

OCENA PORÓWNAWCZA WYBRANEJ DO REALIZACJI INSTALACJI KOGENERACYJNEJ ZASILANEJ PALIWEM GAZOWYM Z ALTERNATYWĄ INSTALACJĄ KOGENERACYJNĄ ZASILANĄ BIOMASĄ

Weryfikację/walidację przeprowadza się na podstawie oceny porównawczej projektu z najbardziej opłacalną i technicznie wykonalną alternatywą wykorzystującą odnawialne źródła energii, zapewniającą tę samą zdolność produkcyjną. Wyniki oceny podlegają publikacji oraz konsultacjom z zainteresowanymi stronami.

W ramach oceny projektu pn. „Budowa źródła kogeneracyjnego EC-Koszyce II w Pile” porównano dwa warianty inwestycyjne przewidziane dla tej samej lokalizacji. Oba warianty zakładają budowę źródeł wytwarzających ciepło i energię elektryczną w procesie wysokosprawnej kogeneracji: **wariant podstawowy, zasilany paliwem gazowym**, oraz **wariant alternatywny OZE, wykorzystujący biomasę drzewną**.

Wariant wybrany do realizacji obejmuje budowę elektrociepłowni w technologii wysokosprawnej kogeneracji, opartej na dwóch gazowych silnikach tłokowych z odzyskiem ciepła, o łącznej mocy cieplnej **5,2 MWt** i łącznej mocy elektrycznej **5,25 MWe**, a także budowę gazowego kotła wodnego o mocy cieplnej 5 MWt. Agregaty kogeneracyjne i kocioł będą stanowiły odrębne jednostki wytwórcze, dlatego konieczna będzie budowa indywidualnej infrastruktury sieciowej umożliwiającej przesył ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej. Cały układ zostanie powiązany technologicznie z istniejącą infrastrukturą techniczną zakładu. Projektowane agregaty umożliwią skojarzoną produkcję energii elektrycznej i ciepła w procesie wysokosprawnej kogeneracji.

Każdy agregat kogeneracyjny będzie obejmował silnik gazowy, w którym następuje spalanie paliwa i wytwarzanie energii mechanicznej, generator przetwarzający energię mechaniczną na energię elektryczną oraz instalacje pomocnicze, w szczególności układ odbioru ciepła, wentylacji, odprowadzania spalin, sterowania i kontroli pracy. Ciepło powstające podczas pracy silnika zostanie odzyskane za pośrednictwem wymienników i przekazane do sieci ciepłowniczej. Agregaty zostaną zlokalizowane w wydzielonych pomieszczeniach projektowanego budynku.

Wariant alternatywny OZE (wariant 2) zakłada budowę instalacji kogeneracyjnej zasilanej biomasą, opartej na układzie ORC (Organic Rankine Cycle).

W technologii ORC źródłem energii cieplnej jest spalanie biomasy, a energia elektryczna jest wytwarzana w obiegu termodynamicznym z zastosowaniem czynnika organicznego, bez wykorzystania klasycznej turbiny parowej.

Porównywane technologie różnią się charakterystyką techniczną, sposobem eksploatacji, parametrami produkcyjnymi oraz profilem odbioru ciepła. Dla wariantu 2 przyjęto taką samą moc cieplną instalacji kogeneracyjnej jak w wariantcie podstawowym, tj. 5,2 MWt, oraz identyczną roczną produkcję ciepła na poziomie 66 293 GJ. Przy tych założeniach moc elektryczną instalacji biomasowej oszacowano na 1,1 MWe, wobec 5,25 MWe dla wariantu gazowego.

Technologia ORC charakteryzuje się mniejszą elastycznością pracy i wymaga utrzymywania instalacji w odpowiednim zakresie obciążenia. Wariant gazowy, wyposażony w dwa silniki, umożliwia bardziej elastyczne dostosowanie pracy do zmiennych warunków zewnętrznych i bieżącego zapotrzebowania na ciepło. Przy wyższych temperaturach zewnętrznych możliwa jest praca jednego silnika z zachowaniem wysokiej sprawności. W instalacji ORC ograniczenie obciążenia może natomiast prowadzić do obniżenia efektywności wytwarzania energii elektrycznej.

Roczna produkcja energii elektrycznej w wariantie podstawowym wynosi 18 618 MWh, natomiast dla instalacji biomasowej przyjęto 3 901 MWh, proporcjonalnie do różnicy mocy elektrycznej obu instalacji.

Przyjęcie w wariantie biomasowym mocy elektrycznej równej mocy wariantu podstawowego wymagałoby znacznego zwiększenia mocy cieplnej instalacji, a tym samym doprowadziłoby do jej przewymiarowania względem możliwości odbioru ciepła przez system ciepłowniczy.

W obliczeniach uwzględniono różne poziomy dofinansowania: 30% kosztów kwalifikowanych dla wariantu gazowego oraz 45% dla wariantu biomasowego.

Na potrzeby analizy DGC przyjęto następujące założenia dla porównywanych wariantów.

Wariant podstawowy (gazowy)

- a) roczna wielkość produkcji ciepła i energii elektrycznej wyrażona w GJ wynosi **133 318** (począwszy od 2028 r. i w kolejnych latach prognozy, tj. do 2042 r.),
- b) nakłady inwestycyjne inicjujące wynoszą **33 576 tys. zł** (netto w cenach stałych), a w 5, 10 i 15 roku eksploatacji niezbędne nakłady odtworzeniowe układu kogeneracyjnego w wysokości odpowiednio 3 636 tys. zł w 2032 r., 5 454 tys. zł w 2037 r. i 3 636 tys. zł w 2042 r.,
- c) koszty eksploatacji i utrzymania dotyczące Opcji 1 wynoszą od 8 453 tys. zł w 2028 r. do 11 333 tys. zł w 2034 r.
- d) przychody ze sprzedaży dla projektu wynoszą 12 279 tys. zł, z czego 10 079 tys. zł dotyczy przyrostu sprzedaży energii elektrycznej wraz z przychodami z tytułu premii kogeneracyjnej. Pozostała część przypada na przyrost przychodów ze sprzedaży ciepła (z tyt. wzrostu ceny ciepła – bez wzrostu sprzedaży ciepła).

Wariant 2 (biomasowy – OZE)

- b) roczna wielkość produkcji ciepła i energii elektrycznej wyrażona w GJ wynosi **80 336,3** (począwszy od 2028 r. i w kolejnych latach prognozy, tj. do 2042 r.),
- c) nakłady inwestycyjne inicjujące wynoszą **51 510,4 tys. zł** (w cenach stałych), a w 5, 10 i 15 roku eksploatacji niezbędne nakłady odtworzeniowe układu kogeneracyjnego w wysokości odpowiednio 4 224 tys. zł w 2032 r., 6 336 tys. zł w 2037 r. i 4 224 tys. zł w 2042 r.,
- d) koszty eksploatacji i utrzymania dotyczące wariantu 2 wynoszą od 1 454 tys. zł w 2028 r. do 4 334 tys. zł w 2034 r. Po 2034 r. projekt generuje oszczędności w wysokości od 1 593 tys. zł do 1 770 tys. zł rocznie.
- e) przychody ze sprzedaży dla projektu wynoszą 4 313 tys. zł, z czego 2 112 tys. zł dotyczy przyrostu sprzedaży energii elektrycznej wraz z przychodami z tytułu premii kogeneracyjnej. Pozostała część przypada na przyrost przychodów ze sprzedaży ciepła (z tyt. wzrostu ceny ciepła – bez wzrostu sprzedaży ciepła).

Bilans produkcyjny wskazuje na istotne różnice pomiędzy wariantami. Produkcja ciepła w wariantie podstawowym jest nieznacznie wyższa ze względu na dodatkową produkcję z kotła gazowego. Jednocześnie wariant gazowy zapewnia kilkukrotnie wyższą produkcję energii elektrycznej, co wynika z charakterystyki zastosowanych technologii.

Początkowe nakłady inwestycyjne dla wariantu 2 są o około **53,4%** wyższe niż dla wariantu podstawowego. Nakłady dla instalacji OZE oszacowano na podstawie ofert oraz zawartych umów

dotyczących porównywalnych instalacji realizowanych w ostatnich latach, z uwzględnieniem różnic w mocy i zakresie rzeczowym.

Koszty operacyjne obliczono metodą różnicową, na podstawie porównania sytuacji Spółki w wariantach „z projektem” i „bez projektu”. Obejmują one podatek od nieruchomości, materiały, w tym paliwo i energię, usługi obce, podatki oraz pozostałe opłaty. Amortyzacji, jako kosztu niepieniężnego, nie uwzględniono przy obliczaniu wskaźnika NPV.

Koszty paliwa w obu wariantach określono jako różnicę pomiędzy łącznymi kosztami paliw w Spółce w scenariuszach „z projektem” i „bez projektu”. Wariant OZE uwzględnia zużycie biomasy, niewystępujące w scenariuszu bez projektu, przy jednoczesnym częściowym zastąpieniu paliwa węglowego. Oznacza to dodatkowy koszt biomasy w wysokości 2 892 tys. zł rocznie oraz zmniejszenie kosztu węgla o 1 879 tys. zł rocznie.

Wariant 2 jest korzystniejszy w zakresie kosztów operacyjnych, częściowo ze względu na niższy bilans energii potrzebnej do wytworzenia energii elektrycznej oraz ze względu na relatywnie niższy jednostkowy koszt biomasy w porównaniu do gazu.

Natomiast wariant podstawowy jest korzystniejszy w zakresie przychodów ze sprzedaży. Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej są w tym wariantcie kilkukrotnie wyższe niż w wariantcie biomasowym, co wynika przede wszystkim z istotnie większej mocy elektrycznej instalacji gazowej.

Wariant biomasowy jest mniej opłacalny pod względem ekonomicznym, co wynika m.in. z następujących czynników:

- a) wyraźnie wyższe nakłady inwestycyjne,
- b) niekorzystna relacja pomiędzy produkcją ciepła i energii elektrycznej (w tym wariantcie produkcja energii elektrycznej jest ok. 5 razy mniejsza od produkcji ciepła), co skutkuje znacznie niższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej.

Wariant alternatywny OZE jest możliwy do realizacji od strony technicznej, jednak jego opłacalność wymagałaby zastosowania instalacji o znacząco większej skali, szczególnie w zakresie produkcji energii elektrycznej. Zwiększenie mocy elektrycznej wiązałoby się jednak z koniecznością proporcjonalnego zwiększenia mocy cieplnej, co w warunkach lokalnego rynku ciepła byłoby trudne do zagospodarowania. Nadmierna produkcja ciepła w takich warunkach prowadziłaby bowiem do powstawania nadwyżek w stosunku do zapotrzebowania, zwłaszcza w okresach przejściowych oraz w sezonie letnim.

Istotnym ograniczeniem wariantu biomasowego jest również jego mniejsza elastyczność eksploatacyjna w porównaniu z wariantem gazowym. W przypadku instalacji gazowej możliwe jest stopniowe dostosowywanie pracy źródła do zmieniających się warunków pogodowych i bieżącego zapotrzebowania poprzez uruchamianie odpowiedniej liczby silników. Instalacja biomasowa nie zapewnia porównywalnej swobody regulacji i dla utrzymania wysokiej sprawności wymaga pracy w określonym zakresie obciążenia, natomiast zejście poniżej tego poziomu może skutkować brakiem efektywnej produkcji energii elektrycznej.

Wariant biomasowy nie wymaga budowy przyłącza gazowego, natomiast wymaga zapewnienia odpowiedniej infrastruktury magazynowej dla paliwa, co oznacza konieczność przeznaczenia większego terenu pod inwestycję. Magazyn na biomasę dla rozważanej instalacji wymagałby powierzchni min. 1000 m² dla zapewnienia zapasu magazynowego na około 14 dni pracy instalacji pełną mocą. Ze względu na uwarunkowania rynku i dostępność biomasy drzewnej, zwłaszcza w okresie dużego zapotrzebowania należałoby przewidzieć magazyn na dłuższy okres czasu. Magazynowanie dużej ilości biomasy przez dłuższy okres, zwłaszcza w czasie niesprzyjających warunków atmosferycznych wymagałoby dodatkowego jej zabezpieczenia w postaci zadaszenia. W porównaniu wariantu OZE z wariantem podstawowym należy ponieść znaczne nakłady inwestycyjne

związane z magazynowaniem biomasy, podczas gdy wariant podstawowy nie wymaga w ogóle powierzchni magazynowej.

Oba warianty są porównywalne w zakresie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i/lub ciepłowniczej.

Wariant biomasowy (OZE) może stanowić rozwiązanie bardziej odporne na okresowe ograniczenia w odbiorze energii elektrycznej przez system elektroenergetyczny. Instalacje na biomasę z modułem ORC mogą pracować bez generowania energii elektrycznej i generować wyłącznie energię ciepłą. W sytuacji braku potrzeby lub braku uzasadnienia ekonomicznego produkcji energii elektrycznej, instalacja na biomasę może przekierować energię ciepłą wyłącznie do systemu ciepłowniczego, omijając moduł ORC. Dzięki temu instalacje te gwarantują gotowość do wytwarzania ciepła, niezależnie od konieczności produkcji energii elektrycznej. Oznacza to większą elastyczność w zakresie utrzymania samej funkcji ciepłowniczej, choć nie zmienia ogólnej, niższej efektywności ekonomicznej tego wariantu.

W zakresie dostępności i cen paliw oba warianty obciążone są ryzykiem wzrostu kosztów paliwa, odpowiednio gazu i biomasy. Należy jednak ocenić, że ryzyko ograniczonej dostępności paliwa w większym stopniu dotyczy wariantu biomasowego. Pomimo istnienia logistycznych możliwości dostaw biomasy, w okresach zwiększonego popytu mogą występować trudności w zapewnieniu ciągłości dostaw, którym może towarzyszyć dodatkowy wzrost cen surowca.

Oba porównywane warianty mają podobny wpływ na ceny ciepła w systemie. Oba warianty przyczyniają się do realnego wzrostu cen w obszarze wytwarzania w wysokości 3,0% w 2028 r., co w rezultacie daje łączny efekt w postaci wzrostu ceny wskaźnikowej o 2,3 % (z uwzględnieniem przesyłu ciepła). Cena wskaźnikowa ciepła w 2028 r. wynosi wg prognoz 166,1 zł/GJ.

W obu wariantach występuje dostępność elektrycznych mocy przyłączeniowych na potrzeby wytworzenia tego samego wolumenu ciepła.

Wariant alternatywny OZE charakteryzuje się wyższym poziomem dofinansowania wynoszącym 45 % kosztów kwalifikowanych (przy 30% dotacji dla instalacji kogeneracji gazowej).

Oba warianty spełniają obowiązujące wymagania środowiskowe i ograniczają wpływ wytwarzania energii na środowisko. Wariant OZE jest korzystniejszy pod względem bezpośrednich emisji CO₂, lecz wymaga przeznaczenia większej powierzchni pod inwestycję oraz organizacji regularnych dostaw biomasy. Transport paliwa samochodami ciężarowymi powodowałby dodatkowe emisje, hałas i obciążenie lokalnego układu drogowego. Oddziaływania te nie występują w wariantcie gazowym w porównywalnej skali ze względu na wykorzystanie paliwa dostarczanego siecią gazową.

Oba warianty oceniono jako odporne na zidentyfikowane ryzyka klimatyczne oraz zagrożenia związane z występowaniem klęsk żywiołowych.

Wyniki finansowej opłacalności inwestycji

Wariant podstawowy – budowa źródła kogeneracyjnego EC-Koszyce II w Pile – wysokosprawna kogeneracja – paliwo gazowe

Ocena finansowej opłacalności inwestycji - FNPV/C i FRR/C

Wyszczególnienie	Jedn.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Przychody	tys. PLN	0	0	0	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279
Wartość rezydualna	tys. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15 243
Wpływ razem	tys. PLN	0	0	0	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279
Koszty operacyjne	tys. PLN	0	20	15	8 453	8 563	8 363	8 903	8 703	8 613	11 333	5 406	5 229	5 979	5 249	5 229	5 229	5 339	8 229
Nakłady inwestycyjne	tys. PLN	477	5 895	27 169	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nakłady odtworzeniowe	tys. PLN	0	0	0	0	0	0	0	3 636	0	0	0	0	5 454	0	0	0	0	3 636
Wydatki razem	tys. PLN	477	5 915	27 184	8 453	8 563	8 363	8 903	12 339	8 613	11 333	5 406	5 229	11 433	5 249	5 229	5 229	5 339	11 865
Przepływ netto	tys. PLN	-477	-5 915	-27 184	3 826	3 716	3 916	3 376	-60	3 666	946	6 874	7 045	833	7 009	7 021	7 012	6 894	15 603
Współczynnik dyskontowy		1,00	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62	0,60	0,58	0,56	0,53	0,51
Zyskontowane przepływy netto	tys. PLN	-477	-5 688	-25 133	3 402	3 177	3 219	2 668	-45	2 679	665	4 644	4 577	520	4 209	4 054	3 894	3 681	8 010
FNPV/C - tys. zł																			18 055,0
FRR/C																			9,54%

Ocena finansowej opłacalności inwestycji - FNPV/C i FRR/C z dotacją

Wyszczególnienie	Jedn.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Przychody	tys. PLN	0	0	0	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279
Wartość rezydualna	tys. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15 243
Wpływ dotacji	tys. PLN	0	1 494,3	7 043,9	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wpływ razem	tys. PLN	0	1 494,3	7 043,9	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279	12 279
Koszty operacyjne	tys. PLN	0	20	15	8 453	8 563	8 363	8 903	8 703	8 613	11 333	5 406	5 229	5 979	5 249	5 229	5 229	5 339	8 229
Nakłady inwestycyjne	tys. PLN	477	5 895	27 169	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nakłady odtworzeniowe	tys. PLN	0	0	0	0	0	0	0	3 636	0	0	0	0	5 454	0	0	0	0	3 636
Wydatki razem	tys. PLN	477	5 915	27 184	8 453	8 563	8 363	8 903	12 339	8 613	11 333	5 406	5 229	11 433	5 249	5 229	5 229	5 339	11 865
Przepływ netto	tys. PLN	-477	-4 421	-20 141	3 826	3 716	3 916	3 376	-60	3 666	946	6 874	7 045	833	7 009	7 021	7 012	6 894	15 603
Współczynnik dyskontowy	tys. PLN	1,00	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62	0,60	0,58	0,56	0,53	0,51
Zyskontowane przepływy netto	tys. PLN	-477	-4 251	-18 621	3 402	3 177	3 219	2 668	-45	2 679	665	4 644	4 577	520	4 209	4 054	3 894	3 681	8 010
FNPV/C - tys. zł																			26 004,4
FRR/C																			13,73%

Wariant alternatywny OZE – budowa źródła kogeneracyjnego EC-Koszyce II w Pile – wysokosprawna kogeneracja – paliwo biomasowe

Ocena finansowej opłacalności inwestycji - FNPV/C i FRR/C

Wyszczególnienie	Jedn.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Przychody	tys. PLN	0	0	0	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 307	4 299	4 291	4 283	4 274	4 266	4 258
Wartość rezydualna	tys. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18 918
Wpływ razem	tys. PLN	0	0	0	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 307	4 299	4 291	4 283	4 274	4 266	23 176
Koszty operacyjne	tys. PLN	0	20	15	1 454	1 564	1 364	1 904	1 704	1 614	4 334	-1 593	-1 770	-1 020	-1 750	-1 770	-1 770	-1 660	1 230
Nakłady inwestycyjne	tys. PLN	316	8 490	42 669	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nakłady odtworzeniowe	tys. PLN	0	0	0	0	0	0	0	4 224	0	0	0	0	6 336	0	0	0	0	4 224
Wydatki razem	tys. PLN	316	8 510	42 684	1 454	1 564	1 364	1 904	5 928	1 614	4 334	-1 593	-1 770	5 315	-1 750	-1 770	-1 770	-1 660	5 454
Przepływ netto	tys. PLN	-316	-8 510	-42 684	2 859	2 749	2 949	2 409	-1 615	2 699	-21	5 906	6 078	-1 016	6 041	6 053	6 045	5 926	17 722
Współczynnik dyskontowy		1,00	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62	0,60	0,58	0,56	0,53	0,51
Zyskontowane przepływy netto	tys. PLN	-316	-8 183	-39 464	2 541	2 350	2 424	1 904	-1 227	1 972	-15	3 990	3 948	-635	3 628	3 495	3 356	3 164	9 098
FNPV/C - tys. zł																			-7 970,0
FRR/C																			2,17%

Ocena finansowej opłacalności inwestycji - FNPV/C i FRR/C z dotacją

Wyszczególnienie	Jedn.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Przychody	tys. PLN	0	0	0	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 307	4 299	4 291	4 283	4 274	4 266	4 258
Wartość rezydualna	tys. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18 918
Wpływ dotacji	tys. PLN	0	3 911	19 192	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wpływ razem	tys. PLN	0	3 911	19 192	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 313	4 307	4 299	4 291	4 283	4 274	4 266	23 176
Koszty operacyjne	tys. PLN	0	20	15	1 454	1 564	1 364	1 904	1 704	1 614	4 334	-1 593	-1 770	-1 020	-1 750	-1 770	-1 770	-1 660	1 230
Nakłady inwestycyjne	tys. PLN	316	8 490	42 669	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nakłady odtworzeniowe	tys. PLN	0	0	0	0	0	0	0	4 224	0	0	0	0	6 336	0	0	0	0	4 224
Wydatki razem	tys. PLN	316	8 510	42 684	1 454	1 564	1 364	1 904	5 928	1 614	4 334	-1 593	-1 770	5 315	-1 750	-1 770	-1 770	-1 660	5 454
Przepływ netto	tys. PLN	-316	-4 599	-23 492	2 859	2 749	2 949	2 409	-1 615	2 699	-21	5 906	6 078	-1 016	6 041	6 053	6 045	5 926	17 722
Współczynnik dyskontowy	tys. PLN	1,00	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62	0,60	0,58	0,56	0,53	0,51
Zyskontowane przepływy netto	tys. PLN	-316	-4 422	-21 720	2 541	2 350	2 424	1 904	-1 227	1 972	-15	3 990	3 948	-635	3 628	3 495	3 356	3 164	9 098
FNPV/C - tys. zł																			13 534,7
FRR/C																			8,58%

WNIOSKI Z OCENY FINANSOWEJ WARIANTÓW INWESTYCYJNYCH

Wyniki oceny finansowej wskazują na **wyższą efektywność wariantu podstawowego**, przyjętego do realizacji i polegającego na budowie nowego źródła ciepła i energii elektrycznej zasilanego paliwem gazowym. Jednocześnie oba analizowane warianty wywierają porównywalny wpływ na poziom cen ciepła w systemie.

Wskaźniki efektywności FNPV i FRR, obliczone na dwóch poziomach (bez uwzględnienia dotacji oraz z jej uwzględnieniem), potwierdzają przewagę wariantu instalacji zasilanej paliwem gazowym.

Bez dotacji:

- wariant podstawowy: FNPV = **18 055 tys. zł**, FRR = 9,54%;
- wariant OZE: FNPV = **-7 970 tys. zł**, FRR = 2,17%.

Z dotacją:

- wariant podstawowy: FNPV = **26 004 tys. zł**, FRR = 13,73%;
- wariant OZE: FNPV = **13 535 tys. zł**, FRR = 8,58%.

UZUPEŁNIENIA METODYCZNE I FORMALNE

Wybór alternatywy odnawialnej. Wariant kogeneracyjny zasilany biomasą, oparty na układzie ORC, został przyjęty jako najbardziej opłacalna i technicznie wykonalna alternatywa wykorzystująca odnawialne źródła energii spośród rozwiązań możliwych do zastosowania w lokalnych warunkach technicznych i eksploatacyjnych. Rozwiązanie to umożliwia jednocześnie wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, może współpracować z istniejącym systemem ciepłowniczym oraz odpowiada funkcji projektowanego źródła gazowego. Wybór biomasy jako wariantu referencyjnego OZE wynika z możliwości zapewnienia wymaganej mocy cieplnej, dostępności technologii kogeneracyjnej w skali odpowiadającej potrzebom systemu oraz możliwości technicznego włączenia instalacji do infrastruktury MEC Piła. Inne rozwiązania OZE nie zapewniają w rozpatrywanych warunkach porównywalnej, dyspozycyjnej i sterowalnej produkcji ciepła oraz energii elektrycznej w jednym procesie technologicznym.

Porównywalność zdolności produkcyjnej. Porównanie przeprowadzono dla tej samej podstawowej funkcji instalacji oraz tej samej zdolności produkcyjnej w zakresie ciepła. W obu wariantach przyjęto moc cieplną instalacji kogeneracyjnej 5,2 MWt oraz roczną produkcję ciepła 66 293 GJ. Moc elektryczna wynika natomiast z charakterystyki i sprawności właściwej dla danej technologii: 5,25 MWe dla dwóch silników gazowych oraz 1,1 MWe dla układu biomasowego ORC. Przyjęcie takiej samej mocy elektrycznej w wariantcie OZE wymagałoby wielokrotnego zwiększenia mocy cieplnej instalacji, co prowadziłoby do jej przewymiarowania oraz produkcji nadwyżek ciepła niemożliwych do racjonalnego zagospodarowania w miejskim systemie ciepłowniczym, zwłaszcza poza sezonem grzewczym. Z tego względu za właściwą podstawę porównania uznano identyczną moc i produkcję ciepła, przy zachowaniu parametrów produkcji energii elektrycznej wynikających z technicznych właściwości obu technologii.

Oświadczenie dotyczące zastępowanej energii. Energia elektryczna i ciepło zastępowane w wyniku realizacji projektu nie są obecnie wytwarzane z odnawialnych źródeł energii. Projektowane źródło gazowe zastąpi produkcję z istniejących źródeł wykorzystujących paliwa kopalne i nie powoduje zastąpienia istniejącej produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

Źródła danych i założenia finansowe. Nakłady inwestycyjne wariantu gazowego przyjęto na podstawie wartości wynikających z dokumentacji projektu EC-Koszyce II. Nakłady dla wariantu biomasowego oszacowano na podstawie ofert oraz danych z umów dotyczących porównywalnych instalacji realizowanych w ostatnich latach, skorygowanych z uwzględnieniem różnic w mocy i zakresie rzeczowym. Ceny paliw oraz koszty eksploatacyjne przyjęto zgodnie z założeniami analizy finansowej MEC Piła w wariantach „z projektem” i „bez projektu”, obejmującymi w szczególności gaz, biomasę, węgiel, energię, materiały, usługi obce, podatki i opłaty. Poziomy dofinansowania przyjęto odpowiednio w wysokości 30% kosztów kwalifikowanych dla wariantu gazowego oraz 45% dla wariantu OZE. Przed publikacją należy dołączyć zestawienie dokumentów źródłowych zawierające nazwę dokumentu lub oferty, podmiot, datę pozyskania danych, okres ich obowiązywania oraz sposób aktualizacji wartości do poziomu cen zastosowanego w analizie.

Zgodność z wymaganiami regulacyjnymi. Ocenę przygotowano z uwzględnieniem kryteriów technicznych dotyczących działalności w sektorze energetycznym określonych w rozporządzeniu delegowanym Komisji (UE) 2021/2139, uzupełnionym rozporządzeniem delegowanym Komisji (UE) 2022/1214, oraz z uwzględnieniem właściwych wytycznych Ministerstwa Rozwoju i Technologii. Analiza obejmuje porównanie projektu gazowego z najbardziej opłacalną i technicznie wykonalną alternatywą odnawialną dla tej samej zdolności produkcyjnej, ocenę parametrów technicznych, ekonomicznych i środowiskowych oraz wskazanie podstaw wyboru wariantu przeznaczonego do realizacji. Szczegółowe potwierdzenie zgodności poszczególnych kryteriów należy przed publikacją powiązać z aktualną dokumentacją projektową i warunkami programu wsparcia.

Podsumowanie wyników. Analiza wykazuje, że wariant gazowy jest korzystniejszy finansowo. Po uwzględnieniu dotacji jego FNPV wynosi 26,004 mln zł, natomiast FNPV wariantu OZE wynosi 13,535 mln zł. Wariant biomasowy stanowi technicznie wykonalną alternatywę OZE, jednak wymaga wyższych nakładów inwestycyjnych, zapewnia niższą produkcję energii elektrycznej i generuje niższe przychody. Dla zapewnienia przejrzystości i możliwości weryfikacji wyników do publikowanej analizy należy dołączyć szczegółowy wykaz źródeł danych oraz potwierdzenie aktualności przyjętych parametrów technicznych i finansowych.