

## Protokół z posiedzenia Komisji ds. wyboru technologii

**Daty posiedzenia:** 5.02.2025 i 7.02.2025

**Miejsce posiedzenia:** on-line (telekonferencja)

**Przewodniczący Komisji:** Ireneusz Zagrodzki

**Członkowie Komisji:**

- Krzysztof Romanowski – Członek Komisji,
- Natalia Karmelita-Barczyńska – Członek Komisji,
- prof. dr hab. inż. Janusz Badur – Konsultant IMP PAN Gdańsk,
- Aleksandra Junak – Konsultant FOTON,
- Aleksandra Szewczyk – Konsultant FOTON (w zastępstwie Mariusz Junak)

w posiedzeniu w dniu 5.02.2025 brał także udział p. Mariusz Junak przedstawiciel firmy FOTON - w zastępstwie Aleksandry Szewczyk.

### 1. Cel posiedzenia

Posiedzenie Komisji ds. wyboru technologii zostało zwołane w celu analizy dostępnych na rynku rozwiązań technologicznych oraz podjęcia decyzji w sprawie wyboru technologii budowy drugiego źródła ciepła w sieci ciepłowniczej PEC EMPEC sp. z o.o. w Ustce, na podstawie informacji rynkowych zebranych w ogłoszonym w dniu 2.07.2024 postępowaniu o numerze 7/2024 pn " Wstępne Konsultacje Rynkowe związane z postępowaniem o udzielenie zamówień publicznych na:

- Modernizację kotłowni rejonowej przy ul. Krótkiej 12 w Ustce poprzez likwidację węglowych źródeł ciepła i budowę wysokosprawnych kotłów gazowych.
- Budowę nowego źródła ciepła przy ul. Darłowskiej w Ustce opartego o wysokosprawną kogenerację, OZE i wysokosprawny kocioł gazowy."

### 2. Przedstawione materiały

Na wstępie, w dniu 5 lutego 2024 r., Przewodniczący Komisji przedstawił skrótowy przebieg Konsultacji Rynkowych. Następnie przeszedł do omówienia dokumentu pt. **"Analiza rynku i wstępny ranking technologii – materiał pomocniczy dla Komisji ds. wyboru technologii"** opracowany na podstawie informacji zebranych w trakcie Konsultacji

W swoim wystąpieniu zwrócił uwagę na istotne aspekty dokumentu, w szczególności na cel przedsięwzięcia inwestycyjnego, jakim jest **dekarbonizacja systemu ciepłowniczego EMPEC**, wyjście z systemu handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> oraz osiągnięcie statusu efektywnego systemu energetycznego.

Podkreślił, że modernizacja kotłowni KR-1 może zostać przeprowadzona samodzielnie przez EMPEC przy wykorzystaniu kredytu komercyjnego. Jednakże spółka nie posiada zdolności kredytowej na realizację drugiego źródła – planowanej kogeneracji lub innej instalacji ciepłowniczej – co uzasadnia konieczność **partnerstwa publiczno-prywatnego (PPP)**.

Dodatkowo Przewodniczący wskazał na dwa kluczowe zdarzenia wpływające na wybór technologii:

- Złożenie wniosku do ENERGI oraz brak decyzji dotyczącej wydania warunków przyłączeniowych dla kogeneracji.
- Złożenie wniosku do NFOŚiGW o dofinansowanie budowy przemysłowej instalacji amoniakalnej pompy ciepła.

Przechodząc do szczegółów Przewodniczący wskazał technologie zaproponowane przez potencjalnych partnerów gotowych do udziału w postępowaniu PPP. Nie przedstawił natomiast ofert współpracy firm podwykonawczych, biur projektowych czy dostawców urządzeń. Niemniej jednak **jednym z celów konsultacji było nawiązanie kontaktów pomiędzy różnymi podmiotami, które mogłyby utworzyć konsorcjum wykonawcze.**

W dalszej części prezentacji Przewodniczący omówił **kryteria wyboru technologii**, jakimi może kierować się Komisja. Dla ułatwienia pracy Komisji zaprezentował **analizę SWOT, analizę scenariuszy ryzyka, ocenę długoterminowej stabilności oraz matrycę ryzyka dla poszczególnych technologii.**

Kończąc wystąpienie, Przewodniczący podkreślił, że dotychczasowe rozmowy (**konsultacje rynkowe**) stanowią jedynie wstępne rozeznanie rynku przez EMPEC. W marcu lub kwietniu spółka planuje ogłoszenie właściwej procedury **partnerstwa publiczno-prywatnego (PPP).**

Jednocześnie zwrócił się do członków Komisji z prośbą o zapoznanie się z przesłanymi materiałami oraz zgłoszenie ewentualnych uwag przed kolejnym spotkaniem, zaplanowanym na **7 lutego 2025.**

### 3. Dyskusja i ocena rozwiązań

W dniu 7.02.2025 Komisja kontynuowała obrady. W trakcie dyskusji Komisja dokonała oceny dostępnych technologii pod względem:

- Ryzyka regulacyjnego i technicznego,
- Kosztu inwestycji oraz kosztów eksploatacji
- Stabilności dostaw paliwa,
- Elastyczność i możliwości rozbudowy,
- Dostępność finansowania i gotowość partnerów do udziału w PPP.

Komisja nie rozpatrywała technologii oferentów którzy nie potwierdzili udziału w PPP

Podczas dyskusji prof. Janusz Badur wskazał, że zaproponowane kryteria oceny są adekwatne na obecnym poziomie ogólności. Zasugerował jednak, aby koszt inwestycji został uwzględniony przed kryterium stabilności dostaw paliwa, co zostało zaakceptowane przez Komisję. Wskazanie dwóch wiodących technologii uznaje za uzasadnione, przy czym podkreśla konieczność przejścia do kolejnego etapu prac, tj. wyboru partnerów oraz doprecyzowania szczegółowych informacji przed podjęciem ostatecznej decyzji inwestycyjnej.

Aleksandra Szewczyk zwróciła uwagę na istotny koszt serwisowania technologii pomp ciepła oraz kogeneracji. W dalszych negocjacjach kluczowe będzie określenie, czy koszty te poniesie partner prywatny, czy EMPEC.

Aleksandra Junak podkreśliła konieczność wyboru technologii najbardziej realnych do wdrożenia pod względem organizacyjno-formalnym oraz takich, które mogą liczyć na wsparcie finansowe. W obecnej sytuacji największe szanse na realizację mają technologie OZE, zwłaszcza pompy ciepła i kogeneracja. Kryteria te sprzyjają spójności interesów pomiędzy partnerem prywatnym a EMPEC, a jednocześnie minimalizują ryzyko realizacyjne. Technologie oparte na biomasie oraz spalarnie odpadów nie zostały uwzględnione ze względu na uzdrowiskowy charakter Ustki oraz konieczność wyboru rozwiązań spełniających restrykcyjne normy emisyjne.

Mariusz Junak, jako konsultant finansowy, zauważył, że obecne rozważania dotyczą technologii na poziomie ogólnym, bez uwzględnienia szczegółowych danych finansowych przedstawionych przez partnerów. Informacje te będą dostępne na kolejnych etapach procesu decyzyjnego.

#### 4. Wnioski i rekomendacje

Po przeanalizowaniu dostępnych technologii oraz uwzględnieniu kluczowych czynników, takich jak **efektywność energetyczna, zgodność z celami dekarbonizacji, dostępność finansowania oraz ryzyka techniczne i regulacyjne**, Komisja postanowiła **zarekomendować dwa preferowane rozwiązania** do wdrożenia w ramach projektu:

1. **Kogenerację współpracującą z odnawialnym źródłem energii (OZE)** – w szczególności z **pompą ciepła lub instalacją na biomasę**. Takie rozwiązanie pozwala na uzyskanie wysokiej efektywności energetycznej i elastyczności w produkcji ciepła, a jednocześnie zwiększa udział OZE w systemie ciepłowniczym. Może również umożliwić redukcję kosztów operacyjnych oraz spełnienie kryteriów efektywnego systemu energetycznego.
2. **Powietrzną amoniakalną pompę ciepła** – rozwiązanie to charakteryzuje się wysoką sprawnością oraz możliwością wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Dodatkowo, technologia ta pozwala na znaczną redukcję emisji CO<sub>2</sub> i może korzystać ze wsparcia finansowego w ramach dostępnych programów dotacyjnych.

Komisja uwzględniła w swoich rekomendacjach **brak decyzji ENERGI dotyczącej warunków przyłączenia kogeneracji** oraz **złożony wniosek do NFOŚiGW o dofinansowanie budowy amoniakalnej pompy ciepła**. W związku z tym dalsze postępowanie powinno być prowadzone **dwutorowo** – w zależności od wyników tych dwóch kluczowych kwestii podejmowane będą kolejne decyzje dotyczące wyboru technologii i sposobu realizacji inwestycji.

#### 5. Dalsze kroki i zalecenia

Aby zapewnić sprawne przeprowadzenie procesu, Komisja zaleca:

- **Doprecyzowanie modelu finansowania** – w szczególności analiza dostępnych źródeł finansowania (dotacje, kredyty, mechanizmy PPP) oraz określenie optymalnej struktury udziału podmiotów prywatnych i publicznych.
- **Szczegółową analizę techniczną i ekonomiczną** – porównanie wybranych technologii pod kątem kosztów inwestycyjnych, operacyjnych oraz przewidywanej efektywności w długim okresie.
- **Monitorowanie postępów w uzyskaniu decyzji ENERGI oraz oceny wniosku w NFOŚiGW** – bieżące dostosowywanie strategii w zależności od rozwoju sytuacji.
- **Przygotowanie dokumentacji do ogłoszenia procedury PPP** – uwzględniającej dwa potencjalne scenariusze oraz warunki współpracy z partnerami prywatnymi.

Komisja podkreśla, że wybór technologii musi uwzględniać zarówno **długoterminową stabilność ekonomiczną**, jak i **możliwości pozyskania finansowania zewnętrznego**, aby zapewnić efektywną realizację projektu.

#### Podpisy członków Komisji:

.....  
Ireneusz Zagrodzki

.....  
Krzysztof Romanowski

.....  
Natalia Karmelita-Barczyńska

.....  
Prof. Janusz Badur

.....  
Aleksandra Junak

.....  
Aleksandra Szewczyk

.....  
Mariusz Junak

#### Załączniki:

1. Protokół z Konsultacji Rynkowych
2. Suplement - uzupełnione podsumowania konsultacji
3. "Analiza rynku i wstępny ranking technologii – materiał pomocniczy dla Komisji ds. wyboru technologii"

## Protokół ze Wstępnych Konsultacji Rynkowych

Data sporządzenia protokołu: 12.11.2024

### 1. Informacje ogólne:

- **Zamawiający:** Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „EMPEC” sp. z o.o., ul. Bałtycka 5a, 76-270 Ustka
- **Numer sprawy:** 7/2024 z dnia 02.07.2024.
- **Przedmiot Konsultacji:**
  - Modernizacja kotłowni rejonowej przy ul. Krótkiej 12 w Ustce poprzez likwidację węglowych źródeł ciepła i budowę wysokosprawnych kotłów gazowych
  - Budowa nowego źródła ciepła przy ul. Darłowskiej w Ustce opartego o wysokosprawną kogenerację, OZE i wysokosprawny kocioł gazowy

### 2. Przebieg Konsultacji:

- Konsultacje zostały przeprowadzone w dniach od 8.08.2024 (pierwsza wideokonferencja z wszystkimi uczestnikami) do dnia 12.11.2024 - w formie indywidualnych wideokonferencji, spotkań w siedzibie Zamawiającego oraz korespondencji mailowej..
- Miejsce Konsultacji: on-line oraz siedziba Zamawiającego przy ul. Bałtyckiej 5a, 76-270 Ustka
- Osoby prowadzące Konsultacje z ramienia Zamawiającego:
  - Ireneusz Zagrodzki PREZES Zarządu,
  - Monika Laskowska Prokurent, Główna Księgowa,
  - mec. Ewa Feder,
  - Krzysztof Romanowski - kierownik ZEC-1 (kotłowni rejonowej KR-1),
  - Natalia Karmelita-Barczyńska - kierownik ZEC-2 (sieć ciepłownicza),
  - Anna Kochańska - specjalista ds. inwestycji i obsługi klienta,
- Wsparcie merytoryczne w zakresie analiz prawnych, technicznych i finansowych
  - Kancelaria Radców Prawnych Jerzmanowski w Poznaniu,
  - Instytut Maszyn Przepływowych PAN Gdańsk
  - FOTON Grupa sp. z o.o. Słupsk

### 3. Podmioty uczestniczące w Konsultacjach:

Nr	Nazwa Firmy	Adres siedziby
1	KWE AB Energy Polska Sp. z o.o. (razem z BIOTERM)	ul. Miedziana 38, 43-305 Bielsko-Biała (KWE) ul. Karłowicza 11/1, Katowice 40-145 (BIOTERM)
2	Veolia Północ Sp. z o.o.	ul. Ciepła 9, 86-105 Świecie
3	SENVİ Sp. z o.o.	ul. Kiedacza 24E, 02-776 Warszawa
4	Serwis Blue Box Sp. z o.o.	Krzywopłaty 41, 78-230 Karlino
5	Hoval Sp. z o.o.	ul. Krzemowa 1, Złotniki, 62-002 Suchy Las
6	Budimex S.A.	ul. Siedmiogrodzka 9, 01-204 Warszawa
7	Unibep S.A.	ul. 3 Maja 19, 17-100 Bielsk Podlaski



Nr	Nazwa Firmy	Adres siedziby
8	Envirotech Sp. z o.o.	ul. J. Kochanowskiego 7, 60-845 Poznań
9	Euros Energy Sp. z o.o.	ul. Rataja 4f, 05-850 Koparki
10	ENGIE EC Słupsk Sp. z o.o.	ul. Koszalińska 3D, 76-200 Słupsk
11	EPConstruction Sp. z o.o.	ul. Jesionowa 15, 40-159 Katowice
12	Viessmann Sp. z o.o.	ul. Karkonoska 65, 53-015 Wrocław
13	EE Polska Sp. z o.o.	ul. Perseusza 11, 80-199 Gdańsk
14	PROMAT Sp. z o.o.	ul. Wejherowska 5c, 84-208 Dobrzewino
15	Polimex Energo Sp. z o.o.	ul. Jana Pawła II 12, 00-124 Warszawa
16	DUON Dystrybucja sp. z o.o.	ul. Batorowska 15 Wysogotowo k. Poznania

Uwaga: firmy poz. 1-14 zgłosiły się do dnia 15.07.2024, poz.15 i 16 po tej dacie

#### 4. Propozycje i rozwiązania przedstawione przez uczestników:

##### 4.1. W zakresie rozwiązań technicznych i zastosowanej technologii

- **UNIBEP** – Proponuje technologię CHP z premią kogeneracyjną, oraz udział biomasy. Koszt realizacji wynosi od 7-11 mln zł/MW (same silniki gazowe) oraz 15-17 mln zł/MW (kotłownia na biomasę). UNIBEP nie przewiduje realizacji projektu w formule PPP ani w konsorcjum, preferując rolę podwykonawcy.
- **Bioterm** – Oferuje systemy kogeneracyjne z OZE, proponując jednostkę CHP o mocy 2 x 3,1 MW oraz szczytowy kocioł gazowy. Szacowany koszt realizacji wynosi 35 mln zł (CHP) przy stawce 137 zł/GJ. Bioterm sugeruje etapową rozbudowę systemu do maksymalnej mocy 20 MW (w paliwie) oraz preferuje realizację projektu przez spółkę celową z opcją długoterminowej sprzedaży energii cieplnej.
- **Envirotech** – Firma specjalizuje się w technologiach kotłowych opartych na biomasie (zrębka drzewna leśna o wilgotności 55-60%) i proponuje absorpcyjne pompy ciepła do odzysku ciepła z kotłów biomasowych. Envirotech deklaruje gotowość do roli podwykonawcy i nie przewiduje realizacji projektu w formule PPP.
- **Hoval** – W zakresie technologii opartej na biomasie i CHP firma oferuje kotły biomasowe o mocy 5 MW zasilane zrębkami drewna, jednostki CHP o mocy 2 MW oraz kocioł gazowy 2 MW. Hoval współpracuje z TOP ENERGY i GETEC. Sugeruje nawiązanie kontaktu z tymi firmami jako konsultantami. Hoval przedstawił dużo szczegółowych wskazań technicznych dotyczących odwiertów na potrzeby dolnego źródła ciepła.
- **EE Polska** – Firma pochodzi z litewskiego rynku biomasy. Proponuje kocioł biomasowy o mocy 20 MW zapewniający pokrycie 100% zapotrzebowania EMPEC na ciepło, z serwisem i długoterminową dostawą biomasy. Firma oferuje pełne finansowanie projektu, preferując model długoterminowej sprzedaży energii cieplnej.
- **ENGIE** – Sugeruje kotłownię kontenerową o mocy 6 MW z kotłem gazowym dla spełnienia planu neutralności klimatycznej dla EMPEC do 2030 roku oraz wyjścia z ETS
- **EPConstruction** – Jest to biuro projektowe specjalizujące się w projektach energetycznych oraz uczestniczące w realizacji takich inwestycji jako podwykonawca - przykładowo w formule „zaprojektuj i wybuduj”. Firma oferuje technologie kogeneracyjne i montaż kotłów gazowych.



EPConstruction deklaruje gotowość do podwykonawstwa, nie przewidując realizacji projektu w formule PPP ani w konsorcjum.

- **Viessmann** – Proponuje modernizację kotłowni KR-1 na gaz (wymiana kotłów) i wykorzystanie przemysłowych pomp ciepła w lokalizacji Darłowska. Może nawiązać współpracę z UNIBEP oraz Veolią nad unowocześnieniem źródeł ciepła - w formule podwykonawcy. Nie planuje PPP..
- **Polimex Energo** – Firma oferuje projekty kogeneracyjne „pod klucz”, w tym CHP oraz kocioł gazowy z biomasą. Proponuje model outsourcingowy oraz utworzenie spółki celowej jako właściciela instalacji z dzierżawą gruntu. Nie wyklucza także modelu PPP. Akceptuje także konsorcjum.
- **Euros Energy** – Proponuje model z Lidzbarka Warmińskiego z CAPEX 70 mln zł (+/- 15%) i OPEX 71-91 zł/GJ. Euros Energy planuje utworzenie spółki celowej z kapitałem 10 mln zł i udziałem partnera finansowego, co umożliwi pozyskanie dofinansowania z NFOŚ. Ostateczna decyzja zależeć będzie od wyniku analizy ekonomicznej przedstawionej przez EMPEC w zakresie ceny ciepła dla odbiorcy końcowego, która nie może przekroczyć 150 zł/GJ, uwzględniając koszty całego systemu, w tym dystrybucji ciepła i eksploatacji zmodernizowanej na gaz kotłowni KR-1.
- **PROMAT** – Oferuje technologię kotłów na biomasę. Akceptuje także CHP o mniejszej mocy - rzędu 1 - 2 MW współpracujący z kotłem na biomasę (zrębki) lub kocioł gazowym. W trakcie konsultacji podkreślono, że głównym kryterium wyboru partnera będzie cena ciepła dla końcowego odbiorcy, która obecnie nie może przekroczyć 150 zł/GJ.
- **SENI** – Proponuje konwersję kotłowni KR-1 na gaz oraz w lokalizacji Darłowska kogenerację razem z OZE. Minimalny wkład inwestycyjnym to 25-30 mln EUR netto, sugerując rozszerzenie inwestycji i połączenie z innymi projektami w Ustce. Skala samego EMPEC jest dla ENVI niewystarczająca.
- **DUON** – Specjalizuje się w dystrybucji energii i infrastrukturze gazowej. Firma oferuje dekarbonizację, technologie biogazu i biomasy oraz współpracę w formule PPP z opcją dzierżawy majątku od DUON przez EMPEC po zrealizowaniu przez DUON inwestycji..

#### 4.2. W zakresie instytucjonalnej strony projektu

- **UNIBEP** wskazuje, że nie przewiduje realizacji projektu w formule PPP ani zaangażowania się jako konsorcjant. Firma nie planuje także wniesienia wkładu własnego. Jest gotowa pełnić rolę podwykonawcy w zakresie zdefiniowanym przez EMPEC, koncentrując się na wsparciu budowlanym.
- **BIOTERM** proponuje realizację projektu poprzez spółkę celową, która sama sfinansuje i będzie eksploatować źródło kogeneracyjne. Preferuje długoterminową umowę sprzedaży energii cieplnej do EMPEC, co pozwoli zapewnić stabilne dostawy ciepła. Firma przewiduje możliwość etapowej rozbudowy układu o mocy 3,171 MWt (gaz), z możliwością dalszej rozbudowy do 6,342 MWt, a ostatecznie nawet do 20 MW (w paliwie).
- **EPConstruction** nie przewiduje realizacji projektu w formule PPP ani w ramach konsorcjum. Jest gotowa jedynie pełnić rolę podwykonawcy, co ogranicza jej zaangażowanie do zakresu zleconego przez EMPEC. Firma zwraca uwagę na konieczność zapewnienia odpowiednich warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. ENERGA nie wydała jeszcze warunków przyłączeniowych dla CHP.
- **POLIMEX ENERGO** ocenia model PPP jako mało elastyczny i kosztowny, proponując zamiast tego model outsourcingowy. Polimex planuje utworzenie spółki celowej, która byłaby właścicielem instalacji. Ciepło dostarczane do EMPEC miałyby być oferowane na określonych warunkach, a EMPEC mógłby wydzierżawić Polimexowi grunt na potrzeby projektu. Polimex przedstawił także wstępną ofertę budżetową na kocioł na biomasę 1,5 MW obejmującą



dostarczenie kotła, system podawania paliwa, transport i oczyszczanie spalin, a także instalację, uruchomienie i odbiory. Szacunkowy (wskaźnikowy) koszt takiej inwestycji Polimex przedstawił w ofercie włączonej do poufnej części protokołu (załącznik nr 2). Polimex rozważa zaangażowanie partnera lub uczestnika konsultacji do budowy kotła biomasowego.

- **DUON** jest na etapie analizy dostępnego rozwiązania dotyczącego zabezpieczenia kontraktu – EMPEC przedstawił informację o braku możliwości poręczenia finansowego przez Gminę Miasto Ustka. Analizowane są także parametry techniczno - ekonomiczne przedsięwzięcia. Z przeprowadzonej rozmowy wynika, że DUON nie odrzuca formuły PPP, jednakże na tym etapie rozmów też jej nie potwierdził.
- **EUROS-ENERGY** rozważa utworzenie spółki celowej z partnerem finansowym, która weźmie udział w postępowaniu wyboru partnera dla EMPEC w formule PPP. Spółka celowa powinna posiadać nieruchomość oraz kapitał stanowiący 15% wartości inwestycji (około 10 mln zł), co pozwoli na ubieganie się o dofinansowanie z NFOŚiGW. Nie rozważana jest spółka celowa z udziałem EMPEC, ponieważ w takim przypadku EUROS-ENERGY zostałaby wyeliminowana z postępowania o wykonawstwo inwestycji na podstawie PZP.
- **SENVİ** rozważa dołączenie do konsorcjum lub utworzenie własnego z partnerami ze Skandynawii, preferując realizację poprzez spółkę celową, co uprościłoby procedury. Preferuje skalę inwestycji minimum 250–300 mln zł, co przekracza założenia EMPEC. SENVI akceptuje różne formy wkładu publicznego i jest gotowa zaproponować optymalny model finansowy. Dodatkowo wskazuje potrzebę określenia scenariuszy realizacji projektu na 3–5 lat, co pozwoli lepiej dostosować finansowanie i ocenę wykonalności projektu. Jedyną opcją współpracy jest rozszerzenie projektu do wspomnianej wyżej kwoty 250 - 300 mln. zł mając na myśli inne projekty które potencjalnie mogą być realizowane na terenie Ustki.

## **Podsumowanie:**

UNIBEP i EPConstruction nie planują realizacji projektu w formule PPP ani nie zamierzają angażować się jako konsorcjanci, ograniczając się do roli podwykonawcy. Bioterm proponuje stworzenie spółki celowej do sfinansowania i eksploatacji źródła kogeneracyjnego, z preferencją długoterminowej umowy sprzedaży energii cieplnej do EMPEC oraz możliwością rozbudowy układu. Polimex Energo ocenia model PPP jako mało elastyczny, sugerując zamiast tego model outsourcingowy i utworzenie spółki celowej, która będzie właścicielem instalacji. SENVI rozważa przystąpienie do konsorcjum lub stworzenie własnego z partnerami ze Skandynawii, przy czym projekt EMPEC jest dla ENVI za mały - preferuje realizację przez spółkę celową o szerszej skali (250–300 mln zł). DUON analizuje parametry techniczno-ekonomiczne projektu i nie odrzuca formuły PPP, choć jeszcze tego nie potwierdził. EUROS-ENERGY proponuje utworzenie spółki celowej z partnerem finansowym, aby wziąć udział w postępowaniu wyboru partnera dla EMPEC w formule PPP, lecz bez udziału EMPEC, by uniknąć wykluczenia z postępowania

## **5. Potencjalny wpływ Konsultacji na planowanie, przygotowanie lub przeprowadzenie Postępowania:**

Na podstawie wyników Konsultacji, EMPEC planuje ogłosić w pierwszym kwartale 2025 roku postępowanie dla wybranej technologii. Formuła prawna zostanie wybrana na podstawie odrębnej analizy efektywności przedsięwzięcia PPP w porównaniu z realizacją w innym trybie konkurencyjnym. Ze względu na to, że ENERGA nie wydała jeszcze warunków do przyłączenia CHP, na obecnym etapie rozważane są dwa kierunki możliwej do zastosowania technologii:

**5.1. Kierunek technologia kogeneracji (CHP)** będzie możliwy w przypadku wydania przez ENERGE korzystnych warunków przyłączenia dla CHP). Firmy, które najlepiej wpisują się w ten kierunek to:



1. **Bioterm** – Proponuje elastyczny model oparcia na kogeneracji, z możliwością etapowej rozbudowy mocy do 20 MW w paliwie oraz utworzeniem spółki celowej. Preferuje długoterminową sprzedaż energii cieplnej, co może zapewnić EMPEC stabilność dostaw oraz optymalizację kosztów operacyjnych.
2. **Polimex Energo** – Sugeruje model outsourcingowy poprzez spółkę celową będącą właścicielem instalacji, z możliwością wdrożenia rozwiązań kogeneracyjnych i dzierżawy przez Polimex gruntu. Firma przedstawiła także wstępną wycenę dla uzupełniającej instalacji biomasowej.
3. **PROMAT** - Akceptuje technologię CHP (o mniejszej mocy rzędu 1 - 2 MW) współpracującą z kotłem na zrębki drzewne,

**5.2. Kierunek technologia OZE** - w przypadku braku warunków przyłączenia dla CHP, EMPEC będzie zmuszony skierować się ku innym technologiom wskazanym przez uczestników Konsultacji, takim jak kotły biomasowe, gazowe lub źródła oparte na odnawialnych źródłach energii (OZE), np. pompy ciepła, fotowoltaika.

Firmy, które najlepiej wpisują się w ten kierunek to:

1. **Polimex Energo** – Proponuje model outsourcingowy z utworzeniem spółki celowej będącej właścicielem instalacji, oferując rozwiązania biomasowe. Polimex przedstawił również wstępną ofertę dla kotła biomasowego.
2. **Euros Energy** – Proponuje model zastosowany w Lidzbarku Warmińskim z wykorzystaniem gruntowych i powietrznych pomp ciepła współpracujących z gruntowym magazynem ciepła oraz magazynem typu pit-storage. Dodatkowym elementem jest fotowoltaika.
3. **Promat** – Sugeruje system oparty na biomasie lub gazie z udziałem OZE bez konieczności przyłączenia dla CHP.
4. **Bioterm** – Mimo że pierwotnie preferuje model kogeneracyjny, jest otwarty na wdrożenie systemów opartych na OZE i biomasie, z możliwością przyłączenia fotowoltaiki.
5. **EE Polska** – Koncentruje się na kotłach biomasowych z pełnym finansowaniem oraz długoterminową dostawą biomasy, co zapewnia stabilne i odnawialne źródło ciepła bez potrzeby przyłączenia dla CHP. Jest gotowa do kompleksowej obsługi, od dostawy po serwis, jednak skala projektu EMPEC dla EE Polska jest za mała, proponują całe ciepło w Ustce zastąpić pochodzącym z biomasy.

## 6. Załączniki do protokołu:

- Załącznik nr 1 - podsumowanie konsultacji - tabelaryczne zestawienie propozycji współpracy
- Załącznik nr 2 - część niejawna protokołu (dokumentacja z konsultacji z poszczególnymi partnerami)

## 7. Zakończenie Konsultacji:

Zamawiający informuje, że konsultacje rynkowe zostały oficjalnie zakończone z dniem 12.11.2024, jednak nie wyklucza dalszej komunikacji z wybranymi uczestnikami w zakresie szczegółów projektu. Decyzja o zakończeniu konsultacji nie zamyka możliwości dalszej współpracy w formie indywidualnych rozmów, które mogą wspierać dalsze etapy przygotowania Postępowania.

*Informacja o jawności:* Protokół wraz z załącznikami jest jawny, z wyłączeniem informacji określonych w § 3 ust. 7 Regulaminu.

*Utrzymanie dokumentacji:* Korespondencja, protokoły, pisma, opracowania, opinie i inne dokumenty związane z Konsultacjami pozostają w dyspozycji Zamawiającego i nie podlegają zwrotowi po zakończeniu Konsultacji. Zamawiający może zwrócić uczestnikom, na ich żądanie, próbki, sprzęt lub inne materiały przekazane w ramach Konsultacji.

---

**Podpis osoby sporządzającej protokół:**

r. pr. Ewa Feder

---

**Protokół zweryfikowany przez:**

Anna Kochańska  
Specjalista  
ds. inwestycji i obsługi klienta

---

**Protokół zatwierdzony przez:**

Ireneusz Zagrodzki  
PREZES Zarządu  
PEC EMPEC sp. z o.o. w Ustce



Signed by / Podpisano  
przez:

Ireneusz Adam Zagrodzki

Date / Data: 2024-11-12  
13:44



Podsumowanie na dzień zakończenia konsultacji 12.12.2024						załącznik nr 1 do Protokołu Końcowego
Firma	Udział firmy	Profil działalności	Proponowana technologia	Koszt realizacji	Inne informacje	Formuła prawna współpracy
1 UNIBEP	Podwykonawca	Generalny wykonawca budowlany	CHP z premią kogeneracyjną + kotłownia na biomasę	CAPEX 7-11 mln zł/MW (same silniki CHP gaz), 15-17 mln zł (biomasa)	Sprawdź ciśnienie gazu i konieczność jego sprężania,	Nie przewidują PPP ani udziału w konsorcjum, ani wkładu własnego; głównie wsparcie jako podwykonawca
2 Bioterm	Wykonawca lub partner technologiczny	Systemy kogeneracyjne, OZE	CHP (2 x 3,1 MW) oraz kocioł szczytowy gazowy, opcjonalnie PV, solary	35 mln zł (CHP); cena sprzedaży ciepła dla 137 zł/GJ (CHP)	Współpraca z WM Investment, możliwość przyłączenia 12 MW fotowoltaiki lub CHP we współpracy z EMPEC Etap 1: źródło CHP o mocy do 7 MW w paliwie = 3,171 MWh Etap 2: źródło CHP o mocy do 15 MW w paliwie = 2 x 3,171 MWh = 6,342 MWh Etap 3: maksymalnego układu źródła CHP o mocy do 20 MW w paliwie = 2x3,171 MWh = 6,342 MWh wraz z kotłem gazowym o mocy 4 MWh.	Proponują realizację przez spółkę celową, długoterminową sprzedaż energii cieplnej, rozbudowy układu. Spółka celowa będzie miała możliwość wykorzystania przyłącza energii elektrycznej o mocy maksymalnej do 12 MWe, stąd maksymalna wielkość układu CHP to rozbudowa źródła do przedstawionego 3 etapu.
3 Envirotech	Podwykonawca	Technologie kotłowe oparte na biomasie	Absorpcyjne pompy ciepła do odzysku ciepła z kotłowni na biomasę		zrębki drewna - wilgotność 55-60%	Nie planują PPP ani konsorcjum, rola podwykonawcy
4 Hovel	Podwykonawca	Kotły gazowe, instalacje oparte na biomasie i CHP	Biomasa (5 MW), CHP (2 MW), kocioł gazowy (2 MW)		Zrębki jako biomasa, współpraca z TOP ENERGY i GETEC	
5 EE Polska	Partner PPP lub podwykonawca	Operator na litewskim rynku biomasy	Kocioł na biomasę (20 MW), serwis i dostawa biomasy (10-20 lat)	Brak szczegółowych danych, pełne finansowanie		Długoterminowa sprzedaż energii cieplnej, ewentualny partner PPP
6 ENGIE	Partner PPP	Kompleksowe rozwiązania energetyczne	Kotłownia kontenerowa 6 MW, kocioł gazowy		Plan neutralności klimatycznej dla EMPEC do 2030 roku	Partner PPP
7 EPCConstruct	Podwykonawca	Projekty energetyczne „zaprojektuj i wybuduj”	Kogeneracja, montaż kotłów gazowych		Gotowość do podwykonawstwa, brak pełnego finansowania	Nie przewidują realizacji PPP ani konsorcjum, gotowość do roli podwykonawcy
8 Viessmann	Podwykonawca	Kotły, przemysłowe pompy ciepła, CHP	Pompy ciepła na Darłowskiej, konwersja kotłowni KR-1 na gaz		Współpraca z UNIBEP oraz Veolią nad modernizacją źródła ciepła	Podwykonawca
9 Polimex Ene	Partner PPP lub konsorcjant	Projekty kogeneracyjne „pod klucz”	CHP + kocioł gazowy, biomasa	Brak szczegółowych danych, dzierżawa 400 tys. zł/MW rocznie dla EMPEC	Propozycja spółki do zarządzania systemem ciepłowniczym	Proponują model outsourcingowy, preferują spółkę celową jako właściciela instalacji oraz dzierżawę gruntu, akceptują PPP i konsorcjum
10 Euros Energy	Dostawca technologii	Nowoczesne technologie ciepłownicze	Model z Lidzbarka Warmińskiego	CAPEX 70 mln zł (+/- 15%); OPEX: 71-91 zł/GJ	Cena działki przy Darłowskiej szacunkowo: 150-300 zł/m <sup>2</sup>	EUROS powoła samodzielną spółkę celową z partnerem finansowym z kapitałem własnym ok 10 mln zł, która przystąpi do postępowania o wybór partnera PPP.
11 Promat	Partner PPP	Biomasa i CHP	2 MW CHP + 4 MW OZE (biomasa)		Zrębki drzewne jako paliwo, konieczność analizy taryfowania	Umowa na zakup ciepła przez EMPEC przez 15 lat
12 SENVI	Partner technologiczny i inwestor	Dostarczanie technologii energetycznych	Konwersja KR-1 na gaz, kogeneracja, OZE, kocioł gazowy	Minimalne inwestycje 25-30 mln EUR netto	Skala EMPEC niewystarczająca, sugerowana współpraca z innymi projektami w Uście	
13 DUON	Partner PPP	Dystrybucja energii i infrastruktura gazowa	Dekarbonizacja, biogaz, biomasa			Preferencje dla PPP z dzierżawą majątku od DUON, rozbudowa 700 m ciepłociągu, współpraca z sektorem prywatnym
Uwaga: - nie uzyskano informacji od BUDIMEX i VEOLIA, - Blue-Box zadeklarował udział w postępowaniu na zadanie nr 1 (wymiana kotłowni węglowych na gazowe w KR-1)						

# S U P L E M E N T

załącznik nr 2  
do Protokołu Komisji ds. wyboru  
technologii

UZUPEŁNIONE PODSUMOWANIE - dzień zakończenia konsultacji 12.12.2024 + informacje uzupełniające (update) na dzień 3.02.2025 (niżej)							załącznik nr 1 do Protokołu Końcowego
	Firma	Udział firmy	Profil działalności	Propozycja technologii	Koszt realizacji	Inne informacje	Formuła prawna współpracy
1	UNIBEP	Podwykonawca	Generalny wykonawca budowlany	CHP z premią kogeneracyjną + kotłownia na biomasę	CAPEX 7-11 mln zł/MW (same silniki CHP gaz), 15-17 mln zł (biomasa)	Sprawdzać ciśnienie gazu i konieczność jego sprężania,	Nie przewidują PPP ani udziału w konsorcjum, ani wkładu własnego; głównie wsparcie jako podwykonawca
2	Bioterm	Wykonawca lub partner technologiczny	Systemy kogeneracyjne, OZE	CHP (2 x 3,1 MW) oraz kocioł szczytowy gazowy, opcjonalnie PV, solary	35 mln zł (CHP); cena sprzedaży ciepła dla 137 zł/GJ (CHP)	Współpraca z WM Investment, możliwość przyłączenia 12 MW fotowoltaiki lub CHP we współpracy z EMPEC Etap 1: źródło CHP o mocy do 7 MW w paliwie = 3,171 MWt Etap 2: źródło CHP o mocy do 15 MW w paliwie = 2 x 3,171 MWt = 6,342 MWt Etap 3: maksymalnego układu źródła CHP o mocy do 20 MW w paliwie = 2x3,171 MWt = 6,342 MWt wraz z kotłem gazowym o mocy 4 MWt.	Proponują realizację przez spółkę celową, długoterminową sprzedaż energii cieplnej, rozbudowy układu. Spółka celowa będzie miała możliwość wykorzystania przyłącza energii elektrycznej o mocy maksymalnej do 12 MWe, stąd maksymalna wielkość układu CHP to rozbudowa źródła do przedstawionego 3 etapu.
3	Envirotech	Podwykonawca	Technologie kotłowe oparte na biomasie	Absorpcyjne pompy ciepła do odzysku ciepła z kotłów na biomasę		zrębki drewna - wilgotność 55-60%	Nie planują PPP ani konsorcjum, rola podwykonawcy
4	Hoval	Podwykonawca	Kotły gazowe, instalacje oparte na biomasie i CHP	Biomasa (5 MW), CHP (2 MW), kocioł gazowy (2 MW)		Zrębki jako biomasa, współpraca z TOP ENERGY i GETEC	
5	EE Polska	Partner PPP lub podwykonawca	Operator na litewskim rynku biomasy	Kocioł na biomasę (20 MW), serwis i dostawa biomasy (10-20 lat)	Brak szczegółowych danych, pełne finansowanie		Długoterminowa sprzedaż energii cieplnej, ewentualny partner PPP
6	ENGIE	Partner PPP	Kompleksowe rozwiązania energetyczne	Kotłownia kontenerowa 6 MW, kocioł gazowy		Plan neutralności klimatycznej dla EMPEC do 2030 roku	Partner PPP
7	EPConstruction	Podwykonawca	Projekty energetyczne „zaprojektuj i wybuduj”	Kogeneracja, montaż kotłów gazowych		Gotowość do podwykonawstwa, brak pełnego finansowania	Nie przewidują realizacji PPP ani konsorcjum, gotowość do roli podwykonawcy
8	Viessmann	Podwykonawca	Kotły, przemysłowe pompy ciepła, CHP	Pompy ciepła na Darłowskiej, konwersja kotłowni KR-1 na gaz		Współpraca z UNIBEP oraz Veolią nad modernizacją źródła ciepła	Podwykonawca
9	Polimex Energo	Partner PPP lub konsorcjant	Projekty kogeneracyjne „pod klucz”	CHP + kocioł gazowy, biomasa	Brak szczegółowych danych, dzierżawa 400 tys. zł/MW rocznie dla EMPEC	Propozycja spółki do zarządzania systemem ciepłowniczym	Proponują model outsourcingowy, preferują spółkę celową jako właściciela instalacji oraz dzierżawę gruntu, akceptują PPP i konsorcjum
10	Euros Energy	Dostawca technologii	Nowoczesne technologie ciepłownicze	Model z Lidzarka Warmińskiego	CAPEX 70 mln zł (+/- 15%); OPEX: 71-91 zł/GJ	Cena działki przy Darłowskiej szacunkowo: 150-300 zł/m²	EUROS powoła samodzielnie spółkę celową z partnerem finansowym z kapitałem własnym ok 10 mln. zł, która przystąpi do postępowania o wybór partnera PPP.
11	Promat	Partner PPP	Biomasa i CHP	2 MW CHP + 4 MW OZE (biomasa)		Zrębki drzewne jako paliwo, konieczność analizy taryfowania	Umowa na zakup ciepła przez EMPEC przez 15 lat
12	SENVİ	Partner technologiczny i inwestor	Dostarczanie technologii energetycznych	Konwersja KR-1 na gaz, kogeneracja, OZE, kocioł gazowy	Minimalne inwestycje 25-30 mln EUR netto	Skala EMPEC niewystarczająca, sugerowana współpraca z innymi projektami w Ustce	
13	DUON	Partner PPP	Dystrybucja energii i infrastruktura gazowa	Dekarbonizacja, biogaz, biomasa			Preferencje dla PPP z dzierżawą majątku od DUON, rozbudowa 700 m ciepłociągu, współpraca z sektorem prywatnym
		Uwaga: - nie uzyskano informacji od BUDIMEX i VEOLIA, - Blue-Box zadeklarował udział w postępowaniu na zadanie nr 1 (wymiana kotłów węglowych na gazowe w KR-1)					

UZUPEŁNIENIE - update na dzień 3.02.2024							
	Firma	Udział firmy	Profil działalności	Propozycja technologii	Koszt realizacji	Inne informacje	Formuła prawna współpracy
14	BLUE-BOX	Partner technologiczny dla CEZ	Instalacje i źródła energii oparte na NG. Możliwość regazyfikacji LNG jako alternatywnego rozwiązania	Dekarbonizacja KR-1 na gaz ziemny		Należy do grupy ČEZ, w której większościowym udziałowcem jest państwo czeskie.	Partner technologiczny dla CEZ lub wykonawca dekarbonizacji kotłowni rejonowej KR-1 w umowie z EMPEC
15	CEZ	Partner PPP	Specjalizuje się w kogeneracji do 5 MW, przy łącznej mocy jednostek do 20 MW.	Kogeneracja we współpracy z pompą ciepła lub innym źródłem OZE		Należy do grupy ČEZ, w której większościowym udziałowcem jest państwo czeskie.	SP/ESCO, BOT, PF, JV lub aport inwestycji. Model SP (Public-Private Partnership for Performance) to forma Partnerstwa Publiczno-Prywatnego (PPP), w której kluczową rolę odgrywa wynagradzanie partnera prywatnego na podstawie efektów (performance-based).
16	GETEC	Partner PPP	Działa na rynku europejskim i posiada inwestycje w Polsce, m.in. w Turku, Luboniu i Jaworze. GETEC został przejęty przez JPMorgan Chase & Co. w 2022 r., co może wpłynąć na dostępność finansowania i możliwości inwestycyjne.	dostarczanie energii jako usługi ("black-box") - nie ujawnia szczegółów technologicznych, lecz zapewnia stabilne dostawy i zarządza infrastrukturą energetyczną.	GETEC oferuje pomoc w pozyskiwaniu dofinansowań, np. z KPO i NFOŚiGW, co może obniżyć początkowe wydatki inwestycyjne (CAPEX).	Oferuje rozwiązania energetyczne, w których cena ciepła jest ustalana zgodnie z taryfą URE.	Pełny contracting – GETEC jako kontraktor finansuje i realizuje inwestycję, a po zakończeniu umowy właścicielem infrastruktury staje się partner publiczny.
<p>Uwaga: - Dalkia zgłosiła telefonicznie akces do postępowania PPP. Rozmowa telefoniczna w dniu 27.01.2025 z Remiszewski Piotr 604-785-230. Chcą dołączyć do procedury. Maja wysłać mailem pismo z prośbą o dołączenie. EMPEC wuśle materiały jak podpisza umowe NDA. Czamy na dalsze ich kroki.</p>							

## Analiza rynku i wstępny ranking technologii – materiał pomocniczy dla Komisji ds. wyboru technologii

UWAGA: niniejsza analiza uwzględnia wnioski wynikające z dokumentów:

1. OPINIA HYDROGEOLOGICZNA na temat możliwości instalacji pionowych wymienników ciepła przy ul. Darłowskiej w Ustce opr. Maciej Mordal Ustka, sierpień 2024,
2. Oferta Budżetowa GEA Refrigeration Poland Sp. z o.o. z dnia 05.12.2024 (Nr oferty 2024-30572477-00)
3. Analiza Hydrauliczna Systemu Ciepłowniczego EMPEC Ustka Wykonana przez Energo-Skaner Michał Rynkowski, maj 2023
4. Analiza wariantów doboru agregatów kogeneracyjnych dla systemu ciepłowniczego w Ustce Wykonana przez Energo-Skaner Michał Rynkowski, 05-04-2023
5. MPZP Darłowska Południe
6. Analiza Pracy Sieci Ciepłej PEC EMPEC sp. z o.o. za 2022 rok opr. Natalia Karmelita-Barczyńska
7. Analiza optymalizacyjna źródła wytwórczego składającego się z silników gazowych oraz pomp ciepła w technologii gruntowej oraz powietrznej dla PEC EMPEC sp. z o.o. z siedzibą w Ustce Janusz Badur, Tomasz Kowalczyk IMP PAN Gdańsk grudzień 2024
8. Studium efektywności funkcjonowania wymiennika gruntowego przy współpracy z amoniakalną pompą ciepła dla PEC EMPEC sp. z o.o. w Ustce wykonana przez Mateusz Bryk listopad 2024.

## ANALIZOWANE TECHNOLOGIE

1. **Kogeneracja + OZE** – np. CEZ, Polimex Energo
2. **Pompy ciepła + odzysk ciepła** – np. Euros-Energy
3. **Biomasa** – np. EE Polska, Promat
4. **Gazowe źródła ciepła** – Blue-Box
5. **Model "Black-box"** – GETEC

## KRYTERIA WYBORU TECHNOLOGII

W analizie uwzględniono tylko technologie przedstawiane przez firmy gotowe do współpracy w ramach PPP. Z tego punktu widzenia, na podstawie zebranych w konsultacjach informacji, najbardziej bezpieczne technologie dla EMPEC powinny uwzględniać:

- **Niskie ryzyko regulacyjne i techniczne** – zgodność z przepisami oraz wykorzystanie sprawdzonych, niezawodnych technologii o stabilnym działaniu..
- **Stabilność dostaw paliwa** – pewność i ciągłość zaopatrzenia w paliwo (gaz, biomasa) bez przerw, w przewidywalnej cenie i ilości, co zapewnia niezakłóconą pracę systemu grzewczego.
- **Koszt inwestycji (CAPEX) oraz koszt eksploatacji (OPEX)** – optymalne rozwiązanie powinno mieć rozsądne koszty początkowe i eksploatacyjne.
- **Elastyczność i skala inwestycji** – możliwość rozbudowy układu w przyszłości pod nowe odbiory ciepła.
- **Dostępność finansowania i gotowość partnerów do udziału w PPP** – Kluczowe jest zaangażowanie partnera, który może samodzielnie sfinansować inwestycję w źródło ciepła przy ul. Darłowskiej.

## ANALIZA SWOT

### SWOT - kogeneracja + OZE

<b>✓ Mocne strony:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Wysoka efektywność energetyczna (kogeneracja)</li> <li>Możliwość integracji z OZE</li> <li>Niskoemisyjne i zgodne z polityką UE</li> </ul>	<b>✗ Słabe strony:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Wysokie koszty inwestycyjne</li> </ul>
<b>✓ Szanse:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Możliwość dotacji na OZE</li> <li>Przyszłościowe i zgodne z polityką klimatyczną</li> </ul>	<b>✗ Zagrożenia:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Wymaga zgody na przyłączenie od ENERGA</li> <li>Wysokie koszty serwisowania kogeneracji</li> </ul>

### SWOT - pompy ciepła

<b>✓ Mocne strony:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Brak zależności od paliw kopalnych</li> <li>Niskoemisyjne i zgodne z regulacjami UE</li> <li>uniezależnienie od cen rynkowych energii</li> </ul>	<b>✗ Słabe strony:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Wysokie koszty inwestycyjne (zwłaszcza przy dużej skali)</li> <li>Wymaga odpowiednich warunków środowiskowych (lokalizacja)</li> <li>Zależność od warunków klimatycznych</li> </ul>
<b>✓ Szanse:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Dotacje na pompy ciepła</li> <li>Długoterminowo niższe koszty eksploatacji niż gaz</li> </ul>	<b>✗ Zagrożenia:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Wysokie koszty napraw i konserwacji</li> </ul>

### SWOT – biomasa

<b>✓ Mocne strony:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Możliwość stabilnej produkcji ciepła</li> <li>Technologia dobrze znana i sprawdzona</li> </ul>	<b>✗ Słabe strony:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Duże wymagania logistyczne (transport i magazynowanie biomasy)</li> </ul>
<b>✓ Szanse:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Możliwe dofinansowanie z UE w układzie z kogeneracją</li> </ul>	<b>✗ Zagrożenia:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Sezonowość dostaw biomasy</li> <li>Ryzyko wzrostu cen biomasy</li> <li>Możliwość ograniczeń regulacyjnych w przyszłości</li> </ul>



**SWOT - Gazowe źródła ciepła**

<b>✓ Mocne strony:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Dobrze znana technologia, łatwa do wdrożenia</li> <li>Niskie ryzyko technologiczne</li> </ul>	<b>✗ Słabe strony:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Pod względem technologicznym nie ma słabych stron</li> </ul>
<b>✓ Szanse:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Możliwość wykorzystania gazu jako „paliwa przejściowego” przed pełną dekarbonizacją</li> </ul>	<b>✗ Zagrożenia:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Wzrost opłat za emisję CO<sub>2</sub></li> <li>Polityka klimatyczna UE może ograniczyć dostępność gazu</li> <li>Wysoka zależność od cen gazu</li> <li>Nieekologiczne w perspektywie długoterminowej</li> </ul>

Metoda **SWOT** (Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats) pozwala zobaczyć **mocne i słabe strony** wynikające z samej technologii, oraz **szanse i zagrożenia** wynikające z uwarunkowań zewnętrznych niezależnych od technologii.

**ANALIZA SCENARIUSZY RYZYKA****Scenariusz 1: Brak zgody na przyłączenie kogeneracji do sieci**

- ◆ Największe zagrożenie dla kogeneracji
- ◆ Bezpieczne technologie: Biomasa, Pompy ciepła

**Scenariusz 2: Nagły wzrost cen gazu**

- ◆ Największe zagrożenie dla: Gazowe źródła ciepła
- ◆ Bezpieczne technologie: Pompy ciepła, Biomasa, OZE

**Scenariusz 3: Ograniczone dostawy biomasy**

- ◆ Największe zagrożenie dla technologii biomasowej,
- ◆ Bezpieczne technologie: Kogeneracja + OZE, Gaz

**Scenariusz 4: Brak dotacji na OZE / Pompy ciepła**

- ◆ Największe zagrożenie to ryzyko pozostania na węglu do 2040 roku
- ◆ Bezpieczne technologie: Gaz, Biomasa

## ANALIZA DŁUGOTERMINOWEJ STABILNOŚCI

Krótkoterminowo gaz może wydawać się stabilnym rozwiązaniem, ale w dłuższej perspektywie dekarbonizacja i polityka klimatyczna sprawia, że technologie OZE i kogeneracyjne będą bardziej opłacalne.

Technologia	Stabilność w krótkim okresie (2025-2030)	Stabilność w długim okresie (2030+)
Kogeneracja + OZE	● Bardzo wysoka	● Bardzo wysoka
Pompy ciepła + odzysk ciepła	● Średnia	● Bardzo wysoka
Biomasa	● Wysoka	● Średnia
Gazowe źródła ciepła	● Wysoka	● Niska
Modele "black-box"	● Średnia	● Średnia

- ◆ **Najbardziej przyszłościowe technologie:** Kogeneracja + OZE, Pompy ciepła.
- ◆ **Średnie ryzyko:** Biomasa – dobra teraz, ale w dłuższym okresie niepewna.
- ◆ **Najmniej stabilne długoterminowo:** Gazowe źródła ciepła – wysokie ryzyko regulacyjne i cenowe.

## MATRYCA RYZYKA

### Kryteria oceny ryzyka

W analizie uwzględniono wyłącznie aspektów technologicznego, prawnego (PPP) i finansowego, które to aspekty będą rozważane w właściwym postępowaniu PPP które planuje się ogłosić w kwietniu 2025.

Mając na uwadze powyższe, do analizy ryzyka przyjęto następujące kryteria:

1. **Regulacyjne (R)** – Możliwość uzyskania pozwoleń, zgodność z polityką klimatyczną UE.
2. **Technologiczne (T)** – Sprawdzone rozwiązania, awaryjność, trwałość.
3. **Dostępność paliwa / energii (P)** – Stabilność dostaw i wpływ cen rynkowych.
4. **Elastyczność inwestycji (E)** – Możliwość rozbudowy i dostosowania do przyszłych zmian.

Wartościowanie ryzyka przyjęto wg skali jak niżej:

- Wysokie ryzyko (3)
- Średnie ryzyko (2)
- Niskie ryzyko (1)

Technologia	Ryzyko Regulacyjne	Ryzyko Technologiczne	Paliwo dostępność	Elastyczność inwestycji	Łączne ryzyko
Kogeneracja + OZE	● (2)	● (1)	● (2)	● (1)	6 (niskie)
Pompy ciepła	● (1)	● (2)	● (2)	● (2)	7 (niskie)
Biomasa	● (2)	● (1)	● (3)	● (2)	8 (średnie)
Gaz	● (3)	● (1)	● (2)	● (2)	8 (średnie)
"Black-box"	● (3)	● (3)	● (3)	● (3)	12 (duże)

## Interpretacja wyników

### 1. Kogeneracja + OZE (6 pkt – najniższe ryzyko)

(+) **Najlepsza opcja**, jeśli uda się uzyskać warunki przyłączenia od ENERGA.  
(minus) Może wymagać dużego CAPEX i zgód regulacyjnych.

### 2. Pompy ciepła + odzysk ciepła (7 pkt – niskie ryzyko)

(+) **Ekologiczne i przyszłościowe**, może działać niezależnie od sieci elektroenergetycznej.  
(minus) Wysokie koszty inwestycji.

### 3. Biomasa (8 pkt – średnie ryzyko)

(+) Stabilne, sprawdzone technologie.  
(minus) **Największe ryzyko dostaw paliwa** – ceny biomasy i logistyka mogą się zmieniać.

### 4. Gazowe źródła ciepła (8 pkt – średnie ryzyko)

(+) Niskie ryzyko technologiczne, szybka realizacja.  
(minus) **Największa zależność od cen gazu i polityki klimatycznej UE**.

### 5. Modele "black-box" (12 pkt – wysokie ryzyko)

(minus) **Brak kontroli nad technologią**, wysokie koszty usług kontraktowych.

- ♦ **Najlepszy wybór:** Kogeneracja + OZE (niskie ryzyko, ale zależne od zgody na przyłączenie).
- ♦ **Alternatywa:** Pompy ciepła / odzysk ciepła (niezależne od sieci, ale drogie w inwestycji).
- ♦ **Biomasa:** Może działać, ale ryzyko paliwowe jest duże.
- ♦ **Gaz:** Ryzykowna opcja długoterminowo.
- ♦ **Black-box:** Najmniejsza kontrola nad systemem, najbardziej ryzykowna opcja

## PODSUMOWANIE

### Najbardziej stabilne i przyszłościowe technologie:

- **Kogeneracja + OZE** → Najlepsza pod warunkiem uzyskania przyłącza.
- **Pompy ciepła** → Ekologiczne i niezależne, ale kosztowne w inwestycji.

### Średnie ryzyko

- **Biomasa:** → Może być rozwiązaniem przejściowym, ale ryzyko dostaw i logistyki jest istotne.

### Największe ryzyko długoterminowe

- **Gaz:** → Wzrost cen gazu i polityka klimatyczna mogą sprawić, że rozwiązania gazowe staną się **nieopłacalne**.

## WNIOSKI:

1. Jeśli EMPEC chce zminimalizować ryzyko to powinien zastosować kogenerację lub pompy ciepła.
2. Biomasa może być opcją przejściową.
3. Gaz powinien być rozwiązaniem tymczasowym, ale nie strategicznym.

Materiał przygotował Przewodniczący Komisji

## SUPLEMENT

### Ranking firm pod kątem wyboru technologii i bezpieczeństwa dla EMPEC w formule PPP:

**UWAGA:** Ranking został opracowany na podstawie wstępnych informacji rynkowych uzyskanych podczas konsultacji. Nie przesądza on o wyborze partnera, który zostanie dokonany na późniejszym etapie, po ogłoszeniu postępowania w sprawie wyboru partnera prywatnego.

1. **CEZ** – Specjalizuje się w kogeneracji współpracującymi ze źródłami OZE. Jest operatorem na rynku czeskim, akceptuje model PPP z możliwością wynagradzania partnera prywatnego na podstawie efektów (5P/ESCO). To obniża ryzyko finansowe dla EMPEC. Akceptuje również inne modele współpracy.
2. **Polimex Energo** – Proponuje CHP, kocioł gazowy i biomasę. Model outsourcingowy z dzierżawą może być korzystny dla EMPEC. Akceptują PPP.
3. **Promat** – Oferuje CHP 2 MW + 4 MW biomasy. Model zakłada 15-letnią umowę na zakup ciepła. Może to być stabilne rozwiązanie, ale wymaga szczegółowej analizy. Partner sprawdzony przez EMPEC i ENGIE Słupsk. Promat wybudował i eksploatuje kogenerację w Ustce w CSSMW.
4. **Biotherm** – Mocna propozycja kogeneracyjna z możliwością integracji z PV i OZE, ich model zakłada sprzedaż ciepła po określonej cenie.
5. **DUON** – Proponuje biogaz i biomasę. Preferuje model PPP z dzierżawą majątku. Dodatkowym atutem jest możliwość rozbudowy sieci ciepłowniczej. W ostatnich rozmowach przedstawił koncepcję kogeneracji parowej 150 kW połączonej z kotłem gazowym, co ma zapewnić spełnienie warunku efektywnego energetycznie systemu. Dla EMPEC jest to temat nierozpoznany.
6. **GETEC** – Oferuje pełny contracting, czyli kompleksowe finansowanie i realizację inwestycji. Dodatkowo, oferuje pomoc w pozyskiwaniu dotacji, co może obniżyć koszty dla EMPEC. Model gwarantuje stabilne dostawy ciepła. Ze względu na formułę "black-box" jest przedostatni w rankingu
7. **EE Polska** – litewski rynek biomasy, oferuje kocioł na biomasę 20 MW oraz długoterminową sprzedaż ciepła z tego źródła dla całego miasta. Nie wpisuje się w koncepcję dwóch źródeł ciepła w systemie, stąd w końcówce rankingu