Zakład
Energetyki Cieplnej
Prudnik

PZ. 3101 .2026

Lubrza, 09.11.2026 r.

Pani Renata Heda
Radna Rady Miejskiej w Prudniku
Rada Miejska w Prudniku

odpowiedź na interpelację w sprawie stopnia zaawansowania działań Zarządu Spółki związanych z transformacją energetyczną, w szczególności w kontekście wprowadzenia systemu ETS2

Szanowna Pani Renato, Wysoka Rado,
serdecznie dziękuję za interpelację. W odpowiedzi pragnę możliwie wyczerpująco przedstawić działania, które Spółka podejmuje na rzecz dekarbonizacji wytwarzania ciepła dla mieszkańców Prudnika.

Kontekst: system ETS2

Na wstępie muszę zaznaczyć, że obecna sytuacja Spółki nie pozwala na całkowitą zmianę paliwa do 2028 r. To najbardziej prawdopodobna data uruchomienia *unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji dla budynków, transportu drogowego i sektorów dodatkowych* (ETS2, potocznie określanego jako podatek węglowy). System ten ustanowiła dyrektywa *(UE) 2023/959*, a jego start przesunięto z 2027 na 2028 r. w ramach zmian przyjętych wraz z rozporządzeniem *(UE) 2026/667*.

Spółka nie jest obecnie objęta dotychczasowym systemem handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), ponieważ łączna moc jej źródeł jest niższa niż próg 20 MW mocy cieplnej w paliwie, od którego ten system obejmuje instalacje spalania paliw. Od 2028 r. zostanie natomiast objęta systemem ETS2. Obowiązek umarzania uprawnień spocznie formalnie na dostawcach paliw, jednak ich koszt zostanie w całości przeniesiony na Spółkę w cenie kupowanego węgla.

ETS2 jest systemem handlu uprawnieniami, a nie zwykłym podatkiem, co niesie ze sobą istotne konsekwencje. Przede wszystkim nie znamy dziś ostatecznej ceny uprawnień ani tego, jak będzie się ona kształtować w kolejnych latach. Dyrektywa przewiduje mechanizm stabilizacji ceny, uruchamiany przy przekroczeniu poziomu 45 euro za tonę CO2 (w cenach z 2020 r.).

Na ten moment za najbardziej prawdopodobną przyjmujemy cenę około 35 euro za tonę wyemitowanego dwutlenku węgla. Cena zakupu paliwa wzrośnie więc o opłatę zależną od jego emisyjności. W przypadku węgla oznacza to około 70 euro na każdą tonę paliwa. Przy obecnym zużyciu Spółki, wynoszącym około 8 000 ton węgla rocznie, byłby to dodatkowy koszt rzędu 560 tys. euro rocznie. Są to jednak założenia, których Komisja Europejska dotychczas nie potwierdziła.

W konsekwencji punktem odniesienia dla cen ciepła po 2028 r. powinna być cena węgla powiększona o bieżącą cenę uprawnień do emisji w systemie ETS2. Każdą cenę ciepła niższą od tego poziomu należy uznać za bardzo duży sukces. Pragnę to podkreślić z pełnym szacunkiem, ale i z całą stanowczością: obecne ceny ciepła wynikają wyłącznie z kosztów zakupu paliwa i wynagrodzeń, ponieważ Spółka nie ponosi dziś nakładów na budowę nowych źródeł.

W przyszłości będzie inaczej. Spółka będzie musiała ponieść nakłady inwestycyjne na nowe źródła, które, jak pokazuje obecna sytuacja, będą dofinansowane jedynie w niewielkiej części. Jednocześnie nadal będzie musiała kupować energię pierwotną, czy to w postaci biomasy, czy energii elektrycznej zasilającej pompy ciepła. Oba te koszty będą się sumować.

Nie jest zatem prawdą, choć często pojawia się to w debacie publicznej, że odnawialne źródła energii (OZE) same zapewnią niskie ceny ciepła. Największa produkcja energii z OZE, zwłaszcza z instalacji fotowoltaicznych, przypada na okresy, w których zapotrzebowanie na ciepło jest najmniejsze. Z tego powodu OZE nie mogą bezpośrednio zaspokoić potrzeb cieplnych wtedy, gdy są one największe. Uczciwie trzeba powiedzieć, że czas najniższych cen

ciepła mamy już za sobą. Ceny będą wyższe, a naszym zadaniem jest zrobić wszystko, aby wzrosły jak najmniej.

Chciałbym jednocześnie Państwa uspokoić. W podobnej sytuacji znajduje się obecnie zasadnicza większość przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce, porównywalnych z ZEC Prudnik. Nie będziemy mierzyć się z tym wyzwaniem sami i nie jesteśmy w tym zakresie istotnie opóźnieni względem innych podmiotów. Trzeba jednak jasno powiedzieć, że całkowita zmiana paliwa i technologii wytwarzania ciepła do 2028 r. nie jest możliwa. Możliwe jest natomiast częściowe zastąpienie wytwarzanego wolumenu ciepła ciepłem zero- lub niskoemisyjnym. W tym kierunku Spółka prowadzi obecnie trzy działania, opisane poniżej.

1. Kogeneracja gazowa – wniosek o dofinansowanie do NFOŚiGW

Pierwszym działaniem Spółki jest próba budowy układu kogeneracyjnego (CHP – Combined Heat and Power), czyli jednostki wytwarzającej jednocześnie ciepło i energię elektryczną. W ubiegłym roku Spółka złożyła wniosek o dofinansowanie tej inwestycji do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW).

Zgodnie z ówczesnymi wytycznymi Funduszu wniosek zakładał budowę kogeneracji zasilanej gazem ziemnym. Przejście na gaz zdekarbonizowany, np. metan pochodzenia biogenicznego, miało być wymagane po 2035 r., ale tylko pod warunkiem dostępności takiego gazu.
W połowie bieżącego roku NFOŚiGW zmienił stanowisko, wskazując, że wcześniej błędnie zinterpretował zapisy programu. Obowiązek przejścia na gaz zdekarbonizowany ma charakter bezwzględny i nie zależy od dostępności tego paliwa. To całkowicie zmienia warunki przedsięwzięcia. Zapewnienie dostaw takiego gazu w przyszłości jest mało prawdopodobne, a podpisanie zobowiązania w imieniu Spółki mogłoby skutkować koniecznością zwrotu dotacji. Pewności co do skutków takiej sytuacji nie ma nikt, w tym sam Fundusz. To poważnie komplikuje sprawę, choć jej ostatecznie nie przekreśla.

Obowiązek zmiany paliwa wynika z *rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014*, czyli ogólnego rozporządzenia w sprawie wyłączeń blokowych (*GBER – General Block Exemption*

Regulation). Komisja Europejska przygotowuje jego nową wersję, która ma wejść w życie 1 stycznia 2027 r. Jedną z rozważanych zmian jest uznanie gazu ziemnego za paliwo przejściowe, które można by stosować do 2055 r., a nie do 2035 r., czyli o 20 lat dłużej. Jeżeli taka zmiana nastąpi, skorzystanie z dotacji stanie się w pełni zasadne.

Należy jednak pamiętać, że prawo nie działa wstecz. W obecnym stanie prawnym, po otrzymaniu informacji o przyznaniu dofinansowania, Spółka musiałaby:

1. podpisać umowę, która w naszej ocenie jest wadliwa, bo zobowiązuje do zmiany paliwa bez względu na jego dostępność,
2. rozpocząć realizację projektu,
3. poczekać na zmianę prawa unijnego, prawdopodobną, lecz nie pewną,
4. poczekać na wdrożenie tej zmiany do polskiego porządku prawnego,
5. dopiero wtedy wystąpić o zmianę umowy, przy czym NFOŚiGW nie ma pewności, czy taka zmiana będzie możliwa.

Gdybyśmy więc pod koniec tego roku lub na początku przyszłego uzyskali decyzję o dofinansowaniu, i tak musielibyśmy wstrzymać realizację projektu do czasu zmiany przepisów, bo nie mielibyśmy pewności finansowania. Fundusz nie dopuszcza jednak wstrzymania projektu na przykład na rok, nawet jeśli sam jest przyczyną zaistniałych trudności.

W praktyce może to oznaczać, że nawet po spełnieniu wszystkich warunków nie będziemy w stanie skorzystać z dotacji. Podpisanie umowy w obecnym stanie prawnym wiązałoby się z wysokim prawdopodobieństwem zwrotu całego dofinansowania wraz z odsetkami karnymi. Dopóki to ryzyko nie zostanie ograniczone, a problem rozwiązany, podpisywanie takiej umowy nie jest wskazane. Może się zatem okazać, że ostatecznie nie skorzystamy z tego grantu.

2. Kogeneracja z partnerem prywatnym – postępowanie na wybór partnera transformacji

Z uwagi na opisane ryzyka Spółka poszukuje alternatywnego sposobu sfinansowania kogeneracji. Jeszcze w tym roku ogłosimy postępowanie na koncepcję modelu biznesowego, w którym Spółka mogłaby zbudować kogenerację wspólnie z partnerem prywatnym.

Takie rozwiązanie jest możliwe i może być opłacalne dzięki premii kogeneracyjnej. Zgodnie z *ustawą z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji* jest to dopłata do każdej wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej megawatogodziny energii elektrycznej. Prawo do premii uzyskuje się w aukcji prowadzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Aukcje odbywają się kilkakrotnie w ciągu roku; harmonogram Prezesa URE na 2026 r. przewidywał ich pięć. Spółka zamierza wziąć udział w aukcji w przyszłym roku. Warunkiem udziału jest posiadanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, które Spółka ma już dla części projektowanych jednostek kogeneracyjnych.

Spółka zwraca się do dużych uczestników rynku, takich jak TAURON, Respect Energy, Veolia czy Fortum, o przedstawienie propozycji modeli współpracy. Każdy model musi określać, kto i w jakich okolicznościach ponosi poszczególne koszty oraz jakie uzyskuje z tego tytułu przychody. Przykładowe warianty to:

- **inwestycja kapitałowa w ZEC Prudnik** – inwestor obejmuje udziały w Spółce, wspólnie z nią buduje kogenerację gazową, dzieli się zyskami i wychodzi z inwestycji na uzgodnionych zasadach, np. po 15 latach;
- **wspólna spółka celowa** – ZEC Prudnik i inwestor są współwłaścicielami spółki specjalnego przeznaczenia, która buduje i eksploatuje jednostkę;
- **spółka celowa w całości finansowana przez inwestora** – ZEC Prudnik kupuje od niej ciepło na określonych warunkach.

Chcemy, aby to rynek zaproponował najlepsze rozwiązania. Po ich otrzymaniu ocenimy oferty i wybierzemy wariant najkorzystniejszy dla Spółki. Następnie przedstawimy go Wysokiej Radzie wraz z wnioskiem o akceptację. W zależności od wybranego rozwiązania zgoda Rady będzie wymagana obligatoryjnie, albo Rada będzie miała możliwość zaopiniować formę współpracy z partnerem.

Postępowanie jest już w toku. Spółkę wspiera firma doradcza **Heat not Lost Sp. z o. o.**, wyłoniona w procedurze konkurencyjnej, która pomagała nam również w ubieganiu się o

środki z programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko (FEnIKS). Obecnie pracujemy nad dokumentacją postępowania, które będzie dwuetapowe:

1. **Etap I (niewiążący)** – zbieramy modele biznesowe, oceniamy je i zwracamy się do Rady o akceptację jednego z nich.
2. **Etap II (wiążący dla oferentów)** – po akceptacji modelu, na początku przyszłego roku, ogłaszamy właściwe postępowanie.

To nasza odpowiedź na niestabilną sytuację w zakresie dotacji NFOŚiGW. Należy też pamiętać, że Fundusz nie będzie już wspierał grantami inwestycji w kogenerację gazową, ponieważ przy obecnych kosztach budowy, cenach gazu oraz możliwych do uzyskania cenach energii elektrycznej i ciepła są one opłacalne bez dotacji. Dlatego w miejsce ścieżki grantowej planujemy budowę instalacji z partnerem prywatnym, pod warunkiem, że jego oferta będzie satysfakcjonująca.

Na początku przyszłego roku poinformujemy Radę o postępie prac, otrzymanych ofertach i naszej rekomendacji. Przedstawimy, czy współpraca z partnerem prywatnym będzie możliwa, na jakich warunkach i jak może przełożyć się na ceny ciepła dla mieszkańców Prudnika.

3. Przebudowa kotła WR10 do standardu kotła biomasowego

Równolegle Spółka prowadzi działania zmierzające do zastąpienia części węgla biomasą. Budowa nowego kotła biomasowego o mocy około 6 MW kosztowałaby około 30 mln zł. W mojej ocenie jest to koszt bardzo wysoki i w dużej mierze nieuzasadniony. Istnieje realne ryzyko, że w najbliższych latach Unia Europejska uzna biomasę leśną za paliwo niesprzyjające dekarbonizacji i ograniczy możliwość jej stosowania.

Pozostaje więc biomasa pochodzenia rolniczego. Dlatego Spółka podjęła starania o pozyskanie inwestora, który zbudowałby biogazownię w pobliżu ciepłowni. ZEC Prudnik mógłby współpracować z nią na dwa sposoby:

- odbierając ciepło odpadowe z biogazowni,
- wykorzystując wysuszony poferment jako paliwo do kotła biomasowego.

Takie podejście, oparte na lokalnym łańcuchu wartości, wydaje się bardziej zasadne. Obecnie jednak wyczerpały się środki w programie „Energia dla wsi", prowadzonym przez NFOŚiGW i finansowanym z Funduszu Modernizacyjnego, który zapewniał rentowność budowy biogazowni rolniczych. Budżet trzeciego naboru, wynoszący 400 mln zł, został rozdysponowany w październiku 2026 r. w ciągu jednego dnia, a kolejne wnioski będą rozpatrywane tylko w razie zwiększenia budżetu programu. Potencjalni inwestorzy wstrzymali więc prace do czasu wyjaśnienia tej sytuacji, co raczej nastąpi w przyszłym roku niż w bieżącym.

Przy niepewnych dostawach biomasy innej niż leśna inwestycja rzędu 30 mln zł stanowiłaby zbyt duże ryzyko dla Spółki. Chcemy je ograniczyć, obniżając koszt transformacji. Rozwiązaniem może być przebudowa posiadanego przez Spółkę kotła WR10 do standardu kotła biomasowego. Kocioł zmodernizowany będzie miał pewne ograniczenia w porównaniu z kotłem projektowanym od podstaw do spalania biomasy, ale będzie znacznie tańszy, a przez to może okazać się uzasadnioną ekonomicznie alternatywą.

W tym roku Spółka wyłoniła w postępowaniu konkurencyjnym wykonawcę koncepcji przebudowy kotła. Jest nim **Centralne Biuro Konstrukcji Kotłów**, biuro projektowe, które współprojektowało ciepłownię ZEC Prudnik i dobrze zna zainstalowane w niej źródła. Biuro opracowuje obecnie koncepcję uwzględniającą wszystkie niezbędne zmiany, a jej wyniki poznamy do końca bieżącego roku.

Szacujemy, że koszt przebudowy kotła do standardu biomasowego nie przekroczy 10 mln zł, czyli około jednej trzeciej kosztu budowy nowego źródła o tej samej mocy. Taki wydatek jest w zdecydowanie większym stopniu uzasadniony. Ponieważ przebudowa kotła węglowego na biomasowy jest budową odnawialnego źródła energii, Spółka będzie mogła ubiegać się o dofinansowanie z dostępnych programów, nawet do 40%. Działania w tym kierunku podejmiemy, gdy poznamy dokładny koszt przebudowy.

Rozważamy kilka źródeł biomasy innej niż zrębka drzewna, co do której mamy wątpliwości:

- odpady drzewne z lokalnych procesów produkcyjnych,
- wysuszony poferment z biogazowni,
- odpady rolnicze, takie jak słoma zbożowa czy łodygi kukurydzy.

Spółka poszukuje obecnie lokalnych dostawców tych surowców. Otwartą opcją pozostaje też łupina z owoców palmy olejowej (PKS – Palm Kernel Shells). Jest ona tańsza niż węgiel łącznie z kosztem uprawnień do emisji CO2, choć wciąż droższa od samego węgla. Istnieje jednak realne ryzyko, że Unia Europejska uzna ją w najbliższych latach za biomasę niesprzyjającą transformacji. Jest bowiem importowana z Azji Południowo-Wschodniej lub Ameryki Południowej, co wiąże się z emisjami w transporcie, a uprawy palmy olejowej szkodzą środowisku na terenach, z których jest pozyskiwana. PKS może więc być dobrym paliwem na początek, ale w dłuższej perspektywie należy zapewnić lokalny łańcuch dostaw, oparty na biogazowni lub lokalnych producentach.

Podsumowanie

Spółka prowadzi obecnie trzy wzajemnie uzupełniające się działania na rzecz transformacji energetycznej:

Działanie	Stan zaawansowania	Kiedy kolejne informacje
Kogeneracja gazowa – wniosek do NFOŚiGW	Wniosek złożony, przeszedł ocenę formalną i oczekuje na ocenę merytoryczną; potencjalne podpisanie umowy wstrzymane, do czasu usunięcia ryzyka obowiązku zmiany paliwa	Po rozstrzygnięciu naboru i zmianie przepisów GBER
Kogeneracja z partnerem prywatnym	Doradca wybrany, przygotowujemy dwuetapowe postępowanie; udział w aukcji premii kogeneracyjnej w 2027 r.	Początek 2027 r. – wyniki etapu I i rekomendacja dla Rady
Przebudowa kotła WR10 na biomasę	Wykonawca koncepcji wybrany, koncepcja w opracowaniu; trwa poszukiwanie lokalnych dostawców biomasy	Koniec 2026 r. / początek 2027 r. – koszt i możliwości przebudowy

Finansowanie prywatne kogeneracji może dać rezultaty zbliżone do dotacji NFOŚiGW. Partner prywatny, który zarabia przede wszystkim na handlu energią elektryczną, a ciepło wytwarza przy okazji, może zaoferować lepsze warunki niż w modelu, w którym kogeneracja służy głównie produkcji ciepła, a energia elektryczna jest produktem ubocznym. Taka zmiana podejścia może przynieść korzyści finansowe zarówno partnerowi, jak i ZEC Prudnik. Więcej będziemy wiedzieć po zakończeniu pierwszego etapu postępowania.

Żadne z tych działań nie pozwoli w pełni uniknąć kosztów systemu ETS2 od 2028 r. Wspólnie mogą jednak istotnie ograniczyć zużycie węgla, a tym samym wpływ ETS2 na ceny ciepła dla mieszkańców Prudnika. Na każdym kluczowym etapie będziemy informować Wysoką Radę o postępach i pozostajemy do dyspozycji w razie dodatkowych pytań.

Z wyrazami szacunku,
dr inż. Paweł Kurtasz
Prezes Zarządu
Zakładu Energetyki Cieplnej Prudnik Sp. z o. o.

PZ.

Prezes Zarządu
Zakładu Energetyki Cieplnej Prudnik Sp. z o.o.
dr inż. Paweł Kurtasz

Przywołane akty prawne

1. *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w Unii* (Dz. Urz. UE L 130 z 16.05.2023, s. 134) – ustanowienie systemu ETS2.
2. *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2026/667 z dnia 11 marca 2026 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1119 w odniesieniu do ustanowienia unijnego pośredniego celu klimatycznego na 2040 r.* – przesunięcie startu ETS2 na 2028 r.
3. *Rozporządzenie Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (GBER)* (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, s. 1) oraz projekt nowego GBER przedstawiony przez Komisję Europejską do konsultacji w 2026 r.
4. *Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji* (Dz. U. z 2025 r. poz. 602, z późn. zm.).

Zakład Energetyki Cieplnej Prudnik Sp. z o. o., 48-231 Lubrza, ul. Zielona 1
Spółka zarejestrowana pod nr KRS 0000170886 w Sądzie Rejonowym w Opolu VIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, kapitał zakładowy 6 954 788,36 zł
NIP 755-16-11-683, REGON 531341974
Sekretariat: tel. 77 436 30 25, 77 436 33 11
Dyspozytor zmianowy: tel. 602 322 791
E-mail: sekretariat@zecp.com.pl
www.zecp.com.pl