

**POLSKA AKADEMIA NAUK
INSTYTUT GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI I ENERGIA**

**WYKORZYSTANIE WÓD GEOTERMALNYCH
DLA CELÓW BALNEO-REKREACYJNYCH W JAWORZU**
Studium Celowości

ZAŁĄCZNIK NR 6

Spis treści:

1. Wnioski z przeprowadzonej analizy – podsumowanie	3
2. Definicja projektu.....	4
3. Charakterystyka projektu	5
4. Analiza techniczna i technologiczna	5
5. Analiza ekonomiczna	12
6. Analiza oddziaływania na środowisko	16
7. Podsumowanie	19

1. Wnioski z przeprowadzonej analizy – podsumowanie

Przedmiotem projektu jest wykorzystanie wód i energii geotermalnej dla zabezpieczenia potrzeb planowanego obiektu balneo-rekreacyjnego w Jaworzu. Proponuje się wykorzystanie występujących tu wód termalnych jako podstawowego nośnika energii i czynnika leczniczego. Realizacja zamierzeń projektowych winna przyczynić się do poprawy stanu środowiska naturalnego, ograniczyć konsumpcję konwencjonalnych paliw kopalnych, uaktywnić lokalny rynek pracy i istotnie wpłynąć na turystyczną atrakcyjność rejonu.

Wykonana poniżej analiza wskazuje na techniczną możliwość realizacji projektu, a jego realizacja przyczyni się do ograniczenia konsumpcji konwencjonalnych nośników energii.

Na podstawie zaproponowanych schematów technologicznych oszacowano, że koszty inwestycyjne przedsięwzięcia będą się wahać od 4,3 do 7,2 mln zł (koszty instalacji geotermalnej + koszty rekonstrukcji ujęć).

Wycenę jednostki energii cieplnej wykonano zakładając: siedemdziesięciopięcioprocentowy poziom dotacji, 15% kosztów inwestycyjnych postanowiono pokryć z kredytu bankowego (oprocentowanego na 8% w skali roku, czas kredytowania 22 lata). Pozostałe 10% kosztów inwestycyjnych planuje się pokryć ze środków własnych.

Analiza ekonomiczna pozwoliła określić planowany jednostkowy koszt produkcji energii cieplnej (funkcjonowania instalacji) od 160 do 449 tys. zł/rok, – co daje sumaryczny koszt jednostkowy produkcji energii cieplnej od 17,49 do 41,56 zł/GJ (po uwzględnieniu założonego schematu finansowania inwestycji). W przypadku zabezpieczenia potrzeb ciepłych planowanego obiektu za pomocą gazu ziemnego koszt produkcji energii cieplnej wyniósłby od 34 do 45 zł/GJ.

Mając na uwadze wartości osiągane przez wskaźniki opłacalności realizacji inwestycji można stwierdzić, że jedynie wariant zakładający eksploatację wody geotermalnej z minimalnym rozważanym strumieniem 12 m³/h - bez wykorzystania modułów ciepłno-prądowych jest nieopłacalny do realizacji. Atrakcyjność pozostałych wariantów jest tym większa im wyższa jest wartość możliwego do uzyskania strumienia wody geotermalnej. Za prawdopodobny z hydrogeologicznego punktu widzenia i atrakcyjny pod względem ekonomicznym należy uznać wariant 4 (zakładający eksploatację wody geotermalnej ze strumieniem 20 m³/h i wykorzystanie modułów ciepłno-prądowych). Wariant ten cechują również pozytywne wyniki ekologiczne w postaci znacznej i relatywnie taniej redukcji emisji zanieczyszczeń. Przykładowo w porównaniu z gazem ziemnym roczna redukcja emisji CO₂ wynosi 485 ton, a jej koszt oszacowano na 567 zł/tCO₂.

Mając jednak na uwadze balneologiczne własności wód termalnych, w przypadku oceny całego przedsięwzięcia (uwzględniając większą atrakcyjność obiektu wykorzystującego takie wody) ich wykorzystanie może wpłynąć bardzo korzystnie na opłacalność inwestycji. Ocena taka wykracza jednak poza zakres niniejszego studium.

Projekt zakładający wykorzystanie lokalnych zasobów wód i energii geotermalnej w dłuższej perspektywie czasowej może przyczynić się do powstania nowych miejsc pracy, aktywizacji środowisk lokalnych i promocji turystycznej rejonu.

2. Definicja projektu

Celem projektu jest zastosowanie wód termalnych dla zabezpieczenia potrzeb cieplnych i balneologicznych planowanego obiektu balneo-rekreacyjnego w Jaworzu. Proponuje się wykorzystanie wód i energii geotermalnej z otworu Jaworze IG2 zatłaczanych po schłodzeniu do otworu Jaworze IG1 oddalonego o około 1400 m.

Odwierty solankowe J-IG1 i J-IG 2 odwiercone zostały w latach 1979 – 1980 przez Instytut Geologiczny w Krakowie udostępniając silnie zmineralizowane solanki mioceńskie (J-IG1) i dewońskie (J-IG2).

W otworze **J-IG1** występują one na głębokości 1170 – 1433 m, w obrębie zlepieńców i piaskowców serii dębowieckiej miocenu i posiadają ogólną mineralizację 106 g/l. Temperatura solanki określona za pomocą łyżki wiertniczej wynosiła około 23°C, a wydajność horyzontu wodonośnego nie przekraczała 0,9 m³/h. Zwierciadło swobodne stabilizowało się na głębokości 126 m ppt., a przy eksploatacji z podaną wydajnością obniżało się do 500 m ppt.

W otworze **J-IG2** w interwale 1570 – 1650 m w spękanych wapieniach dewońskich nawiercono solankę o mineralizacji ogólnej 146 g/l. Zakłada się, że jej temperatura złożowa wynosi około 45°C. Zwierciadło swobodne stabilizowało się na głębokości około 180 m ppt., a podczas pompowań uzyskano wydajność około 12 m³/h

Występujące tu solanki zostały uznane za lecznicze decyzją Ministra Zdrowia i Opieki Społecznej z dn. 22.X.1985r.

Dysponentem obu otworów jest Beskidzki Zespół Leczniczo-Rehabilitacyjny w Jaworzu.

Projekt zakładający wykorzystanie lokalnych zasobów wód i energii geotermalnej, w dłuższej perspektywie czasowej może przyczynić się do powstania nowych miejsc pracy, aktywizacji środowisk lokalnych i promocji turystycznej rejonu.

3. Charakterystyka projektu

Projekt przewiduje realizację systemu basenów balneo-rekreacyjnych w obrębie działania Beskidzkiego Zespołu Leczniczko-Rehabilitacyjnego działających w oparciu o występujące solanki termalne.

W tym celu weryfikacji, poprzedzonej badaniami i pracami hydrogeologicznymi (głównie dotyczącymi intensyfikacji przyływów) musiałyby ulec dotychczas zatwierdzone zasoby eksploatacyjne.

Zatwierdzone obecnie zasoby eksploatacyjne na poziomie 0,9 m³/h i 4,0 m³/h dla otworu J-IG1 i J-IG2 odpowiednio, ustalono przy założeniu odprowadzania wykorzystanych solanek do cieków powierzchniowych. Zasoby na tym poziomie wydajności uniemożliwiają szersze wykorzystanie ich w celach geotermalnych pomimo istnienia „gotowych” ujęć.

Przyjmuje się, że temperatura wód w złożu może osiągać 45°C, jednak przy strumieniu na poziomie 4,0 m³/h może ona nie przekroczyć nawet 20°C. Podczas testów stwierdzono temperaturę wód 32°C przy strumieniu 11 m³/h co jest temperaturą minimalną dla bezpośredniego użycia wód w nieckach basenowych. Istnieje potrzeba uzyskania wydajności powyżej 12 m³/h (przewiduje się wydajności na poziomie co najmniej 20 m³/h) dla poszerzenia skali inwestycji. Dla wydajności tych należy założyć zatłaczanie wykorzystanych solanek do otworu chłonnego. Ponieważ zatłaczanie wód zgodnie z obowiązującą metodyką hydrogeologiczną winno odbywać do tego samego poziomu z którego odbywa się eksploatacja - w potencjalnym otworze chłonnym J-IG1 należałoby udostępnić przez perforację poziom dewoński nawiercony tu w interwale 1433 – 1525 m, dokonać jego opróbowania, rozszczelinowania i/lub hydroperforacji.

Reasumując, w celu racjonalnego wykorzystania zasobów energii i wód termalnych dla potrzeb balneo-rekreacji wymagana jest rekonstrukcja obu otworów: J-IG2 w aspekcie intensyfikacji wydajności, J-IG1 w aspekcie uzyskania chłonności w interwale dewońskim. Odległość obu otworów (około 1400 m) rzutuje na koszt inwestycji jednak jest optymalna z punktu widzenia neutralizacji wpływu schłodzonych wód zatłaczanych na gorące wody strefy eksploatacji.

4. Analiza techniczna i technologiczna

Ze względu na brak możliwości jednoznacznego określenia parametrów hydrogeologicznych przeprowadzono wariantową analizę techniczno-ekonomiczną zakładając różne wartości potencjalnie możliwego do uzyskania strumienia wody geotermalnej: 12, 20, 30 i 40 m³/h.

Przy czym osiągnięcie możliwości ciągłej eksploatacji wody w ilości 40 m³/h, a nawet 30 m³/h uważa się za mało realne.

Ze względu na przewidywane potrzeby odbiorcy, dotyczące zarówno zapotrzebowania na energię cieplną jak i odpowiedniego poziomu temperaturowego, zaproponowano wykorzystanie energii geotermicznej związanej z geologicznym horyzontem dewońskim przy wykorzystaniu pomp ciepła.

W proponowanych analizach zdecydowano się opcjonalnie oszacować opłacalność energetyczną i ekonomiczną zastosowania własnego źródła energii elektrycznej w postaci modułu ciepłno-prądowego. Moduły ciepłno-prądowe (kogeneratory) są urządzeniami konwertującymi energię chemiczną paliwa w prąd elektryczny i energię cieplną pracując w tzw. układzie skojarzonym – zapewniającym maksymalne wykorzystanie energii zawartej w paliwach pierwotnych przy jej zamianie na energię elektryczną. Energia mechaniczna, służąca do napędu wirnika generatora prądu elektrycznego uzyskiwana jest w silniku spalinowym bądź turbinie gazowej. Energia cieplna pochodzi z chłodzenia elementów roboczych urządzenia oraz odprowadzanych do atmosfery gorących spalin.

Wytworzona w modułach ciepłno-prądowych energia elektryczna wykorzystana byłaby w całości przez pompy obiegowe i pompy ciepła oraz pozostałe instalacje związane z projektowanymi obiektami. Energię cieplną proponuje się wykorzystać do wstępnego dogrzania wody geotermalnej powiększając w ten sposób potencjał termiczny źródła ciepła.

Ze względu na to, że eksploatowana woda termalna ma skład chemiczny predysponujący ją do zastosowań balneologicznych, po przejściu przez wymiennik CO (centralnego ogrzewania) część jej strumienia (możliwa do odprowadzenia przez instalację kanalizacyjną) pobierana byłaby i wykorzystywana w basenach kąpielowych. Pozostała część wody zabezpieczy potrzeby związane z ciepłem technologicznym basenów kąpielowych.

Woda geotermalna ochłodzona przez instalację CO i technologiczną basenów kierowana byłaby na wymiennik, w którym ogrzeje wstępnie wodę wodociągową – następnym stopniem jej schładzania byłaby instalacja sprężarkowych pomp ciepła.

Po przejściu przez cały opisany układ woda geotermalna zatłaczana będzie do złoża. Schemat opisywanej instalacji przedstawiają rys. 1 i 2. Rys. 1 przedstawia układ technologiczny przewidujący zakup napędowej energii elektrycznej z systemu krajowych sieci energetycznych, rys. 2 przedstawia schemat, w którym zakłada się wykorzystanie gazu ziemnego w modułach ciepłno-prądowych.

Dla potrzeb wyboru wariantu opłacalnego do realizacji przeanalizowano następujące warianty opisanej wyżej instalacji:

Wariant 1 – zakłada eksploatację odwiertem produkcyjnym 12 m³/h wody geotermalnej (solanki) o temperaturze na głowicy 36°C. Założono poziom zwierciadła dynamicznego –375 m p.p.t. W omawianym wariantcie zakłada się eksploatację energii cieplnej z wód wg schematu z rys. 1 – bez wykorzystania modułów ciepłno-prądowych,

Wariant 2 – zakłada eksploatację odwiertem produkcyjnym 12 m³/h wody geotermalnej (solanki) o temperaturze na głowicy 36°C. Założono poziom zwierciadła dynamicznego –375 m p.p.t. W omawianym wariantcie zakłada się eksploatację energii cieplnej z wód wg schematu z rys. 2 – z wykorzystaniem modułów ciepłno-prądowych,

Wariant 3 – zakłada eksploatację odwiertem produkcyjnym 20 m³/h wody geotermalnej (solanki) o temperaturze na głowicy 39°C. Założono poziom zwierciadła dynamicznego –400 m p.p.t. W omawianym wariantcie zakłada się eksploatację energii cieplnej z wód wg schematu z rys. 1 – bez wykorzystania modułów ciepłno-prądowych,

Wariant 4 – zakłada eksploatację odwiertem produkcyjnym 20 m³/h wody geotermalnej (solanki) o temperaturze na głowicy 39°C. Założono poziom zwierciadła dynamicznego –400 m p.p.t. W omawianym wariantcie zakłada się eksploatację energii cieplnej z wód wg schematu z rys. 2 – z wykorzystaniem modułów ciepłno-prądowych,

Wariant 5 – zakłada eksploatację odwiertem produkcyjnym 30 m³/h wody geotermalnej (solanki) o temperaturze na głowicy 40,5°C. Założono poziom zwierciadła dynamicznego –400 m p.p.t. W omawianym wariantcie zakłada się eksploatację energii cieplnej z wód wg schematu z rys. 1 – bez wykorzystania modułów ciepłno-prądowych,

Wariant 6 – zakłada eksploatację odwiertem produkcyjnym 30 m³/h wody geotermalnej (solanki) o temperaturze na głowicy 40,5°C. Założono poziom zwierciadła dynamicznego –400 m p.p.t. W omawianym wariantcie zakłada się eksploatację energii cieplnej z wód wg schematu z rys. 2 – z wykorzystaniem modułów ciepłno-prądowych,

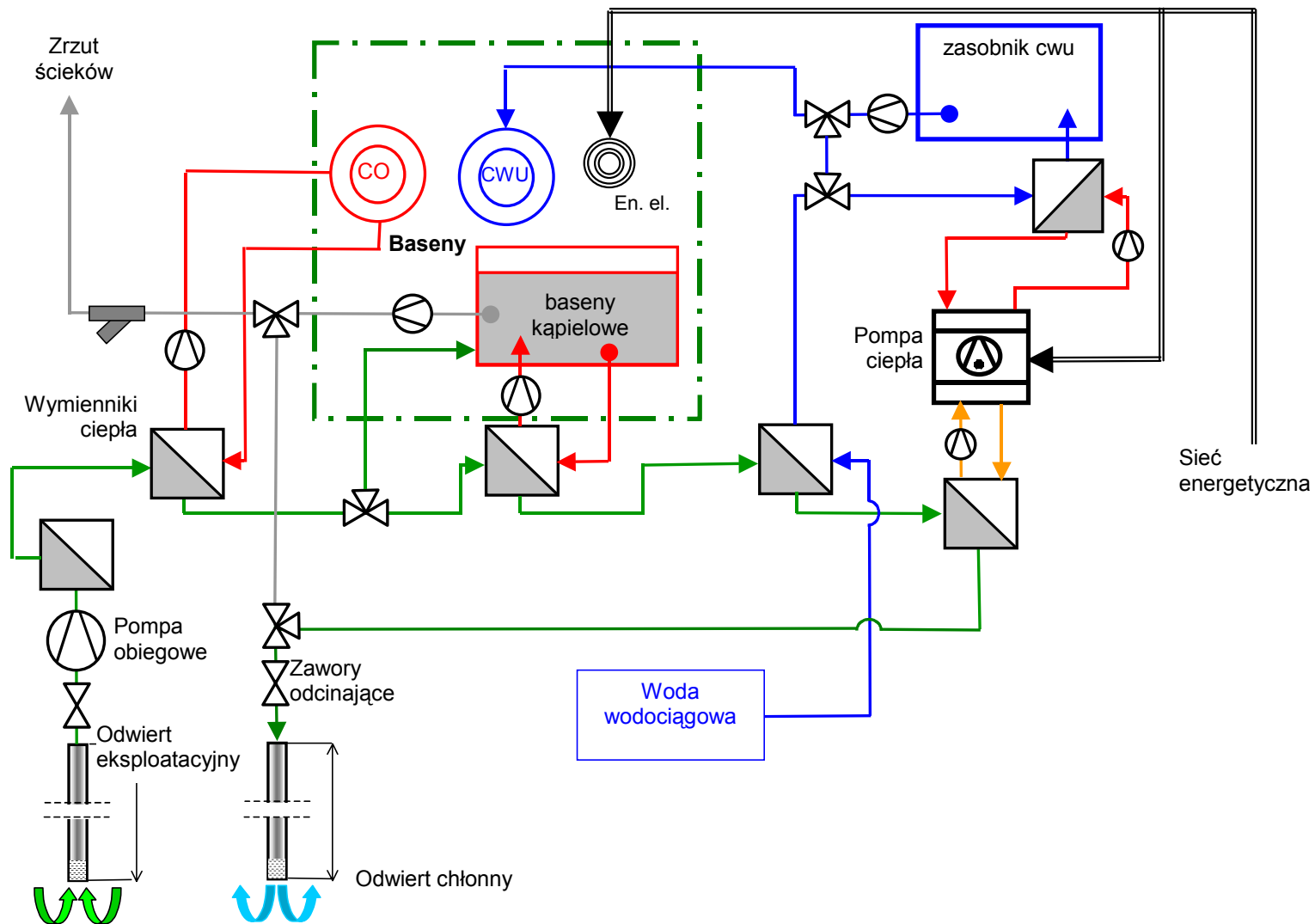
Wariant 7 – zakłada eksploatację odwiertem produkcyjnym 40 m³/h wody geotermalnej (solanki) o temperaturze na głowicy 41°C. Założono poziom zwierciadła dynamicznego –400 m p.p.t. W omawianym wariantcie zakłada się eksploatację energii cieplnej z wód wg schematu z rys. 1 – bez wykorzystania modułów ciepłno-prądowych,

Wariant 8 – zakłada eksploatację odwiertem produkcyjnym 40 m³/h wody geotermalnej (solanki) o temperaturze na głowicy 41°C. Założono poziom zwierciadła dynamicznego –400 m p.p.t. W omawianym wariantcie zakłada się eksploatację energii cieplnej z wód wg schematu z rys. 2 – z wykorzystaniem modułów ciepłno-prądowych.

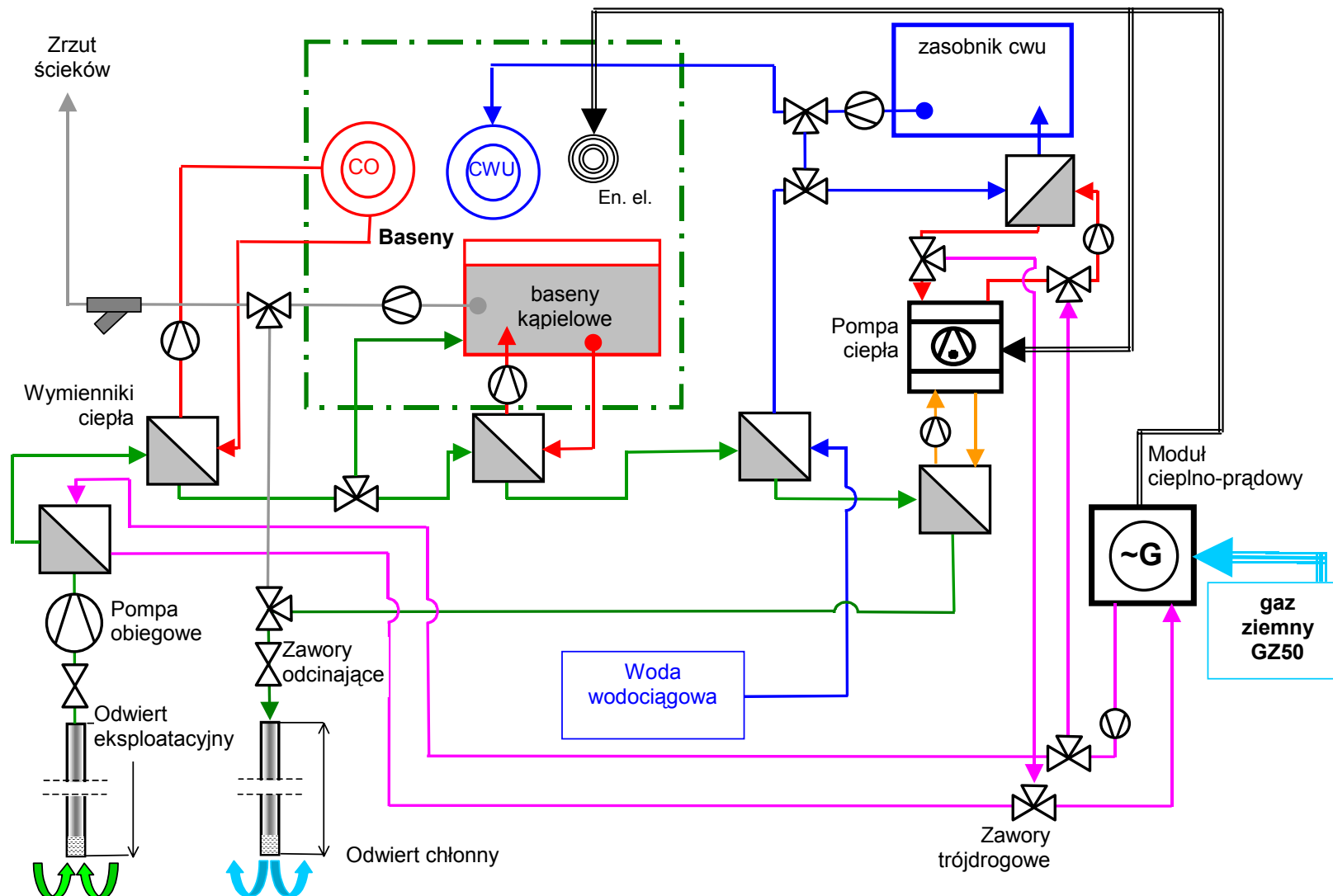
Dla wariantów zakładających wykorzystanie modułów ciepłno-prądowych założono sprawność konwersji energii chemicznej gazu ziemnego w: energię elektryczną 40%, w energię cieplną 50%. Urządzenia napędzane będą sieciowym gazem ziemnym GZ50.

Bazując na przyjętych założeniach określono podstawowe techniczne parametry eksploatacyjne dla poszczególnych wariantów. Parametry te zestawiono w tabeli 1.

W celach porównawczych wykonano również obliczenia dotyczące konsumpcji nośników energii dla wariantów równoważnych rozważanym, pod względem mocy cieplnej i rocznej produkcji energii, ale zakładających zabezpieczenie potrzeb cieplnych z konwencjonalnych nośników energii. Konwencjonalnym nośnikiem porównawczym był sieciowy gaz ziemny GZ-50, dostępny w analizowanym rejonie. Wartości podstawowych parametrów technicznych dla wariantów porównawczych zestawiono w tabeli 2.



Rys. 1. Schemat technologiczny instalacji kaskadowego wykorzystania energii wód geotermalnych przez obiekt rekreacyjno-balneologiczny w Jaworzu, przy wykorzystaniu energii geotermalnej i elektrycznej



Rys. 2. Schemat technologiczny instalacji kaskadowego wykorzystania energii wód geotermalnych przez obiekt rekreacyjno-balneologiczny w Jaworznu, przy wykorzystaniu energii geotermalnej i gazu ziemnego

Tabela 1. Zestawienie podstawowych technicznych parametrów eksploatacyjnych dla poszczególnych wariantów

Parametr	WARIANT							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Strumień eksploatowanej wody geotermalnej [m ³ /godz.]	12	12	20	20	30	30	40	40
Temperatura wody geotermalnej na głowicy [°C]	36	36	39	39	40,5	40,5	41	41
Temperatura wody geotermalnej zatłaczanej do złoża [°C]	12,2	8,2	10,4	9,6	10,9	8,2	10,8	9,8
Przewidywany poziom zwierciadła wody geotermalnej w warunkach eksploatacji [m p.p.t.]	375	375	400	400	400	400	400	400
Ogrzewana powierzchnia lustra wody [m ²]	141	281	281	436	438	781	594	938
Moc cieplna [kW]	385	770	770	1 198	1 198	2 140	1 626	2 568
Moc elektryczna [kW]	65	105	129	160	192	267	259	323
Temperatura dostawy medium grzewczego niecki basenowe/CWU [°C/°C]	36/50	58/50	39/50	55/50	40,5/50	63/50	41/50	59/50
Konsumpcja energii cieplnej [GJ/rok]	3 851	7 703	7 703	11 982	11 982	21 396	16 261	25 675
Konsumpcja energii elektrycznej kupowanej z sieci [MWh/rok]	179	0	358	0	533	0	718	0
Konsumpcja gazu ziemnego [m ³ /rok]	0	74 348	0	113 193	0	189 061	0	228 118
Współczynnik konwersji energii pierwotnej paliw kopalnych w ciepło ¹ [%]	185	296	185	302	194	323	195	322

¹ Uwzględniając w bilansie energii udział energii geotermalnej

Tabela 2. Zestawienie podstawowych technicznych parametrów eksploatacyjnych dla poszczególnych wariantów porównawczych – zakładających konsumpcję gazu ziemnego

Parametr	WARIANT							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Ogrzewana powierzchnia lustra wody [m ²]	141	281	281	436	438	781	594	938
Moc cieplna [kW]	385	770	770	1 198	1 198	2 140	1 626	2 568
Konsumpcja energii cieplnej [GJ/rok]	3 851	7 703	7 703	11 982	11 982	21 396	16 261	25 675
Konsumpcja energii elektrycznej kupowanej z sieci [MWh/rok]	60	70	108	120	163	187	218	243
Konsumpcja gazu ziemnego [m ³ /rok]	114 695	229 389	229 389	356 828	356 828	637 192	484 266	764 631
Współczynnik konwersji energii pierwotnej paliw kopalnych w ciepło [%]	82	87	83	86	83	87	84	87

5. Analiza ekonomiczna

Analiza ekonomiczna wykonana została w oparciu o pewne założenia dotyczące: stosowanych urządzeń, cen nośników energii, kosztów obsługi instalacji, scenariusza i warunków jej finansowania.

Bazując na przyjętych projektach technologicznych w tabeli 3 i 4 wyceniono główne urządzenia tworzące instalację, zarówno w wariantach głównych (tabela 3) jak i porównawczych (tabela 4). Wykres z rys. 3 przedstawia graficzne porównanie kosztów inwestycyjnych dla instalacji z poszczególnych wariantów.

W obliczeniach przyjęto cenę netto zakupu energii elektrycznej (uwzględniając opłatę stałą i zmienną po uśrednieniu) 0,3 zł/kWh oraz cenę netto gazu ziemnego 0,86 zł/m³.

Ze względu na proekologiczny charakter proponowanych w wariantach głównych rozwiązań, w scenariuszu finansowania inwestycji założono poziom dotacji na poziomie 75% przewidywanych kosztów inwestycyjnych. Pozostałe fundusze w 15% pochodzić będą z kredytu komercyjnego oprocentowanego na 8% w skali roku i zaciągniętego na 22 lat (okres amortyzacji urządzeń). Przewiduje się 10% udziału kapitału własnego.

W przypadku wariantów porównawczych założono, że 50% kosztów inwestycyjnych pokrytych zostanie z kredytu komercyjnego oprocentowanego na 8% w skali roku i zaciągniętego na 22 lata. Pozostała część środków finansowych będzie udziałem własnym Inwestora.

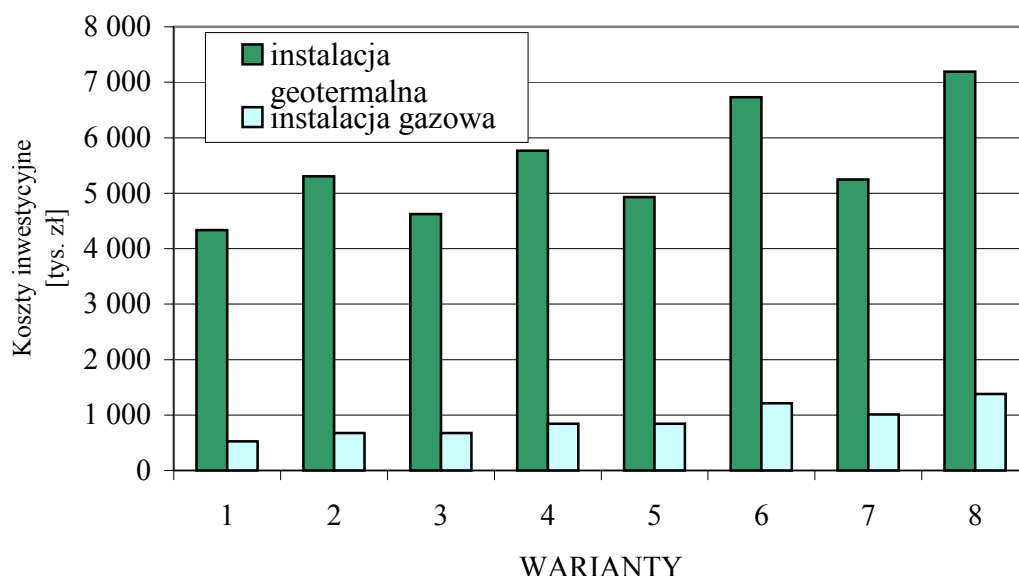
Tabela 3. Wycena inwestycji dla wariantów głównych (wykorzystujących energię geotermalną) [tys. zł]

Parametr	WARIANT							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Odwiert eksploatacyjny i chłonny (rekonstrukcja)	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
Pompy obiegowe i eksploatacyjne, pompy ciepła, wymienniki ciepła, moduły ciepłoprądowe, rurociągi i przyłącza, armatura	1 151	1 940	1 352	2 287	1 562	3 002	1 779	3 350
Montaż, projekty, uzgodnienia	558	677	588	728	620	836	652	888
Budynek ciepłowni	57	116	116	180	180	321	244	385
Sumarycznie	4 335	5 302	4 625	5 764	4 931	6 728	5 244	7 192

Tabela 4. Wycena inwestycji dla wariantów porównawczych (wykorzystujących gaz ziemny) [tys. zł]

Parametr	WARIANT							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Pompy obiegowe, wymienniki ciepła, kotły gazowe z osprzętem, rurociągi i przyłącza, armatura uzupełniająca	407	486	488	577	578	774	668	865
Montaż, projekty, uzgodnienia	61	73	73	87	87	116	100	130
Budynek ciepłowni	57	116	116	180	180	321	244	385
Sumarycznie	525	675	677	844	845	1 211	1 012	1 380

Bazując na przyjętych założeniach określono koszty funkcjonowania planowanej do realizacji instalacji ciepłowniczej – koszty te przedstawiono dla wariantów głównych w tabeli 5 i wariantów porównawczych w tabeli 6. Rys. 4 przedstawia graficzne porównanie rocznych kosztów eksploatacji dla poszczególnych wariantów.



Rys. 3. Porównanie kosztów inwestycyjnych źródeł ciepła dla poszczególnych wariantów

Tabela 5. Szacunkowe koszty obsługi instalacji dla wariantów głównych (wykorzystujących energię geotermalną) [tys. zł/rok]

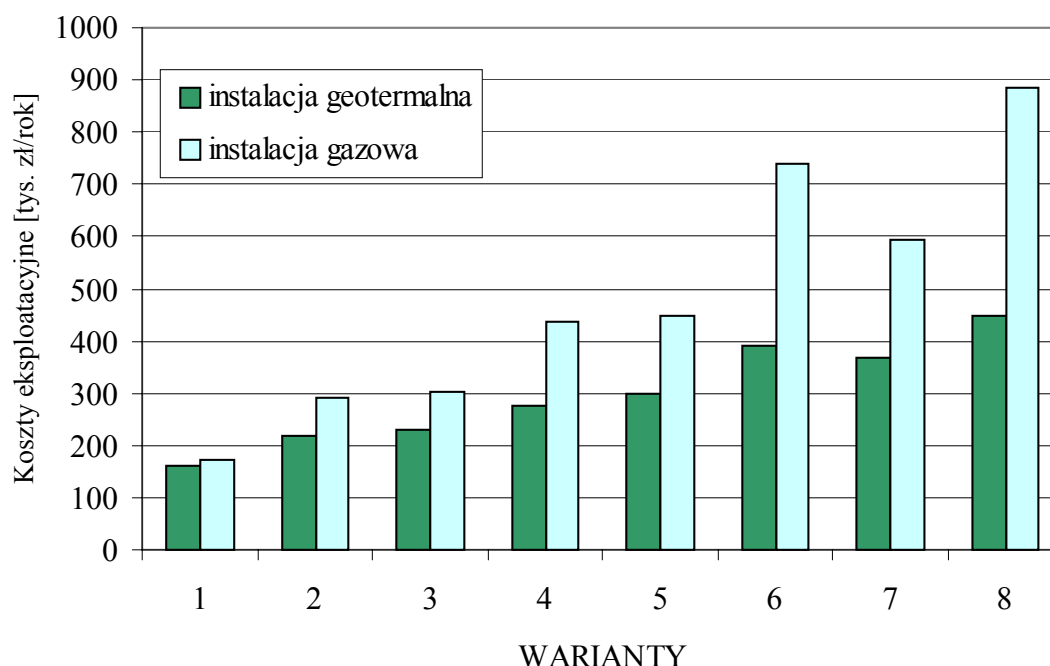
Parametr	WARIANT							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Obsługa kredytu	82	100	87	109	93	127	99	135
Amortyzacja urządzeń	15	32	19	39	24	55	28	62
Koszty zakupu napędowych nośników energii	54	64	107	97	160	163	215	197
Remonty, naprawy	9	21	15	30	20	47	26	55
Koszty sumaryczne	160	217	228	275	297	392	368	449

Tabela 6. Szacunkowe koszty obsługi instalacji dla wariantów pomocniczych (wykorzystujących gaz ziemny) [tys. zł/rok]

Parametr	WARIANT							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Obsługa kredytu	33	42	42	53	53	76	64	87
Amortyzacja urządzeń	20	24	25	30	30	42	35	47
Koszty zakupu napędowych nośników energii	117	218	230	343	356	604	482	730
Remonty, naprawy	4	8	7	10	10	17	13	20
Koszty sumaryczne	174	292	304	436	449	739	594	884

Tabela 7 przedstawia zestawienie wartości głównych wskaźników ekonomicznych i techniczno-ekonomicznych związanych z oceną opłacalności realizacji inwestycji. Wskaźniki

te określono poprzez porównanie wariantów zakładających wykorzystanie wód geotermalnych z wariantami zakładającymi wykorzystanie gazu ziemnego jako nośnika energii.



Rys. 4. Porównanie rocznych kosztów eksploatacyjnych dla źródeł ciepła w poszczególnych wariantach

Tabela 7. Zestawienie wartości głównych wskaźników techniczno-ekonomicznych i ekonomicznych określających opłacalność realizacji inwestycji

Parametr	WARIANT							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych [lata]	81	18	15	9	8	5	6	4
NPV(@8%) [tys. zł]	-75	599	545	1 464	1 314	3 347	2 047	4 266
IRR [%]	1	43	56	110	206	540	1 179	1 529
Koszt wytworzenia energii cieplnej [zł/GJ]	41,56	28,22	29,68	22,96	24,76	18,27	22,66	17,49

Przeprowadzona analiza ekonomicznej opłacalności realizacji inwestycji świadczy o tym, że większość spośród analizowanych wariantów jest opłacalna do realizacji. Jedyne dla wariantu 1 wskaźniki osiągają wartości świadczące o tym, że jest to wariant nieopłacalny do realizacji. Atrakcyjność wariantów pod względem ekonomicznym rośnie wraz ze wzrostem strumienia eksploatowanej wody geotermalnej. Dla wariantów zakładających ten sam

strumień eksploatowanej wody geotermalnej warianty zakładające wykorzystanie modułów ciepłno-prądowych cechują lepsze wartości wskaźników opłacalności ich realizacji.

Na komentarz zasługują bardzo wysokie wartości wskaźnika IRR. Wynikają one z przyjętego schematu finansowania inwestycji geotermalnej i porównawczej inwestycji gazowej. W przyjętym schemacie finansowania dla inwestycji związanych z energią geotermalną udział środków własnych Inwestora jest porównywalny do udziału środków własnych w przypadku wykorzystania gazu ziemnego – znaczące są jednak oszczędności. W rezultacie powoduje to bardzo wysokie wartości wewnętrznej stopy zwrotu.

6. Analiza oddziaływania na środowisko

Ze względu na to, że obiekty objęte niniejszymi rozważaniami nie jeszcze istnieją zdecydowano przeprowadzić analizę porównawczą efektów ekologicznych. W celu określenia wpływu instalacji na środowisko naturalne i efektów ekologicznych oszacowano globalną emisję zanieczyszczeń dla każdego z wariantów od 1 do 8 (tabela 8). Emisja globalna związana jest z wytwarzaniem energii elektrycznej niezbędnej do napędzania urządzeń instalacji wykorzystujących energię elektryczną (głównie pomp ciepła i pomp obiegowych).

W celach porównawczych określono tzw. emisję równoważną (tabele od 9 do 11). Emisja równoważna jest to emisja jaką spowoduje wytworzenie określonej ilości energii cieplnej (równej ilości ciepła wytwarzanego w danym wariantcie) z paliw konwencjonalnych.

Tabela 8. Emisja globalna dla **energii geotermalnej** [t/rok]²

Polutant	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4	Wariant 5	Wariant 6	Wariant 7	Wariant 8
Benzo(a)piren	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sadza	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
Pył ze spal. paliwa	0,06	0,00	0,12	0,00	0,17	0,00	0,23	0,00
CO ₂	159,31	146,02	318,62	222,31	474,37	371,32	639,02	448,02
CO	0,36	0,05	0,72	0,07	1,08	0,12	1,45	0,15
NOX	0,29	0,04	0,58	0,06	0,86	0,10	1,16	0,11
SO ₂	0,99	0,00	1,97	0,00	2,93	0,00	3,95	0,00
Ww. alifatyczne	0,02	0,01	0,04	0,01	0,05	0,02	0,07	0,02
Ww. aromatyczne	0,02	0,00	0,04	0,00	0,05	0,01	0,07	0,01

² Emisja zanieczyszczeń dla wariantów wykorzystujących energię geotermalną pochodzi ze spalania gazu ziemnego w modułach ciepłno-prądowych i węgla kamiennego spalane w elektrowniach produkujących elektryczną energię napędową.

Tabela 9. Równoważna emisja globalna dla **gazu ziemnego** [t/rok]

Polutant	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4	Wariant 5	Wariant 6	Wariant 7	Wariant 8
Benzo(a)piren	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sadza	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pył ze spal. paliwa	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
CO ₂	227,47	455,00	455,00	707,75	707,75	1263,81	960,50	1516,56
CO	0,04	0,08	0,08	0,13	0,13	0,23	0,18	0,28
NO _x	0,15	0,30	0,30	0,46	0,46	0,82	0,63	0,99
SO ₂	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ww. alifatyczne	0,01	0,02	0,02	0,03	0,03	0,06	0,04	0,07
Ww. aromatyczne	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,02	0,03

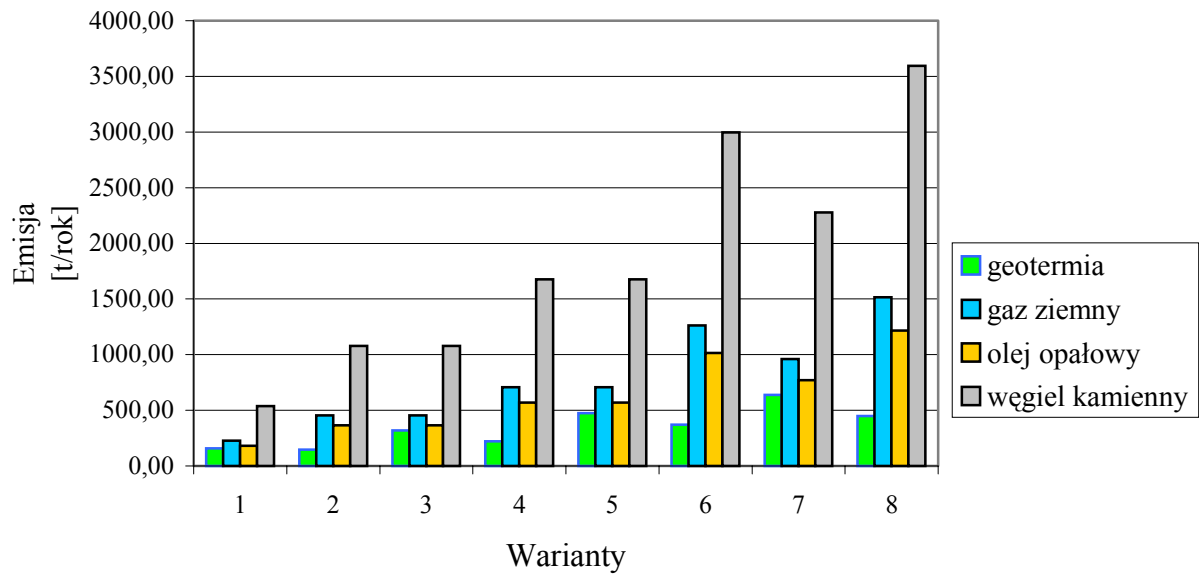
Tabela 10. Równoważna emisja globalna dla **oleju opałowego lekkiego** [t/rok]

Polutant	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4	Wariant 5	Wariant 6	Wariant 7	Wariant 8
Benzo(a)piren	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sadza	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pył ze spal. paliwa	0,20	0,40	0,40	0,62	0,62	1,11	0,84	1,33
CO ₂	182,57	365,18	365,18	568,04	568,04	1014,34	770,90	1217,20
CO	0,07	0,13	0,13	0,21	0,21	0,37	0,28	0,44
NO _x	0,55	1,11	1,11	1,72	1,72	3,07	2,34	3,69
SO ₂	0,42	0,84	0,84	1,31	1,31	2,34	1,78	2,80
Ww. alifatyczne	0,03	0,05	0,05	0,08	0,08	0,15	0,11	0,18
Ww. aromatyczne	0,01	0,02	0,02	0,04	0,04	0,07	0,05	0,08

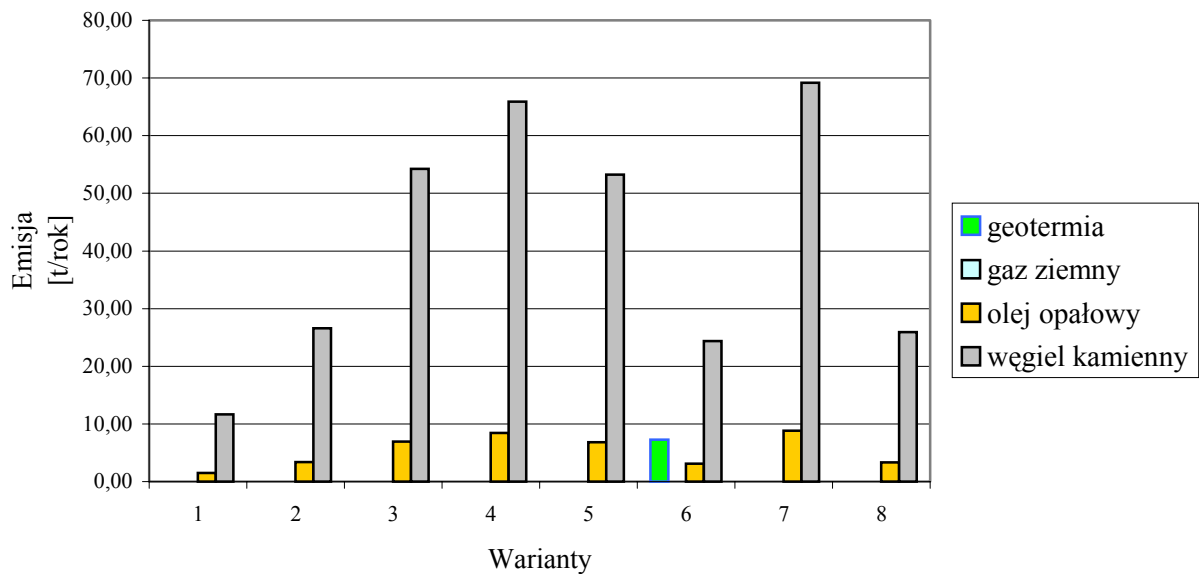
Tabela 11. Równoważna emisja globalna dla **węgla kamiennego** [t/rok]

Polutant	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4	Wariant 5	Wariant 6	Wariant 7	Wariant 8
Benzo(a)piren	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sadza	0,02	0,04	0,04	0,06	0,06	0,10	0,08	0,12
Pył ze spal. paliwa	15,40	30,81	30,81	47,93	47,93	85,58	65,04	102,70
CO ₂	539,14	1078,42	1078,42	1677,48	1677,48	2995,44	2276,54	3594,50
CO	2,57	5,14	5,14	7,99	7,99	14,26	10,84	17,12
NO _x	1,03	2,05	2,05	3,20	3,20	5,71	4,34	6,85
SO ₂	3,29	6,57	6,57	10,23	10,23	18,26	13,88	21,91
Ww. alifatyczne	1,28	2,57	2,57	3,99	3,99	7,13	5,42	8,56
Ww. aromatyczne	1,28	2,57	2,57	3,99	3,99	7,13	5,42	8,56

Na rys. 5 i 6 przedstawiono w formie graficznej emisję globalną CO₂ i SO₂ mającą miejsce w przypadku wykorzystania energii geotermalnej wraz z emisją równoważną dla gazu ziemnego, lekkiego oleju opałowego i węgla kamiennego.

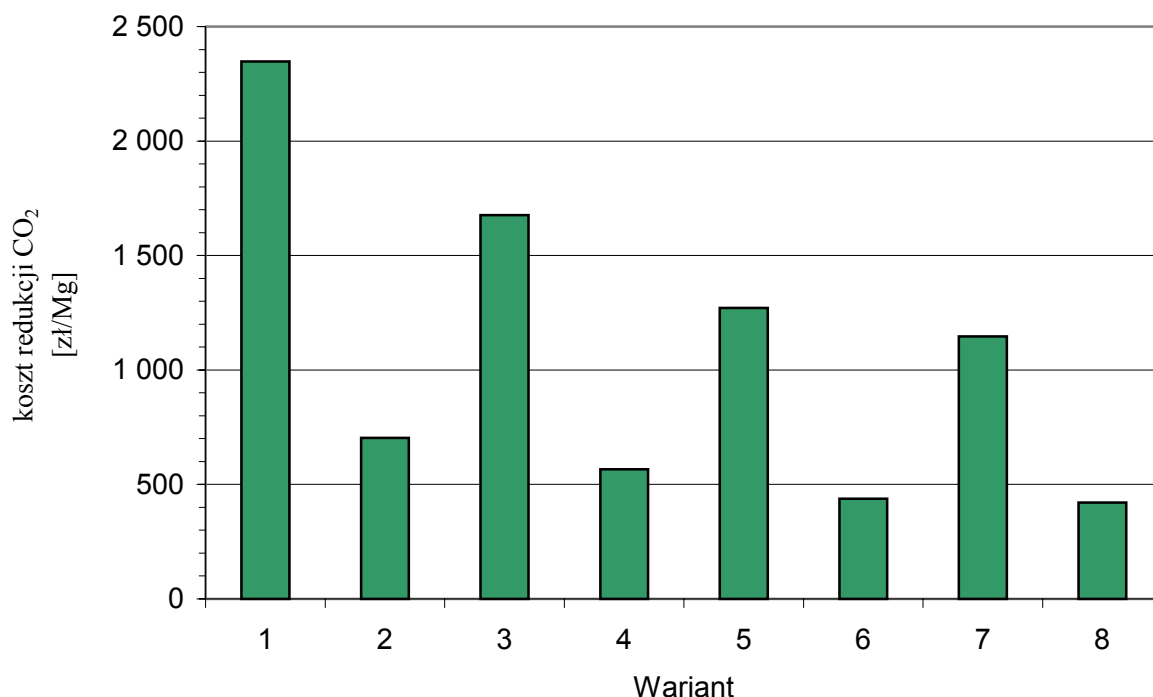


Rys. 5. Porównanie emisji globalnej CO₂ dla wszystkich rozpatrywanych wariantów wraz z emisją równoważną



Ryc. 6. Porównanie emisji globalnej SO₂ dla wszystkich rozpatrywanych wariantów wraz z emisją równoważną

Na rys. 7 zaprezentowano porównanie kosztów redukcji dwutlenku węgla w poszczególnych wariantach, przy założeniu gazu ziemnego jako paliwa porównawczego.



Rys. 7. Koszt redukcji CO₂ w poszczególnych wariantach w odniesieniu do gazu ziemnego jako paliwa porównawczego

Najlepsze efekty ekologiczne w postaci lokalnej bezwzględnej redukcji emisji zanieczyszczeń osiąga się wykorzystując instalacje nie korzystające z lokalnych źródeł energii, a zużywające elektryczną energię napędową kupowaną z krajowych sieci energetycznych. W przypadku emisji globalnej efekty ekologiczne proponowanych rozwiązań przemawiają za stosowaniem elektrycznej energii napędowej otrzymywanej w modułach ciepłno-prądowych.

Wyniki przeprowadzonych kalkulacji związanych z oszacowaniem kosztów osiągnięcia przewidywanych efektów ekologicznych, związanych z kosztami redukcji emisji CO₂ w stosunku do gazu ziemnego, przemawiają za realizacją wariantów zakładających wykorzystanie modułów ciepłno-prądowych dla produkcji elektrycznej energii napędowej.

7. Podsumowanie

Przedmiotem projektu jest wykorzystanie wód i energii geotermalnej dla zabezpieczenia potrzeb planowanego obiektu balneo-rekreacyjnego w Jaworzu. Proponuje się wykorzystanie występujących tu wód termalnych jako podstawowego nośnika energii i czynnika leczniczego. Realizacja zamierzeń projektowych winna przyczynić się do poprawy stanu środowiska naturalnego, ograniczyć konsumpcję konwencjonalnych paliw kopalnych, uaktywnić lokalny rynek pracy i istotnie wpłynąć na turystyczną atrakcyjność rejonu.

Wykonana poniżej analiza wskazuje na techniczną możliwość realizacji projektu, a jego realizacja przyczyni się do ograniczenia konsumpcji konwencjonalnych nośników energii.

Na podstawie zaproponowanych schematów technologicznych oszacowano, że koszty inwestycyjne przedsięwzięcia będą się wahać od 4,3 do 7,2 mln zł (koszty instalacji geotermalnej + koszty rekonstrukcji ujęć).

Wycenę jednostki energii cieplnej wykonano zakładając: siedemdziesięciopięcioprocentowy poziom dotacji, 15% kosztów inwestycyjnych postanowiono pokryć z kredytu bankowego (oprocentowanego na 8% w skali roku, czas kredytowania 22 lata). Pozostałe 10% kosztów inwestycyjnych planuje się pokryć ze środków własnych.

Analiza ekonomiczna pozwoliła określić planowany jednostkowy koszt produkcji energii cieplnej (funkcjonowania instalacji) od 160 do 449 tys. zł/rok, – co daje sumaryczny koszt jednostkowy produkcji energii cieplnej od 17,49 do 41,56 zł/GJ (po uwzględnieniu założonego schematu finansowania inwestycji). W przypadku zabezpieczenia potrzeb ciepłych planowanego obiektu za pomocą gazu ziemnego koszt produkcji energii cieplnej wyniósłby od 34 do 45 zł/GJ.

Mając na uwadze wartości osiągane przez wskaźniki opłacalności realizacji inwestycji można stwierdzić, że jedynie wariant zakładający eksploatację wody geotermalnej z minimalnym rozważanym strumieniem 12 m³/h - bez wykorzystania modułów ciepłno-prądowych jest nieopłacalny do realizacji. Atrakcyjność pozostałych wariantów jest tym większa im wyższa jest wartość możliwego do uzyskania strumienia wody geotermalnej. Za prawdopodobny z hydrogeologicznego punktu widzenia i atrakcyjny pod względem ekonomicznym należy uznać wariant 4 (zakładający eksploatację wody geotermalnej ze strumieniem 20 m³/h i wykorzystanie modułów ciepłno-prądowych). Wariant ten cechują również pozytywne wyniki ekologiczne w postaci znacznej i relatywnie taniej redukcji emisji zanieczyszczeń. Przykładowo w porównaniu z gazem ziemnym roczna redukcja emisji CO₂ wynosi 485 ton, a jej koszt oszacowano na 567 zł/tCO₂.

Mając jednak na uwadze balneologiczne własności wód termalnych, w przypadku oceny całego przedsięwzięcia (uwzględniając większą atrakcyjność obiektu wykorzystującego takie wody) ich wykorzystanie może wpłynąć bardzo korzystnie na opłacalność inwestycji. Ocena taka wykracza jednak poza zakres niniejszego studium.