

WARSZAWA, 2014

STANOWISKO
WOBEC UNIJNEJ POLITYKI
ENERGETYCZNO-KLIMATYCZNEJ
DO 2030 ROKU

WSPARCIE DLA
NISKOEMISYJNEJ
TRANSFORMACJI
ELEKTROENERGETYKI
I CIEPŁOWNICTWA

1



LEWIATAN



WISE

STRESZCZENIE

- ETS pozostanie centralnym elementem unijnej polityki klimatyczno-energetycznej, a transformacja polskiej energetyki będzie się musiała dokonać w jego ramach. Warto wykorzystać więc szansę ponownego ustalenia mechanizmu redystrybucji uprawnień celem wyrównywania kosztów transformacji między krajami członkowskimi UE w oparciu o wpływy ze sprzedaży uprawnień.
- Należy dążyć do przeznaczenia jak największej części przychodów z ETS na rozwój niskoemisyjnej gospodarki, w tym modernizację energetyki. Nowe Kraje Członkowskie UE (NMS) powinny przy tym otrzymać dodatkową alokację uprawnień do emisji jako formę rekompensaty za wyższe koszty redukcji emisji niż w UE15. Uzyskane z tego tytułu środki powinny w całości zostać przeznaczone na cele redukcji emisji.
- Proponujemy stworzenie w krajach NMS krajowych Funduszy Niskoemisyjnych Inwestycji, zasilanych z wpływów z ETS uzyskanych przez nie w ramach dodatkowych w stosunku do krajowej koperty uprawnień alokacji. Celem tych funduszy byłoby wsparcie modernizacji sektora elektroenergetycznego. Wspierałyby one nowe projekty pośrednio, poprzez dofinansowanie krajowych instrumentów wsparcia inwestycji redukujących emisję CO₂ w sektorze. W ten sposób zmniejszony zostałby ciężar finansowania niskoemisyjnej transformacji ponoszony przez konsumentów bez odkładania niezbędnej modernizacji.
- Alternatywą jest utworzenie zmodyfikowanego mechanizmu derogacyjnego, ustalającego z góry jasne warunki wsparcia (np. standardy emisyjne dla instalacji w nowym Krajowym Planie Inwestycyjnym), a także przejrzyste procedury eliminujące dotychczas w dużym stopniu uznaniowy charakter decyzji.
- Rozwiązania fundamentalnie niespójne z obecnym kształtem unijnej polityki klimatyczno-energetycznej (np. wyłączenie krajowych elektrowni z ETS, benchmarki paliwowe w energetyce) mają nikłe szanse na uzyskanie akceptacji, a ich forsowanie na polu europejskim będzie stratą czasu.
- Krajowe regulacje są równie istotne jak wyniki negocjacji w Brukseli. Wadliwe ramy prawne mogą zaprzepaścić szanse na modernizację polskiej infrastruktury energetycznej. Należy z góry ustalić kluczowe reguły wsparcia dla energetyki. Wypracowane mechanizmy muszą być przy tym spójne z zasadami pomocy publicznej (zmodyfikowanymi o ile okaże się to konieczne) oraz przewidywanym modelem funkcjonowania rynku energii w Europie.
- Do transformacji energetycznej należy podejść kompleksowo, uwzględniając nie tylko elektroenergetykę, ale też ciepłownictwo i powiązane z nim problemy efektywności energetycznej budynków oraz szkodliwego smogu. Na aktywne wsparcie zasługuje kogeneracja jako równoprawny sposób obniżenia emisji na polu europejskim zabiegając o to by nie była ona dyskryminowana. Potrzebna jest jednak także spójna krajowa strategia rozwoju tego segmentu energetyki, zakładająca rozbudowę sieci ciepłowniczych oraz inwestycje w wysokosprawne instalacje CHP oparte na gazie, lokalnych odpadach oraz biomasie.
- Dyskusja nad polityką klimatyczno-energetyczną do 2030 roku jest dobrą okazją do wywarcia dodatkowego nacisku na realizację działań poprawiających bezpieczeństwo energetyczne UE, w szczególności jeśli chodzi o stabilny dostęp do konkurencyjnego kosztowo gazu ziemnego. Na szczeblu europejskim warto zabiegać o wzmocnienie wysiłków badawczych nad nowymi, niskoemisyjnymi metodami eksploatacji europejskich złóż surowców kopalnych w tym gazu łupkowego.



Zapraszamy do zapoznania się z pozostałymi publikacjami z cyklu

Stanowisko Konfederacji Lewiatan wobec unijnej polityki energetyczno-klimatycznej do 2030 roku:

- **Przełamując Impas – polska wobec unijnej polityki klimatycznej – analiza dotychczasowych doświadczeń ze strategii negocjacyjnej Polski i wnioski na przyszłość**
- **Inteligentna ochrona przemysłu dla skutecznej niskoemisyjnej transformacji w Europie – analiza niezbędnych zmian w instrumentach chroniących europejski przemysł przed carbon leakage**

Jak wskazujemy w publikacji *Przełamując impas: Polska wobec unijnej polityki klimatycznej*, obecny kierunek unijnej polityki klimatycznej zostanie najprawdopodobniej utrzymany przynajmniej do roku 2030. Oznacza to, że kolejne kilkanaście lat będzie dla Polski i innych krajów Europy Środkowej okresem funkcjonowania w kontekście niskoemisyjnej transformacji w sektorze produkcji energii elektrycznej i ciepła w Europie.

Redukcja emisji w polskiej energetyce stanowi dla niej **potrójne wyzwanie**:

- 1) **skala niezbędnych dostosowań jest w krajach NMS, a zwłaszcza w Polsce, wyjątkowo duża** ze względu na dominującą pozycję węgla w miksie energetycznym oraz znaczny stopień zużycia aktywów produkcyjnych w sektorze
- 2) najbardziej atrakcyjne ekonomicznie opcje inwestycyjne – takie jak siłownie jądrowe, wiatrowe, wodne czy wysokowydajne elektrociepłownie wraz z niezbędną infrastrukturą przesyłową – są kapitałochłonne, a więc wymagają **znaczącego wysiłku inwestycyjnego**. Pozwoliłby on na obniżenie przyszłych wydatków na zakup paliw kopalnych, jednak wymagałby mobilizacji dużego kapitału w relatywnie krótkim czasie, co dla społeczeństw środkowoeuropejskich jest większym wyzwaniem niż dla zamożniejszych społeczeństw zachodnich.
- 3) **zwłaszcza polscy producenci energii dysponują jedynie niewielką ilością niskoemisyjnych mocy wytwórczych**, przez co praktycznie nie czerpią korzyści ze wzrostu cen uprawnień do emisji, tak jak czynią to ich europejscy konkurenci posiadający znaczące aktywa w energetyce jądrowej i wodnej. Możliwości sfinansowania niskoemisyjnych inwestycji ze środków własnych polskiej energetyki w razie wzrostu cen uprawnień będą więc mniejsze.

Pomimo relatywnie wysokiego wzrostu gospodarczego i szybkiego zmniejszania luki rozwojowej wobec Europy Zachodniej, gospodarki Nowych Krajów Członkowskich UE cechuje niższa zdolność **do pokrycia kosztów niskoemisyjnej transformacji nie zostanie zniwelowana w najbliższym czasie**. W ramach negocjacji dotyczących unijnej polityki energetyczno-klimatycznej do 2030 roku uzasadnione byłoby więc ustalenie mechanizmów wspierających modernizację ich sektora energetycznego, wyrównujących tym samym ciężar redukcji emisji między poszczególnymi europejskimi społeczeństwami.

Ukształtowanie tych rozwiązań i uzupełnienie ich o efektywne instrumenty krajowe wymaga jednak krytycznej refleksji nad dotychczasowymi doświadczeniami i wyciągnięcia z nich wniosków na przyszłość.

Punktem wyjścia takiej krytycznej refleksji w wypadku Polski powinna stać się krytyczna ocena dotychczas stosowanego instrumentu mającego wesprzeć modernizację elektroenergetyki w postaci darmowych pozwoleń przyznawanych na podstawie Krajowego Planu Inwestycyjnego. Dywersyfikacja miksu energetycznego zachodziła przede wszystkim dzięki systemowi zielonych certyfikatów, gdzie znaczącą rolę odgrywa tzw. współpalanie biomasy nie służące modernizacji sektora. Natomiast derogacja wspierając poprawę sprawności i wydłużenie okresu eksploatacji istniejących bloków, okazała się być niewystarczającym bodźcem dla budowy nowych, mniej emisyjnych mocy wytwórczych.

Zaprojektowanie odpowiedniego instrumentarium wspierającego transformację polskiej energetyki oraz rozwiązującego, niejako przy okazji, problem nadmiernych kosztów polityki klimatycznej wymaga więc nie tylko udoskonalenia już stosowanych polityk, lecz także oparcia się o instrumenty nowe, do tej pory nie stosowane i skierowania wysiłku negocjacyjnego na przekonanie do tych rozwiązań partnerów z Unii Europejskiej.

WNIOSKI Z DOTYCHCZASOWYCH DOŚWIADCZEŃ

Mechanizmy wspierające NMS w realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej należy formułować i oceniać uwzględniając dotychczasowe doświadczenia z jej wdrażania. W szczególności należy dostrzec, że:

- 1) Kryzys gospodarczy wzmocnił nacisk na **efektywność kosztową instrumentów polityki klimatycznej**. Minimalizację kosztów zapewnia utrzymanie jednakowych bodźców do redukcji emisji w skali całej UE.
- 2) **Warunki negocjacji w sprawie redystrybucji uprawnień EU-ETS między Państwami Członkowskimi UE są dla Polski mniej korzystne niż w 2008 r.** Wynika to z problemów budżetowych Europy Zachodniej oraz wzrostu zamożności państw Europy Środkowo-Wschodniej, a zwłaszcza Polski.
- 3) **Niskie ceny uprawnień do emisji osłabiły znaczenie uzgodnionych instrumentów, kompensujących państwom Europy Środkowej, w tym Polsce, koszty polityki klimatycznej.** Dotyczy to zarówno budżetu (niższe wpływy z redystrybucji przychodów z aukcji uprawnień), jak elektroenergetyki (niska wartość uprawnień przyznanych Polsce za darmo w ramach derogacji). Opieranie mechanizmów kompensacyjnych na ilości, a nie wartości uprawnień do emisji stwarza ryzyko obniżenia skali i skuteczności wsparcia.
- 4) **Wynegocjowany z trudem przez polski rząd mechanizm derogacji dla elektroenergetyki nie przyniósł pełni zakładanych efektów.** Kluczowym problemem była niemożność ustalenia szczegółowych i czytelnych reguł jego działania w momencie uzgadniania celów 3x20, a szerzej – brak wspólnej wizji Komisji Europejskiej, polskiego rządu i spółek energetycznych – czemu ten mechanizm miałby służyć. W efekcie, Polska forsowała jako kandydatów do wsparcia głównie projekty sprawniejszych niż dotychczas konwencjonalnych bloków węglowych, dążąc w ten sposób do wywiązania się z bieżących zobowiązań redukcyjnych.

- Komisja Europejska natomiast postrzegając te działania jako niespójne z długookresowymi celami polityki klimatycznej Unii uznając, że nie gwarantują one wystarczająco głębokiej redukcji emisji w perspektywie lat 2030-2050. Zamiast skutecznego wsparcia transformacji energetyki, doszło więc do przeciągającego się biurokratycznego procesu między rządem polskim a Komisją Europejską. Doprowadziło to do wzrostu niepewności inwestycyjnej i spowolniło procesy modernizacyjne w sektorze.
- 5) **Promowanie OZE oraz liberalizacja i łączenia krajowych rynków energii elektrycznej zmieniły warunki działania producentów energii i otoczenie nowych inwestycji.** W Europie rośnie przekonanie, że wsparcie rozwoju OZE w warunkach konkurencyjnego rynku energii nie wytwarza bodźców cenowych wystarczających do tego, aby przedsiębiorstwa były zainteresowane budową dyspozycyjnych źródeł energii elektrycznej. Uprawdopodobnia to pojawienie się w przyszłości tzw. rynków mocy lub innych instrumentów wynagradzania gotowości do dostarczania energii na żądanie operatora systemu. Ewentualne przyszłe mechanizmy regulacyjne i finansowe wspierające transformację polskiej energetyki będą musiały być dopasowane do tych uwarunkowań. W szczególności będą one musiały, podobnie jak dotacje dla OZE, spełniać nowe zasady pomocy publicznej.
 - 6) **Kryzys ukraiński potwierdził znaczenie bezpieczeństwa energetycznego dla suwerenności Europy.** W średnim okresie może ono zostać wzmocnione poprzez działania dotyczące paliw kopalnych (w szczególności gazu): dywersyfikację dostaw spoza Europy, rozwój unijnej infrastruktury przesyłowej, wykorzystanie potencjału złóż europejskich oraz ich oszczędzania na drodze rozwoju OZE i efektywności energetycznej.

Z przedstawionych uwarunkowań można wyciągnąć następujące wnioski:

- **Transformacja polskiej energetyki zawodowej będzie się musiała dokonać w ramach ETS**, przy czym presja na ujednoczenie opodatkowania emisji także w sektorach non-ETS może wzrosnąć.
- ETS pozostanie centralnym elementem unijnej polityki klimatyczno-energetycznej m.in. z uwagi na bezpośrednie powiązanie z celem klimatycznym oraz na łatwość wprowadzania rozwiązań ograniczających łączną pulę uprawnień na poziomie całej Unii.
- Należy się więc spodziewać ponownego ustalenia mechanizmu wyrównywania jej kosztów dla poszczególnych krajów głównie w oparciu o **redystrybucję uprawnień z systemu ETS**.
- W interesie NMS, w tym Polski, powinno być **wynegocjowanie mechanizmu redystrybucji uprawnień pozwalającego na zgromadzenie środków umożliwiających modernizację energetyki** i sprostanie regulacjom środowiskowym oddziałującym na sektor w nie mniejszym stopniu niż polityka klimatyczna sensu stricto. Będzie to dla Polski jednym z **kluczowych wyzwań negocjacyjnych**.
- **Krajowe regulacje są równie istotne jak wyniki negocjacji w Brukseli**. Wadliwe ramy prawne mogą zaprzepaścić szanse na modernizację polskiej infrastruktury energetycznej. Niezbędne jest długoterminowe, kompleksowe podejście do rozwoju elektroenergetyki i ciepłownictwa. W Polsce powinno znaleźć to wyraz w nowej **Polityka Energetycznej do 2050 roku**.

- Należy dążyć do **przeznaczenia jak największej części przychodów z ETS na obniżanie emisji**, w tym modernizację energetyki i ciepłownictwa ze szczególnym uwzględnieniem kogeneracji, w tym trigeneracji. W szczególności, na ten cel powinny być przeznaczone wszystkie środki uzyskane przez Polskę w ramach rekompensaty za wyższe koszty redukcji emisji.
- Przejadanie przychodów z aukcji uprawnień na cele bieżące doprowadzić może do utraty konkurencyjności przez polską energetykę, a w konsekwencji przemysłu, w przyszłości gdy ceny uprawnień w systemie będą wysokie.
- Należy **zawczasu ustalić kluczowe reguły wsparcia dla energetyki**. Wypracowane mechanizmy muszą być przy tym spójne z zasadami pomocy publicznej oraz przewidywanym modelem funkcjonowania rynku energii w Europie.
- Polska musi **podejść do transformacji energetycznej kompleksowo**, uwzględniając **nie tylko elektroenergetykę, ale też ciepłownictwo** i powiązane z nim problemy efektywności energetycznej budynków oraz szkodliwego smogu.
- Dyskusja nad polityką klimatyczno-energetyczną do 2030 roku jest dobrą okazją do wywarcia nacisku na realizację działań poprawiających bezpieczeństwo energetyczne, **w szczególności w obszarze dostępu do konkurencyjnego kosztowo gazu ziemnego**. Zabieganie o to nie powinno się jednak stać pretekstem dla opóźnienia restrukturyzacji krajowego górnictwa węgla kamiennego.

Niewykorzystany potencjał ciepłownictwa i kogeneracji

Polska polityka energetyczna skupiona jest na elektroenergetyce, zaniedbując problemy oraz potencjał ciepłownictwa. Jest to o tyle zaskakujące, że jest ono w Polsce w podobny sposób co elektroenergetyka uzależnione od emisyjnego węgla i z podobnych co ona powodów stoi na progu wymiany znacznej części aktywów. Udział ciepła sieciowego w zużyciu energii finalnej jest dziś porównywalny do udziału energii elektrycznej, zaś wysokość wydatków na ogrzewanie jest kluczowym czynnikiem determinującym ryzyko ubóstwa energetycznego gospodarstw domowych. Żywo dyskutowany problem smogu w polskich miastach jest wynikiem rozpowszechnienia indywidualnego modelu ogrzewania domów wysokoemisyjnym paliwem i niedostatecznego rozwoju miejskich sieci ciepłowniczych. Szczególnym problemem ciepłownictwa jest konieczność konkurowania z ogrzewaniem indywidualnym, nie dotkniętym w takim samym stopniu presją

regulacyjną na obniżanie gazów cieplarnianych oraz innych, szkodliwych dla zdrowia i środowiska emisji. Warto podkreślić, że podjęcie działań na rzecz rozwiązania tego problemu wymuszają regulacje unijne (Dyrektywa pałapowa NEC).

ANALIZA ALTERNATYWNYCH OPCJI NEGOCJACYJNYCH

OPCJE PREFEROWANE

WYKORZYSTANIE WPŁYWÓW Z ETS DLA WSPARCIA INWESTYCJI ENERGETYCZNYCH

Proponowanym przez nas rozwiązaniem jest połączenie redystrybucji uprawnień w ramach ETS z utworzeniem dodatkowej puli uprawnień dla wsparcia niskoemisyjnych inwestycji w nowych państwach członkowskich uzależnionych od paliw kopalnych. **Redystrybuowane w ramach ETS środki, w tym z dodatkowej puli uprawnień, przeznaczone mogłyby być na tworzenie KRAJOWYCH funduszy niskoemisyjnych inwestycji. Ich celem byłoby finansowanie programów wsparcia kapitałochłonnych inwestycji ograniczających emisje i zużycie energii.**

Przykładowy zakres wsparcia mógłby być następujący:

Energetyka zawodowa – moce produkcyjne:

- pokrycie części kosztów funkcjonowania rynku mocy lub innych mechanizmów wspierających inwestycje w dyspozycyjne, niskoemisyjne moce wytwórcze.
- dofinansowanie systemu wsparcia OZE wspierające m.in. prosumentów
- dofinansowanie systemu wsparcia kogeneracji

Pozostałe niskoemisyjne inwestycje zasługujące na wsparcie

- rozbudowa sieci elektroenergetycznych
- rozbudowa sieci ciepłowniczych
- wsparcie programów rozwoju magazynowania energii
- rozbudowa infrastruktury dla niskoemisyjnego transportu
- wsparcie ogólnokrajowych programów termomodernizacji
- wsparcie inwestycji wdrażających innowacyjne technologie energetyczne.

Fundusz Niskoemisyjnych Inwestycji **nie finansowałby bezpośrednio projektów inwestycyjnych, tylko pokrywał część kosztów wybranych instrumentów wsparcia** (np. aukcji na moce odnawialne, aukcji w hipotetycznym rynku mocy, programów NFOŚiGW itp.). Obniżyłoby to ogólne koszty zakupu energii, gdyż odbiorcy energii nie musieliby finansować całości poszczególnych programów wsparcia, które i tak byłyby niezbędne dla odbudowy dyspozycyjnych mocy wytwórczych, modernizacji infrastruktury sieciowej, rozwoju kogeneracji oraz OZE (zwłaszcza w zakresie prosumenckim). Innymi słowami, **dodatkowe wpływy z uprawnień do emisji zostałyby wykorzystane do obniżenia składnika cen energii pokrywającego koszty niezbędnych nakładów inwestycyjnych. Należy zapewnić, że nowe zasady pomocy publicznej określone przez KE nie będą kolidowały z możliwością wykorzystania środków z funduszu.**

Proponowana forma wsparcia **nie odbiega istotnie od obecnych rozwiązań regulacyjnych**, a jej skuteczne wdrożenie **zależy głównie od działań krajowych** (zaprojektowanie i wdrożenie skutecznych instrumentów wsparcia, decyzja o pokryciu ich kosztów z wpływów z ETS, a nie z rachunków odbiorców energii). Tym niemniej, wyraźne zasygnalizowanie w trakcie negocjacji zamiaru wykorzystania dodatkowych wpływów z ETS do wsparcia mniej emisyjnych inwestycji zwiększałoby szanse na uzyskanie korzystnych dla Polski rozstrzygnięć w tej kwestii.

Należy dążyć do ustanowienia minimalnej wartości pieniężnej wsparcia w ramach redystrybucji wpływów z ETS. Mogłoby to zostać osiągnięte przez ustalenie minimalnej wartości nadwyżkowych uprawnień przekazywanych Polsce. Gdyby ich cena rynkowa była zbyt niska, pozostałe państwa członkowskie musiałyby przekazać część swoich wpływów ze sprzedaży uprawnień, by pokryć różnicę.

ZMODYFIKOWANY MECHANIZM DEROGACYJNY

Drugim, pod względem atrakcyjności dla Nowych Krajów Członkowskich UE, w tym Polski, a jednocześnie prawdopodobnie dopuszczalnym dla całej Wspólnoty, mechanizmem kompensacyjnym w energetyce mógłby być zmodyfikowany mechanizm derogacyjny w systemie ETS. Obecny mechanizm oparty na bezpłatnym przydziale uprawnień do emisji w zamian za realizację pożądaných inwestycji w elektroenergetyce mógłby zostać przedłużony do 2030 roku **pod warunkiem uwzględnienia w nim modyfikacji wynikających z negatywnych doświadczeń ostatnich lat**. Oznacza to w szczególności konieczność **przyjęcia zawczasu czytelnych reguł wsparcia nowych inwestycji** (np. w postaci ustalenia minimalnego standardu emisyjnego), których dokonanie miałyby być warunkiem skorzystania z derogacji. Wydaje się, że możliwe są dwa warianty pozwalające na uniknięcie kolejnych konfliktów między polskim rządem a Komisją Europejską:

- 1) **przekazanie pełnej kontroli nad wdrożeniem mechanizmu derogacji na szczebel krajowy**. Jest to jednak **mało prawdopodobne** biorąc pod uwagę nacisk kładziony przez instytucje europejskie zarówno na głęboką redukcję emisji w

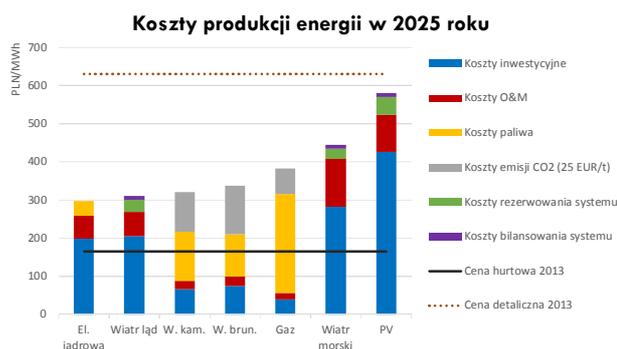
długim okresie, jak i na egzekwowanie przestrzegania zasad pomocy publicznej oraz integracji krajowych rynków energii.

- 2) **przyjęcie zasady, że wspierane byłyby tylko inwestycje znacząco obniżające emisyjność energetyki** (np. ustalenie minimalnego standardu emisyjnego wspieranych projektów), co zmniejszałoby ryzyko blokowania projektów objętych mechanizmem wsparcia. Derogacje ułatwiałyby więc prawdopodobnie realizację programu jądrowego, budowę najbardziej efektywnych węglowych bloków kogeneracyjnych, czy też budowę mocy OZE (w rozumieniu np. bloków w 100% biomasowych), wspierając także modernizację infrastruktury sieciowej i ograniczając wzrost cen energii niezbędny do pokrycia nakładów inwestycyjnych w elektroenergetyce do 2030 roku.

Mankamentem mechanizmu derogacyjnego jest jego **niska elastyczność** oraz **ryzyko zmarnowania wsparcia przez wycofanie się inwestorów** ze wspieranych projektów ze względu na zmieniające się otoczenie rynkowe (zawierowania na rynku energii oraz w ETS).

Cena energii, koszty operacyjne, kapitałowe i mechanizmy kompensacyjne

Cena hurtowa energii elektrycznej jest w średnim i długim okresie pochodną kosztów operacyjnych produkcji energii, wydatków na zakup paliw kopalnych, kosztów spłaty kapitału zainwestowanego w instalację służącą do produkcji energii oraz innych obciążeń takich jak opłaty za emisję CO₂ czy koszty rezerwowania systemu. Pomędzy różnymi technologiami produkcji energii istnieją znaczne różnice w poszczególnych składowych składających się na całkowity koszt jej produkcji. Rozwiązania niskoemisyjne są przy tym zazwyczaj bardzo kapitałochłonne, a jednocześnie relatywnie tanie w eksploatacji pod względem operacyjnym, przede wszystkim ze względu na niski, lub wręcz zerowy koszt zakupu paliw kopalnych. Jeśli więc modernizacja polskiej energetyki będzie mogła być częściowo sfinansowana poprzez redystrybucję uprawnień w systemie EU-ETS i pokrycie przez uzyskaną nadwyżkę części kosztów kapitałowych inwestycji w niskoemisyjne moce produkcyjne, to także przyszła cena energii będzie mogła być



proporcjonalnie niższa. Proponowany Fundusz Niskoemisyjnych Inwestycji jest więc dla Polski rozwiązaniem podwójnie korzystnym.

INNE DYSKUTOWANE OPCJE

BENCHMARKI PALIWOWE DLA ENERGETYKI

Jednym z rozwiązań promowanych przez polski rząd w ubiegłych latach było wprowadzenie bezpłatnego przydziału uprawnień dla energetyki w oparciu o benchmarki paliwowe. Takie rozwiązanie znacząco ograniczyłoby wpływ opłat za emisje na ceny energii oraz nie wymuszałoby zmiany paliw na mniej emisyjne, zachęcając jednocześnie do inwestycji w najefektywniejsze rozwiązania dla danego rodzaju paliwa. Kluczowymi mankamentami tego rozwiązania jest **brak gwarancji głębokiej redukcji emisji gazów cieplarnianych w długim okresie**, a także **ryzyko zablokowania dywersyfikacji technologicznej polskiego miks energetycznego i ekspozycja sektora na ryzyko globalnej polityki klimatycznej po roku 2030**.

Przydział bezpłatnych uprawnień w oparciu o benchmarki paliwowe może się odbywać albo *ex ante*, albo *ex post*. W przypadku przydziału *ex ante* występowałby problem *windfall profits*, elektrownie mogłyby bowiem przerzucać koszty alternatywne uzyskanych uprawnień na odbiorców energii. Rozwiązanie tego problemu wymagałoby **regulacji cen na rynku energii**, co byłoby sprzeczne z obecnym kierunkiem unijnej polityki energetycznej.

Z kolei przydział *ex post* na podstawie faktycznej produkcji energii w danej elektrowni rozwiązałby problem *windfall profits*, jednak nie zapewniałby osiągnięcia celu redukcyjnego (brak zawczasu ustalonej puli uprawnień ograniczającej ogólną ilość emisji).

Z przyczyn zarysowanych w pierwszej publikacji z niniejszego cyklu (*Przełamując impas: Polska wobec unijnej polityki klimatycznej*) jest mało prawdopodobne, by Unia Europejska odstąpiła od ambitnych celów redukcyjnych w perspektywie 2030 roku. Równie mało prawdopodobna, jako sprzeczna z zasadą jednolitego rynku, byłaby rezygnacja Komisji z forsowania liberalizacji europejskiego rynku energii. Oznacza to, że **przekonanie innych partnerów w UE do idei benchmarków paliwowych w energetyce jest wysoce wątpliwe**, a **wysiłki polskich negocjatorów powinny się skupić na bardziej realistycznych opcjach, mogących przynieść rzeczywiste korzyści tak dla polskiej energetyki jak i dla polskiego przemysłu**.

Konkurencyjność górnictwa a dofinansowanie inwestycji w energetykę węglową

Krajowy potencjał wydobywczy dla węgla kamiennego oraz brunatnego określony został przez GIPH (2013). Odróżnia on zasoby możliwe do wydobycia z wykorzystaniem obecnej infrastruktury wydobywczej od zasobów których eksploatacja warunkowana jest znaczącymi inwestycjami. Z szacunków tych wynika, że nawet w wypadku podjęcia znaczących inwestycji w nowe moce wytwórcze w górnictwie węgla kamiennego i brunatnego w horyzoncie roku 2030 można liczyć co najwyżej na utrzymanie obecnego wolumenu produkcji krajowej obu surowców. Co więcej niska konkurencyjność polskiego górnictwa sprawia, że realizacja tego scenariusza będzie możliwa tylko pod warunkiem głębokiej restrukturyzacji kosztowej sektora i jego prywatyzacji dostosowującej branżę do otoczenia rynkowego. Ewentualne wsparcie dla energetyki węglowej w ramach pakietu energetyczno-klimatycznego powinno być więc warunkowane podjęciem działań sanacyjnych w polskim górnictwie.

NIEZBĘDNE DZIAŁANIA UZUPEŁNIAJĄCE

Oprócz wymienionych opcji wsparcia niskoemisyjnej transformacji energetyki zawodowej, niezbędne jest podjęcie dodatkowych działań adresujących problemy rozwoju ciepłownictwa oraz bezpieczeństwa energetycznego Polski.

- **Stworzenie stabilnych warunków dla rozwoju ciepłownictwa**

Wyzwania inwestycyjne stojące przed ciepłownictwem obejmują przebudowę wyeksploatowanych, lokalnych kotłowni węglowych na wysokosprawne jednostki CHP, a także modernizację i rozbudowę sieci ciepłowniczych w polskich miastach. Wyzwania te mogłyby zostać częściowo zaadresowane przez opisany fundusz niskoemisyjnych inwestycji (wsparcie dla rozwoju kogeneracji oraz sieci ciepłowniczych). Nie rozwiązałyby to jednak **problemu asymetrii kosztów i wymogów regulacyjnych między ciepłowniami i elektrociepłowniami objętymi systemem ETS, a mniejszymi instalacjami, w tym ogrzewaniem indywidualnym**. Możliwym rozwiązaniem byłoby wyrównanie kosztów emisji poprzez powiązanie opodatkowania paliw (np. akcyzy na węgiel) z bieżącą ceną uprawnień, tak aby zminimalizować ryzyko gwałtownego wzrostu cen energii dla ubogich konsumentów. Problem ubóstwa energetycznego powinien być też adresowany przez przeznaczenie części wpływów z ETS na zwiększenie pomocy społecznej (rozwiązanie krótkookresowe) oraz dofinansowanie programu termomodernizacji dla najbardziej wrażliwych odbiorców (rozwiązanie długookresowe). Wprowadzenie tego rozwiązania na poziomie europejskim – zgodnie z propozycjami KE – stanowiłoby dodatkowy argument za wyższym wsparciem Polski w ramach redystrybucji wpływów z systemu ETS.

- **Impuls dla rozwoju kogeneracji**

Polska powinna aktywnie wspierać kogenerację jako równoprawny sposób obniżenia emisji na polu europejskim zabiegając o to, by nie była ona dyskryminowana. Potrzebna jest jednak także spójna krajowa strategia rozwoju tego segmentu energetyki, zakładająca rozbudowę sieci ciepłowniczych w miastach oraz inwestycje w wysokosprawne instalacje CHP oparte na gazie, lokalnych odpadach oraz biomasie.

- **Wsparcie zrównoważonych, efektywnych technologii wykorzystania europejskich zasobów paliw kopalnych**

Efektywny kosztowo wzrost europejskiego wydobycia paliw kopalnych mający na celu wzmocnienie niezależności energetycznej Unii Europejskiej wymaga postępu technologii. W skali całej UE należy dążyć do zwiększenia wsparcia badań, rozwoju i demonstracji nowoczesnych technologii wydobywczych, w szczególności **metod eksploatacji złóż gazu łupkowego dopasowanych do europejskich warunków geologicznych**. Mogłoby to zostać osiągnięte poprzez **poszerzenie zakresu tematycznego SET Planu, Horyzontu 2020 oraz możliwości pozyskiwania dofinansowania w ramach NER 300**.

- **Rozważenie możliwości rozszerzenia systemu EU-ETS o sektory non-ETS**

Objęcie systemem EU-ETS sektorów non-ETS, zwłaszcza transportu i budownictwa, stwarzałoby szansę na wzrost całkowitych przychodów z tego systemu, a więc także na zwiększenie funduszy wspierających niskoemisyjną modernizację energetyki w krajach NMS, w tym Polsce. Zwiększyłoby to także wkład do systemu i proponowanego mechanizmu redystrybucji krajów, których energetyka jest już dziś niemal w 100% niskoemisyjna, lepiej równoważąc obciążenie polityką klimatyczną wszystkich państw członkowskich.

PODSUMOWANIE

Przegląd dotychczasowych doświadczeń oraz możliwych opcji modyfikacji unijnej polityki energetyczno-klimatycznej wskazuje, że w obecnej sytuacji najbardziej korzystnym i realistycznym wariantem byłaby **akceptacja przez Polskę konieczności obniżenia emisyjności krajowej energetyki pod warunkiem uzyskania wsparcia dla niezbędnych inwestycji znacząco obniżających emisyjność produkcji energii elektrycznej i ciepła w Polsce**. Temu podejściu odpowiada opcja stworzenia **niskoemisyjnych funduszy inwestycyjnych powiązanych z redystrybucją wpływów ze sprzedaży uprawnień do emisji**. Sprzyja ona długoterminowemu rozwiązaniu problemu wysokiej emisyjności polskiej energetyki oraz skutecznie ogranicza wzrost cen energii dla konsumentów. Jest ona też spójna z ogólnounijnym kierunkiem polityki klimatyczno-energetycznej, a jednocześnie zostawia Polsce możliwości wyboru takiego zestawu wspieranych niskoemisyjnych inwestycji, które byłyby najlepiej dopasowane do krajowej specyfiki i mogłyby stworzyć bodźce dla rozwoju krajowych niskoemisyjnych technologii.

Drugą akceptowalną, choć mniej atrakcyjną dla Polski, opcją byłoby **wydłużenie obecnie obowiązującego mechanizmu derogacyjnego**, musiałby on jednak zostać zmodyfikowany tak, by zawniczasu były jasne warunki, na których będzie udzielane wsparcie dla poszczególnych inwestycji. Oznacza to prawdopodobnie wprowadzenie **standardów emisyjnych dla instalacji w nowym Krajowym Planie Inwestycyjnym**.

Rozwiązania fundamentalnie niespójne z obecnym kształtem unijnej polityki klimatyczno-energetycznej, takie jak **wyłączenie krajowych elektrowni z ETS oraz benchmarki paliwowe w energetyce mają nikiłe szanse na zyskanie akceptacji na szczeblu unijnym**, dlatego też w rozmowach warto skupić na uzyskaniu najbardziej korzystnych ustaleń w ramach realistycznych opcji, a więc **jak największego udziału we wpływach z ETS oraz maksymalnej niezależności w kształtowaniu regulacji krajowego rynku energii**, tak, by były one spójne z krajową specyfiką.