeczywistej struktury projektów CCS i CCU, które wymagają objęcia wsparciem całego łańcucha inwestycyjnego. Uwzględnienie tych kosztów w puli kosztów kwalifikowalnych ma kluczowe znaczenie dla transformacji energetycznej i rozwoju technologii CCS, ponieważ pozwala objąć wsparciem pełny zakres inwestycji, ogranicza barierę finansową po stronie przedsiębiorstw i zwiększa ekonomiczną wykonalność projektów. Zapewnienie pełniejszego wsparcia dla CCS i CCU byłoby również bardziej spójne z celami UE w zakresie dekarbonizacji oraz umożliwiłoby państwom członkowskim skuteczniejszą realizację zobowiązań klimatycznych.

b. Systemy ciepłownicze i chłodnicze

Szczególne znaczenie ma również podniesienie intensywności pomocy dla systemów ciepłowniczych i chłodniczych. W sektorach regulowanych, takich jak ciepłownictwo, przedsiębiorstwa mają ograniczoną

możliwość przenoszenia kosztów inwestycyjnych na odbiorców końcowych. Przy wysokich kosztach modernizacji sieci, integracji OZE, magazynowania ciepła oraz rozwoju infrastruktury towarzyszącej obecny poziom wsparcia pozostaje niewystarczający. **Zbyt niska intensywność pomocy może w praktyce spowalniać modernizację systemów ciepłowniczych, mimo ich istotnego znaczenia dla realizacji celów klimatycznych UE.**

Koszty inwestycyjne stanowią obecnie jedną z głównych barier rozwojowych dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. W wielu państwach członkowskich ceny ciepła pozostają regulowane, co oznacza, że przedsiębiorstwa często nie są w stanie pokryć kosztów inwestycji poprzez taryfy, mimo że mechanizm ten ma chronić odbiorców końcowych. Jednocześnie analizy luki finansowej wskazują, że uzasadniona intensywność pomocy dla tego rodzaju projektów często przekracza 50%. W takich warunkach zwiększenie poziomu wsparcia jest konieczne nie tylko dla przyspieszenia dekarbonizacji sektora, lecz także dla ograniczenia wpływu transformacji na ceny ciepła i utrzymania społecznej akceptacji dla zmian w systemach ciepłowniczych.

c. Infrastruktura ładowania i tankowania

Zasadne jest również podniesienie intensywności pomocy dla infrastruktury ładowania i tankowania. Projekt przewiduje w tym zakresie bazowy poziom wsparcia wynoszący 20% kosztów kwalifikowalnych w ramach programu pomocowego, co należy uznać za poziom niewystarczający wobec skali nakładów wymaganych do rozwoju infrastruktury niezbędnej dla transformacji transportu. Dotyczy to w szczególności inwestycji w stacje ładowania dużej mocy, infrastrukturę tankowania wodoru oraz powiązane elementy infrastruktury energetycznej. Tak **niski poziom wsparcia może spowalniać wdrażanie inwestycji niezbędnych dla realizacji celów wynikających z polityk UE w obszarze dekarbonizacji transportu.** Warto przy tym zauważyć, że w rozwiniętych państwach trzecich, takich jak USA i Kanada, stosowane są wyższe poziomy wsparcia dla infrastruktury ładowania i tankowania (nawet do 70-80%) niż te przewidziane w projekcie GBER. Pokazuje to, że poziom 20% przewidziany w projekcie GBER pozostaje niski także w ujęciu porównawczym.

W związku z powyższym postulujemy **podniesienie maksymalnych poziomów intensywności pomocy** dla najważniejszych kategorii inwestycji transformacyjnych do następujących poziomów:

- **55–65%** - dla inwestycji w **elektryfikację,**
- **60–65%** - dla projektów **CCS,**
- **60–65%** - dla inwestycji w **paliwa niskoemisyjne,**
- **60%** - dla **wysokosprawnej kogeneracji gazowej,**
- **55%** - dla innych inwestycji związanych z rozwojem **infrastruktury transformacyjnej,**
- **50%** - dla **systemów ciepłowniczych i chłodniczych.**
- **50%** - dla infrastruktury ładowania i tankowania

Podniesienie intensywności pomocy do bardziej adekwatnego poziomu jest konieczne, aby umożliwić realizację projektów dekarbonizacyjnych w praktyce, przyspieszyć transformację przemysłu i transportu oraz ograniczyć ryzyko, że inwestycje istotne dla osiągnięcia celów klimatycznych UE pozostaną niewdrożone z powodu zbyt niskiego poziomu wsparcia.

d. Procedury konkurencyjne i pełna intensywność pomocy

Zasadne jest również dopuszczenie w **art. 53 i 54** możliwości osiągnięcia intensywności pomocy na poziomie 100% kosztów kwalifikowalnych w przypadku stosowania procedur konkurencyjnych. Wiele projektów o znaczeniu strategicznym, zwłaszcza na wczesnym etapie rozwoju rynku, nie zostanie zrealizowanych bez wysokiej lub pełnej intensywności wsparcia, z uwagi na niewystarczającą opłacalność komercyjną. Jednocześnie zastosowanie konkurencyjnej procedury wyboru projektów stanowi istotne zabezpieczenie efektywnego i racjonalnego wykorzystania środków publicznych. W takich warunkach możliwość przyznania pomocy do poziomu 100% kosztów kwalifikowalnych nie powinna być wykluczona.

1.2. Progi notyfikacyjne

W naszej ocenie progi notyfikacyjne powinny zostać podwyższone, w szczególności w odniesieniu do inwestycji objętych **art. 51 oraz art. 66**, ponieważ obecnie przewidziane limity nie odpowiadają już realiom gospodarczo-inwestycyjnym. W szczególności próg 30 mln EUR utrzymuje się na poziomie wywodzącym się jeszcze z rozporządzenia GBER 651/2014 i od tego czasu nie był systematycznie aktualizowany, mimo wyraźnego wzrostu kosztów inwestycji.

W ostatnich latach inflacja, znaczący wzrost kosztów materiałów, technologii, energii, logistyki i finansowania w sposób istotny podniosły koszt realizacji projektów transformacyjnych i infrastrukturalnych. Dodatkowo skutki wojny w Ukrainie pogłębiły presję kosztową oraz zwiększyły ryzyko inwestycyjne. W rezultacie obecne progi nie odzwierciedlają już rzeczywistej skali współczesnych inwestycji w infrastrukturę służącą dekarbonizacji. Problem z niedostosowaniem progów notyfikacyjnych dotyczy również inwestycji w OZE, wysokosprawną kogenerację oraz systemy ciepłownicze, których skala i koszty znacząco wzrosły.

Jest to szczególnie widoczne w przypadku projektów wymaganych przez polityki UE, takie jak Fit for 55, AFIR czy RED III, które zakładają szybkie wdrażanie dużych i kapitałochłonnych inwestycji, w tym infrastruktury energetycznej, sieciowej, wodorowej, ładowania i innych projektów wspierających transformację. Utrzymywanie zbyt niskich progów notyfikacyjnych prowadzi w praktyce do sztucznego dzielenia projektów, wydłuża proces ich realizacji i zwiększa obciążenia administracyjne poprzez kierowanie zbyt wielu inwestycji do pełnej procedury notyfikacyjnej.

Skala proponowanych zmian powinna uwzględniać specyfikę poszczególnych kategorii inwestycji. **Art. 51** dotyczy bardzo szerokiej grupy inwestycji dekarbonizacyjnych w przemyśle, w tym elektryfikacji, CCS, wodoru i paliw niskoemisyjnych, czyli projektów, które coraz częściej mają skalę zbliżoną do dużych projektów przemysłowych i wymagają znacznych nakładów także na infrastrukturę towarzyszącą. W ich przypadku próg 30 mln EUR jest szczególnie oderwany od realiów kosztowych. Jest to szczególnie widoczne w przypadku projektów CCS, które należą do najbardziej kapitałochłonnych inwestycji objętych art. 51 i wymagają wysokich nakładów nie tylko na samą instalację wychwytu, lecz również na infrastrukturę towarzyszącą niezbędną do realizacji całego przedsięwzięcia dekarbonizacyjnego. Utrzymanie tak niskiego progu notyfikacyjnego może w praktyce ograniczać tempo wdrażania tej kategorii inwestycji, mimo że CCS stanowi jedną z kluczowych ścieżek dekarbonizacji przemysłu.

W podobny sposób należy ocenić próg notyfikacyjny przewidziany dla inwestycji objętych **art. 58 ust. 2**, w szczególności w odniesieniu do projektów magazynowania energii typu BESS (Battery Energy Storage System). Obecny próg 30 mln EUR istotnie ogranicza możliwość wykorzystania wyłączenia grupowego dla większych projektów magazynowania energii, mimo że ich skala, koszty i znaczenie systemowe wyraźnie wzrosły. W praktyce limit ten może obejmować jedynie instalacje o pojemności rzędu 250–300 MWh, zależnie od konfiguracji technologicznej, kosztów przyłączenia i zakresu infrastruktury towarzyszącej, podczas gdy nowoczesne projekty BESS coraz częściej osiągają wielkość 1000 - 1200 MWh. Jednocześnie koszty takich inwestycji rosną nie tylko wraz z pojemnością, lecz także z uwagi na wymagania dotyczące cyberbezpieczeństwa, systemów sterowania, bezpieczeństwa pożarowego oraz integracji z rynkami energii i usług systemowych. Zbyt niski próg notyfikacyjny może zatem w praktyce wyłączać z uproszczonego reżimu wsparcia projekty o kluczowym znaczeniu dla elastyczności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa jego funkcjonowania.

Z kolei **art. 66** dotyczy infrastruktury energetycznej, dla której próg w projekcie jest już wyższy i wynosi 70 mln EUR, dlatego proponowany wzrost do 100 mln EUR należy traktować jako korektę umiarkowaną, ale nadal konieczną wobec rosnących kosztów projektów sieciowych, wodorowych, CO₂ i ciepłych.

W związku z powyższym niezbędne jest:

- podniesienie progu notyfikacyjnego z 30 mln EUR **do 150 mln EUR** dla projektów środowiskowych objętych art. 51 ust. 2,
- podniesienie progu notyfikacyjnego z 30 mln EUR **do 120 mln EUR** dla projektów magazynowania energii objętych art. 58 ust. 2,
- podniesienie progu notyfikacyjnego z 70 mln EUR **do 100 mln EUR** dla inwestycji w infrastrukturę energetyczną objętych art. 66 ust. 2.

1.3. Limity budżetowe w programach pomocowych

Dodatkowe wątpliwości budzi również przewidziany w **art. 53** próg średniego rocznego budżetu na poziomie 300 mln EUR. Limit ten może istotnie ograniczać realizację projektów obejmujących rozwój ogólnodostępnej infrastruktury ładowania lub tankowania paliw alternatywnych, mimo że potrzeby inwestycyjne w tym obszarze pozostają bardzo wysokie. W efekcie wyłączenie grupowe traci częściowo charakter narzędzia powszechnie dostępnego i zaczyna pełnić funkcję ilościowego ograniczenia skali wsparcia. W naszej ocenie takie rozwiązanie nie odpowiada celowi regulacji, która powinna sprzyjać szybkiemu i szerokiemu rozwojowi infrastruktury niezbędnej dla dekarbonizacji transportu. Z tego względu zasadne jest usunięcie z art. 53 progu średniego rocznego budżetu w wysokości 300 mln EUR.

2. ZAKRES ROZPORZĄDZENIA W ODNIESIENIU DO TECHNOLOGII I INFRASTRUKTURY WSPIERAJĄCYCH DEKARBONIZACJĘ

2.1. Upstream i pełny łańcuch CO₂

Choć projekt zawiera korzystne zmiany w zakresie definicji infrastruktury CO₂ i szerzej uwzględnia rolę tej infrastruktury w procesie dekarbonizacji, nadal wymaga dalszego dopracowania, aby obejmował pełny łańcuch działań niezbędnych dla skutecznego rozwoju CCS i CCU. Dotyczy to w szczególności wsparcia dla projektów ograniczających emisje w istniejących instalacjach wydobywczych, redukcji emisji metanu, systemów CCUS oraz wykorzystania wyczerpanych złóż ropy i gazu jako magazynów CO₂. Jednocześnie obecna definicja infrastruktury CO₂ nie obejmuje w wystarczającym stopniu wszystkich elementów niezbędnych dla funkcjonowania pełnego systemu CCS/CCU, w szczególności terminali CO₂, hubów transportowych i przeładunkowych oraz odpowiednio ujętej infrastruktury składowania.

Takie podejście pozostawia istotną lukę regulacyjną, ponieważ wsparcie obejmujące wyłącznie wychwyt i przesył nie jest wystarczające dla rozwoju całego łańcucha CCS/CCU. Miejsca składowania, terminale i huby transferowe stanowią kluczowe elementy infrastruktury umożliwiającej bezpieczny transport, trwałe składowanie lub wykorzystanie CO₂. Ich pominięcie zwiększa barierę inwestycyjną, podnosi ryzyko projektowe i ogranicza atrakcyjność inwestycji, mimo że CCS i CCU należą do najważniejszych technologii redukcji emisji w sektorach trudnych do dekarbonizacji.

2.2. Wsparcie inwestycji dekarbonizacyjnych operatorów gazowych

Projekt rozporządzenia GBER w obecnym brzmieniu w zbyt ograniczony sposób ujmuje inwestycje dekarbonizacyjne realizowane przez operatorów gazowych. Zgodnie z **art. 66 ust. 3 lit. c** pomoc nie może być przyznana dla infrastruktury gazowej, chyba że infrastruktura ta jest dedykowana do wykorzystania dla wodoru i/lub gazów odnawialnych albo służy do transportu ponad 50% wodoru i/lub gazów odnawialnych. Takie podejście należy uznać za nadmiernie restrykcyjne, ponieważ nie odpowiada realiom stopniowej transformacji infrastruktury gazowej. Jednocześnie sam projekt definiuje infrastrukturę energetyczną szeroko i obejmuje nią również infrastrukturę gazową oraz smart gas grids służące integracji odnawialnych i niskoemisyjnych gazów, w tym wodoru i gazów niebiologicznego pochodzenia.

W praktyce rozwój rynków gazów zdekarbonizowanych wymaga finansowania inwestycji wyprzedzających, które przygotowują infrastrukturę, w szczególności sieci dystrybucyjne, do przyszłego odbioru i transportu biometanu, wodoru oraz innych gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, zanim ich fizyczny udział w przesyłce osiągnie wysoki poziom. Dotyczy to w szczególności inwestycji zapewniających techniczną gotowość infrastruktury, zwiększenie możliwości przyłączeniowych oraz zdolność do wprowadzania takich gazów do systemu. Istniejąca infrastruktura gazowa może odegrać istotną rolę w stopniowym skalowaniu paliw odnawialnych i niskoemisyjnych oraz w stabilizacji systemu energetycznego w okresie transformacji. W tym kontekście utrzymanie sztywnego progu ponad 50% wodoru i/lub gazów odnawialnych może w praktyce blokować wsparcie dla projektów, które realnie służą dekarbonizacji systemu gazowego, lecz na początkowym etapie nie są jeszcze w stanie wykazać tak wysokiego udziału gazów zdekarbonizowanych.

Dodatkowo projekt nie precyzuje, w jaki sposób miałby być mierzony udział transportowanego wodoru lub gazów odnawialnych. Pozostawia to istotną niepewność interpretacyjną i może prowadzić do rozbieżności w stosowaniu przepisu przez państwa członkowskie oraz operatorów. Z tego względu bardziej właściwe byłoby odejście od sztywnego progu ilościowego na rzecz kryterium technicznej gotowości infrastruktury do przyjmowania gazów odnawialnych i niskoemisyjnych.

W związku z powyższym zasadne jest zastąpienie obecnego brzmienia **art. 66 ust. 3 lit. c** rozwiązaniem, które umożliwi wsparcie inwestycji przygotowujących infrastrukturę gazową do stopniowej dekarbonizacji, w szczególności poprzez zapewnienie gotowości do wprowadzania gazów odnawialnych i niskoemisyjnych do systemu.

2.3. Neutralne technologicznie podejście do produkcji i wykorzystania wodoru

Sekcje dotyczące produkcji lub wykorzystania wodoru albo jego pochodnych nie powinny być powiązane wyłącznie z produkcją lub wykorzystaniem wodoru odnawialnego lub niskoemisyjnego ani jego pochodnych. W praktyce produkcja wodoru w drodze elektrolizy umożliwia wytwarzanie wodoru odnawialnego jedynie wtedy, gdy elektrolizer jest zasilany energią elektryczną ze źródeł odnawialnych. Ze względu jednak na sam proces produkcji wodoru, przerywaną generację energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz, w niektórych przypadkach, konieczność zapewnienia bardzo wysokiej niezawodności dostaw wodoru, może się zdarzyć, że elektrolizer będzie okresowo produkował wodór, który nie kwalifikuje się jako odnawialny.

Podobnie, biorąc pod uwagę konieczność spełnienia progu redukcji emisji o 70% oraz wysoką emisyjność miks elektroenergetycznego w wielu państwach członkowskich, nie jest możliwe wytwarzanie wodoru niskoemisyjnego z energii elektrycznej nie pochodzącej ze źródeł odnawialnych w każdym czasie. Produkcja lub wykorzystanie nawet niewielkich ilości wodoru, który nie kwalifikuje się jako odnawialny lub niskoemisyjny, nie powinno prowadzić do nakładania dodatkowych ograniczeń, ponieważ stanowi to w wielu przypadkach element przejściowy i technicznie niezbędny dla rozwoju produkcji wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego do czasu pełnej dekarbonizacji sieci elektroenergetycznej.

Takie podejście byłoby również spójne z innymi rozwiązaniami przyjętymi w projekcie, w szczególności w odniesieniu do pomocy inwestycyjnej na infrastrukturę ładowania lub tankowania, gdzie zrezygnowano z nadmiernie restrykcyjnego sformułowania „*wyłącznie*”. W związku z tym zasadne jest odpowiednie doprecyzowanie przepisów, w szczególności **art. 2(141)(c)(vi)**, **art. 80 ust. 5 lit. e**, **art. 82 ust. 6 lit. b ppkt (iii) oraz art. 82 ust. 8 lit. a ppkt (i)**, tak aby nie prowadziły one do wykluczania projektów, które realnie służą rozwojowi gospodarki wodorowej, lecz w praktyce wymagają pewnego poziomu elastyczności technologicznej i operacyjnej.

2.4. Wsparcie dla inwestycji w SAF i biopaliwa

Art. 52 ust. 3 lit. b w obecnym brzmieniu może nadmiernie ograniczać możliwość wsparcia inwestycji związanych z produkcją SAF i biofuels. Wyłączenie obejmuje bowiem nie tylko instalacje wykorzystujące paliwa kopalne, lecz także inwestycje, w których paliwa kopalne są stosowane w połączeniu z innymi źródłami energii. W praktyce może to wykluczać projekty realizowane etapowo lub wykorzystujące rozwiązania przejściowe, mimo że ich celem jest ograniczenie emisji i rozwój paliw alternatywnych. Zasadne jest zatem złagodzenie tego przepisu tak, aby nie blokował inwestycji wspierających transformację, w szczególności projektów SAF i biofuels.

2.5. Energia jądrowa i neutralność technologiczna

Art. 50 wprowadza wyraźne wyłączenie pomocy na produkcję energii jądrowej z sekcji dotyczącej ochrony środowiska, mimo że tego rodzaju inwestycje i tak podlegają odrębnej ocenie zgodnie z ogólnymi zasadami pomocy państwa i nie korzystają automatycznie z uproszczonego reżimu wyłączeń grupowych. W obowiązującym GBER nie było analogicznego ogólnego wyłączenia, dlatego dodanie tego przepisu nie wydaje się niezbędne, a jednocześnie może zostać odczytane jako sygnał regulacyjny zawężający podejście do technologii istotnych z punktu widzenia dekarbonizacji i bezpieczeństwa energetycznego.

2.6. Wyłączenie inwestycji energetycznych z pomocy regionalnej

Projekt rozporządzenia GBER w **art. 14 lit. b** wyłącza z zakresu pomocy regionalnej inwestycje w sektorze energii, w tym wytwarzanie, magazynowanie, przesył, dystrybucję oraz infrastrukturę energetyczną. W naszej ocenie takie wyłączenie jest zbyt szerokie i nie odpowiada obecnym potrzebom transformacji gospodarczej i dekarbonizacji regionów. Sektor energii odgrywa kluczową rolę w modernizacji regionalnych gospodarek, zwłaszcza w obszarach znajdujących się w trudniejszej sytuacji rozwojowej oraz w regionach historycznie zależnych od energetyki konwencjonalnej. Utrzymywanie wyłączenia inwestycji energetycznych z pomocy regionalnej ogranicza możliwość wsparcia projektów związanych z modernizacją infrastruktury, wdrażaniem niskoemisyjnych technologii oraz zwiększaniem bezpieczeństwa energetycznego. Takie podejście pozostaje również trudne do pogodzenia z zasadą spójności terytorialnej oraz z celami Zielonego Ładu i strategii dekarbonizacyjnych. W związku z powyższym zasadne jest usunięcie z art. 14 lit. b odniesienia do wytwarzania, magazynowania, przesyłu, dystrybucji i infrastruktury energetycznej lub odpowiednie zawężenie tego wyłączenia, tak aby pomoc regionalna mogła obejmować inwestycje energetyczne wspierające transformację i rozwój regionów.

2.7. Kotle elektrodowe w systemach ciepłowniczych i chłodniczych

Zasadne jest rozszerzenie **art. 64 ust. 6** poprzez jednoznaczne objęcie wsparciem kotłów elektrodowych. Obecne brzmienie przepisu przewiduje możliwość udzielania pomocy dla wytwarzania energii opartego na odnawialnych źródłach energii, pompach ciepła zgodnych z załącznikiem VII do dyrektywy (UE) 2018/2001, ciepłe odpadowym, wysokosprawnej kogeneracji oraz rozwiązaniach w zakresie magazynowania ciepła, nie wymienia jednak wprost technologii power-to-heat, takich jak kotły elektrodowe.

W naszej ocenie ich wyraźne uwzględnienie byłoby uzasadnione z punktu widzenia transformacji sektora ciepłowniczego. Główną funkcją kotłów elektrodowych jest wykorzystanie nadwyżek energii elektrycznej, w szczególności pochodzącej ze źródeł odnawialnych, i przekształcanie jej w czystą energię cieplną. Jako technologia **power-to-heat** kotły elektrodowe wspierają dekarbonizację systemów ciepłowniczych, ułatwiają spełnianie kryteriów systemu efektywnego energetycznie oraz zwiększają elastyczność systemu elektroenergetycznego w okresach nadpodaży energii z OZE. Takie rozwiązanie pozostaje w pełni spójne z celami polityki klimatycznej i energetycznej UE.

3. WSPARCIE SEKTORÓW STRATEGICZNYCH I ODPORNOŚCI ŁAŃCUCHÓW DOSTAW

3.1. Wyjątek sektorowy w pomocy regionalnej dla inwestycji w API i leki krytyczne

Warto rozważyć wprowadzenie do GBER wyjątku sektorowego od mapy pomocy regionalnej dla inwestycji w produkcję aktywnych substancji farmaceutycznych (API) oraz leków krytycznych. Obecne zasady powodują, że wsparcie inwestycyjne jest niedostępne w części bardziej rozwiniętych regionów UE, mimo że to właśnie tam zlokalizowana jest istotna część istniejących zdolności produkcyjnych w sektorze farmaceutycznym. Dotyczy to m.in. regionów stołecznych, takich jak Warszawa, Budapeszt, Praga, Lublana czy Bukareszt. W praktyce ogranicza to **możliwość realizacji inwestycji o strategicznym znaczeniu dla bezpieczeństwa lekowego i odporności gospodarczej Unii Europejskiej**. Wprowadzenie wyjątku sektorowego dla inwestycji w API i leki krytyczne pozwoliłoby lepiej dostosować GBER do celów związanych z odbudową europejskich zdolności produkcyjnych i zmniejszaniem zależności od dostaw spoza UE.

3.2. Elastyczne wykorzystanie wspartej inwestycji w sektorach strategicznych

Istotne jest również wprowadzenie do GBER **mechanizmu umożliwiającego elastyczne wykorzystanie inwestycji objętej pomocą publiczną do innych celów niż pierwotnie wskazane we wniosku**, pod warunkiem że nowy sposób wykorzystania pozostaje zgodny z profilem działalności beneficjenta i służy interesowi publicznemu. W sektorach strategicznych, takich jak farmacja, możliwość szybkiego przekierowania istniejącej infrastruktury na produkcję produktów o szczególnym znaczeniu publicznym, w tym leków krytycznych, może mieć kluczowe znaczenie w sytuacjach kryzysowych. Takie rozwiązanie zwiększa odporność łańcuchów dostaw i poprawia efektywność wykorzystania wspieranej infrastruktury.

4. EFEKT ZACHĘTY I ROZPOCZĘCIE PRAC

Choć projekt częściowo porządkuje zasady odnoszące się do momentu rozpoczęcia prac, nadal utrzymuje zbyt sztywne podejście do efektu zachęty w projektach transformacyjnych. Zgodnie z **art. 8 ust. 2** pomoc uznaje się za wywołującą efekt zachęty, jeżeli beneficjent złożył pisemny wniosek o pomoc przed rozpoczęciem prac nad projektem lub przed rozpoczęciem działalności. W naszej ocenie takie podejście nie odpowiada w pełni realiom dużych, wieloetapowych inwestycji dekarbonizacyjnych, które wymagają prowadzenia równoległe szeregu działań przygotowawczych, organizacyjnych i formalnych.

Tempo wdrażania działań transformacyjnych nie odpowiada w pełni harmonogramom naborów, w szczególności w ramach funduszy unijnych, które mają charakter cykliczny. Beneficjenci muszą jednocześnie koordynować procedury pomocy publicznej, wybór wykonawców, realizację umów, uzyskiwanie niezbędnych pozwoleń i decyzji administracyjnych oraz przygotowanie techniczne inwestycji. W praktyce często wymaga to częściowego, równoległego prowadzenia tych działań jeszcze przed formalnym złożeniem wniosku o wsparcie. W takich warunkach uproszczona weryfikacja efektu zachęty przewidziana w programach pomocowych zgodnych z GBER staje się niewystarczająca i może prowadzić do nieuzasadnionego wykluczania projektów, które z ekonomicznego punktu widzenia nadal wymagają pomocy, aby mogły zostać zrealizowane.

Jest to szczególnie istotne w przypadku projektów o dużej skali, długim cyklu inwestycyjnym i wysokim poziomie złożoności, w których ograniczone działania przygotowawcze nie przesądzą jeszcze o ostatecznej realizacji inwestycji. W takich przypadkach efekt zachęty powinien być oceniany nie wyłącznie przez pryzmat formalnego momentu złożenia wniosku, lecz również z uwzględnieniem rzeczywistego stopnia zaawansowania

projektu oraz wpływu pomocy na decyzję inwestycyjną. Takie podejście byłoby również spójne z kierunkiem bardziej elastycznych rozwiązań przyjętych w CISAF.

W związku z powyższym zasadne jest uelastyczenie **art. 8 ust. 2** poprzez **dopuszczenie możliwości złożenia wniosku o pomoc także po rozpoczęciu prac nad projektem, pod warunkiem że stopień zaawansowania finansowego projektu oraz wartość podjętych zobowiązań pozostają ograniczone i nie przekraczają poziomu, który pozwala uznać, że projekt nie osiągnął jeszcze etapu przesądzającego o jego nieodwracalnej realizacji.**

5. LEPSZE DOSTOSOWANIE GBER DO REALIZACJI PROJEKTÓW TRANSFORMACYJNYCH

5.1. Koszty kwalifikowalne w projektach badawczo-rozwojowych i demonstracyjnych

Art. 32 ust. 4 wymaga doprecyzowania w zakresie kosztów kwalifikowalnych dla projektów badawczo-rozwojowych. Obecne brzmienie przepisu wymienia ogólne kategorie kosztów, takie jak personel, aparatura i sprzęt, budynki i grunty, badania kontraktowe oraz koszty operacyjne, ale nie wskazuje wprost kosztów dużych instalacji demonstracyjnych. Może to prowadzić do wątpliwości interpretacyjnych, zwłaszcza w przypadku projektów przemysłowych, w których etap demonstracyjny ma kluczowe znaczenie dla przejścia od fazy badawczej do wdrożeniowej.

W naszej ocenie zasadne jest wyraźne doprecyzowanie, że koszty dużych instalacji demonstracyjnych stanowią koszty kwalifikowalne w ramach art. 32. Byłoby to spójne z samą logiką projektu rozporządzenia, który w definicji działalności badawczo-rozwojowej uwzględnia demonstrację, pilotaż, testowanie i walidację technologii oraz odwołuje się do demonstratorów i linii pilotażowych. Jednoznaczne wskazanie takich kosztów w art. 32 ust. 4 ograniczyłoby ryzyko rozbieżnej interpretacji i lepiej odpowiadałoby realiom dużych projektów demonstracyjnych realizowanych w przemyśle.

5.2. Sprawiedliwa transformacja w regionach wysokoemisyjnych

Pozytywnie należy ocenić uwzględnienie w projekcie wyższych intensywności pomocy szkoleniowej dla podnoszenia kwalifikacji i przekwalifikowania pracowników w regionach objętych terytorialnymi planami sprawiedliwej transformacji. Rozwiązanie to stanowi krok we właściwym kierunku. Jednocześnie projekt nadal ujmuje sprawiedliwą transformację przede wszystkim przez pryzmat pomocy szkoleniowej i nie tworzy szerszych mechanizmów łączących wsparcie dla pracowników z pomocą inwestycyjną dla projektów transformacyjnych realizowanych w regionach historycznie opartych na paliwach kopalnych. W praktyce skuteczna transformacja tych obszarów wymaga bardziej zintegrowanego podejścia, obejmującego równoległe inwestycje przemysłowe, przekwalifikowanie pracowników oraz wsparcie dla lokalnych społeczności i gospodarek.

O BSP

Business & Science Poland (BSP) łączy doświadczenie czołowych polskich przedsiębiorstw z agendą Unii Europejskiej. Reprezentujemy wiedzę i interesy polskich firm zatrudniających ponad 280 000 osób w Polsce, UE i na całym świecie. Naszym celem jest wspieranie Jednolitego Rynku UE, z uwzględnieniem potrzeby jego odpowiedzialnej i skutecznej transformacji.