

Głos w dyskusji

Mimo ostatnich zmian w taksonomii Unii Europejskiej, specjaliści spoza lobby gazowego są zgodni, że gaz kopalny nie odegra już roli w transformacji jako paliwo przejściowe i nie jest za nie uważany. Zatrzymanie globalnego wzrostu temperatury na krytycznym poziomie 1,5 st. C wymaga, by kraje OECD – w tym Polska – odeszły od spalania paliw kopalnych w elektroenergetyce do roku 2035. Za szkodliwość gazu kopalnego odpowiada metan będący jego głównym składnikiem a przy tym jednym z najbardziej szkodliwych dla klimatu gazów cieplarnianych. Antropogeniczne emisje metanu są odpowiedzialne za około 30% wzrostu średniej temperatury globu od epoki przedindustrialnej. **Metan pochodzący z gazu ziemnego ulatnia się niespalony na każdym etapie, od wydobycia, poprzez cały łańcuch dostaw (tj. gazociąg) po miejsce konsumpcji (elektrownia).** Chociaż metan pozostaje w atmosferze przez krótszy okres niż dwutlenek węgla, to według Międzypaństwowego Zespołu do spraw Zmian Klimatu (IPCC) metan ogrzewa planetę 86 razy bardziej niż dwutlenek węgla ze względu na większy potencjał wywoływania efektu cieplarnianego (GWP). Istnieją mocne dowody na to, że **po uwzględnieniu pełnego cyklu życia, gaz kopalny może mieć taki sam lub nawet gorszy wpływ na klimat niż inne paliwa kopalne. Gdy emisja metanu wynosi więcej niż ~3% w całym łańcuchu dostaw, nie ma żadnych korzyści klimatycznych z używania gazu kopalnego w porównaniu z ropą naftową lub węglem.** Badanie przeprowadzone wśród 52 europejskich firm gazowniczych ujawniło, że większość firm ignoruje emisje metanu w swoich łańcuchach dostaw a przemysł ten nie jest w stanie zapewnić wystarczającej przejrzystości w zakresie poziomu i środków redukcji emisji. W związku z powyższym proszę o odpowiedzi na następujące pytania:

Pytania do punktu 6. agendy Rozpatrzenie Sprawozdania Zarządu z działalności Grupy ORLEN i PKN ORLEN S.A. za 2022 rok.

I. Wykorzystanie paliw kopalnych przez Grupę Orlen

1. Czy Grupa Orlen po rozpoczęciu otwartej fazy rosyjskiej agresji na Ukrainę w lutym 2022 r. przeprowadziła ocenę zasadności budowy infrastruktury gazowej i nowych mocy gazowych, w tym elektrowni Ostrołęka C i Grudziądz biorąc pod uwagę m. in. skokowy wzrost cen i niestabilność na rynku gazu, wprowadzenia unijnego rozporządzenia metanowego, pakietu gazowego, RePowerEU, wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ i reformę systemu ETS? Czy modele finansowania inwestycji gazowych zostały poddane rewizji? Proszę o podanie wyników tych analiz.
2. Czy przeprowadzono analizę kosztów energii produkowanej przez planowane elektrownie gazowe dla odbiorców końcowych z uwzględnieniem powyższych czynników w horyzoncie 2030-2035-2040? Proszę o podanie jej wyników.
3. Czy modele opłacalności poszczególnych bloków gazowych planowanych przez PKN Orlen bazują na założeniu pracy tych elektrowni w podstawie czy na założeniu, że będą one

szczytowymi źródłami energii służącymi do bilansowania systemu energetycznego? Jaka liczba godzin pracy tych elektrowni uwzględniają modele opłacalności tych instalacji? Jaka liczba godzin pracy stanowi próg rentowności? Jak długi czas zwrotu inwestycji przewidują poszczególne modele? Proszę o odpowiedź dotyczącą poszczególnych inwestycji.

4. Jakie są warunki brzegowe opłacalności nowych mocy gazowych planowanych przez Grupę Orlen? Jakie uwarunkowania rynkowe muszą być spełnione, aby projekt budowy nowych bloków gazowych był opłacalny ekonomicznie – koszty kapitału, różne scenariusze wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ (jaka cena zapewni rentowność inwestycji)? Czy poszczególne bloki gazowe się zwrócą, jeśli ceny uprawnień do emisji będą kształtować się powyżej 100 Euro za tonę CO₂ w zakładanym terminie uruchomienia elektrowni?
5. Ile wynosił koszt zakupu gazu w ramach kontraktów podpisanych przez PGNiG/PKN Orlen w 2022 roku na ok. 4 mld m³ gazu ziemnego rocznie, w tym z Grupą Equinor na 2,4 mld m³ gazu ziemnego sprowadzanego przez Baltic Pipe, kontraktu zawartego przez PKN Orlen z Sempra Cameron LNG Louisiana na dostawę 2 mln ton gazu/rok i kontrakt z Sempra Infrastructure Port Arthur na dostawę 1 mln ton/rok przez 20 lat (2027-2047)?
6. Czy kontrakty na import gazu zawarte w 2022 i 2023 r. przez PGNiG/PKN Orlen są indeksowane o aktualne ceny gazu? Proszę o odpowiedź dotyczącą poszczególnych kontraktów.
7. Czy Grupa Orlen planuje powrót do poszukiwania i wydobywania gazu łupkowego w Polsce? Na jakich złożach poza terytorium Polski spółki z Grupy Orlen wydobywają węglowodory metodą szczelinowania hydraulicznego? Czy Grupa Orlen wydobywa lub kupuje węglowodory wydobywane innymi niekonwencjonalnymi metodami?

II. Strategia Dekarbonizacji i Polityka Klimatyczna Grupy Orlen

1. Biorąc pod uwagę, że strategia Grupy Orlen do 2030 i 2050 r. zakłada szereg działań fundamentalnie niezgodnych z ochroną klimatu, takich jak utrzymanie energetyki opartej na paliwach kopalnych po 2035 roku, zwiększenie wydobywania i importu gazu czy poszukiwanie i eksploatację nowych złóż węglowodorów proszę o wyjaśnienie, na jakiej podstawie Orlen nazywa swoją strategię i cele redukcji emisji i emisyjności zgodnymi z celem utrzymania średniego wzrostu temperatury globu na poziomie 1,5 st C do końca stulecia? Czy sporządzono analizę kompatybilności ze scenariuszami IPCC? Jeśli tak, proszę o jej upublicznienie, w pełnej wersji.
2. Strategia dekarbonizacji Grupy Orlen zakłada do 2030 r. redukcję emisji CO₂ o 25% (absolutna ilość emisji w segmentach rafinerii, petrochemii i wydobywania), 40% redukcję emisyjności CO₂ na MWh w obszarze energetyki, a także 15% redukcji wskaźnika NCI (intensywność emisji ze sprzedanych produktów energetycznych mierzona jako gCO₂e/MJ dla wszystkich zakresów emisji). W strategii czytamy wiele o zmniejszeniu emisyjności, ale niewiele o planowanych redukcjach łącznych emisji koncernu w zakresach 1-3. Proszę o przedstawienie planu redukcji łącznych emisji gazów cieplarnianych wg segmentów i o podanie planowanych absolutnych wartości emisji gazów cieplarnianych w poszczególnych zakresach w tonach CO₂eq/rok dla lat 2030, 2040 i 2050.
3. Proszę o podanie przewidywanych absolutnych wartości emisji CH₄ i celów redukcyjnych w poszczególnych zakresach w tonach CH₄/rok dla lat 2030, 2040 i 2050 oraz w CO₂eq/rok

przyjmując GPW metanu dla krótkiego horyzontu czasowego (około 84-86), z uwzględnieniem emisji w całym łańcuchu dostaw.

4. W dokumentach strategicznych spółka zobowiązuje się do ograniczenia emisyjności produktów energetycznych o 15% (zakresy 1-3). Jak ten cel redukcji rozkłada się pomiędzy segmenty działalności lub typy produktów energetycznych?
5. W dokumentach strategicznych spółki pojawiają się hasła związane z wychwytywaniem i wykorzystaniem CO₂. Czy spółka ma zamiary zmierzające w kierunku dostarczania CCS (carbon capture and storage) jako usługi? Albo w kierunku przetwarzania CO₂ wychwytywanego w innych branżach np. w zakładach petrochemicznych? Jaką redukcję emisji z wykorzystaniem CCS przewiduje Grupa na rok 2030 i 2050? Proszę o podanie wartości bezwzględnych w tonach CO₂eq (ekwiwalentu CO₂).
6. Czy Grupa Orlen uwzględnia emisje metanu powstające w całym łańcuchu dostaw gazu do emisji planowanych elektrowni gazowych? Jeśli nie - dlaczego?
7. Grupa Orlen traktuje gaz jako niskoemisyjne paliwo przejściowe na drodze do neutralności klimatycznej, które ma być wykorzystywane przez dekady. Czy Grupa Orlen ma strategię odchodzenia od gazu? Czy plan inwestycyjny Grupy określa datę zakończenia generacji energii w oparciu o gaz kopalny?
8. Czy Grupa zakłada blending gazu kopalnego z wodorem jako metodę zmniejszenia emisyjności mocy wytwórczych? Jeśli tak – w jakiej proporcji i w jakich latach? Proszę o podanie wartości procentowych. Jaki będzie przewidywany koszt wytwarzania energii elektrycznej na drodze współspalania wodoru i gazu? Jaka byłaby emisyjność bloków gazowych po uwzględnieniu emisji związanych z produkcją wykorzystywanego wodoru i jaka byłaby różnica w emisyjności między spalaniem gazu a gazu zmieszanego z wodorem? Proszę o podanie także danych dotyczących absolutnej ilości emisji dla obu wariantów w celu oceny wpływu tej praktyki na rzeczywistą redukcję emisji.
9. Biorąc pod uwagę, że współspalanie wodoru z gazem nie eliminuje emisji metanu i CO₂ związanych z wykorzystaniem gazu kopalnego a jedynie nieznacznie zmniejsza emisyjność CO₂/MWh – w jaki sposób Grupa Orlen zamierza osiągnąć neutralność klimatyczną planowanych bloków gazowych? W jakim terminie?
10. Co Grupa Orlen rozumie pod pojęciem „wodór odnawialny” a co „wodór niskoemisyjny”? Proszę o podanie definicji obu pojęć. Czy Grupa Orlen zakłada wykorzystanie szarego lub niebieskiego wodoru jako „niskoemisyjnego”?
11. 12 dokumentów strategicznych wynika, że *"połowa wodoru wykorzystywanego w Grupie ORLEN powinna po 2030 roku pochodzić ze źródeł zero- lub niskoemisyjnych"*. Jaki ma być udział wodoru zeroemisyjnego produkowanego dzięki odnawialnym Źródłom energii a jaki pozostałych typów wodoru?
12. Czy Grupa Orlen wlicza do emisyjności wodoru emisyjność jego produkcji?
13. Czy Grupa Orlen wykorzystuje/produkuje lub planuje wykorzystanie/produkcję zielonego wodoru produkowanego dzięki energii uzyskiwanej na drodze spalania biomasy? Jeśli tak, proszę o podanie jakie są to ilości w wartościach bezwzględnych i procent całej produkcji/wykorzystania tak produkowanego wodoru przez grupę.
14. Głos w dyskusji: IPCC ostrzega, że przy obecnych globalnych deklaracjach zmniejszenia emisji próg 1,5 st. C zostanie przekroczony w ciągu dekady i że znajdujemy się na katastrofalnej ścieżce ocieplenia o 3,2 st C. W Polityce Klimatycznej Grupy Orlen w dziale "Analiza

scenariuszy odporności modeli biznesowych na zmiany klimatu – opis ryzyk i szans” przeanalizowano dwa scenariusze: 2 st. C i 4 st. C.

Pytanie: Proszę o uzasadnienie, dlaczego dla porównania ze scenariuszem 2 st C - już ryzykownym, gdyż celem chroniącym przed katastrofą klimatyczną jest próg nie 2 a 1,5 st C - został wybrany scenariusz wzrostu temperatury o 4 st. C, który oznaczałby w praktyce katastrofę klimatyczną, humanitarną i ekologiczną o skali oznaczającej najprawdopodobniej koniec cywilizacji?

III. Strategia inwestycyjna Grupy Orlen.

1. Grupa ORLEN zapowiada, że do 2030 r. przeznaczy 120 mld PLN na zielone inwestycje w tym OZE, elektromobilność, biogaz, biopaliwa, recykling, wodór. Czy do tej kategorii Grupa Orlen zalicza także:
 - produkcję wodoru innego, niż zielony (elektroliza wody z wykorzystaniem energii produkowanej ze źródeł odnawialnych) w tym szarego, „niebieskiego” i fioletowego (produkowanego odpowiednio: z metanu, z metanu z wykorzystaniem CCS, na drodze elektrolizy wody przy pomocy energii z SMR);
 - produkcję zielonego wodoru z wykorzystaniem energii pozyskiwanej ze spalania biomasy;
 - rozwój CCS/U;
 - SMR?Proszę o podanie planowanych i ubiegłorocznych nakładów inwestycyjnych dla każdej z tych kategorii oraz dla poszczególnych rodzajów OZE w mld PLN.
2. Dlaczego na terenach rafinerii w Płocku stale działają systemy awaryjne, takie jak pochodnie, które powodują znaczące zanieczyszczenia akustyczne, świetlne i emisji gazów cieplarnianych? Jak często w tym i innych zakładach zdarzają się wszelkiego rodzaju usterki, awarie i wycieki gazu, ropy lub innych zanieczyszczeń?
3. Jakie są przesłanki do importowania paliw z Arabii Saudyjskiej i Afryki, czyli miejsc w których notorycznie łamane są prawa człowieka?

IV. Aspekty finansowe Grupy Orlen

Pytania do punktu 7. agendy Rozpatrzenie Sprawozdania finansowego PKN ORLEN S.A. za rok zakończony 31 grudnia 2022 roku, a także wniosku Zarządu w sprawie podziału zysku netto za rok obrotowy 2022.

1. Jakie koszty poniosła spółka w związku z tak zwanym “windfall tax”, czyli podatkiem od ponadprzeciętnych zysków w wyniku niespodziewanych wydarzeń?
2. Ile spółka zyskała na podniesieniu cen paliwa w 2022 roku do poziomu, który umożliwił brak zmiany cen na stacjach z początkiem 2023 roku po wzroście podatku VAT na paliwo?
3. Proponowana dywidenda na poziomie 5,5 PLN na akcję będzie o 1,35 PLN wyższa od minimalnej dywidendy bazowej na 2023 rok. Dlaczego w tak trudnej sytuacji, kiedy Orlen ma dbać o bezpieczeństwo energetyczne kraju, zarząd proponuje przeznaczyć tyle pieniędzy na dywidendę, gdy obywatele są dotknięci ubóstwem energetycznym?

Pytanie do punktu 9. agendy Rozpatrzenie Sprawozdania Rady Nadzorczej PKN ORLEN S.A. za rok obrotowy 2022.

4. Które komitety pozytywnie zaopiniowały uchwały dotyczące fuzji Orlenu z Lotosem oraz sprzedaży aktywów i udziałów Lotosu znacząco poniżej ich realnej wartości? Dlaczego podjęto taką decyzję?

Pytania do punktu 10. agendy Przedstawienie Sprawozdania o wydatkach reprezentacyjnych, wydatkach na usługi prawne, usługi marketingowe, usługi w zakresie stosunków międzyludzkich (public relations) i komunikacji społecznej oraz usługi doradztwa związanego z zarządzaniem za rok 2022.

5. W raporcie czytamy, że łącznie wyżej wymienione koszty wzrosły o ponad 127 milionów złotych względem roku 2021, w tym o ponad 90 milionów na same usługi marketingowe. Z czego wynikała potrzeba tak znaczącego zwiększenia tych wydatków?
6. Jaki był w tym wszystkim udział kosztów mających na celu promowanie małych reaktorów SMR?
7. Jaki był w tym wszystkim udział kosztów mających na celu promowanie energetyki opartej na gazie?

V. Inne pytania

Pytanie do punktu 19. agendy

1. Czy zmiana nazwy koncernu jest faktycznie na miejscu, skoro segment rafineryjny odpowiada nadal (w 2022) za ok. 50% przychodów spółki, a za kolejne istotne części odpowiada detaliczna sprzedaż paliw i petrochemia?