Minister
Aktywów Państwowych

BM.I.053.196.2024

IK: 1010417
Warszawa, 21 października 2024 r.

Pani
Małgorzata Kidawa-Błońska
Marszałek Senatu
Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowna Pani Marszałek,

w odpowiedzi na oświadczenie BPS/043-18-403/24, Pani Anny Górskiej, Senator RP, z dnia 4 września 2024 r., w sprawie planu budowy elektrowni jądrowej w Koninie, uprzejmie informuję, że Ministerstwo Aktywów Państwowych zwróciło się do spółki PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (dalej: Spółka lub PGE) z prośbą o przekazanie wyjaśnień w przedmiotowej sprawie.

Spółka odnosząc się do pytania związanego z badaniami i analizami, które powinny zostać wykonane, przekazała informację, iż proces przygotowania i budowy elektrowni jądrowej wymaga przeprowadzenia szerokiego spektrum badań terenowych na lokalizacji, na które składają się w szczególności badania geologiczne, inwentaryzacja przyrodnicza, ciągły monitoring stanu środowiska (np. sejsmiczny, meteorologiczny, hydrologiczny, hydrogeologiczny). Dodatkowo, na podstawie uzyskanych wyników z badania lokalizacji, wymagane jest przeprowadzenie wielu skomplikowanych analiz technicznych (zarówno dla samej elektrowni jądrowej jak również infrastruktury towarzyszącej) w tym również modelowań, np. rozprzestrzeniania się radionuklidów czy też studium chłodzenia, transportu gabarytów ponadnormatywnych. Otrzymane wyniki stanowią podstawę do przygotowania dokumentacji w oparciu, o którą uzyskiwane są poszczególne pozwolenia i zezwolenia w procesie inwestycyjnym. Równolegle, niezbędne jest przygotowanie studium wykonalności, do którego zostaną zaimplementowane wyniki z powyższych prac terenowych i studialnych. Studium Wykonalności jest jednym z kluczowych dokumentów, charakteryzujących techniczną wykonalność projektu oraz wskazującym uzasadnienie biznesowe przedsięwzięcia w oparciu o rzeczywiste dane pochodzące z przeprowadzonych badań jak i dane uzyskane od dostawcy technologii. Tym samym z punktu widzenia inwestora, studium wykonalności jest jednym z podstawowych dokumentów umożliwiających podjęcie finalnej decyzji inwestycyjnej.

Wstępny/ramowy harmonogram przygotowania wymaganych badań i analiz został opracowany w sposób umożliwiający podjęcie decyzji inwestycyjnej na jak najwcześniejszym etapie. Zakłada on prowadzenie prac w sposób równoległy tam gdzie jest to możliwe, co oznacza, że uzyskanie decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej nastąpi po około 5 latach od momentu podjęcia decyzji o realizacji prac projektowych w pełnym zakresie.

Spółka zadeklarowała, że posiada potencjał i środki finansowe na realizację badań i analiz, a ich wysokość będzie dostosowywana adekwatnie do rozwoju projektu i ewentualnych, kierunkowych, decyzji inwestycyjnych.

Odnosząc się do pytania o strategię transformacji Spółka poinformowała, że Strategia Grupy PGE z 2020 przedstawia jasny kierunek transformacji w kierunku nowoczesnych usług energetycznych w oparciu o energię przyjazną dla środowiska. Grupa PGE planuje odegrać rolę lidera transformacji i modernizacji sektora energetycznego w Polsce oraz wspierać budowanie otoczenia rynkowego sprzyjającego transformacji energetycznej. Kluczowymi kierunkami rozwoju Grupy PGE będą energetyka wiatrowa morska i lądowa,

magazyny energii, infrastruktura sieciowa, niskoemisyjne i zeroemisyjne ciepłownictwo oraz nowoczesne usługi energetyczne. Trwałe obniżenie emisyjności planowane jest poprzez zmianę technologii wytwarzania, rozbudowę portfela OZE, a także umożliwienie klientom udziału w transformacji energetycznej dzięki atrakcyjnym ofertom produktowym. W roku 2030 moc wybudowanych farm wiatrowych na Bałtyku powinna wynieść 2,5 GW, natomiast jako efekt przygotowania kolejnych projektów na nowych obszarach – w 2040 roku powinna przekroczyć 6,5 GW. Kontynuowany będzie program budowy mocy w elektrowniach wiatrowych na lądzie i elektrowniach fotowoltaicznych.

W segmencie Ciepłownictwo, Grupa PGE planuje dokonać transformacji źródeł ciepła systemowego w kierunku nisko- i zeroemisyjnym (do 2030 roku ich udział powinien stanowić powyżej 70% w produkcji ciepła), a jednocześnie promować przyłączenia do sieci indywidualnych źródeł ciepła lub ich wymianę na źródła przyjazne dla środowiska.

W związku z dynamicznym rozwojem odnawialnych źródeł energii (zwłaszcza w energetyce rozproszonej), Krajowy System Elektroenergetyczny potrzebuje zasobów elastyczności, zdolnych do uzupełniania podaży mocy w okresach niskiej generacji wiatrowej i słonecznej, oraz pochłaniania jej nadwyżek. W tym kontekście Grupa PGE planuje wzmocnić swoją pozycję rynkową poprzez uzupełnienie portfela inwestycyjnego o aktywa o wysokiej elastyczności pracy, pomagające maksymalnie wykorzystywać potencjał odnawialnych źródeł energii przy jednoczesnym zapewnieniu stabilnej i bezpiecznej pracy nowoczesnego systemu elektroenergetycznego.

Obecnie portfel projektów obejmuje bloki gazowe w Gryfinie (2 bloki po 683 MW, pierwszy blok oddany do eksploatacji 14 sierpnia br.) i Rybniku (882 MW, planowane oddanie do eksploatacji w roku 2026), modernizację aktywów ciepłowniczych, tj. Nowa Czechnica o mocy 179,4 MWe (planowane oddanie do eksploatacji w roku 2024), modernizację EC Kraków 100 MWe (planowane oddanie do eksploatacji w roku 2028), portfel bateryjnych magazynów energii (planowane co najmniej 800 MW do 2030 roku), kotły elektrodowe i magazyny w lokalizacjach ciepłowniczych (szerzej opisane w odp. na pytanie 8).

Odnosząc się do kwestii typów i mocy źródeł planowanych do budowy oraz harmonogramu ich budowy Spółka przekazała następujące zestawienie.

Lokalizacja	Typ	Moc (MW)	Planowany lub potencjalny termin uruchomienia
Gryfino	Gaz, CCGT	2x683 MWe	2024
Rybnik	Gaz, CCGT	882 MWe	2026
Nowa Czechnica	Gaz, CCGT	179,4 MWe	2024
Kraków	Gaz, ICE	100 MWe	2028
Żarnowiec	Bateryjny magazyn energii	270	2026
Gryfino	Bateryjny magazyn energii	400	Do 2030
Abramowice	Bateryjny magazyn energii	50	Do 2030
Rybnik	Bateryjny magazyn energii	200	Do 2030
Zróżnicowane lokalizacje	Bateryjne magazyny energii	268*	Do 2030
	Kotły elektrodowe	>350 MWt	Do 2030
	Silniki gazowe	ok. 300 MWe, 294 MWt	Do 2030

*<u>*obejmuje rozproszone magazyny energii*</u>

Spółka ponadto poinformowała, iż dotychczasowa komunikacja jest adekwatna do etapu realizacji projektu, który nie niesie ze sobą żadnych uciążliwości dla mieszkańców (wstępne badania w lokalizacji). Przedstawiciele Spółki regularnie spotykają się z władzami jednostek samorządu terytorialnego znajdujących się, zarówno w obrębie planowanej lokalizacji (miasto Konin i gmina Kazimierz Biskupi), jak i gmin ościennych (np. podczas Konwentu Wójtów i Burmistrzów Aglomeracji Konińskiej, który odbył się w Rychwale). Przy kolejnych etapach rozwoju projektu planowane jest otwarcie lokalnego punktu informacyjnego, o którym mowa w ustawie – Prawo atomowe. Lokalny punkt informacyjny zapewni

kompleksową informację na temat planowanej inwestycji i będzie odpowiadał na wszelkie pytania oraz wątpliwości artykułowane przez mieszkańców.

Odpowiadając na pytanie dotyczące Dyrektywy EU/2023/1791 PGE zwróciło uwagę, iż w zrewidowanej Dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej (dalej: dyrektywa EED) istotną zmianą jest nowa definicja efektywnego systemu ciepłowniczego, która zakłada docelowe udziały źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i kogeneracji w poszczególnych latach do 2050 r., w którym zakłada się zeroemisyjność systemów ciepłowniczych.

Status efektywnego systemu ciepłowniczego do 2044 r. można osiągnąć w wielu różnych wariantach inwestycyjnych, np. poprzez kogenerację wysokosprawną (na gazie z limitem emisji CO_2) ciepła z odnawialnych źródeł energii (dalej OZE) i ciepła odpadowego. Jest pewien minimalny poziom ciepła pochodzącego z OZE lub ciepła odpadowego, który jest niezbędny do osiągnięcia efektywnego systemu ciepłowniczego i tak:

- od 2028 roku min 5%,
- od 2035 co najmniej 35%,
- od 2045 roku co najmniej 75%.

Zarówno w lokalizacjach gdzie Spółka jest operatorem systemu ciepłowniczego, jak i tam gdzie jest jedynie wytwórcą ciepła lub jednym z wytwórców, podejmowane są działania mające na celu podtrzymanie i/lub uzyskanie statusu systemu efektywnego w sposób pozwalający na utrzymanie racjonalnej ceny ciepła dla odbiorców. Oznacza to w praktyce odpowiednie rozłożenie w czasie procesu inwestycyjnego z wykorzystaniem paliwa w postaci gazu i osiąganiem kolejnych celów OZE/ciepła odpadowego oraz prowadzenie rozmów z operatorami systemów ciepłowniczych nie będących własnością Spółki dla osiągnięcia synergii potencjału uczestników rynku w danej lokalizacji.

Obecnie główne kierunku uzyskiwania udziału ciepła OZE to:

- wykorzystanie technologii power to heat - głównie pompy ciepła i kotły elektrodowe z wykorzystaniem magazynów ciepła,
- geotermia – głęboka i płytka (w połączeniu z pompami ciepła),
- ciepło odpadowe,
- wykorzystanie biomasy,
- wykorzystanie biogazu/biometanu.

Energia jądrowa ma status energii nieemisyjnej, natomiast nie jest określona jako OZE, co w bieżącym stanie prawodawstwa nie będzie w przyszłości zapewniać statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Energia jądrowa nie jest np. zaliczana do odnawialnych źródeł energii przez instytucje publiczne, m.in. przez Międzynarodową Agencję Energii. Parlament Europejski natomiast zgodził się, aby gaz i atom uznać za "zieloną energię" w okresie przejściowym odchodzenia od węgla – w dalszej perspektywie utrzymanie tego statusu jest obecnie obarczone dużą niepewnością, co zdecydowanie utrudnia podejmowanie decyzji inwestycyjnych dot. wykorzystania energii jądrowej dla potrzeb ciepłownictwa.

Należy również podkreślić, że sama technologia wykorzystania instalacji jądrowych w małej skali np. SMR (w tym na potrzeby ciepłownictwa) nie osiągnęła na obecną chwilę etapu komercjalizacji. Poza wyżej opisanymi kwestiami, istnieją również inne czynniki, które utrudniają obecnie planowanie wykorzystania energii jądrowej w ciepłownictwie, m.in.:

- lokalizacje elektrociepłowni, które znajdują się najczęściej w centrum miasta: zastosowanie energetyki jądrowej będzie wymuszało zmianę lokalizacji poza tereny miejskie, co dodatkowo będzie powodowało zwiększenie strat na przesyle ciepła,
- obciążenie jednostek jądrowych powinno utrzymywać się na stabilnym poziomie podczas pracy w ciągu roku, co blokuje zastosowanie innych technologii w podstawie zapotrzebowania na ciepło tj. ciepło odpadowe, kolektory słoneczne, pompy ciepła,
- brak doświadczeń dotyczących potencjalnych nakładów i kosztów związanych z budową i funkcjonowaniem technologii jądrowych, a także pozyskaniem paliwa oraz jego utylizacją,
- brak jest obecnie rozwiązań taryfowych dla tego typu technologii,
- proces licencjonowania, czyli m.in. uzyskanie wymaganych raportów, pozwolenia

- na budowę i rozruch reaktora, włącznie z pierwszym cyklem paliwowym może zająć około 10 lat (w przypadku budowy projektów NOAK (Next of a kind)),
- bariery techniczne – przy jednostkach zbliżonych do pełnoskalowych jednostek energetyki jądrowej, zagwarantować należy zoptymalizowane przyłącze do KSE i sieci ciepłowniczej włącznie z wymaganymi zgodami oraz wydajne źródło chłodzenia takie jak zbiornik wodny (rzeka, jezioro lub większy zbiornik wodny w miarę potrzeb wspierany przez zamknięte systemy chłodzenia, jak chłodnie kominowe). Obszar wymagany do wyłączenia z eksploatacji na czas budowy w praktyce jest trudny do oszacowania. W pobliżu budynku SMR konieczne będzie postawienie budynków pomocniczych, magazynów oraz infrastruktury sieciowej. W przypadku technologii BWRX-300 różnica pomiędzy powierzchnią samej elektrowni, a terenem potrzebnym inwestorowi wynosi prawie 130 tys. m^2. Zgodnie z obecnymi źródłami danych powierzchnia obiektu z reaktorem lub zespołem reaktorów SMR ma wynosić od 49 do 155 tys. m^2.

Z poważaniem
Z upoważnienia Ministra Aktywów Państwowych
Robert Kropiwnicki
sekretarz stanu
dokument podpisany elektronicznie
1010417.3652255.2936591

Do wiadomości:
Kancelaria Prezesa Rady Ministrów