Zgoda Komisji Europejskiej na pomoc publiczną dla pierwszej polskiej elektrowni jądrowej w Choczewie to decyzja, której znaczenie wykracza daleko poza sam projekt. Jest ona wyraźnym sygnałem, że energetyka jądrowa wraca do głównego nurtu europejskiej polityki energetycznej – nie jako technologia „przejściowa", lecz jako element długofalowej architektury bezpieczeństwa energetycznego.

Nie oznacza to jednak bezwarunkowej rehabilitacji atomu. Przeciwnie: decyzja KE pokazuje, że Unia Europejska akceptuje dziś energetykę jądrową wyłącznie w bardzo precyzyjnie określonych ramach. Atom ma wspierać dekarbonizację i stabilność systemu, ale jednocześnie nie może – w ocenie Komisji – naruszać zasad konkurencji ani prowadzić do trwałego „zabetonowania" rynku energii. W skrócie – atom nie może „wypychać" z rynku odnawialnych źródeł energii.

W tym sensie Choczewo nie jest projektem wyjątkowym. Jest raczej kolejnym przypadkiem zastosowania nowego, coraz bardziej restrykcyjnego podejścia Komisji do finansowania wielkoskalowych inwestycji energetycznych. Podejścia, którego wcześniejszym testem była czeska elektrownia Dukovany II.

Warunki zgody KE – atom tak, ale w logice rynku

Komisja Europejska uznała pomoc publiczną dla Choczewa za zgodną z art. 107 ust. 3 lit. c TFUE, wskazując, że projekt przyczynia się do realizacji celów klimatycznych i bezpieczeństwa energetycznego. Jednocześnie KE bardzo wyraźnie ograniczyła zakres i charakter tej pomocy.

Zatwierdzony model opiera się na trzech filarach:

- dokapitalizowaniu spółki projektowej przez Skarb Państwa,
- gwarancjach państwowych dla długu oraz
- dwukierunkowym kontrakcie różnicowym (CfD), który ma stabilizować przychody elektrowni.

Skala zaangażowania publicznych pieniędzy jest przy tym bezprecedensowa w polskich warunkach. Całkowity koszt budowy elektrowni jądrowej w Choczewie szacowany jest obecnie na ok. 178 mld zł, z czego około 60 mld zł ma pochodzić bezpośrednio z budżetu państwa w formie dokapitalizowania spółki projektowej. Pozostała część finansowania ma zostać zapewniona długiem objętym gwarancjami Skarbu Państwa. To właśnie ten wysoki udział kapitału publicznego – obniżający

koszt finansowania, ale jednocześnie zmniejszający przestrzeń do ustalenia wyższej ceny referencyjnej – został w pełni uwzględniony przez Komisję Europejską przy ocenie luki finansowej projektu i wyznaczaniu warunków kontraktu różnicowego.

Kluczowe są jednak nie same instrumenty, lecz sposób ich „obudowania" warunkami. Najważniejszym z nich jest ograniczenie okresu wsparcia cenowego do 40 lat. To znacząca decyzja, ponieważ elektrownie jądrowe projektuje się na znacznie dłuższy czas pracy, a największe koszty ponoszone są na etapie budowy. Komisja przyjęła jednak, że dłuższy okres wsparcia prowadziłby do nadmiernej rekompensaty i zbyt silnej ingerencji państwa w rynek.

Równie istotny jest obowiązek sprzedaży większości energii – około 70% – na rynkach hurtowych. KE konsekwentnie dąży do tego, aby energia z atomu była „widoczna" na rynku i kształtowała ceny w sposób transparentny, zamiast trafiać do wybranych odbiorców na podstawie długoterminowych, administracyjnie ustalanych kontraktów.

Kolejny warunek to mechanizmy zabezpieczające przed nadmiernymi zyskami, w tym tzw. claw-back, czyli obowiązek zwrotu części przychodów w przypadku korzystnych warunków rynkowych, oraz wyznaczanie ceny referencyjnej w oparciu o metodologię luki finansowej. W praktyce oznacza to, że Komisja bardzo dokładnie kontroluje, ile wsparcia faktycznie trafia do projektu.

Jednym z najważniejszych, a zarazem najmniej intuicyjnych elementów decyzji Komisji Europejskiej jest sposób ustalania ceny referencyjnej w kontrakcie różnicowym, czyli tzw. *strike price*. KE nie zgodziła się na swobodne negocjowanie tej ceny ani na jej administracyjne ustalenie na poziomie „bezpiecznym" z punktu widzenia inwestora. Zamiast tego narzuciła podejście oparte na metodologii tzw. luki finansowej (*funding gap*). W praktyce oznacza to, że cena referencyjna ma pokrywać wyłącznie tę część kosztów projektu, której inwestor nie jest w stanie sfinansować w warunkach rynkowych i ani euro więcej. Komisja bierze pod uwagę całość wsparcia publicznego: dokapitalizowanie spółki, gwarancje państwowe obniżające koszt długu, preferencyjne warunki finansowania oraz wszystkie inne elementy pomocy. Im większe wsparcie na etapie inwestycyjnym, tym niższy – w ocenie KE – powinien być poziom ceny referencyjnej.

Z perspektywy Komisji jest to narzędzie precyzyjnej kontroli nad skalą interwencji państwa. *Funding gap* ma zapobiegać sytuacji, w której inwestor otrzymuje stabilne przychody nie dlatego, że projekt jest niezbędny systemowo, lecz dlatego, że został

zbyt hojnie „obudowany” publicznym kapitałem. W tym sensie KE traktuje strike price nie jako element polityki energetycznej, lecz jako techniczny parametr bilansujący pomoc do absolutnego minimum.

Dla inwestora oznacza to jednak istotne ograniczenie pola manewru. Cena referencyjna nie jest buforem bezpieczeństwa, który pozwala absorbować opóźnienia, wzrost kosztów czy niekorzystne zmiany rynkowe. Jest raczej **punktem równowagi wyznaczonym ex ante**, opartym na założeniach, które muszą sprawdzić się w rzeczywistości przez dekady. Każde przekroczenie kosztów budowy lub wzrost kosztu kapitału nie znajduje automatycznego odzwierciedlenia w wyższej cenie energii, lecz zwiększa ryzyko po stronie projektu. Z punktu widzenia odbiorców energii mechanizm ten ma ograniczać ryzyko „przepłacania” za atom. Jednocześnie jednak sprawia, że ekonomika projektu staje się wyjątkowo wrażliwa na błędy (i nadużycia) prognoz oraz zdarzenia nieprzewidziane. W efekcie *funding gap* – choć zaprojektowany jako zabezpieczenie interesu publicznego – może stać się jednym z kluczowych czynników ryzyka dla długoterminowej stabilności projektu w Choczewie.

Dukovany II jako wzorzec – nieformalny „szablon” Komisji

Porównanie z czeskim projektem Dukovany II pokazuje, że decyzja w sprawie Choczewa nie jest jednostkowa. Wręcz przeciwnie, KE traktuje Dukovany jako inwestycję referencyjną, na której oparła swoje podejście do nowych projektów jądrowych.

W obu przypadkach zastosowano niemal identyczną logikę: 40-letni okres stabilizacji przychodów, obowiązek sprzedaży energii na rynku, mechanizmy ograniczające nadmierną rekompensatę oraz silne zaangażowanie państwa w finansowanie inwestycji. Różnice dotyczą głównie technicznej konstrukcji wsparcia – Czechy postawiły na preferencyjną pożyczkę państwową, Polska na kombinację kapitału, gwarancji i CfD.

Z perspektywy Komisji są to jednak różnice drugorzędne. Kluczowe jest to, że oba projekty mieszczą się w tym samym paradygmacie: atom jest dopuszczalny, ale tylko jako technologia funkcjonująca w ścisłym reżimie rynkowym.

Kontrowersje – gdzie zaczynają się ryzyka

Choć decyzja KE otwiera drogę do realizacji projektu, rodzi ona również istotne

pytania. Najpoważniejsze z nich dotyczy adekwatności 40-letniego okresu wsparcia do ekonomiki energetyki jądrowej. Skrócenie horyzontu stabilizacji przychodów może oznaczać wyższą cenę referencyjną, a tym samym większe obciążenie odbiorców energii w okresach niskich cen rynkowych. Mówiąc w skrócie, może to doprowadzić do zwiększenia kosztów energii dla odbiorców końcowych w długim horyzoncie.

Drugim źródłem kontrowersji jest przeniesienie części ryzyka rynkowego na konsumentów. Mechanizm CfD stabilizuje przychody inwestora, ale jednocześnie powoduje, że w określonych scenariuszach to odbiorcy – bezpośrednio lub pośrednio – finansują różnicę między ceną rynkową a ceną referencyjną.

Istotnym, choć rzadziej eksponowanym elementem decyzji Komisji Europejskiej jest przyjęty w modelu finansowym współczynnik wykorzystania mocy (capacity factor). To on w dużej mierze determinuje poziom produkcji energii i realne przychody elektrowni przy danej cenie referencyjnej. KE zaakceptowała projekt w oparciu o założenie bardzo wysokiego capacity factor, rzędu ok. 85–90%, typowego dla dojrzałych elektrowni jądrowych pracujących w stabilnych systemach energetycznych.

Kontrowersje pojawiają się jednak w kontekście zmieniających się realiów rynku energii. W systemie o rosnącym udziale OZE coraz częściej występują okresy nadpodaży i niskich, a nawet ujemnych cen, co może wymuszać ograniczenia pracy źródeł niskoelastycznych. Jeśli elektrownia w Choczewie nie osiągnie zakładanego poziomu wykorzystania mocy, faktyczne przychody będą niższe niż te przyjęte przy wyznaczaniu ceny referencyjnej.

W połączeniu z metodologią funding gap i ograniczonym czasowo wsparciem oznacza to, że niższy capacity factor nie prowadzi automatycznie do korekty ceny, lecz zwiększa ryzyko ekonomiczne projektu. W efekcie parametr ten przestaje być wyłącznie technicznym założeniem, a staje się jednym z kluczowych czynników ryzyka dla inwestora i – pośrednio – dla odbiorców energii.

Wreszcie pojawia się pytanie o integrację dużego, niskoelastycznego źródła z systemem energetycznym, w którym szybko rośnie udział OZE. Bez równoległych inwestycji w elastyczność, magazyny energii i zarządzanie popytem, atom może nie stabilizować rynku, lecz generować nowe napięcia. Duży, sztywny blok jądrowy:

- może pogłębiać problemy nadpodaży energii w określonych godzinach,

- wymaga rozwoju magazynów i elastyczności po stronie popytu,
- w przeciwnym razie będzie wypierał inne technologie z rynku.

Wnioski

Decyzja Komisji Europejskiej w sprawie Choczewa jest bez wątpienia kamieniem milowym dla polskiej energetyki. Jednocześnie pokazuje ona, że akceptacja atomu w UE ma dziś charakter warunkowy i technokratyczny. Komisja zgadza się na wsparcie energetyki jądrowej, ale tylko w granicach, które minimalizują jej wpływ na rynek i maksymalnie rozkładają ryzyka. Dla Polski oznacza to jedno: sukces projektu w Choczewie nie będzie zależał wyłącznie od technologii czy finansowania, lecz od zdolności wkomponowania elektrowni jądrowej w coraz bardziej złożony i wrażliwy system energetyczny.

Z perspektywy odbiorców energii elektrownia jądrowa może odegrać istotną rolę stabilizującą – ograniczając gwałtowne wahania cen energii oraz zmniejszając zależność systemu od paliw kopalnych i importu. Nie oznacza to jednak automatycznie gwarancji taniej energii w każdych warunkach. Ostateczny wpływ atomu na rachunki odbiorców będzie w dużej mierze zależał od przebiegu realizacji inwestycji oraz od tego, czy koszty budowy i finansowania zostaną utrzymane w ryzach. W scenariuszu opóźnień lub istotnych przekroczeń kosztów mechanizmy wsparcia mogą przenieść część ryzyka na konsumentów, osłabiając oczekiwany efekt cenowej stabilizacji.

Niezależnie od wskazanych kontrowersji i ryzyk, istotną zaletą zaproponowanego przez polskie władze modelu biznesowego dla elektrowni jądrowej w Choczewie było świadome oparcie go na rozwiązaniach wcześniej zaakceptowanych przez Komisję Europejską w przypadku projektu Dukovany II. Zastosowanie sprawdzonego schematu finansowania i mechanizmów wsparcia pozwoliło znacząco skrócić proces notyfikacji i ograniczyć ryzyko długotrwałych sporów regulacyjnych. Próba wypracowania odrębnego, niestandardowego modelu wsparcia mogłaby skutkować wieloletnimi negocjacjami z Komisją i istotnym opóźnieniem całego projektu. W tej sytuacji kluczowym wyzwaniem na kolejnym etapie jest skuteczne zarządzanie ryzykami inwestycyjnymi, finansowymi i systemowymi, które zdecydują o tym, czy zaakceptowane dziś warunki przełożą się na trwałe korzyści dla systemu elektroenergetycznego i odbiorców energii.