

PROJEKT USTAWY O PROMOWANIU ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI NIE JEST ROZWIĄZANIEM DLA PROBLEMÓW SEKTORA ENERGETYCZNEGO

Główną intencją ustawodawcy w zakresie przyjęcia ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (UPEEWK) jest przywołana w uzasadnieniu ustawy konieczność poprawy niskiej jakości powietrza w Polsce. Teza dot. problemów Polski z poziomem ochrony środowiska, w tym powietrza, jest niekontrowersyjna. Niestety, ustawa nie będzie stanowić adekwatnego narzędzia pozwalającego na poprawę stanu rzeczy.

Nie ma szans na notyfikację wsparcia jednostek kogeneracyjnych opalanych węglem

Zgodnie z informacją zawartą w Ocenie Skutków Regulacji (OSR), analizie komparatystycznej poddany został system wsparcia kogeneracji w Niemczech. To aktualny i adekwatny przykład, gdyż system ten uzyskał decyzję notyfikacyjną w dniu 24.10.2016 r. W OSR wskazano jednak, że niemiecki system wsparcia wyklucza nowe jednostki opalane węglem kamiennym i brunatnym, które emitują znacznie powyżej 550 g CO₂/kWh. Argumentując pragmatycznie, szansa uzyskania zgody Komisji Europejskiej na wsparcie systemowe dla: 1) nowych jednostek opalanych węglem do 31 grudnia 2043 r. i 2) zmodernizowanych jednostek do 31 grudnia 2040 r., jest zerowa. W praktyce, obecnie skonstruowany kształt ustawy doprowadzi tylko do zbędnego przedłużenia okresu notyfikacji. W tym zakresie jest ona oderwana od realiów rządzących polityką klimatyczno-energetyczną Unii Europejskiej, która to jest Ministerstwu Energii dobrze znana.

Z drugiej zaś strony, presja czasowa zastępowania jednostek do 50 MW zainstalowanej mocy elektrycznej jest ogromna. Wartość ta odpowiada terminom istotnym dla: 1) koszyka jednostek z mocą elektryczną od 20 do 50 MW – po wejściu w życie tzw. limitów szkodliwych emisji konkluzji BAT w sierpniu 2021 r. dla tzw. *large combustion plants* oraz 2) koszyka jednostek od 1 do 49,9 MW całkowitej mocy zainstalowanej tzw. *medium combustion plants*, co odpowiada koszykowi jednostek z mocą elektryczną do 20 MW - zgodnie z dyrektywą MCP limity szkodliwych emisji wejdą w życie pod koniec 2025 r. W powyższych terminach wygasają wydane już pozwolenia zintegrowane. Poziom nakładów na modernizację jednostki kogeneracyjnej od 10 do 25% kosztów nowej porównywalnej jednostki wskazuje na „celowanie” w pokrycie kosztów dostosowania instalacji do nowych limitów emisji. Z tym, że 3-letnie wsparcie ceny wytwarzanej energii elektrycznej np. istniejącej jednostki z 30 MW mocy elektrycznej może i tak okazać się niewystarczające, aby sfinansować jej modernizację. Przyczyna to reforma systemu handlu emisjami EU ETS, która doprowadzi do istotnego wzrostu kosztów zmiennych dla jednostek wysokoemisyjnych od 2021 r. Zastanawiające jest czy konsumenci ciepła systemowego są adekwatną grupą, którą stać na pokrycie tych kosztów.

Koszyki paliwowe są nieuzasadnionym narzędziem wsparcia

W świetle celów ustawy, zupełnie niezrozumiałe jest stworzenie koszyków paliwowych. Przykładowym uzasadnieniem dla wyróżniania koszyków technologicznych i niepaliwowych w systemie aukcyjnym OZE, które jest zgodne z unijnymi wytycznymi pomocy publicznej (EEAG), jest stabilizacja sieci przez jednostki OZE ze sterowaną produkcją energii elektrycznej. Przy systemie wsparcia kogeneracji odpowiednim uzasadnieniem dla systemu wsparcia powinna być chęć dywersyfikacji źródeł np. tych poniżej 550 gr CO₂/kWh tj. elektrociepłowni gazowych i tych zeroemisyjnych tj. elektrociepłowni biomasowych i biogazowni. Błąd konstrukcyjny systemu doprowadzi do zbędnego przedłużenia notyfikacji. Można z góry założyć, że Komisja Europejska nie zgodzi się na koszyki paliwowe, ponieważ wytyczne EEAG ich nie przewidują.

Ponadto, już teraz istnieje konieczność importu węgla energetycznego do Polski w wysokości ok. 20% ogólnego popytu, głównie dla sektora komunalno-bytowego. Wynika to m.in. z wysokiego poziomu siarki polskich zasobów przemysłowych. Można domniemywać, że nowe jednostki kogeneracyjne spalające węgiel energetyczny będą musiały importować węgiel. W efekcie, wspieranie tych jednostek paradoksalnie nie prowadzi do poprawy bezpieczeństwa energetycznego, lecz do jego obniżenia. Podobnie sytuacja ma się ze wspieraniem jednostek spalających gaz naturalny. Dlatego ustawa powinna wspierać kogenerację z biomasy stałej i biogazownie. W systemie wsparcia OZE takie jednostki kogeneracyjne konkurują z instalacjami w tych samych koszykach co instalacje wytwarzające wyłącznie energię elektryczną tj. w koszykach nr 1 i nr 3. Wymóg, że maksymalnie 80 % wytwórców OZE, którzy startują w danej aukcji, mogą otrzymać wsparcie operacyjne niezależnie od wolumenu aukcji, jest niekorzystny dla jednostek kogeneracyjnych z OZE, które mają o około 30% wyższy CAPEX. W praktyce są one pozbawione szans na zwycięstwo.

Nieuwzględnienie potencjału pomp ciepła dla systemów ciepłowniczych jest błędem strategicznym

Niezrozumiałe jest wsparcie operacyjne wyłącznie dla energii elektrycznej produkowanej przez jednostki kogeneracyjne. W obecnym brzmieniu projekt ustawy pomija inne, ale nie mniej istotne rozwiązania technologiczne, które mogą przyczynić się do realizacji celów założonych przez projektodawcę i wskazanych w uzasadnieniu projektu. Wsparcie wynikające z projektu ustawy powinno zostać rozszerzone zgodnie z wytycznymi EEAG o pomoc operacyjną w postaci pięcioletniej rekompensaty dodatkowych kosztów za energię elektryczną wynikających z inwestycji w pompy ciepła zasilające systemy ciepłownicze.

Ramy określające beneficjentów wsparcia powinny zostać oparte na definicji efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych. Zgodnie z art. 7b ust. 4 Prawa energetycznego, przez efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w: 1) 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub 2) 50% ciepło odpadowe, lub 3) 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub 4) 50% połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt 1–3. Precyzując, pompy ciepła zasilane przez energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii spełniają wymóg definicyjny efektywnych systemów ciepłowniczych. Mogą one doprowadzić do istotnego ograniczenia zanieczyszczeń powietrza. Przy okazji, w przeciwieństwie do jednostek kogeneracyjnych spalających importowany węgiel lub gaz naturalny, zwiększają bezpieczeństwo energetyczne. Nieuwzględnienie w projekcie ustawy potencjału tej technologii przy wsparciu energii cieplnej dla systemów ciepłowniczych może okazać się błędem strategicznym. Ta teza jest szczególnie aktualna w kontekście sygnalizowanych przez Ministerstwo Energii planów rozwoju klastrów energii. Tym samym, zakres wsparcia wskazanego w projekcie ustawy powinien ulec daleko idącemu rozszerzeniu.

Co więcej, konsekwencje pominięcia wsparcia dla pomp ciepła są znacznie szersze, bowiem dotyczą również rozwoju farm wiatrowych na morzu. Zgodnie z szacunkami PSE S.A. ich potencjał to co najmniej 10 GW mocy. Energia z farm wiatrowych na morzu jest szczególnie dostępna w sezonie grzewczym, co potencjalnie może uzupełniać się z zapotrzebowaniem pomp ciepła na energię elektryczną. Dotyczy to nie tylko gospodarstw domowych, ale również systemów ciepłowniczych.

Aktualne doświadczenia w Niemczech pokazują ograniczony potencjał kogeneracji

W tym kontekście trzeba przypomnieć, że w OSR, który opisuje niemiecki system wsparcia kogeneracji nie wskazano, że przy pierwszej aukcji wolumen został wyczerpany tylko w ok. 80%. Wynik aukcji w

Niemczech z dnia 1.12.2017 r. dla modernizowanych i nowych instalacji od 1 MW do 50 MW wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji:

- cena referencyjna 7 €/ct/kWh,
- cena minimalna osiągnięta w aukcji 3,19 €/ct/kWh,
- cena maksymalna 4,99 €/ct/kWh,
- cena średnia ważona 4,05 €/ct/kWh (ok. 170 zł/MWh)
- wolumen przetargu: 100 MW,
- wolumen wygranych ofert: 81,9 MW.

Wynik ten wskazuje, że nie należy oczekiwać dużego boomu inwestycyjnego, zarówno dla nowych, jak i zmodernizowanych jednostek kogeneracyjnych. Powodem stanu rzeczy jest wysoki poziom długoterminowego ryzyka inwestycyjnego dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji. Stanowią o tym wysokie koszty zmienne tj. paliwo i koszt emisji gazów cieplarnianych oraz wysoka konkurencyjność alternatywnych technologii np. gruntowych lub powietrznych pomp ciepła, które nie są obciążone w/w ryzykami.

Obecnie w Polsce tylko ok. 580 MW konwencjonalnych instalacji kogeneracyjnych od 1 MW do 50 MW mocy elektrycznej oraz instalacji biomasowych od 1 MW do 50 MW mocy elektrycznych uzyskało warunki przyłączenia do dystrybucyjnej sieci elektroenergetycznej. Dodatkowo, z w/w liczby ponad 350 MW to warunki przyłączenia wydane przed 4.05.2015 r. Istnieje więc ryzyko, że w zakresie w jakim dotyczą one planowanych inwestycji w instalacje odnawialnego źródła energii, część tej mocy przestanie być nawet potencjalnie dostępna. Wynika to z konieczności przyłączenia instalacji w ciągu 48 miesięcy od momentu podpisania umowy o przyłączenie, zgodnie z art. 7 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne. Dodatkowo, poziom rozwoju dalszych projektów kogeneracyjnych pod kątem uzyskania decyzji środowiskowych jest stosunkowo niski.

Premia gwarantowana sprzeczna z wytycznymi EEAG

Premia gwarantowana dla istniejących jednostek jest sprzeczna z prawem unijnym i szanse na jej akceptację przez Komisję Europejską są małe. Wytyczne EEAG wymagają by pomoc operacyjną dla wytwórców powyżej 1 MW mocy zainstalowanej przyznawać w drodze procedury przetargowej, zgodnej z zasadami konkurencji na podstawie jasnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriów. Konstrukcja premii kogeneracyjnej w wersji zaproponowanej w projekcie ustawy nie spełnia tego warunku.

Arbitralność, która nie służy nikomu

Zapotrzebowanie na energię ciepłą w sieciach ciepłowniczych wynosi rocznie ok. 110 TWh, co powinno zachęcać ustawodawcę do wspierania w jak najszerszym stopniu producentów ciepła, którzy są gotowi wytwarzać energię ciepłą w celu wprowadzenia jej do sieci ciepłowniczej. Dotyczy to również większych odbiorców energii, którzy mogą wprowadzać energię ciepłą do sieci w dużej ilości. Oczywista jest potrzeba ustanowienia pewnej reguły dotyczącej wytwarzanej energii ciepłej, która powinna trafiać do sieci, żeby utrzymać wsparcie operacyjne dla wytwarzanej energii elektrycznej. Słusznie ustawodawca zamierza uniknąć formy nadwsparcia, którą można określić jako tzw. windfall profits. Jednak niezrozumiałe jest kryterium stojące za decyzją, że minimum 70% wytwarzanego ciepła ma zostać wprowadzone do systemów ciepłowniczych celem uzyskania wsparcia dla całości wytwarzanej energii elektrycznej, sprzedawanej i wprowadzonej do sieci, zaś poniżej tej arbitralnej wartości procentowej tylko proporcjonalny udział. Wartość 70% wydaje się być narzędziem

ochronnym w stosunku do spółek energetycznych. Stoi ona w sprzeczności z interesami konsumentów energii cieplnej sieciowej, którzy są zainteresowani przede wszystkim najtańszą nisko- i zeroemisyjną energią cieplną, nie zaś utrzymywaniem kolejnego selektywnego mechanizmu wsparcia dla wybranych podmiotów. Dodatkowo rodzi ona poważne problemy prawne w przypadku, gdy instalacja potencjalnie objęta mechanizmem wsparcia obniży podczas 15-letniego wsparcia produkcję poniżej w/w progu 70%, choćby z przyczyn od niej niezależnych np. zmiany demograficzne lub przyłączenie innych jednostek. Instytucje finansowe nie przejmą takiego ryzyka, więc system wsparcia będzie - jak to się mówi w branży - „niebankowalny”.

Bardziej adekwatny zdaje się być mechanizm zaczerpnięty z rynku mocy. Zgodnie z ograniczeniem tzw. zielonego bonusu w systemie wsparcia rynku mocy, czyli kontraktów dla nowych jednostek wytwórczych dłuższych o dwa lata, dodatkowe wsparcie przysługuje elektrowniom i elektrociepłowniom emitującym mniej niż 450 kg CO₂/MWh. Przy czym, elektrociepłownie wejdą do systemu „zielonego bonusu” tylko wtedy, gdy większość tj. co najmniej 50 % ciepła oddadzą do systemów ciepłowniczych. Zgodnie z tą zasadą również tylko jednostki kogeneracyjne, które minimum 50% wytwarzanego ciepła wprowadzają do systemów ciepłowniczych powinny uzyskać wsparcia dla całości wytwarzanej energii elektrycznej. Natomiast poniżej tego progu zamiast wsparcia w proporcjonalnym wymiarze, projektodawca powinien wprowadzić mechanizm kar, analogiczny do tego z ustawy o OZE. Rozliczenie obowiązku wprowadzenia co najmniej 50% ciepła do systemów ciepłowniczych powinno nastąpić po zakończeniu okresu każdego pełnych trzech lat kalendarzowych, w których przysługiwało wsparcie oraz łącznie dla okresu 15-letniego po zakończeniu okresu wsparcia. W przypadku, gdy wytwórca nie spełniłby tego obowiązku, za każdy MWh poniżej progu 50% powinien zapłacić karę np. w wysokości 150% ceny za MWh premii kogeneracyjnej, którą oferował podczas aukcji.

mec. dr Christian Schnell

Związek Przedsiębiorców i Pracodawców Sektora Energii

mgr inż. Paweł Lachman

Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła PORT PC