

SMR i publiczne pieniądze – fakty zamiast uproszczeń

Odpowiedź na list otwarty dotyczący rozwoju małych reaktorów modułowych w Polsce

Warszawa, 17 września 2026 r.

List otwarty skierowany do Prezesa Rady Ministrów i Ministra Finansów i Gospodarki, a następnie publikacja powtarzająca jego tezy, przedstawiają rozwój SMR w Polsce jako przedsięwzięcie, którego ryzyka i koszty mają zostać przerzucone na podatników. Ten element wymaga w pierwszej kolejności sprostowania.

Apel został podpisany przez przedstawicieli i ekspertów związanych m.in. z następującymi organizacjami: Stowarzyszenie Ekologiczne EKO-UNIA, Fundacja Mission Possible, Stowarzyszenie Pracownia na rzecz Wszystkich Istot, Towarzystwo na rzecz Ziemi, Stowarzyszenie Elektroprosumentów Obywatelska Społeczność Energetyczna, Zielony Instytut, Fundacja Strefa Zieleni, Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju, Fundacja Zielone Światło, Stowarzyszenie Obrony Naturalnych Obszarów Nadmorskich Bałtyckie SOS, Stowarzyszenie NIE Kopalni Odkrywkowej, Stowarzyszenie Nowa Idea, Inicjatywa Ekowyborca, Klub Gaja. Wśród sygnatariuszy znaleźli się również niezależni eksperci i osoby związane ze środowiskiem akademickim.

Autorzy mieszają trzy zupełnie różne kwestie: finansowanie przygotowania inwestycji, finansowanie budowy elektrowni oraz mechanizm stabilizacji ceny energii po rozpoczęciu jej produkcji. To prowadzi do wniosków, które nie odpowiadają rzeczywistej konstrukcji projektu.

Projekt nie jest finansowany z budżetu państwa

Polski program BWRX-300 był od początku rozwijany ze środków udziałowców i inwestorów projektu, a nie z dotacji budżetowej przeznaczonej na przygotowanie lub budowę elektrowni. Koszty rozwoju projektu, przygotowania lokalizacji, dokumentacji technicznej i środowiskowej, licencjonowania, prac inżynierskich, przygotowania łańcucha dostaw i pozyskania finansowania ponosi inwestor.

Nie należy utożsamiać kontraktu różnicowego – CfD – z przekazaniem inwestorowi pieniędzy na budowę elektrowni. CfD nie finansuje ani prac przygotowawczych, ani budowy. Jego podstawową funkcją jest stabilizacja ceny energii po rozpoczęciu działalności operacyjnej.

W dwustronnym mechanizmie CfD, jeżeli cena rynkowa spada poniżej ustalonej ceny referencyjnej, rozliczana jest różnica na rzecz producenta. Jeżeli natomiast cena rynkowa przekracza cenę kontraktową, nadwyżka wraca do strony publicznej. Jest to mechanizm ograniczający ryzyko długoterminowych wahań cen energii, a nie transfer środków na budowę aktywa.

To rozróżnienie jest fundamentalne. Inwestor musi najpierw przygotować projekt, pozyskać kapitał, zrealizować inwestycję i doprowadzić ją do eksploatacji. Dopiero gdy elektrownia zacznie produkować energię, pojawia się podstawa do rozliczeń w ramach CfD.

CfD nie jest przywilejem wymyślonym dla SMR

W liście zastosowano wybiórcze podejście do kontraktów różnicowych. Mechanizm przedstawiany jest jako szczególna forma wsparcia dla energetyki jądrowej, podczas gdy analogiczne rozwiązania stanowią podstawę finansowania dużej części nowych inwestycji w energetyce odnawialnej.

Polska morska energetyka wiatrowa również korzysta z mechanizmu stabilizacji przychodów o charakterze CfD. Państwo uznaje ten instrument za właściwy do mobilizowania prywatnego kapitału w wielomiliardowych inwestycjach energetycznych. Nie ma więc podstaw, aby ten sam typ mechanizmu przedstawiać jako niedopuszczalny wyłącznie wtedy, gdy dotyczy stabilnej, zeroemisyjnej energetyki jądrowej.

SMR nie domaga się stworzenia wyjątkowego mechanizmu finansowego. Chodzi o zastosowanie narzędzia, które państwo już wykorzystuje w transformacji energetycznej, także wobec OZE.

CfD daje także przewidywalność cen energii dla gospodarki

Stabilność ceny nie jest wyłącznie korzyścią dla finansującego projekt. Długoterminowy mechanizm CfD zwiększa również przewidywalność kosztów energii dla gospodarki. Dla przemysłu oznacza to możliwość planowania wieloletnich kosztów działalności i inwestycji, co ma szczególne znaczenie w przypadku energochłonnych zakładów, centrów danych i nowych projektów przemysłowych.

Przewidywalność ceny energii jest istotna zarówno dla prywatnych i państwowych inwestorów krajowych, jak i dla inwestorów zagranicznych porównujących Polskę z innymi lokalizacjami. Dwustronny CfD ogranicza ryzyko skrajnie wysokich cen dla odbiorców oraz ryzyko zbyt niskich przychodów dla producenta.

300 zł/MWh nie jest właściwym punktem odniesienia

Autorzy listu zestawiają postulowaną dla przemysłu cenę poniżej 300 zł/MWh z poziomem 495–580 zł/MWh wskazywanym dla pierwszych jednostek BWRX-300. Takie porównanie jest niepełne i metodologicznie mylące.

Po pierwsze, w przypadku morskiej energetyki wiatrowej państwo zaakceptowało mechanizm CfD przy cenach zbliżonych do 500 zł/MWh. Nie zastosowano wobec offshore kryterium, że jeżeli przemysł oczekuje 300 zł/MWh, to każda wyższa cena kontraktowa jest z definicji nieakceptowalna.

Po drugie, cena wytworzenia jednej MWh w konkretnej elektrowni nie jest tym samym co koszt dostarczenia odbiorcy niezawodnej energii elektrycznej przez 24 godziny na dobę i 365 dni w roku.

W przypadku źródeł zależnych od pogody system elektroenergetyczny musi równolegle utrzymywać odpowiednie sieci, rezerwy mocy, źródła elastyczne, usługi bilansujące, magazyny

energii albo inne moce zdolne do produkcji w okresach niskiej generacji z wiatru i słońca. Dlatego poprawne porównanie ekonomiczne powinno obejmować całkowity koszt systemu zapewniającego tę samą jakość i ciągłość dostaw energii, a nie wyłącznie koszt produkcji w pojedynczym źródle.

Nie oznacza to, że wszystkie koszty sieci, magazynowania czy rezerw należy przypisać wyłącznie OZE. Oznacza natomiast, że przedstawianie ceny jednej MWh z farmy wiatrowej lub instalacji PV jako pełnego kosztu zapewnienia energii odbiorcy jest nieuprawnionym uproszczeniem.

Koszt gazu to również koszt emisji CO₂ i ETS

Porównując energetykę jądrową z gazem lub paliwami ciekłymi, nie można pomijać kosztu uprawnień do emisji CO₂. Produkcja energii w BWRX-300 nie powoduje emisji CO₂ w procesie wytwarzania energii elektrycznej, a zatem nie generuje kosztów zakupu uprawnień ETS związanych z tą produkcją.

Przy przyjętych założeniach kosztowych jeden reaktor BWRX-300 może oznaczać około 336 mln zł rocznie oszczędności kosztów emisji w porównaniu z produkcją tej samej ilości energii z gazu oraz około 654 mln zł rocznie w porównaniu z produkcją z oleju lub produktów ropopochodnych.

W przypadku floty kilku lub kilkunastu jednostek mówimy o miliardach złotych rocznie, które nie muszą być przeznaczane na koszt emisji CO₂. To jeden z istotnych elementów kosztu systemowego, który powinien być uwzględniany przy rzetelnym porównywaniu technologii.

OZE i atom pełnią różne funkcje w systemie

Najbardziej problematyczne w liście jest stworzenie fałszywej alternatywy: „OZE albo SMR”. Autorzy postulują rozwój energetyki wiatrowej, fotowoltaiki, magazynów i – w okresie przejściowym – elastycznych źródeł gazowych zamiast SMR.

Tymczasem technologie te pełnią w systemie różne funkcje. Wiatr i fotowoltaika mogą dostarczać duże ilości niskoemisyjnej energii przy sprzyjających warunkach pogodowych. Elektrownia jądrowa dostarcza stabilnej, niskoemisyjnej mocy niezależnie od pogody. Magazyny przesuwają energię w czasie, a źródła gazowe zapewniają elastyczność, ale wiążą się z emisjami CO₂ i ekspozycją na ceny paliwa.

Pytanie dla Polski nie powinno więc brzmieć: „OZE czy SMR?”, lecz: jaka kombinacja źródeł zapewni najniższy całkowity koszt systemu przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw, dekarbonizacji oraz konkurencyjności przemysłu?

Odrzucenie atomu oznacza w praktyce większą rolę gazu

Jest jeszcze jeden skutek postulatu „OZE zamiast SMR”, którego autorzy listu praktycznie nie analizują. W ich własnej propozycji system oparty na wietrze, fotowoltaice i magazynach ma być uzupełniany przez elastyczne elektrownie gazowe.

To oznacza, że ograniczenie rozwoju stabilnych źródeł jądrowych nie prowadzi do systemu opartego wyłącznie na OZE. W praktyce zwiększa zapotrzebowanie na moce gazowe potrzebne do bilansowania produkcji zależnej od pogody. Gaz ziemny pozostaje paliwem kopalnym,

generuje emisje CO₂ i – przy niedostatecznej podaży krajowej – wymaga importu, zwiększając ekspozycję państwa na ryzyka cenowe, geopolityczne i zakłócenia dostaw.

Dlatego postawa organizacji przedstawiających wybór jako „OZE albo SMR” może paradoksalnie utrwalać rolę gazu w polskim systemie energetycznym i utrudniać pełną dekarbonizację. Jeżeli z miksu wyłączymy zarówno węgiel, jak i znaczną część stabilnej energetyki jądrowej, przy jednoczesnym szybkim wzroście udziału źródeł pogodowych, system nadal musi posiadać inną formę mocy dyspozycyjnej. W obecnych realiach najczęściej oznacza to właśnie gaz.

Ma to także wymiar geopolityczny. Europa przez dziesięciolecia była silnie uzależniona od importu rosyjskiego gazu, a jednym z podstawowych celów polityki energetycznej po 2022 r. jest ograniczenie tej zależności. Każda strategia, która zwiększa strukturalne zapotrzebowanie Europy Środkowej na gaz, jest więc obiektywnie korzystna dla interesów eksporterów gazu, w tym Rosji, niezależnie od intencji jej autorów.

Nie twierdzimy, że sygnatariusze listu działają w interesie Rosji. Wskazujemy natomiast na konsekwencję proponowanej przez nich polityki: mniej atomu przy szybko rosnącym udziale niestabilnych OZE oznacza większe zapotrzebowanie na gaz, większe emisje i większą zależność od importowanych paliw. Z punktu widzenia dekarbonizacji i bezpieczeństwa energetycznego Polski jest to kierunek wymagający poważnego uzasadnienia.

Bezpieczeństwo energetyczne to również odporność infrastruktury

Transformacji energetycznej nie można oceniać wyłącznie przez pryzmat nominalnego kosztu jednej MWh. Coraz większe znaczenie ma odporność całego systemu na wojny, sabotaż, przerwanie szlaków dostaw paliw i uszkodzenia infrastruktury przesyłowej.

Energetyka oparta na imporcie gazu lub ropy pozostaje zależna od ciągłości międzynarodowych łańcuchów dostaw. Ostatnie lata pokazały, że konflikt prowadzony tysiące kilometrów od Polski może w krótkim czasie wpływać na dostępność paliw, ich ceny i bezpieczeństwo dostaw.

Podobne znaczenie ma ochrona infrastruktury elektroenergetycznej. Im bardziej system zależy od kilku dużych połączeń, gazociągów, terminali, kabli podmorskich lub punktów importu energii, tym większe znaczenie ma odporność tych elementów na awarie i celowe działania.

Rozproszona flota reaktorów SMR zlokalizowanych w różnych częściach kraju, często blisko dużych odbiorców przemysłowych, zwiększa dywersyfikację źródeł stabilnej energii. Nie eliminuje wszystkich ryzyk infrastrukturalnych, ale zmniejsza uzależnienie systemu od pojedynczych szlaków dostaw paliwa, importu energii i warunków pogodowych.

BWRX-300 wykorzystuje pasywne systemy bezpieczeństwa i rozwiązania ograniczające zależność od zewnętrznego zasilania oraz aktywnej interwencji operatora w sytuacjach awaryjnych. Projekt tego typu podlega również ocenie zagrożeń zewnętrznych i ochrony fizycznej w procesach licencyjnych.

Zarzut dotyczący wody wynika z pomieszczenia dwóch różnych układów

Szczegółnego sprostowania wymaga argument dotyczący rzek i chłodzenia reaktora. W publicznej dyskusji pojawia się sugestia, że skoro pierwszy BWRX-300 w Darlington będzie

wykorzystywał wodę z Jeziora Ontario, to również polskie reaktory muszą być uzależnione od dużych przepływów rzecznych. To nieprawda.

Darlington leży nad jednym z największych jezior świata i dlatego zastosowanie otwartego układu chłodzenia jest tam rozwiązaniem naturalnym. Nie oznacza to jednak, że taki sam układ musi być zastosowany w Polsce.

BWRX-300 pozwala zastosować różne systemy odprowadzania ciepła, dostosowane do warunków konkretnej lokalizacji. W Polsce możliwe jest wykorzystanie mechanicznego chłodzenia suchego – mechanical dry cooling – które istotnie ogranicza zużycie wody i zależność pracy elektrowni od przepływu wody w rzece.

Trudno prowadzić rzeczową polemikę, jeżeli zarzut wynika z pomieszania dwóch podstawowych pojęć technicznych: chłodzenia samego reaktora i systemu odprowadzania ciepła z elektrowni do otoczenia. Właśnie elastyczność w doborze systemu chłodzenia jest jedną z cech, które sprawiają, że BWRX-300 dobrze nadaje się do polskich warunków hydrologicznych i lokalizacji o ograniczonej dostępności wody.

BWRX-300 nie jest odpowiednikiem anulowanego projektu NuScale

List zestawia BWRX-300 z anulowanym projektem NuScale/UAMPS. Takie porównanie pomija zasadniczą różnicę w stopniu zaawansowania technologii.

BWRX-300 posiada kanadyjską licencję budowlaną i jest fizycznie budowany w Darlington. Technologia wykorzystuje ponad sześć dekad doświadczeń eksploatacyjnych rodziny reaktorów BWR i jest kolejną generacją rozwijanego przez GE Vernova Hitachi projektu reaktora wrzącego. Nie jest więc koncepcją istniejącą wyłącznie na papierze.

Kanada buduje obecnie pierwszy BWRX-300, a doświadczenia z tego projektu – w zakresie licencjonowania, łańcucha dostaw, konstrukcji, harmonogramu i uruchomienia – będą bezpośrednio wykorzystywane w kolejnych wdrożeniach.

Debata o kosztach jest potrzebna. Musi jednak obejmować wszystkie technologie według tych samych zasad

Autorzy listu mają pełne prawo pytać o koszty, harmonogram, bezpieczeństwo, gospodarkę odpadami czy wpływ inwestycji na środowisko. Takie pytania powinny być zadawane każdemu dużemu projektowi infrastrukturalnemu.

Ale te same standardy powinny obowiązywać przy porównywaniu technologii. Jeżeli analizujemy koszt SMR razem z kosztem finansowania, sieci, odpadów i likwidacji elektrowni, to w przypadku alternatywnego systemu opartego przede wszystkim na źródłach pogodozależnych trzeba również uwzględnić koszty sieci, bilansowania, rezerw mocy, magazynowania i źródeł zapewniających energię w okresach niskiej generacji.

Jeżeli CfD nazywamy „wsparciem państwa” w odniesieniu do atomu, należy w ten sam sposób opisywać analogiczny mechanizm stosowany wobec offshore. Jeżeli za graniczną cenę akceptowalną dla polskiego przemysłu przyjmujemy 300 zł/MWh, należy stosować ten sam test wobec wszystkich technologii.

Transformacja energetyczna jest zbyt poważnym przedsięwzięciem, aby prowadzić ją poprzez wybieranie wygodnych fragmentów kosztów jednej technologii i pomijanie kosztów systemowych drugiej. Polska potrzebuje jednocześnie dużego rozwoju OZE oraz stabilnych, dyspozycyjnych i niskoemisyjnych źródeł energii. SMR-y mają odpowiadać właśnie na tę drugą potrzebę.

Paradoks proponowanego podejścia

Paradoks polega na tym, że organizacje występujące pod hasłem przyspieszenia transformacji energetycznej proponują model, który może przedłużyć funkcjonowanie gazu w europejskiej energetyce. Trudno uznać to za konsekwentną politykę dekarbonizacji: zastępowanie bezemisyjnego atomu kombinacją OZE i gazu oznacza utrzymywanie paliwa kopalnego w systemie na kolejne dekady. A geopolitycznym beneficjentem trwałego europejskiego popytu na gaz pozostają także jego zewnętrzni eksporterzy, w tym Rosja.