

Tytuł: **ZAŁĄCZNIK DO STRESZCZENIA
MENADŻERSKIEGO – OCENA
PORÓWNAWCZA (ALTERNATYWA OZE) DLA
PROJEKTU CHP MEC KOŁOBRZEG
(TKK 4.30, KE 2022/1214)**

Faza: **STRESZCZENIE MENADZERSKIE**

Inwestor: **KOŁOBRZESKI KLASTER ENERGII**
Koordynator KKE – MEC Kołobrzeg sp. z o.o.
ul. Kołłątaja 3, 78-100 Kołobrzeg
NIP: 671-001-12-75, REGON: 330259604, KRS: 0000173703
e-mail: mec@mec.kolobrzeg.pl

Oznaczenie dokumentu: 013/INR-O/2023

Wersja dokumentu: v 2.0

Data opracowania: 16 sierpień 2023

Opracował: dr hab. inż. Zbigniew PLUTECKI, prof. nzw
mgr inż. Ewa TROMSA
mgr inż. Alicja PLUTECKA
inż. Natalia ŚMIETANA

SPIS TREŚCI

1. PODSTAWA I CEL OPRACOWANIA	3
2. OPIS PRZEDSIĘWZIĘCIA BAZOWEGO (WARIANT CHP)	4
3. UWARUNKOWANIA LOKALIZACYJNE	6
4. METODYKA OCENY PORÓWNAWCZEJ	8
4.1. Cel i logika porównania	8
4.2. Dane wejściowe i punkt odniesienia (wariant bazowy)	8
4.3. Definicja „tej samej zdolności produkcyjnej” w niniejszej ocenie	8
4.4. Zakres porównania i sposób oceny wariantów	9
4.5. Zasady dokumentowania wyniku oraz spójność z dokumentacją projektu	9
4.6. Publikacja i konsultacje wyniku	10
5. ANALIZA WARIANTÓW OZE – ALTERNATYWA DLA WARIANTU CHP	11
5.1. Wprowadzenie i założenia analizy	11
5.2. Warianty OZE przyjęte do rozpatrzenia	11
5.3. Etap 1 – weryfikacja wykonalności technicznej i lokalizacyjnej (screening)	12
5.4. Etap 2 – ocena ilościowa (energia użyteczna/rok) i ocena możliwości zastąpienia CHP	12
5.5. Wyniki analizy wariantów – uzasadnienie odrzucenia / ograniczenia wykonalności	12
5.6. Wariant A – HKS (hybrydowe kolektory słoneczne)	14
5.6.1. Maksymalna moc możliwa do zainstalowania	14
5.6.2. Porównanie z wariantem bazowym (CHP) – moc zainstalowana	14
5.6.3. Szacunek rocznej produkcji energii HKS (energia użyteczna/rok)	15
5.6.4. Skala instalacji HKS wymagana do zastąpienia produkcji CHP	15
5.7. Wariant B – wykorzystanie biomasy / odpadów biodegradowalnych (zgazowanie, spalanie biomasy)	16
5.8. Wariant C – turbiny wiatrowe	16
5.9. Wariant D – geotermia (hydrotermalna)	17
5.10. Wariant E – wielkoskalowe pompy ciepła (dolne źródło: woda rzeczna / ścieki)	17
6. WYNIK ANALIZY PORÓWNAWCZEJ	19
7. ZAŁĄCZNIKI	21

1. PODSTAWA I CEL OPRACOWANIA

Niniejszą ocenę sporządzono celem porównania rozwiązania opartego na paliwie gazowym (wysokosprawna kogeneracja – CHP) z potencjalnymi wariantami alternatywnymi opartymi o odnawialne źródła energii, rozpatrywanymi dla analizowanej lokalizacji. Porównanie wykonano w odniesieniu do podstawowych parametrów technicznych oraz rocznych wolumenów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, wynikających z założeń eksploatacyjnych wariantu CHP, a także w odniesieniu do uwarunkowań przestrzennych i lokalizacyjnych determinujących możliwość realizacji wariantów alternatywnych.

Opracowanie przygotowano w związku z koniecznością wykazania spełnienia obowiązkowego warunku w zakresie niewypierania wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii (OZE) przez planowaną instalację wysokosprawnej kogeneracji gazowej (CHP) w MEC Kołobrzeg sp. z o.o.

Wymóg przeprowadzenia oceny porównawczej wynika w szczególności z **kryteriów technicznych kwalifikowalności dla działalności nr 4.30** określonych w rozporządzeniu delegowanym Komisji (UE) 2022/1214 (w powiązaniu z rozporządzeniem delegowanym (UE) 2021/2139) oraz z dokumentu pt. „**Wymagania dla procesu i metodologii walidacji technicznych kryteriów kwalifikowalności dla działania nr 4.29, 4.30 i 4.31...**”.

Niniejszy dokument stanowi zewnętrzną ocenę porównawczą (ekspertyzę) i obejmuje w szczególności:

- porównanie co najmniej dwóch wariantów (wariant bazowy gazowy oraz wariant OZE) dla tej samej lokalizacji/obiektu oraz porównywalnej zdolności produkcyjnej (w rozumieniu rocznego wolumenu energii możliwej do wytworzenia),
- identyfikację najbardziej opłacalnej i technicznie wykonalnej alternatywy odnawialnej oraz weryfikację, czy wariant CHP nie wypiera takiej alternatywy,
- wskazanie przesłanek technicznych i lokalizacyjnych determinujących (brak) wykonalności wariantów OZE,
- opis sposobu publikacji i konsultacji wyniku oceny porównawczej oraz wskazanie wymaganych dowodów.

Zakres rzeczowy niniejszej oceny dotyczy **wariantu bazowego CHP (2 silniki gazowe o łącznej mocy 9,6 MWt i 9,0 MWe)** oraz **wariantów alternatywnych OZE** rozpatrywanych jako potencjalne rozwiązania zastępujące planowaną produkcję energii w analizowanej lokalizacji. Elementy realizowane równolegle lub w ramach odrębnych wniosków (np. inne źródła OZE w systemie ciepłowniczym) nie są traktowane jako alternatywa lokalizacyjna dla niniejszego przedsięwzięcia, o ile nie mogą zostać zrealizowane zamiast wariantu CHP w analizowanej lokalizacji.

2. OPIS PRZEDSIĘWZIĘCIA BAZOWEGO (WARIANT CHP)

Wariant bazowy stanowi planowana instalacja wysokosprawnej kogeneracji gazowej (CHP), której rolą jest zapewnienie w sposób dyspozycyjny i sterowalny wymaganej produkcji energii dla systemu ciepłowniczego MEC Kołobrzeg, przy jednoczesnym wytwarzaniu energii elektrycznej jako produktu skojarzonego.

Na potrzeby niniejszej oceny porównawczej przyjęto, że „**zdolność produkcyjna / ta sama zdolność produkcyjna**” oznacza przede wszystkim zdolność do dostarczenia **porównywalnego rocznego wolumenu energii użytecznej** (ciepło oraz energia elektryczna) przy uwzględnieniu rzeczywistej dyspozycyjności technologii i uwarunkowań lokalizacyjnych. Oznacza to, że:

- podstawą porównania jest **energia użyteczna w ujęciu rocznym** (MWh/rok lub GJ/rok) możliwa do wytworzenia i dostarczenia do systemu,
- natomiast **moc zainstalowana (MW)** jest w niniejszym opracowaniu **parametrem pomocniczym**, służącym do opisu wielkości urządzeń i zdolności chwilowej, ale **nie jest wystarczająca** do rzetelnego porównania technologii o odmiennej dyspozycyjności (w szczególności technologii zależnych od warunków pogodowych i środowiskowych).

W związku z powyższym, w rozdziałach porównawczych technologie alternatywne (w tym OZE) oceniane są jako **potencjalny substytut** wariantu CHP w tej samej lokalizacji, tj. jako rozwiązania, które musiałyby być zdolne do zapewnienia **równoważnej rocznej zdolności dostarczenia energii**, a nie jedynie do częściowego uzupełnienia miksu wytwórczego.

Dla uniknięcia wątpliwości wskazuje się, że w niniejszym opracowaniu roczna zdolność dostarczenia energii obejmuje:

- roczny wolumen **ciepła użytecznego** przekazanego do systemu ciepłowniczego (z uwzględnieniem wymaganego charakteru dostaw i parametrów pracy systemu),
- roczny wolumen **energii elektrycznej netto** możliwej do wprowadzenia do sieci i/lub wykorzystania na potrzeby własne,
- ograniczenia wynikające z profilu pracy źródeł (sezonowość, zmienność dobową, dyspozycyjność) oraz ograniczenia lokalizacyjne (m.in. dostępna powierzchnia, warunki środowiskowe i infrastrukturalne).

W poniższej tabeli przedstawiono zestawienie mocy zainstalowanej oraz planowanej rocznej produkcji energii urządzeń w wariantcie bazowym CHP, stanowiące punkt odniesienia do oceny alternatyw.

Tabela 2.1 Zestawienie mocy zainstalowanej oraz planowanej rocznej produkcji energii w wariantcie bazowym (CHP)

Lokalizacja	Nazwa	Oznaczenie	Moc ciepła	Moc elektryczna	Sprawność znamionowa	M_{ch}	Założone godziny pracy	Produkcja ciepła brutto	Produkcja en. Elektr. Brutto
			MW	MW	%				
CC-1/CC-2	Silnik gazowy	CHP-1	4,80	4,5	87,7	10,6	6 503	106 409	29 363
	Silnik gazowy	CHP-2	4,80	4,5	87,7	10,6	6 273	93 594	25 657
RAZEM			9,6	9,0		21,2		200 003	55 020

Wartości przedstawione w Tabeli 2.1 stanowią **referencję ilościową** dla oceny wariantów alternatywnych, przy czym w dalszej części opracowania kluczowe znaczenie ma odpowiedź na pytanie, czy – przy danych uwarunkowaniach lokalizacyjnych i profilu pracy technologii – alternatywne rozwiązania (w tym OZE) są w stanie w sposób wykonalny technicznie i organizacyjnie zapewnić **porównywalny roczny wolumen energii użytecznej**, tj. spełnić warunek „tej samej zdolności produkcyjnej” w praktyce eksploatacyjnej.

W odniesieniu do energii elektrycznej przyjmuje się zasadę, że w wariancie CHP energia elektryczna jest produktem skojarzonym, natomiast w wariantach alternatywnych może być:

- wytwarzana bezpośrednio (np. PV/wiatr),
- lub zużywana pośrednio do wytwarzania ciepła (np. pompy ciepła), co w analizie porównawczej wymaga przedstawienia konsekwencji dla bilansu energii elektrycznej, wymagań przyłączeniowych i ograniczeń dyspozycyjności.

3. UWARUNKOWANIA LOKALIZACYJNE

Analizowany obszar zlokalizowany jest na działkach nr **105/20** oraz **105/21** i został wskazany przez Inwestora jako możliwy do zagospodarowania na potrzeby przedsięwzięcia. Teren ten jest dostępny w wyniku wygospodarowania fragmentu istniejącego składu węgla (reorganizacja / zmiana funkcji części placu). Powierzchnia obszaru możliwego do wykorzystania na potrzeby niniejszej analizy wynosi **ok. 34 ary (ok. 3 400 m²)**.

W niniejszym opracowaniu warianty OZE rozpatruje się jako **alternatywę lokalizacyjną** dla wariantu bazowego CHP, tj. jako rozwiązanie możliwe do zrealizowania **zamiast** planowanej instalacji kogeneracyjnej w tej samej lokalizacji (dz. nr 105/20, 105/21), a nie jako instalację realizowaną równolegle w celu częściowego uzupełnienia miksu źródeł. Z tego względu wskazany obszar 34 arów traktuje się jako **maksymalny zasób terenowy**, który – w ramach analizowanej lokalizacji – mógłby zostać przeznaczony na potencjalne alternatywne źródło OZE.

Granice analizy – interpretacja pojęcia „obiekt tej samej mocy / zdolności produkcyjnej”

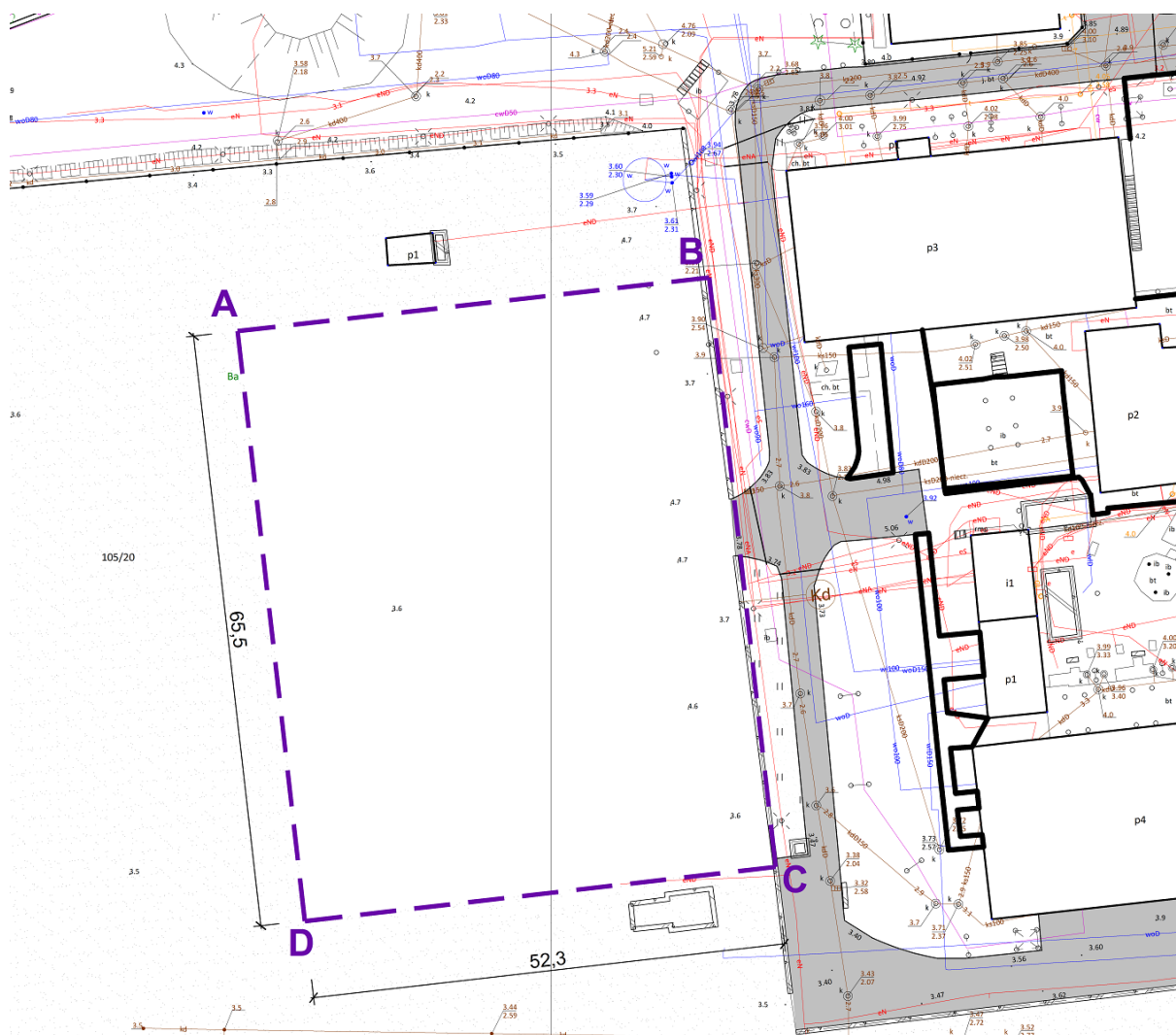
Zgodnie z przyjętym podejściem przedstawionym w rozdziale 2, pojęcie „obiekt tej samej mocy/zdolności produkcyjnej” rozumie się w niniejszej ocenie jako zdolność do zapewnienia **porównywalnego rocznego wolumenu energii użytecznej** (w okresie referencyjnym 1 roku), wynikającego łącznie z **mocy zainstalowanej** oraz **dyspozycyjności / profilu pracy** technologii w danych uwarunkowaniach lokalizacyjnych. Oznacza to, że porównanie nie ogranicza się do mocy zainstalowanej (MW), lecz odnosi się do wolumenów energii możliwych do wytworzenia i dostarczenia w skali roku (MWh/rok lub GJ/rok), przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych i środowiskowych.

W konsekwencji, za **niebędące alternatywą** dla wariantu bazowego CHP w rozumieniu niniejszej analizy uznaje się warianty, które:

- wymagają istotnie większej powierzchni niż dostępna na działce 105/20 oraz 105/21,
- wymagają innej lokalizacji (np. odrębnej działki) lub odrębnych uwarunkowań formalno-prawnych,
- nie mogą w praktyce zapewnić porównywalnej rocznej zdolności dostarczenia energii w danych warunkach (z uwagi na dyspozycyjność, profil produkcji lub ograniczenia przyłączeniowe).

Jednocześnie wskazuje się, że w systemie ciepłowniczym MEC Kołobrzeg mogą być rozpatrywane i rozwijane przedsięwzięcia OZE w **innych lokalizacjach** (np. wielkoskalowe pompy ciepła z dolnym źródłem w postaci wody rzecznej lub ścieków, planowane i procedowane w odrębnym postępowaniu/innym naborze). Rozwiązania te mogą stanowić inwestycje **uzupełniające** miks źródeł w skali całego systemu, jednak **nie stanowią bezpośredniej alternatywy lokalizacyjnej** dla zagospodarowania działkach nr 105/20, 105/21 na potrzeby niniejszego przedsięwzięcia.

Na poniższym rysunku przedstawiono przedmiotowy fragment działek nr 105/20 i 105/21 oznaczony zakresem **A–B–C–D**.



Rysunek 3.1. Lokalizacja przeznaczona na zabudowę projektowanej instalacji kogeneracyjnej

Zakres A–B–C–D stanowi **maksymalny i jedyny** obszar możliwy do przeznaczania na realizację przedsięwzięcia w tej lokalizacji **bez pozyskania dodatkowych nieruchomości oraz bez ingerencji w pozostałą infrastrukturę i funkcjonowanie zakładu.**

4. METODYKA OCENY PORÓWNAWCZEJ

4.1. Cel i logika porównania

Celem oceny porównawczej jest identyfikacja i weryfikacja, czy – w uwarunkowaniach lokalizacyjnych i funkcjonalnych wskazanych w rozdziale 3 – istnieje technologicznie wykonalna alternatywa w postaci odnawialnego źródła energii (OZE), która mogłaby zostać zrealizowana zamiast wariantu bazowego CHP i zapewnić porównywalną roczną zdolność dostarczenia energii użytecznej.

Ocena porównawcza jest prowadzona w oparciu o następujące zasady:

- porównaniu podlegają co najmniej dwa warianty: wariant bazowy (CHP) oraz warianty alternatywne (OZE),
- warianty alternatywne rozpatrywane są jako alternatywa lokalizacyjna dla realizacji przedsięwzięcia w granicach działkach nr 105/20 i 105/21, tj. w tych samych ograniczeniach terenowych i formalnych opisanych w rozdziale 3,
- podstawą porównania jest energia użyteczna w horyzoncie roku (ciepło oraz energia elektryczna), natomiast moc zainstalowana jest parametrem pomocniczym (zgodnie z rozdziałem 2).

4.2. Dane wejściowe i punkt odniesienia (wariant bazowy)

Punktem odniesienia dla porównania jest wariant bazowy CHP opisany w rozdziale 2, w szczególności:

- moc zainstalowana źródła/źródeł,
- planowana roczna produkcja energii cieplnej i elektrycznej,
- charakter pracy i dyspozycyjność (wynikające z roli źródła w systemie).

Wartości referencyjne (energia użyteczna/rok) wskazane w tabeli zestawiającej wariant bazowy stanowią miarę „tej samej zdolności produkcyjnej” na potrzeby weryfikacji wariantów alternatywnych.

4.3. Definicja „tej samej zdolności produkcyjnej” w niniejszej ocenie

Na potrzeby niniejszej metodyki przyjmuje się, że „obiekt tej samej mocy / zdolności produkcyjnej” oznacza rozwiązanie, które – przy uwzględnieniu rzeczywistej dyspozycyjności i profilu pracy – jest w stanie zapewnić **porównywalny roczny wolumen energii użytecznej**, tj.:

- porównywalny roczny wolumen **ciepła użytecznego** przekazywanego do systemu,
- oraz porównywalny roczny wolumen **energii elektrycznej netto** wytwarzanej (lub konsekwentnie: wymaganej do wytwarzania ciepła w technologii elektrycznej, np. w pompach ciepła), z uwzględnieniem skutków dla bilansu energii elektrycznej i infrastruktury przyłączeniowej.

Z uwagi na odmienny charakter technologii OZE (zależność od warunków środowiskowych i sezonowości), porównanie nie ogranicza się do mocy zainstalowanej, lecz uwzględnia realną roczną produkcję energii możliwą do uzyskania w analizowanej lokalizacji.

4.4. Zakres porównania i sposób oceny wariantów

Ocena wariantów alternatywnych prowadzona jest dwuetapowo:

Etap 1 – weryfikacja wykonalności technicznej i lokalizacyjnej (screening):

Dla każdego wariantu OZE weryfikuje się, czy jest on możliwy do realizacji w granicach obszaru A–B–C–D oraz czy może pełnić rolę substytutu wariantu bazowego w praktyce eksploatacyjnej systemu. Weryfikacja obejmuje w szczególności:

- zapotrzebowanie na powierzchnię i możliwość zabudowy w dostępnych granicach,
- dostępność zasobów OZE w lokalizacji (np. warunki nasłonecznienia, ograniczenia terenowe i techniczne),
- możliwość zapewnienia parametrów i ciągłości dostaw energii cieplnej wymaganej przez system (w tym wpływ sezonowości),
- wymagania przyłączeniowe i ograniczenia sieciowe (dla energii elektrycznej),
- zgodność z podstawowymi uwarunkowaniami formalnymi i środowiskowymi.

Warianty, które nie spełniają warunków wykonalności (np. wymagają znacząco większego terenu, innej lokalizacji lub nie mogą zapewnić wymaganej rocznej zdolności dostarczenia energii), są odrzucane na etapie 1 jako **niebędące alternatywą możliwą do realizacji „zamiast” CHP**.

Etap 2 – porównanie zdolności produkcyjnej (ilościowe):

Dla wariantów przechodzących etap 1 szacuje się:

- możliwą do uzyskania w lokalizacji roczną produkcję energii cieplnej i/lub elektrycznej,
- wpływ dyspozycyjności i profilu produkcji na możliwość spełnienia funkcji źródła w systemie,
- wnioski, czy wariant jest w stanie w praktyce zapewnić roczny wolumen energii użytecznej porównywalny z wariantem CHP.

W ramach niniejszego opracowania przyjęto, że kluczowym celem oceny porównawczej jest wykazanie **braku wykonalnej alternatywy OZE** w tej samej lokalizacji, zdolnej do zastąpienia wariantu bazowego CHP. W związku z tym etap ekonomiczny (pełne porównanie rentowności) nie jest elementem rozstrzygającym w przypadku wariantów, które odpadają z przyczyn technicznych, dyspozycyjnościowych lub lokalizacyjnych, może natomiast stanowić element uzupełniający dla wariantów granicznych.

4.5. Zasady dokumentowania wyniku oraz spójność z dokumentacją projektu

Wynik oceny porównawczej jest dokumentowany w formie:

- opisu przyjętych danych wejściowych, ograniczeń lokalizacyjnych oraz założeń,
- zestawienia wariantów rozpatrywanych i odrzuconych wraz z przesłankami odrzucenia,
- porównań ilościowych (energia użyteczna/rok) dla wariantów analizowanych szczegółowo,
- wniosków końcowych wskazujących, czy zidentyfikowano wykonalną alternatywę OZE „zamiast” wariantu CHP.

Przyjęte w niniejszej metodyce dane referencyjne (energia/rok, dyspozycyjność, ograniczenia lokalizacyjne) powinny pozostawać spójne z dokumentacją przedsięwzięcia (w szczególności ze Studium Wykonalności, audytem efektywności energetycznej / dokumentacją techniczną oraz dokumentami aplikacyjnymi).

4.6. Publikacja i konsultacje wyniku

Wynik oceny porównawczej zostanie udostępniony interesariuszom w trybie zapewniającym możliwość zapoznania się z zakresem analizy, kluczowymi założeniami oraz wnioskami, a także zgłoszenia uwag i ich rozpatrzenia. Niniejsze opracowanie (lub jego streszczenie) stanowi podstawę merytoryczną procesu publikacji i konsultacji.

Proces publikacji i konsultacji obejmie co najmniej:

- **Publikację informacji o wyniku oceny porównawczej** (wraz z zakresem analizy, opisem rozpatrywanych wariantów oraz kluczowymi wnioskami) na stronie internetowej Inwestora.
- **Udokumentowanie procesu publikacji i konsultacji**, w szczególności poprzez zgromadzenie i archiwizację materiałów potwierdzających: datę i miejsce publikacji, treść ogłoszenia/komunikatu, sposób i termin przyjmowania uwag.

5. ANALIZA WARIANTÓW OZE – ALTERNATYWA DLA WARIANTU CHP

5.1. Wprowadzenie i założenia analizy

W niniejszym rozdziale przedstawiono analizę wariantów OZE rozpatrywanych jako **alternatywa dla wariantu bazowego CHP**, tj. jako rozwiązania możliwe do realizacji **zamiast** planowanej instalacji kogeneracyjnej w tej samej lokalizacji (działki nr 105/20 i 105/21, obszar A–B–C–D o powierzchni ok. 34 arów). Zgodnie z rozdziałami 2–4 podstawą porównania jest **roczna zdolność dostarczenia energii użytecznej** (ciepło i energia elektryczna) przy uwzględnieniu dyspozycyjności technologii, profilu pracy oraz ograniczeń lokalizacyjnych, natomiast moc zainstalowana stanowi parametr pomocniczy.

Celem analizy jest odpowiedź na pytanie, czy w granicach wskazanej lokalizacji i przy realnych uwarunkowaniach eksploatacyjnych systemu ciepłowniczego można wskazać wariant OZE, który:

- jest **wykonalny technicznie i lokalizacyjnie** na obszarze A–B–C–D oraz
- może zapewnić **porównywalny roczny wolumen energii użytecznej** jak wariant CHP (wartości referencyjne wg zestawienia w Tabeli 2.1),
- a w przypadku technologii zależnych od warunków zewnętrznych – może zapewnić tę funkcję w sposób umożliwiający praktyczną eksploatację w systemie (z uwzględnieniem sezonowości i dyspozycyjności).

5.2. Warianty OZE przyjęte do rozpatrzenia

Na etapie identyfikacji potencjalnych alternatyw rozpatrzono następujące technologie/układy OZE, które w ujęciu ogólnym mogą mieć zastosowanie w systemach ciepłownicznych:

- **Wariant A – Fotowoltaika (PV)** w granicach obszaru A–B–C–D (produkcja energii elektrycznej),
- **Wariant B – Kolektory słoneczne (solarne)** w granicach obszaru A–B–C–D (produkcja ciepła),
- **Wariant C – Biomasa (kociołnia biomasowa)** w granicach obszaru A–B–C–D (produkcja ciepła z OZE, z uwzględnieniem logistyki paliwa),
- **Wariant D – Biogaz / biometan** (źródło kogeneracyjne na paliwie odnawialnym – weryfikacja dostępności paliwa i warunków lokalizacyjnych),
- **Wariant E – Wielkoskalowe pompy ciepła** (weryfikacja możliwości zastosowania w analizowanej lokalizacji oraz wymagań dotyczących dolnego źródła i zasilania energią elektryczną).

Dobór wariantów ma charakter „pełnego przeglądu” technologii, jednak ocena prowadzona jest w granicach zdefiniowanych w rozdziale 3 – tj. jako **alternatywy lokalizacyjne** dla przedsięwzięcia na działkach 105/20 oraz 105/21. Z tego względu technologie wymagające odrębnej lokalizacji (np. związane z wykorzystaniem zasobów wody rzecznej w innym miejscu) nie spełniają kryterium alternatywy „zamiast” CHP na analizowanym obszarze.

5.3. Etap 1 – weryfikacja wykonalności technicznej i lokalizacyjnej (screening)

Dla każdego wariantu przeprowadzono weryfikację wykonalności (screening) obejmującą w szczególności:

- możliwość realizacji na powierzchni ok. 3 400 m² (obszar A–B–C–D),
- ograniczenia wynikające z infrastruktury i funkcjonowania zakładu oraz warunków zabudowy/posadowienia,
- dostępność zasobów OZE w lokalizacji i wynikającą z niej dyspozycyjność oraz profil produkcji,
- możliwość zapewnienia parametrów i ciągłości dostaw energii do systemu (w szczególności dla ciepła),
- wymagania przyłączeniowe i konsekwencje dla bilansu energii elektrycznej (w tym w przypadku technologii zużywających energię elektryczną, jak pompy ciepła).

Warianty, które na tym etapie nie spełniają warunków wykonalności lokalizacyjnej lub nie mogą w praktyce pełnić roli substytutu wariantu CHP, uznaje się za **niebędące alternatywą możliwą do realizacji „zamiast” CHP** w rozumieniu niniejszej oceny.

5.4. Etap 2 – ocena ilościowa (energia użyteczna/rok) i ocena możliwości zastąpienia CHP

Dla wariantów, które przechodzą screening, wykonuje się ocenę ilościową obejmującą:

- szacowanie możliwego do uzyskania w analizowanej lokalizacji rocznego wolumenu energii (ciepło i/lub energia elektryczna),
- weryfikację, czy uzyskiwany roczny wolumen energii użytecznej jest **porównywalny** z wolumenem referencyjnym wariantu CHP (Tabela 2.1),
- ocenę wpływu dyspozycyjności i profilu produkcji na możliwość realizacji funkcji źródła w systemie (np. sezonowość, zmienność dobową, konieczność bilansowania i magazynowania),
- wskazanie ograniczeń krytycznych (teren, przyłącza, dyspozycyjność, parametry pracy).

Warianty OZE, które nie zapewniają porównywalnej rocznej zdolności dostarczenia energii użytecznej w danych uwarunkowaniach lub wymagają rozwiązań wykraczających poza lokalizację (np. dodatkowy teren, odrębna infrastruktura w innej lokalizacji), nie mogą zostać uznane za alternatywę „zamiast” CHP dla działek 105/20 oraz 105/21.

5.5. Wyniki analizy wariantów – uzasadnienie odrzucenia / ograniczenia wykonalności

Poniżej przedstawia się syntetyczne wyniki dla poszczególnych wariantów.

Wariant A – Fotowoltaika (PV)

Technologia PV w analizowanej lokalizacji jest ograniczona dostępną powierzchnią oraz charakterem produkcji (zależność od nasłonecznienia, brak produkcji w nocy, sezonowość). PV wytwarza energię elektryczną, natomiast wariant bazowy CHP dostarcza jednocześnie ciepło w sposób sterowalny i dyspozycyjny. Z uwagi na ograniczoną powierzchnię (34 ary) oraz profil produkcji, instalacja PV w tej lokalizacji nie jest w stanie zapewnić porównywalnej rocznej zdolności dostarczenia energii użytecznej w zakresie ciepła (bez dodatkowych rozwiązań wykraczających poza lokalizację, np. wielkoskalowego magazynowania lub dodatkowych źródeł poza obszarem A–B–C–D). W związku z tym PV nie stanowi alternatywy „zamiast” CHP.

Wariant B – Kolektory słoneczne (solarne)

Kolektory słoneczne wytwarzają ciepło o profilu silnie sezonowym (najwyższa produkcja w okresie letnim), co powoduje rozbieżność względem potrzeb systemu w sezonie grzewczym. Ograniczenie powierzchni i konieczność bilansowania sezonowego skutkują brakiem możliwości zapewnienia porównywalnego rocznego wolumenu ciepła użytkowego w sposób odpowiadający roli źródła bazowego / regulacyjnego. Wariant nie spełnia kryterium substytucyjności wobec CHP w analizowanej lokalizacji.

Wariant C – Biomasa (kotłownia biomasowa)

Kotłownia biomasowa może stanowić źródło OZE w zakresie ciepła, jednak weryfikacja wykonalności obejmuje nie tylko możliwość posadowienia urządzeń, ale również logistykę paliwa, powierzchnie składowania, drogi dojazdowe, ograniczenia środowiskowe oraz uwarunkowania formalne. W zależności od przyjętej konfiguracji i wymaganej mocy/produkcji, wariant może wymagać istotnie większej powierzchni oraz infrastruktury składowo-transportowej niż dostępna w granicach A–B–C–D, a także może powodować wpływy środowiskowe i organizacyjne kolidujące z funkcjonowaniem zakładu. Ponadto technologia ta nie zapewnia wytwarzania energii elektrycznej analogicznie do CHP (w układzie bezkogeneracyjnym). W efekcie, w granicach analizowanej lokalizacji wariant nie stanowi równoważnego substytutu CHP dla porównywalnego wolumenu energii użytkowej.

Wariant D – Biogaz / biometan (w tym kogeneracja na paliwie odnawialnym)

Wariant oparty o biogaz/biometan wymaga wykazania stabilnej dostępności paliwa odnawialnego w ilości odpowiadającej skali przedsięwzięcia oraz warunków technicznych i formalnych jego wykorzystania. Dodatkowo, w przypadku biogazu wytwarzanego lokalnie konieczna jest infrastruktura wytwórcza i magazynowa, co z reguły wykracza poza dostępny obszar A–B–C–D. W przypadku biometanu jako paliwa sieciowego wariant zależy od warunków dostaw i rynku paliwa oraz nie stanowi „lokalizacyjnej” alternatywy OZE w rozumieniu niniejszej oceny dla terenu 105/20, 105/21 (nie rozwiązuje ograniczeń i nie stanowi technologii OZE realizowanej wprost w analizowanym obszarze). Wariant nie może zostać wskazany jako wykonalny substytut w ramach analizowanej lokalizacji.

Wariant E – Wielkoskalowe pompy ciepła

Wielkoskalowe pompy ciepła wymagają istnienia właściwego dolnego źródła (np. wody powierzchniowe, ścieki, wody geotermalne) lub innego źródła niskotemperaturowego oraz odpowiedniej infrastruktury poboru/odbioru ciepła. W granicach obszaru A–B–C–D na działce 105/20 oraz 105/21 brak jest przesłanek pozwalających na wykazanie dostępności dolnego źródła o parametrach i wydajności umożliwiającej uzyskanie porównywalnego rocznego wolumenu energii użytkowej. Dodatkowo pompy ciepła wymagają istotnego zasilania energią elektryczną i wiążą się z wymaganiami przyłączeniowymi, które muszą zostać rozpatrzone w odniesieniu do lokalizacji. Z tego względu pompy ciepła wykorzystujące dolne źródło w postaci wody rzecznej (np. rzeka Parsęta) są rozpatrywane jako przedsięwzięcie systemowe w innej lokalizacji i w odrębnym postępowaniu, a nie jako alternatywa lokalizacyjna „zamiast” CHP na działkach 105/20 oraz 105/21.

5.6. Wariant A – HKS (hybrydowe kolektory słoneczne)

Do oceny wariantu przyjęto zabudowę hybrydowych kolektorów słonecznych HKS (PVT) w oparciu o kartę katalogową Ensol E-PVT 2.0v2 395 Wp (Załącznik 1). Instalacja rozpatrywana jest jako **alternatywa lokalizacyjna „zamiast CHP”** na analizowanym obszarze **34 arów** na działkach **105/20 oraz 105/21** (A–B–C–D). Ze względu na konieczność zachowania odstępów między rzędami, ciągów serwisowych oraz ograniczeń zacienienia przyjęto współczynnik pokrycia terenu kolektorami na poziomie **50%**.

Wariant HKS łączy wytwarzanie energii elektrycznej (część PV) oraz pozyskiwanie ciepła (część termiczna). W porównaniu do wariantu bazowego CHP, który wytwarza ciepło i energię elektryczną **w sposób sterowalny i dyspozycyjny**, HKS cechuje się produkcją zależną od warunków atmosferycznych i pory roku, co ma znaczenie dla możliwości zastąpienia roli źródła w systemie.

Parametry przyjęte do obliczeń (wg Załącznika 1):

- powierzchnia brutto 1 kolektora: 1,99 m²
- powierzchnia apertury: 1,8 m²
- moc elektryczna jednostkowa P_{max}: 395 Wp
- moc cieplna jednostkowa (przy 1000 W/m²): 1100 W
- sprawność termiczna kolektora: 56,7%

5.6.1. Maksymalna moc możliwa do zainstalowania

W Tabeli 5.1 przedstawiono oszacowanie maksymalnej skali instalacji HKS możliwej do zabudowy na analizowanym obszarze (34 ary) przy założeniu 50% pokrycia terenu.

Tabela 5.1 Maksymalna moc instalacji HKS możliwa do zainstalowania na obszarze 34 arów (przy 50% pokrycia terenu)

Wielkość	Wartość	Jednostka
Powierzchnia terenu dostępna	3 400	m ²
Przyjęty współczynnik pokrycia terenu	50	%
Powierzchnia brutto kolektorów możliwa do zabudowy	1 700	m ²
Liczba kolektorów (teoretyczna)	854	szt.
Moc elektryczna możliwa do zainstalowania	0,337	MWp
Moc cieplna szczytowa możliwa do zainstalowania	0,940	MWt

5.6.2. Porównanie z wariantem bazowym (CHP) – moc zainstalowana

W Tabeli 5.2 zestawiono moce zainstalowane możliwe do uzyskania w wariantach HKS w odniesieniu do wariantu bazowego CHP.

Tabela 5.2 Porównanie mocy zainstalowanej HKS i CHP

Parametr	HKS	Jedn.	CHP	Jedn.
Moc elektryczna	0,337	MWp/MWe (HKS)	9,0	MWe (CHP)
Moc cieplna	0,940	MWt (HKS)	9,6	MWt (CHP)

W ujęciu mocy zainstalowanej HKS na analizowanym terenie osiąga ok. **0,337 MWp** mocy elektrycznej oraz ok. **0,940 MWt** mocy cieplnej (szczytowej przy 1000 W/m²), co jest odpowiednio około **26,7 razy mniej** (energia elektryczna) oraz **10,2 razy mniej** (ciepło) niż w przypadku projektowanej kogeneracji.

5.6.3. Szacunek rocznej produkcji energii HKS (energia użyteczna/rok)

Zgodnie z metodyką przyjętą w rozdz. 2–4, o zdolności substytucyjnej decyduje przede wszystkim **roczny wolumen energii użytecznej**, dlatego wykonano oszacowanie rocznej produkcji energii dla HKS w warunkach typowych dla Polski. Na potrzeby porównania przyjęto wskaźniki:

- a) uzysk energii elektrycznej z PV na poziomie ok. **1000 kWh/kWp/rok**,
- b) średnioroczną sumę napromienienia w Polsce ok. **1000 kWh/m²/rok**.

Uzysk ciepła oszacowano na podstawie sprawności termicznej kolektora z karty katalogowej oraz założonego napromienienia.

Tabela 5.3 Porównanie rocznych wolumenów produkcji energii: HKS i CHP (plan)

Lp.	wielkość	wartość	jednostka
1	Roczna produkcja energii el. HKS (PV):	337	MWh/rok
2	Roczna produkcja ciepła HKS (PVT):	872	MWh/rok
3	Roczna produkcja energii el. CHP (plan):	55 020	MWh/rok
4	Roczna produkcja ciepła CHP (plan):	55 556	MWh/rok

W ujęciu rocznej zdolności produkcyjnej instalacja HKS możliwa do zabudowy na 34 arach dostarczyłaby około **337 MWh/rok** energii elektrycznej oraz **872 MWh/rok** ciepła. Jest to odpowiednio ok. **163 razy mniej** energii elektrycznej i ok. **64 razy mniej** ciepła niż wynika z planowanej pracy układu CHP.

Dodatkowo należy wskazać, że produkcja ciepła z instalacji PVT ma charakter **silnie sezonowy** (najwyższa w miesiącach letnich) oraz jest zależna od temperatury pracy układu. W praktyce systemowej ogranicza to możliwość wykorzystania HKS jako źródła zdolnego do zastąpienia sterowalnej produkcji ciepła w CHP w sezonie grzewczym, bez rozwiązań uzupełniających (magazynowanie sezonowe, dodatkowe źródła dyspozycyjne), które wykraczają poza analizę alternatywy lokalizacyjnej na dz. 105/20 i 105/21.

5.6.4. Skala instalacji HKS wymagana do zastąpienia produkcji CHP

W Tabeli 5.4 przedstawiono szacunkową skalę instalacji HKS wymaganą do zastąpienia rocznej produkcji energii wariantu CHP. Wartości powierzchni „apertury” oznaczają powierzchnię czynną kolektorów (część aktywnie odbierającą promieniowanie), odróżnianą od powierzchni brutto modułów.

Tabela 5.4 Szacunkowa skala instalacji HKS wymagana do zastąpienia produkcji CHP

Wielkość	Wartość	Jednostka
Wymagana moc PV dla produkcji energii el. na poziomie CHP	55,0	MWp
Szacowana powierzchnia terenu dla PV (przy 50% pokrycia)	55,4	ha

Wymagana powierzchnia apertury PVT dla produkcji ciepła na poziomie CHP	9,8	ha (apertura)
Szacowana powierzchnia terenu dla PVT (przy 50% pokrycia)	21,7	ha

Zestawienie wskazuje, że do zastąpienia rocznej produkcji energii elektrycznej z CHP należałoby zbudować instalację PV rzędu **dziesiątek MWp**, co wielokrotnie przekracza dostępny obszar **34 arów**. Analogicznie, skala części termicznej wymagałaby powierzchni terenu rzędu **kilkunastu–kilkudziesięciu hektarów**, co również wykacza poza zasób terenowy działek 105/20, 105/21. W konsekwencji wariant HKS **nie stanowi** alternatywy zdolnej do zastąpienia wariantu bazowego CHP w analizowanej lokalizacji.

5.7. Wariant B – wykorzystanie biomasy / odpadów biodegradowalnych (zgazowanie, spalanie biomasy)

W „Modelu zrównoważonej gospodarki energetycznej miasta Kołobrzeg” wykazano istnienie lokalnego potencjału surowcowego w zakresie odpadów biodegradowalnych (m.in. liściówka, gałęziówka, podsuszone trawy) oraz wskazano możliwe sposoby ich przygotowania do wykorzystania energetycznego (suszenie, brykietowanie, peletowanie) i wykorzystania w procesach technologicznych, w tym zgazowania. Dokument opisuje również wariant transformacji systemu ciepłowniczego, w którym przewidziano m.in. budowę instalacji zgazowania biomasy odpadowej o mocy cieplnej ok. **15 MWt** w układzie systemowym (Ciepłownia Centralna / wskazane tereny), wraz z zapewnionym łańcuchem dostaw paliwa (pellet/brykiet) oraz logistyką transportu.

Ocena w odniesieniu do niniejszego przedsięwzięcia (CHP na działkach 105/20, 105/21):

Rozwiązania biomasowe w ujęciu przedstawionym w „Modelu...” mają charakter **systemowy** i są projektowane do realizacji w lokalizacji dedykowanej (Ciepłownia Centralna) wraz z niezbędną infrastrukturą paliwową (dostawy, rozładunek, magazynowanie, gospodarka paliwem) oraz obsługą transportową. W konsekwencji wariant biomasowy **nie stanowi alternatywy lokalizacyjnej** możliwej do realizacji „zamiast” CHP w granicach analizowanego obszaru **34 arów na działkach 105/20, 105/21**, przeznaczonego funkcjonalnie pod budowę jednostki CHP. Wariant biomasowy może stanowić rozwiązanie komplementarne w skali systemu miejskiego, natomiast **nie zastępuje** w tej lokalizacji i w tej przestrzeni analizowanego wariantu bazowego CHP.

5.8. Wariant C – turbiny wiatrowe

Wariant wykorzystania turbin wiatrowych rozpatrzono jako potencjalne źródło odnawialne zdolne do wytwarzania energii elektrycznej. Analizowana lokalizacja przedsięwzięcia znajduje się w granicach miasta Kołobrzeg, tj. w obszarze o zwartej zabudowie i szczególnych uwarunkowaniach funkcjonalno-przestrzennych związanych z charakterem miejskim oraz uzdrowiskowym. W takich warunkach lokalizowanie turbin wiatrowych podlega istotnym ograniczeniom, w szczególności w zakresie wymaganych odległości od zabudowy, dotrzymania dopuszczalnych poziomów hałasu, wpływu na krajobraz oraz zgodności z ustaleniami planistycznymi.

Dodatkowo dostępna powierzchnia terenu wskazana do analizy (34 ary) nie stanowi obszaru umożliwiającego posadowienie turbiny wiatrowej wraz z infrastrukturą towarzyszącą oraz strefami

bezpieczeństwa i oddziaływania, przy zachowaniu standardów technicznych i środowiskowych właściwych dla tego typu instalacji. Z uwagi na powyższe uwarunkowania lokalizacyjne i przestrzenne wariant turbin wiatrowych **nie może zostać uznany za technicznie wykonalny** w analizowanej lokalizacji, a tym samym nie stanowi realnej alternatywy zdolnej do zastąpienia produkcji energii elektrycznej i ciepła przewidzianej w wariantcie bazowym CHP.

5.9. Wariant D – geotermia (hydrotermalna)

Wariant geotermalny rozpatrzono w zakresie geotermii hydrotermalnej, tj. rozwiązania opartego na ujmowaniu i wykorzystaniu wód podziemnych o podwyższonej temperaturze jako nośnika energii cieplnej. W „Modelu zrównoważonej gospodarki energetycznej miasta Kołobrzeg” wskazano, że miasto Kołobrzeg zlokalizowane jest w strefie gęstości ziemskiego strumienia ciepłego w przedziale **65–75 mW/m²**, co odpowiada warunkom typowym dla rozwiązań niskotemperaturowych (często z udziałem pomp ciepła), natomiast nie przesądza o dostępności zasobów wód geotermalnych o parametrach właściwych dla klasycznej geotermii hydrotermalnej.

Zastosowanie geotermii hydrotermalnej w skali umożliwiającej zastąpienie rocznych wolumenów produkcji ciepła wariantu bazowego wymaga dysponowania udokumentowanym ujęciem wód termalnych o odpowiedniej temperaturze i wydajności, a także spełnienia warunków technicznych związanych z zatłaczaniem wód, składem mineralnym oraz ochroną środowiska. Na etapie niniejszego opracowania brak jest podstaw do przyjęcia, że w analizowanej lokalizacji dostępne jest udokumentowane źródło wód termalnych umożliwiające realizację instalacji geotermii hydrotermalnej o parametrach pozwalających na zastąpienie wolumenów energii przewidzianych w wariantcie bazowym CHP. Ewentualne rozpoznanie zasobów wymagałoby odrębnego procesu prac geologicznych (w tym wykonania otworów), co wykracza poza zakres oraz horyzont realizacyjny analizowanego przedsięwzięcia. W konsekwencji wariant geotermalny (hydrotermalny) **nie stanowi realnej alternatywy** dla projektowanej jednostki CHP w analizowanej lokalizacji.

5.10. Wariant E – wielkoskalowe pompy ciepła (dolne źródło: woda rzeczna / ścieki)

Wariant zastosowania wielkoskalowych pomp ciepła rozpatrzono jako potencjalne odnawialne źródło ciepła (pozyskiwanie energii z otoczenia) zdolne do zasilania systemu ciepłowniczego. Technologia ta wymaga jednak dostępu do stabilnego dolnego źródła ciepła (np. woda rzeczna, ścieki, wody podziemne) oraz infrastruktury poboru/zrzutu lub wymienników, a także zapewnienia odpowiedniej mocy przyłączeniowej w elektroenergetyce.

W analizowanej lokalizacji (dz. nr 105/20, 105/21) brak jest bezpośredniego dostępu do dolnego źródła o parametrach i przepływach umożliwiających pracę pomp ciepła w skali pozwalającej na zastąpienie produkcji ciepła wariantu bazowego. Realizacja wariantu wymagałaby odrębnej lokalizacji inwestycji lub budowy dodatkowej infrastruktury przesyłowej dla dolnego źródła, co oznacza, że nie stanowi on alternatywy możliwej do realizacji „zamiast” wariantu CHP na analizowanym terenie.

Dodatkowo, aby wytworzyć porównywalny wolumen ciepła (rzędu wartości referencyjnych wariantu bazowego), pompy ciepła wymagałyby istotnego wolumenu energii elektrycznej (zależnego od wartości COP/SPF) oraz odpowiedniej mocy przyłączeniowej. W praktyce oznacza to konieczność bilansowania pracy w okresach niskich temperatur dolnego źródła i wysokich wymaganych temperatur zasilania sieci oraz zapewnienia rozwiązań uzupełniających/źródeł

dyspozycyjnych. **Powyższe przesłanki wskazują na brak technicznej wykonalności wariantu E** jako alternatywy lokalizacyjnej dla dz. nr 105/20, 105/21 w niniejszym postępowaniu. Jednocześnie pompy ciepła wykorzystujące dolne źródło wody rzecznej (np. rzeka Parsęta) są rozpatrywane jako przedsięwzięcie systemowe w innej lokalizacji i w odrębnym wniosku, a nie jako alternatywa lokalizacyjna „zamiast” CHP na działce 105/20, 105/21.

6. WYNIK ANALIZY PORÓWNAWCZEJ

W ramach niniejszego opracowania porównano wariant bazowy oparty na wysokosprawnej kogeneracji gazowej (CHP) z wariantami alternatywnymi opartymi o odnawialne źródła energii (OZE), które – zgodnie z przyjętą metodyką – mogłyby zostać rozważone jako rozwiązania możliwe do realizacji **zamiast** wariantu CHP w analizowanej lokalizacji (działki nr 105/20, 105/21, obszar A–B–C–D o powierzchni ok. 34 arów). Porównanie przeprowadzono w ujęciu zgodnym z rozdziałami 2–4, tj. z uwzględnieniem wykonalności technicznej i lokalizacyjnej (screening) oraz porównania zdolności produkcyjnej w ujęciu **rocznego wolumenu energii użytecznej** (ciepło i energia elektryczna), przy uwzględnieniu dyspozycyjności i profilu pracy technologii. W przypadku wariantów hipotetycznych przesłanki ekonomiczne miały charakter pomocniczy i wskaźnikowy, a rozstrzygające znaczenie miała wykonalność techniczno-lokalizacyjna.

Zgodnie z założeniami przedsięwzięcia planowana produkcja energii w wariantie bazowym CHP wynosi łącznie **55 020 MWh/rok** energii elektrycznej oraz **200 003 GJ/rok** ciepła (tj. **55 556 MWh/rok** energii cieplnej). Dla potrzeb oceny porównawczej kluczowym parametrem jest możliwość zapewnienia w warunkach analizowanej lokalizacji **porównywalnego rocznego wolumenu energii użytecznej**, w szczególności ciepła dostarczanego do systemu ciepłowniczego, przy zachowaniu wymagań dyspozycyjności i praktycznej eksploatacji źródła w systemie.

W odniesieniu do rozpatrywanych wariantów OZE uzyskano następujące wyniki:

- **Wariant A (HKS/PVT):** wykazano, że przy dostępnej powierzchni ok. **34 arów** maksymalna możliwa do zainstalowania moc (elektryczna i cieplna) jest wielokrotnie niższa niż w wariantie bazowym, a uzyski roczne są nieporównywalne z wolumenami referencyjnymi CHP. Zapewnienie produkcji na poziomie wariantu bazowego wymagałoby instalacji o skali wielokrotnie większej, a w konsekwencji **wielokrotnie większej powierzchni**, co stanowi przesłankę **braku technicznej wykonalności** wariantu w analizowanej lokalizacji. Dodatkowo należy uwzględnić sezonowość i zależność produkcji od warunków atmosferycznych, co ogranicza możliwość zastąpienia roli sterowalnego źródła CHP bez rozwiązań wykraczających poza analizę lokalizacyjną.
- **Wariant B (biomasa / odpady biodegradowalne – zgazowanie/spalanie):** mimo że technologie biomasowe są rozważane w dokumentach strategicznych w ujęciu systemowym, nie stanowią alternatywy możliwej do realizacji na analizowanym obszarze 34 arów na działkach 105/20, 105/21. Wynika to z wymagań przestrzennych, logistycznych i technologicznych (łańcuch dostaw paliwa, infrastruktura rozładunku i magazynowania, gospodarka paliwem oraz produktami ubocznymi, obsługa transportowa), a także z faktu, że w ujęciu systemowym tego typu instalacje przypisywane są do innych lokalizacji funkcjonalnie dedykowanych. W konsekwencji wariant nie spełnia kryterium alternatywy „zamiast CHP” dla przedmiotowego obszaru.
- **Wariant C (turbiny wiatrowe):** wskazano, że ograniczenia przestrzenne, funkcjonalne oraz formalno-prawne związane z lokalizacją w obszarze miejskim/uzdrowiskowym, a także brak możliwości zapewnienia wymaganych stref oddziaływania i infrastruktury przy powierzchni 34 arów powodują, iż wariant jest **niewykonalny technicznie** w analizowanej lokalizacji i nie stanowi alternatywy możliwej do realizacji „zamiast CHP” na dz. nr 105/20, 105/21.
- **Wariant D (geotermia hydrotermalna):** wykazano, że brak jest rozpoznania i udokumentowania zasobów umożliwiających realizację instalacji o parametrach i skali

pozwalających na zastąpienie wolumenów produkcji energii wariantu bazowego. Wariant wiąże się ponadto z istotnym ryzykiem prac geologicznych (wierceń), długim horyzontem przygotowania i odrębnymi uwarunkowaniami formalnymi, co w praktyce wyklucza go jako technicznie wykonalną alternatywę dla analizowanej lokalizacji w horyzoncie realizacji projektu.

- **Wariant E (wielkoskalowe pompy ciepła):** oceniono jako niewykonalny w analizowanej lokalizacji ze względu na brak dostępu do odpowiedniego dolnego źródła ciepła w granicach działek 105/20, 105/21 oraz konieczność zapewnienia istotnej mocy przyłączeniowej w elektroenergetyce (wynikającej z wielkości produkcji ciepła oraz COP/SPF). Oznacza to, że wariant wymagałby innej lokalizacji lub dodatkowej infrastruktury wykraczającej poza obszar A–B–C–D, a tym samym nie stanowi alternatywy możliwej do realizacji „zamiast CHP” na dz. nr 105/20, 105/21.

W świetle powyższego porównania stwierdza się, że w analizowanej lokalizacji **nie zidentyfikowano** wariantu OZE, który mógłby zostać zrealizowany w wymaganej skali i w sposób technicznie wykonalny, zapewniając porównywalną zdolność produkcyjną w ujęciu **rocznego wolumenu energii użytecznej** (ciepło i energia elektryczna) jak wariant bazowy CHP. W konsekwencji planowany projekt CHP **nie wypiera** alternatywnej instalacji OZE, która mogłaby zostać wybudowana zamiast jednostki CHP w analizowanej lokalizacji (dz. nr 105/20, 105/21).

Jednocześnie wskazuje się, że spośród rozpatrywanych technologii OZE relatywnie największy potencjał realizacyjny w warunkach ograniczonej powierzchni posiada wariant A (HKS/PVT), jako rozwiązanie o stosunkowo wysokiej gęstości mocy w przeliczeniu na jednostkę powierzchni. Wykazano jednak, że nawet w tym wariantcie, przy dostępnej powierzchni ok. 34 arów, nie jest możliwe osiągnięcie porównywalnych rocznych wolumenów produkcji energii względem wariantu bazowego CHP.

7. ZAŁĄCZNIKI

Wykaz załączników:

- Załącznik 1: Karta katalogowa / dane techniczne zastosowane w obliczeniach dla wariantu A (HKS/PVT) – Ensol E-PVT 2.0v2.



Dane techniczne hybrydowych kolektorów słonecznych Ensol E-PVT 2,0v2_395Wp

E -PVT 2,0v2_395Wp – Kolektor hybrydowy

Kolektor E-PVT2,0v2_395Wp - jest połączeniem słonecznego kolektora płaskiego z fotowoltaicznym modulem o monokrystalicznych ogniwach krzemu o mocy 395W. Słoneczny kolektor termiczny odpowiedzialny jest za konwersję promieniowania słonecznego na energię cieplną wykorzystaną do CWU (ciepła woda użytkowa) i CO (centralne ogrzewanie), moduł fotowoltaiczny natomiast zamienia energię słoneczną na energię elektryczną.

Wzrost temperatury każdego modułu fotowoltaicznego zmniejsza jego generowaną moc elektryczną. Moc spada o około 0,5% na każdy jeden stopień wzrostu temperatury. Charakterystyki mocy podawane w danych technicznych odnoszą się do temperatur normowych modułu czyli 25 stopni Celsjusza.

Poprzez zainstalowanie układu termicznego w kolektorze hybrydowym PV-T występuje odbiór ciepła za pośrednictwem płynu chłodzącego przepływającego poprzez kolektor. Układ termiczny poprzez odprowadzenie ciepła zwiększa wydajność przetwarzania promieni słonecznych na prąd elektryczny, ale także zaopatruje w duży zasób energii cieplnej. Kolektor hybrydowy E-PVT 2,0v2_395Wp jest technologicznym postępowaniem w ramach podwyższenia sprawności modułów fotowoltaicznych przy jednoczesnej zamianie energii słonecznej na energię cieplną i elektryczną.

Zalety kolektora hybrydowego E-PVT 2,0v2_395Wp:

- wyższa roczna efektywność produkcji energii elektrycznej, w porównaniu ze standardowymi modułami fotowoltaicznymi,
- możliwość wykorzystania termicznej części kolektora do dogrzewania ciepłej wody użytkowej (CWU) lub wspomagania centralnego ogrzewania (CO)
- oszczędność powierzchni dachu i znaczne obniżenie kosztów montażu.
- dwa w jednym! Jedno urządzenie zapewnia produkcję prądu elektrycznego i ciepła.
- niższy koszt inwestycyjny instalacji z wykorzystaniem kolektorów PV-T niż w przypadku urządzeń tradycyjnych (cieczowe kolektory słoneczne, moduły fotowoltaiczne).



Kolektor E-PVT 2,0:	Symbol	Jednostka	Wartość
Szerokość	A	Mm	998
Wysokość	B	Mm	1998
Głębokość	C	Mm	62
Powierzchnia	S	m²	1,99
Masa kolektora	m	Kg	37
Obudowa	Opatentowany profil aluminiowy		
Parametry termiczne			
Moc szczytowa (przy 1000W/m2)	Q	W	1100
Rodzaj absorbera	Aluminiowy wymiennik Roll-Bond		
Powierzchnia apertury	S _n	m²	1,80
Sprawność kolektora	η	%	56,7
Współczynnik	a1	W/(m²K)	19,65
Współczynnik	a2	W/(m²K²)	0,018
Współczynnik	a3	Ws/(m³K)	2,294
Współczynnik	a4	-	0,42
Współczynnik	a6	s/m	0,15
Współczynnik	a7	s/m	0,004
Współczynnik	a8	W/(m²K⁴)	0
Maksymalne ciśnienie pracy	Pmax	Bar	6
Maksymalna temp. pracy	tmax	°C	85
Pojemność płynu	V	dm³	1,2
Parametry elektryczne			
Moc znamionowa (przy 1000 W/m²)	Pmax	W	395
Rodzaj ogniw	Monokrystaliczne		
Liczba ogniw		Szt	72
Rozmiar ogniw		Mm	157x157
Prąd maksymalny	Imp	A	9,87
Prąd zwarciov	Isc	A	10,43
Napięcie maksymalne	Vmp	V	40,13
Napięcie jałowe	Voc	V	48,60
Gwarancja na kolektor hybrydowy		5 lat	
Gwarancja na moduł fotowoltaiczny		10 lat	

