



Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy
państwowa służba geologiczna

EFEKT RZECZOWY Z REALIZACJI ZADANIA
Z ZAKRESU PAŃSTWOWEJ SŁUŻBY GEOLOGICZNEJ
za okres: od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2024 r.

„Ocena potencjału energetycznego i surowcowego wód termalnych w miastach powyżej 50 tys. mieszkańców, posiadających sieć ciepłowniczą, zlokalizowanych na Niżu Polskim wraz z analizą geośrodowiskowych oraz ekonomicznych uwarunkowań ich zagospodarowania”

w ramach umowy dotacji **167/2023/Wn-07/FG-go-dn/D z dnia 17.03.2023 r.**

Nadzorujący:

Minister Klimatu i Środowiska
ul. Wawelska 52/54, 00–922 Warszawa

Dotujący:

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
ul. Konstruktorska 3A, 02–673 Warszawa



Sfinansowano ze środków
NARODOWEGO FUNDUSZU
OCHRONY ŚRODOWISKA
i GOSPODARKI WODNEJ

Wykonawca:

Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Rakowiecka 4, 00–975 Warszawa



Kierownik zadania:

Mariusz Socha

Kierownik komórki organizacyjnej:

Mariusz Socha

Dyrektor:

prof. dr hab. Krzysztof Szamałek
Dyrektor
Państwowy Instytut Geologiczny
– Państwowy Instytut Badawczy
/podpisany cyfrowo/

Warszawa, dnia 1.12.2025 r.

pgi.gov.pl

ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa
tel. (+48) 22 45 92 000, biuro@pgi.gov.pl

Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie
XIII Wydział Gospodarczy KRS, Nr 0000122099
NIP 525-000-80-40

Zespół wykonawców

Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego
pod redakcją Mariusza Sochy:

Białęcka Katarzyna, Bliźniuk Anna, Bojanowska Agnieszka, Borysiuk Rafał, Bruczyńska Joanna, Bujnowska Katarzyna, Chaber Jadwiga, Cudnik Beata, Czartoryski-Geremek Michał, Długosz Andrzej, Filippovits Ewa, Gielowska Dominika, Gryszkiewicz Izabella, Honczaruk Marcin, Jach Beata, Józwiak Krzysztof, Kaczor-Kurzawa Dorota, Kopera Paulina, Kos Marcin, Krysa Anna, Kutyła-Olesiuk Anna, Lasek-Woroszkievicz Dorota, Lasota Jadwiga, Łusiak Rafał, Majewska Ewa, Majewski Rafał, Mazur Monika, Młyńczak Tomasz, Nagajek Małgorzata, Nidental Magdalena, Oczkowski Łukasz, Pedrycz Olgierd, Piasecka Agnieszka, Pióro Katarzyna, Przytuła Elżbieta, Rudziński Kordian, Rutkiewicz Paweł, Rysak Artur, Rzeźnik Mateusz, Salwa Sylwester, Socha Mariusz, Sokołowski Jakub, Solovey Tetyana, Szczepanik Irena, Trela Wiesław, Wesołowski Witold, Woźniakowski Piotr, Woźnicka Małgorzata, Wysocka Danuta, Złonkiewicz Zbigniew

Kooperacja:

Nie dotyczy

Inwestycje

Nie dotyczy

Streszczenie zadania:

Ocena potencjału energetycznego i surowcowego wód termalnych w miastach powyżej 50 tys. mieszkańców posiadających sieć ciepłowniczą, zlokalizowanych na Niżu Polskim wraz z analizą geośrodowiskowych oraz ekonomicznych uwarunkowań ich zagospodarowania, dotyczy oceny możliwości wykorzystania potencjału energetycznego i surowcowego wód termalnych występujących w najbardziej perspektywicznych zbiornikach geotermalnych Niżu Polskiego. W miastach powyżej 50 tys. mieszkańców uwzględnionych w bazie Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) leżących w obrębie geotermalnych zbiorników mezozoicznych Niżu Polskiego przeanalizowany został szczegółowo poziom rozpoznania geologicznego i hydrogeologicznego tych zbiorników tak, aby wyznaczyć lokalizacje o najlepszym rozpoznaniu i o największym potencjale geotermalnym, a jednocześnie z najlepszymi warunkami technicznymi do wdrożenia ciepłownictwa geotermalnego.

Cel zadania:

Celem zadania jest wsparcie przez PSG wykorzystania potencjału energii wód termalnych, jako realizacji celów przyjętych w dokumencie rządowym Polityka energetyczna Polski do 2040 r. polegających na zwiększeniu udziału odnawialnych źródeł energii w ogólnym bilansie energetycznym. Wsparcie to będzie polegało na określeniu optymalnych lokalizacji wśród miejscowości powyżej 50 tys. mieszkańców posiadających sieci ciepłownicze, wymienione w bazie opracowanej przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), w efekcie czego powstanie lista rankingowa lokalizacji o największym potencjale geotermalnym na Niżu Polskim. Pozwoli to na uwzględnianie inwestycji geotermalnych w wieloletniej prognozie finansowej samorządowych wydatków budżetowych i tworzenie planów zwalczania niskiej emisji w oparciu o wykorzystanie potencjału energii wód termalnych.

Spis treści

1. Wprowadzenie	6
2. Wstęp.....	6
3. Identyfikacja, opis i charakterystyka obszaru badań (stan rozpoznania i ogólna charakterystyka warunków geologicznych, hydrogeologicznych i termicznych wybranych mezozoicznych zbiorników geotermalnych na Niżu Polskim)	8
3.1. Zarys budowy tektonicznej Niżu Polskiego na powierzchni podkenozoicznej.....	9
3.2. Zarys budowy geologicznej na Niżu Polskim	12
3.3. Warunki hydrogeologiczne w obrębie wybranych mezozoicznych zbiorników geotermalnych na Niżu Polskim.....	22
3.3.1. Warunki geotermiczne na Niżu Polskim	34
3.3.2. Charakterystyka warunków termicznych w wybranych mezozoicznych zbiornikach wód termalnych.....	36
3.4. Ocena potencjału geotermalnego perspektywicznych zbiorników geotermalnych na Niżu Polskim	41
3.4.1. Ocena zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim.....	41
4. Weryfikacja lokalizacji perspektywicznych dla projektów geotermalnych na Niżu Polskim z uwzględnieniem danych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE).....	43
4.1. Metodyka wyboru oraz charakterystyka lokalizacji perspektywicznych dla projektów geotermalnych na Niżu Polskim	43
4.2. Metodyka oceny zasobów ujęć wód termalnych	54
4.3. Prognozowane zasoby energii geotermalnej	64
4.4. Analiza rozkładu wartości wskaźnika SI w wodach termalnych z wybranych horyzontów geotermalnych w wybranych miejscowościach	68
4.5. Rozkład wartości wskaźnika SI.....	72
4.5.1. Podsumowanie i wnioski	82
5. Analiza wariantowa wykorzystania wód termalnych do celów ciepłowniczych, rekreacyjnych i balneoterapeutycznych w wytypowanych lokalizacjach na Niżu Polskim	83
5.1. Wskazanie możliwości wykorzystania wód termalnych w zakresie ciepłownictwa dla wybranych lokalizacji.....	90
5.1.1. Koszty odwiercenia otworów geotermalnych	92
5.2. Wskazanie możliwości wykorzystania wód termalnych w zakresie balneoterapii i rekreacji dla wybranych lokalizacji	101
5.2.1. Wody termalne zbiornika dolnokredowego.....	104
5.2.2. Wody termalne zbiornika dolnojurajskiego	106
5.2.3. Wody termalne zbiornika dolnotriasowego	109

6. Priorytetowe lokalizacje dla inwestycji geotermalnych na Niżu Polskim – Analiza potencjału dla ciepłownictwa, rekreacji i lecznictwa.....	112
6.1. Metodyka i kryteria parametrycznej oceny lokalizacji	113
6.1.1. Metodyka rankingu projektów geotermalnych dla celów ciepłowniczych.	113
6.1.2. Metodyka rankingu projektów geotermalnych dla celów rekreacji i balneoterapii	115
6.1.3. Sumaryczny ranking lokalizacji	117
6.2. Metodyka wskaźnikowej oceny ekonomicznej dla wytypowanych lokalizacji.....	121
6.2.1. Metodyka ustalania taryf ciepła dla ciepłowni geotermalnych	121
6.2.2. Metodologia kalkulacji ceny sprzedaży ciepła w lokalizacjach geotermalnych	122
6.2.3. Wartość zaktualizowana netto (NPV).....	123
6.2.4. Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR).....	126
6.2.5. Oczekiwany efekt finansowy (EMV)	127
7. Propozycje projektów pilotażowych w wytypowanych lokalizacjach na Niżu Polskim	128
7.1. Płock	128
7.1.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Płocku.....	130
7.1.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Płocku	131
7.1.3. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Płocku	132
7.2. Szczecin.....	133
7.2.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Szczecinie	134
7.2.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Szczecinie.....	136
7.2.3. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Szczecinie	137
7.3. Łódź.....	138
7.3.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Łodzi	139
7.3.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Łodzi	140
7.3.3. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Łodzi	141
7.4. Bydgoszcz.....	142
7.4.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Bydgoszczy	143
7.4.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Bydgoszczy.....	144
7.4.3. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Bydgoszczy	146
7.5. Zgierz	146
7.5.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Zgierzu.....	147
7.5.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Zgierzu	148
7.5.3. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Zgierzu	149
7.6. Warszawa	150
7.6.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Warszawie	151

7.6.2.	Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Warszawie	152
7.6.3.	Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Warszawie	154
7.7.	Włocławek	154
7.7.1.	Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego we Włocławku	155
7.7.2.	Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej we Włocławku	156
7.7.3.	Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej we Włocławku	158
7.8.	Pabianice	158
7.8.1.	Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Pabianicach	160
7.8.2.	Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej	160
7.8.3.	Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Pabianicach	161
7.9.	Poznań	162
7.9.1.	Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Poznaniu	163
7.9.2.	Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Poznaniu	164
7.9.3.	Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Poznaniu	165
7.10.	Wnioski inwestycyjne	166
8.	Środowiskowe uwarunkowania inwestycji geotermalnych na Niżu Polskim	170
8.1.	Kluczowe elementy środowiskowe podlegające ocenie przy inwestycji geotermalnej	170
8.2.	Pozytywne aspekty środowiskowe geotermii	172
8.3.	Negatywne aspekty środowiskowe geotermii	172
8.4.	Rekomendacje środowiskowe dla inwestycji geotermalnych	173
9.	Badania ankietowe akceptacji dla rozwoju geotermii w wytypowanych lokalizacjach	174
10.	Analiza techniczna i ekonomiczna możliwości wykorzystania istniejących („starych”) otworów wiertniczych do celów eksploatacji wód termalnych	181
10.1.	Wstępna analiza finansowa możliwości wykorzystania istniejących („starych”) otworów wiertniczych do celów eksploatacji wód termalnych	183
11.	Podsumowanie	185
12.	Spis literatury	189
13.	Spis rysunków	201
14.	Spis tabel	204
15.	Spis załączników	207

1. Wprowadzenie

Niniejsze opracowanie jest sprawozdaniem końcowym z prac wykonywanych w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2024 r. w ramach przedsięwzięcia pn. „Ocena potencjału energetycznego i surowcowego wód termalnych w miastach powyżej 50 tys. mieszkańców, posiadających sieć ciepłowniczą, zlokalizowanych na Niżu Polskim wraz z analizą geośrodowiskowych oraz ekonomicznych uwarunkowań ich zagospodarowania” stanowiącego zadanie państwowej służby geologicznej.

Podstawę formalną ich realizacji stanowiła umowa nr 167/2023/Wn-07/FG-go-dn/D zawarta w dniu 17.03.2023r. pomiędzy Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, jako dotującym, oraz Państwowym Instytutem Geologicznym – Państwowym Instytutem Badawczym, jako beneficjentem i pełniącym rolę głównego wykonawcy. Na mocy ustawy z 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2024 r. poz. 1290, t.j.) funkcję nadzorującego realizację zadań państwowej służby geologicznej pełni Minister Klimatu i Środowiska [1].

Przedsięwzięcie zrealizowano zgodnie z zakresem wynikającym z zawartej umowy (*Plan prac państwowej służby geologicznej przewidzianych do realizacji w 2023 roku i latach następnych*). Prace zostały wykonane przez zespół Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego.

2. Wstęp

Zasady gospodarki rynkowej, którym podlegają podmioty gospodarcze sprowadzają się do samodzielnego finansowania i decydowania o kierunkach działalności tak, aby osiągnąć najwyższą opłacalność gospodarowania. Dotyczy to także ciepłowni geotermalnych, które mogą i powinny przynosić zamierzony efekt ekonomiczny. Powstaje, zatem potrzeba posługiwania się rachunkiem ekonomicznym i metodami oceny rentowności, aby taki efekt osiągnąć. Wydatkując środki finansowe, czy to własne czy pożyczone, na zagospodarowanie zasobów wód termalnych konieczne jest rozważenie możliwych wariantów zagospodarowania tych zasobów.

Celem niniejszego opracowania jest ocena możliwości gospodarczego wykorzystania wód termalnych, występujących w obrębie najbardziej perspektywicznych mezozoicznych zbiorników geotermalnych na Niżu Polskim, a także przedstawienie ekonomicznych uwarunkowań i rentowności inwestycji, wynikających z możliwości i ograniczeń warunków geologicznych, hydrogeologicznych i gospodarczych. Opracowanie to jest kontynuacją prac rozpoczętych w tym zakresie w 2017 roku. Wówczas, wspólnie z Akademią Górniczo-Hutniczą, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy rozpoczął realizację projektu pod tytułem „Ocena potencjału energetycznego i surowcowego wód termalnych i leczniczych termalnych w wybranych obszarach zurbanizowanych wraz z analizą geośrodowiskowych oraz ekonomicznych uwarunkowań ich zagospodarowania”. Prace nad tym projektem zakończyły się w 2020 roku wskazaniem 11 lokalizacji o największych perspektywach dla rozwoju geotermii [2].

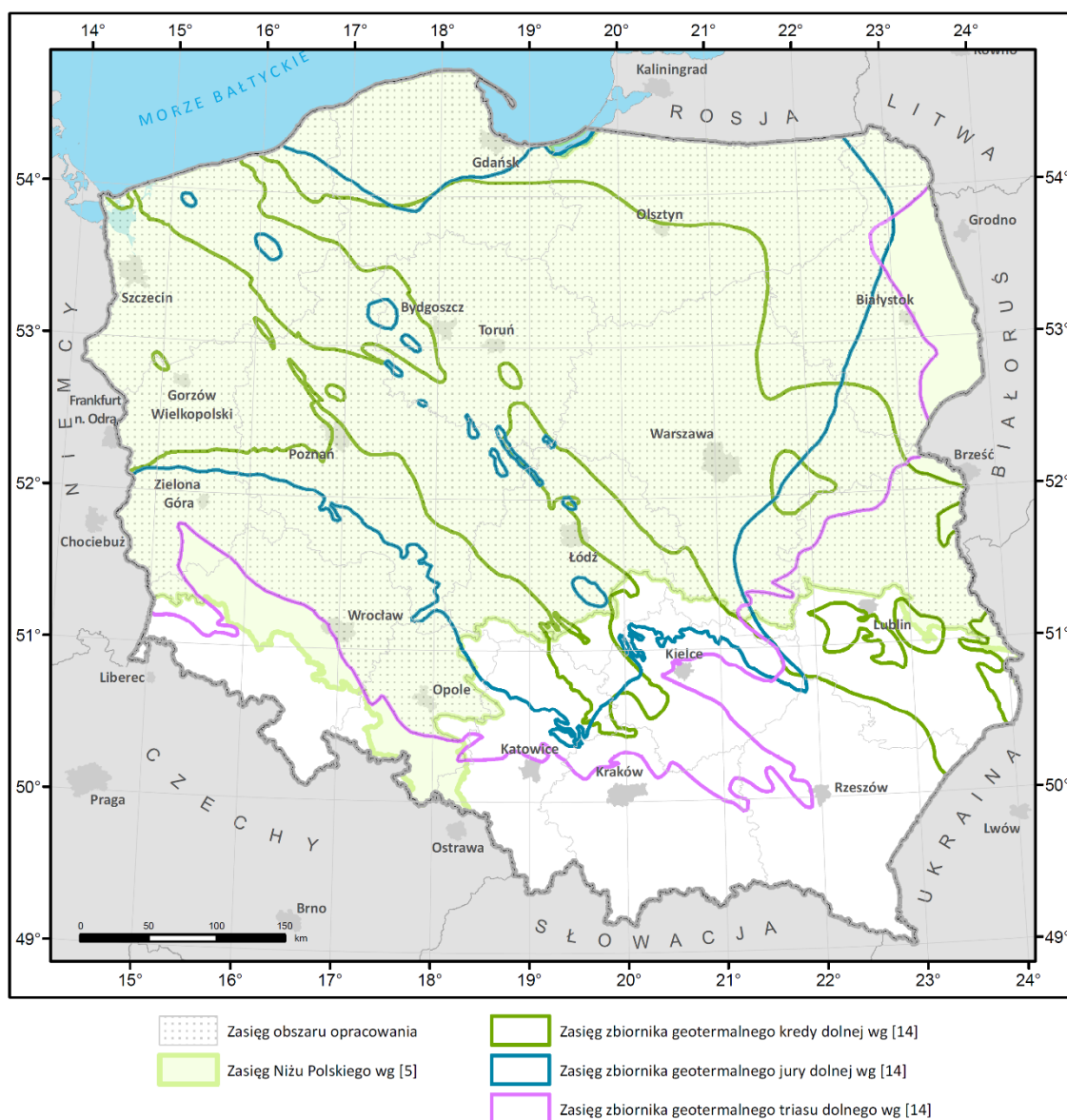
Podstawowym założeniem dla wspomnianego opracowania było uwzględnienie w analizach tylko i wyłącznie miejscowości, których populacja nie przekracza 50 tysięcy mieszkańców, a jednocześnie gęstość zaludnienia jest równa lub większa niż 123 osoby na kilometr kwadratowy. Przeanalizowano ponad tysiąc gmin miejskich i wiejskich w zakresie liczby ludności i gęstości zaludnienia z 11 województw niżowej części Polski. Mając na względzie zrealizowane wówczas badania interdyscyplinarne z zakresu geologii, geotermii, hydrogeologii, inżynierii środowiska i energetyki oraz wnioski płynące z tych prac w 2023 roku rozpoczęto realizację niniejszego opracowania, którego głównym założeniem była kontynuacja prowadzonych wcześniej prac w miejscowościach z populacją powyżej 50 tysięcy mieszkańców i jednocześnie posiadających sieć ciepłowniczą.

Powyższe założenia wymusiły modyfikacje przyjętej wcześniej metodyki prac, niemniej jednak, aby w maksymalnym stopniu zachować porównywalność uzyskanych wyników, tam gdzie to było możliwe oparto

się na przyjętej wcześniej metodologii i wynikach przeprowadzonych analiz geologicznych i hydrogeologicznych. Autorzy niniejszego opracowania zdecydowali się rozszerzyć zakres prac prowadzonych w latach 2017-2020 o analizy dla geotermalnego zbiornika dolnotriasowego. Jedną z ważniejszych modyfikacji metodologii przyjętej w poprzednim opracowaniu było uwzględnienie wpływu parametrów sieci ciepłowniczych określonych w tabelach regulacyjnych tych sieci na możliwość wykorzystania zasobów energii geotermalnej. Panuje powszechne przekonanie, że inwestycje geotermalne powinny być lokowane w pierwszej kolejności tam, gdzie funkcjonują sieci przesyłowe. Jest to założenie słuszne, niemniej jednak parametry sieci ciepłowniczych określone w tabelach regulacyjnych tych sieci mogą w sposób istotny wpłynąć na możliwości zagospodarowania istniejących zasobów energii geotermalnej, a w konsekwencji wpłynąć także na efekt finansowy całego przedsięwzięcia. Autorzy niniejszego opracowania zdecydowali się również na analizę wpływu poszczególnych czynników w całym procesie inwestycyjnym na jego ostateczny wynik ekonomiczny. W związku z tym przeprowadzono szczegółową analizę ekonomiczną w oparciu o między innymi wskaźnik NPV (net present value – wartość bieżąca netto). Opracowanie wyczerpuje możliwości analiz i prognoz opartych na materiałach archiwalnych. Analizie poddano kluczowe dane takie jak: dokumentacje głębokich otworów wiertniczych, wyniki archiwalnych badań geofizycznych, historyczne dane o składzie chemicznym, mineralizacji i temperaturze wód termalnych występujących na obszarze badań a także archiwalne projekty robót geologicznych, studia wykonalności, raporty z wcześniejszych etapów prac, decyzje administracyjne i szereg publikacji naukowych o wodach termalnych. W celu uszczegółowienia przedstawionych informacji oraz sformułowania dalszych wniosków dla poszczególnych lokalizacji należy zrealizować opracowania o charakterze studium wykonalności.

3. Identyfikacja, opis i charakterystyka obszaru badań (*stan rozpoznania i ogólna charakterystyka warunków geologicznych, hydrogeologicznych i termicznych wybranych mezozoicznych zbiorników geotermalnych na Niżu Polskim*)

Niż Polski stanowi jednostkę geograficzną zajmującą ponad 3/4 powierzchni naszego kraju. Rozciąga się pomiędzy wybrzeżem Morza Bałtyckiego na północy i pasem wyżyn na południu ciągnącym się od Lubelszczyzny przez obszar świętokrzyski do Jury Krakowsko-Częstochowskiej. Pod względem geologicznym jest to część permsko-mezozoicznego basenu sedimentacyjnego, tzw. basenu polskiego stanowiącego skrajną wschodnią część epikontynentalnego basenu środkowoeuropejskiego, który wskutek ruchów laramijskich u schyłku kredy został przeobrażony w szereg jednostek tektonicznych. Bazę basenu polskiego stanowiła bruzda środkowopolska, będąca obszarem o najintensywniejszej, w zasadzie niczym niezakłóconej sedimentacji [3] [4]. Obszar badań obejmuje zbiorniki geotermalne kredy dolnej, jury dolnej i triasu dolnego występujące w zasięgu Niżu Polskiego według regionalizacji Richlinga i in., red. [5] (Rysunek 1).



Rysunek 1 Zasięg obszaru opracowania

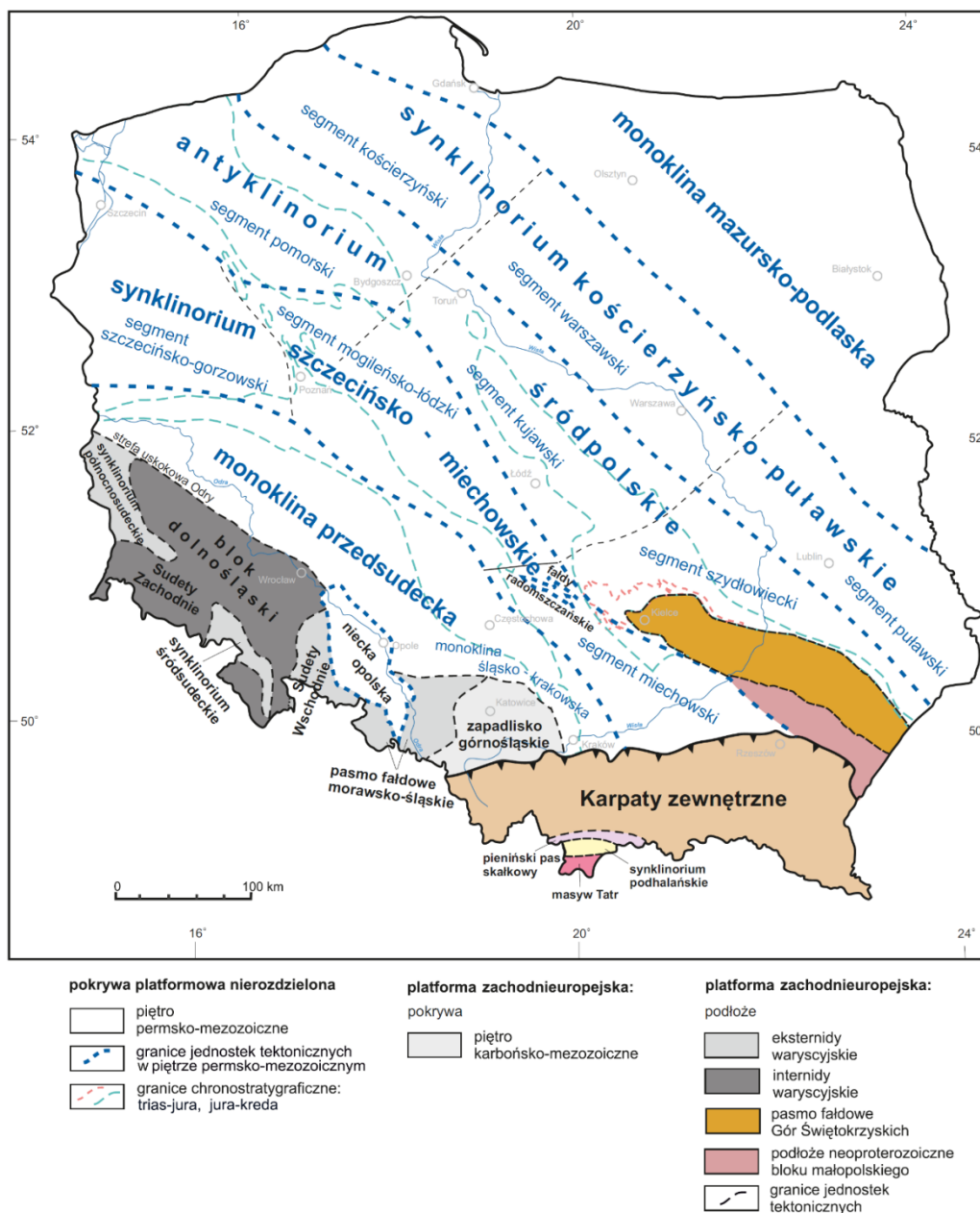
Na obszarze Polski spotykają się ze sobą trzy wielkopowierzchniowe prowincje tektoniczne Europy – obejmująca północno-wschodnią część Polski platforma prekambryjska (kraton wschodnioeuropejski), znajdująca się na południowy zachód od niej platforma paleozoiczna (zachodnioeuropejska) oraz mezozoiczno-kenozoiczny orogen karpacki na południu. Wszystkie wymienione prowincje tektoniczne sięgają daleko poza granice naszego kraju. Zarówno platforma prekambryjska, jak i paleozoiczna charakteryzują się dwupiętrową budową składającą się ze sfałdowanego, a następnie ściętego erozyjnie starszego podłoża, na którym zalegają położone niemal poziomo, niezdeformowane lub zdeformowane w niewielkim stopniu, młodsze utwory pokrywy platformowej. Podłożem platformy prekambryjskiej jest coś krystaliczny, który w swojej przeszłości geologicznej został sfałdowany, zmetamorfizowany i poprzecinany ciałami magmowymi, a następnie głęboko ścięty erozyjnie. Podłoże platformy paleozoicznej na przeważającym obszarze stanowią jednostki o konsolidacji paleozoicznej, ulegające kolejnym fałdowaniom podczas neoproterozoiczno-paleozoicznych ruchów górotwórczych, a następnie, szczególnie u schyłku karbonu i na początku permu, ścięte przez erozję. Tylko w niewielkiej części podłoże platformy paleozoicznej ma charakter krystaliczny. Pokrywa osadowa na obszarze Polski jest wspólna dla obu platform od późnego karbonu lub lokalnie od wczesnego permu. W południowej części kraju na pokrywie osadowej zalegają utwory płaszczowinowe orogenu karpackiego, nasunięte na nią w kenozoiku [6].

3.1. Zarys budowy tektonicznej Niżu Polskiego na powierzchni podkenozoicznej

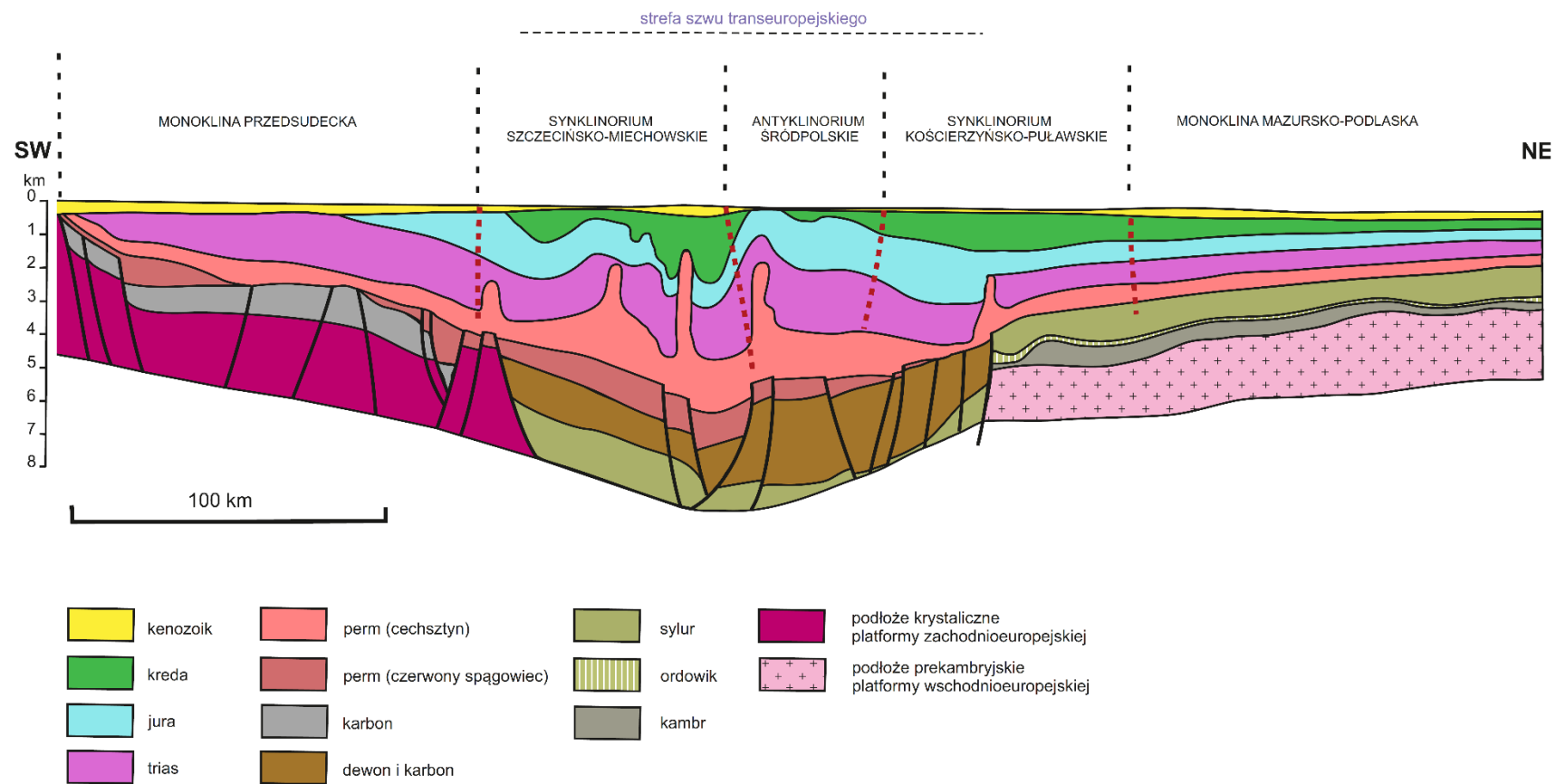
Rozpoznanie geologiczne Niżu Polskiego opiera się na znajomości budowy geologicznej poniżej utworów kenozoicznych, zwłaszcza na rozprzestrzenieniu utworów kredy, które stanowią przeważającą część powierzchni podpaleogeńskiej [4]. Główne jednostki tektoniczne Polski na powierzchni podkenozoicznej poza obszarem Karpat prezentuje Rysunek 2.

W obrazie tym Na Niżu Polskim zaznaczają się przebiegające przez obszar całego kraju równoległe wielkoskalowe synklinoria i antyklinoria o kierunku NW-SE (Rysunek 3). Struktury te są efektem inwersji basenu polskiego wypełnionego osadami permomezozoiku, do której doszło w wyniku kolizji Iberii z obszarem współczesnej Francji południowej u schyłku kredy. Doprowadziło to do powstania antyklinorium śródpolskiego z przyległymi synklinoriami – synklinorium kościerzyńsko-puławskim na północnym wschodzie oraz synklinorium szczecińsko-miechowskim na południowym zachodzie, a także monokliny przedsudeckiej oraz monokliny śląsko-krakowskiej [7] [6].

Na znacznej części obszaru Polski pod utworami kenozoicznymi występują osady górnej kredy. W północno-wschodnim fragmencie kraju tworzą one jednolitą powłokę i wchodzi w skład położonej prawie poziomo pokrywy osadowej platformy wschodnioeuropejskiej [8]. Granicę pomiędzy monokliną mazursko-podlaską i synklinorium kościerzyńsko-puławskim w obrębie piętra mezozoicznego umieszcza się w miejscu redukcji miąższości utworów kredy [9], z kolei oś synklinorium przebiega w pasie ich maksymalnych miąższości [4]. Dalej na południowy zachód rozciąga się antyklinorium śródpolskie, będące obszarem wychodni utworów jury i starszych pięter kredy. Na jego południowo-wschodnim krańcu (Góry Świętokrzyskie, wschodnie Podkarpacie) w obrazie bez utworów kenozoiku uwidaczniają się skały starsze, od triasu, przez cały paleozoik do górnego prekambriu. Do antyklinorium śródpolskiego od południowego zachodu przylega synklinorium szczecińsko-miechowskie, gdzie na powierzchni podkenozoicznej dominują ponownie utwory kredy górnej. Skrajną południowo-zachodnią jednostką wydzieloną w obrębie piętra permsko-mezozoicznego jest monoklina przedsudecka przechodząca w części południowo-wschodniej w monoklinę śląsko-krakowską. Struktury te zbudowane są głównie z utworów permsko-mezozoicznych [8].



Rysunek 2 Mapa głównych jednostek tektonicznych Polski na powierzchni podkenozoicznej poza obszarem Karpat [7]



Rysunek 3 Przekrój geologiczny obrazujący położenie jednostek tektonicznych w obrębie Nizy Polskiego na powierzchni podkenozoicznej (przekrój prostopadły do rozciągłości jednostek) [7]

3.2. Zarys budowy geologicznej na Niżu Polskim

Opis budowy geologicznej Niżu Polskiego ograniczono do kompleksu mezozoicznego, z uwagi na występowanie w jego obrębie poziomów zbiornikowych o najkorzystniejszych parametrach dla występowania i ujmowania wód termalnych. Kompleks ten reprezentowany jest przede wszystkim przez utwory triasu dolnego, środkowego i górnego, jury dolnej, środkowej i górnej oraz kredy dolnej. Utwory kredy górnej jako zbiorniki wód termalnych mają znaczenie jedynie lokalnie.

W porównaniu z paleozoicznym piętrzem strukturalnym, budowa geologiczna utworów mezozoicznych i ich zaangażowanie tektoniczne jest stosunkowo mało zróżnicowane. Ponadto w odróżnieniu od skał starszych, w utworach mezozoicznych nie stwierdzono występowania złóż węglowodorów, za wyjątkiem nielicznych objawów zgazowania i śladów ropy naftowej, co jest zjawiskiem korzystnym z punktu widzenia wydobywania wód termalnych.

Trias

W triasie obszar Niżu Polskiego znajdował się we wschodniej części marginalnego epikontynentalnego zbiornika morskiego północnej Tetydy, określanego mianem basenu germańskiego. Polską część basenu germańskiego od oceanu Tetydy oddzielały posthercyńskie masywy: czeski i małopolski, natomiast połączenie obu zbiorników odbywało się poprzez bramy: Śląsko-Morawską na zachodzie i Wschodniokarpacką na wschodzie. Od wschodu i północnego wschodu basen germański izolowany był elewacją lądu fennosarmackiego [10]. Zdeponowane w nim utwory osadowe z jednej strony charakteryzują się dużym rozprzestrzenieniem, z drugiej jednak wykazują dużą jednolitość pod względem wykształcenia litologicznego [2]. Skały triasu odsłaniają się na powierzchni jedynie lokalnie, w Górach Świętokrzyskich i na Górnym Śląsku. Trias facji germańskiej cechuje trójdzielność budowy, która związana jest z okresowym połączeniem basenu epikontynentalnego z otwartym oceanem. Najpełniejsze połączenie obu zbiorników miało miejsce w triasie środkowym, co doprowadziło do powstania na większości obszaru centralnej Europy, w tym Polski, płytkiego morza śródlądowego. Oś basenu, w którym zostały zdeponowane utwory triasu przebiega na kierunku NW-SE, od Kołobrzegu do Piotrkowa Trybunalskiego. Miąższość triasu na obszarze Niżu Polskiego największa jest na Kujawach, gdzie osiąga ponad 2500 m, a miejscami dochodzi do 4000 m. Zróżnicowanie miąższości w strefie osiowej związane jest z tektoniką solną w obrębie utworów permskich. Występujące w tym kompleksie słupy solne utworzyły lokalne elewacje o wysokości do kilkuset metrów, a w przyległych do nich obniżeniach osadzały się miąższe pakiety osadów triasu. Największą miąższość wykazuje trias dolny, a najmniejszą trias środkowy, który jest także najmniej zróżnicowany pod względem litologicznym [11].

Trias dolny

We wczesnym triasie sedymentacja osadów miała miejsce w warunkach suchego i gorącego klimatu, w środowisku lądowym, równiny nadbrzeżnej okresowo zalewanej w wyniku podnoszenia się poziomu morza (sebhá) oraz śródlądowego zbiornika morskiego [12] [13]. Utworami charakterystycznymi dla triasu dolnego są przybrzeżne i lądowe piaskowce, mułowce i ilowce o barwie czerwonej, brunatnej lub szarozielonkawej tworzące fację pstrego piaskowca. Górny pstry piaskowiec (ret) wyróżnia się natomiast dominującym udziałem utworów węglanowo-ewaporatowych w górnej części profilu, związanych z transgresją morską obejmującą obszar całego Niżu Polskiego [14] [11]. Strop kompleksu dolnotriasowego znajduje się na rzędnych od kilkunastu metrów n.p.m. w obrębie monokliny śląsko-krakowskiej do ponad -4500 m n.p.m. w środkowej części wału kujawskiego. W osiowych partiach niecek: szczecińskiej, mogileńsko-łódzkiej oraz warszawskiej strop triasu dolnego przebiega na rzędnych poniżej -3000 m n.p.m. i podnosi się w strefach

brzeżnych tych struktur. Całkowita miąższość pstrego piaskowca zmienia się w zakresie od kilkudziesięciu metrów w obniżeniu podlaskim i na monoklinie śląsko-krakowskiej do ponad 1600 m w obrębie wału kujawskiego i ponad 1200 m na wale pomorskim. Znaczne miąższości, przekraczające 400 m występują w nieckach: mogileńsko-łódzkiej, szczecińskiej, miechowskiej i pomorskiej oraz na obszarze syneklizy bałtyckiej, a także w południowo-wschodnim fragmencie wyniesienia Łęby [14].

Utwory pstrego piaskowca dolnego w południowej części Niżu Polskiego (obrzeżenie Gór Świętokrzyskich) reprezentowane są przez piaskowcowe osady rzeczne, w mniejszym stopniu eoliczne (formacje: piaskowcowa i zagnańska). Na pozostałym obszarze Polski występuje formacja bałtycka zbudowana ze skał ilasto-mułowcowych z wkładkami wapieni oraz piaskowców [15] [16] [17]. Pstry piaskowiec środkowy w południowej części basenu zdominowany jest przez utwory piaskowcowe (formacja piaskowcowa), na obrzeżeniu Gór Świętokrzyskich określane jako formacje z Piekoszowa, Tumlina, Ostojowa, Łącznej i Golenia. W południowym fragmencie niecki szczecińskiej występują utwory formacji węglanowo-klastycznej, przechodzące ku północy w osady formacji pomorskiej [12]. Profil formacji pomorskiej rozpoczynają utwory piaskowcowe ogniwa piaskowca drawskiego, które stopniowo przechodzą w utwory ilasto-mułowcowe ogniwa trzebiatowskiego o miąższości 100-150 m [16] [18]. Formacja pomorska w kierunku północno-wschodnim zbiega się z formacją lidzbarską, wykształconą głównie w postaci utworów ilasto-mułowcowych z wkładkami wapieni [15]. Na monoklinie przedsudeckiej, w górnej części profilu środkowego pstrego piaskowca, występują głównie utwory piaskowcowe, przechodzące ku północy w osady ilaste, a na Pomorzu w piaskowcowo-iłowcowe (formacja półczyńska) o maksymalnej miąższości na Kujawach, sięgającej ok. 700 m. Na obszarze mazursko-podlaskim odpowiednikiem opisanych powyżej utworów są osady formacji malborskiej.

Pstry piaskowiec górny na obszarze od niecki szczecińskiej po Małopolskę jest wykształcony jako ret. Są to osady piaskowcowo-mułowcowo-ilaste przykryte serią utworów węglanowo-ewaporatowych w postaci przewarstwiających się wapieni, dolomitów, anhydrytów, gipsów i soli kamiennych. W kierunku północnym i północno-wschodnim, utwory retu przechodzą w utwory klastyczne formacji barwickiej (na obszarze mazurskim – formacji elbląskiej) reprezentowane przez piaskowce, zlepieńce, mułowce i iłowce z wkładkami wapieni. Miąższość utworów pstrego piaskowca górnego na obszarze Niżu Polskiego wykazuje niewielką zmienność i maksymalnie osiąga nieco ponad 200 m [12].

Trias środkowy

W początkowym okresie triasu środkowego w obrębie basenu sedymentacyjnego wciąż następowała transgresja morska, która doprowadziła do utworzenia warunków morskich na największym obszarze Niżu Polskiego w okresie triasu [19]. Charakterystyczne dla triasu środkowego są utwory węglanowe wykształcone w facji wapienia muszlowego, która dzieli się na trzy części – wapień muszlowy dolny, wapień muszlowy środkowy i wapień muszlowy górny. Miąższość triasu środkowego na terenie Polski jest wyrównana i zmienia się w zakresie 150-250 m, największe wartości sięgające ok. 300 m występują miejscowo w obrębie monokliny przedsudeckiej. Ku wschodowi i północnemu wschodowi miąższość tych utworów maleje do 25-40 m [20]. Sedymentacja utworów wapienia muszlowego miała miejsce w środowisku morskim w obrębie głębokowodnej i płytkowodnej rampy węglanowej oraz lagun. W dolnym wapieniu muszlowym panowały warunki pełnomorskie, basen polski miał wówczas bardzo dobrą łączność z basenem germańskim oraz oceanem Tetydy. Prawie na całym obszarze basenu osadzały się wapień faliste, organodetrytyczne, margliste i oolitowe. Tylko w okolicy syneklizy perybałtyckiej powstawały osady klastyczne, które wskazują na depozycję w strefie brzeżnej zbiornika [21] [22]. Dolny wapień muszlowy odznacza się największymi miąższościami. Wynoszą one 135-190 m na monoklinie przedsudeckiej, ok. 70 m w obrębie wału środkowopolskiego oraz 10-15 m w niecce brzeżnej oraz obniżeniu podlaskim [23]. Na przełomie dolnego i środkowego wapienia muszlowego miało miejsce częściowe odizolowanie basenu polskiego od zbiornika alpejskiego. W środkowym wapieniu muszlowym prawie cały obszar Niżu Polskiego objęty był sedymentacją

dolomitów, margli dolomitycznych i anhydrytów charakterystycznych dla środowisk o podwyższonym zasoleniu. W wydzieleniu tym ujawniają się także paleogleby i zjawiska krasowe, co świadczy o obecności stref wynurzonych [24] [25]. Miąższość środkowego wapienia muszlowego na obszarze monokliny przedsudeckiej osiąga 50-70 m, w obrębie wału środkowopolskiego (antyklinorium śródpolskiego) ok. 30 m, natomiast w niecce brzeżnej (synklinorium kościerzyńsko-puławskim) oraz obniżeniu podlaskim 5-10 m [23]. W górnym wapieniu muszlowym ponownie doszło do połączenia basenu polskiego z oceanem Tetydy i sedymentacja osadów następowała w środowisku pełnomorskim [26].

W centralnej części basenu występują głównie wapienie margliste oraz iłowce, natomiast w jego strefie brzeżnej obok wapieni występują także margle, margle dolomityczne, mułowce, rzadziej wapienie piaszczyste i piaskowce wapniste. Jedynie w środkowej części obniżenia nadbałtyckiego przeważają utwory klastyczne [20] [24]. Miąższość górnego wapienia muszlowego na Niżu Polskim nie przekracza 50 m, na monoklinie przedsudeckiej wynosi 30-40 m, na obszarze wału środkowopolskiego osiąga 15-20 m, a w niecce brzeżnej i obniżeniu podlaskim dochodzi do 10 m. U schyłku wapienia muszlowego miała miejsce kolejna regresja morska powodująca skrajną zmianę warunków sedymentacji w basenie polskim [23].

Trias górny

Sedymentacja utworów triasu górnego miała miejsce głównie w rozległym, płytkim zbiorniku śródlądowym stanowiącym ślad po morzu wapienia muszlowego oraz w środowisku lądowym, w warunkach intensywnej tektoniki solnej, która doprowadziła do wyraźnego zróżnicowania morfologicznego basenu [24] [27] [14]. Górny trias jest dwudzielny, wyróżnia się w nim kajper i retyk. Utwory te występują w postaci iłowców i mułowców typu redbeds, z niewielkim udziałem zlepieńców, piaskowców, dolomitów i wapieni słodkowodnych [10]. Profil kajpru rozpoczynają i kończą utwory pochodzenia morskiego tzw. serii gipsowej dolnej i górnej wykształcone odpowiednio w postaci iłowców i mułowców z wkładkami gipsów, anhydrytów i soli oraz utworów ilastych, podrzędnie mułowcowych z wkładkami anhydrytów, dolomitów i piaskowców. Serie gipsowe rozdzielają osady rzeczne i deltowe oraz utwory równi zalewowych i środowisk lagunowych, określane łącznie jako facja piaskowca trzcinowego charakteryzująca się obecnością znacznej ilości kopalnej flory. Pod względem litologicznym są to kompleksy piaskowcowe o dużej miąższości, rozdzielające serie utworów ilasto-mułowcowych [28] [24]. Powyżej kajpru leżą osady noryku, które powstawały w zróżnicowanych warunkach środowisk słodkowodnych, pliohalinowo-brakicznych, z epizodycznymi słabymi wpływami morskimi [29]. W dolnej części profilu występują utwory zlepieńcowe, ilaste, z przerostami anhydrytów. W zachodniej części Niżu Polskiego przykrywają je warstwy drawieńskie, wykształcone w postaci iłowców, dolomitów i piaskowców. Wyżej leżą warstwy jarkowskie składające się z iłowców dolomitycznych i dolomitów, a w górnej części profilu iły i mułowce przechodzące w warstwy zbąszyńskie [30]. W północno-wschodniej Polsce wydzieli się warstwy nidzickie [31] i kłódawskie dolne [32] [33] zbudowane z pakietów pstrych zlepieńców i iłów z wkładkami piaskowców i mułowców. Profil triasu górnego kończą osady retyku, w Polsce zachodniej opisane jako warstwy wielichowskie [30], natomiast w Polsce północno-wschodniej i centralnej jako warstwy bartoszyckie [31]. Są to piaskowce, mułowce i iłowce, lokalnie z przerostami węglistymi. Sedymentacja osadów następowała w środowisku słodkowodnym, na co wskazują rzadkie wystąpienia szczątków małżów i ślimaków. W Polsce północno-wschodniej oraz w niecce warszawskiej przeważają utwory ilasto-mułowcowe przewarstwione piaskowcami, których udział wzrasta w kierunku północnym.

W południowo-zachodniej części zbiornika dominują z kolei utwory iłowcowe [29]. Strop utworów triasu górnego najpłycej występuje w obrębie monoklin: przedsudeckiej i śląsko-krakowskiej oraz na wale kujawskim, najgłębiej natomiast na obszarze na wschód od Konina. Łączna miąższość tych utworów zmienia się od kilkudziesięciu metrów w brzeżnych partiach zbiornika do ponad 2500 m na wale kujawskim. Na dominującej części obszaru Niżu Polskiego sumaryczna miąższość utworów górnotriasowych zawiera się w przedziale 200-1000 m, natomiast w obrębie wału pomorskiego i kujawskiego, w nieckach: mogileńsko-

łódzkiej i warszawskiej, a także na monoklinie śląsko-krakowskiej oraz w strefie przedsudeckiej przekracza 1000 m [14].

Jura

Na zdecydowanej powierzchni Niżu Polskiego utwory jury tworzą jednolitą pokrywę o grubości zwykle 750-1000 m. Największe miąższości występują w obrębie dawnej bruzdy śródpolskiej (po inwersji wał śródpolski), gdzie miała miejsce silna subsydencja wzdłuż osi zbiornika sedymencyjnego. Maksymalne miąższości odnotowuje się w rejonie Łodzi, gdzie osiągają nawet 3000-3500 m. W kierunkach prostopadłych do osi struktury grubość warstw utworów jurajskich gwałtownie maleje, miejscami do kilkudziesięciu metrów, lokalnie utwory te całkowicie zanikają. Pod względem litofacjalnym, utwory jury na obszarze Niżu Polskiego można podzielić generalnie na trzy kompleksy: utwory klastyczne jury dolnej powstające w środowisku lądowym, utwory węglanowo-klastyczne jury środkowej będące efektem transgresji morskiej oraz utwory węglanowe jury górnej świadczące o szeroko rozpowszechnionej sedymencie węglanowej [2].

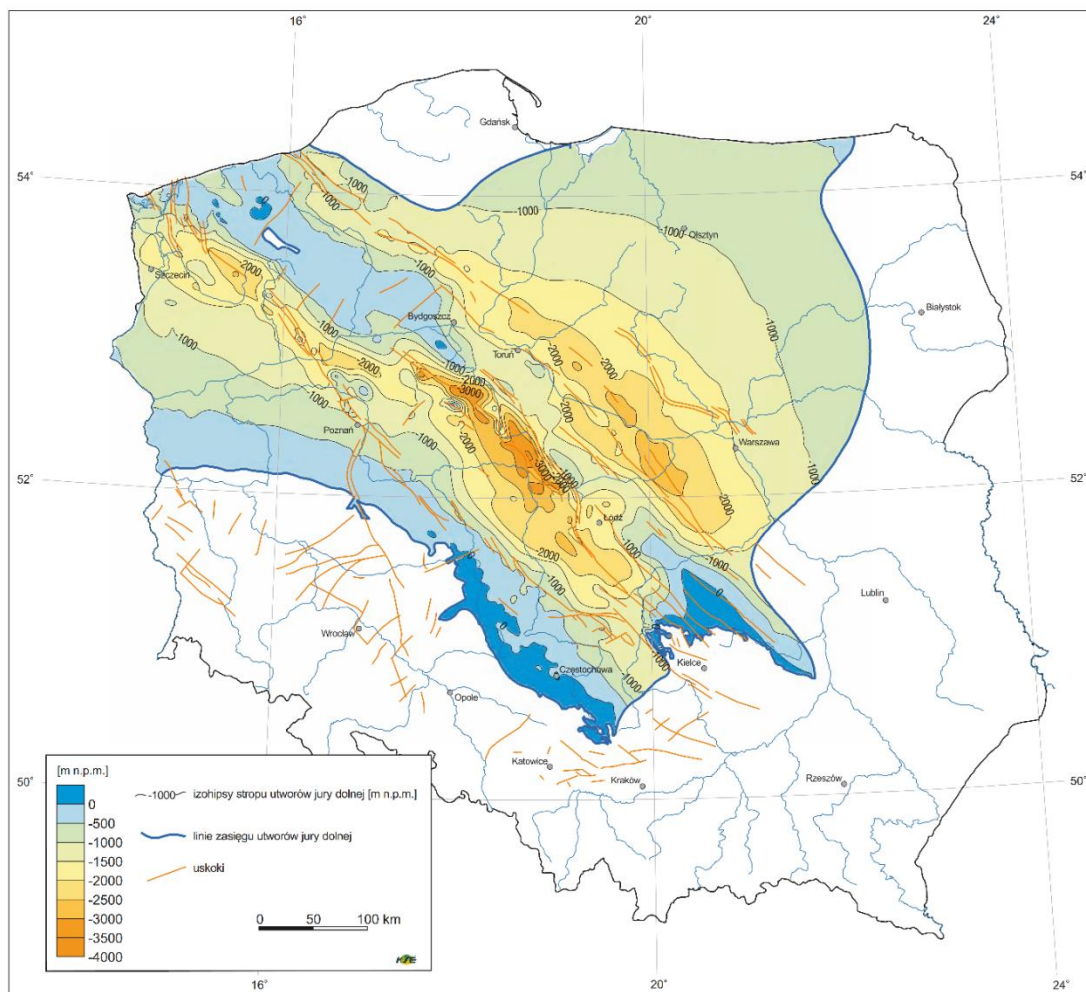
Jura dolna

W jurze dolnej sedymencja utworów miała miejsce w różnorodnych środowiskach, od lądowych (rzecznych i jeziorno-bagiennych) przez deltowe, przybrzeżne i lagunowe po sporadyczne wpływy środowisk płytkomorskich o zmiennym zasoleniu, opisane w północno-zachodniej Polsce [34] [35]. Są to utwory piaszczyste i mułowcowo-iłowcowe zawierające szczątki flory, poziomy syderytów i wkładki węgla [36]. Basen sedymencyjny charakteryzował się wyraźnie zróżnicowaną morfologią, a tektonika solna aktywna w obrębie kompleksu cechsztyńskiego powodowała znaczne różnice w tempie subsydencji. Stopniowe pogłębienie i spłytenie zbiornika wyrażało się w rozkładzie miąższości i facji dolnej jury. Utwory dolnojurajskie rozwinęły się w trzech głównych subbasenach: szczecińsko-pomorskim, mogileńsko-łódzkim i pomorsko-kujawsko-warszawskim. Ich współczesne położenie jest wynikiem przekształcenia bruzdy środkowopolskiej w antyklinorium kujawsko-pomorskie wskutek inwersyjnych ruchów tektonicznych, które miały miejsce podczas fazy młodokimeryjskiej (przełom jury i kredy), a przede wszystkim fazy laramijskiej (przełom kredy i paleocenu) alpejskich ruchów górotwórczych. Całkowita miąższość utworów jury dolnej wynosi od kilku do ponad 100 m w centralnej części niecki mogileńsko-łódzkiej i na obrzeżach zbiornika, od 400 do ponad 1200 m w obrębie wału kujawskiego. Na wale pomorskim miąższość utworów jury dolnej osiąga 400-800 m, w niecce szczecińskiej 200-800 m, w niecce warszawskiej 300-800 m, a w niecce pomorskiej dochodzi do 200 m, przy czym lokalnie utwory te nie występują. W pozostałych jednostkach strukturalnych sumaryczna miąższość utworów jury dolnej nie przekracza zazwyczaj 300-400 m [14]. Wśród utworów dolnojurajskich wyróżnia się szereg formacji [37] reprezentujących zróżnicowane środowiska sedymencji.

Do najstarszych utworów, datowanych na hetang (niekiedy synemur), należą utwory formacji zagajskiej reprezentowane przez piaszczyste, w dolnej części ze zlepieńcami oraz mułowce z wkładkami węgla. Charakteryzują one środowisko rzeczno-jeziorne. Ich maksymalna miąższość wynosi ok. 160 m. Lokalnie w obrębie utworów hetangu wyróżnia się ogniwo mułowców z Huty o miąższości ok. 90 m, wykształcone w postaci mułowców i iłowców, podrzędnie z piaszczystymi, reprezentujące środowiska jeziorne lub mokradła i bagien. Formacja skłobska (hetang) zbudowana jest z piaszczystych i heterolitów, które powstawały w środowisku przybrzeżnym, deltowym i barierowo-lagunowym. Największe miąższości formacja ta osiąga na Pomorzu, gdzie wynoszą 160 m. Również w hetangu, w środowisku barier lub lagun oraz delt, powstała przysuska formacja rudonośna, składająca się z mułowców i iłowców z syderytami oraz heterolitów. Jej miąższość nie przekracza 80 m. W synemurze, w środowisku przybrzeżnomorskim osadzały się miąższe, osiągające ok. 240 m grubości warstwy piaszczystych formacji ostrowieckiej. Powyżej zalega formacja gielniowska datowana na wczesny pliensbach, składająca się głównie z heterolitów, mułowców i piaszczystych

drobnoziarnistych. Paleośrodowiskiem depozycji utworów był system deltowo-lagunowo-przybrzeżnomorski. Równowiekowa formacja łobeska reprezentuje szelfowe środowisko sedymantacji i zbudowana jest z mułowców z drobno rozproszonym pirytem i heterolitami z formie soczewek. Formacja ta występuje na obszarze Pomorza i osiąga 160 m grubości. Jedynie w obrębie Polski centralnej występuje formacja drzewicka (późny pliensbach) zbudowana z piaskowców oraz podrzędnie z mułowców i heterolitów środowisk przybrzeżnomorskich, deltowych i barier lagunowych. Miąższość tej formacji osiąga maksymalnie 100 m. W późnym pliensbachu wyróżnia się także formację komorowską reprezentującą zróżnicowane środowiska sedymantacji, od rzeczno-deltowych przez przybrzeżnomorskie do szelfowych. Składa się ona z piaskowców, heterolitów i mułowców o łącznej miąższości do 165 m. W regionie częstochowskim wyróżnia się formację blanowicką będącą facjalnym ekwiwalentem formacji komorowskiej. Zbudowana jest ona z piaskowców z przewarstwieniami mułowców i heterolitów z wkładkami węgla. Miąższość formacji wynosi maksymalnie 42 m. Odpowiednikiem formacji gielniowskiej i drzewickiej jest występująca głównie w syneklizie perybałtyckiej formacja olsztyńska. Jej miąższość sięga ok. 180 m, a zbudowana jest z piaskowców środowisk rzecznych, deltowych i przybrzeżnomorskich. We wczesnym toarku, w środowisku brakiczno-morskich zatok i delt (na Pomorzu w środowisku pełnomorskim), powstała formacja ciechocińska, która maksymalną grubość osiąga w środkowej części kraju (140 m). Reprezentowana jest przez heterolity, mułowce i lokalnie iłowce z ławicami pyłowców i drobnoziarnistych piaskowców.

Najmłodszą wyróżnioną formacją jest powstała w środowisku rzecznym, niekiedy deltowym, formacja borucicka (późny toark) zbudowana ze średnio- i gruboziarnistych piaskowców, rzadziej mułowców [37]. Obecny zasięg utworów jury dolnej prezentuje Rysunek 4.



Rysunek 4 Mapa strukturalna stropu utworów jury dolnej na Niżu Polskim [38]

Jura środkowa

W jurze środkowej, wskutek postępującej transgresji morskiej, Niż Polski znajdował się w zasięgu płytkiego morza epikontynentalnego [35]. Środkowo jurajski basen sedymentacyjny przez cały czas wykazywał wyraźnie ekspansywny charakter. Z początkiem jury środkowej (aalen-bajos) obejmował on obszar bruzdy śródpolskiej, niecki szczecińskiej i niecki mogileńsko-łódzkiej. W batonie zaczął się on rozszerzać i w kelowej obejmował już cały obszar Niżu Polskiego. Pełny profil utworów jury środkowej powstał w części osiowej basenu sedymentacyjnego (centralna Polska, Pomorze Zachodnie). W depresji Kutna miąższość utworów środkowojurajskich przekracza 1100 m, z kolei w obrębie współczesnych niecek kredowych wynosi nie więcej niż 250 m [39] [40] [41]. Na rozwój basenu sedymentacyjnego jury środkowej wpływ miała tektonika solna [39] [3] [40]. Zasadniczą część profilu jury środkowej Niżu Polskiego stanowią utwory klastyczne reprezentowane przez piaskowce powstające w środowisku przybrzeżnomorskim oraz kompleksy iłowcowo-mułowcowe reprezentujące nieznacznie głębsze części basenu [35]. Serię wapienną wykształconą w postaci wapieni organodetrytycznych, obejmującą najwyższą część jury środkowej (baton górny, kelowej), obserwuje się jedynie we wschodnim fragmencie Niżu Polskiego [42].

Obecny zasięg występowania osadów jury środkowej na Niżu Polskim ma charakter erozyjny i związany jest z inwersją wału środkowopolskiego. W południowej części monokliny przedsudeckiej osady jury zostały usunięte erozyjnie wskutek wyniesienia i monoklinalnego nachylenia obszaru w kierunku północno-wschodnim w czasie ruchów neokimeryjskich [27]. W regionie pomorskim w aalenie gromadziły się osady fluwialne. Na Niżu Polskim profil jury środkowej reprezentuje kilka cykli transgresywno-regresywnych. Fragmenty transgresywne tworzą głównie łupki ilaste z muszłowcami i sydereytami oraz mułowce i heterolity, które osadzały się w strefie poniżej normalnej podstawy fałowania. Z kolei odcinki regresywne reprezentują środowisko powyżej normalnej podstawy fałowania i zbudowane są przede wszystkim z piaskowców kwarcowych lub szamozytowych i heterolitów.

Dotychczas nie wydzielono jednostek litostratygraficznych jury środkowej. Najstarszy kompleks osadów stanowią łupki ilaste aalenu górnego i bajosu dolnego o miąższości 100-170 m, występujące na obszarze od Bydgoszczy po Góry Świętokrzyskie. Środkowy kompleks budują czarne łupki bajosu górnego o zróżnicowanej miąższości. W regionie kujawskim osiąga ona 150-250 m, w południowej części niecki łódzkiej, w północnym fragmencie niecki miechowskiej oraz na Jurze Polskiej dochodzi do 50 m, natomiast w niecce szczecińskiej nie przekracza 10 m. W centralnej Polsce kompleks ten osiąga miąższość ok. 25 m i reprezentuje najwyższy fragment wczesnego bajosu. W rejonie Częstochowy opisano tzw. formację częstochowskich iłów rudonośnych [43] [44] [45]. Obejmuje ona kompleks osadów ilastych, mułowcowych i piaszczystych z poziomami sydereytowymi. Jej wiek określono na podstawie analizy fauny amonitowych na późny bajos – późny baton [46] [47] [48]. Na znacznym obszarze Polski, na granicy jura środkowa – jura górna występuje tzw. warstwa bulasta zbudowana z silnie skondensowanych wapieni i margli o miąższości od kilku do kilkudziesięciu centymetrów [49] [39].

Jura górna

W jurze górnej cały obszar Niżu Polskiego znajdował się w zasięgu względnie płytkiego ciepłego morza epikontynentalnego, który pozostawał w kontakcie z morzem borealnym na północy, z sąsiednimi zbiornikami na wschodzie i zachodzie oraz z oceanem Tetydy na południu [50]. W centralnej i wschodniej części zbiornika, wyłączając niewielki fragment na południowy wschód od Lublina, dominowała sedymentacja utworów węglanowych reprezentowanych przez różnego rodzaju wapienie i margle [51]. W kierunku północnym i zachodnim od serii węglanowej w profilu oksfordu zaznacza się wzrost udziału materiału terygenicznego i przewaga utworów klastycznych o zróżnicowanej frakcji. Lokalnie materiał terygeniczny rozpoznano także w południowo-wschodniej części zbiornika i jest on reprezentowany przez pstry utwory piaszczysto-mułowcowe powstałe w środowisku lądowym [52]. W kimerydzie zbiornik Niżu Polskiego zmniejszył nieco swój zasięg na zachodzie, odsłaniając obszar od Sudetów do Szczecina. Kontakt z oceanem

Tetydy nadal pozostawał swobodny, ograniczeniu uległo natomiast połączenie z morzem borealnym [53]. Sedymentacja w zbiorniku oksfordzkim obejmowała utwory węglanowe w jego części południowo-wschodniej oraz utwory terygeniczne na północ i zachód od jego części centralnej. Litofacja węglanowa reprezentowana jest przez wapienie mikrytowe i sparytowe, wapienie ziarniste oraz margle z niewielką domieszką utworów ilastych. Miejscami na południowy wschód od Lublina także przez dolomity i anhydryty [52] [54]. Materiał terygeniczny występuje w postaci utworów marglistych, margli i mułowców marglistych oraz w mniejszym stopniu utworów ilastych [55] [56] [57].

W tytonie zbiornik Niżu Polskiego ponownie zmniejszył swój zasięg, połączenie z otaczającymi zbiornikami wodnymi nie uległo jednak przerwaniu [58]. Niewielkie elewacje i kopuły na Kujawach są wynikiem wciąż aktywnej w jurze górnej tektoniki solnej [59]. W centralnej części zbiornika sedymentacyjnego profil tytonu rozpoczynają mułowce ilasto-margliste z wkładkami wapieni oraz wapienie [58] [60]. Na nieznacznym obszarze w południowo-wschodnim fragmencie zbiornika znajdują się białe wapienie oolitowe [52] [61]. W strefach brzegowych basenu powstawała facja zbudowana głównie z materiału terygenicznego w postaci utworów mułowcowo-piaszczystych. W najwyższej części tytonu zasięg basenu ograniczył się prawdopodobnie do centralnego fragmentu bruzdy duńsko-polskiej. Profil późnej jury górnej w środkowej części zbiornika zbudowany jest z wapieni korbulowych, wapieni i anhydrytów oraz wapieni z małżoraczkami, natomiast na obszarach przybrzeżnych z utworów ilasto-mułowcowych i mułowcowo-piaszczystych [50]. U schyłku tytonu wpływy morskie w zbiorniku Niżu Polskiego zaczęły ustawać [58]. Wówczas w centralnej części basenu miała miejsce sedymentacja ewaporatów (gipsy i anhydryty), natomiast w strefach peryferyjnych wapieni z materiałem terygenicznym oraz utworów ilasto-piaszczystych. W części południowo-wschodniej odbywała się prawdopodobnie sedymentacja wapieni. Po utworzeniu się serii gipsowej zbiornik zaczął się wysładzać i powstawały w nim kompleksy marglisto-ilaste [50]. Całkowita miąższość utworów jury górnej zmienia się w szerokim zakresie od kilkunastu metrów w strefach brzeżnych jednostek strukturalnych do prawie 900 m w niecce mogileńskiej i ponad 1200 m w centralnych częściach wału kujawskiego w rejonie Włocławka, Łodzi i Piotrkowa Trybunalskiego [14].

Kreda

Sedymentacja w kredzie była zasadniczo kontynuacją sedymentacji jury środkowej i górnej. Utwory pochodzenia morskiego, związane niewielkimi zalewami oraz początkowymi i końcowymi fazami większych transgresji, występują jedynie w bruzdzie duńsko-polskiej oraz w synklinie brzeżnej. Także osady lądowe ograniczone są jedynie do tych dwóch jednostek. Stanowiły one w kredzie depresje morfologiczne, w których podczas zalewów osadzały się utwory o największych miąższościach.

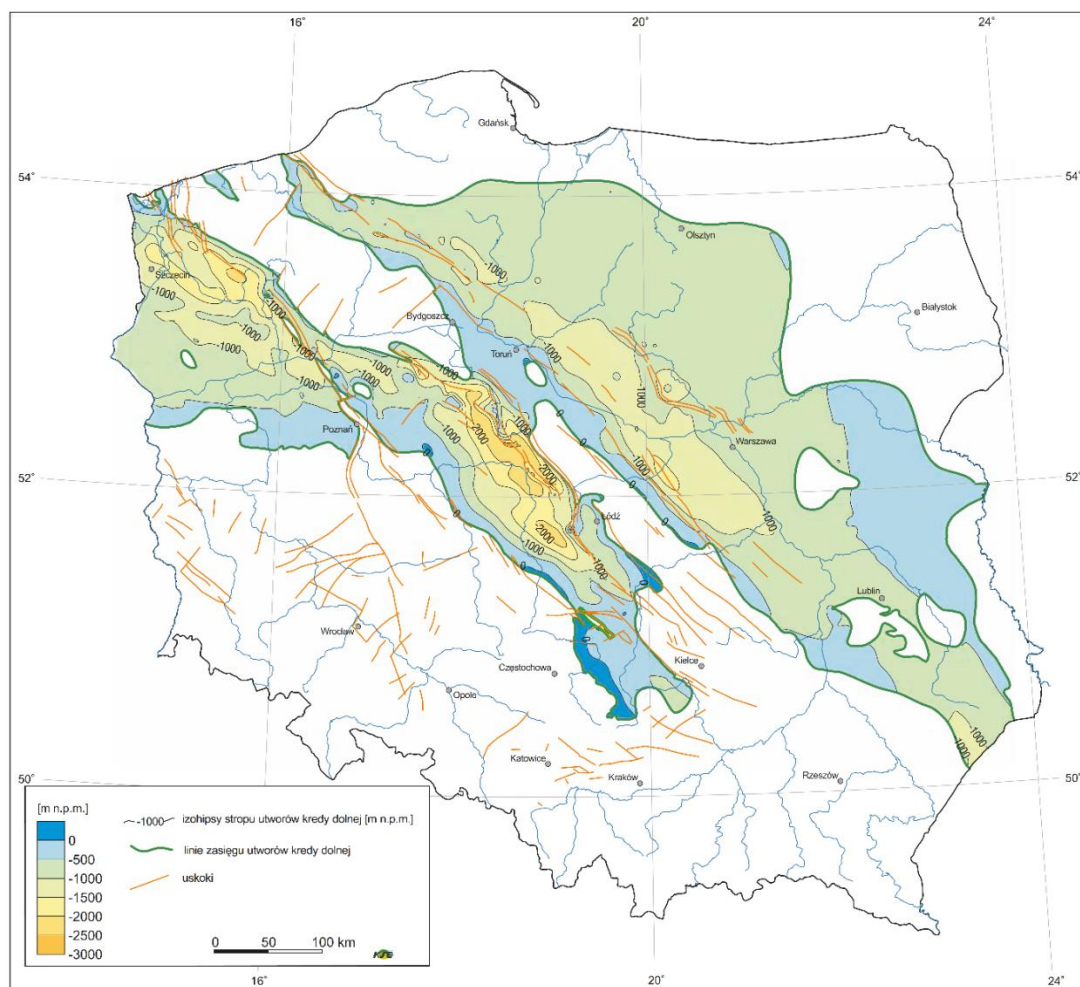
W czasie regresji w obniżeniach tych gromadziły się utwory będące produktami denudacji obszarów położonych wyżej [62]. Utwory kredy w obrębie Niżu Polskiego występują w kilku rejonach – na monoklinie mazursko-suwalskiej, w synklinorium kościerzyńsko-puławskim, synklinorium szczecińsko-miechowskim oraz w niecce opolskiej [7]. Największą miąższością utworów kredowych, przekraczającą 2500 m, a miejscami nawet 3000 m, charakteryzuje się centralna Polska, zwłaszcza Kujawy. Utworów kredy pozbawiony jest natomiast wąski pas rozciągający się od Kołobrzegu przez rejon Bydgoszczy w kierunku Gór Świętokrzyskich oraz większość południowo-zachodniej części kraju [63].

Kreda dolna

Sedymentacja utworów kredy dolnej odbywała się głównie w bruzdzie środkowopolskiej w środowisku płytkomorskim i przybrzeżno-deltowym. Jedynie okresowo sedymentacja rozszerzała się poza jej obszar w kierunku południowo-zachodnim i północno-wschodnim. Utwory kredy dolnej na Niżu Polskim reprezentowane są przede wszystkim przez piaskowce, mułowce i iłowce. W dolnym berriasie powstawały

także anhydryty i gipsy. W części południowo-wschodniej basenu obecne są także wapienie i margle, nierzadko piaszczyste, oolitowe i organodetrytyczne, związane z dopływem ciepłych wód oceanicznych z południa [17] [63]. W walanżynie dolnym i górnym sedymentacja miała charakter typowo morski, natomiast w walanżynie środkowym doszło do generalnego spłycenia i częściowego wystodzenia zbiornika [64] [65]. W północno-zachodniej i środkowej części basenu profil hoterywu reprezentuje litofacja mułowcowo-łupkowa, z kolei w części południowo-wschodniej ilasto-węglanowa i piaszczysto-węglanowa. W strefach brzeżnych zbiornika powstała litofacja piaskowcowo-mułowcowa [66] [67] [65] [17]. Okres od barremu do albu środkowego to przede wszystkim sedymentacja osadów piaszczystych (formacja mogileńska). W apcie miał miejsce niewielki zalew morski, który pozostawił po sobie serię utworów piaszczysto-mułowcowych. W rejonach oddziaływania tektoniki solnej zaznaczają się znaczne różnice w miąższości osadów piaszczystych formacji mogileńskiej [66] [65]. Lokalnie po obu stronach bruzdy środkowopolskiej rozwijały się rowy synsedymentacyjne o wzmożonej subsydencji związane z tektoniką blokową. Charakteryzują się one pełniejszym profilem litostratygraficznym o zwiększonej miąższości. W centralnej części bruzdy we wczesnej kredzie zaznaczają się ruchy mas solnych oraz aktywność uskoków synsedymentacyjnych. Doprowadziło to do powstania licznych struktur tektonicznych, takich jak zręby i półzręby tektoniczne, kopuły i wzniesienia, którym towarzyszą obniżenia terenu [67]. Stosunkowo najpełniejszy rozwój kredy dolnej nastąpił wzdłuż krawędzi wału pomorskiego w strefie nieciągłości Grzęzno-Drawno-Człopa-Szamotoły. Miąższość utworów kredy dolnej zmienia się tam od ok. 100 do 300-500 m [68].

Inwersja bruzdy środkowopolskiej w wał śródpolski doprowadziła do całkowitej erozji utworów kredy dolnej na znacznym obszarze dzisiejszego wału śródpolskiego. Zachowały się one jedynie na odcinku Bydgoszcz-Włocławek. W nieckach graniczących z wałem śródpolskim na północy i południu strop utworów kredy dolnej został pograżony na duże głębokości, od kilkuset do 1500 m w niecce warszawskiej i 1600-2600 m w niecce mogileńsko-łódzkiej. Największe miąższości w obrębie niecki mogileńskiej, sięgające 200-300 m występują w jej części osiowej, która przylega bezpośrednio do wału kujawskiego. Miąższość utworów kredy dolnej w obrębie niecki mogileńsko-łódzkiej maleje w kierunku południowo-zachodnim do 50-60 m, a w strefie Poznań-Kalisz-Sieradz utwory te całkowicie zanikają. W niecce pomorskiej miąższość kredy dolnej jest zróżnicowana i zmienia się od 0-25 m w strefie osiowej niecki do 50-100 m na odcinku Koszalin-Biały Bór i ponad 200 m na odcinku Miastko-Człuchów-Chojnice-Tuchola-Świecko n. Wisłą-Bydgoszcz-Toruń [14]. W niecce warszawskiej miąższość kredy dolnej osiąga zwykle 25-100 m, w strefie osiowej dochodzi do 200-300 m, natomiast w jej części południowej nie przekracza 25 m. Najpełniejszy zachowany profil kredy dolnej występuje w południowo zachodniej części niecki warszawskiej, gdzie jej miąższości sięgają 300-500 m (Rysunek 5) [69] [70].



Rysunek 5 Mapa strukturalna stropu utworów kredy dolnej na Nizinie Polskiej [38].

Kreda górna

Sedymentacja utworów kredy górnej związana była głównie ze wzrostem poziomu morza zapoczątkowanym w środkowym-górnym albie i odbywała się w środowisku płytkiego szelfu, gdzie osadzały się utwory silikoklastyczne. W okresie alb-cenoman tempo wzrostu poziomu morza nasiliło się i powstały wówczas bardziej głębokomorskie facje silikoklastyczno-węglanowe, a następnie węglanowe. Od turonu do mastrychtu i danu zwłaszcza w środkowej części basenu przeważała sedymentacja węglanowo-krzemionkowa [71] [72] [73] [74] [75]. Kreda górna nie posiada formalnego podziału litostratygraficznego. W obrębie utworów kredy górnej wyróżniono cztery typy formacji litostratygraficznych – piaszczystą i mułowcowo-ilastą (alb górny-cenoman), wapieni, margli, opok i gez (cenoman-mastrycht) oraz kredy piaszczystej (turon-mastrycht). Krassowska [72] wyróżniła na Nizinie Polskiej dwa regiony o różnym wykształceniu osadów górnokredowych. Pierwszy z nich, region opok oraz opok i wapieni obejmuje swoim zasięgiem nieckę szczecińską, mogileńsko-łódzką, miechowską i brzeźną, a także obniżenie nadbałtyckie. Drugi region, kredy piaszczystej wyznaczono na obszarze wyniesienia mazursko-suwańskiego, obniżenia podlaskiego oraz wyniesienia podlasko-lubelskiego. Leszczyński na podstawie korelacji danych z otworów wiertniczych oraz odślonień w brzeźnych partiach basenu z procesami geologicznymi zachodzącymi w różnych częściach basenu skonstruował sześć map litofacjalno-paleogeograficznych i wydzielił cykle transgresywno-regresywne dla basenu kredy górnej na Nizinie Polskiej – dwa główne cykle K3 i K4 oraz dziewięć cykli niższego rzędu. Z uwagi na ścisłe powiązanie sedymentacji wczesnopaleoceńskiej z basenem górnokredowym w podziale tym uwzględniono także cykl wczesnopaleoceński Pc-I, który kończy rozwój basenu permo-mezozoicznego [73] [74] [75]. Typowe przejścia litofacjalne w basenie kredy górnej od strefy głębszej do strefy płytkiej (najbliższej

lądowi) wyglądają następująco: opoki i wapienie pelityczne – wapienie organogeniczne – kreda pisząca. Margle mogą reprezentować zarówno głębsze, jak i płytsze strefy basenu. Na obszarach gdzie dostarczany był materiał terygeniczny z lądu, np. niecka pomorska, wyniesienie Łeby, synekliza perybałtycka, strefowość facjalna przedstawia się następująco: opoki – iłowce margliste – mułowce (margliste) – piaskowce. W centralnych strefach basenu występują także facje klastyczne związane z wynoszeniem szczytów antyklin na skutek procesów lokalnej tektoniki solnej oraz procesów inwersyjnych. Południowo-zachodnią barierą dla facji silikoklastycznych wyniesienia Łeby i syneklizy perybałtyckiej stanowiła strefa Koszalin–Chojnice. W kampanie facja ta przemieściła się ku północnemu wschodowi, prawdopodobnie wskutek eustatycznego podniesienia się poziomu morza [74]. Na utworach mastrychtu, na północny wschód od bruzdy śródpolskiej leżą osady danu tzw. formacji z Puław wykształcone w postaci margli krzemionkowych i margli, lokalnie przetławionych wapieniami marglistymi [76]. Miąższość utworów kredy górnej na obszarze Nizżu Polskiego jest mocno zróżnicowana. Przykładowo, w obrębie tzw. właściwej niecki szczecińskiej dochodzi do 2000 m [77] ze zmianami [78]. W segmencie puławskim synklinorium kościerzyńsko-puławskiego przekracza 1500 m [72]. W granicach niecki warszawskiej dochodzi lokalnie do 1200 m, w niecce miechowskiej nieznacznie przekracza 1000 m, natomiast w niecce pomorskiej wynosi 600-800 m. Na bloku Gorzowa waha się w granicach 400-600 m [77] ze zmianami [78].

3.3. Warunki hydrogeologiczne w obrębie wybranych mezozoicznych zbiorników geotermalnych na Niżu Polskim

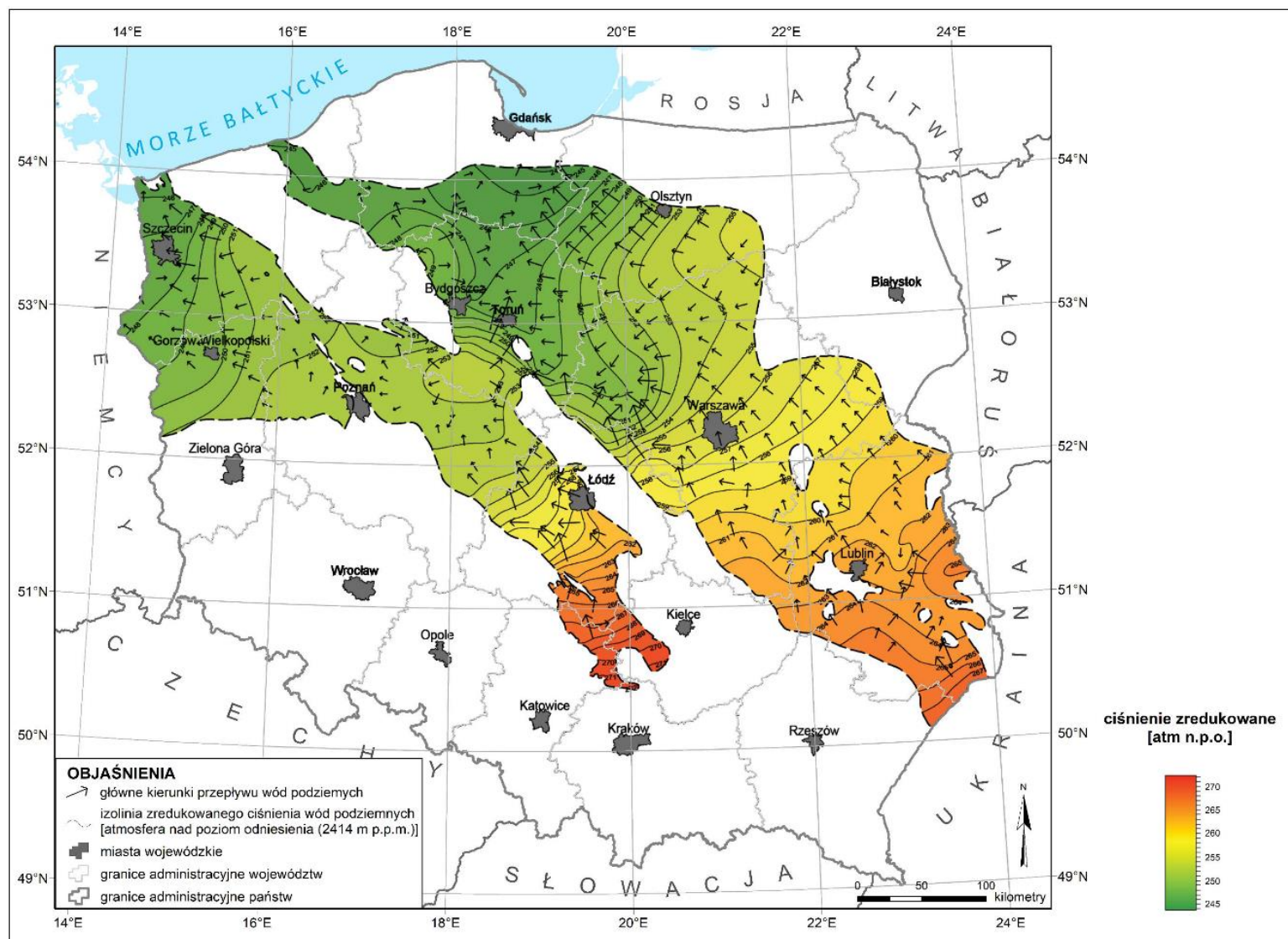
Wody termalne na obszarze Niżu Polskiego związane są przede wszystkim z mezozoicznymi poziomami wodonośnymi, zwłaszcza z utworami triasu dolnego, jury dolnej i górnej oraz kredy dolnej. Za główne zbiorniki wód termalnych uznaje się jednak zbiornik dolnojurajski i dolnokredowy [79] [80] [81] [82] [14] występujące w obrębie rozległych synklinoriów: szczecińsko-miechowskiego oraz brzeźnego. Wody termalne obu zbiorników występują w ośrodku porowo-szczelinowym zbudowanym z piaskowców z przewarstwieniami iłowców i mułowców. Przyjmuje się, że wody mezozoicznych pięter wodonośnych na Niżu Polskim reprezentują wody mieszane, w których główną składową są przedplejstoczeńskie wody paleoinfiltracyjne [83] albo wody synsedymantacyjne [84], natomiast stopień w jakim mieszają się one z wodami współczesnej infiltracji, zależy od odległości od wychodni skał mezozoicznych.

Dolnokredowy zbiornik wód termalnych

Zbiornik wód termalnych w obrębie utworów kredy dolnej nie tworzy jednolitego poziomu wodonośnego, lecz zbudowany jest z naprzemianległych, nieciągłych warstw o zróżnicowanej przepuszczalności, poprzecinanych uskokami na kilka jednostek hydrogeostrukturalnych. Z uwagi na więź hydrauliczną w obrębie kompleksu jest on jednak traktowany jako jeden poziom wodonośny. Zbiornik dolnokredowy pozostaje także w kontakcie hydraulicznym z niżejleżącymi utworami jury oraz wyżej leżącym kompleksem skał węglanowych kredy górnej, co zdecydowanie ułatwia zasilanie poziomu kredy dolnej. Zasilanie zbiornika wód termalnych odbywa się głównie w sposób pośredni poprzez infiltrację opadów atmosferycznych przez warstwę osadów czwartorzędowych na wychodniach podkenozoicznych kredy dolnej. W mniejszym stopniu zbiornik ten zasilany jest poprzez przepływ wody w strefach uskoku [85]. Strefy zasilania znajdują się na obszarze wału pomorsko-kujawskiego, wzdłuż obu jego krawędzi, w obrzeżeniu Gór Świętokrzyskich oraz na skłonie platformy wschodnioeuropejskiej [86] [87] [38].

Dla synklinorium szczecińsko-miechowskiego obszarem zasilania jest strefa tektoniczna na granicy z wałem kujawsko-pomorskim oraz obszar wychodni skał kredy dolnej w strefie Częstochowa – Sieradz – Kalisz – Poznań. W niecce lubelskiej zasilanie następuje wzdłuż jej północno-wschodniej granicy na wyniesieniu łukowsko-hrubieszowskim. Na styku niecki lubelskiej i warszawskiej zasilanie odbywa się zarówno od strony południowo-zachodniej (Białobrzegi – Radom – Sandomierz), jak i z obszaru podlasko-łukowskiego (Siedlce – Biała Podlaska – Radzyń Podlaski – Parczew).

W niecce warszawskiej zasilanie następuje zarówno wzdłuż krawędzi wału kujawskiego (w pasie Skierniewice – Kutno – Włocławek), jak i od strony wschodniej, w pasie Mrągowo – Ostrołęka – Wyszków – Mińsk Mazowiecki. Na znacznej długości krawędź wału pomorskiego jest także obszarem alimentacji dla niecki pomorskiej. Przepływ wód w niecce lubelskiej odbywa się ku południowi i południowemu wschodowi, a na północ od strefy wododziałowej Lublin – Chełm zmienia kierunek na północno-zachodni. Generalnie przepływ wód termalnych zbiornika dolnokredowego odbywa się z południa na północ i północny zachód. Regionalnymi bazami drenażu są pradoliny i doliny rzeczne, natomiast przepływ lokalny związany jest m.in. z występowaniem nieciągłości erozyjnych i tektonicznych oraz okien hydraulicznych. Lokalny przepływ może być także determinowany przez wzmożoną eksploatację wód zwykłych z poziomu wodonośnego kredy dolnej, która zakłóca naturalne warunki hydrodynamiczne. Sytuacja taka ma miejsce głównie w niecce łódzkiej, w rejonie Łodzi [87]. Mapę pola hydrodynamicznego zbiornika kredy dolnej Niżu Polskiego prezentuje *Rysunek 6*.



Rysunek 6 Mapa pola hydrodynamicznego dolnokredowego (K1) zbiornika hydrogeotermalnego [88] zmienione [2].

Udział utworów przepuszczalnych w profilu kredy dolnej zmienia się w szerokim zakresie, od 30 do 90%, lokalnie przekracza 90% [14]. Najważniejszymi poziomami wodonośnymi kredy dolnej są piaskowce formacji bodzanowskiej (walańżyn dolny) oraz piaskowce najwyższej części formacji mogileńskiej reprezentujące ogniwa pagórczańskie (apt) i kruszwickie (alb dolny i środkowy). Poziomy te izolowane są utworami ilasto-mułowcowymi i marglisto-węglanowymi [87]. W obrębie zbiornika dolnokredowego panują zazwyczaj naporowe warunki ciśnienia wody [2]. Miąższość warstw wodonośnych w obrębie zbiornika kredy dolnej zmienia się w zakresie od kilku do 150-300 m [14].

Parametry hydrogeotermalne zbiornika kredy dolnej przedstawia (Tabela 1). Podane wartości odnoszą się jedynie do otworów wchodzących w skład udokumentowanych złóż wód termalnych i leczniczych termalnych. Porowatość efektywna utworów wodonośnych dla przeważającej części piaskowców wynosi 2-31%, natomiast ich przepuszczalność zmienia się w szerokim zakresie od poniżej 1 do 2085 mD. Współczynnik filtracji dolnokredowych utworów wodonośnych wynosi od $1,2 \cdot 10^{-6}$ do $2,1 \cdot 10^{-4}$ m/s.

Największą przewodnością hydrauliczną, sięgającą $500 \cdot 10^{-5}$ m²/s charakteryzuje się obszar niecki łódzkiej i mogileńskiej, nieco mniejsze wartości występują w obrębie wału kujawskiego i pomorskiego i wynoszą ponad $100 \cdot 10^{-5}$ m²/s, lokalnie ponad $300 \cdot 10^{-5}$ m²/s. Najniższymi wartościami przewodności hydraulicznej charakteryzują się utwory wodonośne na obszarze niecki lubelskiej, wyniesienia łukowsko-hrubieszowskiego, obniżenia podlaskiego, wyniesienia mazursko-suwańskiego, północno-zachodniego fragmentu niecki pomorskiej, niecki szczecińskiej i miechowskiej, gdzie nie przekraczają one $50 \cdot 10^{-5}$ m²/s [89]. Wydajność ujęć wód termalnych ze zbiornika kredy dolnej zależna jest od warunków lokalnych. Wydajność pojedynczego otworu ujmującego dolnokredowy zbiornik wód termalnych zmienia się w szerokim zakresie od 16 m³/h do 311 m³/h.

Tabela 1 Parametry hydrotermalne zbiornika kredy dolnej w oparciu o udokumentowane złoża wód termalnych i leczniczych (Na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90])

Parametr	Jednostka	Liczba zbioru danych	Min.	Maks.	Mediana	Średnia arytmetyczna	Odchylenie standardowe
Głębokość do stropu poziomu	m	12	1360,00	2690,00	1927,10	1990,28	438,12
Miąższość ujętego poziomu	m	12	103,00	237,00	122,90	144,29	45,21
Porowatość skał wodonośnych	%	13	2,00	31,00	23,00	20,62	9,11
Przepuszczalność skał wodonośnych	mD	7	<1	2085,00	177,00	506,01	741,36
Współczynnik filtracji skał wodonośnych	m/s	15	$1,2 \cdot 10^{-6}$	$2,1 \cdot 10^{-4}$	$1,0 \cdot 10^{-5}$	$2,9 \cdot 10^{-5}$	$5,4 \cdot 10^{-5}$
Wydajność eksploatacyjna pojedynczego odwiertu	m ³ /h	9	16,00	311,00	150,00	159,60	97,95
Temperatura wód na wypływie	°C	9	40,20	90,50	57,00	59,30	18,74
Mineralizacja ogólna wody	g/dm ³	9	0,40	106,30	8,20	32,60	46,15

W obrębie niecki warszawskiej poziom kredy dolnej przebadano m.in. w rejonie aglomeracji warszawskiej. W otworze Nadarzyn IG-1 z głębokości 1209-1240 m uzyskano dopływ wód typu Cl-Na, I o mineralizacji 10 g/dm³. Temperatura wody wytlóczonej kompresorem wynosiła 29°C. Wydajność otworu nie była mierzona, natomiast dopływ wód do próbnika złoża wynosił 8 m³/h [91]. W otworze Dębe Wielkie 1

z poziomu dolnokredowego (884-912 m p.p.t.) udokumentowano występowanie wód o temperaturze 31°C w warstwie wodonośnej i mineralizacji 11 g/dm³ [92]. W Mszczonowie z utworów kredy dolnej uzyskano wody typu HCO₃-Ca-Na o niskiej mineralizacji poniżej 1 g/dm³ i temperaturze na wypływie z ujęcia 40°C. Zasoby eksploatacyjne ujęcia wynoszą 60 m³/h [93]. Generalnie szacuje się, że w rejonie Warszawy strop dolnokredowego zbiornika wód termalnych występuje na głębokości 1000 m, natomiast jego miąższość wynosi ok. 50 m. Temperatura wód w stropie zbiornika wynosi 33°C, a mineralizacja wód osiąga 10 g/dm³. Przybliżona wydajność potencjalnych ujęć może wynosić 50 m³/h [92].

Najlepsze warunki do ujmowania wód termalnych z utworów kredy dolnej występują w niecce mogileńsko-tódzkiej, gdzie na głębokości 1000-2500 m występują wody o temperaturze 20-60°C, mineralizacji nieprzekraczającej 50 g/dm³, lokalnie do 10 g/dm³ i wydajności potencjalnego ujęcia do ok. 100 m³/h [94]. Przykładowo, w Kole w województwie wielkopolskim ujęto dolnokredowy poziom wodonośny, który dostarczył wodę chlorkowo-sodową o mineralizacji 95 g/dm³ i temperaturze na wypływie z ujęcia 84°C. Zasoby eksploatacyjne ujęcia wynoszą 257 m³/h [93]. Termalne wody o zbliżonym składzie chemicznym występują także w synklinorium szczecińskim. Mineralizacja wód waha się tam od kilku do ok. 100 g/dm³ i są to najbardziej zmineralizowane wody w obrębie zbiornika dolnokredowego na Niżu Polskim. Na głębokości 650-1600 m występują tam wody chlorkowo-sodowe o temperaturze osiągającej 20-40°C. Wydajność potencjalnego otworu geotermalnego uwarunkowana jest wykształceniem litologicznym ujętych utworów [94]. W Tabeli 2 przedstawiono syntetyczną charakterystykę wybranych otworów geotermalnych ujmujących dolnokredowy zbiornik wód termalnych zlokalizowanych na Niżu Polskim.

Tabela 2 Charakterystyka wybranych otworów geotermalnych na Niżu Polskim ujmujących dolnokredowy zbiornik wód termalnych (na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalni [90])

Otwór wiertniczy	Region hydrogeologiczny [95]	Poziom wodonośny		Charakterystyka ujętych wód			Zasoby eksploatacyjne złoża wód termalnych [m ³ /h]
		Ujęty przedział głębokości [m]	Współczynnik filtracji [m/s]	Typ chemiczny	Mineralizacja ogólna [g/dm ³]	Temperatura na wypływie [°C]	
Koło GT-1	synklinorium szczecińsko-miechowskiego	2565-2802	4·10 ⁻⁶	Cl-Na,(Fe),I	95	84	311
Poddębice GT-2	synklinorium szczecińsko-miechowskiego	1962-2063	1·10 ⁻⁵	HCO ₃ -Na-Ca,Si	<1	68	252
Sochaczew GT-1	synklinorium brzeźnego	1360-1470	5·10 ⁻⁵	Cl-HCO ₃ -Ca-Na	<1	44	180
Wręcza GT-1	synklinorium brzeźnego	1531-1643	7·10 ⁻⁵	HCO ₃ -Ca	<1	40	150

Do charakterystyki geochemicznej dolnokredowego zbiornika wód termalnych wykorzystano dane z Banku Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalni [90]. Wzięto pod uwagę 172 analizy wód z lat 1959-2023 i dokonano weryfikacji poprawności wykonania analiz fizykochemicznych w oparciu o błąd liczony według bilansu jonowego [96]. Błąd ten nie przekraczał ±10%. Wystarczający zakres oznaczeń dotyczył 60 analiz fizykochemicznych. Następnie dokonano analizy statystycznej danych i wyznaczono podstawowe statystyki opisowe uwzględnione w Tabeli 3 poniżej.

Tabela 3 Główne parametry hydrogeochemiczne zbiornika dolnokredowego (K1) - na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90]

Parametr	Liczebność zbioru danych	Min.	Mak.	Mediana	Średnia	Odchylenie standardowe
Odczyn [pH]	56	5,49	8,30	7,00	6,93	0,52
Mineralizacja [g/dm ³]	58	0,22	104,40	17,99	30,09	31,51
Chlorki [g/dm ³]	58	0,01	63,01	15,72	20,03	20,25
Siarczany [g/dm ³]	54	0,003	4,44	0,09	0,60	0,95
Wodorowęglany [g/dm ³]	58	0,03	2,96	0,28	0,41	0,50
Sód [g/dm ³]	59	0,01	37,96	8,50	11,11	11,40
Wapń [g/dm ³]	59	0,01	3,39	0,76	0,81	0,81
Magnez [g/dm ³]	58	0,00	1,54	0,12	0,27	0,31
Żelazo dwuwartościowe [g/dm ³]	24	0,00	0,06	0,01	0,01	0,01
Bromki [g/dm ³]	53	0,00003	0,33	0,02	0,04	0,06
Jodki [g/dm ³]	47	0,00	0,20	0,00	0,01	0,03

Górnourajski zbiornik wód termalnych

Zbiornik górnourajski nie ma większego znaczenia z punktu widzenia eksploatacji wód termalnych. Strop utworów jury górnej w obrębie niecek obniża się w ich częściach osiowych i podnosi się ku strefom brzeżnym. Najgłębiej występuje w obrębie niecek: łódzkiej, mogileńskiej, szczecińskiej, warszawskiej i lubelskiej, z kolei na obszarze wału kujawskiego oraz monokliny śląsko-krakowskiej jest on wyniesiony na powierzchnię. Łączna miąższość warstw wodonośnych w obrębie utworów jury górnej jest zróżnicowana i wynosi od kilku metrów w peryferyjnych strefach poszczególnych jednostek strukturalnych do ponad 1000 m [14]. Największą miąższością charakteryzują się warstwy wodonośne w rejonie Włocławka, Łodzi i Piotrkowa Trybunalskiego oraz w niecce miechowskiej. Na wale kujawskim, monoklinie śląsko-krakowskiej oraz w nieckach mogileńsko-łódzkiej, miechowskiej i warszawskiej przekracza 200 m [14].

Poziomy zbiornikowe o charakterze krasowo-szczelinowo-porowym stanowią głównie wapienie skaliste, oolitowe i organodetrytyczne oksfordu o przepuszczalności do 1200 mD. Gradienty ciśnień wód zbiornika górnourajskiego są bardzo niskie i zwykle mieszczą się w zakresie $0,9-1,0 \cdot 10^{-3}$ hPa/10 m [97]. Przewodność warstw wodonośnych jest generalnie niska i mieści się w przedziale $10-50 \cdot 10^{-5}$ m²/s. Wyższe wartości, sięgające ok. $110 \cdot 10^{-5}$ m²/s, mają charakter lokalny i związane są z niecką miechowską, warszawską i łódzką. Średnia wartość współczynnika filtracji utworów wodonośnych wynosi od $0,1 \cdot 10^{-6}$ m/s (wał kujawski i obszary peryferyjne jednostek strukturalnych) do $2,0 \cdot 10^{-6}$ m/s i tylko lokalnie w rejonie Konina przekracza tę wartość. Niska przewodność i przepuszczalność przekładają się na wydajność potencjalnych dubletów geotermalnych, która na znacznej części obszaru zbiornika nie przekracza 50 m³/h. Tylko miejscami można oczekiwać wzrostu wydajności do 50-80 m³/h, a na północny wschód od Konina do 80-90 m³/h [14].

Mineralizacja wód poziomu górnourajskiego waha się od 0,3 do 50 g/dm³. Jedynie w głębszych, osiowych strefach niecek: warszawskiej, pomorskiej, łódzkiej i szczecińskiej mineralizacja wód wzrasta do nieco ponad 100 g/dm³. Pod względem chemicznym są to wody chlorkowo-sodowe oraz siarczanowo-sodowe i wodorowęglanowo-sodowe [97]. Temperatura wód w zbiorniku górnourajskim, podobnie jak mineralizacja, zależy od głębokości występowania warstw wodonośnych. W rejonach obszarów zasilania średnia temperatura wód jest nie większa niż 10°C, wraz z kierunkiem przepływu wód podziemnych ku centralnym częściom niecek wzrasta do 80°C, a lokalnie, na północny wschód od Konina, do ponad 100°C [14]. Poziom jury górnej zbadano m.in. w rejonie aglomeracji warszawskiej w obrębie niecki brzeżnej. W otworze lwiczna IG-1 badanie przeprowadzono przy pomocy próbnika złoża. Z wapieni występujących w interwale głębokości 1405-1452 m uzyskano przypływ wody typu Cl-Na-Ca w ilości 35 m³/h. Mineralizacja wód wynosiła 28,9 g/dm³, a ich temperatura w warstwie wodonośnej 45°C [91].

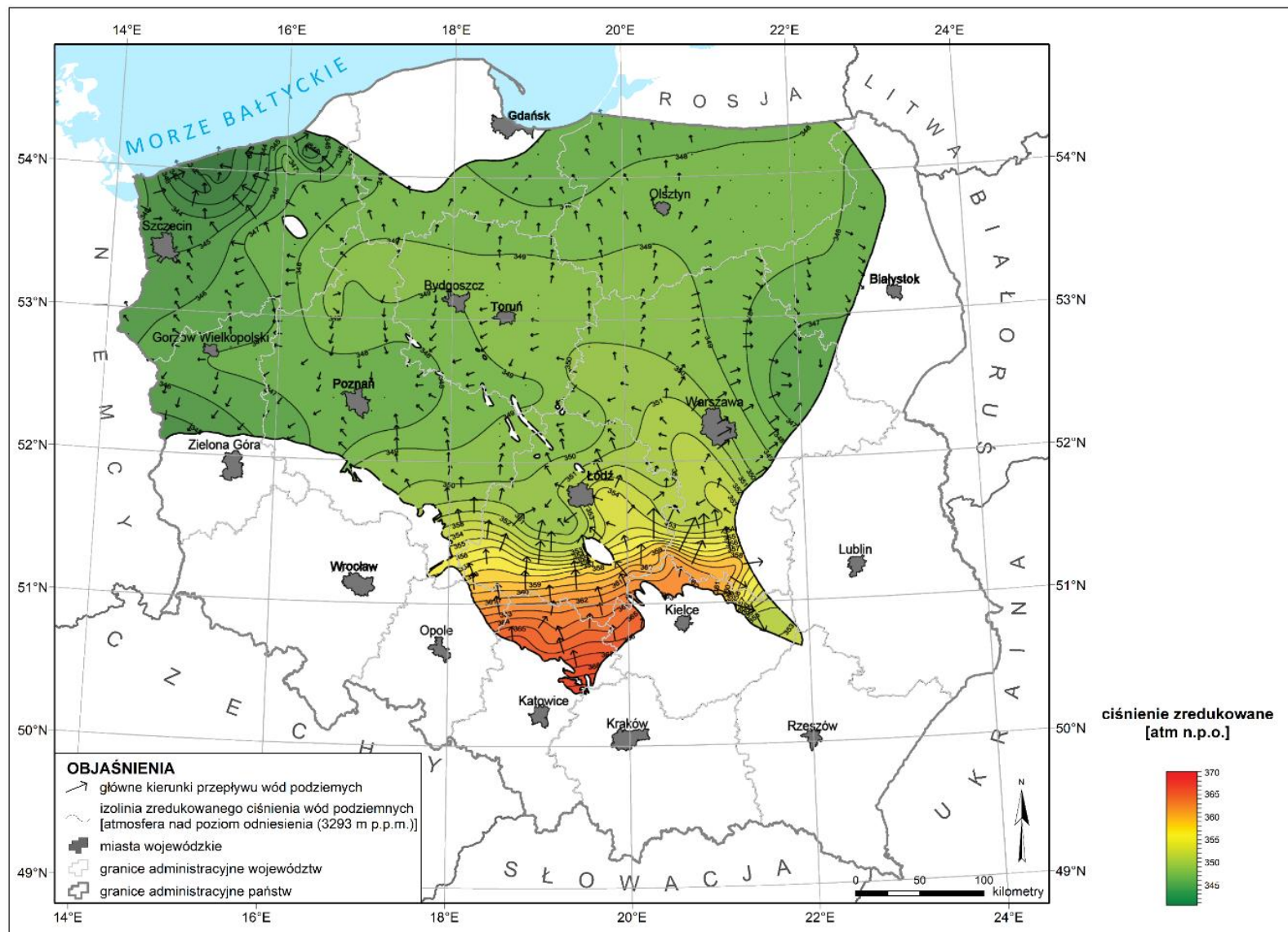
W obrębie antyklinorium środkowopolskiego w Inowrocławiu otworem IL-1 (Źródło Solankowe) ujęto lecznicze wody termalne typu Cl-Na, S o mineralizacji 13 g/dm³ i temperaturze na wypływie z ujęcia 23°C. Zasoby eksploatacyjne ujęcia wynoszą 5,7 m³/h [93].

Dolnojurajski zbiornik wód termalnych

Uznaje się, że kompleks jury dolnej stanowi najważniejszy zbiornik wód termalnych na Niżu Polskim. Warstwy wodonośne w obrębie utworów jury dolnej budują piaskowce hetangu, synemuru, pliensbachu i toarku górnego. Formacją izolującą, mającą znaczenie regionalne są utwory iłowcowo-mułowcowe toarku dolnego [98] [14] [99]. Pomimo istotnego zróżnicowania litologicznego w profilu pionowym oraz zmiennego rozprzestrzenienia poziomego, a także licznych zmian litofacjalnych uznaje się, że wody podziemne występujące w poziomie dolnojurajskim tworzą jeden zbiornik hydrodynamiczny (Szczepański, 2006). Kompleksy zbiornikowe stanowią przystopowe serie utworów piaskowcowych w okolicy paleodepresji poznańskiej, w niecce szczecińskiej oraz na granicy niecki szczecińskiej z wałem pomorskim, gdzie budują warstwy mechowskie. Perspektywiczne jako warstwy wodonośne są także piaskowce warstw włodawskich i dolnych ksawerowskich występujące w centralnej i południowej części niecki warszawskiej, piaskowce górnego synemuru budujące dolną część warstw sławęcińskich głównych (strefy paleowyniesień w niecce mogileńsko-łódzkiej oraz na obszarze niecki warszawskiej), piaskowce środkowych warstw olsztyńskich w rejonie niecki warszawskiej, a także piaskowce górnego pliensbachu warstw komorowskich występujące w niecce szczecińskiej i na granicy wału pomorskiego, gdzie stanowią kompleks wodonośny o znaczeniu regionalnym [14]. Innym regionalnym kompleksem zbiornikowym są utwory piaskowcowe warstw sławęcińskich górnych oraz górnej części warstw olsztyńskich występujące w rejonie niecki warszawskiej i pomorskiej. W niecce szczecińskiej piaskowce toarsu górnego stanowią nieregularny litosom wodonośny. Utwory te występują także w niecce mogileńsko-łódzkiej. W niecce pomorskiej i warszawskiej piaskowce toarsu górnego, określane jako piaskowce borucickie, tworzą poziom zbiornikowy o charakterze regionalnym [89].

Położenie powierzchni stropowej utworów jury dolnej zmienia się w szerokim zakresie. Najgłębiej występuje w środkowych częściach niecek: mogileńsko-łódzkiej (1500-3900 m), warszawskiej (1500-2900 m), szczecińskiej (1500-2800 m), a także w południowo-wschodnim fragmencie niecki pomorskiej (1500-1900 m) [38]. Obecność wysadów solnych: Kłodawy, Lubonia, Mogilna, Inowrocławia, Wapna, Damasławka, Goleniowa, struktury Gałkówka i innych powoduje redukcję lub wynoszenie warstw skalnych jury dolnej, formując w ten sposób korzystne warunki dla pionowego przepływu wód podziemnych. Bardzo dobre właściwości zbiornikowe utworów piaskowcowych jury dolnej prowadzą na znacznych obszarach do rozcieńczania i wymywania solanek oraz powodują głęboki zasięg występowania wód zwykłych [97]. W warunkach naturalnych w obrębie dolnojurajskiego zbiornika wód termalnych panują subartezyjskie warunki ciśnienia wody, warunki artezyjskie mogą występować jedynie lokalnie w dolinach większych rzek [100]. Zwierciadło swobodne wód podziemnych w utworach jury dolnej występuje tylko w strefach ich wychodni, które występują w brzeźnych fragmentach struktur synklijalnych.

Na tych obszarach ma miejsce zasilanie zbiornika wód termalnych wodami atmosferycznymi w sposób bezpośredni lub pośredni poprzez utwory czwartorzędowe. Przykładem takiej strefy jest obrzeżenie Gór Świętokrzyskich. Formą zasilania zbiornika o mniejszym znaczeniu jest przepływ wód strefami uskokowymi [85]. Przepływ wód podziemnych w zbiorniku dolnojurajskim odbywa się z jego części południowej w kierunku północnym i północno-zachodnim, w kierunku Morza Bałtyckiego (*Rysunek 7*). Regionalnymi bazami drenażu są doliny większych rzek, natomiast lokalne systemy krążenia wód związane są z głęboko wciętymi pradolinami czwartorzędowymi [100].



Rysunek 7 Mapa pola hydrodynamicznego dolnojurańskiego (J1) zbiornika hydrogeotermalnego [100] zmienione [2].

Mięszość warstw wodonośnych w obrębie zbiornika jury dolnej zmienia się w szerokim zakresie od 0 m do ponad 800 m. Mięszości poniżej 100 m stwierdzono w brzeżnych strefach zbiornika, w osiowej części niecki łódzkiej, w niecce miechowskiej oraz na obszarze monokliny śląsko-krakowskiej. Największe mięszości, wynoszące zwykle 400-800 m występują na wale kujawskim i wale pomorskim [14].

Parametry hydrogeotermalne zbiornika jury dolnej w obrębie udokumentowanych złóż wód termalnych i leczniczych termalnych przedstawia Tabela 4. Piaskowce jury dolnej cechują się bardzo dobrymi właściwościami filtracyjnymi. Przestrzeń porowa utworów wodonośnych wykształcona jest w dość równomierny sposób i przeważają w niej makropory nad mikroporami [101]. Utwory piaskowcowe zbiornika dolnojurajskiego charakteryzują się porowatością 6-39% i przepuszczalnością nawet ponad 6000 mD. Współczynnik filtracji utworów wodonośnych osiąga wartości rzędu 10^{-6} - 10^{-4} m/s.

Przewodność warstw wodonośnych na znacznej części obszaru zbiornika przekracza $200 \cdot 10^{-5}$ m²/s. Najwyższe wartości dotyczą warstw wodonośnych w obrębie wału kujawskiego, gdzie dochodzą do $1650 \cdot 10^{-5}$ m²/s oraz w środkowej części niecki warszawskiej, pomorskiej i szczecińskiej gdzie sięgają $1300 \cdot 10^{-5}$ m²/s. Wartości te maleją w kierunku stref brzeżnych zbiornika [89].

Na przeważającym obszarze zbiornika jury dolnej wydajność ujęć przekracza 100 m³/h. Temperatura wód na wypływie z ujęcia zmienia się od 20 do 92°C, a mineralizacja wód termalnych ze zbiornika mieści się w zakresie 0,5-150,4 g/dm³.

Tabela 4 Parametry hydrogeotermalne zbiornika jury dolnej w obrębie udokumentowanych złóż wód termalnych i leczniczych termalnych (na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90])

Parametr	Jednostka	Liczebność zbioru danych	Min.	Maks.	Mediana	Średnia arytmetyczna	Odchylenie standardowe
Głębokość do stropu poziomu	m	31	610,00	2875,00	1490,00	1599,48	624,91
Mięszość ujętego poziomu	m	31	8,00	458,00	118,00	141,32	119,00
Porowatość skał wodonośnych	%	17	6,00	39,00	24,00	23,41	9,40
Przepuszczalność skał wodonośnych	mD	9	56,00	6800,00	2558,22	1750,00	2335,49
Współczynnik filtracji skał wodonośnych	m/s	25	$1,6 \cdot 10^{-6}$	$1,7 \cdot 10^{-4}$	$2,1 \cdot 10^{-5}$	$4,2 \cdot 10^{-5}$	$4,6 \cdot 10^{-5}$
Wydajność eksploatacyjna pojedynczego odwiertu	m ³ /h	27	5,00	320,00	114,00	123,54	94,83
Temperatura wód na wypływie	°C	27	20,00	92,00	42,00	46,96	20,29
Mineralizacja ogólna wody	g/dm ³	27	0,50	150,4	76,30	67,42	46,67

Najbardziej perspektywicznym obszarem pod kątem możliwości zagospodarowania wód termalnych zbiornika dolnojurajskiego jest środkowa część Niżu Polskiego (rejon niecki mogileńsko-łódzkiej) oraz rejon niecki szczecińskiej [81] [82] [14] [102] [103] [104] [105]. W rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej porowatość efektywna utworów wodonośnych jury dolnej wynosi 7,95-25,35%, a ich przepuszczalność mieści się w przedziale od kilkudziesięciu do 1627,2 mD. Szacunkowa wydajność potencjalnych ujęć wynosi tu od kilkudziesięciu do ok. 280 m³/h [105]. Najwyższe wartości temperatury w stropie utworów jury dolnej występują na obszarze powiatu konińskiego i kolskiego, gdzie przekraczają 120°C (strefa osiowa niecki). Wysokich wartości temperatury można oczekiwać także we wschodnim fragmencie niecki. Z uwagi

na znaczną głębokość występowania poziomów wodonośnych jury dolnej oraz obecność struktur solnych wody z tego zbiornika w niecce mogileńsko-lódzkiej odznaczają się dość wysoką mineralizacją w zakresie od ok. 70 do ok. 170 g/dm³ i reprezentują zwykle typ Cl-Na. W niecce szczecińskiej szacunkowa wydajność potencjalnych ujęć wód termalnych z utworów jury dolnej wszędzie przekracza 50 m³/h, a w rejonach najbardziej perspektywicznych wynosi ponad 250 m³/h [102] [103] [104] [105]. Najwyższa temperatura w stropie zbiornika jury dolnej w obrębie niecki szczecińskiej wynosi 85°C (rejon Chociwła). Zwykle jednak temperatura w stropie zbiornika mieści się w zakresie 40-60°C. Najczęściej są to wody typu Cl-Na o mineralizacji 75-125 g/dm³ [103].

W obrębie niecki warszawskiej poziom jury dolnej przebadano m.in. w rejonie aglomeracji warszawskiej. W otworze Warszawa IG-1 z naprzemianległych piaskowców, mułowców i iłowców oraz, w części stropowej, wapieni i dolomitów, występujących w przedziale głębokości 1536-1750 m uzyskano wody typu Cl-Na, I, Fe o mineralizacji 69,4 g/dm³ i temperaturze osiągającej na wypływie z ujęcia 35°C. Zasoby eksploatacyjne ujęcia wynoszą 9,12 m³/h. W otworze Czachówek 1 w obrębie utworów jury dolnej na głębokości 1900 m stwierdzono wody o temperaturze 46°C [93]. Szacuje się, że w rejonie Warszawy strop dolnojurajskiego zbiornika wód termalnych występuje na głębokości 1600-1800 m, natomiast jego miąższość wynosi ok. 250 m. Temperatura wód w stropie zbiornika wynosi 50°C, a ich mineralizacja osiąga 70 g/dm³. Przybliżona wydajność potencjalnych ujęć może wynosić 50-100 m³/h [92]. Tabela 5 przedstawia syntetyczną charakterystykę wybranych otworów geotermalnych zlokalizowanych na Niżu Polskim, ujmujących dolnojurajski zbiornik wód termalnych.

Tabela 5 Charakterystyka wybranych otworów geotermalnych na Niżu Polskim ujmujących dolnojurajski zbiornik wód termalnych (na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin oraz kwerendy danych dokumentacyjnych [90])

Otwór wiertniczy	Region hydrogeologiczny [95]	Poziom wodonośny		Charakterystyka ujętych wód			Zasoby eksploatacyjne złoża wód termalnych [m ³ /h]
		Ujęty przedział głębokości [m]	Współczynnik filtracji [m/s]	Typ chemiczny	Mineralizacja ogólna [g/dm ³]	Temperatura na wypływie [°C]	
Konin GT-1	synklinorium szczecińsko-miechowskiego	2578-2641	4·10 ⁻⁵	Cl-Na	150	92	114
Sieradz GT-1	synklinorium szczecińsko-miechowskiego	1390-1499	1·10 ⁻⁵	Cl-Na	3	52	249
Skierniewice GT-2	synklinorium brzeźnego	2881-2876	4·10 ⁻⁶	Cl-Na	110	58	90
Stargard GT-6	synklinorium szczecińsko-miechowskiego	2464-2695	b.d.	Cl-Na	117	89	425
Turek GT-1	synklinorium szczecińsko-miechowskiego	2101-2149	3·10 ⁻⁶	Cl-Na, Fe, I	133	78	54

Do charakterystyki geochemicznej dolnojurajskiego zbiornika wód termalnych wykorzystano dane z Banku Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin (<https://spd.pgi.gov.pl>). Wzięto pod uwagę 229 analiz z lat 1955-2023 r. i dokonano weryfikacji poprawności wykonania analiz fizykochemicznych w oparciu o błąd liczony według bilansu jonowego [96]. Błąd ten nie przekraczał $\pm 10\%$. Wystarczający zakres oznaczeń dotyczył 120 analiz fizykochemicznych. Następnie dokonano analizy statystycznej danych i wyznaczono podstawowe statystyki opisowe zawarte w Tabeli 6 poniżej.

Tabela 6 Główne parametry hydrogeochemiczne zbiornika dolnojurajskiego (J1) - na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90]

Parametr	Liczebność zbioru danych	Min.	Maks.	Mediana	Średnia	Odchylenie standardowe
Odczyn [pH]	114	5,00	10,76	6,64	6,75	0,79
Mineralizacja [g/dm ³]	120	0,12	174,00	66,76	66,43	38,88
Chlorki [g/dm ³]	119	0,31	88,43	40,39	40,49	22,49
Siarczany [g/dm ³]	118	0,00	2,16	0,50	0,54	0,38
Wodorowęglany [g/dm ³]	119	0,0003	1,65	0,26	0,30	0,21
Sód [g/dm ³]	120	0,12	61,00	22,50	22,57	13,03
Wapń [g/dm ³]	120	0,01	17,42	2,08	2,04	1,78
Magnez [g/dm ³]	119	0,00002	2,89	0,63	0,55	0,36
Żelazo dwuwartościowe [g/dm ³]	67	0,001	0,05	0,01	0,01	0,01
Bromki [g/dm ³]	120	0,0001	0,75	0,08	0,08	0,08
Jodki [g/dm ³]	120	0,00001	0,03	0,003	0,01	0,01

Dolnotriasowy zbiornik wód termalnych

Na znacznym obszarze Niżu Polskiego utwory triasu znajdują się na bardzo dużych głębokościach, dlatego też warunki hydrogeologiczne i geotermiczne panujące w ich obrębie są słabiej rozpoznane niż w przypadku zbiorników płytszych. Nie oznacza to jednak, że należy całkowicie zrezygnować z analizy jego potencjału geotermalnego. Znaczna głębokość zalegania warstw wodonośnych sprzyja występowaniu wysokich wartości temperatury w obrębie zbiornika triasu dolnego. W jego wschodniej i północno-wschodniej, a także południowej części temperatura wód w stropie zbiornika wynosi od kilkunastu do 50-100°C w nieckach: warszawskiej, mogileńsko-łódzkiej, szczecińskiej, pomorskiej i miechowskiej oraz na wale kujawskim [14]. Najwyższych wartości temperatury można spodziewać się w strefie osiowej niecki mogileńsko-łódzkiej. Strop utworów pstrego piaskowca występuje tu najgłębiej. Temperatura w części stropowej zbiornika przekracza na tym obszarze 150°C [105]. Duża głębokość zalegania warstw wodonośnych wpływa także na podwyższenie mineralizacji wód termalnych. Na wzrost wartości mineralizacji wpływ ma również obecność struktur solnych [97] [105]. Choć z reguły utwory triasu dolnego należą do skał słabo przepuszczalnych, to istnieją obszary, takie jak rejon Płock – Toruń oraz Konin – Poznań, gdzie występują utwory o lepszej przepuszczalności. Wydajność potencjalnych ujęć na blisko połowie obszaru Niżu Polskiego nie przekroczy prawdopodobnie 50 m³/h, jednak na pewnych obszarach może osiągać wartości wyższe. Przypuszcza się, że w linii Poznań – Konin potencjalne wydajności mogą przekraczać 100 m³/h, w linii Płock – Skierniewice oraz Bydgoszcz – Toruń, a także na południe od Piotrkowa Trybunalskiego mogą wynosić ponad 75 m³/h [14] [89]. Do obszarów perspektywicznych z punktu widzenia ekonomicznie uzasadnionego wykorzystania zasobów geotermalnych ze zbiornika triasu dolnego należą: znaczna część niecki mogileńsko-łódzkiej, część wału kujawskiego, niektóre rejony w obrębie niecki szczecińskiej i niecki warszawskiej oraz północno-wschodni fragment obszaru przedsudeckiego. Najwyższe wartości współczynnika mocy związane

są z obszarem pomiędzy Poznaniem a Koninem, rejonem Kalisza oraz obszarem na wschód od Częstochowy [14].

Poziomem wodonośnym triasu dolnego o znaczeniu regionalnym są utwory pstrego piaskowca środkowego wykształcone w postaci skał piaszczysto-ilastych, w mniejszym stopniu marglistych i wapiennych. Najlepsze rozpoznanie hydrogeologiczne utworów pstrego piaskowca środkowego związane jest z obszarem monokliny przedsudeckiej, syneklizy perybaltyckiej oraz wyniesienia Łęby [94]. W rejonie niecki wrocławskiej zasilanie poziomów wodonośnych triasu dolnego odbywa się przede wszystkim poprzez dopływ boczny, w niewielkim stopniu także na drodze przesiąkania przez utwory nadległe, najintensywniej w rejonach wychodni utworów dolnotriasowych [106]. Zasilanie zbiornika triasowego odbywa się także w północnym obrzeżeniu Gór Świętokrzyskich oraz na wyniesieniu mazursko-suwańskim i wyniesieniu Łęby [97]. Miąższość warstw wodonośnych w obrębie zbiornika triasu dolnego wynosi zazwyczaj 50-200 m. Największe wartości (ponad 200 m, lokalnie ponad 400 m) osiąga na obszarze wału kujawskiego oraz w nieckach: łódzkiej i pomorskiej [14].

Parametry hydrogeotermalne zbiornika dolnotriasowego w obrębie udokumentowanych złóż wód termalnych i leczniczych termalnych przedstawia Tabela 7. Współczynnik filtracji wynosi od $3,0 \cdot 10^{-7}$ do $5,0 \cdot 10^{-5}$ m/s. Wydajność pojedynczego otworu eksploatacyjnego ujmującego poziom triasu dolnego wynosi od 1 do 60 m³/h. Średnia temperatura wód na wypływie z ujęcia wynosi 26,5°C, natomiast średnia mineralizacja ok. 25 g/dm³.

Tabela 7 Parametry hydrogeotermalne zbiornika triasu dolnego w obrębie udokumentowanych złóż wód termalnych i leczniczych termalnych (na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90])

Parametr	Jednostka	Liczebność	Min.	Maks.	Mediana	Średnia arytmetyczna	Odchylenie standardowe
Głębokość do stropu poziomu	m	4	725,00	1030,00	833,55	855,53	129,30
Miąższość ujętego poziomu	m	4	4,90	320,00	128,87	145,66	133,25
Porowatość skał wodonośnych	%	4	2,00	20,00	15,00	13,00	8,72
Przepuszczalność skał wodonośnych	mD	0	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
Współczynnik filtracji skał wodonośnych	m/s	4	$3,0 \cdot 10^{-7}$	$5,0 \cdot 10^{-5}$	$4,8 \cdot 10^{-6}$	$1,5 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$
Wydajność eksploatacyjna pojedynczego odwiertu	m ³ /h	4	1,00	60,00	11,50	21,00	27,36
Temperatura wód na wypływie	°C	4	23,80	29,20	26,50	6,50	3,00
Mineralizacja ogólna wody	g/dm ³	4	4,87	38,00	28,00	24,72	15,17

Obszary perspektywiczne pod względem możliwości wykorzystania wód termalnych ze zbiornika dolnotriasowego obejmują nieckę mogileńsko-łódzką, nieckę szczecińską, wał kujawski oraz nieckę warszawską. Najbardziej perspektywiczny jest obszar niecki mogileńsko-łódzkiej oraz częściowo wału kujawskiego, gdzie wartość temperatury w stropie zbiornika przekracza 120°C. Wody termalne w obrębie utworów triasu dolnego udokumentowano w syneklizie perybaltyckiej i na wyniesieniu Łęby. Poziom wodonośny pstrego piaskowca środkowego znajduje się tu na głębokości 600-1300 m. Obecne w nim wody należą do typu Cl-Na oraz Cl-Na-Ca. Ich mineralizacja wynosi od kilkunastu do 120 g/dm³.

Tabela 8 przedstawia syntetyczną charakterystykę wybranych otworów geotermalnych ujmujących dolnotriasowy zbiornik wód termalnych zlokalizowanych na Niżu Polskim.

Tabela 8 Charakterystyka wybranych otworów geotermalnych na Niżu Polskim ujmujących dolnotriasowy zbiornik wód termalnych (na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90])

Otwór wiertniczy	Region hydrogeologiczny [95]	Poziom wodonośny		Charakterystyka ujętych wód			Zasoby eksploatacyjne złoża wód termalnych [m ³ /h]
		Ujęty przedział głębokości [m]	Współczynnik filtracji [m/s]	Typ chemiczny	Mineralizacja ogólna [g/dm ³]	Temperatura na wypływie [°C]	
Frombork IGH-1	basenu bałtyckiego	804-969	b.d.	Cl-Na,I	35	24	20
Krynica Morska IG-1	basenu bałtyckiego	863-868	5 · 10 ⁻⁵	Cl-Na,I	38	24	1
Trzebnica IG-1	monokliny przedsudeckiej	1030-1350	b.d.	Cl-Na-Ca	18	37	6
Oława GT-1	monokliny przedsudeckiej	725-819	4 · 10 ⁻⁶	Cl-SO ₄ -Na-Ca	5	29	60
Sława IG-1	monokliny przedsudeckiej	1000-1100	b.d.	Cl-Na,I,Fe	197	31	3,6*
Gościno IG-1	antyklinorium środkowopolskiego	1962-1965 1970-1979	b.d.	Cl-Ca-Na	198	24**	6***

* nie udokumentowano zasobów, jest to wynik pompowania pomiarowego

** temperatura zmierzona na powierzchni po wydobytcu łyżką wiertniczą

*** nie udokumentowano zasobów, jest to wynik szczyrpywania

Do charakterystyki geochemicznej dolnotriasowego zbiornika wód termalnych wykorzystano dane z Banku Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin (<https://spd.pgi.gov.pl>). Wzięto pod uwagę 135 analiz z lat 1960-2008 r. i dokonano weryfikacji poprawności wykonania analiz fizykochemicznych w oparciu o błąd liczony według bilansu jonowego [96]. Błąd ten nie przekraczał ±10%. Wystarczający zakres oznaczeń dotyczył 44 analiz fizykochemicznych. Następnie dokonano analizy statystycznej danych. Wyznaczono podstawowe statystyki opisowe i uwzględniono w Tabeli 9 Główne parametry hydrogeochemiczne zbiornika dolnotriasowego (T1) - na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin.

Tabela 9 Główne parametry hydrogeochemiczne zbiornika dolnotriasowego (T1) - na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90]

Parametr	Liczebność zbioru danych	Min.	Maks.	Mediana	Średnia	Odchylenie standardowe
Odczyn [pH]	41	4,77	10,15	7,00	6,81	0,90
Mineralizacja [g/dm ³]	43	2,68	360,00	157,60	155,29	103,30
Chlorki [g/dm ³]	43	0,46	212,07	95,30	95,36	63,65
Siarczany [g/dm ³]	43	0,12	3,41	0,93	1,09	0,67
Wodorowęglany [g/dm ³]	44	0,003	4,11	0,09	0,28	0,63
Sód [g/dm ³]	43	0,80	98,00	45,30	43,26	27,92
Wapń [g/dm ³]	43	0,02	64,49	9,86	12,58	11,94
Magnez [g/dm ³]	43	0,003	10,65	1,95	2,16	2,07
Żelazo dwuwartościowe [g/dm ³]	14	0,0002	1,06	0,002	0,09	0,28
Bromki [g/dm ³]	43	0,001	3,01	0,41	0,66	0,69
Jodki [g/dm ³]	43	0,0002	0,03	0,01	0,01	0,01

3.3.1. Warunki geotermiczne na Niżu Polskim

Rozkład temperatury wewnątrz Ziemi zależy jest od pierwotnie zgromadzonego w niej ciepła oraz od rozkładu i intensywności źródeł ciepła, a także sposobów jego przenoszenia [107]. Najwięcej energii geotermalnej pochodzi z różnego rodzaju przemian i procesów mających miejsce w jądrze i płaszczu ziemskim oraz w obrębie litosfery [108] [109].

Ciepło Ziemi pochodzi z trzech głównych źródeł:

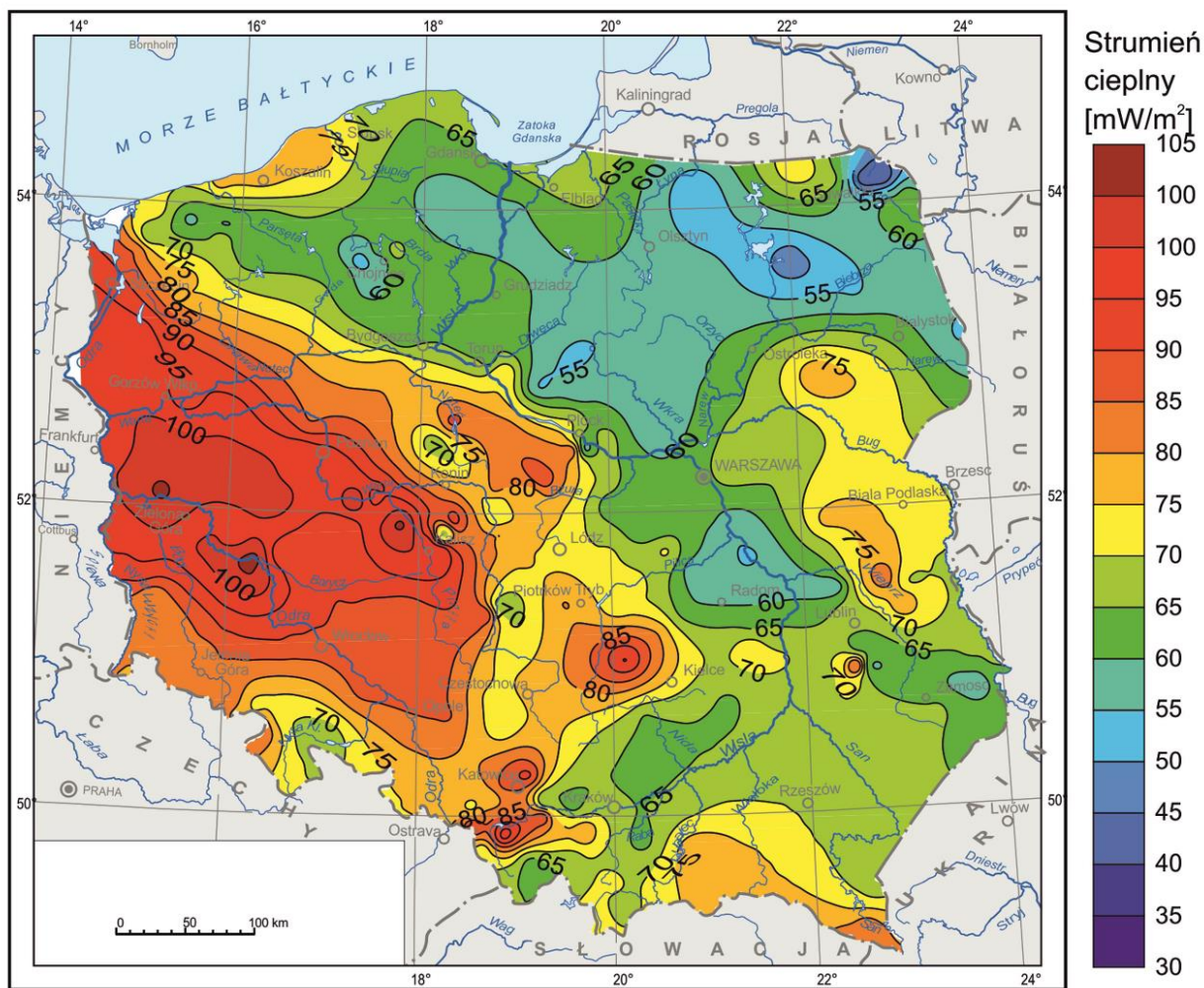
- promieniowania słonecznego,
- ciepła zgromadzonego we wnętrzu Ziemi (w jądrze i płaszczu ziemskim),
- ciepła radiogenicznego, związanego z rozpadem pierwiastków promieniotwórczych.

Przepływ ciepła w skałach jest procesem samoczynnym i nieodwracalnym [108]. Mechanizmami przenoszenia ciepła są: przewodnictwo, konwekcja i promieniowanie. W obrębie litosfery warunki cieplne kształtowane są przez przewodnictwo. Konwekcja intensywnie zachodzi w strefach, w których występują płynne masy skalne oraz płyny i gazy mogące się przemieszczać. Konwekcja odpowiada za transport ciepła m.in. w obrębie jądra zewnętrznego i płaszczu Ziemi. Najmniejsze znaczenie w przenoszeniu ciepła ma promieniowanie. Promieniowanie słoneczne reguluje temperaturę jedynie na powierzchni Ziemi. Promieniowanie wewnątrz planety ma znaczenie tylko w najgorętszych fragmentach jądra oraz w obrębie dolnego płaszczu [109]. Spośród wszystkich obecnych w skałach pierwiastków promieniotwórczych, najwięcej ciepła dostarcza rozpad izotopów uranu, toru i potasu [109].

Parametrem określającym zdolność skał do przewodzenia ciepła z wnętrza Ziemi ku jej powierzchni jest współczynnik przewodności cieplnej. Charakteryzuje on własności termiczne skał i wskazuje na ich zdolność do przewodzenia ciepła. Głównymi czynnikami determinującymi przewodność skał osadowych są: ich skład mineralny i porowatość oraz rodzaj nasycającego je medium [110] [111].

Głównym źródłem danych odnośnie temperatury panującej wewnątrz górotworu są bezpośrednie pomiary temperatury przeprowadzone w głębokich otworach wiertniczych [112]. Mogą być one wykonywane w różny sposób, w zależności od możliwości technicznych i warunków środowiskowych. Pierwszym sposobem jest pomiar w warunkach nieustalonych, po tymczasowym zaprzestaniu prac wiertniczych, w trakcie prowadzenia badań geofizycznych w otworze. Jedną z odmian tej metody jest pomiar maksymalnej temperatury na dnie otworu (ang. BHT – Bottom Hole Temperature). Innym sposobem pomiaru jest wykonanie go po zakończeniu prac wiertniczych i ustabilizowaniu się warunków termicznych w otworze, co przeciętnie trwa ok. dwóch tygodni [113]. Pomiaru dokonuje się wówczas w warunkach quasi-stacjonarnych podczas opróbowania poziomów zbiornikowych (ang. DST – Down Stream Test). Oprócz metod bezpośredniego pomiaru temperatury w górotworze wykorzystuje się także metody pośrednie z wykorzystaniem chemicznych oraz izotopowych geotermometrów. Działają one w oparciu o założenie równowagi chemicznej i izotopowej między rozpuszczonymi w wodzie składnikami mineralnymi i składem mineralnym skał, w których się znajdują. Metody te dostarczają wiedzy na temat maksymalnej temperatury panującej w warstwie wodonośnej, z którymi wody poddane analizie pozostawały w bezpośrednim kontakcie prawdopodobnie w momencie formowania [114].

Obszar Niżu Polskiego charakteryzuje się znacznym zróżnicowaniem wartości strumienia ciepłego Ziemi i zmienia się w zakresie od 38 do 105 mW/m² (Rysunek 8). Najwyższe wartości przekraczające 100 mW/m² występują w zachodniej i północno-zachodniej części Niżu Polskiego. Podwyższone wartości strumienia ciepłego względem obszarów sąsiednich występują w centralnej części wału kujawskiego na obszarze między Toruniem a Płockiem, środkowej części zrębu łukowa oraz na obszarze antyklinorium pomorskiego w rejonie Słupska. Niskie lub bardzo niskie wartości strumienia ciepłego, nie przekraczające 40 mW/m², obserwowane są w północno-wschodniej części platformy prekambryjskiej [115] [116] [117].



Rysunek 8 Mapa strumienia ciepłego na obszarze Polski wg Szewczyka i Gientki [117]

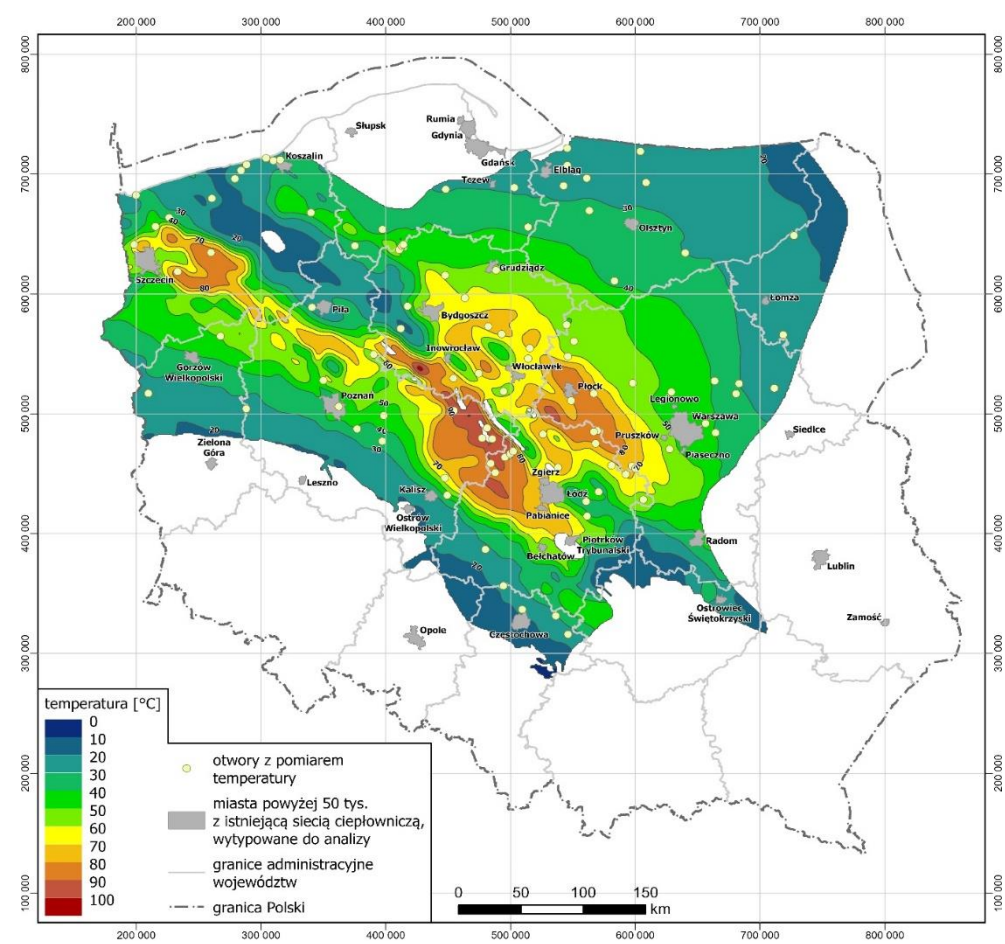
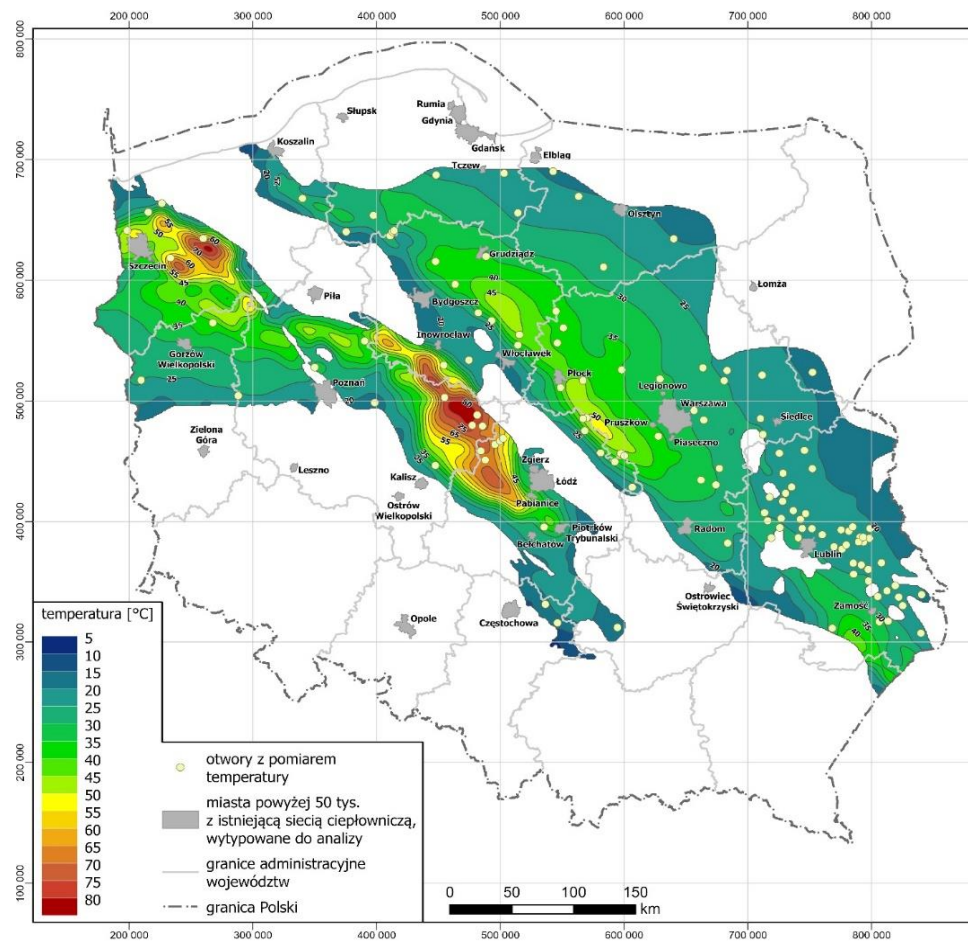
W zachodniej części Polski wyższe wartości strumienia ciepłego związane są z obecnością orogenu warwieskiego, mniejszą grubością skorupy ziemskiej oraz płytszym występowaniem granicy Moho. Różnice w wielkości strumienia ciepłego w północno-wschodniej Polsce oraz w Polsce południowo-zachodniej, zachodniej i północno-zachodniej mogą wynikać ze zróżnicowanej wielkości podskorupowego strumienia ciepłego. W rejonie monokliny przedsudeckiej, gdzie występuje strefa przejściowa między górnym płaszczem a skorupą ziemską, zaznacza się wysoka temperatura wgłębna oraz znaczny gradient geotermiczny, równy bądź przekraczający $8^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$. Pochodzenie tej strefy związane jest z występującymi na tym obszarze transformacyjnymi procesami dwustopniowymi typu bazalt – granulit granatowy oraz granulit granatowy – eklogit. Niewielka miąższość strefy przejściowej wynosząca 3–10 km może być wyjaśniona podwyższoną wartością strumienia ciepłego, która mogła towarzyszyć procesom transformacyjnym [118] [119]. Obszary występowania podwyższonych wartości strumienia ciepłego są jednocześnie obszarami najbardziej perspektywicznymi z punktu widzenia możliwości zagospodarowania energii geotermalnej. Wartość strumienia ciepłego ma bezpośredni wpływ nie tylko na temperaturę wód w obrębie poszczególnych zbiorników geotermalnych na Niżu Polskim, ale także na tempo powrotu do równowagi termicznej górotworu wychładzanego ich eksploatacją [2].

3.3.2. Charakterystyka warunków termicznych w wybranych mezozoicznych zbiornikach wód termalnych

W latach 2017-2020, w ramach współpracy Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego w Warszawie z Akademią Górniczo-Hutniczą im. Stanisława Staszica w Krakowie przy realizacji zadania pn. „Ocena potencjału energetycznego i surowcowego wód termalnych i leczniczych termalnych w wybranych obszarach zurbanizowanych wraz z analizą geośrodowiskowych oraz ekonomicznych uwarunkowań ich zagospodarowania” opracowano trójwymiarowy model pola geotermicznego na Niżu Polskim [2].

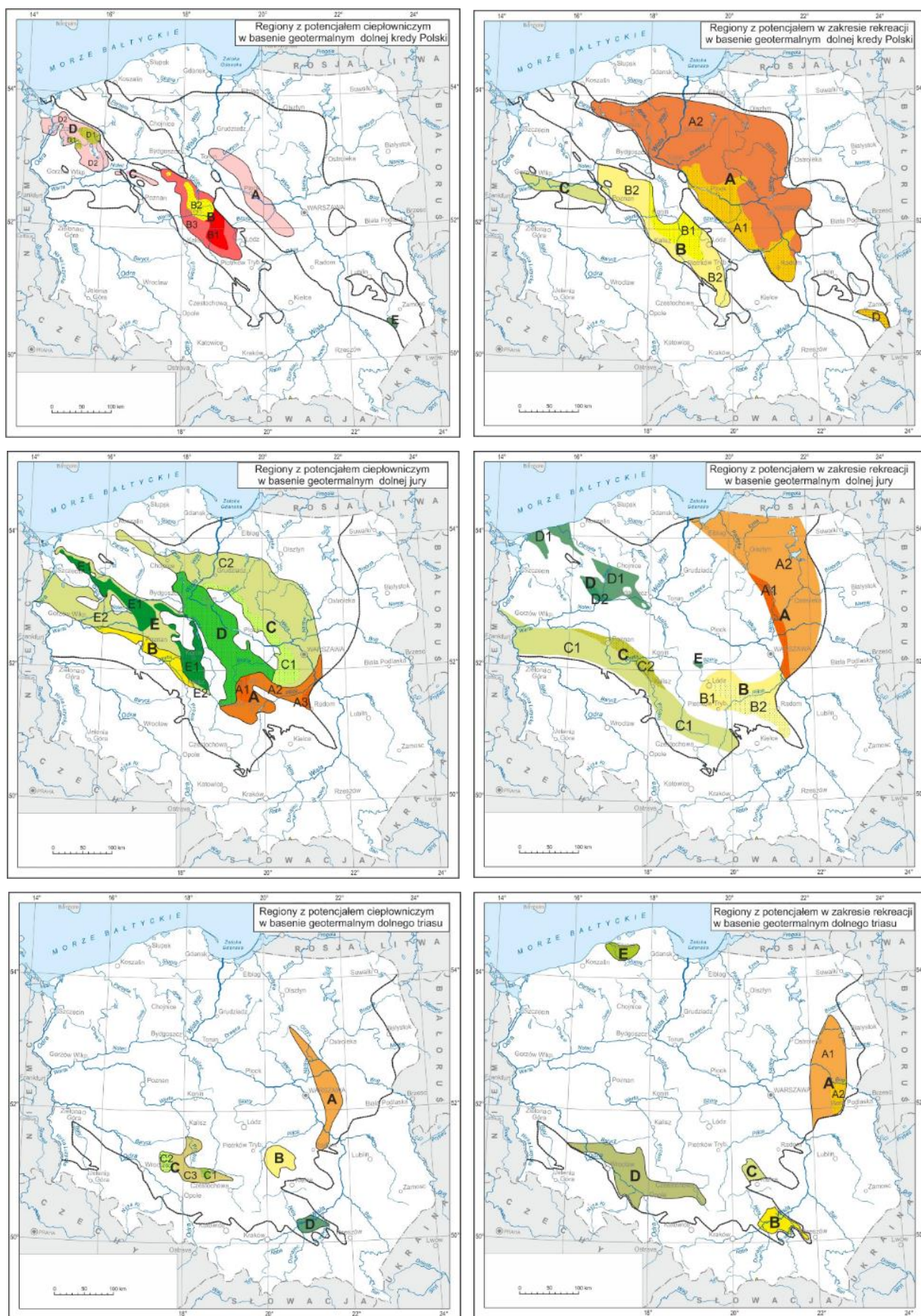
Posłużył on m.in. do konstrukcji map rozkładu temperatury w stropie zbiorników geotermalnych kredy dolnej i jury dolnej oraz map średnich wartości temperatury w obrębie tych zbiorników (Rysunek 9). Stanowiły one źródło danych wejściowych do analizy możliwości wykorzystania wód termalnych Niżu Polskiego w ciepłownictwie, rekreacji i balneoterapii.

W przypadku utworów triasu dolnego posłużono się opracowaniami regionalnymi, a także danymi temperaturowymi pochodzącymi z Banku Danych Wód Podziemnych zaliczonych do Kopalin. Każda z wytypowanych lokalizacji została przeanalizowana w zakresie występowania na jej obszarze otworów reperowych z pomierzoną temperaturą. Na tej podstawie w każdej z lokalizacji dla zbiornika dolnotriasowego została określona prawdopodobna temperatura wód.



Rysunek 9 Mapy średniej temperatury w obrębie dolnokredowego i dolnojurskiego zbiornika wód termalnych [2]

W opracowaniu z roku 2020 zaproponowano także autorski wstępny podział Niżu Polskiego na regiony i subregiony geotermalne (Rysunek 10, Tabela 10) wraz ze wskazaniem przydatności wód termalnych ze zbiorników geotermalnych kredy dolnej, jury dolnej i triasu dolnego dla celów ciepłowniczych i rekreacyjnych [2]. Opiera się on przede wszystkim na podstawowych parametrach wód, takich jak temperatura i mineralizacja oraz na przewidywanej wydajności otworu. Potencjał użytkowy poszczególnych basenów jest wyraźnie zróżnicowany. Wody termalne potencjalnie użyteczne w stopniu umiarkowanym dla ciepłownictwa niewspomagane pompami absorpcyjnymi, charakteryzujące się temperaturą powyżej 60°C i mineralizacją poniżej 100 g/dm³, występują przede wszystkim w zbiorniku jury dolnej (region toruńsko-kutnowski i subregiony: łódzki i nowogardzko-skarszewski). Wody o umiarkowanej przydatności dla tej kategorii ciepłownictwa występują również lokalnie w obrębie zbiornika kredy dolnej (subregion goplańsko-uniejowski). W odniesieniu do możliwości wykorzystania wód w ciepłownictwie wspomagane pompami absorpcyjnymi (temperatura 40–60°C, mineralizacja poniżej 100 g/dm³) dobrymi warunkami odznaczają się: region gnieźnieńsko-pabianicki w zbiorniku kredy dolnej oraz region poznańsko-kaliski w zbiorniku jury dolnej. W stopniu umiarkowanym dla tego typu ciepłownictwa perspektywiczne mogą być regiony brodnicko-mszczonowski i czarnkowsko-wągrowiecki oraz subregion nowogrodzko-drawieński (zbiornik kredy dolnej), subregiony piotrkowsko-garwoliński, jedliński i pyrzycko-wrześnieński (zbiornik jury dolnej), a także subregion oleśnicki (zbiornik triasu dolnego). W przypadku wykorzystania wód termalnych dla celów rekreacyjnych wysoką przydatnością cechują się zbiorniki: kredy dolnej (subregiony: płocko-radomski i uniejowski) oraz jury dolnej (subregion bełchatowsko-białobrzeski). Dodatkowo w obrębie zbiornika dolnojurajskiego wyznaczono 7 jednostek cechujących się umiarkowanym stopniem przydatności w zakresie rekreacji (subregiony: wielbarsko-maciejowski, łódzko-iłżański, świebodzińsko-radomszczański, swarzędzko-pyzdrzański, kołobrzESCO-złotowski i stobnieński oraz region łęczycki). Z uwagi na niewystarczające dane nie przeprowadzono regionalizacji basenów geotermalnych pod kątem możliwości wykorzystania wód termalnych w balneologii [2].



Rysunek 10 Regiony i subregiony występowania wód termalnych w poszczególnych basenach geotermalnych na Niziu Polskim, potencjalnie użytecznych dla celów ciepłowniczych i rekreacyjnych (oznaczenia jednostek zgodnie z Tabela 10; kolory poszczególnych regionów i subregionów służą jedynie podkreśleniu ich wydzielenia) [2]

Tabela 10 Regionalizacja wód termalnych w poszczególnych basenach geotermalnych na Niżu Polskim, potencjalnie użytecznych dla celów ciepłowniczych i rekreacyjnych (na podstawie [2])

BASEN GEOTERMALNY KREDY DOLNEJ			
Potencjał w zakresie ciepłownictwa			
Region	Symbol	Subregion	Symbol
brodnicko-mszczonowski	A	–	–
żnińsko-pabianicki	B	goplańsko-uniejowski	B1
		licheński	B2
		gnieźnieńsko-pabianicki	B3
czarnkowsko-wągrowiecki	C	–	–
szczecińsko-strzelecki	D	stargardzko-chociwelski	D1
		nowogrodzko-drawieński	D2
józefowski	E	–	–
Potencjał w zakresie rekreacji			
nadwiślański	A	płocko-radomski	A1
		chojnicko-warszawski	A2
gnieźnieńsko-piotrkowski	B	uniejowski	B1
		czarnkowsko-radomszczański	B2
gorzowsko-poznański	C	–	–
zamojski	D	–	–
BASEN GEOTERMALNY JURY DOLNEJ			
Potencjał w zakresie ciepłownictwa			
piotrkowsko-radomski	A	łódzki	A1
		piotrkowsko-garwoliński	A2
		jedliński	A3
poznańsko-kaliski	B	brodnicko-mszczonowski	C1
pomorsko-mazowiecki	C	chojnicko-warszawski	C2
toruńsko-kutnowski	D	–	–
szczecińsko-koniński	E	nowogardzko-skarszewski	E1
		pyrzycko-wrześniański	E2
Potencjał w zakresie rekreacji			
warmińsko-mazowiecki	A	wielbarsko-maciejowicki	A1
		bartoszycko-garwoliński	A2
pabianicko-radomski	B	bełchatowsko-białobrzegi	B1
		łódzko-iłżański	B2
nadwarciański	C	świebodzińsko-radomszczański	C1
		swarzędzko-pydrzański	C2
zachodniopomorski	D	kołobrzESCO-złotowski	D1
		stobnieński	D2
łęczycki	E	–	–
BASEN GEOTERMALNY TRIASU DOLNEGO			
Potencjał w zakresie ciepłownictwa			
przasnysko-kozienicki	A		
opoczniański	B		
sycowski	C	kuźnicki	C1
		oleśnicki	C2
		bobrownicko-krzepicki	C3
szczuciński	D		
Potencjał w zakresie rekreacji			
podlaski	A	tykocińsko-międzyrzecki	A1
		łosicki	A2
szczuciński	B	–	–
mniowski	C	–	–
lubirńsko-częstochowski	D	–	–
słupski	E	–	–

3.4. Ocena potencjału geotermalnego perspektywicznych zbiorników geotermalnych na Niżu Polskim

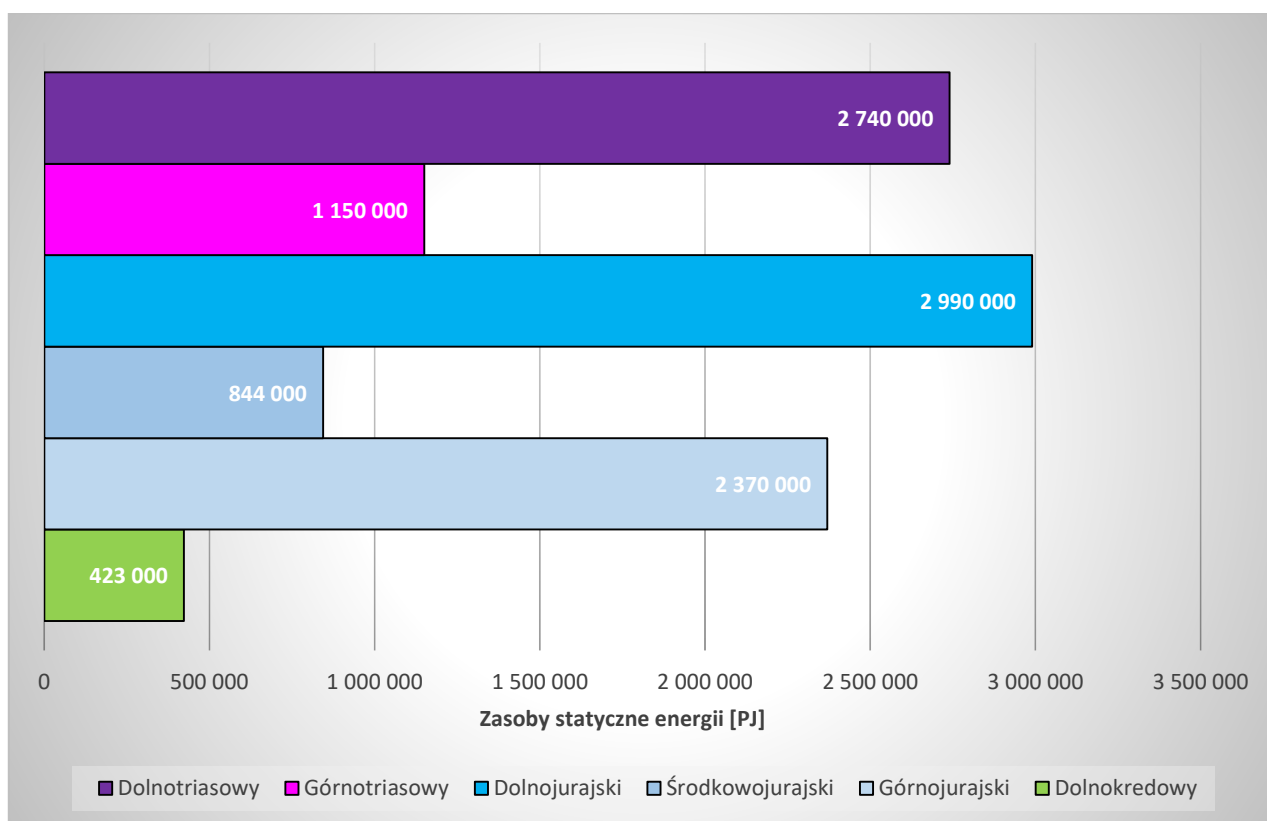
Podstawowym kryterium podziału zasobów geotermalnych jest temperatura wody złożowej, będąca nośnikiem energii cieplnej. W polskich przepisach prawnych nie ma uregulowań dotyczących klasyfikacji, ani też wytycznych dotyczących sposobów szacowania i raportowania zasobów energii geotermalnej. Pojęcia zasobów: statycznych, dyspozycyjnych, eksploatacyjnych są uregulowane, ale dotyczą wyłącznie zasobów wód, a nie energii geotermalnej zawartej w tych wodach. W zakresie metodyki oceny zasobów geotermalnych funkcjonują poradniki metodyczne [120]. Poza tymi poradnikami informacje z zakresu metodyki oceny zasobów możemy znaleźć w poszczególnych monografiach oraz licznych publikacjach, w tym z zakresu hydrogeologii ogólnej.

3.4.1. Ocena zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim

W 2021 r. opracowany został przez ekspertów z wiodących placówek naukowych pod egidą Ministerstwa Klimatu i Środowiska dokument pod tytułem „Wieloletni program rozwoju wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce” [121]. W rozdziale 3.2 tego dokumentu autorzy zwrócili uwagę na potrzebę opracowania „Bilansu zasobów wód i energii geotermalnej”, obejmującego coroczną aktualizację zasobów eksploatacyjnych, dyspozycyjnych oraz wielkości wydobycia (jak w dotychczas opracowywanym „Bilansie zasobów złóż kopalin w Polsce”), ale zawierający informacje w ujęciu miesięcznym, obejmując także dane o sposobie wykorzystania energii geotermalnej i jej udziale w bilansie energii wytwarzanej w danym zakładzie. Prace rozpoczął w tym zakresie PIG-PIB w 2022 r., a zakończone zostały one w 2025 r. powstaniem „Bilansu i zagospodarowania zasobów złóż wód termalnych i energii geotermalnej w Polsce” za lata 2022 i 2023. W kolejnych latach opracowanie to będzie aktualizowane.

Klasyfikacja zasobów geotermalnych stosowana w Polsce w opracowaniach regionalnych na przestrzeni ostatnich lat [122] [123] [124] [125] [126] [14] [127], opiera się na diagramie McKelvey’a [128] i uwzględnia dwa zasadnicze czynniki, a mianowicie: stopień rozpoznania geologicznego oraz uwarunkowania środowiskowe, techniczne i ekonomiczne udostępnienia oraz eksploatacji wód termalnych, a do oceny zasobów wykorzystuje się metodę „objętościową”, która wywodzi się z klasyfikacji zasobów, stosowanej w przemyśle naftowym i surowców mineralnych. Stosownie do w/w klasyfikacji (zgodnie z diagramem McKelvey’a) można wydzielić zasoby: dostępne, statyczne, statyczne-wydobywalne, dyspozycyjne oraz eksploatacyjne wód i energii geotermalnej.

Wyniki szacowania zasobów w poszczególnych klasach zasobów głównych zbiorników geotermalnych w skali regionalnej na Niżu Polskim zostały opublikowane w 2006 roku w formie monografii [14] [127]. Na potrzeby niniejszego opracowania, w celu oszacowania wielkości zasobów statycznych energii geotermalnej zbiorników najbardziej perspektywicznych w skali regionalnej tj. dolnokredowego, dolnojurańskiego, dolnotriasowego, przedstawiono rozkład zasobów statycznych dla zbiorników wód termalnych na Niżu Polskim [14] (Rysunek 11). Zasoby statyczne energii zbiorników rozumiane są tutaj jako ilość ciepła zakumulowanego w objętości wody wolnej zawartej w przestrzeni porowej lub szczelinach oraz szkieletie skalnym danej warstwy lub poziomu wodonośnego [14]. Należy również zaznaczyć, że w praktyce najczęściej zagospodarowywane są zasoby zbiornika dolnojurańskiego z racji na jego temperaturę i wydajność oraz dolnokredowego z racji na niższe koszty udostępnienia i brak ryzyka lub bardzo niskie ryzyko kolmatacji i korozji.



Rysunek 11 Rozkład zasobów statycznych zbiorników wód termalnych na Niżu Polskim [2]

4. Weryfikacja lokalizacji perspektywicznych dla projektów geotermalnych na Niżu Polskim z uwzględnieniem danych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE)

Prezentowany projekt, będący kontynuacją wcześniej realizowanego w latach 2017–2020 przedsięwzięcia prowadzonego przez Państwowy Instytut Geologiczny – PIB we współpracy z Akademią Górniczo-Hutniczą [9], ma na celu identyfikację optymalnych lokalizacji pod budowę ciepłowni geotermalnych na obszarze Niżu Polskiego. Analizie poddane zostaną miejscowości niesklasyfikowane w ramach wcześniejszych badań, charakteryzujące się liczbą ludności przekraczającą 50 tysięcy oraz położeniem w obrębie mezozoicznych struktur zbiornikowych o potencjale geotermalnym.

W poprzednim projekcie podstawowym kryterium selekcji lokalizacji była ocena stopnia rozpoznania warunków geologicznych i hydrogeologicznych danego obszaru. Dodatkowo, zgodnie z wytycznymi ówczesnego Ministerstwa Środowiska, uwzględniono parametry demograficzne, tj. liczbę ludności nieprzekraczającą 50 tysięcy oraz gęstość zaludnienia wyższą niż 123 osoby/km² (średnia krajowa), co miało na celu identyfikację obszarów zapewniających odpowiedni popyt na energię przy jednoczesnym ograniczeniu kosztów przesyłu. W aktualnym projekcie, przy doborze miast liczących powyżej 50 tysięcy mieszkańców, również za główne kryterium przyjęto poziom rozpoznania geologiczno-hydrogeologicznego, natomiast nie uwzględniono już wskaźnika gęstości zaludnienia. Zamiast tego, pod uwagę brano obecność infrastruktury przesyłowej systemów ciepłowniczych, funkcjonujących w regionie producentów ciepła oraz istnienie rozwiniętego rynku odbiorców końcowych.

4.1. Metodyka wyboru oraz charakterystyka lokalizacji perspektywicznych dla projektów geotermalnych na Niżu Polskim

W rozdziale 3. szeroko opisano warunki hydrogeologiczne oraz geotermiczne panujące w obrębie poszczególnych mezozoicznych zbiorników wód termalnych, których granice przyjęto zgodnie z *Atlasem zasobów geotermalnych formacji mezozoicznych na Niżu Polskim* [14]. Dotychczasowe rozpoznanie pokazuje, że najbardziej perspektywiczne z nich są zbiorniki: dolnokredowy i dolnojurajski. Nie należy jednak pomijać zbiornika dolnotriasowego, który lokalnie może wykazywać korzystne właściwości zbiornikowe. Używane w rozdziale 3 określenie „potencjalnie użyteczne” w odniesieniu do opisywanych obszarów wskazuje już na ich potencjał geotermalny (w tym odpowiednie parametry złożowe), jednak ostatecznie zależy on od wielu czynników i zawsze obciążony jest mniejszym lub większym ryzykiem geologicznym. Ostateczne parametry nie są znane do momentu wykonania otworu i przeprowadzenia odpowiednich badań, dlatego do ogólnego opisu obszarów w obrębie mezozoicznych zbiorników wód termalnych zastosowano określenie „potencjalnie użyteczne”. Poniższa analiza wskazuje już konkretne lokalizacje o największych szansach powodzenia realizacji projektu geotermalnego.

Zgodnie z tytułem raportu dalsza analiza poszczególnych zbiorników wód termalnych odbywa się jedynie w granicach Niżu Polskiego przyjętych według najnowszej regionalizacji fizycznogeograficznej Polski [5]. Według niej Niż Polski obejmuje dwie prowincje: Niż Środkowoeuropejski (31) oraz Niziny Wschodniobałtycko-Białoruskie (84). Niż Środkowoeuropejski zajmuje największą powierzchnię naszego kraju. Rozciąga się od zachodniej granicy Polski i sięga poza dolną i środkową Wisłę na wschodzie. Od północy ogranicza go Morze Bałtyckie, od południa zaś Masyw Czeski i Wyżyny Polskie. Niziny Wschodniobałtycko-Białoruskie obejmują północno-wschodnią część kraju oraz Polesie, graniczące od południa i południowego zachodu z Wyżyną Wołyńsko-Podolską oraz Wyżyną Lubelsko-Lwowską.

W Polsce według stanu na dzień 1 stycznia 2024 roku jest 1013 miast, z czego w 84 z nich liczba mieszkańców przekracza 50 tysięcy. Największa jest Warszawa, którą zamieszkuje 1 861 644 mieszkańców, a najmniejsze w tej kategorii są Piekary Śląskie, które zamieszkuje 51 876 osób [129]. Celem niniejszej analizy była identyfikacja i klasyfikacja miast Polski o populacji przekraczającej 50 tys. mieszkańców, charakteryzujących się optymalnymi warunkami dla rozwoju systemów geotermalnych w obrębie Niżu Polskiego. Zastosowano w tym celu wieloetapową procedurę analityczną, opartą na hierarchicznie zdefiniowanych kryteriach selekcyjnych. Procedura badawcza została podzielona na dwa zasadnicze etapy:

- **Etap I: Wstępna selekcja demograficzno-przestrzenna.** Przedmiotem analizy był zbiór 84 miast Polski o populacji >50 tys. osób. W pierwszym kroku zbiór ten został zawężony poprzez zastosowanie kryterium fizycznogeograficznego – przynależności do Niżu Polskiego, zgodnie z regionalizacją fizycznogeograficzną Polski [5].
- **Etap II: Weryfikacja kryteriów geologiczno-hydrogeotermalnych.** Lokalizacje zakwalifikowane w Etapie I poddano weryfikacji pod kątem spełnienia dwóch warunków dla każdego z trzech mezozoicznych zbiorników geotermalnych (triasu dolnego - T1, jury dolnej - J1, kredy dolnej - K1):
 1. Przynależność terytorialna do zasięgu występowania danego zbiornika geotermalnego.
 2. Parametr fizyczny, w postaci prognozowanej temperatury wód w stropowej części zbiornika geotermalnego, przekraczający próg 20°C.

Pozytywna kwalifikacja danej lokalizacji dla konkretnego zbiornika następowała wyłącznie w przypadku łącznego spełnienia obu powyższych warunków (Tabela 11).

Tabela 11 Wyniki weryfikacji miast – Tabela przedstawia wybór miast, powyżej 50 tys. mieszkańców, o największym potencjale dla projektów geotermalnych na Niżu Polskim na podstawie decydujących kryteriów. Miasta zaznaczone na zielono to miasta spełniające kryteria, które są analizowane w niniejszym raporcie.

L.p.	Nazwa miast	Liczba mieszkańców (30 grudnia 2024 r.)	Niż Polski (wg [5])	Zbiornik triasu dolnego w obrębie Niżu Polskiego	Obszar o temperaturze wody w zbiorniku triasu dolnego powyżej 20°C	Zbiornik jury dolnej w obróbie Niżu Polskiego	Obszar o temperaturze wody w zbiorniku jury dolnej powyżej 20°C	Zbiornik kredy dolnej w obróbie Niżu Polskiego	Obszar o temperaturze wody w zbiorniku kredy dolnej powyżej 20°C
1	Warszawa	1861644	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
2	Kraków	804237	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
3	Łódź	655279	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
5	Poznań	540146	tak	tak	tak	tak	tak	nie	nie
6	Gdańsk	486492	tak	tak	tak	nie	nie	nie	nie
7	Szczecin	390278	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
8	Lubin	330447	tak	tak	tak	nie	nie	nie	nie
9	Bydgoszcz	328370	tak	tak	tak	tak	tak	tak	nie
10	Białystok	292058	tak	tak	nie	nie	nie	nie	nie
11	Katowice	279119	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
12	Gdynia	242141	tak	tak	tak	nie	nie	nie	nie
13	Częstochowa	207117	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
14	Rzeszów	197536	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
15	Radom	196918	tak	tak	tak	nie	nie	tak	tak
16	Toruń	195263	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
17	Sosnowiec	188151	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
18	Kielce	183147	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
19	Gliwice	170457	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
20	Olsztyn	167844	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak

21	Bielsko-Biała	166189	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
22	Zabrze	154642	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
23	Bytom	148687	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
24	Zielona Góra	139132	tak	tak	tak	nie	nie	nie	nie
25	Rybnik	131323	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
26	Ruda Śląska	131062	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
27	Opole	126300	tak	tak	tak	nie	nie	nie	nie
28	Tychy	122605	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
29	Gorzów Wielkopolski	115847	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
30	Dąbrowa Górnicza	114148	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
31	Elbląg	113195	tak	tak	tak	tak	tak	nie	nie
32	Płock	111927	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
33	Koszalin	105905	tak	tak	tak	tak	tak	tak	nie
34	Tarnów	103515	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
35	Włocławek	101450	tak	tak	tak	tak	tak	tak	nie
36	Chorzów	101184	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
37	Wałbrzych	101082	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
38	Kalisz	93681	tak	tak	tak	tak	tak	nie	nie
39	Legionowo	92568	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
40	Grudziądz	89081	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
41	Jaworzno	87166	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
42	Słupsk	86027	tak	tak	tak	nie	nie	nie	nie
43	Jastrzębie-Zdrój	82788	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
44	Nowy Sącz	80446	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
45	Siedlce	75502	tak	tak	tak	nie	nie	tak	tak
46	Jelenia Góra	75429	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
47	Mysłowice	71473	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
48	Piła	70361	tak	tak	tak	tak	tak	nie	nie
49	Ostrów Wielkopolski	69477	tak	tak	tak	nie	nie	nie	nie
50	Suwałki	68434	tak	tak	nie	nie	nie	nie	nie
51	Lublin	68016	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
52	Inowrocław	67745	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
53	Konin	67596	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
54	Piotrków Trybunalski	66901	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
55	Stargard	66816	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
56	Pruszków	65388	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
57	Gniezno	63932	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
58	Siemianowice Śląskie	63657	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
59	Głogów	62533	tak	tak	tak	nie	nie	nie	nie
60	Ostrowiec Świętokrzyski	62471	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
61	Żory	61793	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
62	Tarnowskie Góry	61389	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
63	Pabianice	60929	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
64	Leszno	60313	tak	tak	tak	nie	nie	nie	nie
65	Łomża	59965	tak	tak	tak	tak	tak	nie	nie
66	Elk	59942	tak	tak	nie	nie	nie	nie	nie
67	Zamość	58685	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
68	Tomaszów Mazowiecki	57728	tak	tak	tak	tak	tak	nie	nie
69	Chełm	57576	tak	nie	nie	nie	nie	nie	nie
70	Tczew	57218	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
71	Mielec	57121	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
72	Przemyśl	56466	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
73	Stalowa Wola	55500	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie

74	Kędzierzyn-Koźle	54847	tak	nie	nie	nie	nie	nie	nie
75	Biała Podlaska	54581	tak	nie	nie	nie	nie	tak	nie
76	Będzin	54061	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
77	Zgierz	53763	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
78	Świdnica	53157	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie
79	Rumia	52931	tak	tak	tak	nie	nie	nie	nie
80	Legnica	52686	tak	nie	nie	nie	nie	nie	nie
81	Bełchatów	52567	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
82	Piaseczno	51985	tak	tak	tak	tak	tak	tak	tak
83	Piekary Śląskie	51876	nie	nie	nie	nie	nie	nie	nie

W finalnym etapie, w celu ukierunkowania analizy na identyfikację nowych możliwości inwestycyjnych, zastosowano dodatkowe kryterium, polegające na wyłączeniu z docelowego zbioru tych lokalizacji, w których systemy geotermalne już funkcjonują.

Zbiór miast spełniających przyjęte kryteria (Etap I i II)

W wyniku zastosowania kryteriów demograficzno-przestrzennych oraz temperaturowych, zidentyfikowano 41 miast, które wykazały pożądane cechy w co najmniej jednym z analizowanych zbiorników geotermalnych. Z zbioru tego wyłączono miasta Konin, Stargard i Toruń z uwagi na funkcjonujące tam ciepłownie geotermalne. Zbiór ten ostatecznie zatem liczy 38 miast, uszeregowany według liczby ludności (od największej do najmniejszej), przedstawia się następująco (Tabela 12, Rysunek 12, Rysunek 13, Rysunek 14):

Tabela 12 Finalna lista miast po weryfikacji spełniających kryteria odnośnie potencjału dla projektów geotermalnych na Niżu Polskim

L.p	Nazwa miasta	Liczba mieszkańców	Zbiornik triasu dolnego w obrębie Niżu Polskiego	Zbiornik jury dolnej w obrębie Niżu Polskiego	Zbiornik kredy dolnej w obrębie Niżu Polskiego
1	Warszawa	1861644	tak	tak	tak
2	Łódź	655279	tak	tak	tak
3	Poznań	540146	tak	tak	nie
4	Gdańsk	486492	tak	nie	nie
5	Szczecin	390278	tak	tak	tak
6	Lubin	330447	tak	nie	nie
7	Bydgoszcz	328370	tak	tak	nie
8	Gdynia	242141	tak	nie	nie
9	Radom	196918	tak	nie	tak
10	Olsztyn	167844	tak	tak	tak
11	Zielona Góra	139132	tak	nie	nie
12	Opole	126300	tak	nie	nie
13	Gorzów Wielkopolski	115847	tak	tak	tak
14	Elbląg	113195	tak	tak	
15	Płock	111927	tak	tak	tak
16	Koszalin	105905	tak	tak	nie
17	Włocławek	101450	tak	tak	nie
18	Kalisz	93681	tak	tak	nie
19	Legionowo	92568	tak	tak	tak
20	Grudziądz	89081	tak	tak	tak
21	Słupsk	86027	tak	nie	nie
22	Siedlce	75502	tak	nie	tak

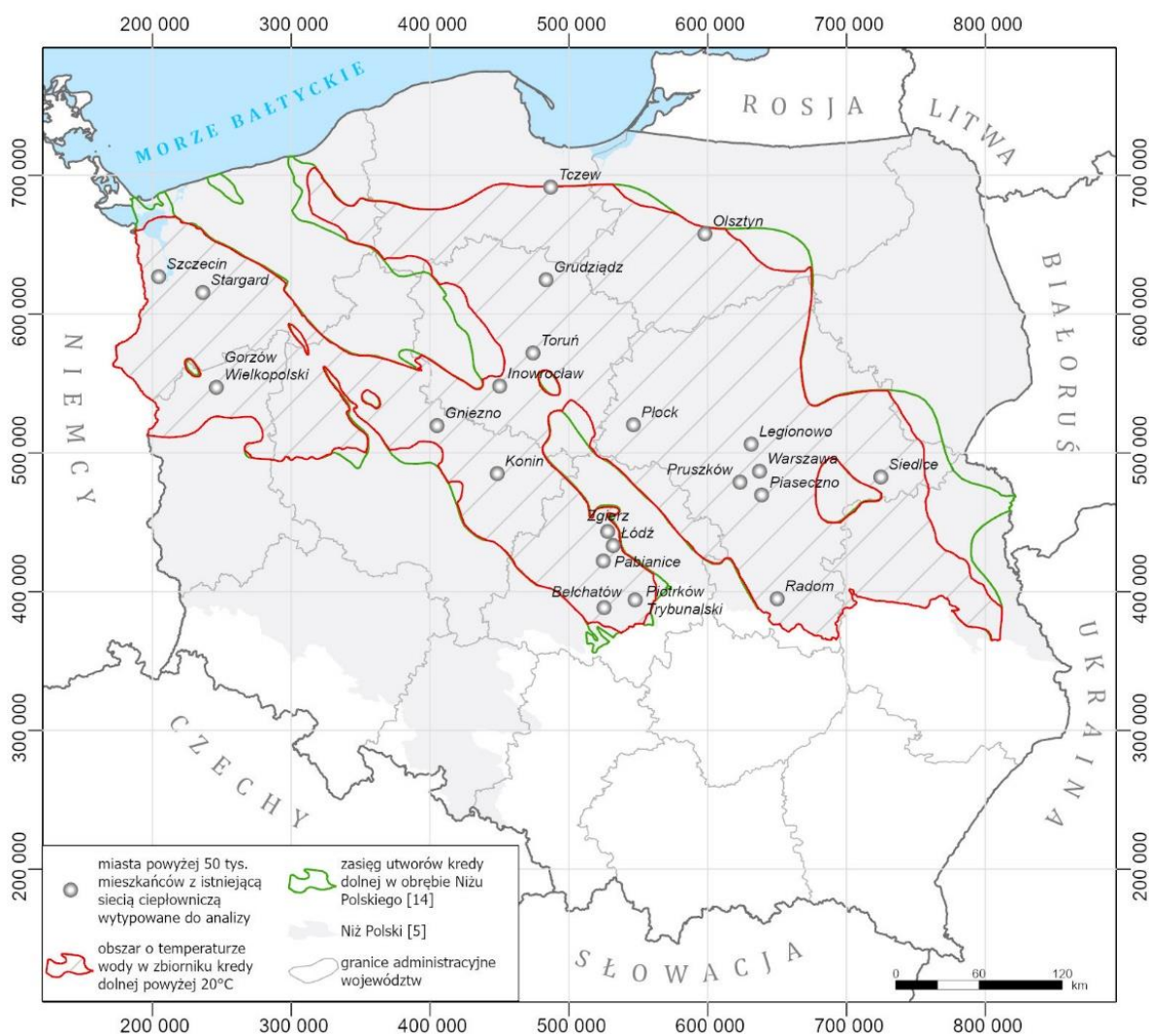
23	Piła	70361	tak	tak	nie
24	Ostrów Wielkopolski	69477	tak	nie	nie
25	Inowrocław	67745	tak	tak	tak
26	Piotrków Trybunalski	66901	tak	tak	tak
27	Pruszków	65388	tak	tak	tak
28	Gniezno	63932	tak	tak	tak
29	Głogów	62533	tak	nie	nie
30	Pabianice	60929	tak	tak	tak
31	Leszno	60313	tak	nie	nie
32	Łomża	59965	tak	tak	nie
33	Tomaszów Mazowiecki	57728	tak	tak	nie
34	Tczew	57218	tak	tak	tak
35	Zgierz	53763	tak	tak	tak
36	Rumia	52931	tak	nie	nie
37	Bełchatów	52567	tak	tak	tak
38	Piaseczno	51985	tak	tak	tak
Suma			38	26	19



Rysunek 12 Miasta powyżej 50 tys. mieszkańców zlokalizowane w obrębie zbiornika geotermalnego dolnego triasu [5] [14]



Rysunek 13 Miasta powyżej 50 tys. mieszkańców zlokalizowane w obrębie zbiornika geotermalnego dolnej jury [5] [14]



Rysunek 14 Miasta powyżej 50 tys. mieszkańców zlokalizowane w obrębie zbiornika geotermalnego dolnej kredy [5] [14]

Finalna klasyfikacja miast o potencjale dla nowych inwestycji, w zależności od liczby perspektywicznych zbiorników geotermalnych, jest następująca:

- **Lokalizacje o potencjale w trzech zbiornikach geotermalnych – 17 miast (T1, J1, K1):**
 - Warszawa, Łódź, Szczecin, Olsztyn, Gorzów Wielkopolski, Płock, Legionowo, Grudziądz, Inowrocław, Piotrków Trybunalski, Pruszków, Gniezno, Pabianice, Tczew, Zgierz, Bełchatów, Piaseczno.
- **Lokalizacje o potencjale w dwóch zbiornikach geotermalnych – 11 miast:**
 - Poznań (T1, J1), Bydgoszcz (T1, J1), Radom (T1, K1), Elbląg (T1, J1), Koszalin (T1, J1), Włocławek (T1, J1), Kalisz (T1, J1), Siedlce (T1, K1), Piła (T1, J1), Łomża (T1, J1), Tomaszów Mazowiecki (T1, J1).
- **Lokalizacje o potencjale w jednym zbiorniku geotermalnym – 10 miast:**
 - Gdańsk (T1), Lubin (T1), Gdynia (T1), Zielona Góra (T1), Opole (T1), Słupsk (T1), Ostrów Wielkopolski (T1), Głogów (T1), Leszno (T1), Rumia (T1).

Należy odnotować przypadek **Włocławka**, który spełnia kryterium temperatury ($T > 20^{\circ}\text{C}$) dla zbiornika geotermalnego kredy dolnej. Niemniej jednak, wartość ta odnosi się do warunków w złożu. Jak wykazały

dalsze analizy będzie istniała różnica pomiędzy temperaturą w stropie formacji a możliwą do uzyskania temperaturą na głowicy otworu eksploatacyjnego (niższa od tej w złożu). Fakt ten spowodował odrzucenie Włocławka w przypadku analiz dotyczących zbiornika kredy dolnej. Wyniki analizy, w postaci finalnej klasyfikacji miast, stanowią merytoryczną przesłankę do inicjowania dalszych, szczegółowych prac analitycznych w kolejnych rozdziałach niniejszego opracowania.

Drugą istotną grupą czynników decydujących o zasadności inwestycji geotermalnych są lokalne warunki wpływające na eksploatację instalacji, w szczególności obecność rynku odbiorców energii cieplnej [2]. Głównie zastosowanie energii geotermalnej dotyczy ciepłownictwa. Instalacje geotermalne są najbardziej opłacalne w miejscach, gdzie zapotrzebowanie na ciepło jest duże i skoncentrowane – pozwala to konkurować z tradycyjnymi źródłami ciepła. Z tego względu, inwestycje powinny być kierowane przede wszystkim do miast liczących ponad 50 tysięcy mieszkańców, charakteryzujących się zwartą zabudową i wysokim poziomem urbanizacji. Dodatkowo, ze względu na straty przesyłowe, opłacalność geotermii maleje wraz z odległością od źródła ciepła, co również przemawia za inwestowaniem w gęsto zaludnionych obszarach.

Podstawowym kierunkiem rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w Polsce jest możliwość dostarczania ciepła do istniejących sieci ciepłowniczych. W każdej analizowanej lokalizacji uwzględniono parametry techniczne sieci oraz konkurencję ze strony innych źródeł energii. W tym celu analizowano dane z planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, a także tabele regulacyjne lokalnych systemów ciepłowniczych.

Choć większość analizowanych miejscowości posiada rozwiniętą sieć ciepłowniczą, brak takiej infrastruktury w części obszaru nie wyklucza inwestycji geotermalnej. Wręcz przeciwnie – może stanowić uzasadnienie do jej budowy, choć wpłynie to na wzrost kosztów inwestycyjnych.

Aby wytypować najbardziej perspektywiczne lokalizacje dla geotermii na obszarze Niżu Polskiego, przeanalizowano dane z krajowej bazy emisji z 2021 roku. Skupiono się na źródłach spalania paliw konwencjonalnych o mocy powyżej 1 MW, należących do sektora zawodowego ciepłownictwa lub przemysłowych kotłowni. W wyniku tej analizy zidentyfikowano 1143 źródła w 766 miejscowościach, zgodnie z § 4 ust. 1 pkt. 7 lit. b rozporządzenia w sprawie standardów [130] [131].

Następnie, na podstawie "Wieloletniego programu rozwoju geotermii w Polsce", wybrano 491 lokalizacji znajdujących się na terenie perspektywicznych zbiorników geotermalnych. Z tej liczby, zgodnie z założeniami badawczymi i wytycznymi Ministerstwa Klimatu i Środowiska, wyodrębniono 36 miast powyżej 50 tysięcy mieszkańców, w których funkcjonują systemy ciepłownicze, uwzględnione w Tabeli 13.

Tabela 13 Systemy ciepłownicze w wytypowanych miastach

L.p.	Miasta	Nazwa ciepłowni	Adres	Temperatura wody w sieci – (°C) zima (zasilanie-powrót) lato (zasilanie-powrót) ¹
1	Warszawa	Veolia Energia Warszawa S.A	ul. Stefana Batorego 2, 02-591 Warszawa	117-54,5 68-38
2	Łódź	Veolia Energia Łódź S.A.	ul. J. Andrzejewskiej 5, 92-550 Łódź	120-65 68-43
3	Poznań	Veolia Energia Poznań SA	ul. Energetyczna 3, 61-016 Poznań	120-60 64,6-44,6
4	Gdańsk	PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Wybrzeże	ul. Swojska 9 80 - 867 Gdańsk	122-67 68-45

¹ Na podstawie tabel regulacyjnych systemów ciepłowniczych

L.p.	Miasta	Nazwa ciepłowni	Adres	Temperatura wody w sieci – (°C) zima (zasilanie-powrót) lato (zasilanie-powrót) ^{1]}
5	Szczecin	Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	ul. Zbożowa 4 70-653 Szczecin	113-60 70-45
6	Lubin	MPEC TERMAL	ul. Przemysłowa 3 59-300 Lubin	135-70 70-50
7	Bydgoszcz	PGE Energia Ciepła Oddział Elektrociepłownia w Bydgoszczy	ul. Energetyczna 1 85 - 950 Bydgoszcz	131,2-64,2 68,2-49,6
8	Gdynia	PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Wybrzeże	ul. Pucka 118 81-154 Gdynia	122-67 68-45
9	Radom	Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „RADPEC” S.A.	ul. Żelazna 7 26-616 Radom	130-70 70-45
10	Olsztyn	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	Słoneczna 46 10-710 Olsztyn	120-60 67,5-40
11	Zielona Góra	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	ul. Zjednoczenia 103 65 - 120 Zielona Góra	128,3-73,9 67,9-46,8
12	Opole	Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA	ul. Harcerska 15 45-118 Opole	105-70 70-46
13	Gorzów Wielkopolski	PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Gorzowie Wielkopolskim	ul. Energetyków 6 66 - 400 Gorzów Wlkp.	135-70 70-57
14	Elbląg	Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	ul. Fabryczna 3 82-300 Elbląg	120-63 70,5-42,5
15	Płock	Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.	ul. Antoniego Słonimskiego 1A 50-304 Wrocław	120-59 70-48
16	Koszalin	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Koszalinie	ul. Łużycka 25A 75-111 Koszalin	95-60 73-36
17	Włocławek	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Spółka z o.o.	ul. Płocka 30/32 87-800 Włocławek	130-70 70-40
18	Kalisz	Energa Ciepło Kaliskie Sp. z o.o.	ul. Torowa 115 62-800 Kalisz	130/70 70-45
19	Legionowo	Nowa Energia Legionowo Sp. z o.o.	ul. Olszankowa 36 A 05-120 Legionowo	120-60 64-40
20	Grudziądz	OPEC GRUDZIĄDZ Sp. z o.o.	ul. Budowlanych 7 86-300 Grudziądz	111-60 69-39
21	Słupsk	ENGIE EC Słupsk	ul. Koszalińska 3D 76-200 Słupsk	115-70 80-35
22	Siedlce	Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.	ul. Starzyńskiego 7 08-110 Siedlce	125-57 67-35

L.p.	Miasta	Nazwa ciepłowni	Adres	Temperatura wody w sieci – (°C) zima (zasilanie-powrót) lato (zasilanie-powrót) ^{1]}
23	Piła	Miejska Energetyka Ciepła Piła Sp. z o.o.	ul. Kaczorska 20 64-920 Piła	105-65 70-35
24	Ostrów Wielkopolski	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A.	ul. Wysocka 57 63-400 Ostrów Wielkopolski	120-60 64,6-44,6
25	Inowrocław	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	ul. Torowa 40 88-100 Inowrocław	111-60 69-39
26	Piotrków Trybunalski	Elektrociepłownia Piotrków Trybunalski	ul. Rolnicza 75 97-300 Piotrków Trybunalski	133-70 70-56
27	Pruszków	Elektrociepłownia Pruszków	Ludwika Waryńskiego 1 05-800 Pruszków	114-57 72-46
28	Gniezno	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	ul. Staszica 13, 62-200 Gniezno	125-70 65-45
29	Głogów	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy S.A.	Poznańska 48, 59-220 Legnica	130-70 70-50
30	Pabianice	Zakład Energetyki Ciepłej w Pabianicach Sp. z o.o.	ul. św. Rocha 8 95-200 Pabianice	125-64 70-36
31	Leszno	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Lesznie Spółka z o.o.	ul. Spółdzielcza 12 64-100 Leszno	135-83 90-53
32	Łomża	MPEC Sp. z o.o. w Łomży	ul. Kopernika 9a 18-400 Łomża	110-63 64-44
33	Tomaszów Mazowiecki	Zakład Gospodarki Ciepłowniczej w Tomaszowie Mazowieckim Sp. z o.o.	ul. Wierzbowa 136 97-200 Tomaszów Mazowiecki	128-68 70-45
34	Tczew	Zakład Energetyki Ciepłej Tczew Sp z o.o.	ul. Rokicka 16 83-110 Tczew	118-73 69-50
35	Zgierz	PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Zgierzu	ul. Energetyków 9 95 - 100 Zgierz	120-59 68-43
36	Rumia	PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Wybrzeże	ul. Pucka 118 81-154 Gdynia	122-67 68-45
37	Bełchatów	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	ul. Węglowa 5 97-400 Bełchatów	127-72 69-53
38	Piaseczno	Przedsiębiorstwo Ciepłowniczo - Usługowe "Piaseczno"	ul. Kusocińskiego 4 05-500 Piaseczno	120-65 65-47

Analiza czynników determinujących rentowność inwestycji geotermalnych wskazuje na istnienie dwóch fundamentalnych grup uwarunkowań, różniących się naturą i dynamiką zmian w czasie.

Pierwszą grupę stanowią endogeniczne czynniki geologiczne i hydrogeologiczne, które są de facto niezmiennie w skali czasowej projektu. Parametry te, takie jak temperatura wód termalnych, wydajność ujęć czy mineralizacja wód, stanowią podstawowe kryterium oceny potencjału danej lokalizacji. To one decydują o technicznej możliwości i skali potencjalnego wykorzystania zasobów.

Drugą, wysoce dynamiczną grupę, tworzą egzogeniczne czynniki makroekonomiczne i rynkowe. Zalicza się do nich przede wszystkim ceny nośników energii, których wahania są intensyfikowane przez globalne szoki podaży-popytu oraz niestabilność geopolityczną. Równie dynamiczny charakter mają ramy regulacyjne oraz dostępność instrumentów wsparcia publicznego (subsydii, preferencyjnych kredytów), które ewoluują w odpowiedzi na politykę energetyczno-klimatyczną, w szczególności na poziomie Unii Europejskiej.

Zmienność i nieprzewidywalność czynników egzogenicznych implikuje konieczność stosowania kompleksowego podejścia do oceny projektów, uwzględniającego zaawansowane modelowanie finansowe oraz analizę wrażliwości. Kluczowym elementem ograniczenia ryzyka staje się w tym kontekście efektywne pozyskiwanie finansowania dłużnego i kapitałowego na poszczególnych etapach cyklu życia projektu. Wnioskiem końcowym jest fundamentalne rozróżnienie roli obu grup czynników w procesie decyzyjnym. Kluczowym kryterium kwalifikacji danej lokalizacji jako perspektywicznej są niezmiennie w czasie uwarunkowania geologiczne i hydrogeologiczne. Natomiast uwarunkowania ekonomiczne, ze względu na swój dynamiczny charakter, nie powinny dyskwalifikować lokalizacji o potwierdzonym potencjale złożowym. Determinują one natomiast optymalny moment uruchomienia projektu (tzw. timing inwestycyjny), czyli czas, w którym otoczenie rynkowe i dostępne mechanizmy wsparcia maksymalizują prawdopodobieństwo osiągnięcia zakładanej rentowności.

4.2. Metodyka oceny zasobów ujęć wód termalnych

W praktyce nie jest możliwe pełne odzwierciedlenie naturalnej zmienności środowiska przyrodniczego poprzez obliczenia analityczne czy modelowe. Dlatego też należy wprowadzać pewne uproszczenia pozwalające na wykonanie obliczeń, które w efekcie końcowym powinny dać wyniki zbliżone do obserwowanych (rzeczywistych) cech systemu.

Zazwyczaj schematyzacji warunków hydrogeologicznych dokonujemy w sytuacjach:

- niedostatecznego rozpoznania warunków hydrogeologicznych,
- bardzo dużej zmienności warunków hydrogeologicznych
- braku możliwości pełnego uwzględnienia w/w zmienności.

Dla stworzenia modelu matematycznego dowolnego systemu wodonośnego niezbędne jest jego uproszczenie, tak, aby możliwy był opis procesów zachodzących w obrębie systemu przy pomocy równań matematycznych. Proces generalizacji warunków hydrogeologicznych zależy głównie od stopnia ich komplikacji i stanu rozpoznania.

Schematyzacja polega na zgeneralizowaniu rzeczywistego układu hydrogeologicznego, w zakresie tych elementów i parametrów, które decydują o przebiegu zjawiska przepływu wód w ośrodku skalnym.

W zasadzie brakuje dokładnych metod badawczych dla określenia uniwersalnej metody schematyzacji. Właściwa i poprawna generalizacja warunków hydrogeologicznych jest jednym z najważniejszych zadań podczas modelowania hydrogeologicznego.

O ile można zaproponować najpoprawniejszy sposób uśredniania parametrów, to proces schematyzacji (generalizacji) warunków hydrogeologicznych na potrzeby modelowania jest wypadkową: celu badań, komplikacji warunków hydrogeologicznych oraz doświadczenia hydrogeologa prowadzącego badania.

Rozwiązaniem prognostycznym powinien zostać objęty cały obszar, jaki może znaleźć się w zasięgu oddziaływania naszego obiektu. Stąd wynika potrzeba ustalenia granic rozprzestrzenienia obszaru filtracji i założenia na nim warunków brzegowych.

Na samym początku schematyzacji hydrogeologicznej należy uwzględnić:

- typ warstwy wodonośnej (swobodna, niezupełnie swobodna, niezupełnie naporowa, naporowa);
- zasilanie i drenaż – pomimo zmienności dobowej, sezonowej, rocznej lub wieloletniej przyjmuje się je jako stałe konkretne wartości;
- geometrię warstw wodonośnych – w celu uproszczenia obliczeń analitycznych przyjmuje się poziomy spąg lub strop warstw lub istnienie warstwy o stałym nachyleniu;
- kształt i położenie granic hydrogeologicznych – niezależnie od typu granic: zasilającej (np. ciek) lub szczelnej (np. wyklinowanie się warstwy wodonośnej), a także ich kształtu, odwzorowuje się je za pośrednictwem linii prostych, łamanych lub okręgów;
- określenie ruchu – w obliczeniach analitycznych w praktyce możliwe jest uwzględnienie bez problemu tylko warunków ruchu ustalonego. Na wstępie obliczeń należy przyjąć typ ruchu wód – laminarny, mieszany lub turbulentny.

Zastosowane uproszczenia wprowadzone w model konceptualny (model pojęciowy) muszą być zamierzone i celowe – nawet, gdy wprowadzone są odstępstwa od rzeczywistego ośrodka hydrogeologicznego. Typowym przykładem generalizacji hydrogeologicznej jest założenie, że warstwa wodonośna jest jednorodna i izotropowa. Założenie to jest wprowadzone w większości wzorów analitycznych.

Poniżej przedstawiono metodykę obliczania potencjalnej wydajności dopuszczalnej otworów geotermalnych w wybranych lokalizacjach w obrębie zbiorników: dolnej kredy, dolnej jury i dolnego triasu.

W tabeli poniżej (Tabela 14) przedstawiono zakres danych hydrogeologicznych, które posłużyły do wykonania obliczeń wydajności potencjalnej otworów geotermalnych w analizowanych lokalizacjach.

Tabela 14 Zakres danych hydrogeologicznych

Miasto	Stratygrafia	Temperatura wód w złożu [°C]	Mineralizacja wód [g/dm ³]	Przepuszczalność [m ² /s·10 ⁻⁵]	Strop zbiornika [m p.p.t.]	Mięszość całkowita [m]	Mięszość warstwy wodonośnej [m]
Bełchatów	kreda dolna	28	2	0,0002	600	25	20
Gniezno		26	8	0,00135	650	125	70
Gorzów Wielkopolski		30	34	0,0002	700	20	15
Grudziądz		35	10	0,001	1040	102	80
Inowrocław		23	20	0,0002	500	25	20
Legionowo		32	15	0,00075	850	75	50
Łódź		27	1	0,0005	600	60	45
Olsztyn		22	12	0,0002	750	20	15
Pabianice		40	1	0,0015	875	110	75
Piaseczno		34	15	0,0005	1125	60	45
Piotrków Trybunalski		35	1	0,00075	750	70	50
Płock		40	2	0,0028	1200	210	180
Pruszków		36	8	0,0009	1100	90	70
Radom		26	2	0,0004	550	50	30
Siedlce		23	1	0,0002	450	20	15
Szczecin		48	70	0,00075	1540	70	25
Tczew		23	8	0,0002	700	20	15
Warszawa		34	12	0,0006	1150	60	45
Zgierz		25	2	0,0003	250	45	30
Bełchatów	jura dolna	56	15	0,002	1600	180	80
Bydgoszcz		63	60	0,01	1300	800	650
Elbląg		27	33	0,0012	800	110	100
Gniezno		57	75	0,0032	1450	200	110
Gorzów Wielkopolski		38	55	0,0033	800	330	225
Grudziądz		50	72	0,0018	1570	145	115
Inowrocław		53	60	0,007	1200	580	400
Kalisz		30	4	0,0023	300	330	200
Koszalin		28	35	0,004	700	400	250
Legionowo		47	65	0,0028	1450	255	180
Łomża		26	6	0,0006	730	60	40
Łódź		70	35	0,007	1850	630	330
Olsztyn		33	25	0,0018	900	180	140
Pabianice		74	45	0,004	2200	300	150
Piaseczno		50	80	0,00145	1700	200	80
Piła		27	10	0,0048	200	630	520
Piotrków Trybunalski		70	28	0,0015	1900	120	60
Płock		84	115	0,0085	2500	550	350
Poznań		41	20	0,0045	800	450	300
Pruszków		56	84	0,0028	1750	300	150
Szczecin		70	110	0,0039	1803	380	150
Tczew		28	42	0,0008	850	70	60
Tomaszów Mazowiecki		42	0,48	0,0035	1437	128	96

Miasto	Stratygrafia	Temperatura wód w złożu [°C]	Mineralizacja wód [g/dm ³]	Przepuszczalność [m ² /s·10 ⁻⁵]	Strop zbiornika [m p.p.t.]	Miąższość całkowita [m]	Miąższość warstwy wodonośnej [m]
Warszawa		50	68	0,002	1450	240	140
Włocławek		65	60	0,011	2000	750	550
Zgierz		75	35	0,008	1900	780	350
Bełchatów	trias dolny	100	320	0,00035	2750	800	150
Bydgoszcz		73	200	0,0002	2800	1200	80
Elbląg		28	50	0,0002	1100	400	130
Gdańsk		24	40	0,0002	650	450	150
Gdynia		23	35	0,0002	500	400	140
Głogów		28	60	0,0002	400	600	130
Gniezno		98	250	0,0002	2650	750	80
Gorzów Wielkopolski		78	270	0,00025	2100	620	130
Grudziądz		56	300	0,00015	1920	521	80
Inowrocław		92	210	0,00025	2800	1100	80
Kalisz		84	250	0,0005	2000	700	200
Koszalin		40	80	0,0004	1500	500	200
Legionowo		59	140	0,0002	2100	340	80
Leszno		42	150	0,00027	800	650	200
Lubin		24	25	0,0001	200	250	60
Łomża		27	38	0,0001	850	150	40
Łódź		128	350	0,00025	3750	1100	220
Olsztyn		33	78	0,0001	1300	380	40
Opole		21	2	0,00022	250	160	140
Ostrów Wielkopolski		35	90	0,0004	720	720	150
Pabianice		130	350	0,0004	3800	900	200
Piaseczno		57	160	0,0002	2250	280	100
Piła		65	250	0,0002	2100	1100	75
Piotrków Trybunalski		110	320	0,0007	3450	900	300
Płock		105	200	0,00023	3750	750	80
Poznań		85	310	0,00015	2300	680	70
Pruszków		68	175	0,0002	2600	320	80
Radom		52	115	0,00015	1650	200	65
Rumia		22	38	0,0002	350	380	110
Siedlce		33	8	0,0001	800	140	75
Słupsk		26	32	0,00012	450	360	90
Szczecin		84	220	0,0001	2700	730	40
Tczew		32	70	0,0002	1100	420	140
Tomaszów Mazowiecki		89	250	0,00085	3300	1000	400
Warszawa		60	140	0,00028	2200	300	100
Włocławek		115	330	0,0002	4000	1350	70
Zgierz		128	350	0,00028	3750	1100	200
Zielona Góra		34	140	0,00028	700	630	230

W celu oszacowania wydajności ujęć wód termalnych w wytypowanych lokalizacjach przyjęto następujące założenia obliczeniowe:

- ustalone warunki filtracji w warstwie wodonośnej – warstwa wodonośna ma nieograniczone rozprzestrzenienie, stałą miąższość i charakteryzuje się stałą wartością współczynnika filtracji;
- długość robocza filtra L [m] – Przyjęto założenie, że otwory geotermalne będą wykonywane jako studnie zupełne. W przypadku miąższości warstwy wodonośnej przekraczającej 100 m, założono, że długość części roboczej filtra wyniesie 100 m;
- depresja eksploatacyjna w otworze została przyjęta jako wartość 100 m; depresja regionalna w warstwie wodonośnej została przyjęta jako wartość 33 m;
- współczynnik filtracji warstwy wodonośnej został wstępnie obliczony z wartości przewodności warstwy wodonośnej, a następnie skorygowany poprzez przeliczenie wartości współczynnika przepuszczalności do faktycznych parametrów ciężaru właściwego cieczy i lepkości w warstwie wodonośnej;
- promień studni przyjęto jako 50% średnicy otworu – Przyjęcie takiego założenia wynika z praktyki hydrogeologicznej, w której do obliczeń wydajności dopuszczalnej przyjmuje się średnicę otworu. Na potrzeby opracowania przyjęto wykonywanie otworów średnicą 311 mm;
- w przypadku warstw wodonośnych o dużej miąższości dokonano obliczenia wydajności dopuszczalnej poprawką Forchheimera dla uwzględnienia niezupełności studni.

Promień leja depresji

Promień leja depresji potencjalnych ujęć wód termalnych obliczono wzorem Sichardta dla warstwy o zwierciadle naporowym:

$$R = 3000s \sqrt{k \left[\frac{m}{s} \right]}$$

Wzór: 1

Gdzie:

R – promień leja depresji [m];

s – wielkość depresji w studni [m];

k – współczynnik filtracji $\left[\frac{m}{s} \right]$ po uwzględnieniu poprawki wynikającej z temperatury wody, ciężaru właściwego wody o danej mineralizacji, lepkości

Współczynnik przepuszczalności

Współczynnik przepuszczalności obliczono z jego relacji do współczynnika filtracji z uwzględnieniem fizycznych parametrów przesączającej się cieczy wg wzoru [132]:

$$k = k_p \frac{\gamma}{\eta}$$

Wzór: 2

Gdzie:

k – współczynnik filtracji $[LT^{-1}]$;

k_p – współczynnik przepuszczalności $[L^2]$;

γ - ciężar właściwy cieczy $[MT^{-2}L^{-2}]$;

η - współczynnik lepkości dynamicznej $[ML^{-1}T^{-1}]$

Gęstość wód

Gęstość wód obliczono wzorem empirycznym:

$$G_w = \left(x + \left(\frac{700 \cdot M}{M + x} \right) \right) - 0,375 \cdot (T - 20)$$

Wzór: 3

Gdzie:

G_w – gęstość wód w poziomie wodonośnym [$\frac{kg}{m^3}$];

M – mineralizacja wód [$\frac{kg}{m^3}$];

T – temperatura wód w poziomie wodonośnym [$^{\circ}C$]

x – gęstość wody po uwzględnieniu wartości ciśnienia i jej obniżenia pod wpływem wytworzenia leja depresji [$\frac{kg}{m^3}$]

Zgodnie z założeniami wartość wydajności dopuszczalnej obliczono wzorem Sichardta, Abramowa oraz Dupuita-Thiema. Uzyskane wartości wydajności dopuszczalnej geotermalnych otworów hydrogeologicznych zestawiono w tabeli poniżej (Tabela 15). Dla wzoru Sichardta przyjęto prędkość dopuszczalną liczoną wg wzoru: $V_{dop} = \sqrt{k}/15$. Dla wzoru Abramowa $V_{dop} = 60\sqrt[4]{k}$.

Tabela 15 Wartości wydajności dopuszczalnej ujęć (K1, J1, T1)

Miasto	Stratygrafia	Q _{dop} obliczona wzorem Sichardta [m ³ /h]	Q _{dop} obliczona wzorem Abramowa [m ³ /h]	Q _{dop} obliczona wzorem Dupuita-Thiema [m ³ /h]
Bełchatów	kreda dolna	11,46	41,39	7,88
Gniezno		72,1	194,3	169,7
Gorzów Wielkopolski		9,45	32,56	5,52
Grudziądz		48,24	169,90	129,38
Inowrocław		11,71	41,86	8,22
Legionowo		33,58	112,05	61,77
Lublin		10,15	33,75	6,30
Łódź		27,41	96,05	41,71
Olsztyn		10,32	34,02	6,49
Pabianice		55,82	176,94	168,39
Piaseczno		25,64	92,89	36,81
Piotrków Trybunalski		33,33	111,65	60,94
Płock		65,57	221,44	347,55
Pruszków		42,60	149,35	100,77
Radom		20,19	67,31	22,62
Siedlce		10,34	34,06	6,52
Szczecin		20,15	61,38	22,54
Tczew		10,27	33,94	6,44
Warszawa		28,17	97,37	43,89
Włocławek		27,36	101,15	42,17
Zamość		9,51	32,66	5,58
Zgierz		17,60	62,84	17,51
Bełchatów	jura dolna	59,80	189,15	193,16
Bydgoszcz		53,93	200,84	487,84
Elbląg		61,24	214,00	208,01
Gniezno		126,5	307,6	226,4
Gorzów Wielkopolski		52,56	198,26	262,08
Grudziądz		57,38	207,16	203,75
Inowrocław		60,54	212,79	468,46
Kalisz		60,35	212,45	316,82
Koszalin		70,00	228,81	474,83
Legionowo		58,72	209,57	282,96
Łomża		28,39	92,16	43,85
Łódź		63,13	217,29	456,47

Miasto	Stratygrafia	Q _{dop} obliczona wzorem Sichardta [m³/h]	Q _{dop} obliczona wzorem Abramowa [m³/h]	Q _{dop} obliczona wzorem Dupuita-Thiema [m³/h]
Olsztyn		61,08	213,73	260,84
Ostrowiec Świętokrzyski		59,74	211,38	250,29
Pabianice		68,72	226,70	339,47
Piaseczno		48,94	171,11	132,85
Piła		55,00	202,82	450,26
Piotrków Trybunalski		41,43	136,35	93,69
Płock		58,08	208,42	403,48
Poznań		62,84	216,78	429,54
Pruszków		59,82	211,51	262,05
Szczecin		64,01	218,79	297,31
Tczew		38,05	130,68	79,95
Tomaszów Mazowiecki		138,7	322,1	85
Warszawa		55,08	202,95	215,07
Włocławek		60,88	213,39	560,40
Zgierz		64,03	218,83	483,95
Bełchatów	trias dolny	11,66	93,36	12,78
Bydgoszcz		13,73	90,63	12,62
Częstochowa		24,17	134,44	37,04
Elbląg		21,35	126,38	35,41
Gdańsk		20,76	124,61	36,84
Gdynia		20,59	124,09	34,73
Głogów		20,6	124,1	33,1
Gniezno		29,7	133,2	9,1
Gorzów Wielkopolski		12,91	98,26	14,05
Grudziądz		10,52	79,32	7,74
Inowrocław		14,06	91,73	13,19
Kalisz		15,02	105,98	24,16
Koszalin		21,59	127,07	47,09
Legionowo		16,04	97,97	16,81
Leszno		16,00	109,39	27,14
Lubin		9,6	65,6	10,4
Łomża		11,12	57,68	7,68
Łódź		6,96	72,16	6,29
Olsztyn		10,16	55,12	6,49
Opole		24,06	134,14	46,29
Ostrowiec Świętokrzyski		9,95	51,04	6,13
Ostrów Wielkopolski		25,48	138,04	53,75
Pabianice		9,19	82,90	9,85
Piaseczno		17,61	114,77	20,68
Piła		12,57	83,96	10,62
Piotrków Trybunalski		11,40	92,32	18,34
Płock		13,22	88,94	11,78
Poznań		8,45	66,53	5,08
Pruszków		14,62	93,53	14,17
Radom		13,44	80,83	11,74
Rumia		24,71	135,95	41,37
Siedlce		15,01	91,77	14,72
Słupsk		18,54	111,70	22,35
Szczecin		6,36	43,61	2,74
Tczew		19,51	120,81	31,47
Tomaszów Mazowiecki		34,2	159,9	29,6
Warszawa		21,11	125,64	28,86
Włocławek		8,48	66,65	5,11
Zgierz		7,73	76,02	7,19
Zielona Góra		16,25	110,23	30,24

Wyniki potencjalnej wydajności dopuszczalnej otworów obliczonej dla wskazanych lokalizacji, w zależności od przyjętych założeń (wzór i zakładany sposób obliczenia prędkości wlotowej wody na filtr) znacząco różnią się od siebie. Wynika to z odmiennych założeń w zastosowanych wzorach obliczeniowych oraz branego pod uwagę ekonomicznego aspektu trwałości studni. Wpływ na uzyskane wartości obliczeń ma przyjęcie dodatkowych założeń – m.in. wielkość dopuszczalnej depresji oraz wynikająca z niej długość filtru w dowiązaniu do parametrów warstwy wodonośnej (m.in. miąższości). Miąższość w analizowanych horyzontach wodonośnych wahała się od 15 do 650 m, dopuszczalna depresja wynosiła od 15 do maksymalnie 100 m.

Uzyskane wartości dla piętra kredowego wahają się w zakresie:

- piętro kredowe: 9,1 do 68,3 m³/h wzorem Sicharda, 32,6 – 226,0 m³/h wzorem Abramowa oraz 5,1 – 347,6 m³/h wzorem Dupuita-Thiema;
- piętro jurajskie: 28,4 do 91,3 m³/h wzorem Sicharda, 92,2 – 261,4 m³/h wzorem Abramowa oraz 43,8 – 675,9 m³/h wzorem Dupuita-Thiema;
- piętro triasowe: 6,4 do 25,5 m³/h wzorem Sicharda oraz 43,6 – 138,0 m³/h wzorem Abramowa oraz 2,7 – 53,7 m³/h wzorem Dupuita-Thiema.

Przyjmując jako wzorzec piętro triasowe najbardziej perspektywicznie pod względem potencjalnej wydajności otworu geotermalnego reprezentuje się piętro jurajskie. Wydajności uzyskiwane z otworów w tym piętrze są:

- obliczone wzorem Sicharda są wyższe o 359 – 447% niż w piętrze triasowym;
- obliczone wzorem Abramowa są wyższe o 189 – 211% niż w piętrze triasowym;
- obliczone wzorem Dupuita-Thiema są wyższe o 1258 – 1600% niż w piętrze triasowym.

Piętro kredowe charakteryzuje się gorszymi potencjalnymi wydajnościami względem piętra triasowego – wynoszą one:

- obliczone wzorem Sicharda są wyższe o 143 - 268% niż w piętrze triasowym
- obliczone wzorem Abramowa są wyższe o 75 - 164% niż w piętrze triasowym
- obliczone wzorem Dupuita-Thiema są wyższe o 187 – 647% niż w piętrze triasowym.

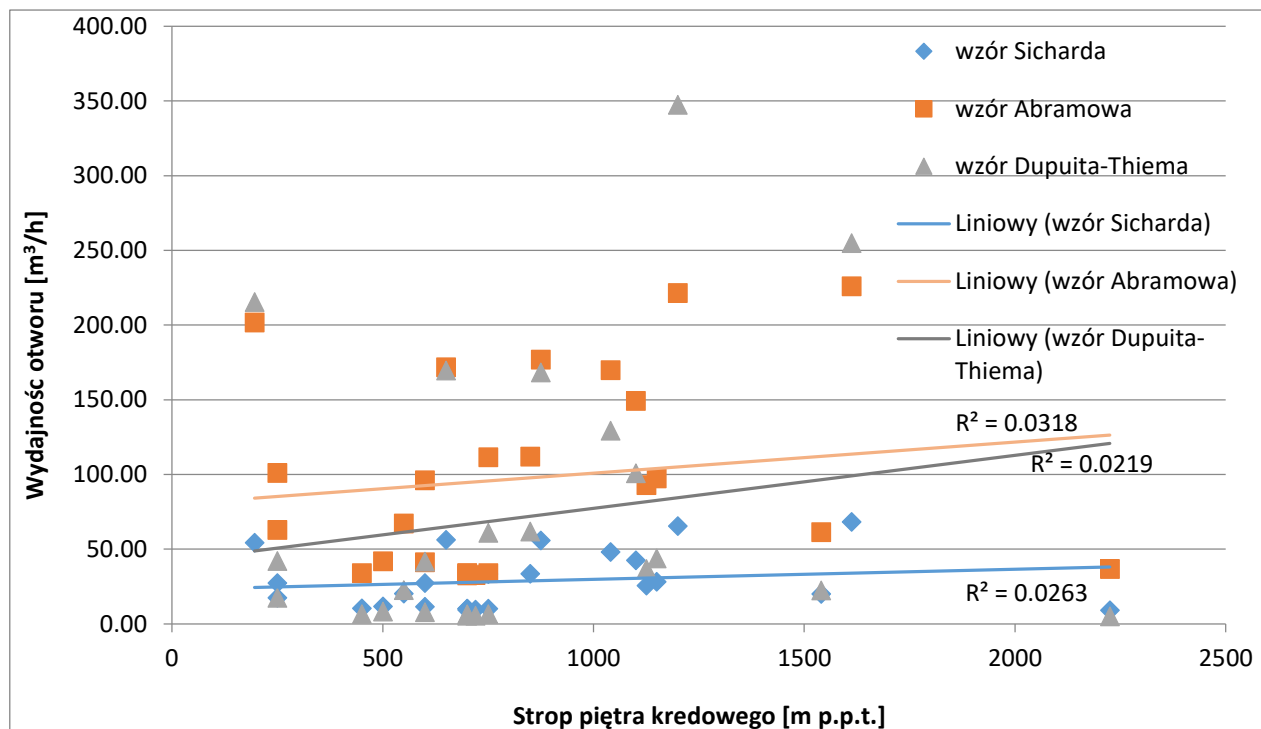
Wszystkie podstawowe parametry statystyczne dla poszczególnych pięter wodonośnych są uwzględnione w Tabeli 16 poniżej.

Tabela 16 Podstawowe parametry statystyczne dla poszczególnych pięter wodonośnych

Stratygrafia piętra wodonośnego	Wartość średnia			Wartość średnia dla piętra wodonośnego z obliczenia Q _{dop} wszystkimi trzema wzorami [m ³ /h]	Wartość mediany dla piętra wodonośnego z obliczenia Q _{dop} wszystkimi trzema wzorami [m ³ /h]
	Wzór Sicharda [m ³ /h]	Wzór Abramowa [m ³ /h]	Wzór Dupuita- Thiema [m ³ /h]		
Kreda n=25	28,7 SD*=19,03	97,6 SD=63,52	71,8 SD=90,22	66,00	36,8
Jura n=30	58,8 SD*=11,67	201,3 SD*=33,62	314,8 SD*=151,44	191,6	199,5
Trias n=43	14,8 SD*=5,28	96,1 SD*=25,83	19,7 SD*=13,52	43,6	21,4

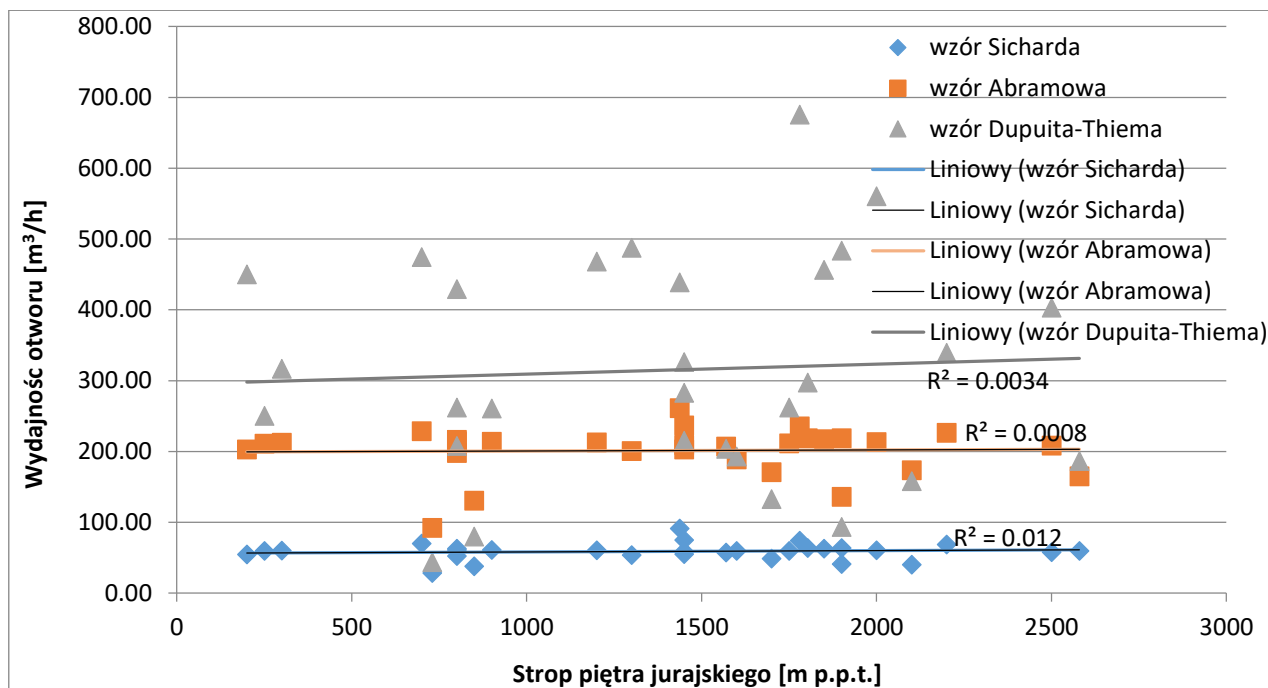
* - odchylenie standardowe

Jak wynika z analizy (Rysunek 15) nie widać w praktyce trendu powiązania wydajności otworu do głębokości położenia stropu piętra kredowego. Skokowy rozstrzał wartości wyraźnie wskazuje na lokalne – geologiczne i hydrogeologiczne parametry warunkujące potencjalną wydajność dopuszczalną otworu. Średnia głębokość stopu piętra kredowego wynosi 843 m p.p.t.



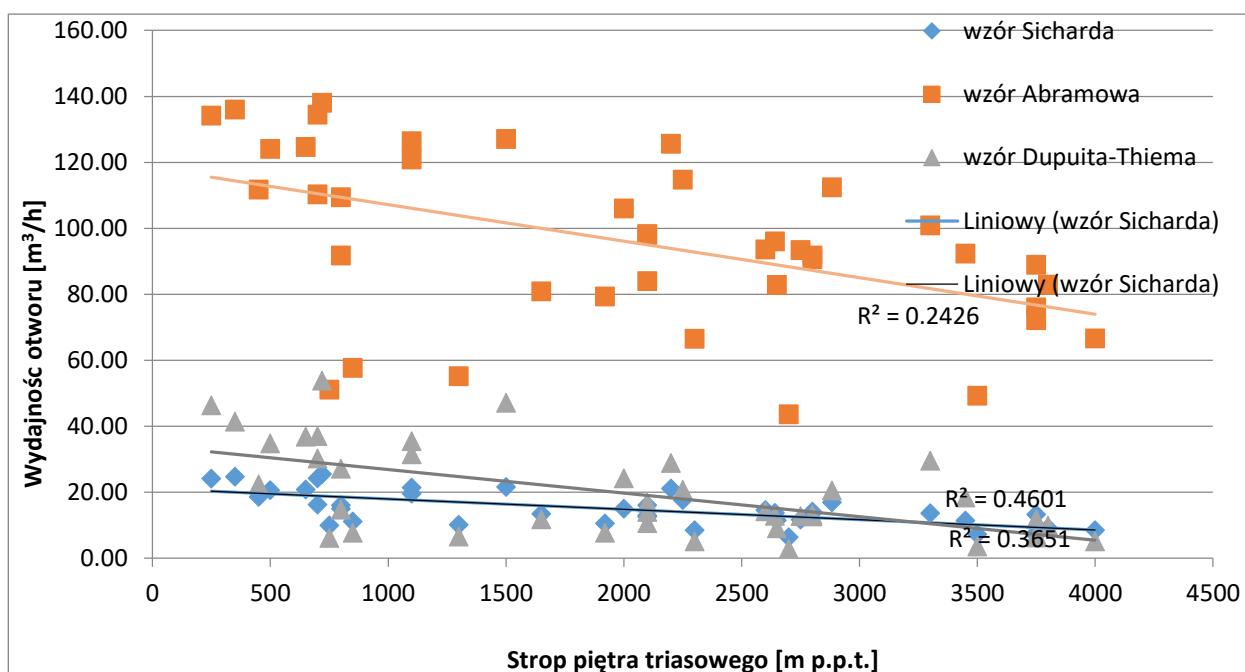
Rysunek 15 Wartości wydajności oraz przebieg linii trendu wydajności potencjalnej otworów w piętrze kredowym

W piętrze jurajskim uwzględnionym na Rysunek 16, analogicznie do piętra kredowego nie widać trendu powiązania wydajności otworu do głębokości położenia stropu piętra w obrębie, którego znajduje się poziom wodonośny. Na uwagę zasługuje mniejsze rozproszenie wartości potencjalnych wydajności otworów, co może wskazywać na większą jednorodność przestrzenną utworów jury. Średnia głębokość stopu piętra jurajskiego wynosi 1395 m p.p.t.



Rysunek 16 Wartości wydajności oraz przebieg linii trendu wydajności potencjalnej otworów w piętrze jurajskim

W piętrze triasowym, uwzględnionym na Rysunek 167, analogicznie do dwóch poprzednich nie widać w praktyce trendu powiązania wydajności otworu do głębokości położenia stropu piętra, w obrębie którego znajduje się poziom wodonośny. Zaznacza się co prawda, odwzorowany linią trendu spadek potencjalnej wydajności, niemniej przy największym rozrzucie obliczonych wartości wydajności studni można go pominąć lub zinterpretować jako obniżanie się parametrów hydrogeologicznych spowodowanych oddziaływaniem statycznym górotworu powodującym zaciskanie szczelin. Średnia głębokość stopu piętra triasowego wynosi 2006 m p.p.t.



Rysunek 17 Wartości wydajności oraz przebieg linii trendu wydajności potencjalnej otworów w piętrze triasowym

Celem prac było obliczenie potencjalnej wydajności dopuszczalnej otworów geotermalnych w wybranych lokalizacjach. Analizy dotyczą trzech pięter wodonośnych – triasu, jury i kredy w 89 konfiguracjach dla wytypowanych lokalizacji.

Na podstawie dostępnych parametrów hydrogeologicznych obliczono, z zastosowaniem schematyzacji potencjalne wydajności dopuszczalne otworów geotermalnych. Wyniki potencjalnej wydajności dopuszczalnej otworów obliczonej dla wskazanych lokalizacji, w zależności od przyjętych założeń (wzór i zakładany sposób obliczenia prędkości wlotowej wody na filtr) znacząco różnią się od siebie. Wynika to z odmiennych założeń oraz branego pod uwagę ekonomicznego aspektu trwałości studni.

Uzyskane wartości dla piętra kredowego wahają się w zakresie:

- piętro kredowe: 9,1 do 68,3 m³/h wzorem Sicharda, 32,6 – 226,0 m³/h wzorem Abramowa oraz 5,1- 347,6 m³/h wzorem Dupuita-Thiema;
- piętro jurajskie: 28,4 do 91,3 m³/h wzorem Sicharda, 92,2 – 261,4 m³/h wzorem Abramowa oraz 43,8-675,9 m³/h wzorem Dupuita-Thiema;
- piętro triasowe: 6,4 do 25,5 m³/h wzorem Sicharda oraz 43,6 – 138,0 m³/h wzorem Abramowa oraz 2,7-53,7 m³/h wzorem Dupuita-Thiema.

4.3. Prognozowane zasoby energii geotermalnej

Wyniki obliczeń prognozowanych wydajności ujęć dla poszczególnych miejscowości pozwalają na wstępne oszacowanie potencjału geotermalnego, wyrażonego wartością przewidywanych mocy ujęć geotermalnych. Obliczenia mocy ujęcia geotermalnego, przy uwzględnieniu temperatury złoża opierają się na wartościach oszacowanych temperatur oraz wydajności ujęć sprowadzonych do geometrycznych środków granic administracyjnych. Dla uproszczenia, na tym etapie analiz za perspektywiczne zostały uznane miejscowości, w których przewidywaną moc geotermalną ujęcia, przy założonym schłodzeniu wód termalnych do wartości średniej rocznej temperatury zewnętrznej, oszacowano na co najmniej 5 MW. Zastosowana metodyka szacowania mocy cieplnej jest taka sama jak w projekcie realizowanym w latach 2017-2020 [2], aby zapewnić maksymalnie możliwą porównywalność wyników. Należy zaznaczyć, że takie podejście jest nieco inne niż powszechnie stosowane gdzie wartości temperatury wody termalnej po schłodzeniu nie przekraczają 20°C. Moc cieplną instalacji geotermalnych określono wg następującego wzoru [127]:

$$P_{WY} = \rho_w \cdot c_w \cdot Q \cdot (T_s - T_z)$$

Wzór: 4

Gdzie:

P_{wy} – moc ujęcia [W];

Q – nominalna wydajność eksploatacyjna wody termalnej $\left[\frac{m^3}{s}\right]$;

ρ_w – gęstość wody termalnej $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$;

c_w – ciepło właściwe wody termalnej $\left[\frac{J}{kg \cdot ^\circ C}\right]$;

T_s – średnia temperatura w warstwie wodonośnej [$^\circ C$];

T_z – temperatura wody termalnej po schłodzeniu [$^\circ C$].

Przyjmując niektóre parametry za stałe ($\rho_w \cdot c_w = 4,1 \text{ MJ/m}^3/^\circ C$) oraz zakładając, iż temperatura wody geotermalnej po oddaniu ciepła będzie równa średniej rocznej temperaturze zewnętrznej [133], formułę efektywnej wyjściowej mocy cieplnej (po zmianie jednostek) można wyrazić w następującej postaci [14]:

$$P_{WY} = 4,1 \cdot Q \cdot (T_s - T_z)$$

Wzór: 5

Gdzie:

P_{wy} – przewidywana moc ujęcia [MW];

Q – nominalna wydajność eksploatacyjna wody termalnej $\left[\frac{m^3}{h}\right]$;

T_s – średnia temperatura w warstwie wodonośnej [$^\circ C$];

T_z – temperatura wody termalnej po schłodzeniu [$^\circ C$].

Wartości przewidywanych wydajności ujęć, uwzględniających sposób ujęcia warstw wodonośnych zbiorników kredy dolnej oraz jury dolnej, średnich temperatur złożowych wód termalnych oraz szacowanych mocy źródła geotermalnego – stanowiącej ekwiwalent zasobów wód termalnych w/w zbiorników przedstawiono w poniższej tabeli (Tabela 17).

Wielkości zasobów technicznych, uwzględniających rzeczywiste warunki obciążenia złoża, temperatury głowicowe wód termalnych i inne są przedmiotem analiz, które zostały wykonane w rozdziale 5.

Tabela 17 Szacunkowe zasoby wód oraz mocy cieplnej ujęć zbiorników dolnotriasowego, dolnojurańskiego i dolnokredowego w wytypowanych miejscowościach

L.p.	Miejscowość	Temperatura zewnętrzna w strefach klimatycznych*	Temperatura wód w złożu zbiornika dolnokredowego	Wydajność ujęcia wód zbiornika dolnokredowego	Moc ujęcia wód zbiornika dolnokredowego	Temperatura wód w złożu zbiornika dolnojurańskiego	Wydajność ujęcia wód zbiornika dolnojurańskiego	Moc ujęcia wód zbiornika dolnojurańskiego	Temperatura wód w złożu zbiornika dolnotriasowego	Wydajność ujęcia wód zbiornika dolnotriasowego	Moc ujęcia wód zbiornika dolnotriasowego
		[°C]	[°C]	[m³/h]	[MW]	[°C]	[m³/h]	[MW]	[°C]	[m³/h]	[MW]
1	Bełchatów	7,6	28	7,9	0,2	56	193,2	10,8	100	12,8	1,0
2	Bydgoszcz	7,9	-	-	-	63	487,8	30,6	73	12,6	0,7
3	Elbląg	7,9	-	-	-	27	208,0	4,6	28	35,4	0,8
4	Gdańsk	7,7	-	-	-	-	-	-	24	36,8	0,7
5	Gdynia	7,7	-	-	-	-	-	-	23	34,7	0,6
6	Głogów	7,9	-	-	-	-	-	-	28	33,1	0,7
7	Gniezno	7,9	26	169,7	3,6	57	326,4	18,1	98	9,1	0,6
8	Gorzów Wielkopolski	7,9	30	5,5	0,1	38	262,1	9,0	78	14,1	0,9
9	Grudziądz	7,9	35	129,4	4,0	50	203,8	9,7	56	7,7	0,3
10	Inowrocław	7,9	23	8,2	0,1	53	468,5	24,0	92	13,2	1,0
11	Kalisz	7,9	-	-	-	30	316,8	8,1	84	24,2	1,8
12	Koszalin	7,7	-	-	-	28	474,8	11,1	40	47,1	1,7
13	Legionowo	7,6	32	61,8	1,7	47	283,0	12,6	59	16,8	0,9
14	Leszno	7,9	-	-	-	-	-	-	-	27,1	1,0
15	Lubin	7,9	-	-	-	-	-	-	24	10,4	0,2
16	Łomża	6,9	-	-	-	26	43,8	1,0	27	7,7	0,2
17	Łódź	7,6	27	41,7	0,9	70	456,5	32,7	128	6,3	0,4
18	Olsztyn	6,9	22	6,5	0,1	33	260,8	7,8	33	6,5	0,2
19	Opole	7,6	-	-	-	-	-	-	21	46,3	0,7
20	Ostrów Wielkopolski	7,9	-	-	-	-	-	-	35	53,7	1,6
21	Pabianice	7,6	40	168,4	6,3	74	339,5	25,7	130	9,8	0,8
22	Piaseczno	7,6	34	36,8	1,1	50	132,9	6,3	57	20,7	1,0
23	Piła	7,9	-	-	-	27	450,3	10,0	65	10,6	0,5
24	Piotrków Trybunalski	7,6	35	60,9	1,9	70	93,7	6,7	110	18,3	1,6
25	Płock	7,6	40	347,6	13,1	84	403,5	34,2	105	11,8	0,9
26	Poznań	7,9	-	-	-	41	429,5	16,4	85	5,1	0,2
27	Pruszków	7,6	36	100,8	3,3	56	262,1	14,2	68	14,2	0,8
28	Radom	7,6	26	22,6	0,5	-	-	-	52	11,7	0,5
29	Rumia	7,7	-	-	-	-	-	-	22	41,4	0,7
30	Siedlce	6,9	23	6,5	0,1	-	-	-	33	14,7	0,4
31	Słupsk	7,7	-	-	-	-	-	-	26	22,3	0,5
32	Szczecin	7,7	48	22,5	1,0	70	297,3	20,6	84	2,7	0,1
33	Tczew	7,9	23	6,4	0,1	28	79,9	1,9	32	31,5	0,8
34	Tomaszów Mazowiecki	7,6	-	-	-	42	85	3,4	89	29,6	2,3
35	Warszawa	7,6	34	43,9	1,3	50	215,1	10,3	60	28,9	1,6

L.p.	Miejscowość	Temperatura zewnętrzna w strefach klimatycznych*	Temperatura wód w złożu zbiornika dolnokredowego	Wydajność ujęcia wód zbiornika dolnokredowego	Moc ujęcia wód zbiornika dolnokredowego	Temperatura wód w złożu zbiornika dolnojurajskiego	Wydajność ujęcia wód zbiornika dolnojurajskiego	Moc ujęcia wód zbiornika dolnojurajskiego	Temperatura wód w złożu zbiornika dolnotriasowego	Wydajność ujęcia wód zbiornika dolnotriasowego	Moc ujęcia wód zbiornika dolnotriasowego
		[°C]	[°C]	[m³/h]	[MW]	[°C]	[m³/h]	[MW]	[°C]	[m³/h]	[MW]
36	Włocławek	7,6	20	42,2	0,6	65	560,4	36,5	115	5,1	0,2
37	Zgierz	7,6	25	17,5	0,4	75	484,0	37,4	128	7,2	0,5
38	Zielona Góra	7,9	-	-	-	-	-	-	34	30,2	0,8
Objaśnienia:		Kolorem zaznaczono ujęcia o przewidywanej mocy geotermalnej równej lub większej niż 5 MW. Kolor niebieski oznacza lokalizacje ujmujące wody ze zbiornika jury dolnej. Kolor zielony oznacza lokalizacje ujmujące wody ze zbiornika kredy dolnej. * - Wartości projektowanej temperatury zewnętrznej dla poszczególnych stref klimatycznych w Polsce zostały przyjęte zgodnie z załącznikiem krajowym do normy PN-EN12831 "Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania projektowanego obciążenia cieplnego". Norma ta stanowi podstawę do wykonania obliczeń zapotrzebowania na ciepło, co jest niezbędne do zapewnienia komfortu cieplnego w budynkach.									

4.4. Analiza rozkładu wartości wskaźnika SI w wodach termalnych z wybranych horyzontów geotermalnych w wybranych miejscowościach

Celem niniejszych prac było stworzenie modeli określających wartość wskaźnika SI dla otrzymanych analiz chemicznych. Istotnym ograniczeniem w realizacji była opisana niżej niewielka ilość parametrów fizyko-chemicznych wód z poszczególnych otworów badawczych. Źródłem danych fizyko-chemicznych dla poszczególnych lokalizacji był Bank Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopaliny.

Do realizacji podstawowego zadania, jaki było obliczenie wartości wskaźnika SI zdecydowano o wykonaniu obliczeń stanu termodynamicznego przy pomocy programu PHREEQC ver. 3.1.7 [134] z wykorzystaniem bazy danych wateq4f.dat.

Dla oceny stanu równowagi faz mineralnych i gazowych w roztworze wodnym obliczono wartości wskaźnika nasycenia względem określonej fazy (SI).

$$SI = \frac{IAP}{KT}$$

gdzie: IAP – iloczyn aktywności form obliczony z wartości aktywności substancji w roztworze; KT – stała szybkości reakcji w temperaturze T (rozumiana jako iloczyn aktywności produktów w warunkach równowagi).

W roztworze, gdzie zachodzi teoretyczna równowaga rozpuszczania/wytrącania wartość SI=0, w wodach niedosyconych (wykazujących możliwość rozpuszczania danego minerału) wartość SI jest ujemna, w przesyconych – dodatnia. Z uwagi na niejednorodność danych termodynamicznych przyjęto, że stan równowagi (SI=0) zachodzi w zakresie SI=0±5% logK [135].

Pierwszym etapem obliczeń jest określenie na podstawie analizy fizyko-chemicznej wody rozkładu specjacji. Rezultat obliczeń specjacyjnych jest podstawą do obliczenia wskaźnika nasycenia (SI) roztworu względem faz stałych i gazowych. Dlatego, tak ważne jest posiadanie pełnych i wiarygodnych analiz wód. Przekłada się to wprost na jakość uzyskanej analizy.

Bez względu na rodzaj minerału, obliczane za pomocą programów komputerowych wskaźniki SI odnoszą się zawsze do reakcji rozpuszczania kongruentnego. Wskaźniki nasycenia dla reakcji rozpuszczania inkongruentnego można obliczyć znając aktywności form biorących udział w analizowanej reakcji. W przypadku przedmiotowej pracy takie działania nie były możliwe ze względu na zbyt małą ilość danych poszczególnych parametrów we wskazanych analizach.

Na podstawie wartości wskaźnika SI można teoretycznie ocenić tendencje do rozpuszczania lub wytrącania się faz mineralnych w analizowanych środowiskach hydrogeochemicznych. To czy dana faza będzie się faktycznie rozpuszczać lub wytrącać, zależy m.in. od kinetyki tych reakcji. Interpretacja wskaźników nasycenia może dostarczać informacji o fazach, które prawdopodobnie powodują uruchamianie do wód lub wytrącanie z nich określonych pierwiastków, a równocześnie o przypuszczalnej obecności w ośrodku skalnym minerałów, nie zidentyfikowanych dotychczas metodami mineralogicznymi.

Analizy wód podziemnych dotyczą trzech pięter wodonośnych – triasu dolnego, jury dolnej i kredy dolnej w następujących 86 lokalizacjach:

Trias dolny: Bełchatów, Bydgoszcz, Częstochowa, Elbląg, Gdańsk, Gdynia, Głogów, Gniezno, Gorzów Wielkopolski, Grudziądz, Inowrocław, Kalisz, Koszalin, Legionowo, Leszno, Lubin, Łomża, Łódź, Olsztyn, Opole, Ostrowiec Świętokrzyski, Ostrów Wielkopolski, Pabianice, Piaseczno, Piła, Piotrków Trybunalski, Płock, Poznań, Pruszków, Radom, Rumia, Siedlce, Słupsk, Szczecin, Tczew, Warszawa, Włocławek, Zgierz, Zielona Góra – 39 lokalizacji.

Jura dolna: Bełchatów, Bydgoszcz, Gorzów Wielkopolski, Inowrocław, Kalisz, Koszalin, Legionowo, Pabianice, Piaseczno, Piotrków Trybunalski, Płock, Poznań, Tczew, Warszawa, Włocławek, Grudziądz, Elbląg, Gniezno, Łomża, Łódź, Olsztyn, Ostrowiec Świętokrzyski, Piła, Pruszków, Szczecin, Zgierz – 26 lokalizacji.

Kreda dolna: Płock, Pruszków, Grudziądz, Piaseczno, Pabianice, Warszawa, Zamość, Inowrocław, Radom, Łódź, Bełchatów, Gniezno, Gorzów Wielkopolski, Legionowo, Lublin, Olsztyn, Piotrków Trybunalski, Siedlce, Szczecin, Tczew, Zgierz – 21 lokalizacji.

Z uwagi na ograniczony zakres parametrów fizyko-chemicznych analizę ograniczono wyłącznie do analiz w których podano zawartość krzemionki, siarczanów, jonów chlorkowych, magnezu, sodu i potasu.

Zakres analiz obejmował łącznie 44 następujące parametry fizykochemiczne: pH, Eh, PEW, temperatura, Na^+ , K^+ , Li^+ , NH_4^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , $\text{Fe}_{\text{og.}}$, Fe^{2+} , Fe^{3+} , Mn^{2+} , Zn^{2+} , Cu^{2+} , Ni^{2+} , Co^{2+} , Pb^{2+} , Hg^{2+} , Cd^{2+} , Se^{2+} , Sb^{3+} , Al^{3+} , $\text{Cr}_{\text{og.}}$, Ti^{4+} , As^{3+} , NO_3^- , NO_2^- , NH_4^+ , Cl^- , F^- , U^- , Br^- , J^- , SO_4^{2-} , HCO_3^{2-} , PO_4^{3-} , B^- , S^- , H_2S , HSiO_3 .

Należy zaznaczyć, że zakres podanych parametrów był bardzo zmienny i wahał się odpowiednio:

- analizy piętra triasu dolnego: 10 – 20 podanych wskaźników, w tym dla 16 lokalizacji brak wszystkich danych.
- analizy piętra jury dolnej: 9 – 29 podanych wskaźników, w tym dla 4 lokalizacji brak wszystkich danych.
- analizy piętra kredy dolnej: 1 – 18 podanych wskaźników, w tym dla 4 lokalizacji brak wszystkich danych.

Tym samym, zakres oznaczeń w analizach z Banku Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin był w praktyce niewystarczający do wykonania modelowania geochemicznego. Wobec czego tylko 12% analiz nadawało się do wykonania obliczeń rozkładu wartości wskaźnika SI w przedmiotowych lokalizacjach. Ograniczenie zakresu analitycznego (tab. 1-3) w możliwych do wykorzystania analizach wód daje tylko pewien przybliżony obraz wpływu zmian temperatury na przewidziane do ujęcia i eksploatacji wody termalne.

W efekcie stopniowej eliminacji istniejących analiz wód podziemnych z pierwotnych 86 lokalizacji, do wykonania obliczeń nadawały się analizy fizyko-chemiczne wód z 10 lokalizacji:

- piętro triasu dolnego – Bełchatów, Siedlce,
- piętro jury dolnej – Bełchatów, Legionowo, Pabianice, Poznań, Warszawa, Grudziądz, Gniezno, Szczecin.

Do opracowania szacunkowe dane dotyczące matrycy skalnej zaczerpnięto z opracowania – „Ocena potencjału energetycznego i surowcowego wód termalnych i leczniczych termalnych w wybranych obszarach zurbanizowanych wraz z analizą geośrodowiskowych oraz ekonomicznych uwarunkowań ich zagospodarowania” [2].

Zakres danych przedstawiają Tabela 18, Tabela 189, Tabela 20 zaprezentowane poniżej.

Tabela 18 Zakres oznaczeń wskaźników fizyko-chemicznych w piętrze triasu dolnego

Miejscowość Otwór	Wskaźniki fizyko-chemiczne																																																	
	pH	Eh	PEW	Temp.	Na ⁺	K ⁺	Li ⁺	NH ₄ ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba ²⁺	Sr ²⁺	Fe _{og}	Fe ²⁺	Fe ³⁺	Mn ²⁺	Zn ²⁺	Cu ²⁺	Ni ²⁺	Co ²⁺	Pb ²⁺	Hg ²⁺	Cd ²⁺	Se ²⁺	Sb ⁺³	Al ⁺³	Cr _{og}	Ti ⁴⁺	As ³⁺	NO ₃	NO ₂	NH ₄	Cl ⁻	F ⁻	U ⁺	Br ⁻	J ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	PO ₄ ³⁻	B	S ⁻	H ₂ S	HSiO ₃						
Belchatów Gidle 5	+	-	-	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	+	-	-	-	-	+				
Bydgoszcz Wilcze IG-1	+	-	-	+	+	+	+	-	+	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-		
Elbląg Pasiek IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-		
Gdańsk Spot IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	+	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-		
Gdynia Słupsk IG-1	+	-	-	+	+	+	+	-	+	+	-	-	-	+	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	-	+	+	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
Grudziądz Grudziądz IG-1	+	-	-	+	+	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-		
Kalisz Florentyna IG-2	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	+	+	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	
Koszalin Dunowo 1	+	-	-	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-			
Opole Wołczyn IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	+	+	-	-	-	-	-		
Piaseczno Żyrów 2	+	-	-	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	
Piła Czaplinek IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	+	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	
Płock Bodzanów IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-		
Poznań Środa IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	+	+	-	-	-	-	-		
Pruszków Nadarzyn IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-		
Radom Ostałów PIG-2	+	-	-	+	+	+	+	-	+	+	-	+	-	+	+	-	+	+	+	+	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-		
Rumia Spot IG-1	+	-	-	+	+	+	+	-	+	+	-	-	-	+	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	
Siedlce Żebrak IG-1	+	-	-	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+	
Słupsk Słupsk IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	
Tczew Malbork IG-1	+	-	-	+	+	+	+	-	+	+	-	+	+	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	
Warszawa Nadarzyn IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	
Wrocław Wielgie IG-2	+	-	-	+	+	+	+	-	+	+	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	

Tabela 19 Zakres oznaczeń wskaźników fizyko-chemicznych w piętrze jury dolnej

Miejscowość Otwór	Wskaźniki fizyko-chemiczne																																																	
	pH	Eh	PEW	Temp.	Na ⁺	K ⁺	Li ⁺	NH ₄ ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba ²⁺	Sr ²⁺	Fe _{og}	Fe ²⁺	Fe ³⁺	Mn ²⁺	Zn ²⁺	Cu ²⁺	Ni ²⁺	Co ²⁺	Pb ²⁺	Hg ²⁺	Cd ²⁺	Se ²⁺	Sb ³⁺	Al ³⁺	Cr _{og}	Ti ⁴⁺	As ³⁺	NO ₃	NO ₂	NH ₄	Cl ⁻	F ⁻	U ⁺	Br ⁻	J ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ²⁻	PO ₄ ³⁻	B	S ⁻	H ₂ S	HSiO ₃						
Bełchatów Kleszczów GT-1	+	-	-	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+		
Bydgoszcz Czanowo 1	+	-	+	+	+	-	-	+	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-			
Gorzów Wielk. Jeniniec 2	+	-	-	+	+	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	+	+	-	-	-	-	-			
Inowrocław Konary IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-			
Kalisz Kalisz IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-			
Koszalin Jamno IG-3	+	-	-	+	+	+	+	-	+	+	-	+	-	+	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-		
Legionowo Jacharanka GT1	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+	-	+	-	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	-	+	-	-	+		
Pabianice Tuszyn 9	+	-	-	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+		
Piaseczno Piaseczno GT-1	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	-	+	-	-	-	-	
Piotrków Tryb. Bełchatów 10	+	-	-	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-		
Płock Gostynin IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-		
Poznań Swarzędz IGH-1	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
Tczew Malbork IG-1	+	-	-	+	+	+	+	-	+	+	-	+	+	-	-	+	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+		
Warszawa Warszawa	+	-	-	+	+	+	+	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	+	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-
Włocławek Brześć Kuj. IG-1	+	-	-	+	+	+	+	-	+	+	-	+	+	-	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+		
Grudziądz Grudziądz IG-1	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	-	+	-	-	-	-	
Elbląg Czarnowo 1	+	-	+	+	+	-	-	+	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+		
Gniezno Janowiec 3	+	-	-	+	+	-	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-		
Łomża Łomża IG-1	-	-	-	+	+	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Piła Piła IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	
Pruszków Nadarzyn IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-		
Szczecin Chabowo 3	+	-	+	+	+	-	-	-	+	+	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	+	+	+	-	-	-	-	+		

Tabela 20 Zakres oznaczeń wskaźników fizyko-chemicznych w piętrze kredy dolnej

Miejscowość Otwór	Wskaźniki fizyko-chemiczne																																														
	pH	Eh	PEW	Temp.	Na ⁺	K ⁺	Li ⁺	NH ₄ ⁺	Ca ⁺²	Mg ²⁺	Ba ²⁺	Sr ²⁺	Fe _{og}	Fe ²⁺	Fe ³⁺	Mn ²⁺	Zn ²⁺	Cu ²⁺	Ni ²⁺	Co ²⁺	Pb ²⁺	Hg ²⁺	Cd ²⁺	Se ²⁺	Sb ³⁺	Al ³⁺	Cr _{og}	Ti ⁴⁺	As ³⁺	NO ₃	NO ₂	NH ₄	Cl ⁻	F ⁻	U ⁺	Br ⁻	I ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	PO ₄ ³⁻	B	S ⁻	H ₂ S	HSiO ₃			
Płock Gostynin IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	-	-	-	-	-	
Pruszków Nadarzyn IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	+	+	+	-	-	-	-	-	
Grudziądz Grudziądz IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-	
Piaseczno Piaseczno GT-1	+	-	+	+	+	+	-	-	+	+	-	-	+	-	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	+
Pabianice Łódź ECII-3	+	-	+	+	+	+	-	-	+	+	-	-	+	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	+	-	+	+	-	-	-	-	-
Warszawa Iwiczna IG-1	-	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	
Inowrocław Cykowo IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	-	-	-	-	-	
Radom Lisów 1	+	-	-	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	
Łódź Łódź ECII-3	+	-	+	+	+	+	-	-	+	+	-	-	+	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	+	-	+	+	+	-	-	-	
Gniezno Wągrowiec IG1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	+	+	-	-	-	-	-	
Gorzów Wielk. Myślibórz GN1	+	-	-	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	+	-	+	+	-	-	-	-	-	
Legionowo Iwiczna IG-1	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	
Olsztyn Dobre Miasto 3	+	-	-	+	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-
Szczecin Chabowo 2	+	-	-	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	
Zgierz Łódź ECII-3	+	+	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-	+	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+	-	-	-	-	+	

4.5. Rozkład wartości wskaźnika SI

Poniżej, dla wszystkich wybranych lokalizacji pokazano prognozowaną wartość wskaźnika SI dla wybranych, głównych faz mineralnych i gazowych przy prognozowanej temperaturze w złożu oraz po schłodzeniu wody odpowiednio o 5, 10, 15 i 20°C (od temperatury w złożu). Obliczone wartości wskaźnika SI przedstawiano w poniższych tabelach 21-30.

Rejon Bełchatowa – piętro triasu dolnego

Przyjmując założenie, że w złożu panują warunki stanu równowagi termodynamicznej, przy temperaturze 70°C woda wykazuje nieznaczne przesycenie względem anhydrytu oraz warunki stanu równowagi z pozostałymi węglanowymi i siarczanowymi fazami mineralnymi (gips, aragonit, kalcyt, dolomit). Stwierdzono natomiast tendencję do wytrącania się z wody związków żelaza. Minerale chlorkowe np. halit w warunkach złożowych charakteryzują się tendencją do rozpuszczania. Woda w temperaturze złożowej będzie nasycona głównie minerałami żelazistymi i wykazywać będzie jednoczesną zdolność do rozpuszczania i wytrącania faz węglanowych i siarczanowych. W odniesieniu do krzemianów stwierdzono przesycenie wody względem tych faz mineralnych, co skutkuje ich potencjalną możliwością do wytrącania. Potencjalnie obecne fazy gazowe charakteryzują się dużą zdolnością do dalszego rozpuszczania w roztworze. Obliczone wartości wskaźnika SI przedstawiono w poniższej tabeli (Tabela 21).

Tabela 21 Rejon Bełchatowa - piętro triasu dolnego

Faza	Wartość wskaźnika SI*					Wzór	5%log k
	Temperatura w złożu [°C]	Obniżenie temperatury do ... [°C]					
		70	65	60	55		
Anhydryt	0,24	0,19	0,15	0,11	0,07	CaSO ₄	±0,218
Gips	-0,08	-0,08	-0,08	-0,07	-0,06	CaSO ₄ ·2H ₂ O	±0,229
Aragonit	0,08	0,03	-0,02	-0,07	-0,12	CaCO ₃	±0,417
Kalcyt	0,2	0,15	0,11	0,06	0,01	CaCO ₃	±0,424
Dolomit	0,25	0,19	0,11	0,02	-0,08	CaMg(CO ₃) ₂	±0,855
Dwutlenek węgla	-2,28	-2,31	-2,35	-2,38	-2,41	CO ₂	±0,073
Tlen	-30,24	-31,52	-32,84	-34,2	-35,61	O ₂	±0,148
Wodorotlenek żelaza (III)	1,96	2,12	2,29	2,47	2,65	Fe(OH) ₃	±0,245
Getyt	9,34	9,37	9,4	9,43	9,46	FeOOH	±0,050
Hematyt	20,97	21,02	21,06	21,1	21,14	Fe ₂ O ₃	±0,200
Krzemionka amorficzna	0,16	0,19	0,22	0,26	0,29	SiO ₂	±0,136
Halit	-0,18	-0,17	-0,15	-0,14	-0,12	NaCl	±0,079

* kolor żółty – możliwość wytrącania, brak koloru – warunki stanu równowagi, kolor zielony – możliwość rozpuszczania

W kolejnym etapie dokonano obliczeń polegających na schłodzeniu wody złożowej w 4 krokach obliczeniowych (krok o interwale 5°C). Etap ten miał na celu ocenę tendencji zmian stanu termodynamicznego wody przy jej schłodzeniu. Tendencja do wytrącania węglanów maleje w funkcji spadku temperatury. Z kolei dla minerałów krzemionkowych spadek temperatury odwzorowuje się tendencją do wzrostu potencjalnych możliwości wytrącania. Nie zaobserwowano tendencji do wytrącania minerałów węglanowych i siarczanowych – pozostają one w analizowanym zakresie temperatur w warunkach stanu równowagi. Wszystkie formy krzemionkowe wykazują przesycenie względem roztworu wodnego, co może skutkować powstawaniem wtórnych krzemionkowych faz mineralnych. Podobny proces zachodzi dla form

żelaza. Wobec czego istnieje możliwość powstawania w instalacji form żelazistych i krzemianowych oraz podrzędnie węglanowych.

Rejon Siedlec – piętro triasu dolnego

Przyjmując założenie, że w złożu panują warunki stanu równowagi termodynamicznej, przy temperaturze 34°C woda charakteryzuje się warunkami stanu równowagi z anhydrytem. W przypadku pozostałych węglanowych i siarczanowych faz mineralnych (gips, aragonit, kalcyt, dolomit) stwierdzono występowanie warunków umożliwiających wytrącanie się z tych faz z roztworu. Zaobserwowano także tendencję do wytrącania się z wody związków żelaza w postaci faz mineralnych. Z kolei $\text{Fe}(\text{OH})_3$ posiada zdolność do rozpuszczania się w roztworze. Minerale chlorkowe np. halit w warunkach złożowych charakteryzują się tendencją do rozpuszczania. Woda w temperaturze złożowej będzie nasycona minerałami żelazistymi i wykazywać będzie jednoczesną zdolność do wytrącania faz węglanowych i siarczanowych. W odniesieniu do krzemianów stwierdzono niedosycenie wody względem tych faz mineralnych, co skutkuje ich potencjalną możliwością do rozpuszczania. Potencjalnie obecne fazy gazowe charakteryzują się dużą zdolnością do dalszego rozpuszczania w roztworze. Obliczone wartości wskaźnika SI przedstawiono w poniższej tabeli (Tabela 22).

Tabela 22 Rejon Siedlec - piętro triasu dolnego

Faza	Wartość wskaźnika SI*					Wzór	5%log k
	Temperatura w złożu [°C]	Obniżenie temperatury do ... [°C]					
		34	29	24	19		
Anhydryt	0,09	0,07	0,06	0,06	0,07	CaSO ₄	±0,218
Gips	0,26	0,27	0,28	0,30	0,32	CaSO ₄ ·2H ₂ O	±0,229
Aragonit	1,52	1,55	1,57	1,58	1,60	CaCO ₃	±0,417
Kalcyt	1,66	1,69	1,71	1,73	1,75	CaCO ₃	±0,424
Dolomit	1,02	1,13	1,22	1,27	1,29	CaMg(CO ₃) ₂	±0,855
Dwutlenek węgla	-10,15	-10,1	-10,04	-9,98	-9,93	CO ₂	±0,073
Tlen	-16,44	-18,06	-19,73	-21,47	-23,27	O ₂	±0,148
Wodorotlenek żelaza (III)	-0,91	-0,53	-0,14	0,26	0,68	Fe(OH) ₃	±0,245
Getyt	5,3	5,51	5,72	5,94	6,17	FeOOH	±0,050
Hematyt	12,65	13,04	13,44	13,86	14,29	Fe ₂ O ₃	±0,200
Krzemionka amorficzna	-4,53	-4,4	-4,26	-4,12	-3,98	SiO ₂	±0,136
Halit	-3,49	-3,48	-3,46	-3,45	-3,43	NaCl	±0,079

* kolor żółty – możliwość wytrącania, brak koloru – warunki stanu równowagi, kolor zielony – możliwość rozpuszczania

W kolejnym etapie dokonano obliczeń polegających na schłodzeniu wody złożowej. Etap ten miał na celu ocenę tendencji zmian stanu termodynamicznego wody przy jej schłodzeniu. Możliwość do wytrącania węglanów wzrasta wraz ze spadkiem temperatury wody. Podobny trend można zaobserwować dla minerałów krzemionkowych - obniżenie temperatury odwzorowuje się tendencją do wzrostu potencjalnych możliwości rozpuszczania. Zaobserwowano wyraźną tendencję do wytrącania minerałów węglanowych i siarczanowych – pozostają one w analizowanym zakresie temperatur w warunkach stanu przesylenia. Wszystkie formy krzemionkowe wykazują niedosycenie względem roztworu wodnego, co skutkować będzie rozpuszczaniem krzemionkowych faz mineralnych. Odwrotny proces zachodzi dla form żelaza. Wobec czego istnieje możliwość powstawania w instalacji form żelazistych form węglanowych i siarczanowych.

Rejon Bełchatowa – piętro jury dolnej

Przyjmując założenie, że w złożu panują warunki stanu równowagi termodynamicznej, przy temperaturze 92°C woda charakteryzuje się niedosyceniem względem minerałów siarczanowych, co jest tendencją sprzyjającą do rozpuszczania ich w roztworze. W przypadku węglanowych faz mineralnych stwierdzono występowanie warunków umożliwiających wytrącanie się z tych faz z roztworu. Zaobserwowano także tendencję do wytrącania się z wody związków żelaza – jako stosunkowo stabilne fazy typu getytu czy hematytu. Z kolei $\text{Fe}(\text{OH})_3$ posiada zdolność do rozpuszczania się w roztworze. Minerale chlorkowe np. halit w warunkach złożowych charakteryzują się tendencją do rozpuszczania. Woda w temperaturze złożowej będzie nasycona minerałami żelazistymi i wykazywać będzie jednoczesną zdolność do wytrącania faz węglanowych. W odniesieniu do krzemianów stwierdzono niedosycenie wody względem tych faz mineralnych, co skutkuje ich potencjalną możliwością do rozpuszczania. Potencjalnie obecne fazy gazowe charakteryzują się dużą zdolnością do dalszego rozpuszczania w roztworze. Obliczone wartości wskaźnika SI przedstawiono poniższej tabeli (Tabela 23).

Tabela 23 Rejon Bełchatowa - piętro jury dolnej

Faza	Wartość wskaźnika SI*					Wzór	5%log k
	Temperatura w złożu [°C]	Obniżenie temperatury do ... [°C]					
		92	87	82	77		
Anhydryt	-1,68	-1,75	-1,82	-1,89	-1,96	CaSO ₄	±0,218
Gips	-2,05	-2,06	-2,07	-2,09	-2,10	CaSO ₄ ·2H ₂ O	±0,229
Aragonit	0,62	0,57	0,52	0,46	0,41	CaCO ₃	±0,417
Kalcyt	0,73	0,68	0,63	0,57	0,52	CaCO ₃	±0,424
Dolomit	1,15	1,11	1,06	1,00	0,93	CaMg(CO ₃) ₂	±0,855
Dwutlenek węgla	-1,56	-1,6	-1,64	-1,67	-1,71	CO ₂	±0,073
Tlen	-19,48	-20,6	-21,76	-22,95	-24,18	O ₂	±0,148
Wodorotlenek żelaza (III)	-1,21	-0,99	-0,78	-0,55	-0,33	Fe(OH) ₃	±0,245
Getyt	6,63	6,72	6,82	6,92	7,01	FeOOH	±0,050
Hematyt	15,52	15,70	15,87	16,05	16,22	Fe ₂ O ₃	±0,200
Krzemionka amorficzna	-1,26	-1,23	-1,20	-1,17	-1,14	SiO ₂	±0,136
Halit	-4,26	-4,25	-4,24	-4,23	-4,22	NaCl	±0,079

* kolor żółty – możliwość wytrącania, brak koloru – warunki stanu równowagi, kolor zielony – możliwość rozpuszczania

W kolejnym etapie dokonano obliczeń polegających na schłodzeniu wody złożowej. Etap ten miał na celu ocenę tendencji zmian stanu termodynamicznego wody przy jej schłodzeniu. Możliwość do wytrącania węglanów spada wraz ze spadkiem temperatury wody. Odwrotny trend można zaobserwować dla minerałów krzemionkowych - obniżenie temperatury odwzorowuje się tendencją do powolnego przesuwania się wartości wskaźnika SI w kierunku stanu równowagi. Zaobserwowano wyraźną tendencję do rozpuszczania minerałów siarczanowych i wytrącania faz węglanowych – obserwowane dla nich tendencje nie zmieniają się w toku schładzania roztworu wodnego. Formy krzemionkowe wykazują niedosycenie względem roztworu wodnego, co skutkować będzie rozpuszczaniem krzemionkowych faz mineralnych. Odwrotny proces zachodzi dla form żelaza. Wobec czego istnieje możliwość powstawania w instalacji form węglanowych z dużą ilością związków żelaza.

Rajon Legionowa – piętro jury dolnej

Przyjmując założenie, że w złożu panują warunki stanu równowagi termodynamicznej, przy temperaturze 27°C woda charakteryzuje się warunkami stanu niedosycenia węglanowych i siarczanowych faz mineralnych, co skutkuje zdolnością roztworu wodnego do rozpuszczania minerałów tego typu. Zaobserwowano także tendencję do wytrącania się z wody związków żelaza. Minerale chlorkowe np. halit w warunkach złożowych charakteryzują się tendencją do rozpuszczania. Woda w temperaturze złożowej będzie nasycona minerałami żelazistymi i wykazywać będzie jednoczesną zdolność do rozpuszczania faz węglanowych i siarczanowych. W odniesieniu do krzemianów stwierdzono niedosycenie wody względem tych faz mineralnych, co skutkuje ich potencjalną możliwością do rozpuszczania. Potencjalnie obecne fazy gazowe charakteryzują się dużą zdolnością do dalszego rozpuszczania w roztworze. Obliczone wartości wskaźnika SI przedstawiono w poniższej tabeli (Tabela 24).

Tabela 24 Rajon Legionowa - piętro jury dolnej

Faza	Wartość wskaźnika SI*					Wzór	5%log k
	Temperatura w złożu [°C]	Obniżenie temperatury do ... [°C]					
		27	22	17	12		
Anhydryt	-0,74	-0,74	-0,73	-0,72	-0,69	CaSO ₄	±0,218
Gips	-0,57	-0,55	-0,52	-0,5	-0,47	CaSO ₄ ·2H ₂ O	±0,229
Aragonit	-0,66	-0,74	-0,82	-0,91	-1,00	CaCO ₃	±0,417
Kalcyt	-0,52	-0,59	-0,67	-0,75	-0,85	CaCO ₃	±0,424
Dolomit	-1,01	-1,22	-1,44	-1,69	-1,97	CaMg(CO ₃) ₂	±0,855
Dwutlenek węgla	-1,42	-1,46	-1,5	-1,54	-1,58	CO ₂	±0,073
Tlen	-41,75	-43,45	-45,21	-47,04	-48,93	O ₂	±0,148
Wodorotlenek żelaza (III)	2,37	2,59	2,81	3,05	3,28	Fe(OH) ₃	±0,245
Getyt	8,35	8,39	8,43	8,47	8,51	FeOOH	±0,050
Hematyt	18,74	18,79	18,85	18,91	18,96	Fe ₂ O ₃	±0,200
Krzemionka amorficzna	-0,62	-0,58	-0,54	-0,49	-0,45	SiO ₂	±0,136
Halit	-1,81	-1,80	-1,78	-1,77	-1,75	NaCl	±0,079

* kolor żółty – możliwość wytrącania, brak koloru – warunki stanu równowagi, kolor zielony – możliwość rozpuszczania

W kolejnym etapie dokonano obliczeń polegających na schłodzeniu wody złożowej. Etap ten miał na celu ocenę tendencji zmian stanu termodynamicznego wody przy jej schłodzeniu. W przypadku faz węglanowych wzrasta ich zdolność do rozpuszczania się w roztworze wraz ze spadkiem temperatury wody. Odwrotny trend można zaobserwować dla minerałów krzemionkowych - obniżenie temperatury odwzorowuje się tendencją do wzrostu potencjalnych możliwości wytrącania. Dla minerałów siarczanowych – w analizowanym zakresie temperatur pozostają one w warunkach stanu niedosycenia, choć wartości wskaźnika SI nieznacznie dążą do stanu równowagi. Formy krzemionkowe wykazują niedosycenie względem roztworu wodnego, co skutkuje ich potencjalnym rozpuszczaniem. Odwrotny proces zachodzi dla form żelaza – posiadają one bardzo wysokie wartości wskaźnika SI, przez co należy spodziewać się wytrącania różnych form żelaza w instalacji.

Rejon Pabianic – piętro jury dolnej

Przyjmując założenie, że w złożu panują warunki stanu równowagi termodynamicznej, przy temperaturze 33°C woda charakteryzuje się niedosyceniem względem minerałów siarczanowych, co jest tendencją sprzyjającą do rozpuszczania ich w roztworze. W przypadku węglanowych faz mineralnych stwierdzono występowanie warunków stanu równowagi – co umożliwia teoretycznie jednoczesne rozpuszczanie i wytrącanie się tych faz. Zaobserwowano także tendencję do wytrącania się z wody wszystkich typów związków żelaza. Minerały chlorkowe np. halit w warunkach złożowych charakteryzują się tendencją do rozpuszczania. Woda w temperaturze złożowej będzie nasycona minerałami żelazistymi i wykazywać będzie jednoczesną zdolność do wytrącania i rozpuszczania faz węglanowych. W odniesieniu do krzemionów stwierdzono niedosycenie wody względem tych faz mineralnych, co skutkuje ich potencjalną możliwością do rozpuszczania. Fazy gazowe charakteryzują się zdolnością do dalszego rozpuszczania w roztworze. Obliczone wartości wskaźnika SI przedstawiono w poniższej tabeli (Tabela 25).

Tabela 25 Rejon Pabianic - piętro jury dolnej

Faza	Wartość wskaźnika SI*					Wzór	5%log k
	Temperatura w złożu [°C]	Obniżenie temperatury do ... [°C]					
		33	28	23	18		
Anhydryt	-1,45	-1,46	-1,46	-1,46	-1,45	CaSO ₄	±0,218
Gips	-1,28	-1,27	-1,25	-1,24	-1,21	CaSO ₄ ·2H ₂ O	±0,229
Aragonit	-0,07	-0,14	-0,21	-0,29	-0,38	CaCO ₃	±0,417
Kalcyt	0,07	0,00	-0,07	-0,15	-0,23	CaCO ₃	±0,424
Dolomit	-0,13	-0,31	-0,51	-0,74	-0,99	CaMg(CO ₃) ₂	±0,855
Dwutlenek węgla	-0,92	-0,96	-1,00	-1,04	-1,08	CO ₂	±0,073
Tlen	-39,37	-41	-42,69	-44,44	-46,25	O ₂	±0,148
Wodorotlenek żelaza (III)	3,06	3,28	3,5	3,73	3,96	Fe(OH) ₃	±0,245
Getyt	9,24	9,29	9,33	9,38	9,42	FeOOH	±0,050
Hematyt	20,54	20,6	20,67	20,74	20,8	Fe ₂ O ₃	±0,200
Krzemionka amorficzna	-0,58	-0,54	-0,5	-0,46	-0,42	SiO ₂	±0,136
Halit	-2,45	-2,44	-2,42	-2,41	-2,39	NaCl	±0,079

* kolor żółty – możliwość wytrącania, brak koloru – warunki stanu równowagi, kolor zielony – możliwość rozpuszczania

W kolejnym etapie dokonano obliczeń polegających na schłodzeniu wody złożowej. Etap ten miał na celu ocenę tendencji zmian stanu termodynamicznego wody przy jej schłodzeniu. Wraz ze spadkiem temperatury wody wzrasta możliwość do rozpuszczania faz węglanowych. Odwrotny trend można zaobserwować dla minerałów krzemionkowych - obniżenie temperatury odwzorowuje się tendencją do powolnego przesuwania się wartości wskaźnika SI w kierunku stanu równowagi. W przypadku minerałów siarczanowych – obserwowane dla nich wartości wskaźnika SI (w polu rozpuszczania) nie zmieniają się w toku schładzania roztworu wodnego. Formy krzemionkowe wykazują powolne wysycanie roztworu (odwzorowane wzrostem wartości SI, co świadczy o stałym dopływie krzemionki i malejącej zdolności roztworu wodnego do rozpuszczania krzemionkowych faz mineralnych. Podobny proces zachodzi dla form żelaza. Wobec czego istnieje możliwość powstawania w instalacji form węglanowych z dużą ilością związków żelaza.

Rejon Poznania – piętro jury dolnej

Przyjmując założenie, że w złożu panują warunki stanu równowagi termodynamicznej, przy temperaturze 35°C woda charakteryzuje się niedosyceniem względem minerałów siarczanowych, co jest tendencją sprzyjającą do ich rozpuszczania. Węglanowe fazy mineralne charakteryzują się występowaniem warunków stanu równowagi. Zaobserwowano także stabilną tendencję do wytrącania się z wody związków żelaza. Minerały chlorkowe np. halit w warunkach złożowych charakteryzują się tendencją do rozpuszczania. Woda w temperaturze złożowej będzie nasycona minerałami żelazistymi i wykazywać będzie jednoczesną zdolność do wytrącania i rozpuszczania faz węglanowych. W odniesieniu do krzemianów stwierdzono niedosycenie wody względem tych faz mineralnych, co skutkuje ich potencjalną możliwością do rozpuszczania. Fazy gazowe charakteryzują się zdolnością do dalszego rozpuszczania w roztworze. Obliczone wartości wskaźnika SI przedstawiono w poniższej tabeli (Tabela 26).

Tabela 26 Rejon Poznania - piętro jury dolnej

Faza	Wartość wskaźnika SI*					Wzór	5%log k
	Temperatura w złożu [°C]	Obniżenie temperatury do ... [°C]					
		35	30	25	20		
Anhydryt	-1,90	-1,92	-1,93	-1,93	-1,92	CaSO ₄	±0,218
Gips	-1,73	-1,72	-1,71	-1,70	-1,68	CaSO ₄ ·2H ₂ O	±0,229
Aragonit	-0,05	-0,12	-0,19	-0,26	-0,34	CaCO ₃	±0,417
Kalcyt	0,08	0,02	-0,05	-0,12	-0,19	CaCO ₃	±0,424
Dolomit	0,20	0,03	-0,16	-0,36	-0,59	CaMg(CO ₃) ₂	±0,855
Dwutlenek węgla	-1,65	-1,68	-1,72	-1,75	-1,78	CO ₂	±0,073
Tlen	-35,76	-37,37	-39,04	-40,76	-42,54	O ₂	±0,148
Wodorotlenek żelaza (III)	3,00	3,26	3,51	3,77	4,03	Fe(OH) ₃	±0,245
Getyt	9,24	9,33	9,41	9,49	9,56	FeOOH	±0,050
Hematyt	20,54	20,69	20,83	20,96	21,09	Fe ₂ O ₃	±0,200
Krzemionka amorficzna	-0,94	-0,90	-0,86	-0,81	-0,77	SiO ₂	±0,136
Halit	-3,13	-3,12	-3,10	-3,09	-3,08	NaCl	±0,079

* kolor żółty – możliwość wytrącania, brak koloru – warunki stanu równowagi, kolor zielony – możliwość rozpuszczania

W kolejnym etapie dokonano obliczeń polegających na schłodzeniu wody złożowej. Etap ten miał na celu ocenę tendencji zmian stanu termodynamicznego wody przy jej schłodzeniu. Wraz ze spadkiem temperatury wody wzrasta możliwość do rozpuszczania faz węglanowych. Odwrotny trend można zaobserwować dla minerałów krzemionkowych - obniżenie temperatury odwzorowuje się tendencją do powolnego przesuwania się wartości wskaźnika SI w kierunku stanu równowagi. W przypadku minerałów siarczanowych – obserwowane dla nich wartości wskaźnika SI (w polu rozpuszczania) nie zmieniają się w toku schładzania roztworu wodnego. Formy krzemionkowe wykazują powolne wysycanie roztworu minerałami krzemionkowymi. Dla form żelaza obserwuje się stabilną tendencję do coraz silniejszego przesylenia. Wobec czego istnieje możliwość powstawania w instalacji form węglanowych z dużą ilością związków żelaza.

Rejon Warszawy – piętro jury dolnej

Przyjmując założenie, że w złożu panują warunki stanu równowagi termodynamicznej, przy temperaturze 27°C woda charakteryzuje się niedosyceniem względem minerałów siarczanowych, co jest tendencją sprzyjającą do ich rozpuszczania. Węglanowe fazy mineralne charakteryzują się występowaniem warunków stanu przesylenia. Odnotowano również stabilną tendencję do wytrącania się z wody związków żelaza. Minerały chlorkowe np. halit w warunkach złożowych charakteryzują się tendencją do rozpuszczania. Woda w temperaturze złożowej będzie nasycona minerałami żelazistymi i wykazywać będzie jednoczesną zdolność do wytrącania faz węglanowych. W odniesieniu do krzemianów stwierdzono niedosycenie wody, co skutkuje ich potencjalną możliwością do rozpuszczania. Fazy gazowe charakteryzują się zdolnością do dalszego rozpuszczania w roztworze. Obliczone wartości wskaźnika SI przedstawiono w poniższej tabeli (Tabela 27).

Tabela 27 Rejon Warszawy - piętro jury dolnej

Faza	Wartość wskaźnika SI*					Wzór	5%log k
	Temperatura w złożu [°C]	Obniżenie temperatury do ... [°C]					
		27	22	17	12		
Anhydryt	-0,84	-0,84	-0,83	-0,82	-0,79	CaSO ₄	±0,218
Gips	-0,67	-0,65	-0,63	-0,6	-0,57	CaSO ₄ ·2H ₂ O	±0,229
Aragonit	0,49	0,42	0,35	0,28	0,20	CaCO ₃	±0,417
Kalcyt	0,63	0,57	0,50	0,43	0,36	CaCO ₃	±0,424
Dolomit	1,35	1,17	0,97	0,75	0,51	CaMg(CO ₃) ₂	±0,855
Dwutlenek węgla	-2,16	-2,19	-2,21	-2,24	-2,26	CO ₂	±0,073
Tlen	-37,99	-39,69	-41,45	-43,28	-45,17	O ₂	±0,148
Wodorotlenek żelaza (III)	3,98	4,24	4,49	4,75	5,02	Fe(OH) ₃	±0,245
Getyt	9,96	10,04	10,11	10,18	10,25	FeOOH	±0,050
Hematyt	21,96	22,09	22,21	22,32	22,43	Fe ₂ O ₃	±0,200
Krzemionka amorficzna	-0,77	-0,72	-0,68	-0,64	-0,59	SiO ₂	±0,136
Halit	-1,82	-1,81	-1,79	-1,78	-1,76	NaCl	±0,079

* kolor żółty – możliwość wytrącania, brak koloru – warunki stanu równowagi, kolor zielony – możliwość rozpuszczania.

W kolejnym etapie dokonano obliczeń polegających na schłodzeniu wody złożowej. Etap ten miał na celu ocenę tendencji zmian stanu termodynamicznego wody przy jej schłodzeniu. Wraz ze spadkiem temperatury wody wzrasta możliwość do rozpuszczania faz węglanowych. Odwrotny trend można zaobserwować dla minerałów krzemionkowych - obniżenie temperatury odwzorowuje się tendencją do powolnego przesuwania się wartości wskaźnika SI w kierunku stanu równowagi. Analogiczny jak dla krzemianów trend występuje w odniesieniu do minerałów siarczanowych. Formy krzemionkowe wykazują powolne wysycanie roztworu minerałami krzemionkowymi. Dla form żelaza obserwuje się stabilną tendencję do coraz silniejszego przesylenia. Wobec czego istnieje możliwość powstawania w instalacji form węglanowych z dużą ilością związków żelaza.

Rejon Grudziądz – piętro jury dolnej

Przyjmując założenie, że w złożu panują warunki stanu równowagi termodynamicznej, przy temperaturze 47°C woda charakteryzuje się niedosyceniem względem minerałów siarczanowych. Węglanowe faz mineralne charakteryzują się występowaniem warunków stanu przesycenia dla aragonitu i stanu równowagi dla kalcytu i dolomitu. Występują także stabilne warunki do wytrącania się z wody związków żelaza. Minerały chlorkowe np. halit w warunkach złożowych charakteryzują się tendencją do rozpuszczania. Woda w temperaturze złożowej będzie nasycona minerałami żelazistymi i wykazywać będzie jednoczesną zdolność do wytrącania i rozpuszczania faz węglanowych. W odniesieniu do krzemianów stwierdzono niedosycenie wody, co skutkuje ich potencjalną możliwością do rozpuszczania. Fazy gazowe charakteryzują się zdolnością do dalszego rozpuszczania w roztworze. Obliczone wartości wskaźnika SI przedstawiono w poniższej tabeli (Tabela 28).

Tabela 28 Rejon Grudziądz - piętro jury dolnej

Faza	Wartość wskaźnika SI*					Wzór	5%log k
	Temperatura w złożu [°C]	Obniżenie temperatury do ... [°C]					
		47	42	37	32		
Anhydryt	-0,88	-0,91	-0,93	-0,94	-0,95	CaSO ₄	±0,218
Gips	-0,83	-0,82	-0,81	-0,79	-0,78	CaSO ₄ ·2H ₂ O	±0,229
Aragonit	-0,31	-0,37	-0,44	-0,50	-0,57	CaCO ₃	±0,417
Kalcyt	-0,18	-0,24	-0,30	-0,36	-0,43	CaCO ₃	±0,424
Dolomit	-0,16	-0,29	-0,44	-0,60	-0,79	CaMg(CO ₃) ₂	±0,855
Dwutlenek węgla	-1,24	-1,27	-1,31	-1,34	-1,38	CO ₂	±0,073
Tlen	-35,51	-37,00	-38,53	-40,12	-41,76	O ₂	±0,148
Wodorotlenek żelaza (III)	3,12	3,32	3,52	3,73	3,94	Fe(OH) ₃	±0,245
Getyt	9,76	9,80	9,84	9,88	9,93	FeOOH	±0,050
Hematyt	21,64	21,7	21,77	21,83	21,89	Fe ₂ O ₃	±0,200
Krzemionka amorficzna	-1,21	-1,17	-1,14	-1,10	-1,06	SiO ₂	±0,136
Halit	-1,78	-1,77	-1,75	-1,74	-1,72	NaCl	±0,079

* kolor żółty – możliwość wytrącania, brak koloru – warunki stanu równowagi, kolor zielony – możliwość rozpuszczania.

W kolejnym etapie dokonano obliczeń polegających na schłodzeniu wody złożowej. Etap ten miał na celu ocenę tendencji zmian stanu termodynamicznego wody przy jej schłodzeniu. Wraz ze spadkiem temperatury wody wzrasta możliwość do rozpuszczania faz węglanowych. Odwrotny trend można zaobserwować dla minerałów krzemionkowych - obniżenie temperatury odwzorowuje się tendencją do powolnego przesuwania się wartości wskaźnika SI w kierunku stanu równowagi. Analogiczny jak dla węglanów trend występuje w odniesieniu do minerałów siarczanowych – spadek temperatury roztworu sprzyja zdolności do rozpuszczania tych faz mineralnych. Formy krzemionkowe wykazują brak zmian wartości wskaźnika SI na schładzanie roztworu wodnego. Dla form żelaza obserwuje się stabilną tendencję do coraz silniejszego przesycenia.

Rejon Gniezna – piętro jury dolnej

Przyjmując założenie, że w złożu panują warunki stanu równowagi termodynamicznej, przy temperaturze 40°C woda charakteryzuje się niedosyceniem względem minerałów siarczanowych. Węglanowe fazy mineralne charakteryzują się występowaniem warunków stanu przesylenia. Występują także stabilne warunki do wytrącania się z wody związków żelaza. Minerale chlorkowe np. halit w warunkach złożowych charakteryzują się tendencją do rozpuszczania. Woda w temperaturze złożowej będzie nasycona minerałami żelazistymi i wykazywać będzie jednoczesną zdolność do wytrącania faz węglanowych. W odniesieniu do krzemianów stwierdzono niedosycenie wody, co skutkuje ich potencjalną możliwością do rozpuszczania. Fazy gazowe charakteryzują się zdolnością do dalszego rozpuszczania w roztworze. Obliczone wartości wskaźnika SI przedstawiono w poniższej tabeli (Tabela 29).

Tabela 29 Rejon Gniezna - piętro jury dolnej

Faza	Wartość wskaźnika SI*					Wzór	5%log k
	Temperatura w złożu [°C]	Obniżenie temperatury do ... [°C]					
		40	35	30	25		
Anhydryt	-0,46	-0,48	-0,49	-0,50	-0,50	CaSO ₄	±0,218
Gips	-0,35	-0,34	-0,33	-0,32	-0,30	CaSO ₄ ·2H ₂ O	±0,229
Aragonit	0,60	0,54	0,48	0,41	0,34	CaCO ₃	±0,417
Kalcyt	0,74	0,68	0,62	0,55	0,49	CaCO ₃	±0,424
Dolomit	-	-	-	-	-	CaMg(CO ₃) ₂	±0,855
Dwutlenek węgla	-1,29	-1,33	-1,36	-1,39	-1,42	CO ₂	±0,073
Tlen	-36,00	-37,55	-39,16	-40,82	-42,55	O ₂	±0,148
Wodorotlenek żelaza (III)	3,52	3,74	3,96	4,19	4,42	Fe(OH) ₃	±0,245
Getyt	9,93	9,99	10,04	10,09	10,14	FeOOH	±0,050
Hematyt	21,96	22,05	22,13	22,21	22,29	Fe ₂ O ₃	±0,200
Krzemionka amorficzna	-0,47	-0,43	-0,39	-0,35	-0,31	SiO ₂	±0,136
Halit	-1,91	-1,9	-1,89	-1,87	-1,86	NaCl	±0,079

* kolor żółty – możliwość wytrącania, brak koloru – warunki stanu równowagi, kolor zielony – możliwość rozpuszczania.

W kolejnym etapie dokonano obliczeń polegających na schłodzeniu wody złożowej. Etap ten miał na celu ocenę tendencji zmian stanu termodynamicznego wody przy jej schłodzeniu. Wraz ze spadkiem temperatury wody nieznacznie wzrasta możliwość do rozpuszczania faz węglanowych, choć te nadal pozostają w granicach stanu nasycenia. Odwrotny trend można zaobserwować dla minerałów krzemionkowych - obniżenie temperatury odwzorowuje się tendencją do powolnego przesuwania się wartości wskaźnika SI w kierunku stanu równowagi. W odniesieniu do anhydrytu – spadek temperatury roztworu sprzyja zdolności do rozpuszczania tej fazy mineralnych. Odwrotnie zachowuje się gips – spadek temperatury powoduje nieznaczny wzrost wartości wskaźnika SI. Formy krzemionkowe charakteryzują się niewielkimi zmianami wartości wskaźnika SI na schładzanie roztworu wodnego. Dla form żelaza obserwuje się stabilną tendencję do coraz silniejszego przesylenia.

Rejon Szczecina – piętro jury dolnej

Przyjmując założenie, że w złożu panują warunki stanu równowagi termodynamicznej, przy temperaturze 130°C woda charakteryzuje się niedosyceniem względem minerałów siarczanowych. Węglanowe fazy mineralne charakteryzują się występowaniem warunków stanu równowagi. Występują także stabilne warunki do wytrącania się z wody związków żelaza o strukturze krystalicznej. Minerale chlorkowe np. halit w warunkach złożowych charakteryzują się tendencją do rozpuszczania. Woda w temperaturze złożowej będzie nasycona minerałami żelazistymi i wykazywać będzie jednoczesną zdolność do jednoczesnego rozpuszczania i wytrącania faz węglanowych. W odniesieniu do krzemianów stwierdzono niedosycenie wody, co skutkuje ich potencjalną możliwością do rozpuszczania. Fazy gazowe charakteryzują się zdolnością do dalszego rozpuszczania w roztworze. Obliczone wartości wskaźnika SI przedstawiono w poniższej tabeli (Tabela 30).

Tabela 30 Rejon Szczecina - piętro jury dolnej

Faza	Wartość wskaźnika SI*					Wzór	5%log k
	Temperatura w złożu [°C]	Obniżenie temperatury do ... [°C]					
		130	125	120	115		
Anhydryt	-0,97	-1,06	-1,14	-1,22	-1,3	CaSO ₄	±0,218
Gips	-1,92	-1,93	-1,94	-1,95	-1,96	CaSO ₄ ·2H ₂ O	±0,229
Aragonit	-0,2	-0,24	-0,28	-0,32	-0,36	CaCO ₃	±0,417
Kalcyt	-0,11	-0,15	-0,19	-0,23	-0,26	CaCO ₃	±0,424
Dolomit	0,71	0,75	0,79	0,81	0,83	CaMg(CO ₃) ₂	±0,855
Dwutlenek węgla	-0,87	-0,9	-0,93	-0,96	-0,99	CO ₂	±0,073
Tlen	-13,72	-14,63	-15,57	-16,53	-17,51	O ₂	±0,148
Wodorotlenek żelaza (III)	-0,57	-0,4	-0,21	-0,03	0,16	Fe(OH) ₃	±0,245
Getyt	8,11	8,19	8,27	8,35	8,43	FeOOH	±0,050
Hematyt	18,62	18,77	18,91	19,06	19,21	Fe ₂ O ₃	±0,200
Krzemionka amorficzna	-1,03	-1,01	-0,99	-0,96	-0,94	SiO ₂	±0,136
Halit	-1,67	-1,65	-1,64	-1,63	-1,61	NaCl	±0,079

* kolor żółty – możliwość wytrącania, brak koloru – warunki stanu równowagi, kolor zielony – możliwość rozpuszczania.

W kolejnym etapie dokonano obliczeń polegających na schłodzeniu wody złożowej. Etap ten miał na celu ocenę tendencji zmian stanu termodynamicznego wody przy jej schłodzeniu. Wraz ze spadkiem temperatury wody nieznacznie wzrasta możliwość do rozpuszczania faz węglanowych, choć te nadal pozostają w granicach stanu równowagi. Odwrotny trend można zaobserwować dla minerałów krzemionkowych - obniżenie temperatury odwzorowuje się tendencją do powolnego przesuwania się wartości wskaźnika SI w kierunku stanu równowagi. W odniesieniu do minerałów siarczanowych – spadek temperatury roztworu sprzyja ich zdolności do rozpuszczania się. Formy krzemionkowe charakteryzują się niewielkimi zmianami wartości wskaźnika SI na schładzanie roztworu wodnego. Dla form żelaza obserwuje się stabilną tendencję do coraz silniejszego przesylenia, ale tylko dla form krystalicznych.

4.5.1. Podsumowanie i wnioski

Element wykorzystania modelowania geochemicznego jest bardzo cennym elementem wskaźnikowym pozwalającym m.in. na jakościową ocenę potencjalnego wytrącania się wtórnych faz mineralnych w otworze (spadek temperatury w czasie ruchu pionowego w otworze) i strefie wokółotworowej, a także w samej instalacji – w czasie odzyskiwania ciepła. W każdym z tych etapów, skokowo zmieniają się warunki hydrochemiczne, co powoduje skokowe zmiany wybranych parametrów fizykochemicznych wody termalnej, a co za tym idzie wytrącanie/rozpuszczanie potencjalnych faz mineralnych.

Będzie to w dowiązaniu do punktu w przestrzeni (strefa wokółotworowa, filtr, kolumna eksploatacyjna, instalacja) powodować odmienne problemy eksploatacyjne. Efektem końcowym będzie zawsze stopniowe ograniczenie wydajności otworu lub spadek efektywności ekonomicznej otworu.

W celu realizacji założonych badań, w tym wykonania modeli specjacyjno-rozpuszczalnościowych zaznacza się konieczność wykonywania możliwie pełnych analiz fizykochemicznych wód w otworach geotermalnych. Dane dotyczące parametrów wód z tego typu otworów są danymi relatywnie rzadkimi, a przez co niosą bardzo duży ładunek poznawczy.

Do szczegółowych badań konieczne jest uzyskanie z istniejących otworów w zakładanych lokalizacjach szczegółowych wyników badań fizyko-chemicznych, co przy obecnym stanie użytkowania otworów nie jest możliwe.

Proponuje się wykonywanie minimalnego zakresu oznaczeń obejmującego oznaczenia następujących parametrów fizykochemicznych: pH, Eh, PEW, temperatura, Na, K, Ca, Mg, Mn, Sr, Fe, NO_3^- , NO_2^- , NH_4 , Cl, F, SO_4 , HCO_3 , O_2 , H_2S , J, HSiO_3 . Poza samym zakresem analiz należy także prowadzić pobór próbek w dowiązaniu do występowania wód w złożu (np. niedopuszczalne jest mierzenie potencjału redoks w warunkach nasycenia tlenem próbki na powierzchni terenu). Należy więc zachować typowe wymagania monitoringowe wskazywane w szeregu publikacji.

Wymienione parametry nie wyczerpują oczywiście zakresu oznaczeń, wskazuje się wykonywanie co najmniej 1 raz w roku pełnego zakresu oznaczeń identycznego w monitoringu krajowym. Natomiast na etapie wykonania otworu/lub raz na 5 lat pełny zakres oznaczeń zawierający m.in. metale ziem rzadkich.

Proponuje się, przy zwiększonym zakresie oznaczeń, pełniejsze zastosowanie modelowania geochemicznego w celu pozyskania informacji zarówno o danych złożowych, jak i potencjalnego wskaźnika ekonomiczności instalacji geotermalnej.

5. Analiza wariantowa wykorzystania wód termalnych do celów ciepłowniczych, rekreacyjnych i balneoterapeutycznych w wytypowanych lokalizacjach na Niżu Polskim

Eksploracja otworowa wód termalnych powoduje straty ciepła. Gorąca woda płynąc ze złoża do powierzchni natrafia na wychładzające się wraz ze spadkiem głębokości utwory. Otwór geotermalny, z punktu widzenia instalacji ciepłowniczej, traktować należy jako pionowy, nieizolowany rurociąg przesyłowy. Wymiana ciepła skutkuje tym, że obserwowana temperatura głowicowa wód termalnych jest niższa od temperatury złożowej [2]. Temperaturę głowicową określono posługując się zależnością – wzór 6:

$$t_g = t_z + \frac{q_{str} \cdot h_{otw}}{V \cdot c_s \cdot \rho_s} \quad \text{Wzór: 6 [136]}$$

Gdzie:

t_g – temperatura głowicowa [°C];

t_z – temperatura złożowa [°C];

q_{str} – jednostkowy strumień strat mocy na przepływie $\left[\frac{W}{m}\right]$;

h_{otw} – głębokość otworu [m];

V – strumień płynu geotermalnego $\left[\frac{m^3}{s}\right]$;

ρ_s – gęstość płynu geotermalnego $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$;

C_s – ciepło właściwe płynu geotermalnego $\left[\frac{J}{kg \cdot K}\right]$ (wg wzoru 7)

$$C_s = S \cdot 1 + (1 - S) \cdot 4,19 \cdot B_w \quad \text{Wzór: 7 [137]}$$

Gdzie:

S – zasolenie (ułamek masowy substancji rozpuszczonych w solance) [–];

B_w – współczynnik objętościowy zmineralizowanej wody [–] (wg wzoru 10)

Przybliżoną wartość jednostkowej mocy wymienianej między wodą termalną a skałą można wyznaczyć posługując się zależnością – wzór 8 [138]:

$$q_{str} = \frac{-4\pi\lambda_g(t_s - t_\infty)}{\ln\left(\frac{4a_g \cdot \tau}{r_w^2} - 2\gamma\right)} \quad \text{Wzór: 8}$$

Gdzie:

q_{str} – jednostkowe straty mocy zachodzące przy wymianie ciepła między płynem a ośrodkiem skalnym przypadające na 1 m długości otworu $\left[\frac{W}{m}\right]$;

λ_g – współczynnik przewodzenia ciepła przez ośrodek skalny $\left[\frac{W}{m \cdot K}\right]$;

t_s – temperatura zasolonej wody [°C];

t_∞ – temperatura naturalna ośrodka skalnego, przed rozpoczęciem zatłaczania lub w dużej odległości od otworu (poza zasięgiem wpływów termicznych) [°C];

a_g – współczynnik wyrównania temperatury dla ośrodka skalnego $\left[\frac{m^2}{s}\right]$;

τ – czas po jakim ustala się wymianę ciepła [s]²;

r_w – promień otworu geotermalnego [m]³;

γ – stała Eulera(0,577216 ...)[-].

Gęstość i ciepło właściwe zasolonej wody termalnej można w sposób obliczeniowy określić posługując się dostępnymi w literaturze formułami empirycznymi [139]. Zależności wykorzystane w obliczeniach zmieniono w stosunku do oryginału tak, by wprowadzać dane i otrzymywać wyniki w jednostkach układu SI [2]. Zakładając, że płynem złożowym jest zmineralizowana woda o mineralizacji S jej gęstość w warunkach standardowych można wyznaczyć posługując się zależnością [139]:

$$\rho_0 = 16,018 \cdot (62,368 + 0,438603 \cdot S + 1,60074 \cdot 10^{-3} \cdot S^2) \quad \text{Wzór: 9}$$

ρ_0 – gęstość zmineralizowanego płynu w warunkach normalnych $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$;

S – zasolenie (ułamek masowy substancji rozpuszczonych w solance)[-].

Wzór 9 obowiązuje w pełnym zakresie zasolenia. Przeliczenia gęstości zmineralizowanej wody z warunków normalnych na warunki złożowe dokonać można przy wykorzystaniu zależności – wzór 10 [139]:

$$\rho = \frac{\rho_0}{B_w} \quad \text{Wzór: 10}$$

$$B_w = (1 + \Delta V_{WP}) \cdot (1 + \Delta V_{WT})$$

$$p' = \frac{p}{6894,757} \quad \text{przeliczenie [Pa] na [psi]}$$

$$T' = 32 + \frac{9}{5} \cdot (T - 273,15) \quad \text{przeliczenie [K] na [°F]}$$

$$\Delta V_{WP} = -1,95301 \cdot 10^{-9} \cdot p' \cdot T' - 1,728834 \cdot 10^{-13} \cdot (p')^2 \cdot T' - 3,58922 \cdot 10^{-7} \cdot p' - 2,25341 \cdot 10^{-10} \cdot (p')^2$$

$$\Delta V_{WT} = -1,0001 \cdot 10^{-2} + 1,33391 \cdot 10^{-4} \cdot T' + 5,50654 \cdot 10^{-7} \cdot (T')'$$

Gdzie:

ρ – gęstość zmineralizowanej wody w warunkach złożowych $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$;

B_w – współczynnik objętościowy zmineralizowanej wody [-];

p', p – ciśnienie p' [psi], p [Pa];

T', T – temperatura T' [°F], T [K];

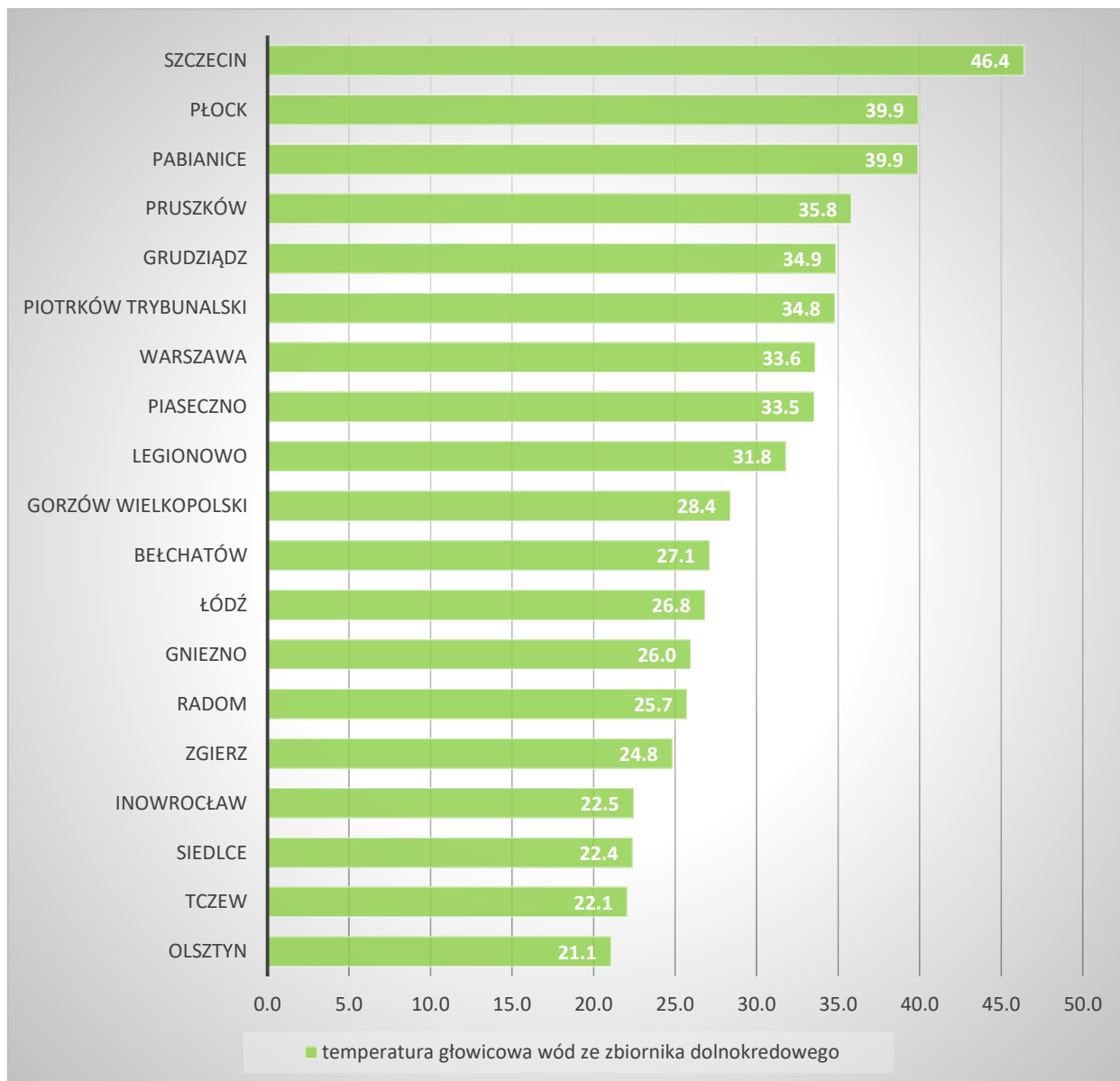
ΔV_{WP} – zmiana objętości właściwej wody wynikająca z wpływu ciśnienia;

ΔV_{WT} – zmiana objętości właściwej wody wynikająca z wpływu temperatury.

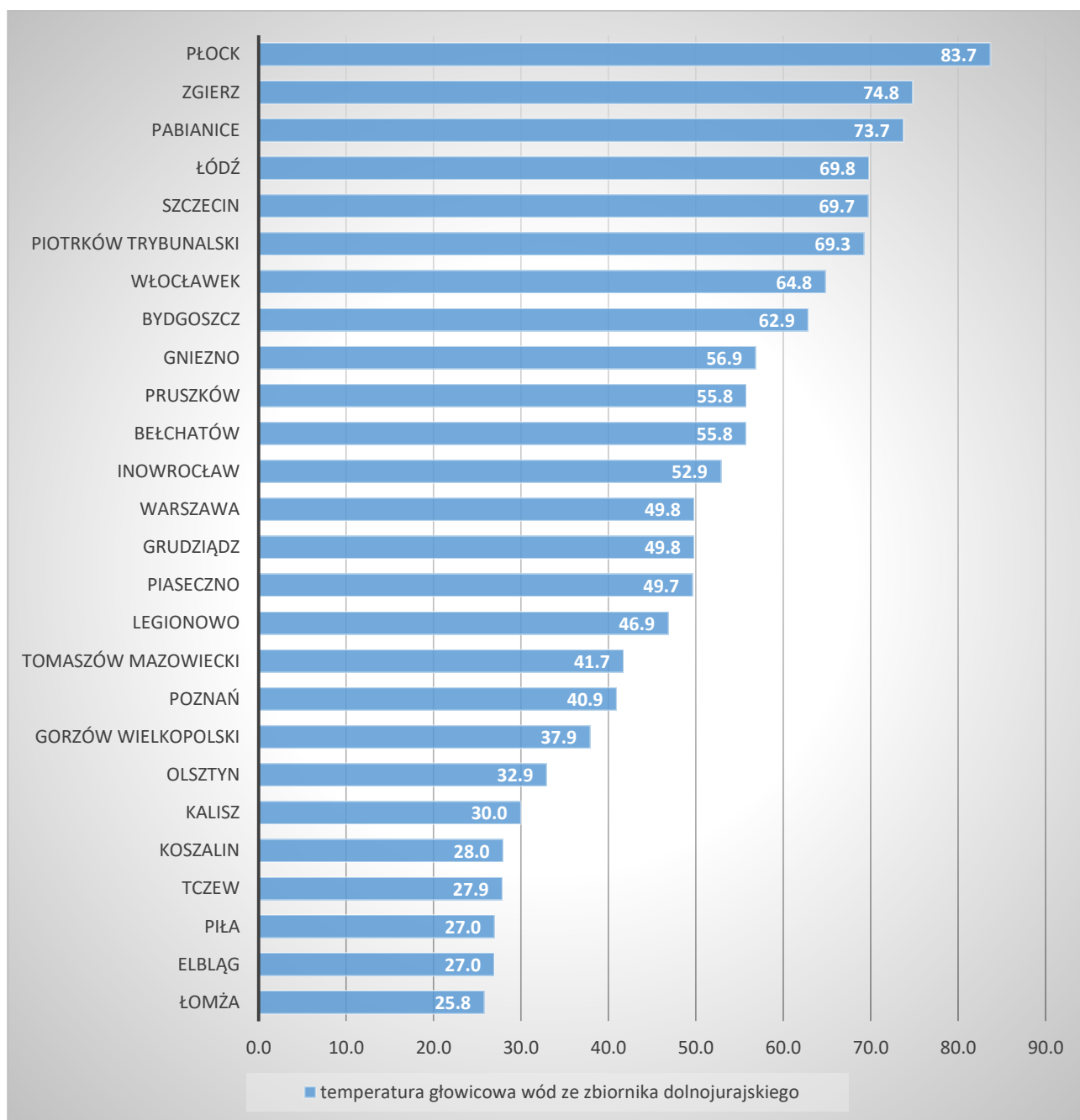
² w analizowanych przypadkach założono, że jest on równy ½ roku eksploatacji otworu z niezmienną wydajnością

³ w analizowanych przypadkach założono, że średnica wewnętrzna otworu geotermalnego wynosi 6 5/8"

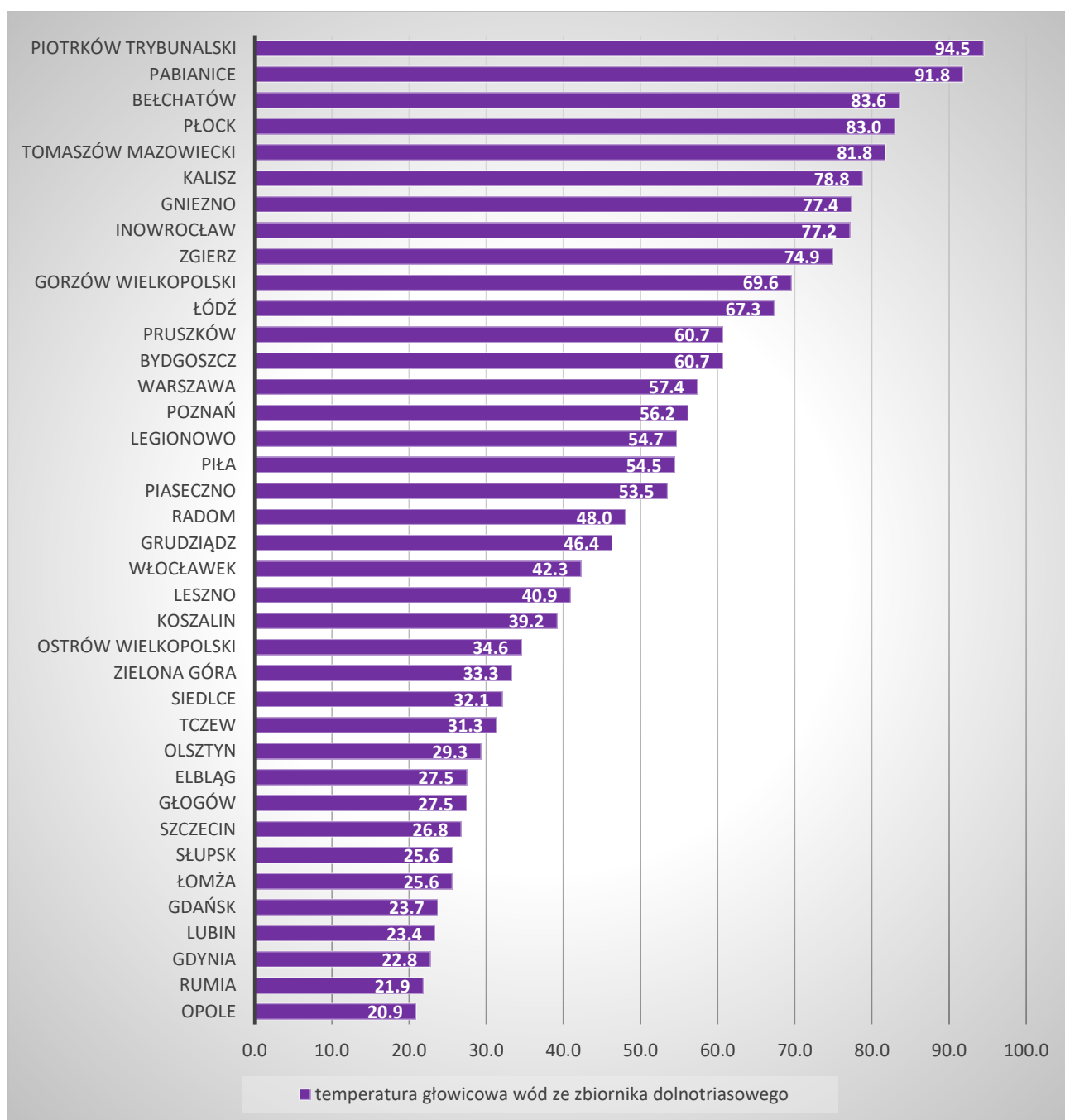
Powyższa zależność (wzór 10) obowiązuje w pełnym zakresie zasolenia i temperaturach do ok. 127°C oraz ciśnieniu do ok. 34,5 MPa. Na grafikach poniżej (Rysunek 18, Rysunek 19, Rysunek 20) przedstawiono obliczoną prognozowaną temperaturę głowicową dla ujęć w analizowanych lokalizacjach.



Rysunek 18 Prognozowana temperatura głowicowa wód z ujęć zbiornika dolnokredowego



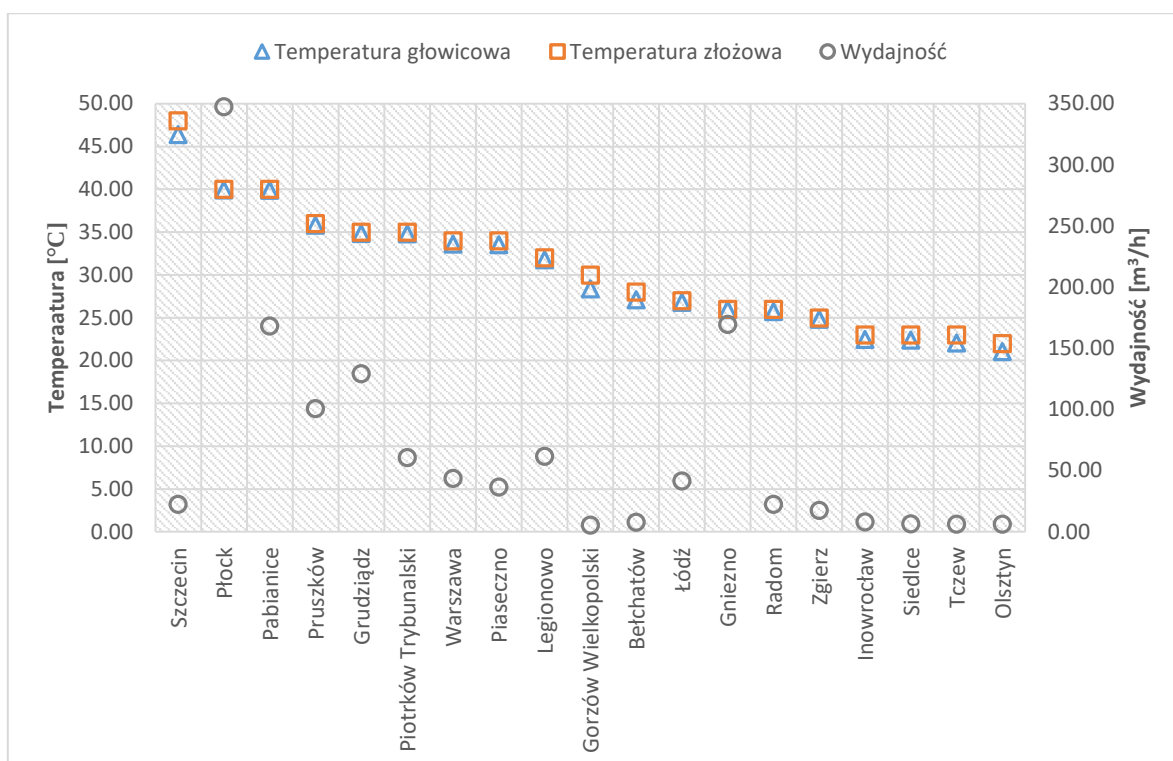
Rysunek 19 Prognozowana temperatura głowicowa wód z ujęć zbiornika dolnojurajskiego



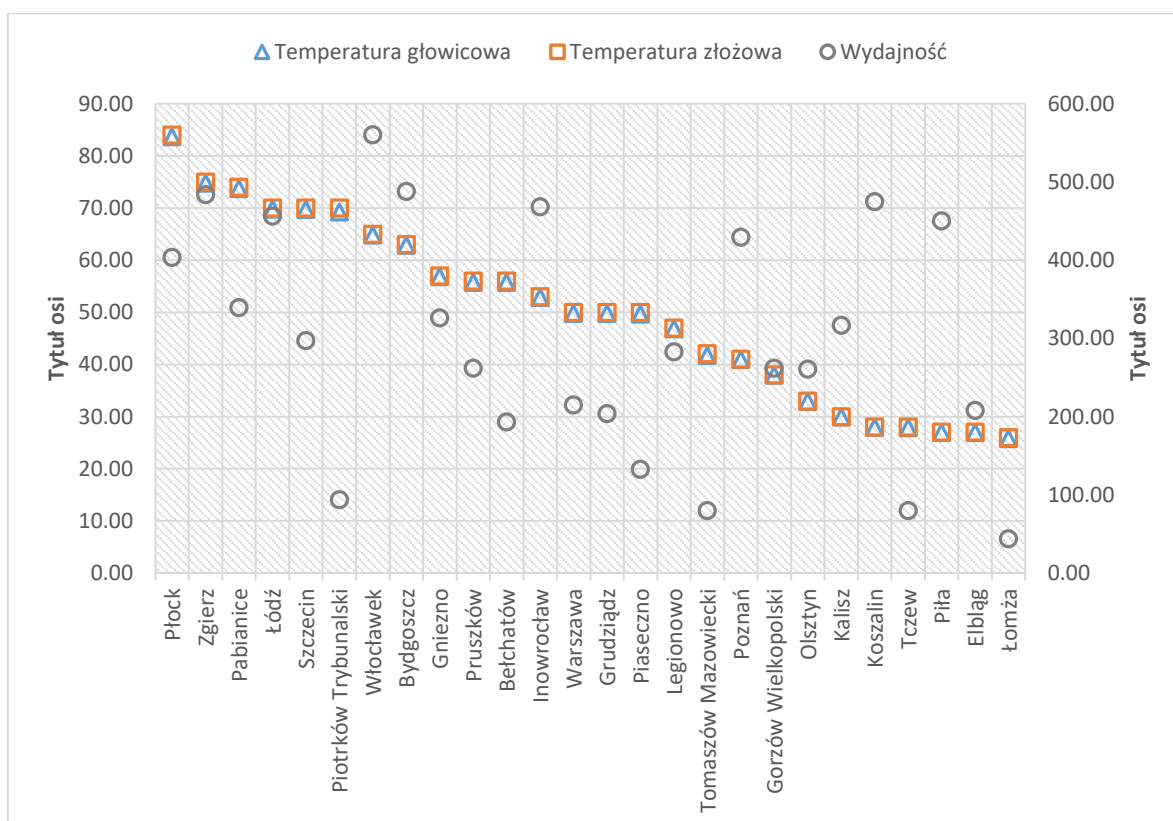
Rysunek 20 Prognozowana temperatura głowicowa wód z ujęć zbiornika dolnotriasowego

Zgodnie z ustawą Prawo Geologiczne i Górnicze [1] wodą termalną określana jest woda podziemna, która na wypływie z ujęcia ma temperaturę nie mniejszą niż 20°C. Kryterium określonego w przepisach prawa nie spełnia przypadek ujęcia wód termalnych ze zbiornika dolnokredowego we Włocławku, dlatego usunięto ten wariant z dalszych analiz. W związku z tym kolejne analizy prowadzono dla 20 lokalizacji w obrębie zbiornika dolnokredowego, 25 lokalizacji w obrębie zbiornika dolnojurajskiego i 36 lokalizacji w obrębie zbiornika dolnotriasowego.

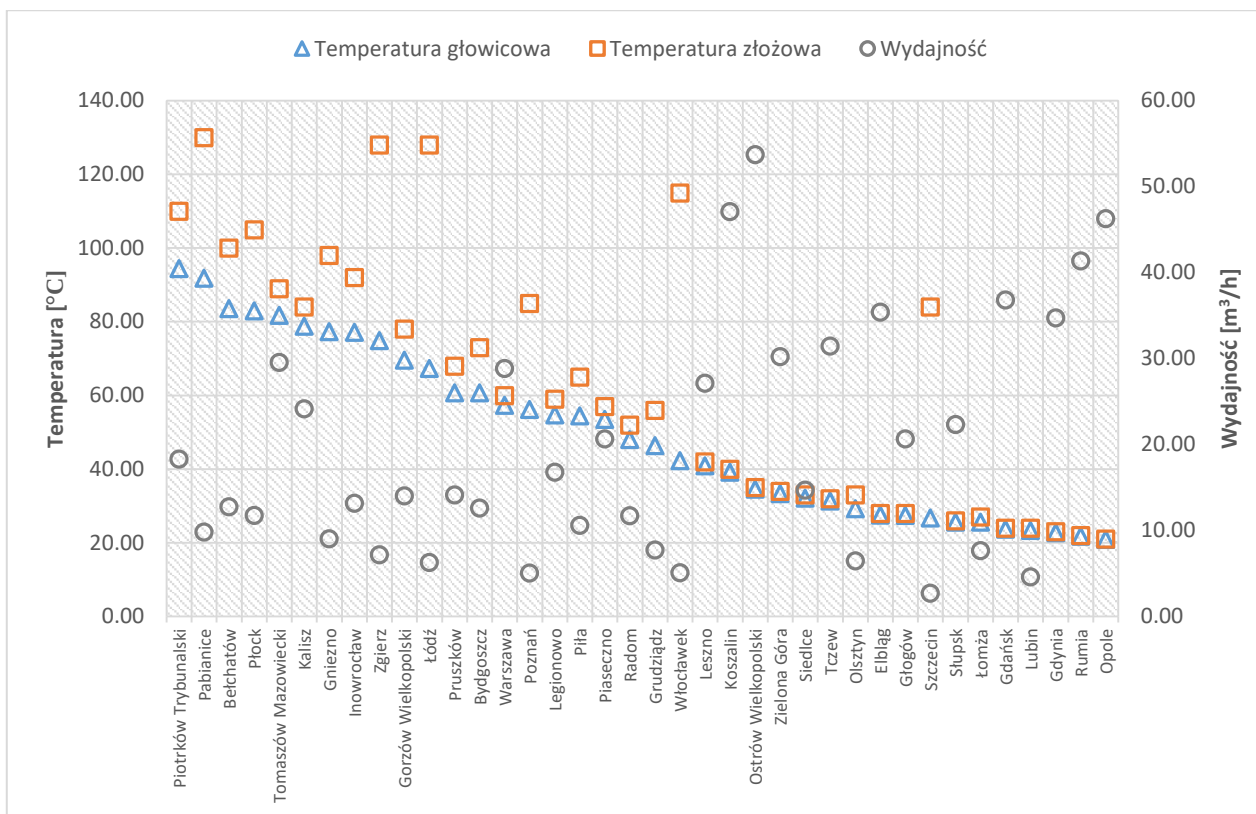
Poniższe wykresy (Rysunek 21, Rysunek 22, Rysunek 23) przedstawiają uporządkowaną zmienność temperatury głowicowej wody termalnej dla otworów w analizowanych lokalizacjach dla zbiorników K1, J1 i T1. Na wykresach przedstawiono również wartości prognozowanej wydajności wód termalnych, warunkującej wartość temperatury głowicowej. Można zaobserwować prawidłowość, że wraz ze wzrostem wydajności wód ich temperatura głowicowa jest bliższa temperaturze złożowej.



Rysunek 21 Wykres uporządkowany prognozowanej temperatury głowicowej w odniesieniu do temperatury złożowej i wydajności wód ze zbiornika dolnokredowego



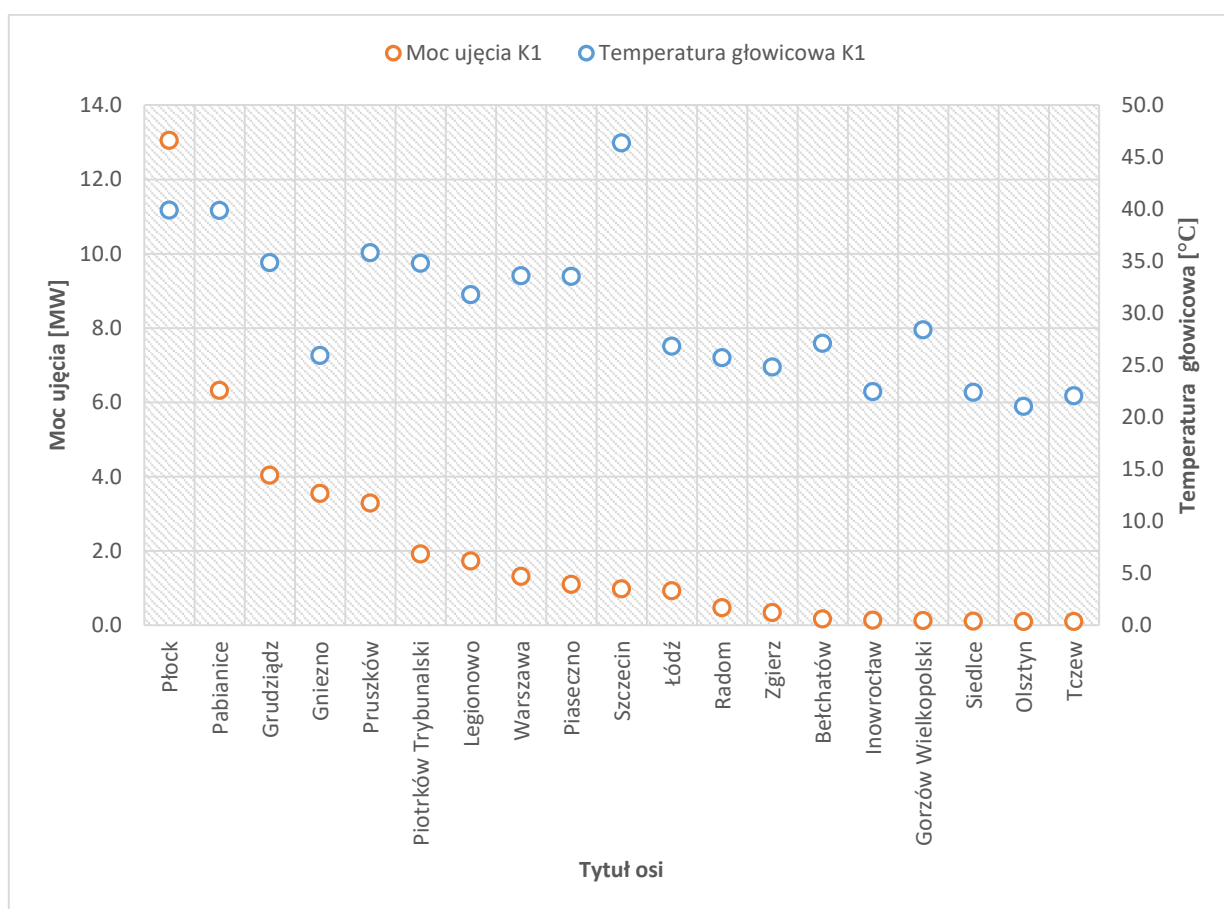
Rysunek 22 Wykres uporządkowany prognozowanej temperatury głowicowej w odniesieniu do temperatury złożowej i wydajności wód ze zbiornika dolnojurańskiego



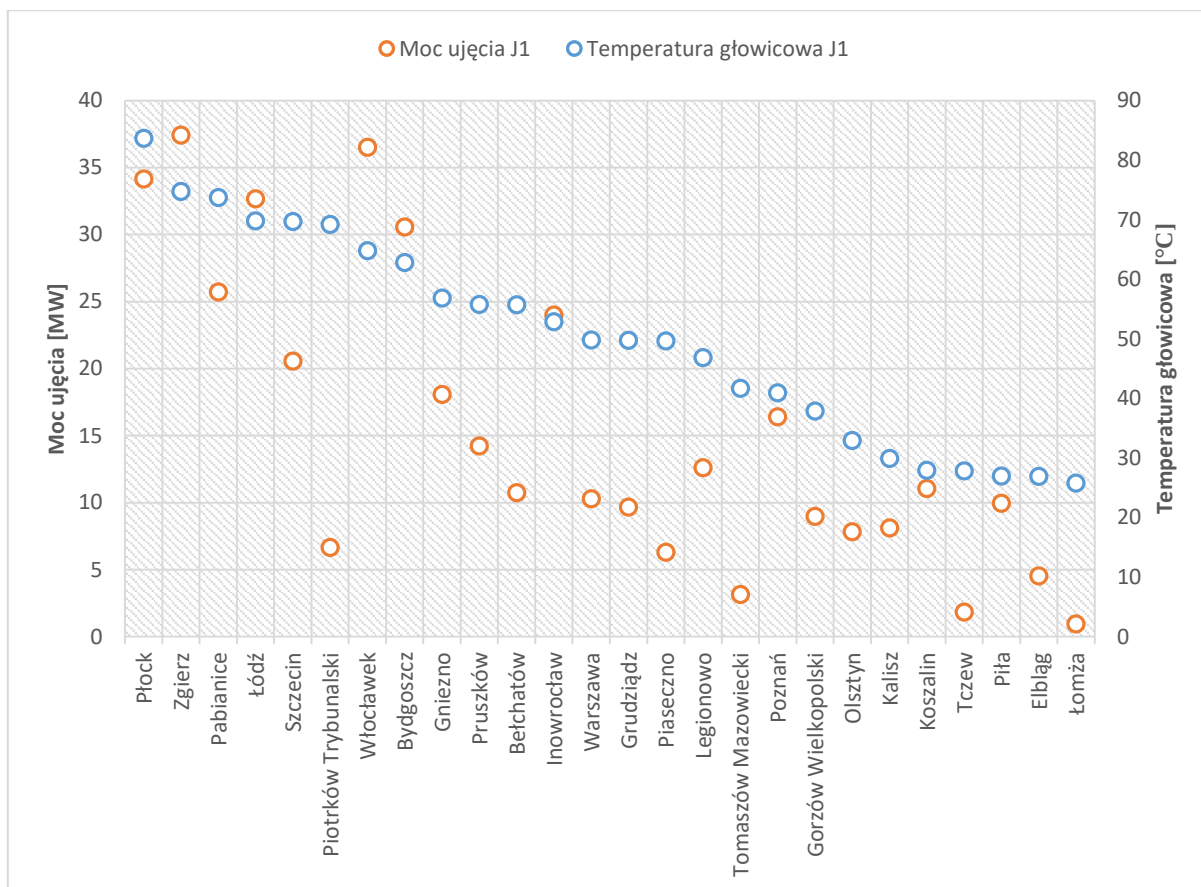
Rysunek 23 Wykres uporządkowany prognozowanej temperatury głowicowej w odniesieniu do temperatury złożowej i wydajności wód ze zbiornika dolnotriasowego

5.1. Wskazanie możliwości wykorzystania wód termalnych w zakresie ciepłownictwa dla wybranych lokalizacji

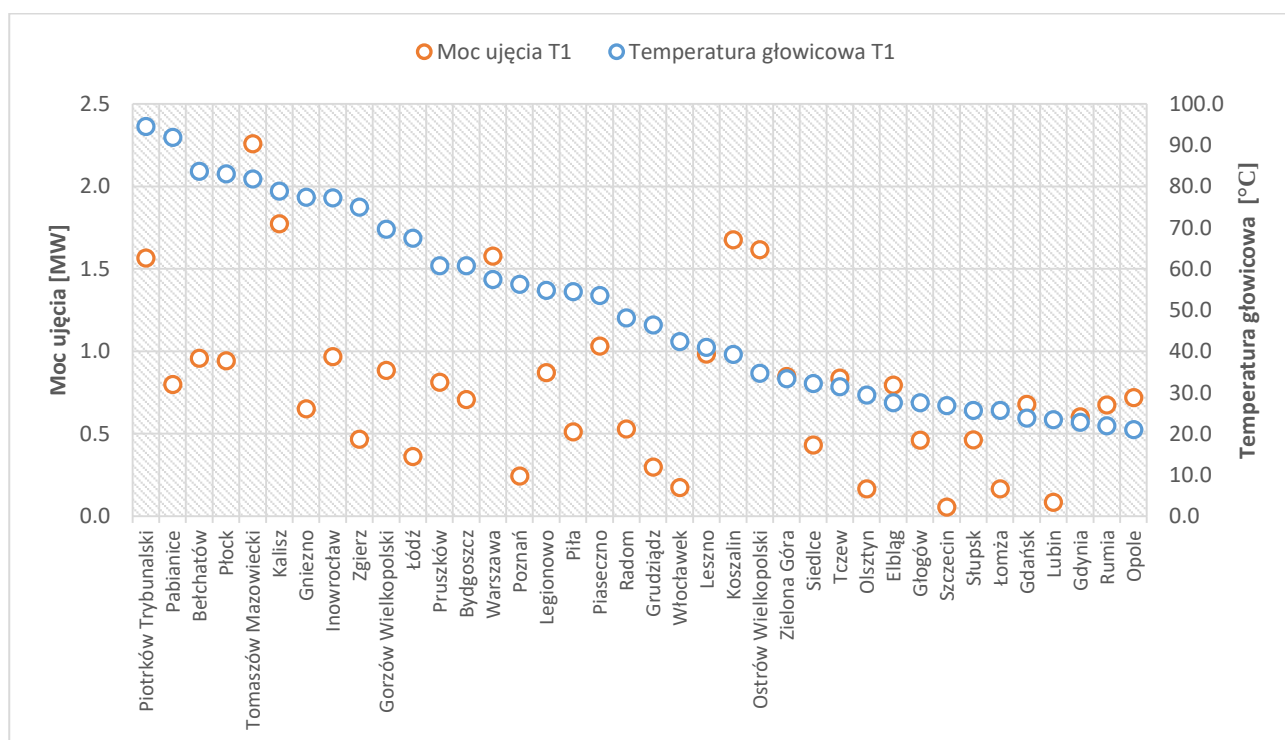
Opierając się na wartościach temperatury wód termalnych na wypływie z ujęcia oszacowano parametry, które posłużyły wstępnemu wytypowaniu lokalizacji najbardziej atrakcyjnych w zakresie wykorzystania energii geotermalnej w celach ciepłowniczych. W pierwszej kolejności określono możliwą do uzyskania moc ujęcia geotermalnego. Geotermia średniotemperaturowa charakteryzuje się wysokimi nakładami inwestycyjnymi i znacznym potencjałem energetycznym (dostępna wysoka moc i znaczące zasoby energii). Efektywne wykorzystanie zasobów geotermalnych wymaga współpracy z odbiorcą, który jest w stanie zagospodarować dostępne zasoby energii i sprostać wysokim nakładom inwestycyjnym. Kluczowym odbiorcą zatem jest ten, który dysponuje dostępem do sieci ciepłowniczej [2]. Wszystkie analizowane w niniejszym opracowaniu lokalizacje posiadają sieci dystrybucji ciepła. Na poniższych wykresach (Rysunek 24, Rysunek 25, Rysunek 26) przedstawiono prognozowane moce cieplne dla poszczególnych lokalizacji, uporządkowane według prognozowanej temperatury głowicowej wód termalnych.



Rysunek 24 Wykres uporządkowany prognozowanej mocy cieplnej ujęć eksploatujących wody zbiornika dolnokredowego



Rysunek 25 Wykres uporządkowany prognozowanej mocy cieplnej ujęć eksploatających wody zbiornika dolnojurańskiego



Rysunek 26 Wykres uporządkowany prognozowanej mocy cieplnej ujęć eksploatających wody zbiornika dolnotriasowego

Zasoby energii możliwej do pozyskania z płynu geotermalnego określono przy wykorzystaniu poniższej zależności (wzór 11):

$$Q_g = V_g \cdot C_s \cdot \rho_s \cdot (t_g - t_0) \cdot \Delta_\tau \quad \text{Wzór: 11 [140]}$$

Gdzie:

Q_g – zasoby energii geotermalnej technicznie możliwe do wykorzystania [J];

V_g – strumień płynu geotermalnego możliwy do uzyskania $\left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}}\right]$;

C_s – ciepło właściwe płynu geotermalnego $\left[\frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}}\right]$ (wzór 7);

ρ_s – gęstość płynu geotermalnego $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right]$;

t_g – głowicowa temperatura płynu geotermalnego [$^\circ\text{C}$] (wzór 9);

t_0 – temperatura odniesienia [$^\circ\text{C}$];

Δ_τ – przedział czasu, w którym określa się wartość zasobów [s] (tutaj 1 rok, tj. $3,1536 \cdot 10^7 \text{ s/rok}$)

5.1.1. Koszty odwiercenia otworów geotermalnych

Koszty netto budowy ujęcia geotermalnego, w skład którego wchodzi dublet geotermalny oszacowano w oparciu o zależność, która została opracowana przez ekspertów Akademii Górniczo-Hutniczej na potrzeby opracowania realizowanego wspólnie z PIG-PIB w latach 2017-2020 [2]. Zależność ta została uaktualniona o wskaźnik średniego kosztu wiercenia otworu wiertniczego na Niżu Polskim w latach 2022-2023 na podstawie informacji zestawionych w opracowaniu pt. „Bilans i zagospodarowanie zasobów złóż wód termalnych energii geotermalnej w Polsce, stan na 31 XII 2023 r.” [141]. Na podstawie pozyskanych w ten sposób danych koszty netto wykonania dubletu geotermalnego w funkcji głębokości otworu opisano wzorem 12 [2] - zmodyfikowane:

$$K_d(h) = 2 \cdot (7\,375 \cdot h + 0,338 \cdot h^2) \quad \text{Wzór: 12}$$

Gdzie:

$K_d(h)$ – koszt wykonania dubletu geotermalnego w funkcji głębokości h [zł];

h – głębokość ujęcia [m].

Przyjęto, że ujęcia w analizowanych lokalizacjach składać się będą z dubletu otworów geotermalnych. Takie podejście pozwala uniknąć problemów z utylizacją schłodzonej wody termalnej, ale powoduje wzrost nakładów inwestycyjnych.

Dysponując kosztami wykonania ujęcia i ilością technicznie możliwej do wykorzystania energii cieplnej pozyskanej z ujęcia geotermalnego określono udział kosztów wykonania ujęcia w kosztach wytworzenia energii cieplnej (wzór 13) [2]:

$$ce_g = \frac{K_d}{Q_g \cdot \Delta_\tau}$$

Wzór: 13

Gdzie:

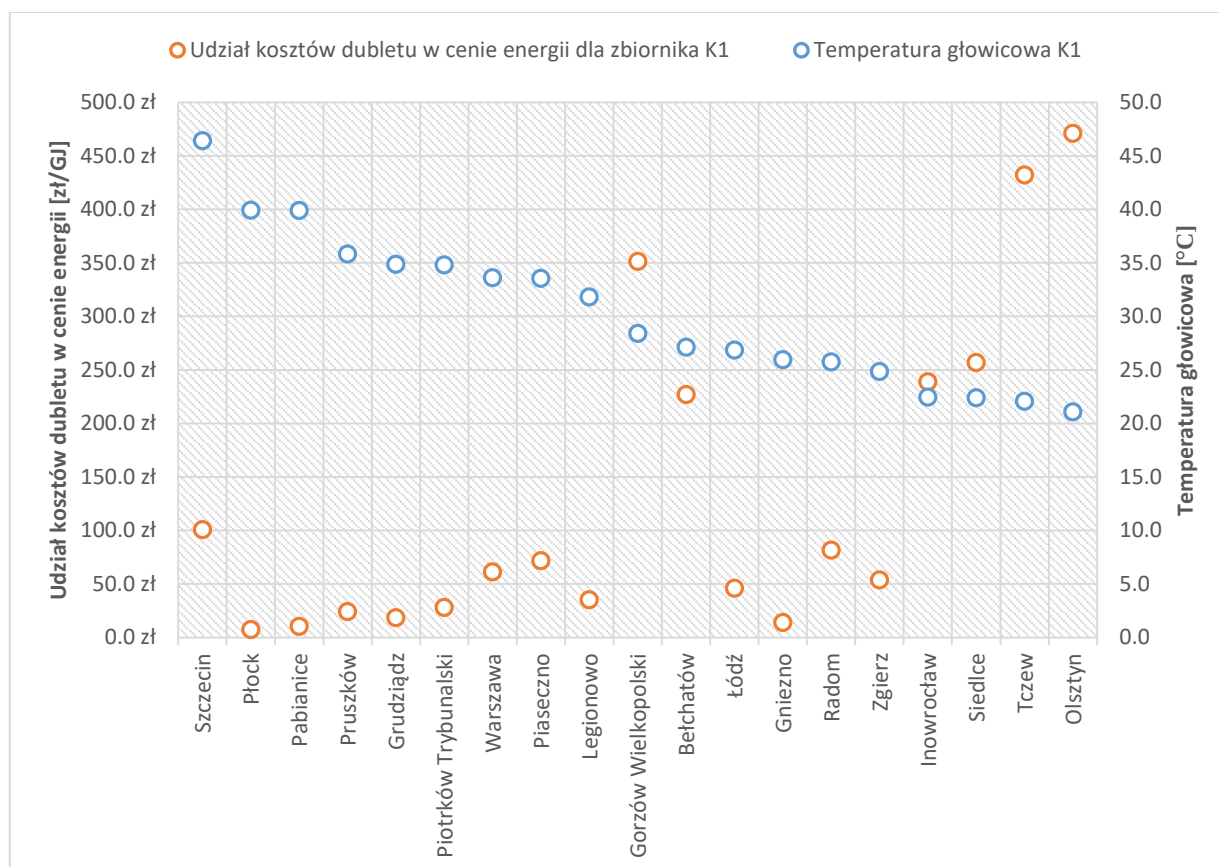
ce_g – udział kosztów wykonania ujęcia geotermalnego w cenie wytworzenia ciepła $\left[\frac{zł}{GJ}\right]$;

K_d – koszt wykonania ujęcia geotermalnego [zł];

Q_g – roczna ilość energii cieplnej wytworzona z ujęcia geotermalnego $\left[\frac{GJ}{rok}\right]$;

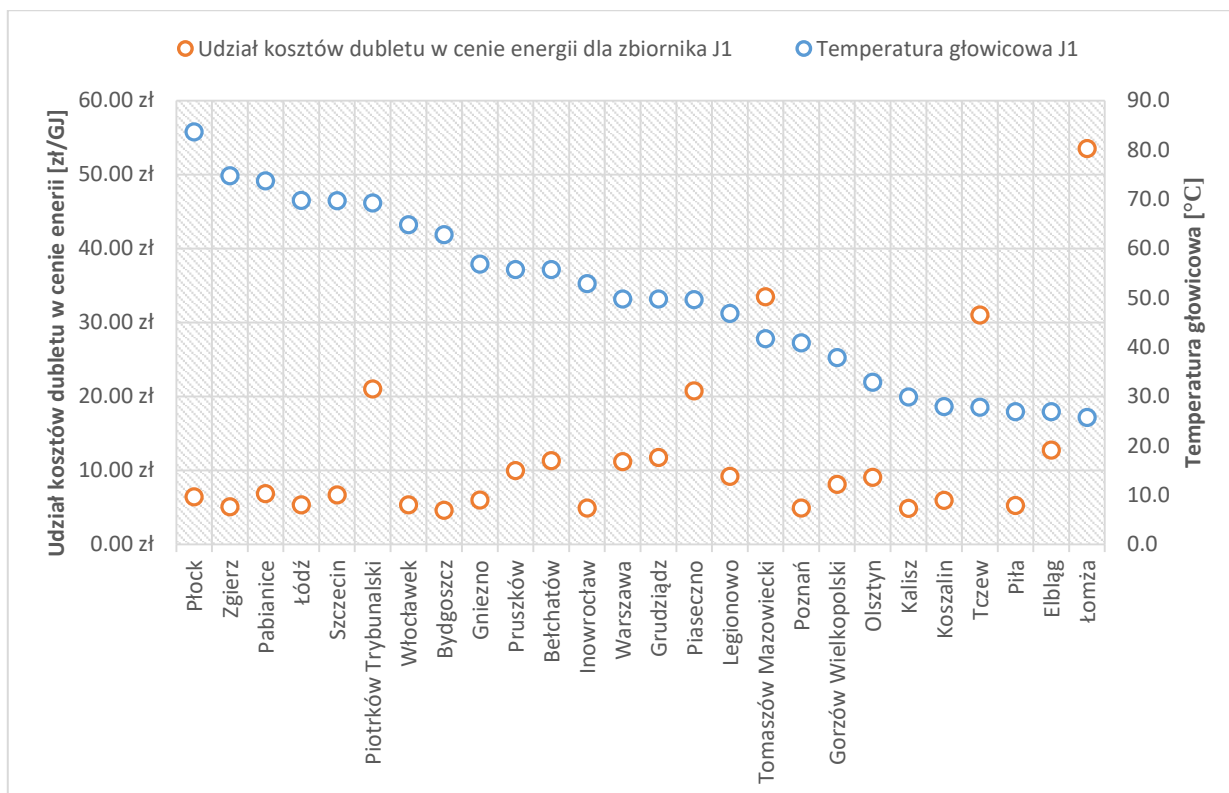
Δ_τ – okres eksploatacji (amortyzacji) ujęcia [lata]⁴.

Na poniższych wykresach (Rysunek 27, Rysunek 28, Rysunek 289) przedstawiono udział kosztów ujęcia geotermalnego w kosztach produkcji ciepła. Ceny te zawierają koszty wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii. Zważywszy na fakt, że koszty wykonania ujęcia geotermalnego stanowią największą część nakładów inwestycyjnych całego przedsięwzięcia geotermalnego, w przypadku instalacji o wysokiej temperaturze głowicowej, tam gdzie wykorzystanie pomp ciepła nie jest konieczne, można przyjąć, że instalacje, dla których udział kosztów ujęcia w cenie wytworzenia energii wynosi poniżej 30 zł/GJ, mają szansę na ekonomiczną konkurencyjność wobec innych źródeł energii.

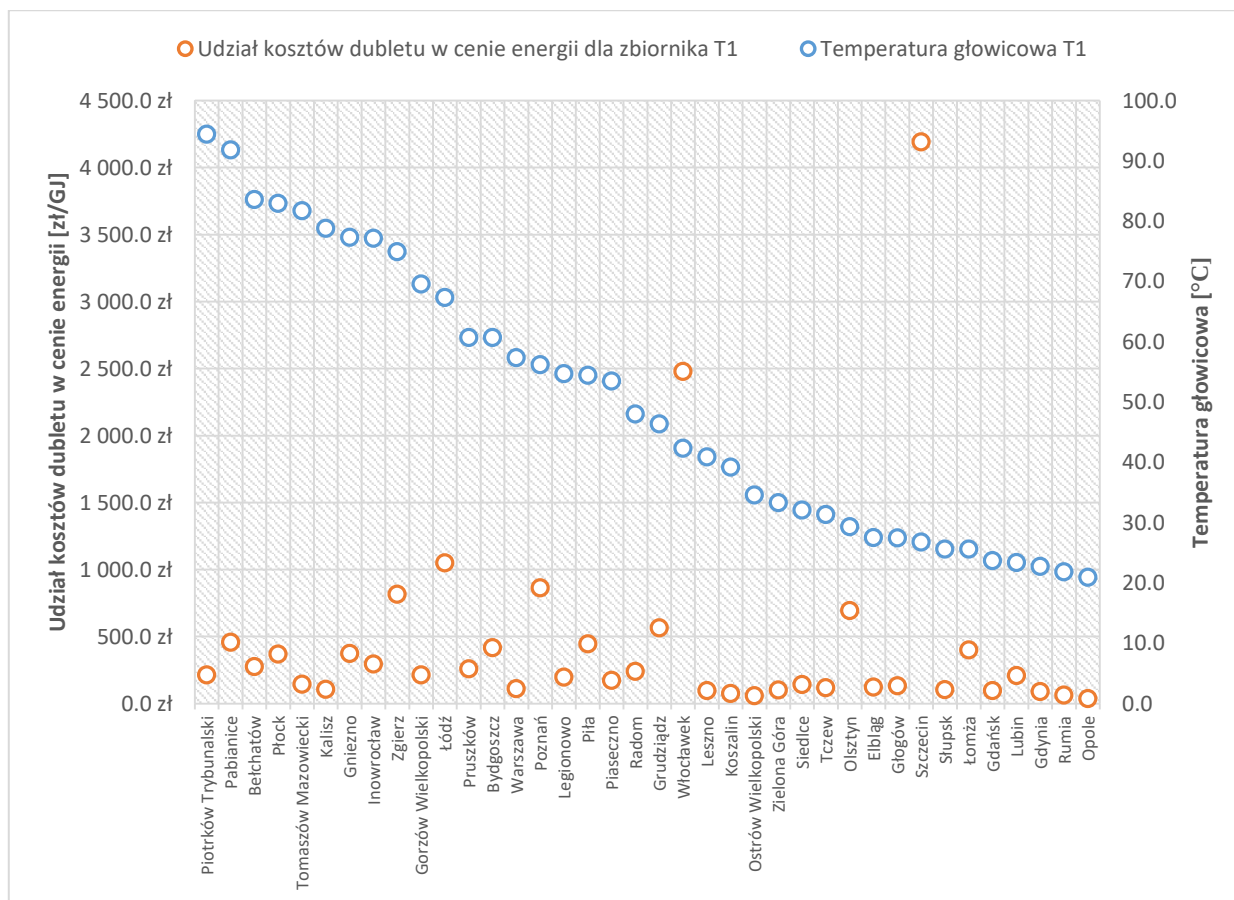


Rysunek 27 Udział kosztów stałych wytworzenia dubletu geotermalnego w kosztach netto wytwarzania energii (zbiornik dolnokredowy)

⁴ założono, że zgodnie z przyjętymi standardami amortyzacji środków trwałych czas amortyzacji ujęcia wynosi 25 lat



Rysunek 28 Udział kosztów stałych wytworzenia dubletu geotermalnego w kosztach netto wytwarzania energii (zbiornik dolnojurański)



Rysunek 29 Udział kosztów stałych wytworzenia dubletu geotermalnego w kosztach netto wytwarzania energii (zbiornik dolnotriasowy)

Założenie to wynika między innymi z porównania kosztów produkcji ciepła do celów ciepłowniczych w oparciu o paliwa konwencjonalne i biomasę. Przyjęto, że porównanie zostanie przeprowadzone w wariantcie, gdzie paliwem jest węgiel kamienny o wartości opałowej 6000 kcal/kg (ok. 25 GJ/t). Analizując ceny węgla na czas realizacji niniejszego opracowania (25.11.2024 r.) cena 1 tony węgla w portach ARA (Amsterdam – Rotterdam – Antwerpia) wyniosła 121,75 USD, co daje cenę 495,32 zł przy kursie dolara na poziomie 4,06 zł. A zatem koszt wytworzenia jednego GJ energii cieplnej można oszacować w tym przypadku na poziomie 19,77 zł.

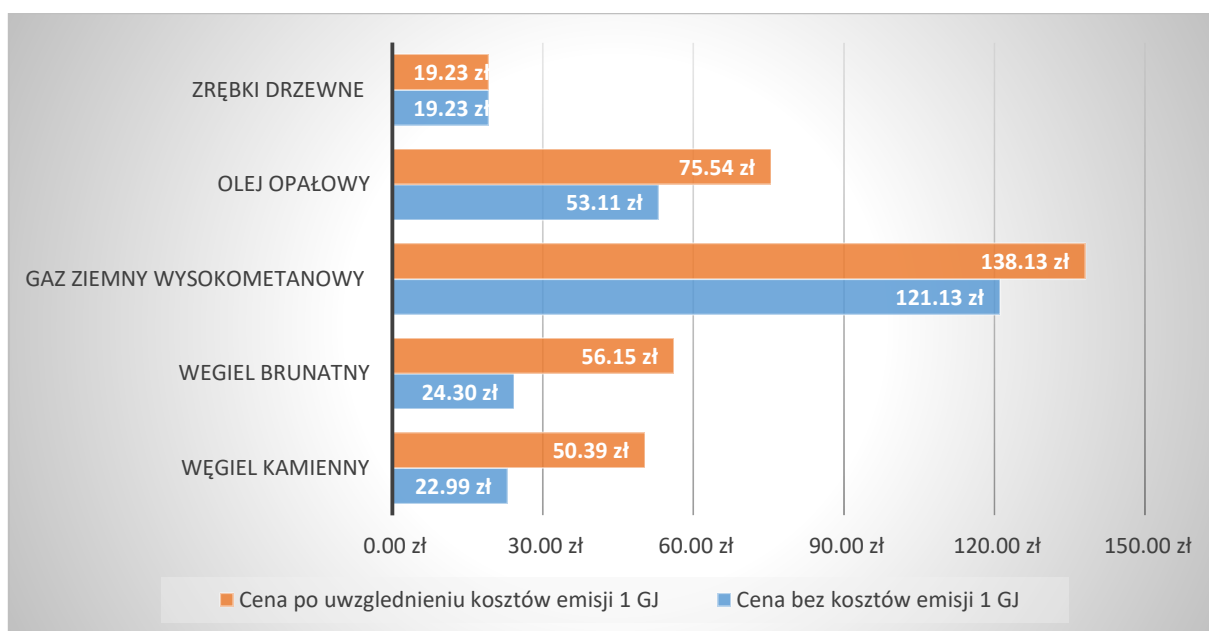
Polski indeks węglowy (PSCMI 2) w przeliczeniu na warunki portów ARA w październiku 2024 r. wyniósł – 133,83 USD/t (543,36 zł/t). Indeks PSCMI 2 (w zł/t i w zł/GJ) odzwierciedla poziom cen (loco kopalnia⁵) miałówek energetycznych w sprzedaży do ciepłowni przemysłowych i komunalnych, innych odbiorców przemysłowych i pozostałych odbiorców krajowych. Obliczany jest jako średnia ważona z miesięcznych dostaw, spełniających kryterium jakościowe indeksu (parametry w stanie roboczym): wartość opałowa $23 \leq Q < 27$ MJ/kg, zawartość siarki całkowitej poniżej 0,8%. Cena produktu miesięcznego jest ustalana jako średnia ważona z transakcji zrealizowanych na polskim rynku węgla energetycznego, zafakturowanych w danym miesiącu kalendarzowym [142]. Koszt wytworzenia jednego GJ energii cieplnej w oparciu o indeks PSCMI 2 wyniósł zatem 22,99 zł (Rysunek 30).

Autorzy niniejszego opracowania zdecydowali się na doliczenie do kosztów produkcji ciepła z węgla kamiennego również koszt uprawnień do emisji CO₂. Przyjęto cenę jednego uprawnienia do emisji tony dwutlenku węgla z dnia 25 października 2024 r. na poziomie 66,61 euro, co daje cenę za jedno uprawnienie na poziomie 289 zł przy kursie euro na poziomie 4,34 zł [143]. W oparciu o dane KOBiZE (2024) dotyczące emisji, do analizy przyjęto, że wskaźnik emisji CO₂ dla węgla kamiennego spalanego w ciepłowniach wynosi 94,83 kg/GJ, zatem koszt emisji na 1 GJ to 27,40 zł. Mając na uwadze powyższe wyliczenia, do analizy porównawczej, po uwzględnieniu kosztów emisji CO₂, przyjęto koszt wytworzenia 1 GJ ciepła z węgla kamiennego na poziomie 50,39 zł (Rysunek 30).

W kolejnym wariantcie porównawczym przyjęto, że alternatywnym paliwem jest gaz ziemny wysokometanowy o wartości opałowej 39 MJ/m³. Analizując ceny gazu na czas realizacji niniejszego opracowania (listopad 2024 r.), cena za paliwo gazowe przeznaczone do celów opałowych dla przedsiębiorstw wyniosła 43,97 gr/kWh [144], zatem koszt 1 GJ ciepła z gazu ziemnego wysokometanowego to 122,13 zł. Według danych KOBiZE (2024) przyjęto, że wskaźnik emisji CO₂ dla 1 GJ ciepła wyprodukowanego z gazu ziemnego wysokometanowego wynosi 55,37 kg, zatem koszt emisji CO₂ na 1 GJ ciepła z gazu to 16 zł. Mając na uwadze powyższe wyliczenia do analizy porównawczej, po uwzględnieniu kosztów emisji CO₂, przyjęto koszt wytworzenia 1 GJ ciepła z gazu ziemnego wysokometanowego na poziomie 138,13 zł (Rysunek 30).

Porównania dokonano również przyjmując, że alternatywnym paliwem jest olej opałowy o wartości opałowej 40,4 GJ/t. Analizując ceny oleju opałowego wykorzystywanego do celów energetycznych można przyjąć, że w chwili wykonywania tej analizy (25 listopad 2024r) koszt zakupu tony tego paliwa kształtował się na poziomie 2 146 zł, zatem koszt wyprodukowania 1 GJ ciepła z oleju opałowego to 53,11 zł [145]. Według danych KOBiZE (2024) przyjęto, że wskaźnik emisji CO₂ dla 1 GJ ciepła wyprodukowanego z oleju opałowego wynosi 77,62 kg, zatem koszt emisji CO₂ na 1 GJ ciepła z oleju to 22,43 zł. Mając na uwadze powyższe wyliczenia do analizy porównawczej, po uwzględnieniu kosztów emisji CO₂, przyjęto koszt wytworzenia 1 GJ ciepła z oleju opałowego na poziomie 75,54 zł (Rysunek 30).

⁵ **Loco** to formuła handlowa stosowana na terenie Polski. Służy do określenia gestii transportowej podczas transakcji kupna - sprzedaży. W myśl formuły loco, obowiązki spoczywające na sprzedającym są znikome. Odpowiedzialność oraz ryzyko związane z towarem sprzedawca ponosi tylko do momentu jego odstawienia w miejsce dostawy, które zostało wcześniej umówione z kupującym. Może to być np. magazyn należący do sprzedającego. Towar powinien być odpowiednio zabezpieczony opakowaniem i oznaczony. Od tego momentu pozostałe zadania jak np. organizacja transportu i pokrycie jego kosztów, załadunek towaru, uzyskanie zezwoleń eksportowych i licencji należy do kupującego [211].



Rysunek 30 Koszt produkcji ciepła z paliw konwencjonalnych i biomasy

Pomimo, że węgiel brunatny jest rzadko wykorzystywany w celach grzewczych przyjęto go do celów porównawczych jako paliwo alternatywne o wartości opałowej 8 GJ/t. Analizując ceny węgla brunatnego wykorzystywanego do celów energetycznych można przyjąć, że w chwili wykonywania tej analizy (listopad 2024r.) koszt zakupu tony tego paliwa kształtował się na poziomie 200 zł, zatem koszt wyprodukowania 1 GJ ciepła z węgla brunatnego to 24,3 zł [146]. Według danych KOBiZE (2024) przyjęto, że wskaźnik emisji CO₂ dla 1 GJ ciepła wyprodukowanego z węgla brunatnego wynosi 110,21 kg, zatem koszt emisji na 1 GJ ciepła z węgla brunatnego to 31,85 zł. Mając na uwadze powyższe wyliczenia do analizy porównawczej, po uwzględnieniu kosztów emisji CO₂, przyjęto koszt wytworzenia 1 GJ ciepła z węgla brunatnego na poziomie 56,15 zł.

Pomimo, że biomasa jest paliwem ekologicznym to zdecydowano się również na porównanie kosztów produkcji ciepła z tego paliwa do produkcji ciepła z wód termalnych. Przyjęto, że alternatywnym paliwem jest zrębka drzewna o wartości opałowej 15,6 GJ/t. Analizując ceny zrębki drzewnej wykorzystywanej do celów energetycznych można przyjąć, że w chwili wykonywania tej analizy (25 listopad 2024 r.), koszt zakupu tony tego paliwa kształtował się na poziomie 300 zł, zatem koszt wyprodukowania 1 GJ ciepła ze zrębki drzewnej to 19,23 zł, co może stanowić pewną alternatywę dla energii geotermalnej. Warto jednak zaznaczyć, że choć zrębka drzewna jest zaliczana do kategorii biomasy, czyli paliw ekologicznych, to spalając jedną tonę takiego paliwa emitowane jest do atmosfery 1,74 t CO₂.

Mając na uwadze wyliczenia kosztów wytworzenia ciepła z różnych paliw można przyjąć, że 23 lokalizacje (czerwona czcionka w Tabeli 31) ujmujące wody termalne zbiornika dolnojurajskiego będą charakteryzowały się korzystnymi cenami produkcji ciepła geotermalnego w porównaniu do ciepła ze źródeł konwencjonalnych. Podobna sytuacja będzie miała miejsce również w przypadku 3 lokalizacji (czerwona czcionka w Tabeli 31) ujmujących wody termalne zbiornika dolnokredowego (Tabela 31). Warto podkreślić, że w przypadku 21 lokalizacji, w których mogą być ujmowane wody termalne zbiornika dolnojurajskiego i w 2 lokalizacji, w której mogą być ujmowane wody zbiornika dolnokredowego cena produkowanego ciepła będzie również konkurencyjna do kosztów produkcji ciepła z biomasy.

Tabela 31 Zestawienie lokalizacji spełniających kryterium udziału w cenie energii cieplnej kosztów stałych związanych z amortyzacją ujęcia

ID	Miejscowości	Liczba mieszkańców	Głębokość zalegania stropu [m p.p.t.]	Głębokość otworu [m]	Miąższość całkowita horyzontu [m]	Miąższość efektywna horyzontu [m]	Temperatura złożowa [°C]	Temperatura głowicowa [°C]	Mineralizacja [g/dm³]	Wydajność [m³/h]	Moc termiczna [MW]	Energia techniczna [GJ/rok]	Koszt wykonania dubletu [zł]	Amortyzacja w kosztach wytwarzania energii [zł/GJ]	Potencjalnie zastąpione paliwo
Trias dolny															
1	Bełchatów	52567	2750	3905	800	150	100,0	83,6	320	12,8	1,0	9 854,87	67 907 090,90 zł	275,63 zł	Węgiel brunatny
2	Bydgoszcz	328370	2800	4400	1200	80	73,0	60,7	200	12,6	0,7	7 491,88	77 987 360,00 zł	416,38 zł	Węgiel kamienny
3	Elbląg	113195	1100	1650	400	130	28,0	27,5	50	35,4	0,8	8 409,51	26 177 910,00 zł	124,52 zł	Węgiel kamienny
4	Gdańsk	486492	650	1210	450	150	24,0	23,7	40	36,8	0,7	7 681,69	18 837 231,60 zł	98,09 zł	Węgiel kamienny
5	Gdynia	242141	500	990	400	140	23,0	22,8	35	34,7	0,6	6 826,93	15 265 047,60 zł	89,44 zł	Węgiel kamienny
6	Głogów	61675	360	1056	600	120	28,0	27,5	70	20,7	0,5	4 867,68	16 329 831,94 zł	134,19 zł	Gaz ziemny
7	Gniezno	63143	2650	3740	750	80	98,0	77,4	250	9,1	0,6	6 884,16	64 620 617,60 zł	375,47 zł	Węgiel kamienny
8	Gorzów Wielkopolski	115847	2100	2992	620	130	78,0	69,6	270	14,1	0,9	9 362,73	50 183 595,26 zł	214,40 zł	Gaz ziemny
9	Grudziądz	89081	1920	2685	521	80	56,0	46,4	300	7,7	0,3	3 148,88	44 479 024,12 zł	565,01 zł	Węgiel kamienny
10	Inowrocław	67745	2800	4290	1100	80	92,0	77,2	210	13,2	1,0	10 238,12	75 718 671,60 zł	295,83 zł	Węgiel kamienny
11	Kalisz	93681	2000	2970	700	200	84,0	78,8	250	24,2	1,8	18 763,85	49 770 428,40 zł	106,10 zł	Węgiel kamienny
12	Koszalin	105905	1500	2200	500	200	40,0	39,2	80	47,1	1,7	18 996,84	35 721 840,00 zł	75,22 zł	Węgiel kamienny
13	Legionowo	52686	2100	2684	340	80	59,0	54,7	140	16,8	0,9	8 958,09	44 458 806,66 zł	198,52 zł	Gaz ziemny
14	Leszno	60313	800	1595	650	200	42,0	40,9	150	27,1	1,0	10 395,08	25 246 010,90 zł	97,15 zł	Gaz ziemny
15	Lubin	70 815	308	308	180	50	24,0	23,4	20	4,6	0,1	878,33	4 607 128,06 zł	209,81 zł	Węgiel kamienny
16	Łomża	59965	850	1100	150	40	27,0	25,6	38	7,7	0,2	1 705,54	17 042 960,00 zł	399,71 zł	Gaz ziemny
17	Łódź	655279	3750	5335	1100	220	128,0	67,3	350	6,3	0,4	3 725,26	97 931 714,10 zł	1 051,54 zł	Węgiel kamienny
18	Olsztyn	167844	1300	1848	380	40	33,0	29,3	78	6,5	0,2	1 701,32	29 566 610,30 zł	695,14 zł	Biomasa
19	Opole	126300	250	451	160	140	21,0	20,9	2	46,3	0,7	7 394,33	6 789 749,08 zł	36,73 zł	Węgiel kamienny
20	Ostrów Wielkopolski	69477	720	1584	720	150	35,0	34,6	90	53,7	1,6	17 098,34	25 060 121,86 zł	58,63 zł	Węgiel kamienny
21	Pabianice	60929	3800	5170	900	200	130,0	91,8	350	9,8	0,8	8 226,03	94 326 236,40 zł	458,67 zł	Węgiel kamienny
22	Piaseczno	51985	2250	2783	280	100	57,0	53,5	160	20,7	1,0	10 622,98	46 284 930,16 zł	174,28 zł	Gaz ziemny
23	Piła	70361	2100	3520	1100	75	65,0	54,5	250	10,6	0,5	5 401,62	60 295 910,40 zł	446,50 zł	Węgiel kamienny
24	Piotrków Trybunalski	66901	3450	4785	900	300	110,0	94,5	320	18,3	1,6	16 128,50	86 056 598,10 zł	213,43 zł	Gaz ziemny
25	Płock	111927	3750	4950	750	80	105,0	83,0	200	11,8	0,9	9 705,87	89 576 190,00 zł	369,16 zł	Olej opałowy
26	Poznań	540146	2300	3278	680	70	85,0	56,2	310	5,1	0,2	2 576,09	55 614 311,98 zł	863,55 zł	Węgiel kamienny

ID	Miejscowości	Liczba mieszkańców	Głębokość zalegania stropu [m p.p.t.]	Głębokość otworu [m]	Miąższość całkowita horyzontu [m]	Miąższość efektywna horyzontu [m]	Temperatura złożowa [°C]	Temperatura głowicowa [°C]	Mineralizacja [g/dm³]	Wydajność [m³/h]	Moc termiczna [MW]	Energia techniczna [GJ/rok]	Koszt wykonania dubletu [zł]	Amortyzacja w kosztach wytwarzania energii [zł/GJ]	Potencjalnie zastąpione paliwo
27	Pruszków	65388	2600	3212	320	80	68,0	60,7	175	14,2	0,8	8 352,68	54 351 254,14 zł	260,28 zł	Węgiel kamienny
28	Radom	196918	1650	2035	200	65	52,0	48,0	115	11,7	0,5	5 439,65	32 815 718,10 zł	241,31 zł	Węgiel kamienny
29	Rumia	52931	350	803	380	110	22,0	21,9	38	41,4	0,7	7 627,64	12 280 140,88 zł	64,40 zł	Węgiel kamienny
30	Siedlce	75502	800	1034	140	75	33,0	32,1	8	14,7	0,4	4 454,16	15 974 249,46 zł	143,45 zł	Węgiel kamienny
31	Słupsk	86027	450	891	360	90	26,0	25,6	32	22,3	0,5	5 228,97	13 678 913,56 zł	104,64 zł	Oil opałowy
32	Szczecin	390278	2700	3773	730	40	84,0	26,8	220	2,7	0,1	622,64	65 274 967,60 zł	4 193,46 zł	Gaz ziemny
33	Tczew	57218	1100	1672	420	140	32,0	31,3	70	31,5	0,8	8 860,58	26 551 814,78 zł	119,86 zł	Gaz ziemny
34	Tomaszów Mazowiecki	57016	3300	4730	1000	400	89,0	81,8	250	29,6	2,3	23 261,34	84 891 580,40 zł	145,98 zł	Węgiel kamienny
35	Warszawa	1861644	2200	2750	300	100	60,0	57,4	140	28,9	1,6	16 252,31	45 674 750,00 zł	112,41 zł	Węgiel kamienny
36	Włocławek	101450	4000	5885	1350	70	115,0	42,3	330	5,1	0,2	1 778,50	110 215 810,10 zł	2 478,85 zł	Gaz ziemny
37	Zgierz	53763	3750	5335	1100	200	128,0	74,9	350	7,2	0,5	4 800,10	97 931 714,10 zł	816,08 zł	Węgiel kamienny
38	Zielona Góra	139132	700	1463	630	230	34,0	33,3	140	30,2	0,8	8 961,67	23 026 139,44 zł	102,78 zł	Gaz ziemny
Jura dolna															
1	Bełchatów	52567	1600	1958	180	80	56,0	55,8	15	193,2	10,8	110 967,39	31 472 124,46 zł	11,34 zł	Węgiel brunatny
2	Bydgoszcz	328370	1300	2310	800	650	63,0	62,9	60	487,8	30,6	323 952,88	37 679 703,60 zł	4,65 zł	Węgiel kamienny
3	Elbląg	113195	800	1001	110	100	27,0	27,0	33	208,0	4,6	48 286,30	15 442 102,68 zł	12,79 zł	Węgiel kamienny
4	Gniezno	63 143	1450	1815	200	110	57,0	56,9	75	326,4	18,1	191 700,70	28 998 146,10 zł	6,05 zł	Węgiel kamienny
5	Gorzów Wielkopolski	115847	800	1243	330	225	38,0	37,9	55	262,1	9,0	95 144,65	19 378 703,12 zł	8,15 zł	Gaz ziemny
6	Grudziądz	115847	1570	1887	145	115	50,0	49,8	72	203,8	9,7	102 446,23	30 231 679,40 zł	11,80 zł	Węgiel kamienny
7	Inowrocław	67745	1200	1958	580	400	53,0	52,9	60	468,5	24,0	254 479,55	31 472 124,46 zł	4,95 zł	Węgiel kamienny
8	Kalisz	93681	300	693	330	200	30,0	30,0	4	316,8	8,1	86 068,32	10 546 398,32 zł	4,90 zł	Węgiel kamienny
9	Koszalin	105905	700	1210	400	250	28,0	28,0	35	474,8	11,1	125 444,83	18 837 231,60 zł	6,01 zł	Węgiel kamienny
10	Legionowo	52686	1450	1876	255	180	47,0	46,9	65	283,0	12,6	130 107,66	30 041 455,17 zł	9,24 zł	Gaz ziemny
11	Łomża	59965	730	869	60	40	26,0	25,8	6	43,8	1,0	9 956,65	13 328 238,84 zł	53,55 zł	Gaz ziemny
12	Łódź	655279	1850	2728	630	330	70,0	69,8	35	456,5	32,7	336 808,59	45 268 781,18 zł	5,38 zł	Węgiel kamienny
13	Olsztyn	167844	900	1188	180	140	33,0	32,9	25	260,8	7,8	81 016,34	18 477 068,54 zł	9,12 zł	Biomasa
14	Pabianice	60929	2200	2750	300	150	74,0	73,7	45	339,5	25,7	265 144,14	45 674 750,00 zł	6,89 zł	Węgiel kamienny
15	Piaseczno	51985	1700	2090	200	80	50,0	49,7	80	132,9	6,3	65 008,00	33 780 335,60 zł	20,79 zł	Gaz ziemny

ID	Miejscowości	Liczba mieszkańców	Głębokość zalegania stropu [m p.p.t.]	Głębokość otworu [m]	Miąższość całkowita horyzontu [m]	Miąższość efektywna horyzontu [m]	Temperatura złożowa [°C]	Temperatura głowicowa [°C]	Mineralizacja [g/dm³]	Wydajność [m³/h]	Moc termiczna [MW]	Energia techniczna [GJ/rok]	Koszt wykonania dubletu [zł]	Amortyzacja w kosztach wytwarzania energii [zł/GJ]	Potencjalnie zastąpione paliwo
16	Piła	70361	200	913	630	520	27,0	27,0	10	450,3	10,0	105 511,93	14 030 242,64 zł	5,32 zł	Węgiel kamienny
17	Piotrków Trybunalski	66901	1900	2222	120	60	70,0	69,3	28	93,7	6,7	68 683,39	36 112 103,98 zł	21,03 zł	Gaz ziemny
18	Płock	111927	2500	3355	550	350	84,0	83,7	115	403,5	34,2	352 071,04	57 095 322,90 zł	6,49 zł	Olej opałowy
19	Poznań	540146	800	1375	450	300	41,0	40,9	20	429,5	16,4	173 802,68	21 559 312,50 zł	4,96 zł	Węgiel kamienny
20	Pruszków	65388	1750	2255	300	150	56,0	55,8	84	262,1	14,2	146 710,30	36 698 726,90 zł	10,01 zł	Węgiel kamienny
21	Szczecin	390278	1803	2401	380	150	70,0	69,7	110	297,3	20,6	233 320,46	39 317 154,38 zł	6,74 zł	Gaz ziemny
22	Tczew	57218	850	1012	70	60	28,0	27,9	42	79,9	1,9	20 132,67	15 619 321,34 zł	31,03 zł	Gaz ziemny
23	Tomaszów Mazowiecki	57016	1437	1722	128	96	42,1	41,7	0,5	80,0	3,2	32 699,33	27 395 493,08 zł	33,51 zł	Węgiel kamienny
24	Warszawa	1861644	1450	1859	240	140	50,0	49,8	68	215,1	10,3	106 209,52	29 756 425,56 zł	11,21 zł	Węgiel kamienny
25	Włocławek	101450	2000	3025	750	550	65,0	64,8	60	560,4	36,5	376 471,73	50 804 572,50 zł	5,40 zł	Gaz ziemny
26	Zgierz	53763	1900	2948	780	350	75,0	74,8	35	484,0	37,4	385 917,92	49 357 915,90 zł	5,12 zł	Węgiel kamienny
Kreda dolna															
1	Bełchatów	52567	600	688	25	20	28,0	27,1	2	7,9	0,2	1 843,42	10 460 140,63 zł	226,97 zł	Węgiel brunatny
2	Gniezno	63 143	650	853	125	70	26,0	26,0	8	169,7	3,6	37 643,62	13 065 662,23 zł	13,88 zł	Węgiel kamienny
3	Gorzów Wielkopolski	115847	1040	792	20	15	30,0	28,4	34	5,5	0,1	1 378,17	12 106 030,46 zł	351,36 zł	Gaz ziemny
4	Grudziądz	89081	500	1256	102	80	35,0	34,9	10	129,4	4,0	42 831,19	19 595 703,99 zł	18,30 zł	Węgiel kamienny
5	Inowrocław	67745	850	578	25	20	23,0	22,5	20	8,2	0,1	1 464,85	8 743 575,23 zł	238,76 zł	Węgiel kamienny
6	Legionowo	52686	700	1018	75	50	32,0	31,8	15	61,8	1,7	17 831,83	15 707 992,03 zł	35,24 zł	Gaz ziemny
7	Łódź	655279	750	726	60	45	27,0	26,8	1	41,7	0,9	9 611,86	11 064 803,38 zł	46,05 zł	Węgiel kamienny
8	Olsztyn	167844	875	847	20	15	22,0	21,1	12	6,5	0,1	1 102,16	12 978 218,48 zł	471,01 zł	Biomasa
9	Pabianice	60929	1125	1084	110	75	40,0	39,9	1	168,4	6,3	65 173,24	16 775 230,24 zł	10,30 zł	Węgiel kamienny
10	Piaseczno	51985	750	1304	60	45	34,0	33,5	15	36,8	1,1	11 384,68	20 375 224,88 zł	71,59 zł	Gaz ziemny
11	Piotrków Trybunalski	66901	1200	902	70	50	35,0	34,8	1	60,9	1,9	19 861,78	13 854 496,30 zł	27,90 zł	Gaz ziemny
12	Płock	111927	1100	1551	210	180	40,0	39,9	2	347,6	13,1	134 529,68	24 503 436,28 zł	7,29 zł	Olej opałowy
13	Pruszków	65388	550	1309	90	70	36,0	35,8	8	100,8	3,3	33 982,27	20 466 063,16 zł	24,09 zł	Węgiel kamienny
14	Radom	196918	450	660	50	30	26,0	25,7	2	22,6	0,5	4 913,66	10 029 465,60 zł	81,65 zł	Węgiel kamienny
15	Siedlce	75502	1540	517	20	15	23,0	22,4	1	6,5	0,1	1 215,78	7 806 437,36 zł	256,84 zł	Węgiel kamienny
16	Szczecin	390278	700	1771	70	25	48,0	46,4	70	22,5	1,0	11 207,16	28 242 484,12 zł	100,80 zł	Gaz ziemny
17	Tczew	57218	1150	792	20	15	23,0	22,1	8	6,4	0,1	1 120,59	12 106 030,46 zł	432,13 zł	Gaz ziemny

ID	Miejscowości	Liczba mieszkańców	Głębokość zalegania stropu [m p.p.t]	Głębokość otworu [m]	Miąższość całkowita horyzontu [m]	Miąższość efektywna horyzontu [m]	Temperatura złożowa [°C]	Temperatura głowicowa [°C]	Mineralizacja [g/dm³]	Wydajność [m³/h]	Moc termiczna [MW]	Energia techniczna [GJ/rok]	Koszt wykonania dubletu [zł]	Amortyzacja w kosztach wytwarzania energii [zł/GJ]	Potencjalnie zastąpione paliwo
18	Warszawa	1861644	250	1331	60	45	34,0	33,6	12	43,9	1,3	13 619,43	20 829 825,24 zł	61,18 zł	Węgiel kamienny
19	Zgierz	53763	250	325	45	30	25,0	24,8	2	17,5	0,4	3 617,39	4 857 557,97 zł	53,71 zł	Węgiel kamienny
Objaśnienia: 29,99 zł – wartość amortyzacji poniżej 30 zł na GJ. Poziom ten w nawiązaniu do opracowania z 2020 r. [2] przyjęto jako ten poniżej którego istnieją szanse na ekonomiczną konkurencyjność ciepła geotermalnego wobec innych źródeł energii															

5.2. Wskazanie możliwości wykorzystania wód termalnych w zakresie balneoterapii i rekreacji dla wybranych lokalizacji

Wody podziemne, w zależności od swoich specyficznych cech, mogą być klasyfikowane w polskim prawie na różne sposoby. Szczególne miejsce w tej klasyfikacji zajmują wody termalne i wody lecznicze. Ich wyjątkowość polega na tym, że w przeciwieństwie do zwykłych wód podziemnych, obie kategorie zostały przez ustawodawcę uznane za kopaliny. Ten status prawny nadaje im podstawowa dla tego sektora Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze [1]. Akt ten precyzyjnie definiuje, czym jest każda z tych wód.

Jednakże, dla wód leczniczych, ramy prawne na tym się nie kończą. Ich przeznaczenie – czyli wykorzystanie w terapii – sprawia, że podlegają one również przepisom Ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz o gminach uzdrowiskowych. W efekcie, aby w pełni zrozumieć naturę i zastosowanie tych cennych zasobów, należy analizować je przez pryzmat obu tych ustaw, które wspólnie tworzą kompletny system regulacji – od definicji geologicznej, po certyfikację i zastosowanie terapeutyczne.

Podstawowym aktem prawnym, który klasyfikuje i definiuje wody termalne oraz lecznicze, jest Prawo geologiczne i górnicze [1]. Ustawa ta traktuje je jako dobra naturalne o szczególnym znaczeniu dla gospodarki, co wiąże się z koniecznością uzyskania koncesji na ich wydobywanie. Zgodnie z art. 5 ust. 2 pkt 2 Prawa geologicznego i górniczego, definicja wody termalnej opiera się wyłącznie na jednym parametrze fizycznym jakim jest temperatura.

(...) Wodą termalną jest woda podziemna, która na wypływie z ujęcia ma temperaturę nie niższą niż 20°C (...).

Kluczowe w tej definicji jest to, że nie stawia ona żadnych wymagań odnośnie składu chemicznego wody. Oznacza to, że woda termalna nie musi posiadać właściwości leczniczych. Jej głównym walorem jest energia geotermalna, którą niesie.

Definicja wody leczniczej, zawarta w art. 5 ust. 2 pkt 1 tej samej ustawy, jest znacznie bardziej restrykcyjna i złożona. Skupia się na jej składzie chemicznym i potencjale farmakologicznym. Wodą leczniczą jest woda podziemna, która jest niezanieczyszczona pod względem chemicznym i mikrobiologicznym, cechuje się naturalną zmiennością cech fizycznych i chemicznych oraz zawiera co najmniej jeden z następujących składników w określonych stężeniach:

- rozpuszczonych składników mineralnych stałych – nie mniej niż 1 000 mg/dm³ lub
- jonu żelazawego – nie mniej niż 10 mg/dm³ (wody żelaziste), lub
- jonu fluorkowego – nie mniej niż 2 mg/dm³ (wody fluorkowe), lub
- jonu jodkowego – nie mniej niż 1 mg/dm³ (wody jodkowe), lub
- siarki dwuwartościowej – nie mniej niż 1 mg/dm³ (wody siarczkowe), lub
- kwasu metakrzemowego – nie mniej niż 70 mg/dm³ (wody krzemowe), lub
- radonu – nie mniej niż 74 Bq/dm³ (wody radonowe), lub
- dwutlenku węgla niezwiązanego – nie mniej niż 250 mg/dm³, z tym że od 250 do 1 000 mg/dm³ to wody kwasowęglowe, a powyżej 1 000 mg/dm³ to szczawa;

Status kopaliny nadany przez Prawo geologiczne i górnicze [1] jest więc pierwszym krokiem. Definiuje on wodę jako "leczniczą" z perspektywy zasobów Ziemi. Jednak aby mogła być ona legalnie stosowana w terapiach, musi przejść dodatkową weryfikację. Samo spełnienie kryteriów Prawa geologicznego i górniczego nie uprawnia do stosowania wody w celach medycznych. Tu kluczową rolę odgrywa Ustawa o lecznictwie uzdrowiskowym..., która reguluje, jak zdefiniowane wcześniej zasoby mogą być wykorzystywane w procesie leczenia. Zgodnie z tą ustawą, woda lecznicza zaliczana jest do naturalnych surowców leczniczych. Jednak, aby mogła być oficjalnie użyta w zabiegach (takich jak kuracje pitne, kąpiele

czy inhalacje), jej właściwości terapeutyczne muszą zostać naukowo potwierdzone. Proces ten reguluje art. 36 ustawy, który wprowadza wymóg uzyskania **świadectwa potwierdzającego właściwości lecznicze** naturalnych surowców leczniczych. Świadectwo to jest wydawane przez uprawnione jednostki na zlecenie gminy, na podstawie udokumentowanych badań, które potwierdzają właściwości lecznicze wody oraz wykluczają jej negatywny wpływ na zdrowie ludzkie. Dopiero po uzyskaniu takiego świadectwa, woda lecznicza może stać się podstawą zabiegów w zakładach lecznictwa uzdrowiskowego, a gmina może ubiegać się o status uzdrowiska lub obszaru ochrony uzdrowiskowej. Chociaż przepisy prawne precyzyjnie rozdzielają funkcje terapeutyczne i inne, w praktyce turystycznej i rekreacyjnej granice te często się zacierają, tworząc dynamicznie rozwijający się rynek usług. Rekreacja stała się jednym z kluczowych motorów napędowych dla eksploatacji zarówno wód termalnych, jak i leczniczych.

Główny atut wody termalnej – jej naturalnie wysoka temperatura – jest podstawą sukcesu licznych obiektów rekreacyjnych w Polsce. Ciepła woda pozwala na **całoroczne funkcjonowanie basenów zewnętrznych**, co stanowi ogromną atrakcję turystyczną, szczególnie zimą. Niezwykle istotnym atutem jest również **znaczące obniżenie kosztów operacyjnych** obiektu związanych z podgrzewaniem wody, co czyni inwestycję bardziej rentowną.

Ważne jest również **kreowanie wizerunku obiektu jako "naturalnego" i "ekologicznego"**, czerpiącego z zasobów Ziemi. Obiekty te, często nazywane "termami", oferują szeroki wachlarz atrakcji dla całych rodzin – od zjeżdżalni i basenów ze sztuczną falą po strefy relaksu. W tym modelu woda termalna jest przede wszystkim nośnikiem ciepła i podstawą do dobrej zabawy.

Wody, które spełniają kryteria wód leczniczych, są coraz częściej wykorzystywane nie tylko w ramach formalnych kuracji uzdrowiskowych, ale także w szeroko pojętej rekreacji zdrowotnej. Ich bogaty skład mineralny staje się wartością marketingową przyciągającą osoby poszukujące odpoczynku połączonego z dbaniem o zdrowie i urodę. W nowoczesnych hotelach i ośrodkach SPA oferowane są kąpiele solankowe, siarczkowe czy kwasowęglowe jako element pakietów wellness, mający na celu poprawę kondycji skóry, relaksację mięśni czy ogólną rewitalizację organizmu. Inną formą wykorzystania tego typu wód są strefy saun i łaźni, gdzie mineralizowana woda jest wykorzystywana w basenach schładzających, natryskach czy jako aerozol. W tym ujęciu woda lecznicza nie jest lekiem, lecz luksusowym, naturalnym kosmetykiem i elementem prozdrowotnego stylu życia.

Największy potencjał komercyjny i rekreacyjny mają wody, które są **jednocześnie termalne i lecznicze**. Takie połączenie pozwala tworzyć kompleksową ofertę, która zaspokaja potrzeby różnych grup odbiorców. Obiekt oparty na takiej wodzie może jednocześnie funkcjonować jako park wodny dla rodzin (dzięki temperaturze) oraz jako luksusowe centrum odnowy biologicznej (dzięki składowi chemicznemu), oferując zarówno rozrywkę, jak i prozdrowotny relaks.

Woda może być jednocześnie termalna i lecznicza, jeśli spełnia oba zestawy kryteriów – ma temperaturę co najmniej 20°C i posiada odpowiedni skład mineralny, potwierdzony świadectwem. Takie wody są najcenniejszym zasobem balneologicznym, łączącym terapeutyczne działanie ciepła i składników farmakologicznie czynnych, i stanowią fundament oferty wielu renomowanych polskich uzdrowisk oraz nowoczesnych kompleksów rekreacyjnych.

Podsumowując, podstawowe różnice między wodami termalnymi a leczniczymi w świetle polskiego prawa przedstawione są w Tabeli 32, poniżej.

Tabela 32 Różnice pomiędzy wodami termalnymi a leczniczymi w świetle polskiego prawa

Cecha	Woda Termalna	Woda Lecznicza
Podstawowa definicja	Temperatura $\geq 20^{\circ}\text{C}$	Skład chemiczny (określone stężenia minerałów)
Kluczowa ustawa definiująca	Prawo geologiczne i górnicze [1]	Prawo geologiczne i górnicze [1]
Kluczowa ustawa regulująca użycie	Nie dotyczy (chyba że jest też lecznicza)	Ustawa o lecznictwie uzdrowiskowym...
Wymóg dodatkowej certyfikacji	Nie (dla celów rekreacyjnych/energetycznych)	Tak, świadectwo o właściwościach leczniczych do celów terapeutycznych
Główne zastosowanie	Ciepłownictwo rekreacja,	Lecznictwo uzdrowiskowe (terapię)

Klasyfikacja według przepisów prawa różni się nieco od tej proponowanej w literaturze fachowej, jednak główne kryteria podziału w obydwu przypadkach opierają się na zakresach mineralizacji i temperatury. Czynnikiem determinującym wykorzystanie wody jest przede wszystkim ogólna zawartość rozpuszczonych składników mineralnych, ale również rodzaj składników dominujących (Cl^- , Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , HCO_3^-) i ich właściwości biochemiczne oraz, w kontekście balneoterapeutycznym, zawartość swoistych składników leczniczych (J^- , F^- , H_2SiO_3 , S^{2-} , Rn , Fe^{2+}) [2]. Wody zmineralizowane w oparciu o literaturę fachową dzieli się na [147]:

- wody słone $1,0 \leq M < 5,0 \text{ g/dm}^3$;
- wody słone $5,0 \leq M < 35,0 \text{ g/dm}^3$;
- solanki $M \geq 35,0 \text{ g/dm}^3$.

Zgodnie z zaleceniami, dla wody wykorzystywanej w rekreacyjnych, jej mineralizacja nie powinna przekraczać $30\text{--}35 \text{ g/dm}^3$, przy temperaturze $24\text{--}30^{\circ}\text{C}$. Do celów leczniczych natomiast, przyjmuje się graniczną mineralizację wody 50 g/dm^3 , a temperaturę $28\text{--}42^{\circ}\text{C}$ [148]. Dopuszczenie wyższej temperatury i mineralizacji wody w zabiegach balneoterapeutycznych i leczniczych wynika z kwestii zdrowotnych i organizacyjnych, gdyż zabiegi powinny odbywać się pod nadzorem lekarza [2].

Według Paczyńskiego i Płochniewskiego [149], minimalna wydajność wody termalnej z ujęcia, dostarczana do basenu rekreacyjnego, powinna wynosić $3\text{--}5 \text{ m}^3/\text{h}$. Powyższe kryterium, znajdujące potwierdzenie w praktyce, należy uznać za właściwe również dla balneoterapeutycznego wykorzystania wód [2].

W odniesieniu do perspektywicznego zbiornika kredy dolnej (Tabela 33, Tabela 34), jury dolnej (Tabela 35, Tabela 36) i triasu dolnego (Tabela 37, Tabela 38), przedstawiono zestawienie podstawowych danych hydrogeologicznych, które pozwoliły na przypisanie proponowanych kierunków zagospodarowania wód.

Dla wód występujących w dolnokredowym, dolnojurajskim i dolnotriasowym systemie wodonośnym, prognozuje się, że najbardziej przydatne do celów balneoterapeutycznych będą wody typu chlorkowo-sodowego, ponieważ podstawowe działanie tych jonów determinuje korzystne procesy zachodzące w powierzchniowych warstwach skóry, powodując obniżenie dolegliwości bólowych. Wody zawierające dodatkowo podwyższone stężenia jodków, mogą być przydatne dla inhalacji bezpośrednich lub za sprawą tężni [2].

Z uwagi na lokalnie wysoką mineralizację wody, przekraczającą wartości $30\text{--}35 \text{ g/dm}^3$ dla rekreacji i 50 g/dm^3 dla balneoterapii, konieczne będzie obniżenie stężenia rozpuszczonych w wodach składników mineralnych w celu osiągnięcia zalecanych w literaturze wartości.

W niniejszym opracowaniu nie rozpatrywano kryterium temperaturowego, gdyż w większości rozważanych lokalizacji możliwe jest zagospodarowanie wód w rozwiązaniach kaskadowych (w systemach

ciepłowniczych oraz balneoterapeutycznych i rekreacyjnych). Zatem prognozowana temperatura wód stanowi tylko informację ogólną o charakterze wody. Należy zaznaczyć jednak, iż w przypadku konieczności 2–3 krotnego rozcieńczenia wody nie można traktować jej jako surowca naturalnego, a ponadto traci ona swoje walory termiczne [2].

Wody termalne o mineralizacji ogólnej do 20 g/dm³ (zwłaszcza chlorkowo-sodowe) są odpowiednie do napełniania niecek basenowych, których eksploatację i zasady kontroli określa Rozporządzenie Ministra Zdrowia w sprawie wymagań, jakim powinna odpowiadać woda na pływalniach [150]. Określony, korzystny wpływ wody na organizm może być też uznany na podstawie oceny jej składu chemicznego. Dotyczy to zwłaszcza wód, w których zawartość składników istotnych dla funkcji fizjologicznych jest znacząca, a systematyczne picie tych wód zapewnia uzupełnienie niedoborów mineralnych, np. magnezu, wapnia, sodu, fluoru, jodu, żelaza i chlorków. Dla szczegółowej analizy w tym zakresie konieczne byłoby uzyskanie reprezentatywnych wyników badań fizykochemicznych, których na tym etapie brak.

5.2.1. Wody termalne zbiornika dolnokredowego

Wody termalne ze zbiornika dolnokredowego nadają się do wykorzystania w balneoterapii oraz rekreacji. W większości analizowanych lokalizacji możliwe jest ich bezpośrednie użycie bez konieczności obniżania stężenia rozpuszczonych składników mineralnych. Jedynie woda w Szczecinie i Gorzowie Wielkopolskim wymaga obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (szczegóły w Tabeli 33 i Tabeli 34).

Balneoterapia

- Wody nie wymagające obniżania stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (13 lokalizacji):
 - Bełchatów, Gorzów Wielkopolski, Grudziądz, Legionowo, Olsztyn, Piaseczno, Płock, Pruszków, Radom, Warszawa, Tczew, Inowrocław, Gniezno.
- Wody wymagające jednokrotnego obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (1 lokalizacja):
 - Szczecin

Rekreacja

- Wody niewymagające obniżania stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (17 lokalizacji):
 - Bełchatów, Grudziądz, Legionowo, Olsztyn, Łódź, Pabianice, Piaseczno, Piotrków Trybunalski, Płock, Pruszków, Radom, Warszawa, Tczew, Zgierz, Siedlce, Inowrocław, Gniezno.
- Wody wymagające jednokrotnego obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (1 lokalizacja):
 - Gorzów Wielkopolski.
- Wody wymagające co najmniej dwukrotnego obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (1 lokalizacja):
 - Szczecin

Tabela 33 Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych kredy dolnej (K1) - na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych – bez rozcieńczania

L.p.	Miasto	Prognozowana temperatura wody na wypływie [°C]	Prognozowana mineralizacja wody [g/dm³]	Prognozowana obecność składników swoistych	Prognozowany typ hydrogeochemiczny wody wg Szczukariewa-Prikłóńskiego	Prognozowana wydajność ujęcia [m³/h]	Rodzaj wody	Kierunek zagospodarowania	
1	Bełchatów	27,2	2	Fe ²⁺ , I	Cl-SO ₄ -Mg-Na-Ca	21,2	słonawa	R	B
2	Gorzów Wielkopolski	28,8	34	brak	Cl-Na	18,3	słona		B
3	Grudziądz	34,6	10	brak	Cl-HCO ₃ -Na	94,6	słona	R	B
4	Legionowo	31,5	15	brak	Cl-Na	64,8	słona	R	B
5	Olsztyn	21,1	12	brak	Cl-Na	6,5	słona	R	B
6	Łódź	26,7	1	brak	HCO ₃ -Ca	50,2	słonawa	R	
7	Pabianice	39,6	1	brak	HCO ₃ -Ca	112,2	słonawa	R	
8	Piaseczno	33,2	15	brak	Cl-Na	50,2	słona	R	B
9	Piotrków Trybunalski	34,6	1	brak	HCO ₃ -Ca	64,8	słonawa	R	
10	Płock	39,8	2	brak	Cl-Na	237,5	słonawa	R	B
11	Pruszków	35,9	8	I	Cl-Na	84,0	słona	R	B
12	Radom	25,5	2	brak	Cl-Na	36,7	słonawa	R	B
13	Warszawa	33,2	12	brak	Cl-Na	55,0	słona	R	B
14	Tczew	22,1	8	brak	Cl-Na	6,4	słona	R	B
15	Zgierz	24,8	2	brak	HCO ₃ -Ca	31,7	słonawa	R	
16	Siedlce	22,5	1	brak	HCO ₃ -Ca	6,5	słonawa	R	
17	Inowrocław	21,2	20	I	Cl-Na	8,2	słona	R	B
18	Gniezno	26,0	8	brak	Cl-Na	169,7	słona	R	B
Objaśnienia									
B – balneoterapia; R - rekreacja									

Tabela 34 Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych kredy dolnej (K1) - na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych – z rozcieńczaniem

L.p.	Miasto	Prognozowana temperatura wody na wypływie [°C]	Prognozowana mineralizacja wody [g/dm³]	Prognozowana obecność składników swoistych	Prognozowany typ hydrogeochemiczny wody wg Szczukariewa-Prikłóńskiego	Prognozowana wydajność ujęcia [m³/h]	Rodzaj wody	Kierunek zagospodarowania	
1	Szczecin	46,1	70	brak	Cl-Na	45,8	solanka	R	B
	Gorzów Wielkopolski	28,8	34	brak	Cl-Na	18,3	słona	R	
Objaśnienia									
B – balneoterapia; R - rekreacja		Rozcieńczanie 2x				Rozcieńczanie 1x			

5.2.2. Wody termalne zbiornika dolnojurańskiego

Wody termalne ze zbiornika dolnojurańskiego mogą być wykorzystywane w balneoterapii i w celach rekreacyjnych. W zależności od lokalizacji, wody mogą być stosowane bezpośrednio lub, w większości przypadków wymagają odpowiedniego obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (szczegóły w Tabeli 35 i Tabeli 36)

Balneoterapia

- Wody nie wymagające obniżania stężenia składników mineralnych (10 lokalizacji):
 - Bełchatów, Elbląg, Kalisz, Koszalin, Łódź, Olsztyn, Pabianice, Piotrków Trybunalski, Poznań, Zgierz.
- Wody wymagające co najmniej jednokrotnego obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (11 lokalizacji)
 - Bydgoszcz, Gorzów Wielkopolski, Grudziądz, Inowrocław, Legionowo, Piaseczno, Pruszków, Szczecin, Warszawa, Włocławek, Gniezno.
- Wody wymagające co najmniej dwukrotnego obniżenia stężenia składników mineralnych (1 lokalizacja):
 - Płock

Rekreacja

- Wody niewymagające obniżania stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (10 lokalizacji):
 - Bełchatów, Elbląg, Kalisz, Łomża, Olsztyn, Tomaszów Mazowiecki, Piła, Piotrków Trybunalski, Poznań, Tczew.
- Wody wymagające co najmniej jednokrotnego obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (5 lokalizacji):
 - Bydgoszcz, Gorzów Wielkopolski, Inowrocław, Włocławek, Koszalin
- Wody wymagające co najmniej dwukrotnego obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (7 lokalizacji):
 - Grudziądz, Legionowo, Piaseczno, Pruszków, Szczecin, Warszawa, Gniezno.
- Wody wymagające co najmniej trzykrotnego obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (1 lokalizacja):
 - Płock.

Tabela 35 Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych jury dolnej (J1) - na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych – bez rozcieńczania

L.p.	Miasto	Prognozowana temperatura wody na wypływie [°C]	Prognozowana mineralizacja wody [g/dm ³]	Prognozowana obecność składników swoistych	Prognozowany typ hydrogeochemiczny wody wg Szczukariewa-Prikłóńskiego	Prognozowana wydajność ujęcia [m ³ /h]	Rodzaj wody	Kierunek zagospodarowania
1	Bełchatów	55,2	15	Fe (2+)	Cl-Na	133,8	słona	R B
2	Elbląg	27,0	30	brak	Cl-Na	208,0	słona	R B
3	Kalisz	29,9	4	I	Cl-Na	226,9	słonawa	R B
4	Koszalin	27,9	35	brak	Cl-Na	267,7	solanka	B
5	Łomża	25,6	6	brak	Cl-Na	51,8	słona	R B
6	Łódź	69,3	35	I	Cl-Na	308,2	solanka	B
7	Olsztyn	32,8	25	brak	Cl-Na	168,0	słona	R B
8	Tomaszów Mazowiecki	41,7	0,5	brak	Cl-HCO ₃ -Na	80,0	zwykła	R B
9	Pabianice	73,2	45	brak	Cl-Na	259,2	solanka	B
10	Piła	26,9	10	Br, F, HBO ₂	Cl-Na	203,3	słona	R B
11	Piotrków Trybunalski	68,4	28	brak	Cl-Na	100,4	słona	R B
12	Poznań	40,8	20	I, Fe(3+) F, Br	Cl-Na	259,2	słona	R B
13	Tczew	27,7	28	I,F, Br	Cl-Na	73,3	słona	R B
14	Zgierz	74,3	35	brak	Cl-Na	319,9	solanka	B
Objaśnienia								
B – balneoterapia; R - rekreacja								

Tabela 36 Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych jury dolnej (J1) - na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych – z rozcieńczaniem

L.p.	Miasto	Prognozowana temperatura wody na wypływie [°C]	Prognozowana mineralizacja wody [g/dm³]	Prognozowana obecność składników swoistych	Prognozowany typ hydrogeochemiczny wody wg Szczukariewa-Priktońskiego	Prognozowana wydajność ujęcia [m³/h]	Rodzaj wody	Kierunek zagospodarowania	
1	Bydgoszcz	62,4	60	Fe (2+)	Cl-Na	262,5	solanka	R	B
2	Gorzów Wielkopolski	37,8	55	brak	Cl-Na	256,3	solanka	R	B
3	Grudziądz	48,6	72	I	Cl-Na	68,1	solanka	R	B
4	Inowrocław	52,6	60	I	Cl-Na	279,9	solanka	R	B
5	Legionowo	46,6	65	I; Fe (2+)	Cl-Na	237,5	solanka	R	B
6	Piaseczno	49,0	80	I, Fe(2+) F	Cl-Na	114,0	solanka	R	B
7	Płock	83,0	115	I	Cl-Na	329,8	solanka	R	B
8	Pruszków	55,4	84	I, Fe(3+)	Cl-Na	216,8	solanka	R	B
9	Szczecin	69,3	70	HSiO3	Cl-Na	255,9	solanka	R	B
10	Warszawa	49,5	68	I, Fe(2+) F	Cl-Na	177,1	solanka	R	B
11	Włocławek	64,3	60	I, F	Cl-Na	299,3	solanka	R	B
12	Koszalin	27,9	35	brak	Cl-Na	267,7	solanka	R	B
13	Gniezno	56,9	75	i	Cl-Na	326,4	solanka	R	B
Objaśnienia									
B – balneoterapia; R - rekreacja		Rozcieńczanie 3x		Rozcieńczanie 2x			Rozcieńczanie 1x		

5.2.3. Wody termalne zbiornika dolnotriasowego

Wody termalne ze zbiornika dolnotriasowego mogą być wykorzystywane w balneoterapii oraz w rekreacji. W części lokalizacji wody mogą być stosowane bezpośrednio, jednak w wielu przypadkach konieczne jest obniżenie stężenia rozpuszczonych składników mineralnych w różnym stopniu (szczegóły w Tabeli 37 i Tabeli 38).

Balneoterapia

- Wody niewymagające obniżenia stężenia składników mineralnych (9 lokalizacji):
 - Opole, Rumia, Siedlce, Lubin, Gdańsk, Łomża, Słupsk, Elbląg, Gdynia
- Wody wymagające co najmniej jednokrotnego obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (5 lokalizacji):
 - Koszalin, Olsztyn, Ostrów Wielkopolski, Tczew, Głogów.
- Wody wymagające co najmniej dwukrotnego obniżenia stężenia składników mineralnych (4 lokalizacje):
 - Legionowo, Leszno, Radom, Bydgoszcz.
- Wody wymagające co najmniej trzykrotnego obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (5 lokalizacji):
 - Piaseczno, Płock, Pruszków, Warszawa, Zielona Góra.

Rekreacja

- Wody niewymagające obniżania stężenia składników mineralnych (3 lokalizacje):
 - Opole, Siedlce, Lubin.
- Wody wymagające co najmniej jednokrotnego obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (5 lokalizacji): Gdynia, Gdańsk, Łomża, Słupsk, Rumia.
- Wody wymagające co najmniej dwukrotnego obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (4 lokalizacje):
 - Koszalin, Olsztyn, Ostrów Wielkopolski, Tczew.
- Wody wymagające co najmniej trzykrotnego obniżenia stężenia rozpuszczonych składników mineralnych (4 lokalizacje):
 - Radom, Głogów, Elbląg, Bydgoszcz.

Tabela 37 Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych triasu dolnego (T1) - na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych – bez rozcieńczania

L.p.	Miasto	Prognozowana temperatura wody na wypływie [°C]	Prognozowana mineralizacja wody [g/dm ³]	Prognozowana obecność składników swoistych	Prognozowany typ hydrogeochemiczny wody wg Szczukariewa-Prikłofskiego	Prognozowana wydajność ujęcia [m ³ /h]	Rodzaj wody	Kierunek zagospodarowania
1	Opole	20,9	2	H ₂ SiO ₃	HCO ₃ -Na-Mg	46,3	słonawa	R B
2	Rumia	21,9	38	I	Cl-Na	41,4	solanka	B
3	Siedlce	31,9	8	I,F,Fe(3+)	Cl-Na	29,0	słona	R B
4	Lubin	23,4	20	brak	Cl-Na	4,6	słona	R B
5	Gdańsk	23,7	40	I	Cl-Na	36,8	solanka	B
6	Łomża	25,6	38	brak	Cl-Na	7,7	solanka	B
7	Słupsk	25,6l	32	I	Cl-Na	22,3	słona	B
8	Elbląg	27,5	50	i	Cl-Na	35,4	solanka	B
9	Gdynia	22,8	35	I	Cl-Na	34,7	solanka	B
Objaśnienia								
B – balneoterapia; R - rekreacja								

Tabela 38 Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych triasu dolnego (T1) - na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych – z rozcieńczaniem

L.p.	Miasto	Prognozowana temperatura wody na wypływie [°C]	Prognozowana mineralizacja wody [g/dm ³]	Prognozowana obecność składników swoistych	Prognozowany typ hydrogeochemiczny wody wg Szczukariewa-Prikłofskiego	Prognozowana wydajność ujęcia [m ³ /h]	Rodzaj wody	Kierunek zagospodarowania
1	Koszalin	39,1	80	brak	Cl-Na	94,6	solanka	R B
2	Legionowo	54,8	140	brak	Cl-Na	42,3	solanka	B
3	Leszno	41,1	150	brak	Cl-Na	77,8	solanka	B
4	Olsztyn	30,3	78	brak	Cl-Na	21,2	solanka	R B
5	Ostrów Wielkopolski	34,3	90	brak	Cl-Na	82,0	solanka	R B
6	Piaseczno	53,3	160	I	Cl-Na-Ca	47,3	solanka	B
7	Płock	90,8	200	I, Fe(2+)	Cl-Na	45,4	solanka	B
8	Pruszków	62,0	175	I, Fe(3+)	Cl-Na	42,3	solanka	B
9	Radom	48,6	115	I,F	Cl-Na	33,0	solanka	R B
10	Tczew	31,1	70	I,F	Cl-Na	56,0	solanka	R B

11	Warszawa	56,7	140	I, Fe(3+)	Cl-Na	56,0	solanka		B
12	Zielona Góra	33,4	140	brak	Cl-Na	84,9	solanka		B
13	Gdynia	22,8	35	I	Cl-Na	34,7	solanka	R	
15	Gdańsk	23,7	40	I	Cl-Na	36,8	solanka	R	
16	Łomża	25,6	38	brak	Cl-Na	7,7	solanka	R	
17	Słupsk	25,6	32	I	Cl-Na	22,3	słona	R	
18	Szczecin	26,8	220	I	Cl-Na	2,7	solanka		
19	Głogów	27,5	70	brak	Cl-Na	20,7	solanka	R	B
20	Elbląg	27,5	50	i	Cl-Na	35,4	solanka	R	
21	Włocławek	42,3	330	I	Cl-Na	5,1	solanka		
22	Grudziądz	46,4	300	brak	Cl-Na	7,7	solanka		
23	Piła	54,5	250	Br, F	Cl-Na	10,6	solanka		
24	Poznań	56,,2	310	I	Cl-Na	5,1	solanka		
25	Bydgoszcz	60,7	73	brak	Cl-Na	12,6	solanka	R	B
26	Łódź	67,3	350	brak	Cl-Na	6,3	solanka		
27	Gorzów Wielkopolski	69,6	270	brak	Cl-Na	14,1	solanka		
28	Zgierz	74,9	350	brak	Cl-Na	7,2	solanka		
29	Inowrocław	77,2	210	brak	Cl-Na	13,2	solanka		
30	Gniezno	77,4	250	brak	Cl-Na	9,1	solanka		
31	Kalisz	78,8	250	I, Fe(2+)	Cl-Na	24,2	solanka		
32	Tomaszów Mazowiecki	81,8	250	brak	Cl-Na	29,8	solanka		
33	Bełchatów	83,6	320	I, Fe(2+)	Cl-Na	12,8	solanka		
34	Pabianice	91,8	350	brak	Cl-Na	9,8	solanka		
37	Piotrków Trybunalski	94,5	320	brak	Cl-Na	18,3	solanka		
38	Rumia	21,9	38	I	Cl-Na	41,4	solanka	R	
Objaśnienia									
B – balneoterapia; R - rekreacja		Rozcieńczanie 3x			Rozcieńczanie 2x			Rozcieńczanie 1x	

6. Priorytetowe lokalizacje dla inwestycji geotermalnych na Niżu Polskim – Analiza potencjału dla ciepłownictwa, rekreacji i lecznictwa

Niniejszy rozdział stanowi kulminację przeprowadzonej w trakcie realizacji zadania analizy wielokryterialnej. Jego celem jest identyfikacja lokalizacji na obszarze Niżu Polskiego, które wykazują najwyższy, potencjał dla rozwoju inwestycji geotermalnych. Na podstawie zintegrowanej oceny uwzględniającej zarówno uwarunkowania dla ciepłownictwa systemowego, jak i dla komplementarnych kierunków rozwoju w postaci rekreacji i balneoterapii, wyłoniono projekty priorytetowe. To właśnie te lokalizacje oferują największe szanse na techniczną i ekonomiczną efektywność, maksymalizując jednocześnie korzyści środowiskowe i społeczne

Efektywność wykorzystania potencjału geotermalnego jest wypadkową wielu czynników. Należą do nich uwarunkowania geologiczne i hydrogeologiczne, w tym parametry złoża oraz właściwości fizykochemiczne wód termalnych. Równie istotne są aspekty techniczne, takie jak sprawność zastosowanych technologii, oraz rynkowe, obejmujące strukturę i zapotrzebowanie lokalnych odbiorców ciepła, a także ogólną konkurencyjność ekonomiczną inwestycji.

W celu oceny atrakcyjności potencjalnych lokalizacji dla budowy ujęć wód termalnych, opracowano syntetyczny model parametryczny. Model ten bazuje na zmodyfikowanych kryteriach oceny, nawiązując do metodologii zastosowanej w projekcie realizowanym w latach 2017-2020 [2]. Kryteria te zostały pogrupowane w pięć kluczowych obszarów:

- **Parametry geologiczne i hydrogeologiczne** – kluczowe dla określenia potencjału energetycznego złoża. Obejmują one m.in.:
 - temperaturę wody,
 - mineralizację i skład chemiczny wód, które wpływają na potencjalną korozyjność instalacji lub skłonność do wytrącania osadów (tzw. scaling),
 - przewidywaną moc otworu eksploatacyjnego.
- **Uwarunkowania środowiskowe** – czynniki określające możliwość realizacji inwestycji w danym miejscu. Na potrzeby niniejszej analizy przyjęto uwzględnienie rodzaju dotychczas wykorzystywanego paliwa konwencjonalnego, które potencjalnie może zastąpić energia geotermalna w rozpatrywanej lokalizacji
- **Zapotrzebowanie na ciepło** – ta kategoria ocenia potencjał rynkowy, czyli istnienie stabilnego i odpowiednio dużego odbiorcy produkowanego ciepła.
- **Infrastruktura techniczna** – warunki decydujące o możliwości praktycznego wykorzystania pozyskanej energii. Analizuje się tu:
 - istnienie, stan techniczny i gęstość istniejącej sieci ciepłowniczej,
 - odległość od potencjalnych, dużych odbiorców ciepła (osiedla mieszkaniowe, zakłady przemysłowe, obiekty użyteczności publicznej jak szpitale czy baseny),
 - istniejącą infrastrukturę drogową ułatwiającą transport i budowę,
 - atrakcyjność turystyczna lokalizacji.
- **Ryzyko geologiczne i inwestycyjne** – czynniki niepewności, które mogą wpłynąć na ostateczny sukces techniczny i finansowy projektu. Uwzględnia się m.in.:
 - prawdopodobieństwo nieosiągnięcia zakładanych parametrów eksploatacyjnych ujęcia (niższa niż oczekiwano temperatura, ciśnienie lub wydajność),
 - niepewność, co do długoterminowej stabilności parametrów złoża w trakcie wieloletniej eksploatacji.

6.1. Metodyka i kryteria parametrycznej oceny lokalizacji

Celem niniejszej metodyki było stworzenie transparentnego i obiektywnego narzędzia do oceny oraz pozycjonowania (rankingu) potencjalnych lokalizacji dla inwestycji w ciepłownie geotermalne. Ranking ma na celu wsparcie procesów decyzyjnych poprzez identyfikację projektów o największym potencjale technicznym, środowiskowym i rynkowym, przy jednoczesnym uwzględnieniu kluczowych ryzyk.

Metodologia opiera się na analizie wielokryterialnej, w ramach której każdej ocenianej lokalizacji przypisywane są punkty w pięciu kluczowych kategoriach. Suma ważona punktów stanowi podstawę do stworzenia finalnego rankingu. Przyjęta metodyka wymagała dokonania oceny poszczególnych parametrów, oddzielnie dla każdej lokalizacji (pojedyncza lokalizacja może występować w trzech lub dwóch wariantach, ze względu na rozpatrywane zbiorniki geotermalne). Oceny dokonywano osobno dla parametrów ze zbiornika dolnokredowego, dolnojurańskiego i dolnotriasowego.

Przedmiotem oceny są zidentyfikowane, potencjalne lokalizacje dla budowy ciepłowni z wykorzystaniem energii geotermalnej na terenie Niżu Polskiego. Dla każdej lokalizacji przeprowadzana jest ocena w pięciu kategoriach. W każdej kategorii przyznawane są punkty w skali (od 1 do 5), gdzie wyższa liczba punktów oznacza większą atrakcyjność inwestycji pod danym względem.

Aby zapewnić w maksymalnie możliwym stopniu porównywalność wyników z poprzednim opracowaniem [2] przyjęto te same wartości wag i skalę wartości ocen. Ze względu jednak na specyfikę przyjętych pierwotnie założeń, konieczna była modyfikacja kryteriów, takich jak: dostępność do sieci ciepłowniczej i ocena stanu jakości powietrza. W pierwszym przypadku konieczność modyfikacji była oczywista, ponieważ we wcześniejszym projekcie podstawowym kryterium kwalifikacji lokalizacji do analiz było funkcjonowanie na jej terenie sieci ciepłowniczej, w obecnie realizowanym projekcie wszystkie lokalizacje posiadają sieć ciepłowniczą. Parametr ten zastąpiono więc poprzez uwzględnienie faktu, czy w danej lokalizacji obecnie funkcjonuje ciepłownia opalana paliwami konwencjonalnymi, o mocy od 1 do 50 MW lub wyższej. Takie podejście jest zgodne z art. 236e ust. 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska [151], ponieważ źródła o mocy zainstalowanej od 1 do 50 MW określane są jako średnie źródła spalania paliw i znajdują się w rejestrze KOBIZE.

6.1.1. Metodyka rankingu projektów geotermalnych dla celów ciepłowniczych.

Kategoria I: Parametry Geologiczne i Hydrogeologiczne (Waga: 50%)

Ta kategoria ocenia naturalny potencjał złoża wód termalnych, który jest fundamentalny dla powodzenia projektu.

- **Temperatura głowicowa wód (°C) (Waga: 35%):** Wyższa temperatura na wypływie z otworu produkcyjnego bezpośrednio przekłada się na wyższą wydajność energetyczną i mniejszą potrzebę stosowania dodatkowych, drogich technologii (np. pomp ciepła).
 - **5 pkt:** >70°C (bardzo wysoki potencjał)
 - **4 pkt:** 56 – 70°C (wysoki potencjał)
 - **3 pkt:** 46 – 55°C (dobry potencjał)
 - **2 pkt:** 30 – 45°C (średni potencjał, może wymagać wsparcia)
 - **1 pkt:** <30°C (niski potencjał)
- **Mineralizacja wód (g/dm³) (Waga: 5%):** Niższa mineralizacja jest korzystniejsza, ponieważ ogranicza problemy związane z korozją instalacji i wytrącaniem się osadów (kolmatacją), co obniża koszty operacyjne i konserwacyjne.
 - **5 pkt:** <3 g/dm³ (bardzo korzystna)

- **4 pkt:** 3 – 10 g/dm³ (korzystna)
- **3 pkt:** 11 – 40 g/dm³ (akceptowalna)
- **2 pkt:** 41 – 100 g/dm³ (problematyczna, wymaga specjalnych technologii)
- **1 pkt:** >100 g/dm³ (bardzo problematyczna)
- **Moc geotermalna ujęcia (MW) (Waga: 10%):** Określa maksymalną możliwą do uzyskania moc cieplną z ujęcia (dubletu geotermalnego). Zależy od temperatury i wydajności otworu.
 - **5 pkt:** >9 MW (bardzo wysoka)
 - **4 pkt:** 8,1 – 9 MW (wysoka)
 - **3 pkt:** 7,1 – 8 MW (średnia)
 - **2 pkt:** 5,1 – 6 MW (niska)
 - **1 pkt:** <5 MW (bardzo niska)

Kategoria II: Parametry Środowiskowe (Waga: 5%)

Kategoria ta ocenia korzyści ekologiczne wynikające z zastąpienia istniejącego, emisyjnego źródła ciepła.

- **Rodzaj zastąpiętego paliwa konwencjonalnego:** Największą korzyść środowiskową (redukcja CO₂ i innych zanieczyszczeń) osiąga się, zastępując najbardziej emisyjne paliwa.
 - **5 pkt:** Zastąpienie źródła opalanego węglem brunatnym.
 - **4 pkt:** Zastąpienie źródła opalanego węglem kamiennym.
 - **3 pkt:** Zastąpienie źródła opalanego gazem ziemnym.
 - **2 pkt:** Zastąpienie źródła opalanego olejem opałowym.
 - **1 pkt:** Zastąpienie źródła opalanego biomasą drzewną.

Kategoria III: Zapotrzebowanie na Ciepło (Waga: 15%)

Ta kategoria ocenia potencjał rynkowy, czyli istnienie stabilnego i odpowiednio dużego odbiorcy produkowanego ciepła.

- **Liczba mieszkańców w danej lokalizacji:** Jest to uproszczony wskaźnik wielkości istniejącego systemu ciepłowniczego i potencjalnego zapotrzebowania na ciepło.
 - **5 pkt:** >500 000 mieszkańców (bardzo duży rynek)
 - **4 pkt:** 500 000 – 250 001 mieszkańców (duży rynek)
 - **3 pkt:** 250 000 – 100 001 mieszkańców (średni rynek)
 - **2 pkt:** 100 000 – 75 001 mieszkańców (mały rynek)
 - **1 pkt:** <75 000 mieszkańców (rynek bardzo mały)

Kategoria IV: Parametry Infrastruktury (Waga: 10%)

Ocena istniejącej infrastruktury ciepłowniczej, która może być zaadaptowana do współpracy z nowym źródłem geotermalnym.

- **Moc istniejącej ciepłowni w przedziale 5-50 MW:** Istnienie ciepłowni w tym przedziale mocy świadczy o dobrze rozwiniętej sieci ciepłowniczej, do której można wpiąć źródło geotermalne. Jest to tzw. „średnia ciepłownia systemowa”, dla której geotermia może stanowić idealne źródło podstawowe.
 - **5 pkt:** Tak, moc istniejącej ciepłowni zawiera się w przedziale 5-50 MW.

- **2 pkt:** Nie, moc ciepłowni jest poza przedziałem (>59 MW).
- **1 pkt:** Nie, moc ciepłowni jest poza przedziałem (<5 MW)

Kategoria V: Ryzyko Geologiczne (Waga: 20%)

Kategoria ta kwantyfikuje niepewność związaną z poszukiwaniem i eksploatacją zasobów geotermalnych, co jest kluczowym czynnikiem dla inwestorów.

- **Ryzyko nieuzyskania przewidywanych parametrów geotermalnych:** Ocena bazująca na stopniu rozpoznania geologicznego regionu, danych archiwalnych i doświadczeniach z sąsiednich otworów.
 - **5 pkt:** Ryzyko bardzo niskie (wysoki stopień rozpoznania, potwierdzone parametry w pobliżu – do 5 km).
 - **4 pkt:** Ryzyko niskie (dostateczny stopień rozpoznania, potwierdzone parametry – między 5-20 km).
 - **3 pkt:** Ryzyko średnie (ograniczone dane, powyżej 20 km ale tej samej struktury geologicznej).
 - **2 pkt:** Ryzyko wysokie (obszar słabo rozpoznany, niekompletne dane otworowe w tej samej struktury geologicznej).
 - **1 pkt:** Ryzyko bardzo wysokie (obszar nierozpoznany).

Finalna ocena dla każdej lokalizacji jest obliczana jako suma ważona punktów ze wszystkich pięciu kategorii. Dla każdej kategorii obliczany jest średni wynik punktowy (jeśli kategoria ma więcej niż jeden parametr). Następnie wynik ten jest mnożony przez wagę danej kategorii.

6.1.2. Metodyka rankingu projektów geotermalnych dla celów rekreacji i balneoterapii

Celem niniejszej metodyki jest ocena i stworzenie rankingu potencjalnych lokalizacji dla rozwoju projektów geotermalnych ukierunkowanych na rekreację, odnowę biologiczną i balneoterapię. Ranking ma za zadanie zidentyfikować obszary o największym potencjale do stworzenia rentownych i atrakcyjnych ośrodków SPA, basenów termalnych i obiektów leczniczych, bazujących na unikalnych właściwościach wód termalnych. Metodologia opiera się na analizie wielokryterialnej w czterech kluczowych kategoriach, ze zdefiniowanymi wagami, odzwierciedlającymi specyfikę branży rekreacyjno-leczniczej.

Przedmiotem oceny są potencjalne lokalizacje dla budowy ośrodków rekreacyjnych, SPA i obiektów balneoterapeutycznych, wykorzystujących wody geotermalne.

Kategoria I: Parametry Geologiczne i Hydrogeologiczne (Waga: 5%)

W kontekście rekreacyjnym kluczowy jest skład chemiczny wody, który decyduje o jej właściwościach terapeutycznych i atrakcyjności.

- **Mineralizacja wód (g/dm³):** W przeciwieństwie do ciepłownictwa, w balneoterapii pożądana jest mineralizacja w określonym, leczniczym zakresie. Zbyt niska jest nieatrakcyjna, a zbyt wysoka może ograniczać zastosowania lub wymagać skomplikowanego uzdatniania.
 - **5 pkt:** Mineralizacja w zakresie 1,5 - 30 g/dm³ (uznawana za optymalną).
 - **3 pkt:** Mineralizacja w zakresie 0,5 - 1,4 g/dm³ lub 30.1 - 50 g/dm³ (potencjalnie użyteczna).

- **1 pkt:** Mineralizacja $<0,5 \text{ g/dm}^3$ (woda słodka) lub $>50 \text{ g/dm}^3$ (solanka wymagająca specjalistycznego rozcieńczania i zagospodarowania).

Kategoria II: Parametry Środowiskowe (Waga: 10%)

Ocena korzyści ekologicznych związanych z zasilaniem nowego obiektu.

- **Zastąpione paliwo (dla ogrzewania obiektu):** Parametr ten ocenia korzyść środowiskową wynikającą z uniknięcia budowy konwencjonalnego źródła ciepła (np. kotłowni gazowej) na potrzeby ogrzewania nowego kompleksu rekreacyjnego.
 - **5 pkt:** Geotermia pozwala uniknąć budowy źródła na węgiel (w przypadku braku dostępu do sieci gazowej).
 - **3 pkt:** Geotermia pozwala uniknąć budowy źródła na gaz ziemny/olej opałowy.
 - **1 pkt:** Inne przypadki.

Kategoria III: Parametry Infrastrukturalne (Waga łączna: 15%)

Ta kategoria ocenia otoczenie rynkowe i logistyczne, kluczowe dla powodzenia komercyjnego obiektu turystycznego.

- **Obecność bazy noclegowej i łatwość dojazdu (Waga: 10%):** Dostępność i skomunikowanie lokalizacji to fundament sukcesu w turystyce.
 - **5 pkt:** Bardzo dobry dojazd (autostrada/droga ekspresowa) ORAZ dobrze rozwinięta baza noclegowa w promieniu 15 km.
 - **3 pkt:** Dobry dojazd (droga krajowa) ORAZ ograniczona, ale istniejąca baza noclegowa.
 - **1 pkt:** Utrudniony dojazd (drogi lokalne) LUB brak bazy noclegowej.
- **Atrakcyjność turystyczna regionu (Waga: 5%):** Synergia z innymi atrakcjami zwiększa potencjał marketingowy projektu.
 - **5 pkt:** Lokalizacja w znanym regionie turystycznym lub w pobliżu innych dużych atrakcji (park narodowy, zabytek UNESCO, duże miasto).
 - **3 pkt:** Lokalizacja na obszarze o umiarkowanym potencjale turystycznym.
 - **1 pkt:** Lokalizacja na obszarze pozbawionym innych walorów turystycznych.

Kategoria IV: Elementy Ryzyka Geologicznego (Waga: 60%)

Kluczowa kategoria dla projektów balneoterapeutycznych, gdzie skład wody jest produktem samym w sobie. Dostępność analiz minimalizuje ryzyko inwestycyjne.

- **Dostępność analiz fizykochemicznych wód:** Posiadanie aktualnych i wiarygodnych badań składu wody jest kluczowe dla potwierdzenia jej właściwości leczniczych i zaplanowania technologii wykorzystania. Brak takich badań w sposób istotny zwiększa ryzyko inwestycyjne projektu.
 - **5 pkt:** Dostępna pełna, aktualna i certyfikowana analiza fizykochemiczna wody z otworu.
 - **3 pkt:** Dostępne są analizy częściowe, archiwalne lub z sąsiednich, porównywalnych otworów.
 - **1 pkt:** Brak wiarygodnych analiz, parametry wody są jedynie szacowane na podstawie modelu geologicznego.

Finalna ocena dla każdej lokalizacji jest obliczana jako suma ważona punktów ze wszystkich czterech kategorii. Dla każdej kategorii obliczany jest średni wynik punktowy (jeśli kategoria ma więcej niż jeden parametr). Następnie wynik ten jest mnożony przez wagę danej kategorii.

6.1.3. Sumaryczny ranking lokalizacji

Celem rankingu sumarycznego jest identyfikacja lokalizacji o największym, wszechstronnym potencjale, które mogą z sukcesem rozwijać projekty geotermalne zarówno w sektorze energetycznym (ciepłownictwo), jak i usługowym (rekreacja, lecznictwo). Takie wszechstronne wykorzystanie zasobów ("kaskadowe") maksymalizuje efektywność ekonomiczną i społeczną inwestycji.

Ranking powstał poprzez zsumowanie zwaloryzowanych wyników końcowych, uzyskanych przez każdą lokalizację w dwóch odrębnych ocenach:

1. **Rankingu Ciepłownictwa**
2. **Rankingu Rekreacyjno-Leczniczego**

Dla każdej ocenianej miejscowości obliczany jest sumaryczny wskaźnik potencjału według następującego wzoru:

Sumaryczny wynik = wynik końcowy rankingu ciepłowniczego + wynik końcowy rankingu rekreacyjno-balneoterapeutycznego $\times 100$

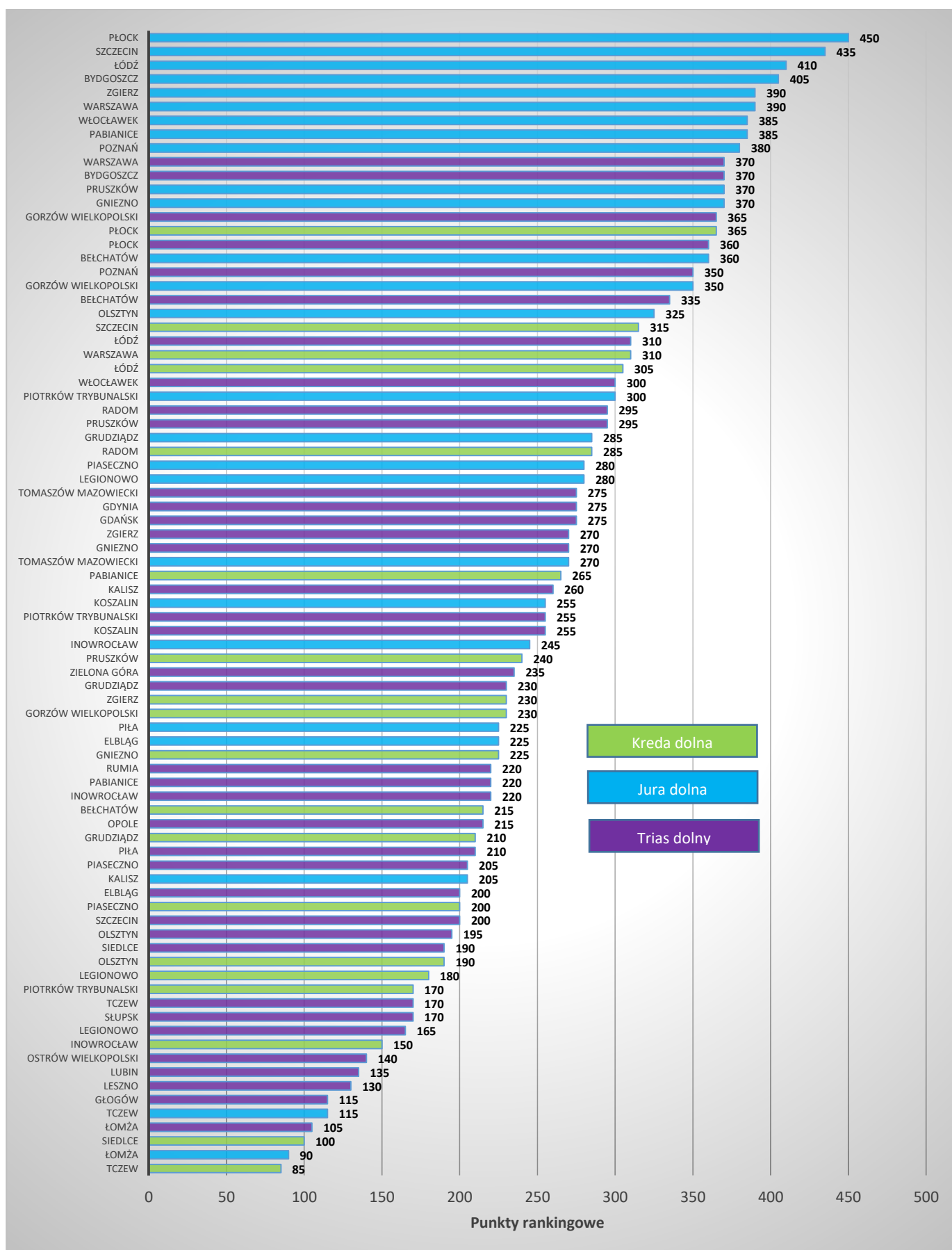
Mnożnik $\times 100$ jest stosowany w celu poprawy czytelności wyników i umożliwienia łatwiejszego porównywania wartości.

Zgodnie z przyjętym założeniem, wynikającym z potrzeby porównania z rezultatami opracowania z 2020 r. [2], za lokalizacje o najwyższym, potwierdzonym i wszechstronnym potencjale uznaje się te, które spełniają kryterium minimum **380 punktów**. Lokalizacje szeregowane są na liście rankingowej od najwyższego do **najniższego** wyniku sumarycznego (

Rysunek 31).

Lokalizacje, które przekroczyły ten próg, powinny być traktowane jako priorytetowe w dalszych analizach, studiach wykonalności oraz w procesie ubiegania się o finansowanie.

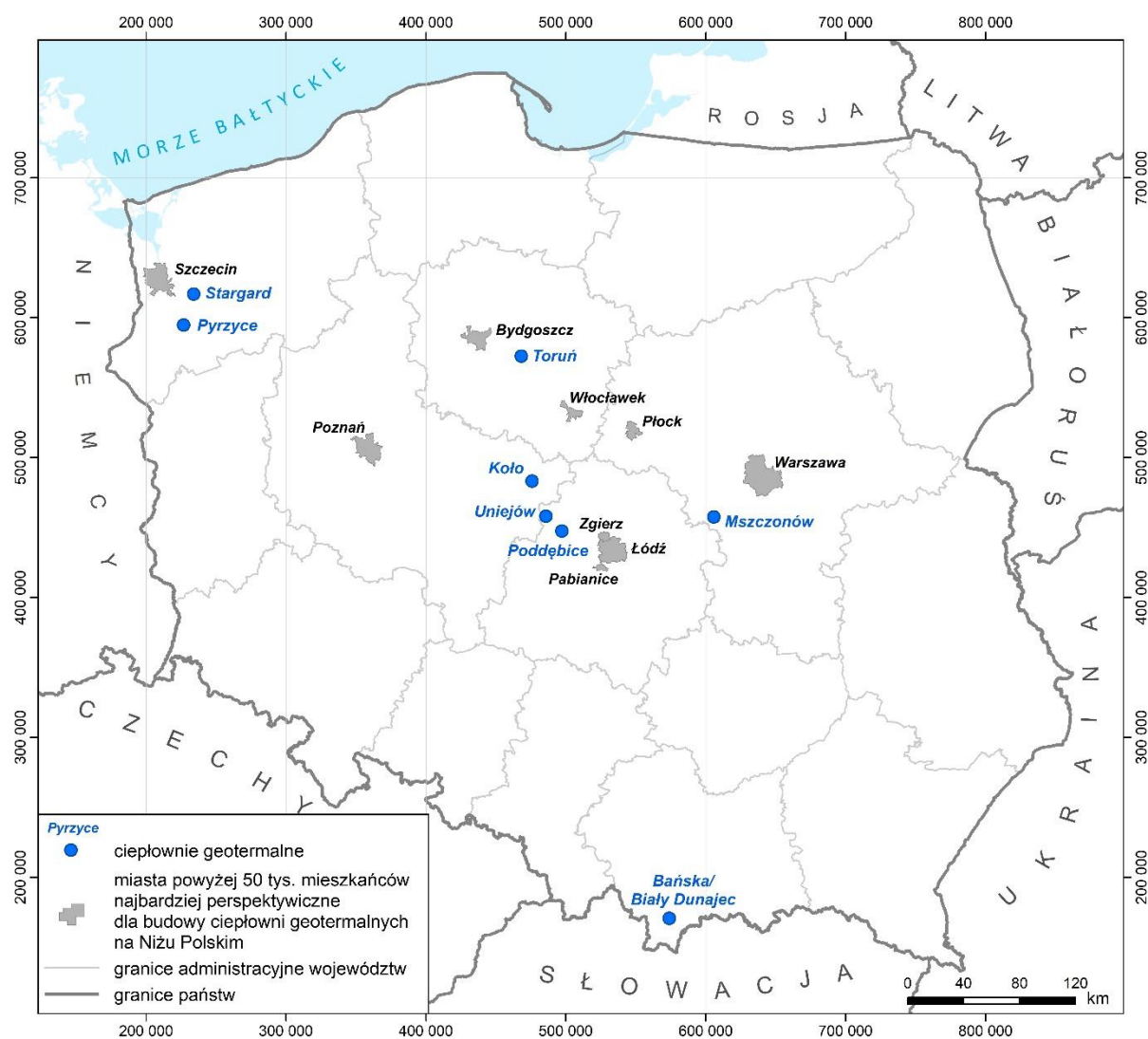
Poniżej zostało uwzględnione zestawienie podstawowych informacji złożowych i statystycznych dla wytypowanych, perspektywicznych lokalizacji ujęć wód geotermalnych na Niżu Polskim w Tabeli 39 oraz mapę obrazującą te lokalizacje na Rysunku 32.



Rysunek 31 Ranking możliwości wykorzystania wód termalnych

Tabela 39 Zestawienie podstawowych informacji złożowych i statystycznych dla wytypowanych, perspektywicznych lokalizacji ujęć wód geotermalnych na Niżu Polskim

L.p.	Miejscowość	Liczba mieszkańców	Zastąpione paliwo	Przewidywany do udostępnienia poziom	Przewidywana głębokość otworu	Przewidywana mineralizacja	Przewidywana wydajność	Przewidywana temperatura głowicowa
					[m]	[g/dm ³]	[m ³ /h]	[°C]
1	Płock	111 927	Gaz ziemny	J1	3355	115	403,5	83,7
2	Szczecin	390 278	Gaz ziemny	J1	2401	110	297,3	69,7
3	Łódź	655 279	Węgiel kamienny	J1	2728	35	456,5	69,8
4	Bydgoszcz	328 370	Węgiel kamienny	J1	2310	60	487,8	62,9
5	Zgierz	53 763	Węgiel kamienny	J1	2948	60	484,0	74,8
6	Warszawa	1 861 644	Węgiel kamienny	J1	1859	68	215,1	49,8
7	Włocławek	101 450	Węgiel kamienny	J1	3025	60	560,4	64,8
8	Pabianice	60 929	Węgiel kamienny	J1	2750	45	339,5	73,7
9	Poznań	540 146	Węgiel kamienny	J1	1375	20	429,5	40,9



Rysunek 32 Lokalizacje najbardziej perspektywiczne dla budowy ciepłowni geotermalnych na Niżu Polskim w kategorii powyżej 50 tys. mieszkańców

6.2. Metodyka wskaźnikowej oceny ekonomicznej dla wytypowanych lokalizacji

W kontekście inwestycji geotermalnych, które charakteryzują się wysokimi nakładami początkowymi oraz długim okresem zwrotu, kluczowe jest zastosowanie odpowiednich metod oceny efektywności ekonomicznej. W niniejszym rozdziale przedstawiono metodykę wskaźnikowej analizy ekonomicznej dla lokalizacji wytypowanych w rozdziale 6.1, skupiając się na trzech głównych wskaźnikach: wartości bieżącej netto (NPV), wewnętrznej stopie zwrotu (IRR) oraz oczekiwanej wartości monetarnej (EMV).

W celu przeprowadzenia ekonomicznej oceny lokalizacji przyjęto model finansowania oparty na dwóch etapach. Pierwszy etap dotyczy pokrycia kosztów związanych z wykonaniem otworu badawczego wraz z niezbędnymi czynnościami formalno-prawnymi, zakładając finansowanie na podstawie kapitału własnego lub za pomocą bezzwrotnej dotacji w ramach programu "Udostępnianie wód termalnych w Polsce". Finansowanie tego etapu oraz jego udział w całej inwestycji jest odzwierciedlony w Tabeli 40 pod pozycją „udział kapitału własnego”. Drugi etap obejmuje inwestycje związane z realizacją otworu chłonnego, budową infrastruktury ciepłowniczej oraz kosztami administracyjnymi i prawnymi. Finansowanie tego etapu przewidziano z wykorzystaniem pożyczki wspierającej zieloną transformację miast, oferowanej przez Bank Gospodarstwa Krajowego (BGK) w ramach Krajowego Planu Odbudowy (KPO) (udział długu- Tab.26).

Kluczowym etapem przeprowadzenia kompleksowej analizy ekonomicznej inwestycji jest precyzyjne określenie kosztów inwestycyjnych, operacyjnych oraz ustalenie odpowiedniej stopy dyskontowej. Dzięki tym danym możliwe staje się oszacowanie kosztu produkcji przypadającego na jeden GJ energii. Posiadając taką kalkulację można wyznaczyć minimalną cenę sprzedaży 1 GJ, która pozwoli na pełną amortyzację poniesionych nakładów inwestycyjnych. W ramach kosztów inwestycyjnych konieczne jest wzięcie pod uwagę nie tylko nakłady związane z wykonaniem otworów wiertniczych czy budową infrastruktury ciepłowni ale również koszty poniesione podczas prowadzenia czynności formalno-prawnych takich jak projekt robót geologicznych, studium wykonalności czy decyzja o uwarunkowaniach środowiskowych.

6.2.1. Metodyka ustalania taryf ciepła dla ciepłowni geotermalnych

Podstawa prawna ustalania taryf

Podstawę prawną stanowi ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. 2024 poz. 266, t.j.) [152]. Zgodnie z art. 47 ust. 1 firmy ciepłownicze z koncesją na wytwarzanie i dystrybucję ciepła ustalają taryfę dla ciepła, podlegającą zatwierdzeniu przez Prezesa URE oraz proponują okres obowiązywania taryfy. Prawo stanowi, że taryfa ma zapewniać pokrycie kosztów uzasadnionych prowadzenia działalności oraz uzasadniony zwrot z zaangażowanego kapitału. Zasady te precyzuje Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz.U. 2020 poz. 718) [153]: przedsiębiorstwo pokrywa koszty uzasadnione i eliminację subsydiowania, a jednocześnie uwzględnia zwrot z kapitału (tzw. marżę). W praktyce oznacza to, że kalkulacja taryfy obejmuje koszty bieżącej działalności, modernizacji oraz inwestycji środowiskowych zgodnie z art. 45 PE.

Koszty uwzględniane w taryfie

W taryfie ciepła rozlicza się przede wszystkim koszty prowadzenia bieżącej działalności ciepłowniczej. Należą do nich koszty stałe i zmienne – m.in. amortyzacja środków trwałych, wynagrodzenia, materiały, paliwa (np. gaz, energia elektryczna), usługi obce, remonty, podatki i opłaty (w tym opłaty środowiskowe i koszty emisji CO₂) [154]. Ponadto dopuszcza się koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska oraz wydatki związane z realizacją ustawowych obowiązków efektywności energetycznej (art. 10 ust. 1 ustawy

o efektywności). Suma tych uzasadnionych kosztów rocznych stanowi podstawę kalkulacji cen i stawek w taryfie, które różnicuje się między grupami taryfowymi proporcjonalnie do kosztów ich obsługi [155].

Zatwierdzanie taryfy

Prezes URE rozpatruje wniosek w postępowaniu administracyjnym (Prawo Energetyczne, art. 30 [152]) i wydaje decyzję: zatwierdzającą taryfę, bądź odmowną. Jeżeli taryfa jest zgodna z prawem, URE zatwierdza ją na określony okres (np. 12 miesięcy w przypadku Geotermii Mazowieckiej – decyzja z 27 maja 2025) [154].

6.2.2. Metodologia kalkulacji ceny sprzedaży ciepła w lokalizacjach geotermalnych

W ramach niniejszej analizy dokonano estymacji ceny sprzedaży ciepła w wytypowanych lokalizacjach geotermalnych, bazując na prognozowanych nakładach kapitałowych oraz kosztach operacyjnych związanych z eksploatacją instalacji. Celem było wyznaczenie takiej ceny, która jednocześnie zapewnia pokrycie wszystkich kosztów bieżących oraz amortyzację zainwestowanego kapitału, przy jednoczesnym zachowaniu możliwie najniższego poziomu, aby uwypuklić konkurencyjność w stosunku do alternatywnych źródeł energii konwencjonalnej.

Określenie progu rentowności (break-even price)

- Oszacowano całkowite koszty operacyjne (OPEX): koszty utrzymania i serwisu instalacji geotermalnej, zużycia energii pomocniczej (np. pompy), wynagrodzeń personelu, opłat środowiskowych oraz innych możliwych opłat regulacyjnych.
- Ujęto amortyzację nakładów inwestycyjnych (CAPEX) w cyklu życia projektu, przyjmując odpowiednią stawkę amortyzacyjną oraz oczekiwany okres ekonomicznej użyteczności.
- Wyznaczono cenę „zero-NPV”, tj. poziom ceny jednostkowej ciepła (z uwzględnieniem objętości sprzedaży w prognozie), przy którym wartość bieżąca netto (NPV) inwestycji wynosi zero. Ta wielkość stanowi punkt progu rentowności, w którym projekt nie generuje ani straty, ani nadmiernego zysku.

Dodanie minimalnej marży

- Do ceny typu break-even dodano minimalną marżę na poziomie 1% w celu stworzenia finansowego bufora, umożliwiającego uwzględnienie nieprzewidzianych odchyleń kosztowych lub wahań przychodów.
- Marża ta stanowi minimalny zwrot ponad próg rachunkowy, zapewniając jednocześnie zachowanie atrakcyjności oferty cenowej. Dzięki zastosowaniu symbolicznej, lecz istotnej premiiowej stopy, inwestycja uzyskuje formalny wskaźnik opłacalności (pozytywny wskaźnik NPV przy przyjętym koszyku założeń) i może być uznana za ekonomicznie dopuszczalną.

Porównanie do cen konwencjonalnych i margines bezpieczeństwa

- Obliczono relatywną różnicę procentową między ceną geotermalną (z uwzględnioną marżą) a referencyjną ceną dostaw z konwencjonalnych źródeł (np. kotłownie gazowe, węglowe lub sieci ciepłownicze opalane paliwami kopalnymi).

- Ta różnica pełni rolę marginesu bezpieczeństwa: im większy pozytywny dystans w kierunku niższych kosztów geotermii w porównaniu do źródeł konwencjonalnych, tym wyższa odporność oferty na ryzyka rynkowe (np. wzrost cen paliw).
- W ujęciu ekonomicznym margines bezpieczeństwa definiuje się jako odchylenie procentowe między ceną referencyjną a ceną minimalną projektu, przy którym projekt nadal spełnia warunek rentowności. Dzięki temu możliwa jest analiza tolerancji na niekorzystne zmiany parametrów (sensitivity analysis).

6.2.3. Wartość zaktualizowana netto (NPV)

Aby obliczyć wartość netto (NPV), konieczne jest przede wszystkim precyzyjne oszacowanie stopy dyskontowej, która stanowi miarę kosztu kapitału oraz ryzyka inwestycyjnego. Odpowiedni dobór tej stopy umożliwia właściwe zdyskontowanie przyszłych przepływów pieniężnych, co jest kluczowe dla rzetelnej oceny opłacalności przedsięwzięcia. Istnieje wiele metod subiektywnej modyfikacji wartości stopy dyskontowej. W kontekście oceny efektywności ekonomicznej geologicznych projektów inwestycyjnych jedną z kluczowych koncepcji jest średni ważony koszt kapitału (ang. *Weighted Average Cost of Capital* – WACC). Zastosowanie tej metody wymaga uwzględnienia ryzyka poprzez oszacowanie kosztów wszystkich źródeł kapitału. WACC określa średni ważony koszt kapitału własnego i kapitału obcego, stanowiąc miarę kosztu finansowania działalności inwestycyjnej (Tabela 40). W praktyce odzwierciedla on minimalną stopę zwrotu, jaką musi osiągnąć projekt, aby utrzymać wartość przedsiębiorstwa. Jego wartość można przedstawić za pomocą poniższej formuły (wzór 15) [156]:

$$WACC = \left(\frac{E}{V} \times Re \right) + \left(\frac{D}{V} \times Rd \times (1 - T) \right) \quad \text{Wzór: 15}$$

Gdzie :

WACC- średni ważony koszt kapitału[%]

E – wartość kapitału własnego [zł],

D – wartość kapitału obcego [zł],

$V = E + D$ – całkowita wartość finansowania [zł],

Re - koszt kapitału własnego [zł],

R_d - koszt długu [zł] $R_d = \frac{\text{koszt rocznego długu}}{\text{kwota długu}},$

T – stopa podatkowa[%]

W modelu WACC (Tabela 40) uwzględnia się komponent związany z kosztem kapitału własnego, który najczęściej wyznacza się za pomocą modelu pozwalającego zobrazować zależność między ponoszonym ryzykiem systematycznym a oczekiwaną stopą zwrotu (ang. *Capital Asset Pricing Model* – CAPM). Jest to powszechnie stosowane narzędzie do określania kosztu kapitału własnego, który następnie wykorzystywany jest w stopie dyskontowej do aktualizacji przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa. CAPM opiera się na założeniu równowagi rynkowej i służy do oszacowania ryzyka systematycznego (zewnętrznego), przy czym zakłada, że istnieje zależność pomiędzy wariancją stopy zwrotu z kapitału własnego, a oczekiwaną stopą zwrotu z szerokiego rynku. Koszt kapitału własnego, uwzględniający dodatkową premię za ryzyko geologiczne, może być przedstawiony za pomocą poniższego wzoru (wzór 16) [157]:

$$R_e = R_f + (R_m - R_f)\beta + R_{proj}$$

Wzór 16

Gdzie:

R_e - koszt kapitału własnego [%],

R_f - stopa zwrotu z instrumentu wolnego od ryzyka (np. długoterminowe obligacje) [%],

$R_{(m)}$ - oczekiwana stopa zwrotu z portfela rynkowego [%],

β - współczynnik beta [-],

R_{proj} - Ryzyko geologiczne [%]

Współczynnik β odzwierciedla stopień kowariancji danego instrumentu z rynkiem. Niska kowariancja z rynkiem przekłada się na mniejszą elastyczność kosztu kapitału, co często skutkuje wyższą ceną giełdową aktywów. Gdy β wynosi 1, zmienność stopy zwrotu instrumentu jest taka sama jak zmienność stóp zwrotu portfela rynkowego. Wartość β przekraczająca 1 wskazuje na większą zmienność instrumentu, natomiast wartość poniżej 1 – na mniejszą zmienność w porównaniu do rynku. Ze względu na ograniczoną dostępność danych archiwalnych dotyczących projektów geotermalnych, oszacowanie precyzyjnego współczynnika beta dla tego sektora jest utrudnione, w związku z czym, w niniejszej analizie przyjęto wartość beta równą 1. Takie założenie jest zgodne z praktykami stosowanymi w analizach innych projektów z zakresu odnawialnych źródeł energii (OZE). Przyjęcie beta równej 1 oznacza, że zakładamy zmienność stopy zwrotu projektu geotermalnego na poziomie zbliżonym do ogólnego rynku, co jest rozsądnym uproszczeniem w kontekście ograniczeń informacyjnych [158]

Ryzyko geologiczne w projekcie oszacowano na podstawie kluczowych, prognozowanych parametrów złoża geotermalnego. Każdemu z parametrów — takich jak temperatura, wydajność, czy mineralizacja wód złoża — przypisano wagę punktową w skali od 1 do 100, w zależności od stopnia ich zgodności z wartościami optymalnymi dla eksploatacji. Następnie obliczono średnią arytmetyczną z uzyskanych ocen, którą zinterpretowano jako syntetyczny wskaźnik prawdopodobieństwa zagospodarowania złoża. Wartość ryzyka geologicznego zdefiniowano jako różnicę pomiędzy 100% a oszacowanym prawdopodobieństwem sukcesu eksploatacyjnego, co odzwierciedla stopień niepewności związanej z geologicznym uwarunkowaniem projektu.

Tabela 40 Składowe stopy dyskontowej WACC

L.p.	Nazwa lokalizacji	Ryzyko geologiczne	Udział kapitału własnego	Udział długu	WACC nominalny
1	Płock	2%	16%	84%	8%
2	Szczecin	1%	16%	84%	8%
3	Łódź	1%	12%	88%	7%
4	Bydgoszcz	1%	11%	89%	7%
5	Zgierz	1%	26%	74%	9%
6	Warszawa	2%	18%	82%	8%
7	Włocławek	1%	16%	84%	8%
8	Pabianice	1%	20%	80%	8%
9	Poznań	2%	9%	91%	7%

Wartość zaktualizowana netto (ang. *Net Present Value – NPV*) to jedno z kluczowych kryteriów oceny efektywności inwestycji, wykorzystywane przy podejmowaniu decyzji o realizacji projektów inwestycyjnych. NPV jest metodą dyskontową co oznacza, że uwzględnia zmianę wartości pieniądza w czasie. Miernik ten posiada zarówno zalety, jak i wady. Do głównych jego ograniczeń należy wysoka subiektywność przy określaniu stopy dyskontowej. Ponadto NPV opiera się na założeniu, że wszystkie przepływy pieniężne są dyskontowane przy stałej stopie procentowej, co sprawia, że wartość współczynnika dyskontującego zależy jedynie od liczby okresów. Takie założenie jest uzasadnione wyłącznie w przypadku finansowania

inwestycji kredytem o stałym oprocentowaniu lub gdy koszt kapitału własnego pozostaje niezmienny. Z drugiej strony, istotnym atutem NPV jest uwzględnianie zmiany wartości pieniądza w czasie, co pozwala na rzetelne porównanie różnych inwestycji. Ponadto metoda ta bierze pod uwagę wszystkie przepływy pieniężne związane z danym przedsięwzięciem, dostarczając kompleksowego obrazu jego efektywności. Kryterium to jest również zgodne z zasadą maksymalizacji wartości przedsiębiorstwa, a dodatkową zaletą jest prostota obliczeniowa. NPV definiuje się jako obecną wartość wszystkich wpływów i wydatków związanych z realizacją projektu. Matematycznie jest to różnica między zdyskontowanymi wpływami z inwestycji a bieżącymi wydatkami. Wartość zaktualizowana netto (NPV) może być przedstawiona w postaci wzoru (wzór 17) [161] [2]:

$$NPV = \sum_{i=0}^n NCF_i \cdot a \quad \text{Wzór 17}$$

Gdzie :

NPV – wartość zaktualizowana netto [zł],

i – rok księgowy (rok 0 – realizacja inwestycji)[-],

n – przewidywany czas funkcjonowania instalacji [-],

NCF_i – różnica pomiędzy wpływami i wydatkami w i -tym roku [zł],

$a = \frac{1}{(1+WACC_{nom})^i}$ - Stopa dyskontowa [%]

W analizie finansowej inwestycji przyjęto, że nakłady inwestycyjne są ponoszone w ciągu pierwszego roku (rok zerowy). Po zakończeniu inwestycji, przez kolejne 25 lat eksploatacji, ciepłownia generuje przepływy pieniężne netto (*Net Cash Flow in year i - NCF_i*) związane z kosztami eksploatacyjnymi oraz przychodami ze sprzedaży energii cieplnej. Bilans ten dla każdego z 25 lat funkcjonowania ciepłowni geotermalnej był obliczany na podstawie cen sprzedaży energii cieplnej (Tabela 41), które zostały ustalone w oparciu o koszty produkcji za GJ. Takie podejście umożliwiło precyzyjne oszacowanie przychodów z tytułu sprzedaży energii, które zostały zestawione z kosztami eksploatacyjnymi, a następnie zdyskontowane przy użyciu odpowiednich stóp dyskontowych dla każdej lokalizacji. Różnice w wartościach stopy dyskontowej pomiędzy poszczególnymi lokalizacjami wynikały ze stopnia rozpoznania warunków geotermalnych w danej strefie.

Wartość zaktualizowana netto (NPV) jest kluczowym wskaźnikiem oceny opłacalności inwestycji. Jeśli NPV w ostatnim roku analizy przyjmuje wartość większą od zera oznacza to, że inwestycja powinna przynieść zysk równy wyliczonej wartości NPV. Im wyższa wartość NPV, tym inwestycja jest bardziej atrakcyjna ekonomicznie.

Tabela 41 Zestawienie cen ciepła dla źródeł konwencjonalnych oraz geotermii

L.p.	Nazwa lokalizacji	Cena sprzedaży GJ z geotermii (1%marży)	Cena sprzedaży GJ z konwencjonalnych źródeł energii [zł]	Redukcja ceny względem konwencjonalnych źródeł energii [%]
1	Płock	62,65	82,87	24
2	Szczecin	72,00	135,15	47
3	Łódź	69,06	113,34	39
4	Bydgoszcz	81,37	164,81	51
5	Zgierz	52,23	168,12	69
6	Warszawa	90,26	117,19	23
7	Włocławek	70,79	131,56	46
8	Pabianice	56,81	127,35	55
9	Poznań	91,61	126,19	27

Tabela 41 przedstawia porównanie prognozowanej ceny sprzedaży 1 GJ energii cieplnej uzyskiwanej z instalacji geotermalnych z aktualną ceną produkowaną z konwencjonalnych źródeł energii, wykorzystywanych w powyższych lokalizacjach. Analiza wykazuje, że możliwa cena sprzedaży energii geotermalnej jest istotnie korzystniejsza, co stanowi mocny argument dla rozważenia inwestycji w tę technologię. Takie porównanie umożliwia decydom ocenę potencjału optymalizacji kosztów operacyjnych oraz zwiększenia efektywności ekonomicznej systemu ciepłowniczego, przy jednoczesnym poprawieniu konkurencyjności oferty na rynku.

6.2.4. Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR)

Wewnętrzna stopa zwrotu (ang. Internal Rate of Return – IRR) to kluczowy wskaźnik finansowy, który umożliwia ocenę opłacalności inwestycji. IRR reprezentuje stopę procentową, przy której wartość zaktualizowana netto (NPV) inwestycji wynosi 0, co oznacza, że bieżąca wartość wydatków jest równa bieżącej wartości wpływów. Im wyższa wartość IRR, tym większy oczekiwany zysk z inwestycji. Jeśli wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) przewyższa średni ważony koszt kapitału (WACC), oznacza to, że projekt inwestycyjny generuje zwrot wyższy niż koszt pozyskania kapitału (Tabela 42). W praktyce sugeruje to, że inwestycja jest opłacalna i może przyczynić się do zwiększenia wartości firmy. W praktyce IRR stanowi stopę dyskontową, przy której projekt osiąga próg rentowności. Wzór na IRR jest następujący (wzór 18):

$IRR = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0$ Gdzie: IRR - Wewnętrzna stopa zwrotu [%], CF - Przepływy pieniężne netto [zł], r - Stopa dyskonta [%], I₀ – Nakłady początkowe [zł], t – kolejne okresy inwestycji[-]	Wzór 18
---	---------

Tabela 42 Zestawienie wewnętrznej stopy zwrotu ze stopą dyskontową w konkretnych lokalizacjach

L.p.	Nazwa lokalizacji	WACC nominalny [%]	IRR [%]
1	Płock	7,93	8,43
2	Szczecin	7,85	8,41
3	Łódź	7,37	7,98
4	Bydgoszcz	7,22	7,97
5	Zgierz	8,84	9,12
6	Warszawa	8,26	8,91
7	Włocławek	7,85	8,40
8	Pabianice	8,22	8,61
9	Poznań	7,18	8,05

6.2.5. Oczekiwany efekt finansowy (EMV)

Analiza efektywności ekonomicznej zagospodarowania wód termalnych, uwzględniająca stopień ryzyka inwestycyjnego w geotermii, może być przeprowadzona za pomocą wskaźnika EMV (ang. Expected Monetary Value). Umożliwia on ocenę oczekiwanej wartości finansowej przedsięwzięcia poprzez uwzględnienie różnych scenariuszy oraz ich prawdopodobieństw (Tabela 41). Jest to kluczowe narzędzie w zarządzaniu projektami, umożliwiające podejmowanie świadomych decyzji inwestycyjnych w warunkach niepewności. Aby obliczyć EMV, należy pomnożyć wartość finansową każdego możliwego wyniku przez prawdopodobieństwo jego wystąpienia, a następnie zsumować te wartości. Wzór na EMV wygląda następująco (wzór 19) [159] [2]:

$$EMV = p \times NPV + (1 - p) \times K \quad \text{Wzór: 19}$$

Gdzie:

EMV - Oczekiwany efekt finansowy [zł],

NPV – Wartość zaktualizowana netto [zł],

K – Koszty wiercenia otworu badawczego wraz z kosztami towarzyszącymi [zł]

p –prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża[%]

Tabela 43 Zestawienie wartości NPV oraz EMV dla poszczególnych lokalizacji

L.p.	Nazwa lokalizacji	prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża [%]	NPV [zł]	EMV [zł]
1	Płock	98	7 913 710,22	8 336 337,37
2	Szczecin	99	5 915 252,94	6 057 660,25
3	Łódź	99	10 625 262,64	10 750 327,99
4	Bydgoszcz	99	12 364 450,65	12 434 178,72
5	Zgierz	99	2 284 044,90	2 512 968,09
6	Warszawa	98	4 573 371,35	4 789 416,31
7	Włocławek	99	7 485 868,98	7 670 007,21
8	Pabianice	99%	3 869 087,77	4 063 744,71
9	Poznań	98%	9 610 838,64	9 644 163,11

Tabela 43 prezentuje wyniki analizy ekonomicznej wytypowanych lokalizacji ciepłowni geotermalnych, uwzględniającej zarówno wartość zaktualizowaną netto (NPV), jak i oczekiwaną wartość monetarną (EMV). Stwierdzono, że wartość EMV przewyższa NPV, co wskazuje, iż średnia oczekiwana wartość przepływów pieniężnych, uzyskana poprzez uwzględnienie szeregu scenariuszy oraz przypisanych im prawdopodobieństw, jest korzystniejsza od wartości wynikającej z tradycyjnej analizy deterministycznej. Taka rozbieżność sugeruje, że projekt charakteryzuje się potencjałem generowania dodatkowej wartości w bardziej optymistycznych wariantach, co może znacząco zwiększyć jego atrakcyjność inwestycyjną, mimo uwzględnionych ryzyk.

7. Propozycje projektów pilotażowych w wytypowanych lokalizacjach na Niżu Polskim

Mając na uwadze wskaźniki techniczno-ekonomiczne, w postaci jednostkowych kosztów całkowitych wytworzenia energii, do lokalizacji najbardziej atrakcyjnych pod względem wykorzystania energii geotermalnej w celach ciepłowniczych zaliczyć można: Płock, Szczecin, Łódź, Bydgoszcz, Zgierz, Warszawa, Włocławek, Pabianice i Poznań. W wymienionych lokalizacjach korzystne warunki geologiczne spotykają się z szerokim rynkiem odbiorców ciepła geotermalnego. Pod względem wykorzystania w celach rekreacyjnych stwierdzić można, że wszystkie analizowane lokalizacje są atrakcyjne. W celu przeprowadzenia wstępnej analizy finansowej oraz oceny podstawowych parametrów efektywności ekonomicznej inwestycji geotermalnej w wytypowanych lokalizacjach, przyjęto, że nakłady inwestycyjne zostaną poniesione w całości w pierwszym roku (roku zerowym). Po zakończeniu tego etapu ciepłownia geotermalna rozpocznie działalność, ponosząc jedynie koszty eksploatacyjne oraz bieżącej konserwacji. Założono również, że instalacja będzie funkcjonować przez kolejne 25 lat, bez konieczności dodatkowych wydatków wykraczających poza przewidziany budżet na remonty, konserwację i naprawy bieżące.

Na potrzeby wyznaczenia wskaźników efektywności ekonomicznej wykorzystano wyniki analiz uwarunkowań zasobów geotermalnych oraz szczegółowe kosztorysy inwestycyjne i operacyjne dla 9 wytypowanych lokalizacji objętych opracowaniem. Dane dotyczące nakładów CAPEX i OPEX pozyskane dzięki uprzejmości Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, pozwoliły na precyzyjną estymację łącznych wydatków, z uwzględnieniem konieczności zastosowania układu dwuotworowego. W kalkulacjach uwzględniono również koszty formalno-prawne oraz niezbędnej infrastruktury, takiej jak urządzenia techniczne służące do wydobywania, wykorzystywania i ponownego zatłaczania wód termalnych, pomp ciepła przewody, armatura, czy AKPiA (aparatura kontrolno-pomiarowa i automatyka) co umożliwiło kompleksowe oszacowanie pełnego obciążenia finansowego projektu i prawidłowe wyznaczenie progów rentowności oraz wskaźników ekonomicznych.

Przychody netto z eksploatacji obiektu oszacowano na podstawie sprzedaży energii „przy źródle”, bez uwzględnienia strat ciepła i opłat przesyłowych, które mogą się znacząco różnić w zależności od uwarunkowań lokalnych. Dodatkowo obliczono średnią cenę ciepła z uwzględnieniem aktualnej taryfy, w celu porównania do funkcjonującej ciepłowni. Dla każdego z 25 lat funkcjonowania ciepłowni (od $i = 1$ do $n = 25$) sporządzono bilans finansowy, który został następnie zdyskontowany przy zastosowaniu indywidualnie obliczonej stopy dyskonta. Na tej podstawie obliczono wartość zaktualizowaną netto (**NPV**) dla całego okresu eksploatacji. Następnie określono czas zwrotu inwestycji, definiowany jako całkowita liczba lat, w których **NPV pozostaje ujemne** przynajmniej przez część danego roku. Końcowa wartość NPV dla 25 roku eksploatacji została wykorzystana w dalszych analizach finansowych – EMV. Szczegółowe parametry zostały opisane poniżej.

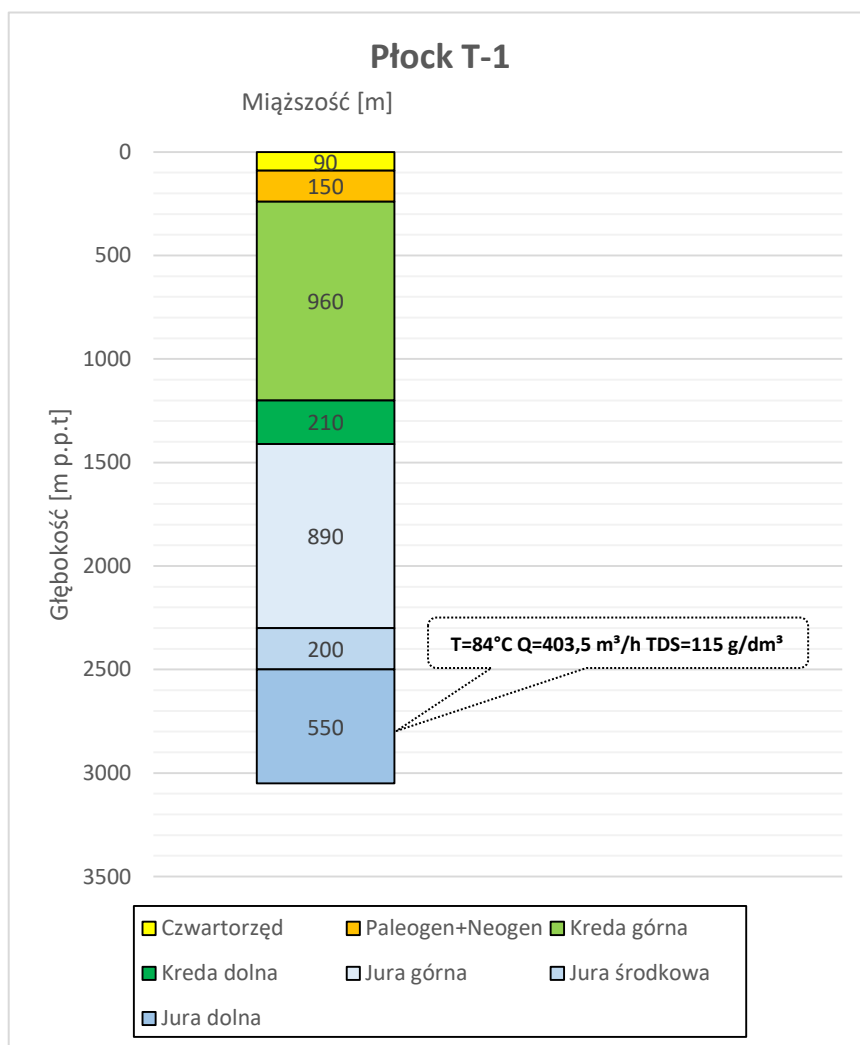
7.1. Płock

Miasto Płock położone jest w północno-zachodniej części niecki warszawskiej (niecki płockiej), będącej centralną częścią struktury niecki brzeźnej, w pobliżu granicy z antyklinorium środkowopolskim. Potencjał geotermalny w rejonie miasta Płock związany jest ze zbiornikiem dolnotriasowym, dolnojurańskim oraz dolnokredowym. Zbiornik dolnotriasowy w obszarze Płocka występuje na głębokości 3750-4500 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 750 m. Dolny trias w omawianym obszarze budują głównie piaskowce, mułowce oraz iłowce. Na podstawie wykonanych obliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnego triasu w obszarze Płocka wynosi 105°C, mineralizacja ok. 200 g/dm³ przy wydajności 11,8 m³/h.

Zbiornik dolnojurajski w rejonie Płocka zalega na głębokości 2500-3050 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 550 m. Skałami zbiornikowymi są tu naprzemiennie występujące piaskowce oraz skały ilasto-mułowcowe. Na podstawie dokonanych obliczeń spodziewana temperatura w obrębie wodonośnych utworów jury dolnej w omawianym rejonie wynosi 84°C, mineralizacja wód ok. 115 g/dm³, a wydajność 403,5 m³/h. Szacowana przewodność hydrauliczna utworów wynosi ok. 900 m²/s·10⁻⁵.

Zbiornik dolnokredowy w obszarze Płocka występuje na głębokości 1200-1410 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 210 m. Zbudowany on jest z osadów stanowiących przejście od sedymentacji brakicznej do morskiej, są to głównie piaskowce, piaskowce kwarcytowe, mułowce i iłowce. Na podstawie dokonanych obliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnej kredy w obszarze Płocka wynosi 40°C, mineralizacja ok. 2 g/dm³ przy wydajności 347,6 m³/h. Szacowana przewodność hydrauliczna utworów wynosi ok. 275 m²/s·10⁻⁵.

Ze względu na najbardziej korzystne parametry złożowe w pierwszej kolejności powinny być zagospodarowane wody zbiornika dolnojurajskiego. Przewidywany profil stratygraficzny do utworów jury dolnej rejonu Płocka przedstawia poniższa grafika (Rysunek 33).



Rysunek 33 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Płocka

7.1.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Płocku

Źródłem ciepła na terenie miasta Płock jest Elektrociepłownia ORLEN S.A., która jest największą w Polsce elektrociepłownią przemysłową. Wytwarza ona w kogeneracji energię elektryczną oraz ciepłą dla potrzeb Zakładu Produkcyjnego ORLEN S.A. i odbiorców obcych zlokalizowanych na jego terenie oraz energię ciepłą dla potrzeb ogrzewania miasta Płocka. Paliwem podstawowym stosowanym w elektrociepłowni jest ciężki olej opałowy tzw. gudron, natomiast uzupełniającym jest gaz rafineryjny oraz gaz ziemny. Podstawowym źródłem wytwarzania ciepła jest osiem kotłów energetycznych, które produkują parę wysokoprężną zasilającą dwie równoległe nitki kolektora wysokoprężnego. Maksymalna zdolność produkcyjna jednostek kotłowych wynosi 3060 t/h pary, a ich maksymalna zainstalowana moc to 2153 MWt [160].

Produkowane w Zakładzie Elektrociepłowni media energetyczne w postaci par technologicznych i wody grzewczej przesyłane są do odbiorców wewnętrznych i zewnętrznych zlokalizowanych jedynie na terenie Zakładu Produkcyjnego w Płocku za pomocą wewnętrznych sieci przesyłowych i nie mają one bezpośredniego powiązania z miastem Płockiem.

Woda grzewcza dla potrzeb Płocka produkowana na stacjach ciepłowniczych COA i COB, sprzedawana jest bezpośrednio do Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o., która zarządza miejską siecią ciepłowniczą. Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. jest właścicielem miejskiej sieci ciepłej i prowadzi działalność eksploatacyjną na terenie miasta Płocka. Zakład w Płocku jest jedyną firmą w zakresie przesyłu i dystrybucji oraz obrotu handlowego ciepłem i dostarcza energię dla ponad 75% mieszkańców miasta. Energia ciepła przesyłana jest do odbiorców ze źródła przemysłowego przez sieć wysokoparametrowych rurociągów o łącznej długości 185,82 km. System ciepłowniczy miasta Płocka zasilają dwie główne magistrale ciepłownicze – magistrala „A” DN500 zasilana z członu ciepłowniczego CO-A Orlen, pokrywająca ok. 30% potrzeb ciepłych miasta oraz magistrala „B” DN700 zasilana z członu ciepłowniczego CO-B Orlen, która pokrywa pozostałą część zapotrzebowania w systemie ciepłowniczym [160].

Firma dostarcza ciepło do 2627 węzłów ciepłych, z których 999 stanowi składową część majątku trwałego Spółki. Węzły dostawcy ciepła (999 szt.) są to głównie duże węzły, zasilające budynki wielorodzinne spółdzielni oraz wspólnot mieszkaniowych i stanowią one 55% całego wolumenu mocy ciepłej. Pozostałe 1 628 węzłów ciepłych jest własnością odbiorców ciepła.

Czynnikiem grzewczym miejskiego systemu ciepłowniczego jest woda. System ciepłowniczy zasilany jest w zależności od temperatury zewnętrznej wodą o maksymalnej temperaturze 120°C w okresie grzewczym zimą oraz 70°C latem.

Sieć ciepła zasilana jest z dwóch stacji wymiennikowych EC ORLEN S.A.:

- Stacji COA o mocy 102 MW zasilającej zachodnią część miasta,
- Stacji COB o mocy 210 MW zasilającej wschodnią część miasta.

Struktura odbiorców energii ciepłej kształtuje się następująco:

- Spółdzielnie mieszkaniowe 585 obiektów/95,8 MW [31%],
- Wspólnoty mieszkaniowe 362 obiekty/58,7 MW [19%],
- Domy jednorodzinne 1038 obiektów/15,4 MW [5%],
- Urzędy i instytucje 244 obiekty/55,6 MW [18%],
- Budynki przemysłowe 45 obiektów/27,9 MW [9%],
- Pozostali odbiorcy 353 obiektów/55,5 MW [17%].

Wartość sprzedaży ciepła sieciowego w 2022 roku kształtowała się na poziomie 472 752 MWh [160]. Przewidywaną sprzedaż ciepła sieciowego na kolejne lata, uwzględniającą planowane zwiększanie zakresu dostarczania energii poprzez przyłączanie do sieci nowych odbiorców, działania mające na celu ograniczanie

strat ciepła na przesyle, jak również optymalizację zużycia ciepła u odbiorców końcowych, przedstawiono w poniższej tabeli (Tabela 44).

Tabela 44 Prognozowana sprzedaż ciepła na terenie Płocka [160]

Prognozowana sprzedaż ciepła				
Płock	Lata	2025	2026	2027
	Moc [MWt]	313,25	315,44	317,63
	Sprzedaż ciepła [TJ]	1738,5	1750,8	1763,1

Średnia stawka opłat dla odbiorców ciepła w Płocku obowiązująca od 1 stycznia 2025 r. kształtuje się na poziomie 82,87 zł/GJ [161].

7.1.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Płocku

Wykorzystanie wody termalnej wydobywanej na terenie Płocka będzie odbywało się w systemie dwuotworowym tzw. dublecie geotermalnym (otwór wydobywczy i otwór chłonny). W przypadku wody termalnej pochodzącej z utworów wodonośnych jury dolnej, niemożliwy będzie jej zrzut w dużych ilościach do cieków powierzchniowych ze względu na zbyt wysoką mineralizację (prognozowana mineralizacja będzie wynosić ok. 115 g/dm³).

Prognozuje się, iż wydobywana otworem Płock T-1 woda termalna ze zbiornika jury dolnej będzie osiągała średnią temperaturę w złożu ok. 84°C. Temperatura wydobywanej wody termalnej pozwoli na jej bezpośrednie wykorzystanie do podgrzewania wody powracającej z sieci ciepłowniczej o parametrach **120/70°C** w ograniczonym zakresie, a także przy wykorzystaniu pompy ciepła w całym zakresie temperatur zewnętrznych.

Woda termalna wydobyta za pomocą otworu Płock T-1 będzie najpierw przetwarzana na wymiennik ciepła WC-1, który będzie stanowił pierwszy stopień kaskadowego schładzania wody termalnej. Za pomocą bezpośredniego schłodzenia przy użyciu wody sieciowej, woda termalna zostanie schłodzona do temperatury 42-59°C. Woda sieciowa na podstawie odpowiednio dobranego przepływu zostanie ogrzana maksymalnie do temperatury ok. 83°C.

Po wstępnym schłodzeniu woda termalna będzie następnie przepływała przez wymiennik ciepła WC-2, który będzie stanowił dolne źródło ciepła dla absorpcyjnej pompy ciepła. Tutaj nastąpi jej schłodzenie do ok. 20-30°C.

W górnym źródle ciepła absorpcyjnej pompy ciepła woda sieciowa będzie podgrzewana od temperatury 70°C do temperatury ok. 120°C. Aby uzyskać ciepło napędowe dla absorpcyjnej pompy ciepła można wykorzystać ciepło z istniejącej ciepłowni.

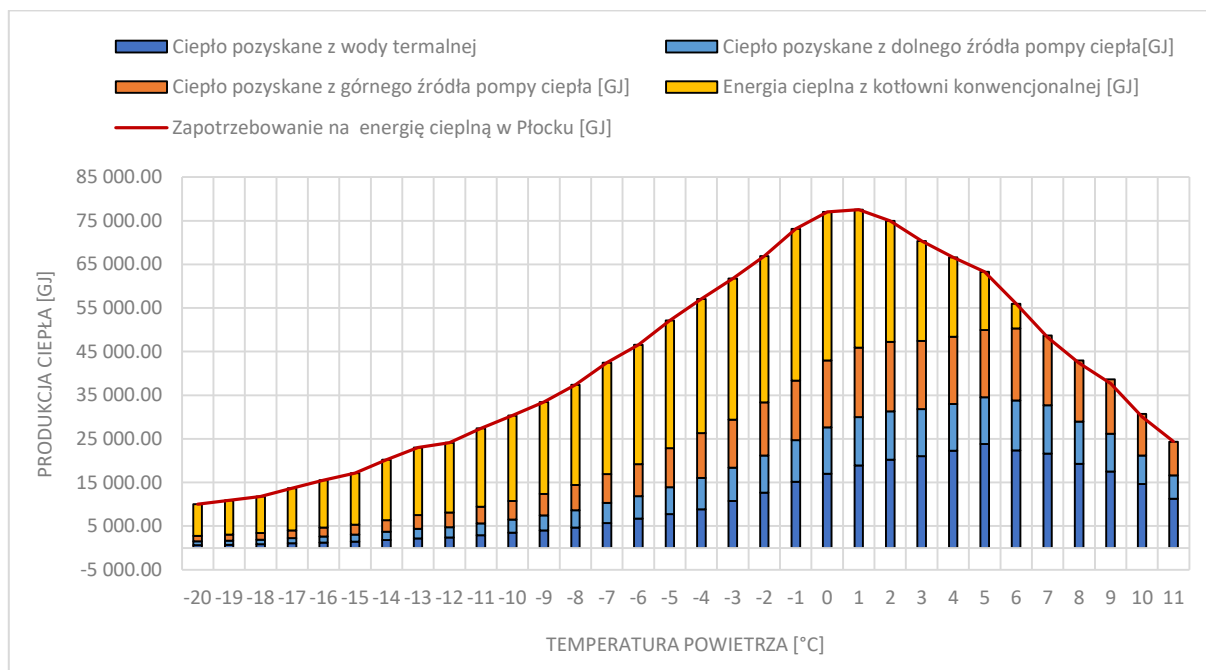
Tak zaprojektowany system będzie w stanie pokryć ok. 68,3% zapotrzebowania odbiorców na energię cieplną, z czego ok. 22,8% energii będzie pochodziło z górnego źródła absorpcyjnej pompy ciepła, a 45,5% z ciepła geotermalnego (Rysunek 34).

Aby można było uzupełnić brakujące ciepło geotermalne przewidziano kolejny wymiennik ciepła WC-SM, który będzie zasilany ciepłem pochodzącym z istniejącej ciepłowni (ok 32% zapotrzebowania). Szczegółowy schemat koncepcyjny wykorzystania energii geotermalnej będzie mógł zostać wykonany dopiero na etapie projektowania ciepłowni geotermalnej – po określeniu rzeczywistych parametrów wody termalnej i wyborze najbardziej optymalnego wariantu eksploatacji. Schłodzona woda termalna zostanie zatłoczona ponownie do złoża za pomocą otworu chłonnego Płock T-2.

Woda termalna pochodząca z otworu Płock T-1 najprawdopodobniej będzie miała właściwości kwalifikujące ją do wykorzystania w balneoterapii i rekreacji po rozcieńczeniu do dopuszczalnego poziomu

mineralizacji. W ciepłowni geotermalnej może następować jej pobór i przekazywanie do basenów. Ilość pobieranej wody będzie uzależniona od zapotrzebowania basenów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych.

Po wykorzystaniu wody termalnej do celów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych konieczna będzie jej właściwa utylizacja na podstawie pozwoleń wodnoprawnych, w sposób stanowiący jak najmniejsze zagrożenie i obciążenie dla środowiska.



Rysunek 34 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Płocku (opracowanie własne)

7.1.3. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Płocku

Czynniki wymienione w poniższej tabeli (Tabela 45) odgrywają kluczową rolę w kształtowaniu wartości NPV. Jednak w przypadku Płocka szczególną uwagę należy zwrócić na różnicę między ceną sprzedaży energii pochodzącej z konwencjonalnych źródeł (82,87 zł/GJ) a ceną energii geotermalnej (62,65 zł/GJ). Redukcja ceny o 11,3% dzięki wykorzystaniu zasobów geotermalnych stwarza możliwość elastycznego dostosowania taryf w sytuacji wystąpienia nieprzewidywalnych czynników prowadzących do wzrostu jednostkowego kosztu produkcji energii przy zachowaniu opłacalnych cen dla odbiorcy.

Prognozowane nakłady inwestycyjne na budowę źródła energii cieplnej oszacowano na ok. 185 158 tys. zł. W ramach nakładów uwzględniono zarówno koszty odwiertu badawczego, chłonnego, koszty administracyjno-prawne oraz infrastrukturę niezbędną do produkcji i dystrybucji ciepła. W ramach kosztów operacyjnych, przeznaczono ok. 56 454 tys. zł. rocznie na zakup nośników energii, konieczne przeglądy remonty, konserwację infrastruktury oraz inne wydatki niezbędne do funkcjonowania ciepłowni

Wyniki obliczeń wskaźników ekonomicznych przedstawionych w powyższej tabeli przedstawiają optymistyczny scenariusz dla ciepłowni geotermalnej w Płocku.

Tabela 45 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Płocku

Płock – Jura dolna	
Sprzedaż GJ rocznie [GJ]	511 945
Nakłady inwestycyjne [zł]	185 158 601
Koszty operacyjne rocznie [zł]	56 454 958
Cena sprzedaży GJ z geotermii [zł]	62,65
Cena sprzedaży GJ z konwencjonalnych źródeł energii [zł]	82,87
redukcja ceny GJ [%]	24
WACC(nom) [%]	8
NPV [zł]	7 913 710,22
EMV [zł]	8 336 337,37
IRR [%]	8,43
Czas zwrotu [lata]	21,5
Prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża wód termalnych [%]	98

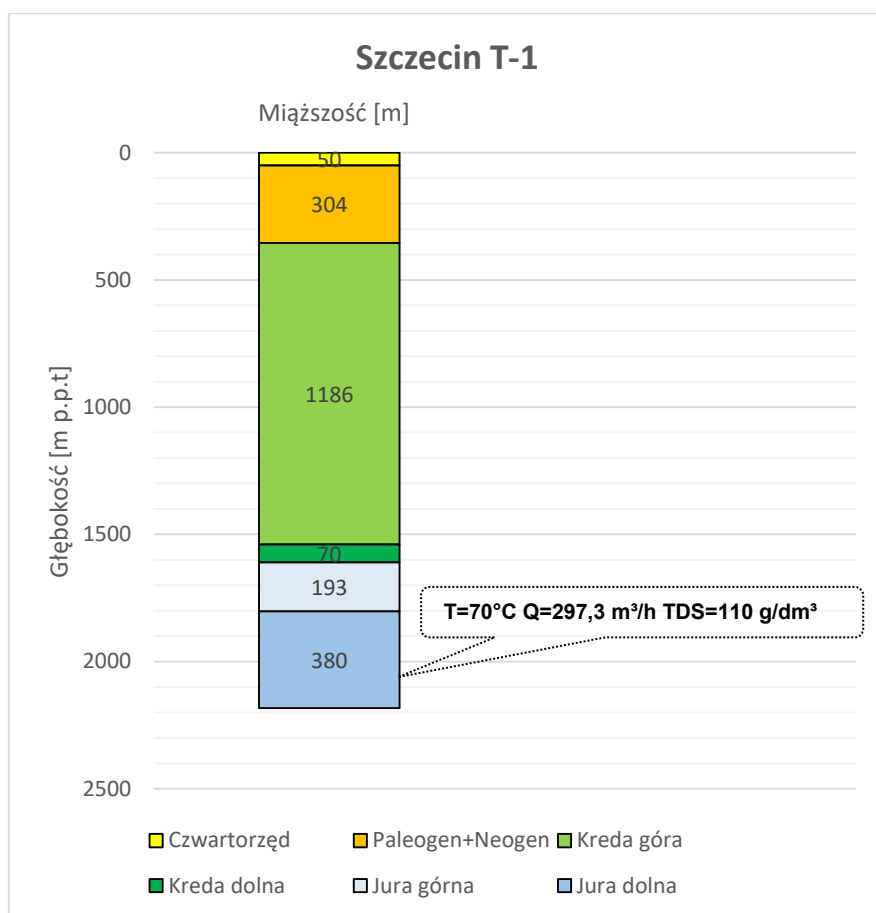
7.2. Szczecin

Miasto Szczecin położone jest w południowej części niecki szczecińskiej, będącej północną częścią struktury niecki szczecińsko-tódzko-miechowskiej, definiowanej jako jednostka depresyjna ograniczająca od południowego zachodu wał środkowopolski [162]. Potencjał geotermalny w rejonie miasta Szczecin związany jest ze zbiornikiem dolnotriasowym, dolnojurajskim oraz dolnokredowym. Zbiornik dolnotriasowy w obszarze Szczecina występuje na głębokości 2700-3430 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 730 m. Dolny trias zbudowany jest z głównie z iłowców oraz mułowców. Jak wynika z dokonanych obliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnego triasu w obszarze Szczecina wynosi 84°C, mineralizacja ok. 220 g/dm³, przy wydajności 2,7 m³/h.

Zbiornik dolnojurajski w rejonie Szczecina zalega na głębokości 1803 do 2183 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 380 m. Skałami zbiornikowymi są tu piaskowce oraz iłowce i mułowce. Na podstawie dokonanych obliczeń można przyjąć, że **spodziewana temperatura w obrębie wodonośnych utworów jury dolnej w omawianym rejonie wynosi 70°C, mineralizacja wód ok. 110 g/dm³, a wydajność 297,3 m³/h**. Szacowana przewodność hydrauliczna utworów wynosi ok. 350 m²/s·10⁻⁵.

Zbiornik dolnokredowy w obszarze Szczecina występuje na głębokości 1540-1610 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 70 m. Dolna kreda zbudowana jest z serii osadów ilasto-mułowcowo-piaszczystych z wkładkami margli. Na podstawie dokonanych obliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnej kredy w obszarze Szczecina wynosi 48°C, mineralizacja ok. 70 g/dm³ przy wydajności 22,5 m³/h. Szacowana przewodność hydrauliczna utworów wynosi ok. 75 m²/s·10⁻⁵.

Ze względu na najbardziej korzystne parametry złożowe w pierwszej kolejności powinny być zagospodarowane wody zbiornika dolnojurajskiego. Przewidywany profil stratygraficzny do utworów jury dolnej rejonu Szczecina przedstawiono na grafice poniżej (Rysunek 35).



Rysunek 35 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Szczecina

7.2.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Szczecinie

System ciepłowniczy Szczecina składa się z dwóch połączonych ze sobą systemów ciepłowniczych – lewobrzeżnego i prawobrzeżnego. Źródła ciepła w Szczecinie można podzielić na dwie podstawowe grupy [163]:

- źródła ciepła będące elementem miejskiego systemu ciepłowniczego (źródła ciepła energetyki zawodowej, ciepłownie rejonowe oraz zakład termicznego unieszkodliwiania odpadów),
- źródła ciepła działające poza miejskim systemem ciepłowniczym (kotłownie lokalne będące własnością i/lub eksploatowane przez przedsiębiorstwa energetyczne, kotłownie lokalne nie będące własnością przedsiębiorstw energetycznych, źródła ciepła przemysłowe i szpitalne, indywidualne źródła ciepła zasilające mieszkanie lub budynek mieszkalny).

Przedsiębiorstwami energetycznymi obsługującymi miasto są:

- Dla lewobrzeża:
 - PGE Energia Ciepła Spółka Akcyjna – Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra EC – I Szczecin (zasilanie biomasą) oraz EC – II Pomorzany (zasilanie węglem kamiennym i lekkim olejem opałowym);
 - Szczecińska Energetyka Ciepła S.A. – CR Marlicza (dawniej Benesza), CR Dąbska, CR Sąsiedzka (zasilanie lekkim olejem opałowym, gaz ziemny).
- Dla prawobrzeża:
 - Ciepłownia Rejonowa Dąbska (zasilanie węglem kamiennym);
 - Ciepłownia Rejonowa Sąsiedzka (zasilanie gazem ziemnym);
 - Zakład Unieszkodliwiania Odpadów (zasilanie w efekcie termicznego spalania odpadów).

W ocenie pracy miejskiego systemu ciepłowniczego przyjęto obszar oddziaływania sieci ciepłowniczej miasta Szczecina, dla których źródłami są elektrociepłownie włączone do systemu ciepłowniczego. Sieć ciepłownicza obsługiwana jest przez Szczecińską Energetykę Ciepłą. Na terenie miasta, ciepło dostarczane jest do odbiorców za pośrednictwem sieci i infrastruktury ciepłowniczej. System ciepłowniczy w Szczecinie zwłaszcza znajdujący się w lewobrzeżnej części miasta zbudowany jest w układzie pierścieniowym. Takie połączenie hydrauliczne przewodów powoduje zachowanie bezpieczeństwa dostaw ciepła do odbiorców. Systemy w prawobrzeżnej części zbudowane są w układzie promieniowym. W celu poprawienia jakości dostaw ciepła system ciepłowniczy wyposażony jest w infrastrukturę towarzyszącą, taką jak wymiennikownice sieciowe, przepompownie i komory ciepłownicze. Sieci ciepłownicze SEC Sp. z o. o. mają długość 365,9 km.

Dwie połączone sieci, w których nośnikiem jest woda o parametrach 135/65°C, zasilane są z następujących źródeł:

- dwóch źródeł należących PGE Energia Ciepła S.A.: Elektrociepłownia Szczecin i Elektrociepłownia Pomorzany,
- źródła należące do Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów sp. z o.o. z siedzibą w Szczecinie,
- dwóch źródeł należących do SEC sp. z o.o. przy ul. Dąbskiej 36 i przy ul. Krzysztofa Marlicza 27,

Siecią zasilaną ze źródła stanowiącego własność SEC Sp. z o.o. i zlokalizowanego przy ul. Sądzieckiej 2, w której nośnikiem jest woda o parametrach 113/60°C są:

- Węzły ciepłownicze: węzły należące do SEC Sp. z o.o. (2 185), węzły odbiorców (968) – łącznie 3153 węzłów, z czego 403 w prawobrzeżnej części miasta i 2750 w lewobrzeżnej części miasta.

Struktura odbiorców energii cieplnej z miejskiego systemu ciepłowniczego według zapotrzebowania na ciepło zamieszczona została w tabeli poniżej (Tabela 46) [163].

Tabela 46 Bilans zużycia energii cieplnej przez odbiorców w Szczecinie

L.p.	Grupa obiektów	Ciepło [MWh]	Udział %
1	Budownictwo wielorodzinne	10161324,29	67,22
2	Usługi	1 738 637,32	11,50
3	Oświata	1 732 861,12	11,46
4	Administracje i urzędy	1 037 052,36	6,86
5	Służba zdrowia	333 471,85	2,21
6	Przemysł	73 084,64	0,48
7	Budownictwo indywidualne	40 840,74	0,27
SUMA		15 117 272,316	100

Średnia stawka opłat dla odbiorców ciepła w Szczecinie obowiązująca od 1 stycznia 2025 r. kształtuje się na poziomie 135,15 zł/GJ [161].

7.2.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Szczecinie

Wykorzystanie wody termalnej wydobywanej na terenie Szczecina będzie odbywało się w systemie dwuotworowym tzw. dublecie geotermalnym (otwór wydobywczy i otwór chłonny). W przypadku wody termalnej pochodzących z utworów wodonośnych jury dolnej niemożliwy będzie jej zrzut w dużych ilościach do cieków powierzchniowych ze względu na zbyt wysoką mineralizację (prognozowana mineralizacja będzie wynosić ok. 110 g/dm³).

Prognozuje się, iż wydobywana otworem Szczecin T-1 woda termalna ze zbiornika jury dolnej będzie osiągała średnią temperaturę w złożu ok. 70°C. Temperatura wydobywanej wody termalnej pozwala na jej bezpośrednie wykorzystanie do podgrzewania wody powracającej z sieci ciepłowniczej o parametrach 113/60°C w ograniczonym zakresie, a także przy wykorzystaniu pompy ciepła w całym zakresie temperatur zewnętrznych.

Woda termalna wydobyta za pomocą otworu Szczecin T-1 będzie najpierw przetwarzana na wymiennik ciepła WC-1, który będzie stanowił pierwszy stopień kaskadowego schładzania wody termalnej. Za pomocą bezpośredniego schłodzenia przy użyciu wody sieciowej woda termalna zostanie schłodzona do temperatury 45-60°C. Woda sieciowa na podstawie odpowiednio dobranego przepływu zostanie ogrzana maksymalnie do temperatury ok. 69,7°C.

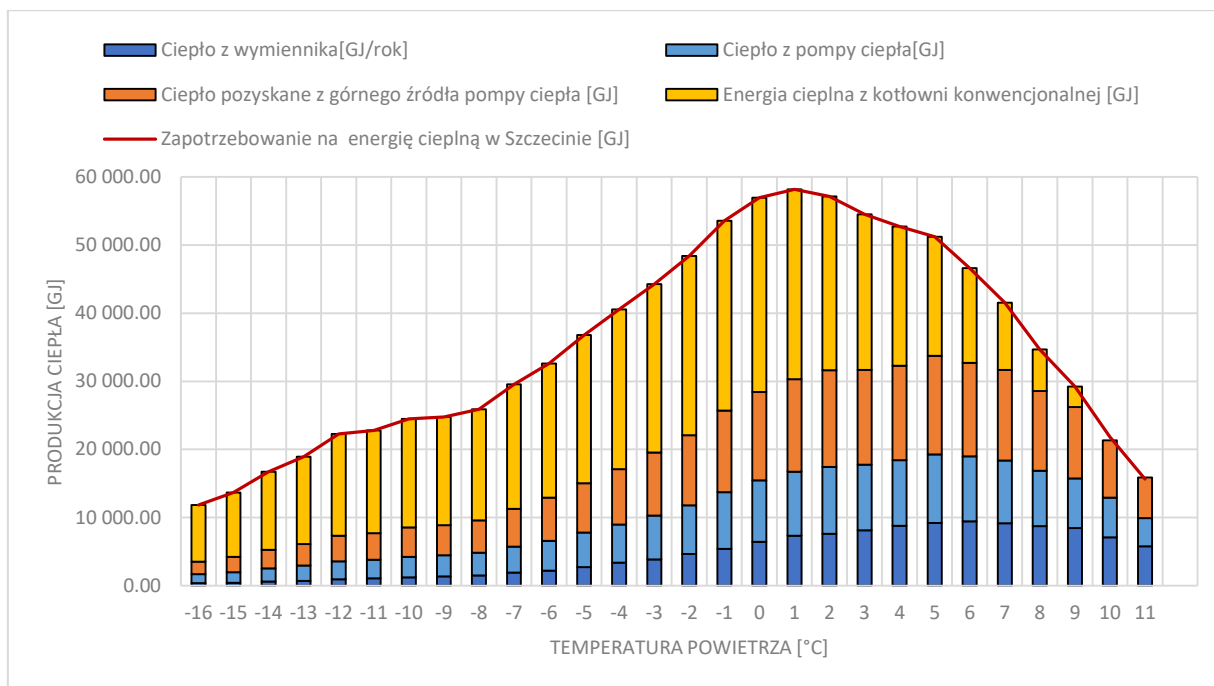
Po wstępnym schłodzeniu woda termalna będzie następnie przepływała przez wymiennik ciepła WC-2, który będzie stanowił dolne źródło ciepła dla absorpcyjnej pompy ciepła. Tutaj nastąpi jej schłodzenie do ok. 20-28°C.

W górnym źródle ciepła absorpcyjnej pompy ciepła woda sieciowa będzie podgrzewana od temperatury 69,7°C do temperatury 113°C. Aby uzyskać ciepło napędowe dla absorpcyjnej pompy ciepła można wykorzystać ciepło z istniejącej ciepłowni.

Tak zaprojektowany system będzie w stanie pokryć ok. 63% zapotrzebowania odbiorców na energię cieplną, z czego ok. 26,2% energii będzie pochodziło z górnego źródła absorpcyjnej pompy ciepła, a ok. 36,8% z ciepła geotermalnego (Rysunek 36).

Aby można było uzupełnić brakujące ciepło geotermalne przewidziano kolejny wymiennik ciepła WC-SM, który będzie zasilany ciepłem pochodzącym z istniejącej ciepłowni (ok. 37,6% zapotrzebowania). Szczegółowy schemat koncepcyjny wykorzystania energii geotermalnej będzie mógł zostać wykonany dopiero na etapie projektowania ciepłowni geotermalnej – po określeniu rzeczywistych parametrów wody termalnej i wyborze najbardziej optymalnego wariantu eksploatacji. Schłodzona woda termalna zostanie zatłoczona ponownie do złoża za pomocą otworu chłonnego Szczecin T-2.

Woda termalna pochodząca z otworu Szczecin T-1 najprawdopodobniej będzie miała właściwości kwalifikujące ją do wykorzystania w balneoterapii i rekreacji. W ciepłowni geotermalnej może następować jej pobór i przekazywanie do basenów. Ilość pobieranej wody będzie uzależniona od zapotrzebowania basenów balneoterapeutycznych (konieczne jednokrotne rozcieńczenie) i rekreacyjnych (konieczne dwukrotne rozcieńczenie). Po wykorzystaniu wody termalnej do celów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych konieczna będzie jej właściwa utylizacja na podstawie pozwoleń wodnoprawnych, w sposób stanowiący jak najmniejsze zagrożenie i obciążenie dla środowiska.



Rysunek 36 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Szczecinie (opracowanie własne)

7.2.3. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Szczecinie

Czynniki wymienione w poniższej tabeli (Tabela 47) odgrywają kluczową rolę w kształtowaniu opłacalności inwestycji. Jednak w przypadku Szczecina szczególną uwagę należy zwrócić na różnicę między ceną sprzedaży energii pochodzącej z konwencjonalnych źródeł (135,15 zł/GJ) a ceną energii geotermalnej (72 zł/GJ). Redukcja ceny o 47 % dzięki wykorzystaniu zasobów geotermalnych stwarza możliwość elastycznego dostosowania taryf w sytuacji wystąpienia nieprzewidywalnych czynników prowadzących do wzrostu jednostkowego kosztu produkcji energii przy zachowaniu opłacalnych cen dla odbiorcy.

Prognozowane nakłady inwestycyjne na budowę źródła energii cieplnej oszacowano na ok. 122 382 575 zł. W ramach nakładów uwzględniono zarówno koszty odwiertu badawczego, chłonnego, koszty administracyjno-prawne oraz infrastrukturę niezbędną do produkcji i dystrybucji ciepła. W ramach kosztów operacyjnych, przeznaczono ok. 43 385 604 zł. rocznie na zakup nośników energii, konieczne przeglądy remonty, konserwację infrastruktury oraz inne wydatki niezbędne do funkcjonowania ciepłowni

Wyniki obliczeń wskaźników ekonomicznych przedstawionych w powyższej tabeli przedstawiają optymistyczny scenariusz dla ciepłowni geotermalnej w Szczecinie.

Tabela 47 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Szczecinie

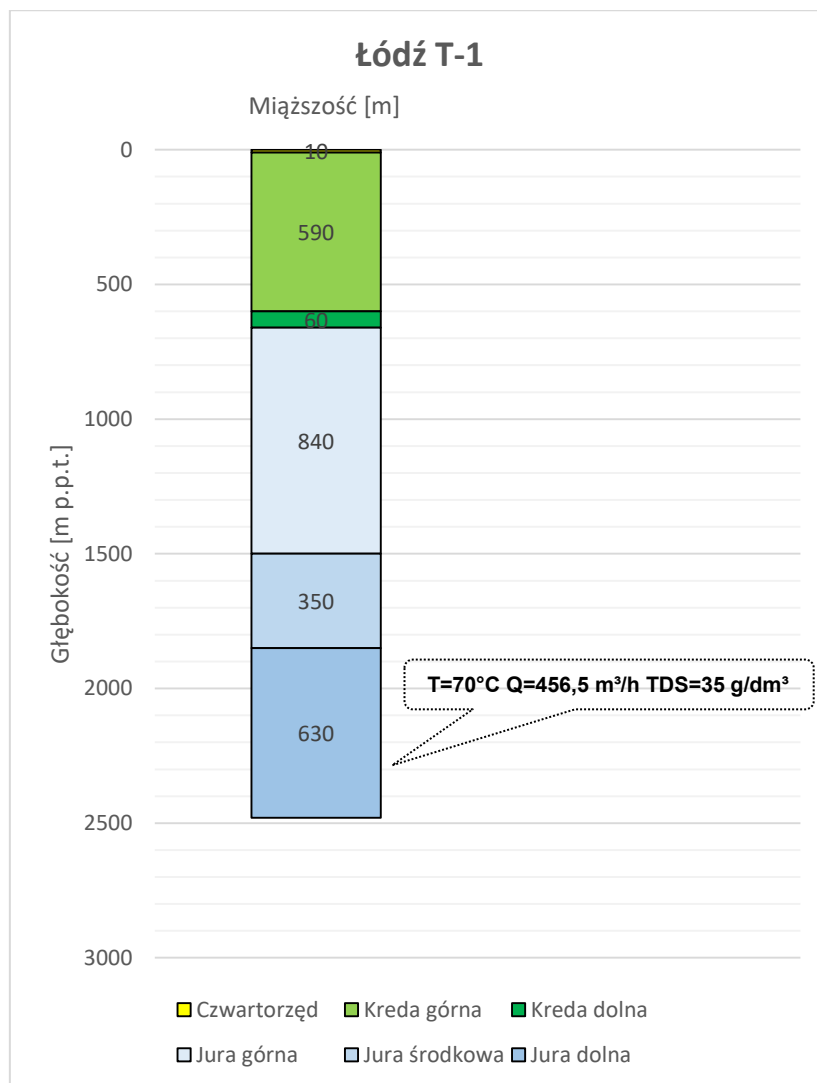
Szczecin – Jura dolna	
Sprzedaż GJ rocznie [GJ]	767 315
Nakłady inwestycyjne [zł]	122 382 575
Koszty operacyjne rocznie [zł]	43 385 604
Cena sprzedaży GJ z geotermii [zł]	72
Cena sprzedaży GJ z konwencjonalnych źródeł energii [zł]	135,15
redukcja ceny GJ [%]	47
WACC (nom) [%]	8
NPV [zł]	5 915 252
EMV [zł]	6 057 660
IRR [%]	8
Czas zwrotu [lata]	22
Prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża wód termalnych [%]	99

7.3. Łódź

Miasto Łódź położone jest w strefie granicznej antyklinorium środkowopolskiego i niecki szczecińsko-łódzko-miechowskiej. Przyjmuje się, że granica pomiędzy tymi jednostkami przebiega przez północno-wschodnią część miasta, zgodnie z granicą wychodni utworów dolnej kredy pod pokrywą utworów kenozoicznych. Potencjał geotermalny w rejonie miasta Łódź związany jest ze zbiornikiem dolnotriasowym, dolnojurańskim oraz dolnokredowym. Zbiornik dolnotriasowy w obszarze Łodzi występuje na głębokości 3750-4850 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 1100 m. Dolny trias w omawianym obszarze budują głównie piaskowce, mułowce oraz iłowce. Na podstawie wyliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnego triasu na obszarze Łodzi wynosi 128°C, mineralizacja ok. 350 g/dm³ przy wydajności 6,3 m³/h.

Zbiornik dolnojurański w rejonie Łodzi zalega na głębokości 1850 do 2480 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 630 m. Skałami zbiornikowymi są tu głównie piaskowce, mułowce i iłowce. Na podstawie wyliczeń spodziewana temperatura w obrębie wodonośnych utworów jury dolnej w omawianym rejonie wynosi 70°C, mineralizacja wód ok. 35 g/dm³, a wydajność 456,5 m³/h. Szacowana przewodność hydrauliczna utworów wynosi ok. 750 m²/s·10⁻⁵. Należy zauważyć, że trwają aktualnie prace badawcze prowadzone przez Państwową Służbę Geologiczną, mające na celu określenie ryzyka związanego z możliwością ascenzji zasolonych wód termalnych z utworów jury dolnej do dolnokredowych poziomów wodonośnych. Problematyka ta była poruszona między innymi przez Małeckiego i Ziółkiewicza [164] i stanowi jak dotychczas jedną z głównych barier rozwoju geotermii w aglomeracji łódzkiej.

Zbiornik dolnokredowy w obszarze Łodzi występuje na głębokości 600-660 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 60 m. Dolną kredę w omawianym obszarze budują głównie piaskowce, mułowce i iłowce z wkładkami syderytów. Na podstawie wyliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnej kredy na obszarze Łodzi wynosi 27°C, mineralizacja ok. 1,0 g/dm³ przy wydajności 41,7 m³/h. Szacowana przewodność hydrauliczna utworów wynosi ok. 40 m²/s·10⁻⁵. Ze względu na najbardziej korzystne parametry złożowe w pierwszej kolejności powinny być zagospodarowane wody zbiornika dolnojurańskiego. Przewidywany profil stratygraficzny do utworów jury dolnej rejonu Łodzi przedstawiono na grafice poniżej (Rysunek 37).



Rysunek 37 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Łodzi

7.3.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Łodzi

Na terenie Łodzi przedsiębiorstwem obsługującym miejski system ciepłowniczy jest Veolia Energia Łódź S.A., która jest producentem ciepła sieciowego i energii elektrycznej w układzie produkcji skojarzonej, jest właścicielem sieci ciepłowniczych na terenie Łodzi oraz prowadzi działalność w zakresie przesyłu, dystrybucji i obrotu ciepłem.

Obecnie miasto jest zaopatrywane w ciepło z dwóch elektrociepłowni EC3 i EC4. Znajdują się one na przeciwległych krańcach miasta, odpowiednio przy ul. Pojezierskiej 70 oraz przy ul. Andrzejewskiej 5 [165].

Sieć ciepła miasta Łódź składa się z układu połączonych ze sobą magistral ciepłowniczych działających w układzie promieniowym. Ich praca polega na dostarczeniu ciepła zawartego w gorącej wodzie do odpowiednich obszarów, które są przypisane do konkretnych źródeł ciepła. Obszary te są ograniczone mocą źródła, przepustowością rurociągów oraz rozmieszczeniem armatury sekcijnej. Już od 1992 roku do sieci ciepłej miasta Łódź zostały wprowadzone rury preizolowane. Biorąc pod uwagę niezawodność tego typu rur od tego momentu wszelkie nowo budowane oraz przebudowywane odcinki sieci wykonywane są w tej technologii. Na koniec 2020 r. 63,7% łódzkiego systemu ciepłowniczego wykonane jest w technologii sieci preizolowanych.

Veolia Energia Łódź S.A. zarządza przeszło 842 km sieci ciepłowniczej. Przedsiębiorstwo eksploatuje 10041 wymiennikowych węzłów cieplnych (w tym 3172 węzły własne). Suma ciepła wytworzonego przez wszystkich wytwórców ciepła w systemie ciepłowniczym Łodzi wynosi **11 509 177 GJ (2024)** [165]. Średnia

stawka opłat dla odbiorców ciepła w Łodzi we. Taryfy obowiązującej od 1 stycznia 2025 r. kształtuje się na poziomie 113,34 zł/GJ [161].

7.3.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Łodzi

Wykorzystanie wody termalnej wydobywanej na terenie Łodzi będzie odbywało się w systemie dwuotworowym tzw. dublecie geotermalnym (otwór wydobywczy i otwór chłonny). W przypadku wody termalnej pochodzącej z utworów wodonośnych jury dolnej niemożliwy będzie jej zrzut w dużych ilościach do cieków powierzchniowych ze względu na zbyt wysoką mineralizację (prognozowana mineralizacja będzie wynosić ok. 35 g/dm³).

Prognozuje się, iż wydobywana otworem Łódź T-1 woda termalna ze zbiornika jury dolnej będzie osiągała średnią temperaturę w złożu ok. 70°C. Temperatura wydobywanej wody termalnej pozwala na jej bezpośrednie wykorzystanie do podgrzewania wody powracającej z sieci ciepłowniczej o parametrach 120/65°C w ograniczonym zakresie, a także przy wykorzystaniu pompy ciepła w całym zakresie temperatur zewnętrznych.

Woda termalna wydobyta za pomocą otworu Łódź T-1 będzie najpierw przetłaczana na wymiennik ciepła WC-1, który będzie stanowił pierwszy stopień kaskadowego schładzania wody termalnej. Za pomocą bezpośredniego schłodzenia przy użyciu wody sieciowej, woda termalna zostanie schłodzona do temperatury 43-65°C. Woda sieciowa na podstawie odpowiednio dobranego przepływu zostanie ogrzana maksymalnie do temperatury ok. 69,8°C.

Po wstępnym schłodzeniu woda termalna będzie następnie przepływała przez wymiennik ciepła WC-2, który będzie stanowił dolne źródło ciepła dla absorpcyjnej pompy ciepła. Tutaj nastąpi jej schłodzenie do ok. 20°C.

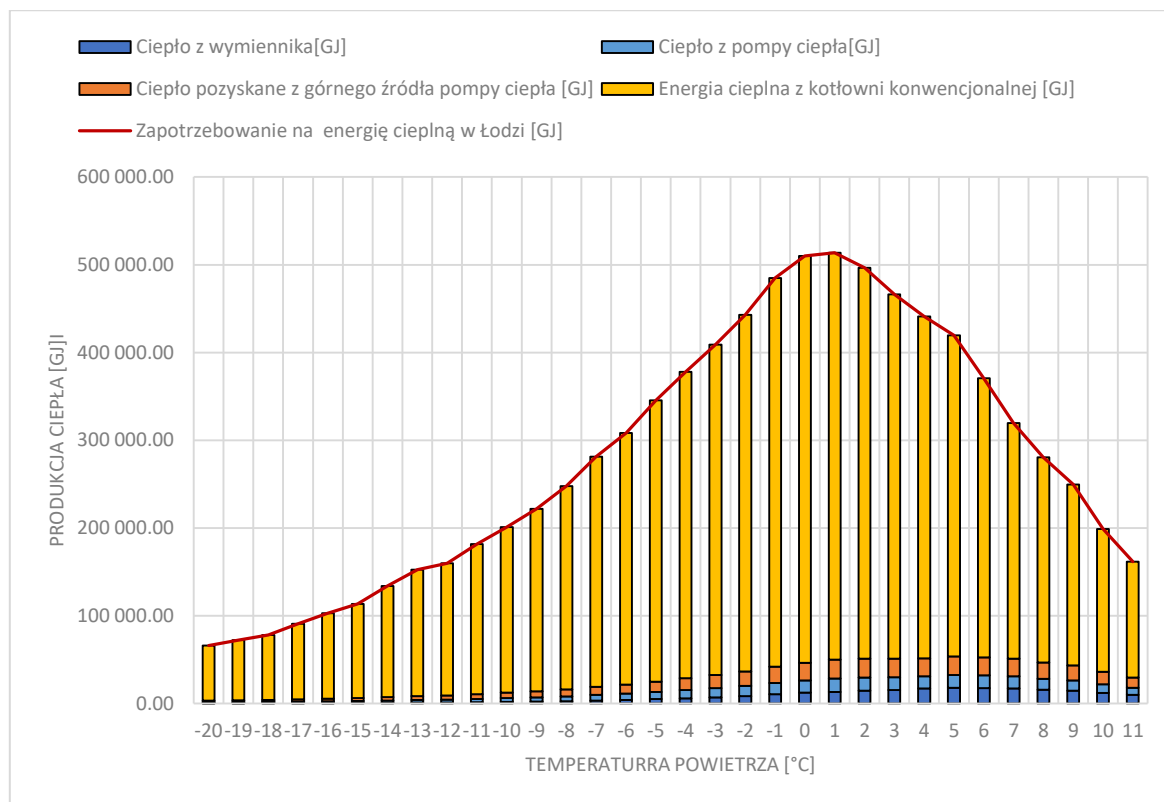
W górnym źródle ciepła absorpcyjnej pompy ciepła woda sieciowa będzie podgrzewana od temperatury 69,8°C do temperatury ok. 120°C. Aby uzyskać ciepło napędowe dla absorpcyjnej pompy ciepła można wykorzystać ciepło z istniejącej ciepłowni.

Tak zaprojektowany system będzie w stanie pokryć ok. 12% zapotrzebowania odbiorców na energię cieplną, czego ok. 5% energii będzie pochodziło z górnego źródła absorpcyjnej pompy ciepła, a 7% z ciepła geotermalnego (Rysunek 38).

Aby można było uzupełnić brakujące ciepło geotermalne przewidziano kolejny wymiennik ciepła WC-SM, który będzie zasilany ciepłem pochodzącym z istniejącej ciepłowni (ok. 88% zapotrzebowania). Szczegółowy schemat koncepcyjny wykorzystania energii geotermalnej będzie mógł zostać wykonany dopiero na etapie projektowania ciepłowni geotermalnej – po określeniu rzeczywistych parametrów wody termalnej i wyborze najbardziej optymalnego wariantu eksploatacji. Schłodzona woda termalna zostanie zatłoczona ponownie do złoża za pomocą otworu chłonnego Łódź T-2.

Woda termalna pochodząca z otworu Łódź T-1 najprawdopodobniej będzie miała właściwości kwalifikujące ją do wykorzystania w balneoterapii. W ciepłowni geotermalnej może następować jej pobór i przekazywanie do basenów. Ilość pobieranej wody będzie uzależniona od zapotrzebowania basenów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych.

Po wykorzystaniu wody termalnej do celów balneoterapeutycznych konieczna będzie jej właściwa utylizacja na podstawie pozwoleń wodnoprawnych, w sposób stanowiący jak najmniejsze zagrożenie i obciążenie dla środowiska.



Rysunek 38 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Łodzi (opracowanie własne)

7.3.3. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Łodzi

Czynniki wymienione w poniższej tabeli (Tabela 48) odgrywają kluczową rolę w kształtowaniu opłacalności inwestycji. Jednak w przypadku Łodzi szczególną uwagę należy zwrócić na różnicę między ceną sprzedaży energii pochodzącej z konwencjonalnych źródeł (113,34 zł/GJ) a ceną energii geotermalnej (69,05 zł/GJ). Redukcja ceny o 39 % dzięki wykorzystaniu zasobów geotermalnych stwarza możliwość elastycznego dostosowania taryf w sytuacji wystąpienia nieprzewidywalnych czynników prowadzących do wzrostu jednostkowego kosztu produkcji energii przy zachowaniu opłacalnych cen dla odbiorcy.

Prognozowane nakłady inwestycyjne na budowę źródła energii cieplnej oszacowano na ok. 193 631 752 zł. W ramach nakładów uwzględniono zarówno koszty odwiertu badawczego, chłonnego, koszty administracyjno-prawne oraz infrastrukturę niezbędną do produkcji i dystrybucji ciepła. W ramach kosztów operacyjnych, przeznaczono ok. 77 038 167 zł rocznie na zakup nośników energii, konieczne przeglądy remonty, konserwację infrastruktury oraz inne wydatki niezbędne do funkcjonowania ciepłowni.

Wyniki obliczeń wskaźników ekonomicznych przedstawionych w poniższej tabeli przedstawiają optymistyczny scenariusz dla ciepłowni geotermalnej w Łodzi.

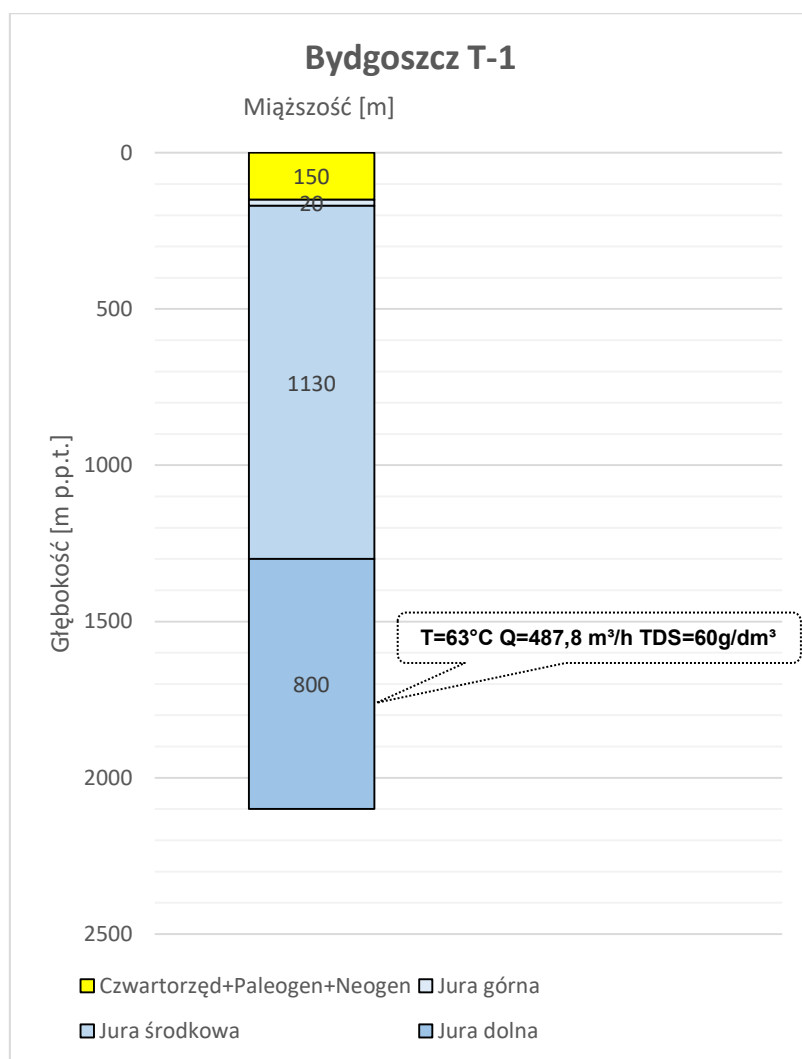
Tabela 48 kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Łodzi

Łódź – Jura dolna	
Sprzedaż GJ rocznie [GJ]	1 377 812
Nakłady inwestycyjne [zł]	193 631 752
Koszty operacyjne rocznie [zł]	77 038 167
Cena sprzedaży GJ z geotermii [zł]	69.06
Cena sprzedaży GJ z konwencjonalnych źródeł energii [zł]	113.34
redukcja ceny GJ [%]	39.07
WACC (nom) [%]	7.4
NPV [zł]	10 625 262
EMV [zł]	10 750 327
IRR [%]	80
Czas zwrotu [lata]	22
Prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża wód termalnych [%]	99

7.4. Bydgoszcz

Miasto Bydgoszcz położone jest w obszarze antyklinorium środkowopolskiego, tuż przy jego północno-wschodniej granicy z niecką brzeżną. Przyjmuje się, że granica ta przebiega równolegle do NW-SE osi antyklinorium, na wysokości Bydgoszcz-Fordon. Pozycja ta determinuje wyższy niż w części osiowej antyklinorium potencjał geotermalny. Potencjał geotermalny w rejonie miasta Bydgoszcz związany jest ze zbiornikiem dolnotriasowym oraz dolnojurajskim. Zbiornik dolnotriasowy w obszarze Bydgoszczy występuje na głębokości 2800 do 4000 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 1200 m. Dolny trias w omawianym obszarze budują głównie mułowce, iłowce oraz piaskowce. Na podstawie wyliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnego triasu na obszarze Bydgoszczy wynosi 73°C, mineralizacja ok. 200 g/dm³ przy wydajności 12,6 m³/h.

Zbiornik dolnojurajski w rejonie Bydgoszczy zalega na głębokości 1300 do 2100 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 800 m. Skłalami zbiornikowymi są tu głównie piaskowce oraz łupki osadzone w środowisku morskim oraz brakicznym. Na podstawie wyliczeń spodziewana temperatura w obrębie wodonośnych utworów jury dolnej w omawianym rejonie wynosi 63°C, mineralizacja wód ok. 60 g/dm³, a wydajność 487,8 m³/h. Ze względu na najbardziej korzystne parametry złożowe w pierwszej kolejności powinny być zagospodarowane wody zbiornika dolnojurajskiego. Przewidywany profil stratygraficzny do utworów jury dolnej rejonu Bydgoszczy przedstawiono na grafice poniżej (Rysunek 39).



Rysunek 39 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Bydgoszczy

7.4.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Bydgoszczy

Podstawowym źródłem ciepła w Bydgoszczy są dwie elektrociepłownie należące do PGE Energia Ciepła S.A. – Oddział Elektrociepłownia w Bydgoszczy EC-I oraz EC-II [166].

1. Elektrociepłownia Bydgoszcz I (EC-I) pracuje tylko w sezonie grzewczym (od września do maja), a także w czasie postoju całkowitego Elektrociepłowni Bydgoszcz II (ok. 10 dni w okresie letnim). Produkcja ciepła odbywa się za pomocą kotłów wodnych (WR-2, WR-3, WR-4). EC-I dostarcza ciepło w postaci wody grzewczej rurociągiem „D” do Komunalnego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bydgoszczy.
Paliwo podstawowe: węgiel kamienny.
Moc znamionowa kotłów ciepłowniczych: 87 MW.
Moc osiągalna cieplna: 87 MW.
2. Elektrociepłownia Bydgoszcz II (EC-II) stanowi podstawowe źródło zasilania miasta w ciepło. Moc cieplna osiągalna wynosi 477 MW. Elektrociepłownia wyposażona jest w 4 kotły parowe OP 230 o łącznej wydajności 920 t/h i 4 turbozespoły. Urządzenia pracują w wysokosprawnej kogeneracji i opalane są węglem kamiennym.

Początki systemu ciepłowniczego w Bydgoszczy sięgają lat 50. XX w. Przez ten okres stworzony został układ pierścieniowo-promieniowy, który poprzez dołączanie nowych odbiorców rozrastał się aż do stanu obecnego. Efektem jest duży i rozległy system sieci o bardzo zróżnicowanym wieku i technologii wykonania.

Funkcjonujące na terenie miasta Bydgoszczy systemy ciepłownicze (miejski i Ciepłowni „Osowa Góra”) eksploatowane są przez Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej [166], które stanowi współwłasność miasta oraz gmin: Solec Kujawski, Szubin, Nakło nad Notecią i Koronowo. Dostawą energii ciepłej z miejskiego systemu ciepłowniczego (potrzeby grzewcze oraz przygotowanie ciepłej wody użytkowej) objęte są m.in. wielorodzinne budynki mieszkalne o sumarycznej powierzchni ogrzewanej, stanowiącej ok. 50% całkowitych zasobów budownictwa wielorodzinnego w Bydgoszczy.

Zaspokajanie potrzeb ciepłych odbiorców na terenie Bydgoszczy odbywa się obecnie w oparciu o:

- miejski system ciepłowniczy (głównie KPEC),
- kotłownie lokalne należące do KPEC,
- kotłownie przemysłowe,
- indywidualne źródła ciepła.

W poniższej tabeli (Tabela 49) przedstawiono zbiorcze zestawienie aktualnych potrzeb ciepłych poszczególnych grup odbiorców na terenie miasta Bydgoszczy w podziale na zapotrzebowanie na centralne ogrzewanie (c.o.), ciepłą wodę użytkową (c.w.u.) i wentylacyjno-technologiczne (went.-tech.).

Tabela 49 Zestawienie aktualnych potrzeb ciepłych w podziale na odbiorców oraz c.o., c.w.u. i went.-tech.
[166]

L.p.	Grupa odbiorców	Zapotrzebowanie na energię cieplną [TJ/rok]			Zapotrzebowanie na moc cieplną [MW]		
		c.o.	c.w.u.	went.-tech.	c.o.	c.w.u.	went.-tech.
1	budownictwo mieszkaniowe	4794,1	1182,8	0,0	670,1	166,7	0,0
2	przemysł, usługi, pozostałe	3043,4	800,8	202,3	276,8	73,4	18,4
3	obiekty publiczne	721,7	189,9	48,0	115,3	30,6	7,7
SUMA		8559,2	2173,5	250,3	1062,2	270,7	26,1

W oparciu o wskazane powyżej dane i założenia obliczono, że orientacyjne zapotrzebowanie budynków mieszkalnych na ciepło wynosi ok. 5976,9 TJ [166]. Średnia stawka opłat dla odbiorców ciepła w Bydgoszczy wg taryfy obowiązującej od 1 stycznia 2025 r. kształtuje się na poziomie 164,81 zł/GJ [161].

7.4.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Bydgoszczy

Wykorzystanie wody termalnej wydobywanej na terenie Bydgoszczy będzie odbywało się w systemie dwuotworowym tzw. dublecie geotermalnym (otwór wydobywczy i otwór chłonny). W przypadku wody termalnej pochodzących z utworów wodonośnych jury dolnej niemożliwy będzie jej zrzut w dużych ilościach do cieków powierzchniowych ze względu na zbyt wysoką mineralizację (prognozowana mineralizacja będzie wynosić ok. 60 g/dm³). Do wód powierzchniowych zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska [167] można odprowadzać wody o temperaturze do 35°C i mineralizacji do 1 g/dm³.

Prognozuje się, iż wydobywana otworem Bydgoszcz T-1 woda termalna ze zbiornika jury dolnej będzie osiągała w złożu średnią temperaturę ok. 63°C. Temperatura wydobywanej wody termalnej pozwala na jej bezpośrednie wykorzystanie do podgrzewania wody powracającej z sieci ciepłowniczej o parametrach 131/64°C w ograniczonym zakresie, a także przy wykorzystaniu pompy ciepła w całym zakresie temperatur zewnętrznych.

Woda termalna wydobyta za pomocą otworu Bydgoszcz T-1 będzie najpierw przetłaczana na wymiennik ciepła WC-1, który będzie stanowił pierwszy stopień kaskadowego schładzania wody termalnej. Za pomocą bezpośredniego schłodzenia przy użyciu wody sieciowej, woda termalna zostanie

schłodzona do temperatury 46,1-62,8°C. Woda sieciowa na podstawie odpowiednio dobranego przepływu zostanie ogrzana maksymalnie do temperatury ok. 62,9°C.

Po wstępnym schłodzeniu woda termalna będzie następnie przepływała przez wymiennik ciepła WC-2, który będzie stanowił dolne źródło ciepła dla absorpcyjnej pompy ciepła. Tutaj nastąpi jej schłodzenie do ok. 20°C.

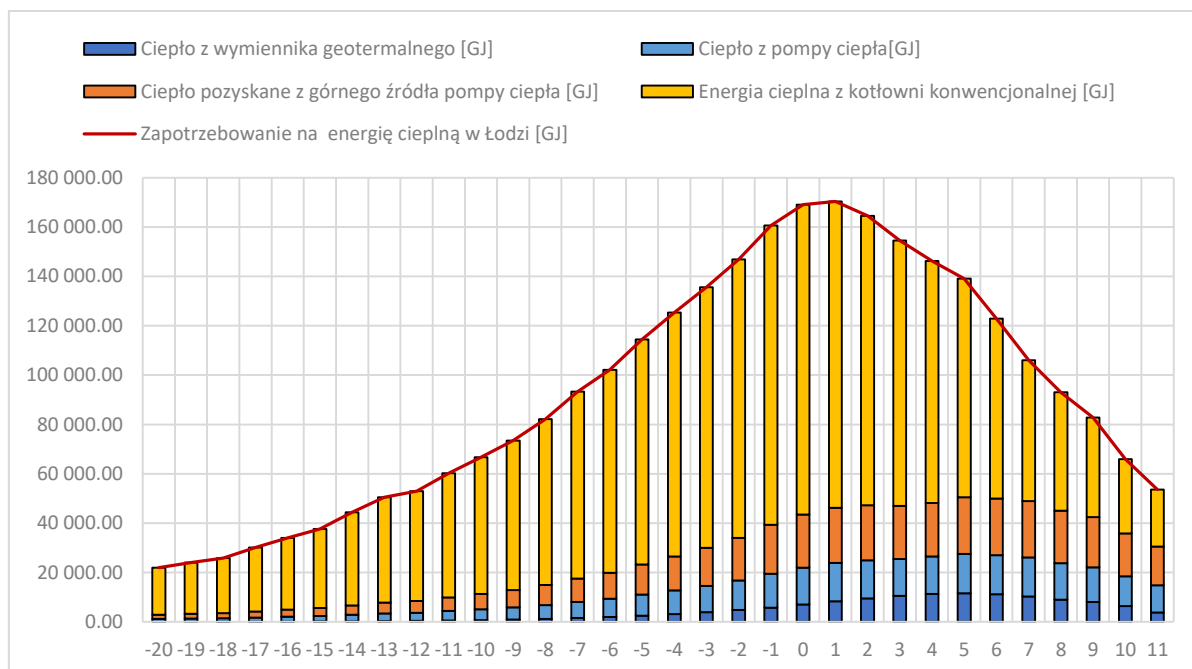
W górnym źródle ciepła absorpcyjnej pompy ciepła woda sieciowa będzie podgrzewana od temperatury 62,9°C do temperatury ok. 131°C. Aby uzyskać ciepło napędowe dla absorpcyjnej pompy ciepła można wykorzystać ciepło z istniejącej ciepłowni.

Tak zaprojektowany system będzie w stanie pokryć ok. 35% zapotrzebowania odbiorców na energię cieplną. Z czego ok. 18% energii będzie pochodziło z górnego źródła absorpcyjnej pompy ciepła, a 17% z ciepła geotermalnego (Rysunek 40).

Aby można było uzupełnić brakujące ciepło geotermalne przewidziano kolejny wymiennik ciepła WC-SM, który będzie zasilany ciepłem pochodzącym z istniejącej ciepłowni (ok 65% zapotrzebowania). Szczegółowy schemat koncepcyjny wykorzystania energii geotermalnej będzie mógł zostać wykonany dopiero na etapie projektowania ciepłowni geotermalnej – po określeniu rzeczywistych parametrów wody termalnej i wyborze najbardziej optymalnego wariantu eksploatacji. Schłodzona woda termalna zostanie zatłoczona ponownie do złoża za pomocą otworu chłonnego Bydgoszcz T-2.

Woda termalna pochodząca z otworu Bydgoszcz T-1 najprawdopodobniej będzie miała właściwości kwalifikujące ją do wykorzystania w balneoterapii i rekreacji. W ciepłowni geotermalnej może następować jej pobór i przekazywanie do basenów (konieczne jednokrotne rozcieńczenie). Ilość pobieranej wody będzie uzależniona od zapotrzebowania basenów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych.

Po wykorzystaniu wody termalnej do celów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych konieczna będzie jej właściwa utylizacja na podstawie pozwoleń wodnoprawnych, w sposób stanowiący jak najmniejsze zagrożenie i obciążenie dla środowiska.



Rysunek 40 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Bydgoszczy (opracowanie własne)

7.4.3. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Bydgoszczy

Czynniki wymienione w poniższej tabeli (Tabela 50) odgrywają kluczową rolę w kształtowaniu opłacalności inwestycji. Jednak w przypadku Bydgoszczy szczególną uwagę należy zwrócić na różnicę między ceną sprzedaży energii pochodzącej z konwencjonalnych źródeł (164,81 zł/GJ) a ceną energii geotermalnej (81,37 zł/GJ). Redukcja ceny o ponad 50% dzięki wykorzystaniu zasobów geotermalnych stwarza możliwość elastycznego dostosowania taryf w sytuacji wystąpienia nieprzewidywalnych czynników prowadzących do wzrostu jednostkowego kosztu produkcji energii przy zachowaniu korzystnych dla końcowego odbiorcy cen.

Prognozowane nakłady inwestycyjne na budowę źródła energii cieplnej oszacowano na ok. 182 378 572 zł. W ramach nakładów uwzględniono zarówno koszty odwiertu badawczego, chłonnego, koszty administracyjno-prawne oraz infrastrukturę niezbędną do produkcji i dystrybucji ciepła. W ramach kosztów operacyjnych, przeznaczono ok. 92 274 128 zł rocznie na zakup nośników energii, konieczne przeglądy remonty, konserwację infrastruktury oraz inne wydatki niezbędne do funkcjonowania ciepłowni.

Wyniki obliczeń wskaźników ekonomicznych przedstawionych w poniższej tabeli przedstawiają optymistyczny scenariusz dla ciepłowni geotermalnej w Bydgoszczy.

Tabela 50 kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Bydgoszczy

Bydgoszcz – Jura dolna	
Sprzedaż GJ rocznie [GJ]	1 343 555
Nakłady inwestycyjne [zł]	182 378 572
Koszty operacyjne [zł]	92 274 128
Cena sprzedaży GJ z geotermii [zł]	81,37
Cena sprzedaży GJ z konwencjonalnych źródeł energii [zł]	164,81
redukcja ceny GJ [%]	50
WACC (nom) [%]	72
NPV [zł]	12 364 451
EMV [zł]	12 434 179
IRR [%]	7,98
Czas zwrotu [lata]	22
Prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża wód termalnych [%]	99

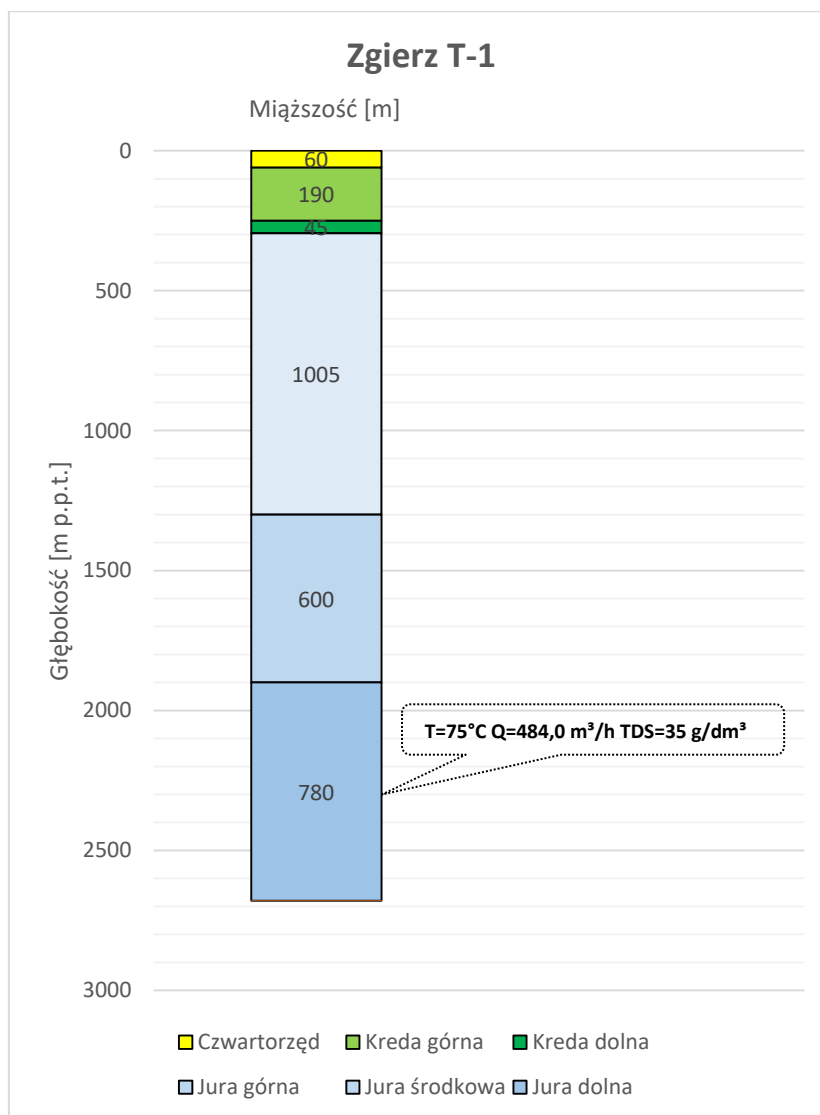
7.5. Zgierz

Miasto Zgierz położone jest tuż przy granicy niecki szczecińsko-łódzko-miechowskiej i wału kujawskiego, będącego częścią antyklinorium środkowopolskiego. Przyjmuje się, że granica pomiędzy tymi jednostkami przebiega na północny-wschód od miasta pokrywając się ze stratygraficzną granicą utworów jury i kredy. Potencjał geotermalny w rejonie miasta Zgierz związany jest ze zbiornikiem dolnotriasowym, dolnojurańskim oraz dolnokredowym. Zbiornik dolnotriasowy w obszarze Zgierza występuje na głębokości 3750-4850 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 1100 m. Dolny trias na omawianym obszarze zbudowany jest z iłowców, mułowców oraz piaskowców. Na podstawie wyliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnego triasu w obszarze Zgierza wynosi 128°C, mineralizacja ok. 350 g/dm³ przy wydajności 7,2 m³/h.

Zbiornik dolnojurański w perspektywnym rejonie Zgierza zalega na głębokości 1900-2680 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 780 m. Skałami zbiornikowymi są tu głównie piaskowce, rzadziej iłowce.

Na podstawie wyliczeń spodziewana temperatura w obrębie wodonośnych utworów jury dolnej w tym rejonie wynosi 75°C, mineralizacja wód ok. 35 g/dm³, a wydajność 484,0 m³/h.

Zbiornik dolnokredowy w obszarze Zgierza występuje na głębokości 250-295 m.p.p.t, a jego miąższość wynosi ok. 45 m. Dolna kreda zbudowana jest głównie z drobnoziarnistych utworów piaszczystych. Na podstawie wyliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnej kredy w obszarze Zgierza wynosi 25°C, mineralizacja ok. 2,0 g/dm³ przy wydajności 17,5 m³/h. Ze względu na najbardziej korzystne parametry złożowe w pierwszej kolejności powinny być zagospodarowane wody zbiornika dolnojurajskiego. Przewidywany profil stratygraficzny do utworów jury dolnej rejonu. Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Zgierza przedstawiono na grafice poniżej (Rysunek 41).



Rysunek 41 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Zgierza

7.5.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Zgierzu

W mieście Zgierz potrzeby ciepłe realizowane są za pomocą lokalnych ciepłowni, indywidualnych kotłowni oraz sieci ciepłowniczej. W budownictwie korzystającym z indywidualnych kotłowni najczęściej stosowanym paliwem jest gaz ziemny, a także węgiel kamienny i jego odmiany (miął, ekogroszek).

Scentralizowane systemy ogrzewania występuje jedynie w części miasta. Wytwórcą ciepła i dzierżawcą sieci ciepłowniczej na terenie miasta jest PGE GiEK S.A. – Oddział Elektrociepłownia Zgierz (dawniej

„Energetyka Boruta” Sp. z o.o.). Pokrywa on potrzeby ciepłne odbiorców komunalnych w osiedlach wielorodzinnych, przede wszystkim Osiedla 650-lecia i Osiedla Kurak [168].

Czynnikiem grzewczym w sieci miejskiej jest woda o wysokich parametrach. Elektrociepłownia wyposażona jest w trzy kotły parowe o łącznej mocy zainstalowanej 185 MW, które pracują dla potrzeb ciepłownictwa oraz potrzeb technologicznych funkcjonujących zakładów.

Na terenie Parku Przemysłowego „Boruta Zgierz” z Elektrociepłowni wyprowadzone są w kierunku osiedla 650-lecia dwie magistrale gorącej wody, które następnie łącząc się ze sobą, tworzą układ pierścieniowy. Od tego pierścienia wykonane jest odgałęzienie w kierunku Osiedla Kurak. Z Elektrociepłowni wyprowadzona jest również sieć wewnętrzna pary technologicznej oraz wody gorącej na potrzeby użytkowników zlokalizowanych na terenie Parku Przemysłowego „Boruta Zgierz”.

Pierwsza magistrala przebiega od EC III w kierunku północno-zachodnim, obejmując Osiedle 650-lecia. Druga magistrala przebiega od EC III w kierunku północno-wschodnim, obejmując następujące rejony miasta: Kurak I, Kurak II, Kurak III, następnie kieruje się ul. M. Skłodowskiej-Curie w kierunku ul. Dubois do skrzyżowania ulic 1 Maja z Dąbrowskiego.

Dane dla PGE S.A. – Oddział Elektrociepłownia w Zgierzu z 2024 r.:

- Moc cieplna zainstalowana 63,82 MW.
- Produkcja ciepła (brutto) – 446,06 TJ.
- Sprzedaż ciepła – 345,99 TJ.

W mieście Zgierz średnie zapotrzebowanie na ciepło wynosi 1481 TJ [168]. Średnia stawka opłat dla odbiorców ciepła w Zgierzu obowiązująca od 1 stycznia 2025 r. kształtuje się na poziomie 168,12 zł/GJ (taryfa).

7.5.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Zgierzu

Wykorzystanie wody termalnej wydobywanej na terenie Zgierza będzie odbywało się w systemie dwuotworowym tzw. dublecie geotermalnym (otwór wydobywczy i otwór chłonny). W przypadku wody termalnej pochodzących z utworów wodonośnych jury dolnej niemożliwy będzie jej zrzut w dużych ilościach do cieków powierzchniowych ze względu na zbyt wysoką mineralizację (prognozowana mineralizacja będzie wynosić ok. 35 g/dm³).

Prognozuje się, iż wydobywana otworem Zgierz T-1 woda termalna ze zbiornika jury dolnej będzie osiągała średnią temperaturę w złożu ok. 75°C. Temperatura wydobywanej wody termalnej pozwala na jej bezpośrednie wykorzystanie do podgrzewania wody powracającej z sieci ciepłowniczej o parametrach 120/59°C w ograniczonym zakresie, a także przy wykorzystaniu pompy ciepła w całym zakresie temperatur zewnętrznych.

Woda termalna wydobyta za pomocą otworu Zgierz T-1 będzie najpierw przetwarzana na wymiennik ciepła WC-1, który będzie stanowił pierwszy stopień kaskadowego schładzania wody termalnej. Za pomocą bezpośredniego schłodzenia przy użyciu wody sieciowej, woda termalna zostanie schłodzona do temperatury 42,8-59°C. Woda sieciowa na podstawie odpowiednio dobranego przepływu zostanie ogrzana maksymalnie do temperatury ok. 74,8°C.

Po wstępnym schłodzeniu woda termalna będzie następnie przepływała przez wymiennik ciepła WC-2, który będzie stanowił dolne źródło ciepła dla absorpcyjnej pompy ciepła. Tutaj nastąpi jej schłodzenie do ok. 26-47°C.

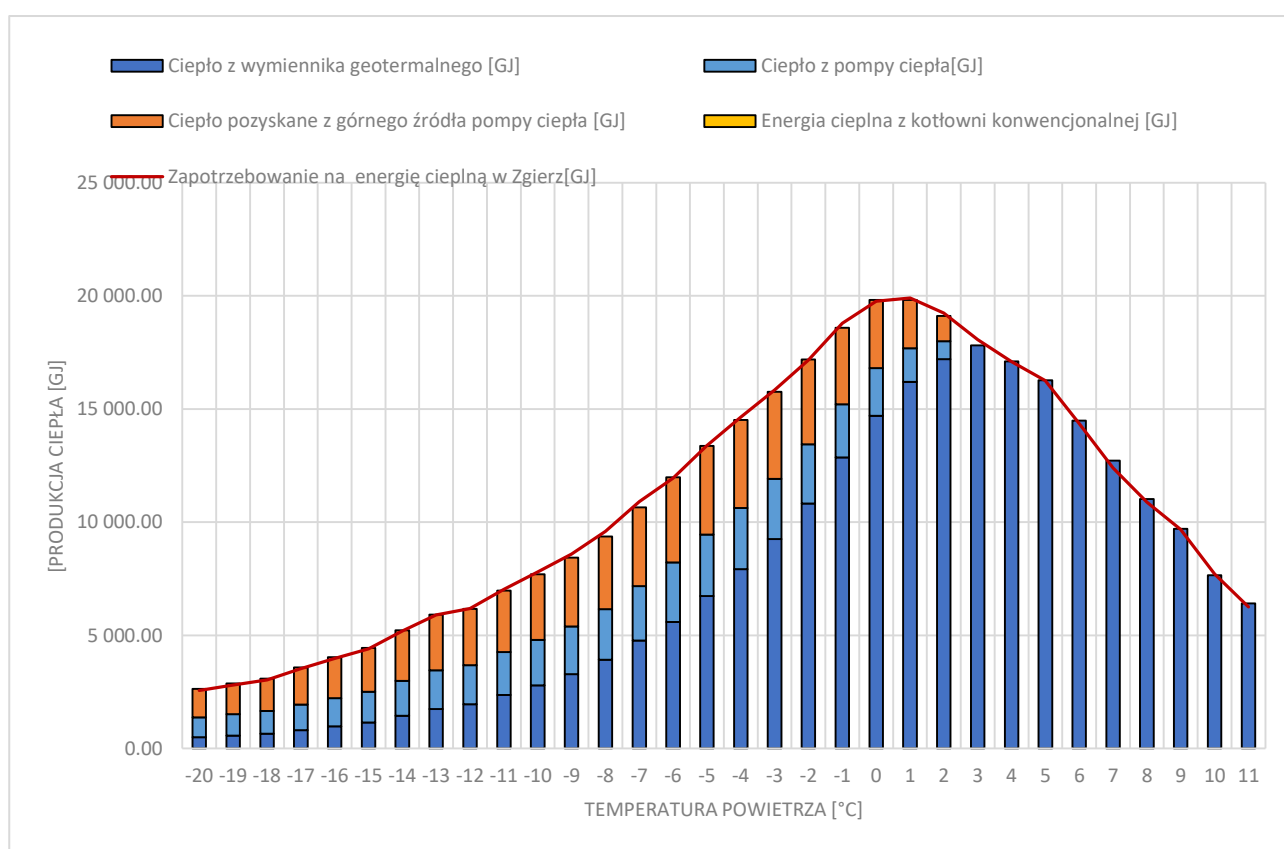
W górnym źródle ciepła absorpcyjnej pompy ciepła woda sieciowa będzie podgrzewana od temperatury 74,8°C do temperatury ok. 120°C. Aby uzyskać ciepło napędowe dla absorpcyjnej pompy ciepła można wykorzystać ciepło z istniejącej ciepłowni.

Tak zaprojektowany system będzie w stanie pokryć 100% zapotrzebowania odbiorców na energię cieplną, z czego ok. 14% energii będzie pochodziło z górnego źródła absorpcyjnej pompy ciepła, a 86% z ciepła geotermalnego (Rysunek 42).

Szczegółowy schemat koncepcyjny wykorzystania energii geotermalnej będzie mógł zostać wykonany dopiero na etapie projektowania ciepłowni geotermalnej – po określeniu rzeczywistych parametrów wody termalnej i wyborze najbardziej optymalnego wariantu eksploatacji. Schłodzona woda termalna zostanie zatłoczona ponownie do złoża za pomocą otworu chłonnego Zgierz T-2.

Woda termalna pochodząca z otworu Zgierz T-1 najprawdopodobniej będzie miała właściwości kwalifikujące ją do wykorzystania w balneoterapii. W ciepłowni geotermalnej może następować jej pobór i przekazywanie do basenów. Ilość pobieranej wody będzie uzależniona od zapotrzebowania basenów balneoterapeutycznych.

Po wykorzystaniu wody termalnej do celów balneoterapeutycznych konieczna będzie jej właściwa utylizacja na podstawie pozwoleń wodnoprawnych, w sposób stanowiący jak najmniejsze zagrożenie i obciążenie dla środowiska.



Rysunek 42 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Zgierzu (opracowanie własne)

7.5.3. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Zgierzu

Czynniki wymienione w poniższej tabeli (Tabela 51) odgrywają kluczową rolę w kształtowaniu opłacalności inwestycji. Jednak w przypadku Zgierza szczególną uwagę należy zwrócić na różnicę między ceną sprzedaży energii pochodzącej z konwencjonalnych źródeł (168,12 zł/GJ) a ceną energii geotermalnej (52,23 zł/GJ). Redukcja ceny o 68,9 % dzięki wykorzystaniu zasobów geotermalnych stwarza możliwość elastycznego dostosowania taryf w sytuacji wystąpienia nieprzewidywalnych czynników prowadzących do wzrostu jednostkowego kosztu produkcji energii.

Prognozowane nakłady inwestycyjne na budowę źródła energii cieplnej oszacowano na ok. 97 824 794 zł. W ramach nakładów uwzględniono zarówno koszty odwiertu badawczego, chłonnego, koszty administracyjno-prawne oraz infrastrukturę niezbędną do produkcji i dystrybucji ciepła. W ramach kosztów operacyjnych, przeznaczono ok. 13 121 289 zł rocznie na zakup nośników energii, konieczne przeglądy remonty, konserwację infrastruktury oraz inne wydatki niezbędne do funkcjonowania ciepłowni.

Wyniki obliczeń wskaźników ekonomicznych przedstawionych w poniższej tabeli przedstawiają optymistyczny scenariusz dla ciepłowni geotermalnej w Zgierzu.

Tabela 51 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Zgierzu

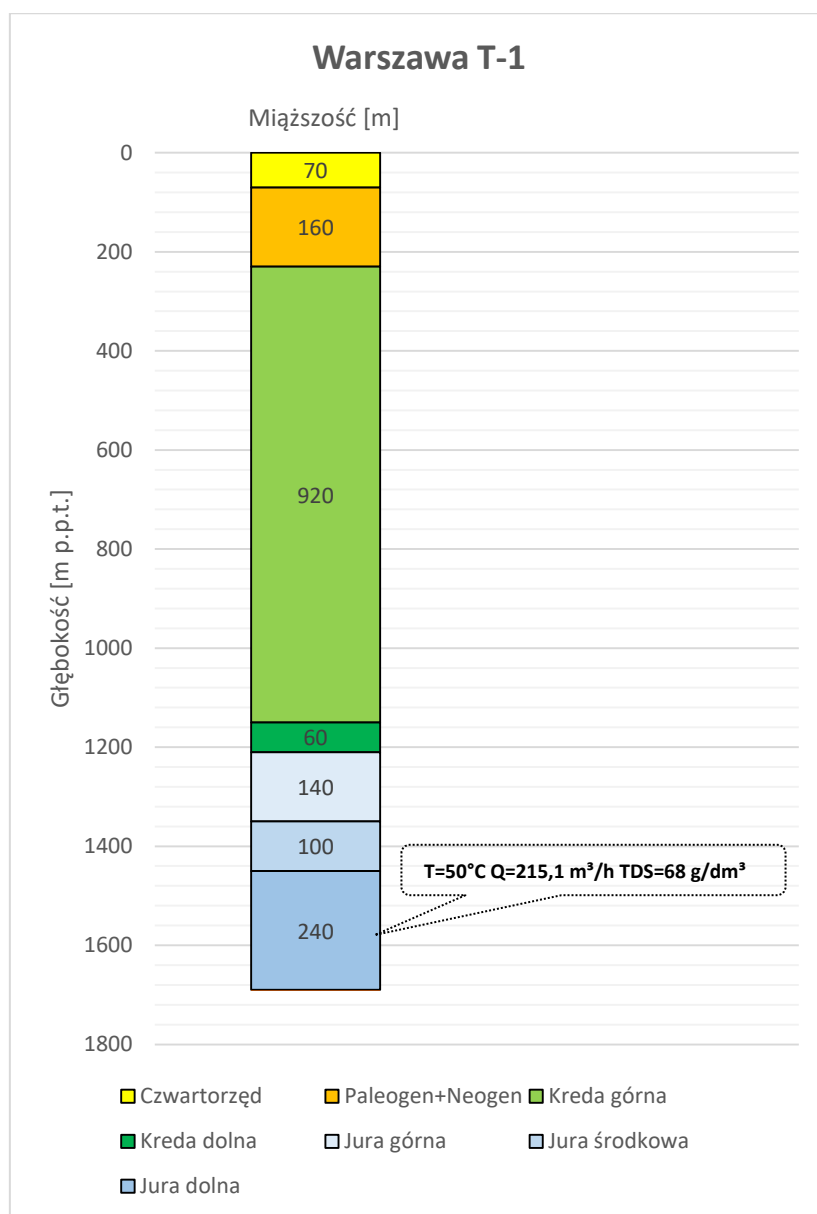
Zgierz – Jura dolna	
Sprzedaż GJ rocznie [GJ]	443 838
Nakłady inwestycyjne [zł]	97 824 794
Koszty operacyjne rocznie [zł]	13 121 289
Cena sprzedaży GJ z geotermii [zł]	52,23
Cena sprzedaży GJ z konwencjonalnych źródeł energii [zł]	168,12
redukcja ceny GJ [%]	68,9
WACC (nom) [%]	8,8
NPV [zł]	22 84 044
EMV [zł]	2 512 968
IRR [%]	9,1
Czas zwrotu [lata]	24
Prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża wód termalnych [%]	99

7.6. Warszawa

Warszawa położona jest w centralnej części niecki warszawskiej (niecki płockiej), będącej centralną częścią struktury niecki brzeżnej, w pobliżu granicy z antyklinorium środkowopolskim. Potencjał geotermalny w rejonie miasta Warszawa związany jest ze zbiornikiem dolnotriasowym, dolnojurańskim oraz dolnokredowym. Zbiornik dolnotriasowy w obszarze Warszawy występuje na głębokości 2200-2500 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 300 m. Dolny trias zbudowany jest tu z piaskowców, mułowców oraz łowców. Na podstawie wyliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnego triasu na obszarze Warszawy wynosi 60°C, mineralizacja ok. 140 g/dm³ przy wydajności 28,9 m³/h.

Zbiornik dolnojurański w rejonie Warszawy zalega na głębokości 1450-1690 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 240 m. Skalami zbiornikowymi są tu piaskowce zlepieńcowate, łowce oraz mułowce. Na podstawie wyliczeń spodziewana temperatura w obrębie wodonośnych utworów jury dolnej w omawianym rejonie wynosi 50°C, mineralizacja wód ok. 68 g/dm³, a wydajność 215,1 m³/h. Szacowana przewodność hydrauliczna utworów wynosi ok. 200 m²/s·10⁻⁵.

Zbiornik dolnokredowy w obszarze Warszawy występuje na głębokości 1150-1210 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 60 m. Dolna kreda zbudowana jest z piaskowców, mułowców i łowców. Na podstawie wyliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnej kredy w obszarze Warszawy wynosi 34°C, mineralizacja ok. 12 g/dm³ przy wydajności 43,9 m³/h. Szacowana przewodność hydrauliczna utworów wynosi ok. 60 m²/s·10⁻⁵. Ze względu na najbardziej korzystne parametry złożowe w pierwszej kolejności powinny być zagospodarowane wody zbiornika dolnojurańskiego. Przewidywany profil stratygraficzny do utworów jury dolnej rejonu Warszawy przedstawiono na rycinie poniżej (Rysunek 43).



Rysunek 43 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Warszawy

7.6.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Warszawie

Sektor ciepłowniczy zaopatruje m.st. Warszawę (gospodarstwa domowe oraz odbiorców komercyjnych) w ciepło w postaci centralnego ogrzewania, ciepłej wody użytkowej oraz ciepła technologicznego [169].

Warszawski centralny system ciepłowniczy posiada strukturę pierścieniową i jest zasilany z następujących czterech dużych źródeł:

- Elektrociepłowni Siekierki,
- Elektrociepłowni Żerań,
- Ciepłowni Kawęczyn,
- Ciepłowni Wola,

należących do PGNiG Termika, które pokrywają zapotrzebowanie na ciepło ok. 70% mieszkańców Warszawy. Poza wymienionymi źródłami do centralnej sieci ciepłowniczej przyłączony jest również Zakład Termicznego

Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych (Elektrociepłownia ZUO-2 Targówek – Miejskie Przedsiębiorstwo Oczyszczania w m. st. Warszawie Sp. z o.o.).

Elektrociepłownia Siekierki oraz Elektrociepłownia Żerań pracują w podstawie zasilania centralnej sieci ciepłowniczej, z kolei ciepłownie Kawęczyn i Wola pracują jako źródła szczytowe.

W Warszawie w dzielnicach: Ursus, Wawer, Rembertów, Białołęka funkcjonują wydzielone systemy ciepłownicze zasilane z lokalnych ciepłowni węglowych i gazowych. Poza tym na terenie Warszawy funkcjonują niesieciowe źródła ciepła tj. kotłownie własne, spółdzielcze, komunalne, należące do niekoncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych [169].

Na terenie Warszawy funkcjonują cztery spółki zajmujące się dystrybucją ciepła sieciowego. Łączna długość sieci ciepłowniczych w Warszawie na koniec 2020 r. wyniosła 1872 km, z czego 53,2% stanowiły sieci preizolowane (996 km). Dominującym dystrybutorem ciepła w Warszawie jest Veolia Energia Warszawa S.A. Siecią ciepłowniczą eksploatowaną przez Veolia Energia Warszawa S.A. ciepło jest dostarczane do ok. 19 000 obiektów na terenie miasta. Spółka eksploatuje następujące systemy ciepłownicze:

- Warszawski System Ciepłowniczy zasilany ze źródeł PGNiG Termika S.A. i MPO w m.st. Warszawie Sp. z o.o. – długość sieci ciepłowniczej to ok. 1800 km,
- Międzyleski System Ciepłowniczy zasilany z Ciepłowni Międzylesie należącej do Veolia Energia Warszawa S.A. – długość sieci ciepłowniczej to ok. 15,4 km,
- lokalne systemy ciepłownicze w Dzielnicy Ursus zasilane z należących do Veolia Energia Warszawa S.A. kotłowni gazowych przy ulicach: Rakietników 25A, Nurzyńska 1, Kolorowa 15.

Terytorialnie sieć ciepłownicza obejmuje większość obszaru Warszawy, poza rzadziej zaludnionymi obszarami peryferyjnymi. Na terenie całego miasta znajduje się ok. 16,7 tys. węzłów ciepłych w ok. 19 tys. budynków, co przekłada się na pokrycie ok. 80% zapotrzebowania na ciepło całej stolicy. Paliwem dominującym w strukturze wytwarzania ciepła w warszawskich źródłach jest węgiel kamienny. Systemy osiedlowe i lokalne należące do Spółki Veolia są zasilane ciepłem pochodzącym w 100% ze spalania gazu ziemnego. Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii do produkcji ciepła w chwili obecnej w Warszawie ma nieznaczny udział. W ścisłych granicach miasta nie istnieją instalacje wykorzystujące energię geotermalną. Główny udział w produkcji ciepła z OZE ma kocioł biomasowy w Elektrociepłowni Siekierki uruchomiony w 2016 r. [169]. Średnia stawka opłat dla odbiorców ciepła w Warszawie obowiązująca od 1 stycznia 2025 r. kształtuje się na poziomie 117,19 zł/GJ (taryfa) [170].

7.6.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Warszawie

Wykorzystanie wody termalnej wydobywanej na terenie Warszawy będzie odbywało się w systemie dwuotworowym tzw. dublecie geotermalnym (otwór wydobywczy i otwór chłonny). W przypadku wody termalnej pochodzących z utworów wodonośnych jury dolnej niemożliwy będzie jej zrzut w dużych ilościach do cieków powierzchniowych ze względu na zbyt wysoką mineralizację (prognozowana mineralizacja będzie wynosić ok. 68 g/dm³).

Prognozuje się, iż wydobywana otworem Warszawa T-1 woda termalna ze zbiornika jury dolnej będzie osiągała w złożu średnią temperaturę ok. 50°C. Temperatura wydobywanej wody termalnej pozwala na jej bezpośrednie wykorzystanie do podgrzewania wody powracającej z sieci ciepłowniczej o parametrach 117/54,5°C w ograniczonym zakresie, a także przy wykorzystaniu pompy ciepła w całym zakresie temperatur zewnętrznych.

Woda termalna wydobyta za pomocą otworu Warszawa T-1 będzie najpierw przetłaczana na wymiennik ciepła WC-1, który będzie stanowił pierwszy stopień kaskadowego schładzania wody termalnej. Za pomocą bezpośredniego schłodzenia przy użyciu wody sieciowej, woda termalna zostanie schłodzona do temperatury 38-49,8°C. Woda sieciowa na podstawie odpowiednio dobranego przepływu zostanie ogrzana maksymalnie do temperatury ok. 49,8°C.

Po wstępnym schłodzeniu woda termalna będzie następnie przepływała przez wymiennik ciepła WC-2, który będzie stanowił dolne źródło ciepła dla absorpcyjnej pompy ciepła. Tutaj nastąpi jej schłodzenie do ok. 20°C.

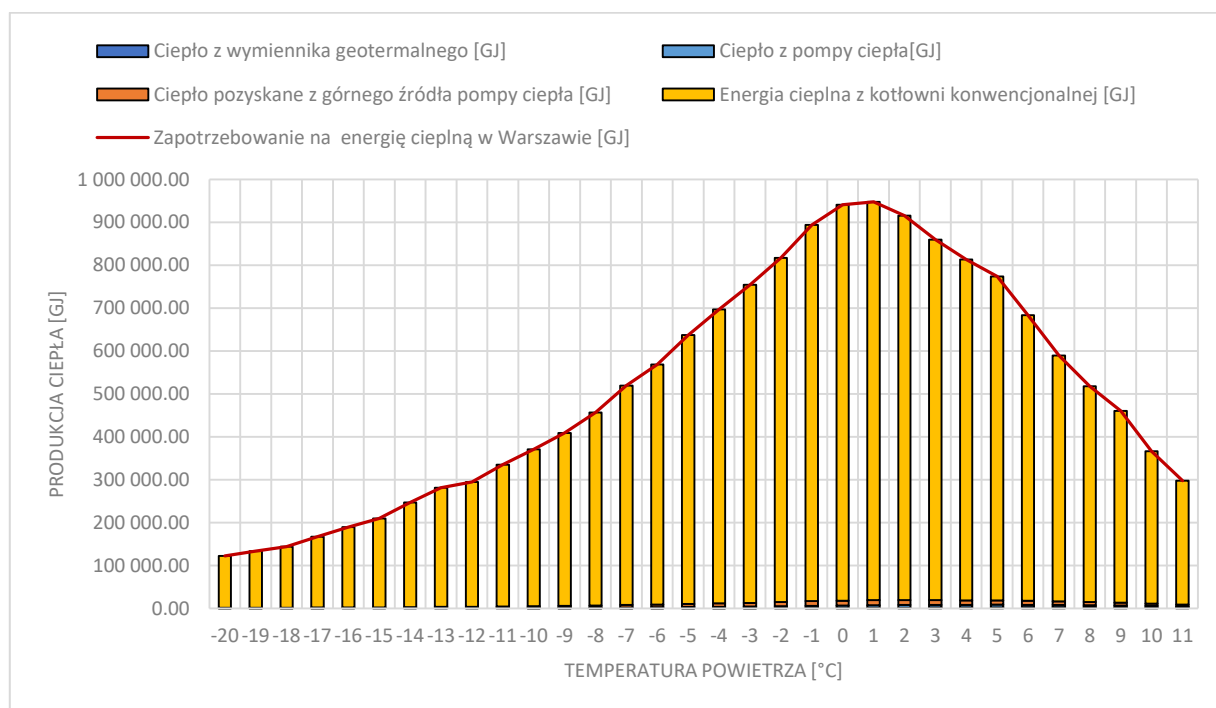
W górnym źródle ciepła absorpcyjnej pompy ciepła woda sieciowa będzie podgrzewana od temperatury 49,8°C do temperatury ok. 117°C. Aby uzyskać ciepło napędowe dla absorpcyjnej pompy ciepła można wykorzystać ciepło z istniejącej ciepłowni.

Tak zaprojektowany system będzie w stanie pokryć ok. 2,35% zapotrzebowania odbiorców na energię cieplną, z czego ok. 1,3% energii będzie pochodziło z górnego źródła absorpcyjnej pompy ciepła, a 1,05% z ciepła geotermalnego (Rysunek 44).

Aby można było uzupełnić brakujące ciepło geotermalne przewidziano kolejny wymiennik ciepła WC-SM, który będzie zasilany ciepłem pochodzącym z istniejącej ciepłowni (ok 97,7% zapotrzebowania). Szczegółowy schemat koncepcyjny wykorzystania energii geotermalnej będzie mógł zostać wykonany dopiero na etapie projektowania ciepłowni geotermalnej – po określeniu rzeczywistych parametrów wody termalnej i wyborze najbardziej optymalnego wariantu eksploatacji. Schłodzona woda termalna zostanie zatłoczona ponownie do złoża za pomocą otworu chłonnego Warszawa T-2.

Woda termalna pochodząca z otworu Warszawa T-1 najprawdopodobniej będzie miała właściwości kwalifikujące ją do wykorzystania w balneoterapii i rekreacji. W ciepłowni geotermalnej może następować jej pobór i przekazywanie do basenów. Ilość pobieranej wody będzie uzależniona od zapotrzebowania basenów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych, przy uwzględnieniu stosownego rozcieńczenia

Po wykorzystaniu wody termalnej do celów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych konieczna będzie jej właściwa utylizacja na podstawie pozwoleń wodnoprawnych, w sposób stanowiący jak najmniejsze zagrożenie i obciążenie dla środowiska.



Rysunek 44 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Warszawie (opracowanie własne)

7.6.3. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Warszawie

Czynniki wymienione w poniższej tabeli (Tabela 52) odgrywają kluczową rolę w kształtowaniu opłacalności inwestycji. Jednak w przypadku Warszawy szczególną uwagę należy zwrócić na różnicę między ceną sprzedaży energii pochodzącej z konwencjonalnych źródeł (117,19 zł/GJ) a ceną energii geotermalnej (90,25 zł/GJ). Redukcja ceny o 23 % dzięki wykorzystaniu zasobów geotermalnych stwarza możliwość elastycznego dostosowania taryf w sytuacji wystąpienia nieprzewidywalnych czynników prowadzących do wzrostu jednostkowego kosztu produkcji energii przy zachowaniu opłacalnych dla końcowego odbiorcy cen.

Prognozowane nakłady inwestycyjne na budowę źródła energii cieplnej oszacowano na ok. 83 171 899 zł. W ramach nakładów uwzględniono zarówno koszty odwiertu badawczego, chłonnego, koszty administracyjno-prawne oraz infrastrukturę niezbędną do produkcji i dystrybucji ciepła. W ramach kosztów operacyjnych, przeznaczono ok. 35 831 694 zł rocznie na zakup nośników energii, konieczne przeglądy remonty, konserwację infrastruktury oraz inne wydatki niezbędne do funkcjonowania ciepłowni. Wyniki obliczeń wskaźników ekonomicznych przedstawionych w poniższej tabeli przedstawiają optymistyczny scenariusz dla ciepłowni geotermalnej w Warszawie.

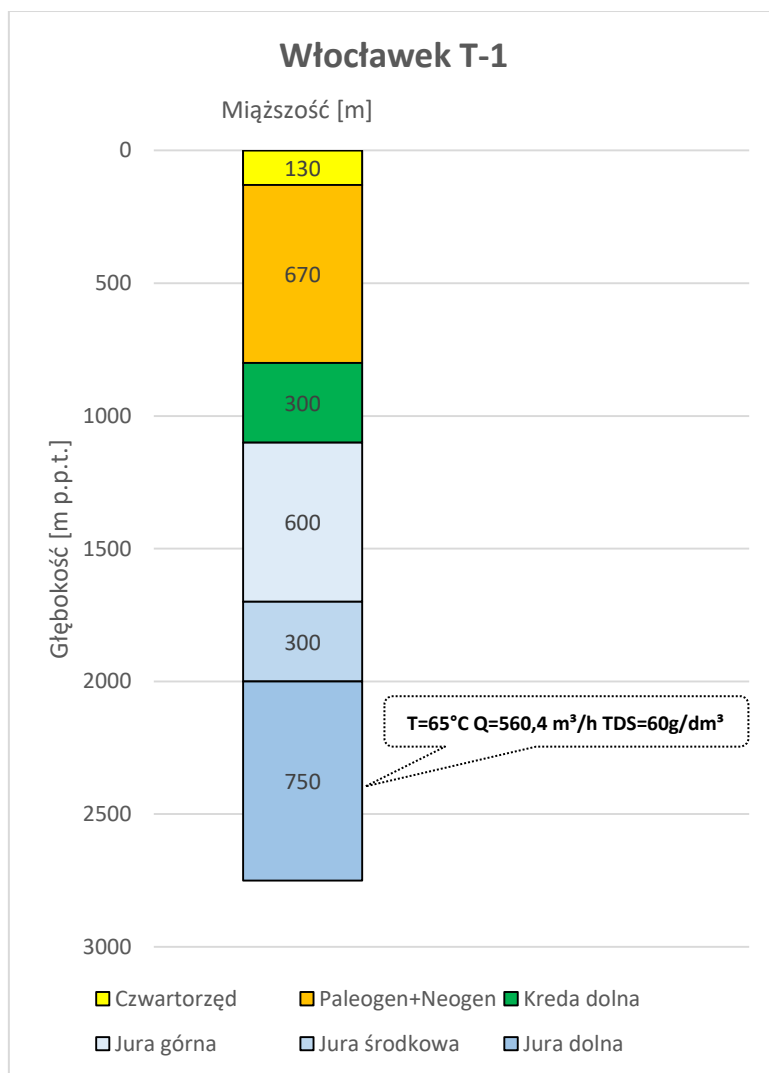
Tabela 52 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Warszawie

Warszawa – Jura dolna	
Sprzedaż GJ rocznie [GJ]	490 104
Nakłady inwestycyjne [zł]	83 171 899
Koszty operacyjne rocznie [zł]	35 831 694
Cena sprzedaży GJ z geotermii [zł]	90,25
Cena sprzedaży GJ z konwencjonalnych źródeł energii [zł]	117,19
redukcja ceny GJ [%]	23
WACC (nom) [%]	8,2
NPV [zł]	45 73 371
EMV [zł]	4 789 416
IRR [%]	8,9
Czas zwrotu [lata]	22
Prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża wód termalnych [%]	98

7.7. Włocławek

Miasto Włocławek położone jest w obszarze antyklinorium środkowopolskiego tuż przy jego północno-wschodniej granicy z niecką płocką (niecką warszawską), stanowiącą centralną część struktury niecki brzeżnej. Potencjał geotermalny w rejonie miasta Włocławek związany jest ze zbiornikiem dolnotriasowym oraz dolnojurajskim. Zbiornik dolnotriasowy na obszarze Włocławka występuje na głębokości 4000-5350 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 1350 m. Dolny trias na omawianym obszarze budują głównie piaskowce, mułowce oraz iłowce. Na podstawie wyliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnego triasu w rejonie Włocławka wynosi 115°C, mineralizacja ok. 330 g/dm³ przy wydajności 5,1 m³/h.

Zbiornik dolnojurański w rejonie Włocławka zalega na głębokości 2000-2750 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 750 m. Skałami zbiornikowymi są tu głównie piaskowce, piaskowce dolomityczne, czasem ilaste oraz brekcje ilaste i dolomityczne. Na podstawie wyliczeń spodziewana temperatura w obrębie wodonośnych utworów jury dolnej w omawianym rejonie wynosi 65°C, mineralizacja wód ok. 60 g/dm³, a wydajność 560,4 m³/h. Szacowana przewodność hydrauliczna utworów wynosi ok. 1050 m²/s·10⁻⁵. Ze względu na najbardziej korzystne parametry złożowe w pierwszej kolejności powinny być zagospodarowane wody zbiornika dolnojurańskiego. Przewidywany profil stratygraficzny do utworów jury dolnej rejonu Włocławka przedstawiono na rycinie poniżej (Rysunek 45).



Rysunek 45 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Włocławka

7.7.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego we Włocławku

Całość energii cieplnej na potrzeby miejskiego systemu ciepłowniczego, obsługiwanego przez Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o., jest wytwarzana we własnych źródłach ciepła spółki tj. w ciepłowni i kotłowniach lokalnych. Głównym źródłem ciepła jest ciepłownia zlokalizowana we wschodniej części miasta Włocławka przy ulicy Teligi 1 o mocy 172,855 MWt. Podstawowymi urządzeniami wytwarzającymi w niej ciepło są kotły węglowe typu WR-10 i WR-25 [171].

Na terenie miasta Włocławek znajdują się 3 przedsiębiorstwa, które prowadzą działalność w zakresie przesyłu i dystrybucji ciepła do odbiorców końcowych (działalność koncesjonowaną przez Urząd Regulacji Energetyki): Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej, Spółdzielnia Mieszkaniowa „Zazamcze” i ANWIL S.A. Są one

właścicielami 3 sieci ciepłowniczych, z czego charakter sieci ciepłowniczej ANWIL S.A. sprowadza się do zaopatrzenia w ciepło przedsiębiorstwa ANWIL oraz odbiorców bezpośrednio przyległych. Sieci ciepłownicze MPEC oraz SM „Zazamcze” zaopatrują natomiast odbiorców komunalnych oraz instytucje i przedsiębiorstwa na terenie miasta. Całkowita długość sieci ciepłowniczej należącej do MPEC Włocławek wynosi 114,84 km, z czego:

- sieć ciepłownicza wysokoparametrowa – 100,65 km,
- sieć ciepłownicza niskoparametrowa – 14,19 km.

Łączna moc cieplna przyłączona do sieci ciepłowniczej MPEC Włocławek na koniec 2020 r. wyniosła 148,297 MW. Całkowite pobrane ciepło z sieci ciepłowniczej wyniosło 916 213 GJ. Największą grupą odbiorców z sieci był sektor mieszkalny wielorodzinny, który odpowiadał w 2020 r. za 63% pobranego ciepła z sieci. Sektor mieszkalny domów jednorodzinnych odpowiadał natomiast za jedynie 3% pobranego ciepła z sieci MPEC [171].

Sieć cieplna należąca do SM „Zazamcze” przeznaczona jest na potrzeby osiedla mieszkaniowego Zazamcze oraz innych odbiorców zlokalizowanych w zasięgu osiedla. Całkowita długość sieci cieplnej wynosi 26,30 km. Podział mocy zamówionej przedstawia się następująco:

- Budynki zabudowa indywidualna – 0,114 MW,
- Budynki zabudowa zbiorowa – 30,224 MW,
- Budynki przemysłowe – 0,526 MW,
- Budynki użyteczności publicznej – 11,71 MW,
- Budynki usługowe – 5,946 MW.

Całkowita moc zamówiona z sieci ciepłowniczej SM „Zazamcze” wynosi 48,52 MW. Sprzedaż całkowita ciepła z sieci w 2020 r. wyniosła 298 781 GJ [171].

Średnia stawka opłat dla odbiorców ciepła we Włocławku obowiązująca od 1 stycznia 2025 r. kształtuje się na poziomie 131,56 zł/GJ (taryfa) [161].

7.7.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej we Włocławku

Wykorzystanie wody termalnej wydobywanej na terenie Włocławka będzie odbywało się w systemie dwuotworowym tzw. dublecie geotermalnym (otwór wydobywczy i otwór chłonny). W przypadku wody termalnej pochodzących z utworów wodonośnych jury dolnej niemożliwy będzie jej zrzut w dużych ilościach do cieków powierzchniowych ze względu na zbyt wysoką mineralizację (prognozowana mineralizacja będzie wynosić ok. 60 g/dm³).

Prognozuje się, iż wydobywana otworem Włocławek T-1 woda termalna ze zbiornika jury dolnej będzie osiągała średnią temperaturę w złożu ok. 65°C. Temperatura wydobywanej wody termalnej pozwala na jej bezpośrednie wykorzystanie do podgrzewania wody powracającej z sieci ciepłowniczej o parametrach 120/59°C w ograniczonym zakresie, a także przy wykorzystaniu pompy ciepła w całym zakresie temperatur zewnętrznych.

Woda termalna wydobyta za pomocą otworu Włocławek T-1 będzie najpierw przetłaczana na wymiennik ciepła WC-1 który będzie stanowił pierwszy stopień kaskadowego schładzania wody termalnej. Za pomocą bezpośredniego schłodzenia przy użyciu wody sieciowej, woda termalna zostanie schłodzona do temperatury 42-59°C. Woda sieciowa na podstawie odpowiednio dobranego przepływu zostanie ogrzana maksymalnie do temperatury ok. 64,8°C.

Po wstępnym schłodzeniu woda termalna będzie następnie przepływała przez wymiennik ciepła WC-2, który będzie stanowił dolne źródło ciepła dla absorpcyjnej pompy ciepła. Tutaj nastąpi jej schłodzenie do ok. 20-40°C.

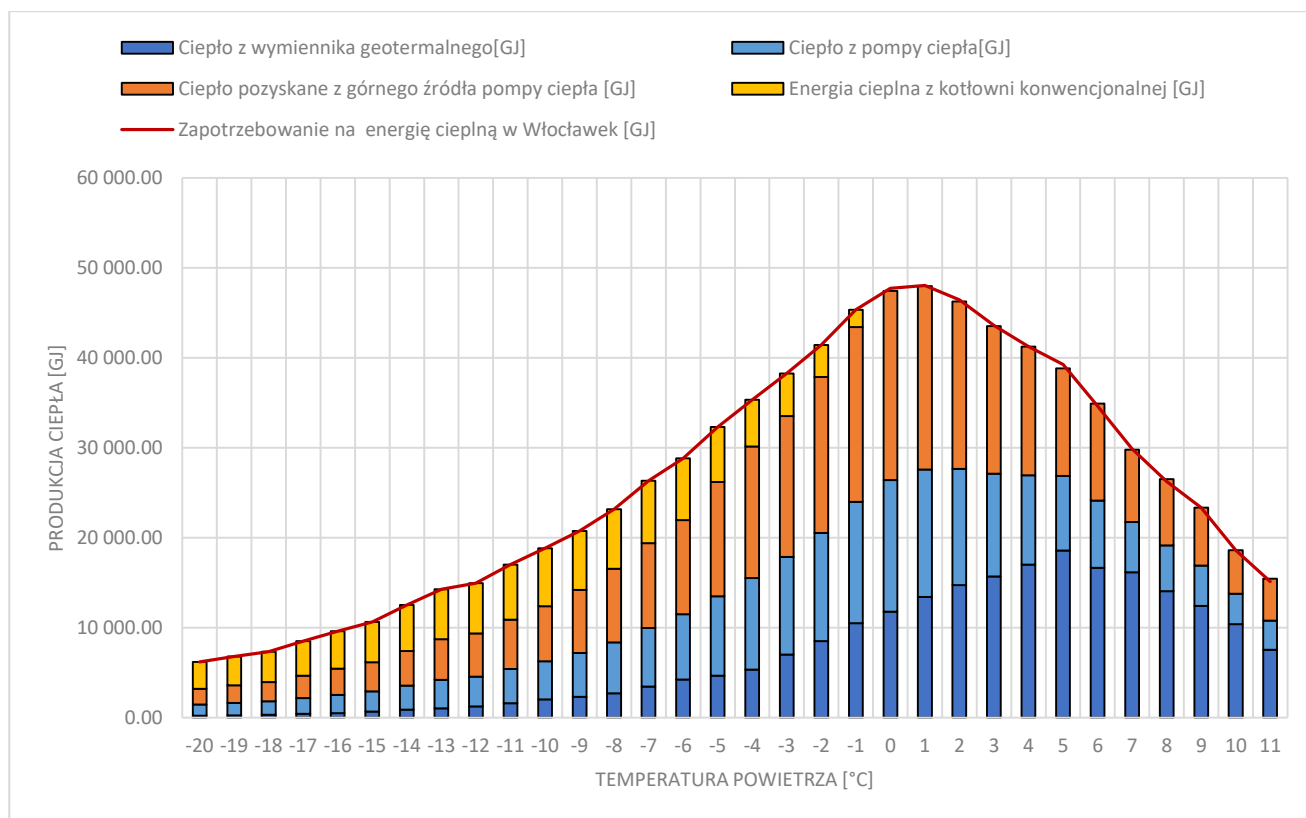
W górnym źródle ciepła absorpcyjnej pompy ciepła woda sieciowa będzie podgrzewana od temperatury 64,8°C do temperatury ok. 120°C. Aby uzyskać ciepło napędowe dla absorpcyjnej pompy ciepła można wykorzystać ciepło z istniejącej ciepłowni.

Tak zaprojektowany system będzie w stanie pokryć ok. 92% zapotrzebowania odbiorców na energię cieplną, z czego ok. 35% energii będzie pochodziło z górnego źródła absorpcyjnej pompy ciepła, a 57% z ciepła geotermalnego (Rysunek 46).

Aby można było uzupełnić brakujące ciepło geotermalne przewidziano kolejny wymiennik ciepła WC-SM, który będzie zasilany ciepłem pochodzącym z istniejącej ciepłowni (ok 8% zapotrzebowania). Szczegółowy schemat koncepcyjny wykorzystania energii geotermalnej będzie mógł zostać wykonany dopiero na etapie projektowania ciepłowni geotermalnej – po określeniu rzeczywistych parametrów wody termalnej i wyborze najbardziej optymalnego wariantu eksploatacji. Schłodzona woda termalna zostanie zatłoczona ponownie do złoża za pomocą otworu chłonnego Włocławek T-2.

Woda termalna pochodząca z otworu Włocławek T-1 najprawdopodobniej będzie miała właściwości kwalifikujące ją do wykorzystania w balneoterapii i rekreacji. W ciepłowni geotermalnej może następować jej pobór i przekazywanie do basenów. Ilość pobieranej wody będzie uzależniona od zapotrzebowania basenów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych przy uwzględnieniu stosownego rozcieńczenia (konieczne jednokrotne rozcieńczenie).

Po wykorzystaniu wody termalnej do celów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych konieczna będzie jej właściwa utylizacja na podstawie pozwoleń wodnoprawnych, w sposób stanowiący jak najmniejsze zagrożenie i obciążenie dla środowiska.



Rysunek 46 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej we Włocławku (opracowanie własne)

7.7.3. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej we Włocławku

Czynniki wymienione w poniższej tabeli (Tabela 53) odgrywają kluczową rolę w kształtowaniu opłacalności inwestycji. Jednak w przypadku Włocławka szczególną uwagę należy zwrócić na różnicę między ceną sprzedaży energii pochodzącej z konwencjonalnych źródeł (131,56 zł/GJ) a ceną energii geotermalnej (70,79 zł/GJ). Redukcja ceny o 46,19% dzięki wykorzystaniu zasobów geotermalnych stwarza możliwość elastycznego dostosowania taryf w sytuacji wystąpienia nieprzewidywalnych czynników prowadzących do wzrostu jednostkowego kosztu produkcji energii.

Prognozowane nakłady inwestycyjne na budowę źródła energii cieplnej oszacowano na ok. 157 430 471 zł. W ramach nakładów uwzględniono zarówno koszty odwiertu badawczego, chłonnego, koszty administracyjno-prawne oraz infrastrukturę niezbędną do produkcji i dystrybucji ciepła. W ramach kosztów operacyjnych, przeznaczono ok. 54 660 125 zł rocznie na zakup nośników energii, konieczne przeglądy remonty, konserwację infrastruktury oraz inne wydatki niezbędne do funkcjonowania ciepłowni.

Wyniki obliczeń wskaźników ekonomicznych przedstawionych w tabeli przedstawiają optymistyczny scenariusz dla ciepłowni geotermalnej we Włocławku.

Tabela 53 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji we Włocławku

Włocławek – Jura dolna	
Sprzedaż GJ rocznie [GJ]	987 593
Nakłady inwestycyjne [zł]	157 430 471
Koszty operacyjne [zł]	54 660 125
Cena sprzedaży GJ z geotermii [zł]	70,79
Cena sprzedaży GJ z konwencjonalnych źródeł energii [zł]	131,56
redukcja ceny GJ [%]	46,19
WACC (nom) [%]	7,84
NPV [zł]	7 485 868
EMV [zł]	7 670 007
IRR [%]	8,39
Czas zwrotu [lata]	22
Prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża wód termalnych [%]	99

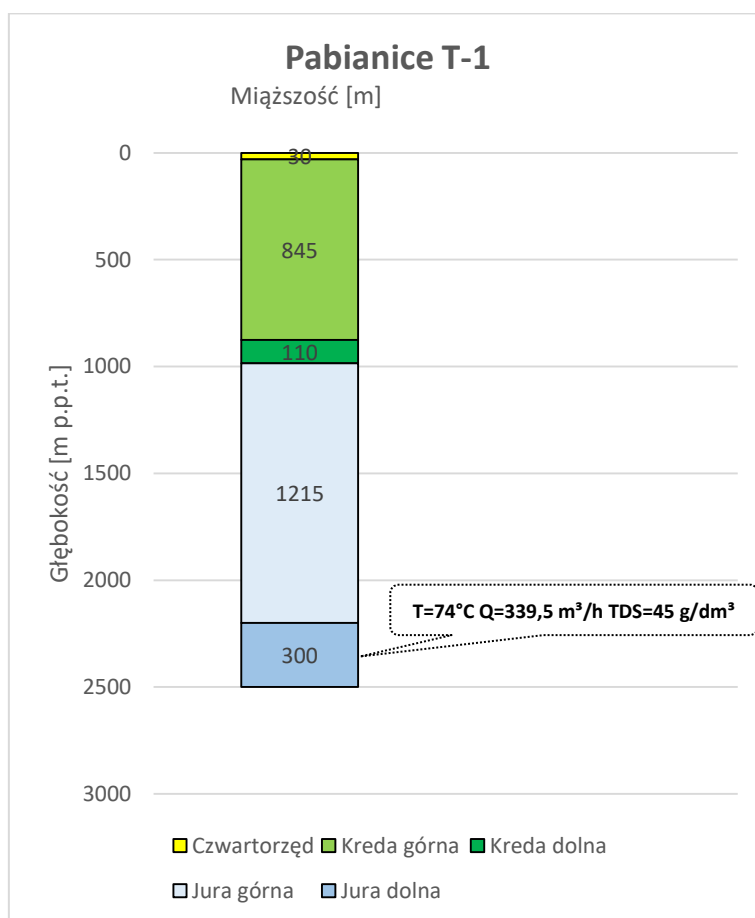
7.8. Pabianice

Miasto Pabianice położone jest w południowo-wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej będącej centralną częścią struktury niecki szczecińsko-łódzko-miechowskiej, definiowanej jako jednostka depresyjna obrzeżająca od południowego zachodu wał środkowopolski [165]. Potencjał geotermalny w rejonie miasta Pabianice związany jest ze zbiornikiem dolnotriasowym, dolnojurańskim oraz dolnokredowym. Zbiornik dolnotriasowy w obszarze Pabianic występuje na głębokości 3800-4700 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 900 m. Dolny trias budują tu głównie iłowce oraz piaskowce. Na podstawie wyliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnego triasu w obszarze Pabianic wynosi 130°C, mineralizacja ok. 350 g/dm³ przy wydajności 9,8 m³/h.

Zbiornik dolnojurański w rejonie Pabianic zalega na głębokości 2200-2500 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 300 m. Skałami zbiornikowymi są tu piaskowce oraz iłowce i mułowce. Na podstawie wyliczeń

spodziewana temperatura w obrębie wodonośnych utworów jury dolnej w omawianym rejonie wynosi 74°C, mineralizacja wód ok. 45 g/dm³, a wydajność 339,5 m³/h. Szacowana przewodność hydrauliczna utworów wynosi ok. 100 m²/s·10⁻⁵.

Zbiornik dolnokredowy w obszarze Pabianic występuje na głębokości 875-985 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 110 m. Dolna kreda zbudowana jest z serii osadów ilasto-mułowcowo-piaszczystych z wkładkami margli. Na podstawie wyliczeń szacunkowa temperatura w obrębie utworów wodonośnych dolnej kredy w obszarze Pabianic wynosi 40°C, mineralizacja ok. 1,0 g/dm³ przy wydajności 168,4 m³/h. Szacowana przewodność hydrauliczna utworów wynosi ok. 120 m²/s·10⁻⁵. Ze względu na najbardziej korzystne parametry złożowe w pierwszej kolejności powinny być zagospodarowane wody zbiornika dolnojurajskiego. Przewidywany profil stratygraficzny do utworów jury dolnej rejonu Pabianic przedstawiono na rycinie poniżej (Rysunek 47).



Rysunek 47 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Pabianic

7.8.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Pabianicach

Dostawcą ciepła na terenie Miasta Pabianice jest Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Pabianicach. Spółka posiada dwa główne źródła ciepła:

- Ciepłownia Miejska – ul. Konstantynowska 62;
- Kotłownia Piaski – ul. Cmentarna 5.

Obiekty mieszkaniowe i pozostałe obiekty (przemysłowe, usługowo-biurowe, handlowe) zasilane są w energię ciepłą dla potrzeb centralnego ogrzewania (c.o.) i ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) z miejskiej sieci ciepłownej poprzez węzły: dla c.o.: wymiennikowe, hydroelewatorowe i zmieszania pompowego, dla c.w.u.: wymiennikowe. Węzły c.o./c.w.u. posiadają automatykę w 100% działającą na zasadzie regulacji zależnie od temperatury zewnętrznej (c.o.) oraz regulacji bezpośredniej (ustawienie żądanej temperatury c.w.u.). Długość sieci ciepłowniczej wysokoparametrycznej ogółem wynosi 46,6 km, natomiast długość sieci ciepłowniczej niskoparametrycznej ogółem wynosi 1,13 km [172]. Średnia stawka opłat dla odbiorców ciepła w Pabianicach obowiązująca od 1 stycznia 2025 r. kształtuje się na poziomie 127,35 zł/GJ (taryfa) [161].

7.8.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej

Wykorzystanie wody termalnej wydobywanej na terenie Pabianic będzie odbywało się w systemie dwuotworowym tzw. dubiecie geotermalnym (otwór wydobywczy i otwór chłonny). W przypadku wody termalnej pochodzących z utworów wodonośnych jury dolnej niemożliwy będzie jej zrzut w dużych ilościach do cieków powierzchniowych ze względu na zbyt wysoką mineralizację (prognozowana mineralizacja będzie wynosić ok. 45 g/dm³).

Prognozuje się, iż wydobywana otworem Pabianice T-1 woda termalna ze zbiornika jury dolnej będzie osiągała średnią temperaturę w złożu ok. 74°C. Temperatura wydobywanej wody termalnej pozwala na jej bezpośrednie wykorzystanie do podgrzewania wody powracającej z sieci ciepłowniczej o parametrach 125/64°C w ograniczonym zakresie, a także przy wykorzystaniu pompy ciepła w całym zakresie temperatur zewnętrznych.

Woda termalna wydobyta za pomocą otworu Pabianice T-1 będzie najpierw przetłaczana na wymiennik ciepła WC-1, który będzie stanowił pierwszy stopień kaskadowego schładzania wody termalnej. Za pomocą bezpośredniego schłodzenia przy użyciu wody sieciowej, woda termalna zostanie schłodzona do temperatury 36-64°C. Woda sieciowa na podstawie odpowiednio dobranego przepływu zostanie ogrzana maksymalnie do temperatury ok. 73,7°C.

Po wstępnym schłodzeniu woda termalna będzie następnie przepływała przez wymiennik ciepła WC-2, który będzie stanowił dolne źródło ciepła dla absorpcyjnej pompy ciepła. Tutaj nastąpi jej schłodzenie do ok. 20-39°C.

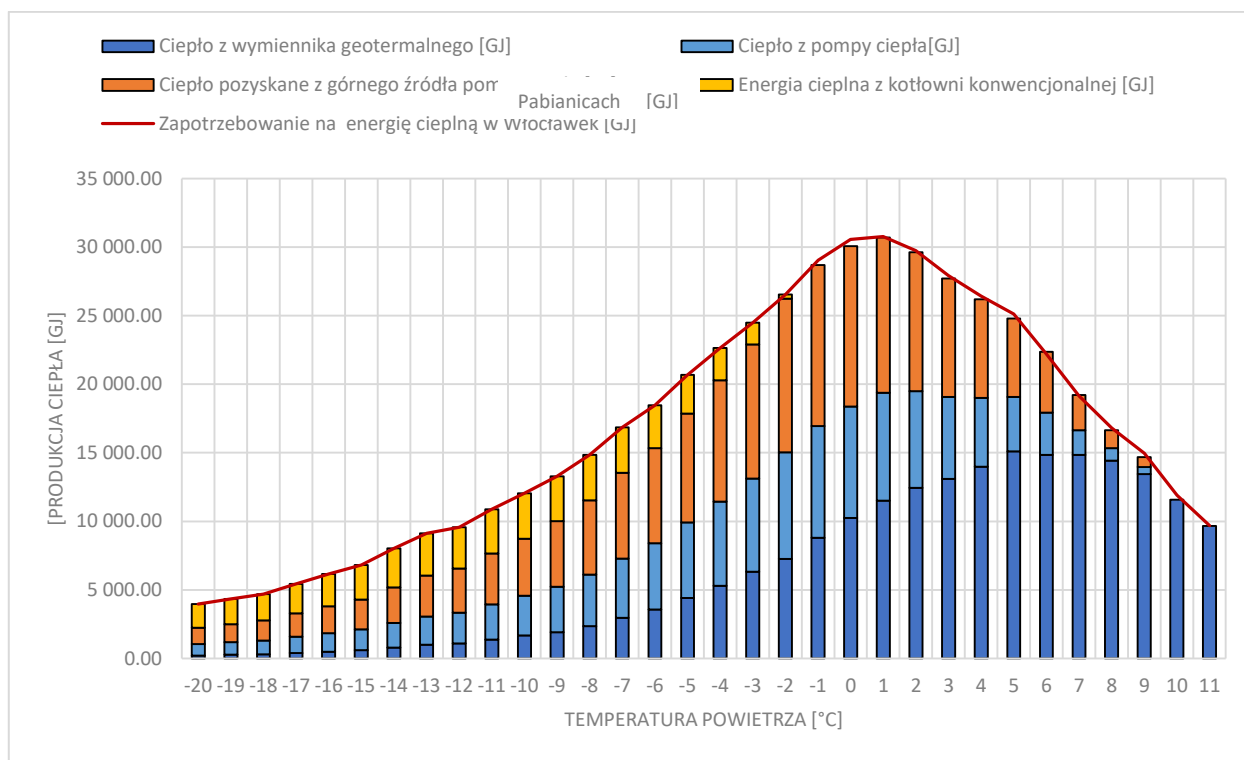
W górnym źródle ciepła absorpcyjnej pompy ciepła woda sieciowa będzie podgrzewana od temperatury 73,7°C do temperatury ok. 125°C. Aby uzyskać ciepło napędowe dla absorpcyjnej pompy ciepła można wykorzystać ciepło z istniejącej ciepłowni.

Tak zaprojektowany system będzie w stanie pokryć ok. 95% zapotrzebowania odbiorców na energię ciepłą. Z czego ok. 24% energii będzie pochodziło z górnego źródła absorpcyjnej pompy ciepła a 71% z ciepła geotermalnego (Rysunek 48).

Aby można było uzupełnić brakujące ciepło geotermalne przewidziano kolejny wymiennik ciepła WC-SM, który będzie zasilany ciepłem pochodzącym z istniejącej ciepłowni (ok 5% zapotrzebowania). Szczegółowy schemat koncepcyjny wykorzystania energii geotermalnej będzie mógł zostać wykonany dopiero na etapie projektowania ciepłowni geotermalnej – po określeniu rzeczywistych parametrów wody termalnej i wyborze najbardziej optymalnego wariantu eksploatacji. Schłodzona woda termalna zostanie zatłoczona ponownie do złoża za pomocą otworu chłonnego Pabianice T-2.

Woda termalna pochodząca z otworu Pabianice T-1 najprawdopodobniej będzie miała właściwości kwalifikujące ją do wykorzystania w balneoterapii. W ciepłowni geotermalnej może następować jej pobór i przekazywanie do basenów. Ilość pobieranej wody będzie uzależniona od zapotrzebowania basenów balneoterapeutycznych.

Po wykorzystaniu wody termalnej do celów balneoterapeutycznych konieczna będzie jej właściwa utylizacja na podstawie pozwoleń wodnoprawnych, w sposób stanowiący jak najmniejsze zagrożenie i obciążenie dla środowiska.



Rysunek 48 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Pabianicach (opracowanie własne)

7.8.5. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Pabianicach

Czynniki wymienione w poniższej tabeli (Tabela 54) odgrywają kluczową rolę w kształtowaniu opłacalności inwestycji. Jednak w przypadku Pabianic szczególną uwagę należy zwrócić na różnicę między ceną sprzedaży energii pochodzącej z konwencjonalnych źródeł (127,35 zł/GJ) a ceną energii geotermalnej (56,81 zł/GJ). Redukcja ceny o 55,39 % dzięki wykorzystaniu zasobów geotermalnych stwarza możliwość elastycznego dostosowania taryf w sytuacji wystąpienia nieprzewidywalnych czynników prowadzących do wzrostu jednostkowego kosztu produkcji energii.

Prognozowane nakłady inwestycyjne na budowę źródła energii cieplnej oszacowano na ok. 116 903 174 zł. W ramach nakładów uwzględniono zarówno koszty odwiertu badawczego, chłonnego, koszty administracyjno-prawne oraz infrastrukturę niezbędną do produkcji i dystrybucji ciepła. W ramach kosztów operacyjnych, przeznaczono ok. 25 776 336 zł rocznie na zakup nośników energii, konieczne przeglądy remonty, konserwację infrastruktury oraz inne wydatki niezbędne do funkcjonowania ciepłowni.

Wyniki obliczeń wskaźników ekonomicznych przedstawionych w tabeli przedstawiają optymistyczny scenariusz dla ciepłowni geotermalnej w Pabianicach.

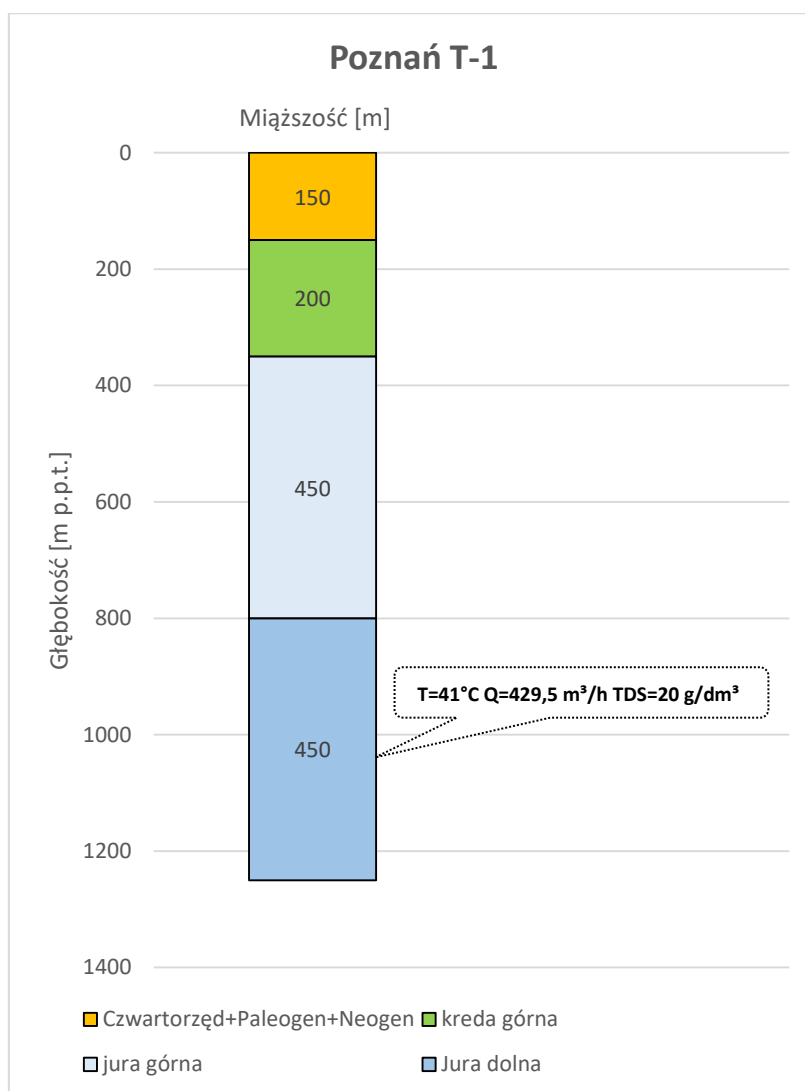
Tabela 54 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Pabianicach

Pabianice – Jura dolna	
Sprzedaż GJ rocznie [GJ]	656 646
Nakłady inwestycyjne [zł]	116 903 174
Koszty operacyjne rocznie [zł]	25 776 336
Cena sprzedaży GJ z geotermii [zł]	56,81
Cena sprzedaży GJ z konwencjonalnych źródeł energii [zł]	127,35
redukcja ceny GJ [%]	55,39
WACC (nom) [%]	8,22
NPV [zł]	3869087
EMV [zł]	4063744
IRR [%]	8,61
Czas zwrotu [lata]	23
Prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża wód termalnych [%]	99

7.9. Poznań

Miasto Poznań położone jest na granicy monokliny przedsudeckiej i niecki szczecińsko-tódzko-miechowskiej. Potencjał geotermalny w rejonie miasta Poznań związany jest ze zbiornikiem dolnotriasowym oraz dolnojurajskim. Zbiornik dolnotriasowy w rejonie Poznania zalega na głębokości 2300-2980 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 680 m. Skałami zbiornikowymi są tu piaskowce oraz iłowce. Na podstawie wyliczeń spodziewana temperatura w obrębie wodonośnych utworów triasu dolnego w omawianym rejonie wynosi 85°C, mineralizacja wód ok. 310 g/dm³, a wydajność 5,1 m³/h.

Zbiornik dolnojurajski w rejonie Poznania zalega na głębokości 800-1250 m p.p.t., a jego miąższość wynosi ok. 450 m. Skałami zbiornikowymi są tu piaskowce oraz iłowce i mułowce. Na podstawie wyliczeń spodziewana temperatura w obrębie wodonośnych utworów jury dolnej w omawianym rejonie wynosi 41°C, mineralizacja wód ok. 20 g/dm³, a wydajność 429,5 m³/h. Szacowana przewodność hydrauliczna utworów wynosi ok. 450 m²/s·10⁻⁵. Ze względu na najbardziej korzystne parametry złożowe w pierwszej kolejności powinny być zagospodarowane wody zbiornika dolnojurajskiego. Przewidywany profil stratygraficzny do utworów jury dolnej rejonu Poznania przedstawiono na rycinie poniżej (Rysunek 49).



Rysunek 49 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Poznania

7.9.1. Ogólna charakterystyka rynku ciepłowniczego w Poznaniu

Potrzeby ciepłe odbiorców na terenie Poznania pokrywane są w ponad połowie ze źródła wytwarzającego ciepło i energię elektryczną w układzie produkcji skojarzonej (kogeneracji EC II Karolin) za pośrednictwem miejskiego systemu ciepłowniczego oraz bezpośrednio przez eksploatację kotłowni o zasięgu lokalnym i kotłowni indywidualnych, w których w znakomitej większości jako paliwo wykorzystywany jest gaz ziemny [173].

Dla zasilania systemu ciepłowniczego, poza dostawą ciepła z elektrociepłowni, wykorzystywane jest ciepło wytwarzane w uruchomionej w 2016 roku Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów oraz ciepło odpadowe z instalacji przemysłowych. Paliwo stałe – węglowe jest wykorzystywane na coraz mniejszą skalę w kotłowniach lokalnych i indywidualnie w zabudowie mieszkaniowej. W ograniczonym zakresie do celów grzewczych wykorzystywany jest olej opałowy oraz energia elektryczna.

Obserwuje się powolny, ale systematyczny wzrost udziału OZE, w tym z wykorzystaniem energii słonecznej, stanowiących w większości przypadków wsparcie działania rozwiązań tradycyjnych. Określone zapotrzebowanie mocy cieplnej na terenie miasta Poznania wg stanu na koniec roku 2020 oszacowano na 2 320,0 MW, w tym [173]:

- 1291,0 MW dla potrzeb budownictwa mieszkaniowego,
- 366,4 MW dla potrzeb obiektów użyteczności publicznej,

- 363,3 MW dla strefy handlu i usługi komercyjnych,
- 299,2 MW dla potrzeb zakładów przemysłowych.

Roczne zużycie ciepła, wyrażone jako roczne zapotrzebowania energii u odbiorców na terenie miasta, oszacowano na ok. 13 520 TJ, w tym:

- 7 060 TJ dla potrzeb budownictwa mieszkaniowego,
- 1 840 TJ dla potrzeb obiektów użyteczności publicznej,
- 1 630 TJ dla potrzeb strefy handlu i usługi komercyjnych,
- 2 990 TJ dla zakładów przemysłowych.

Z powyższych wyliczeń wynika, że największym odbiorcą energii cieplnej jest zabudowa mieszkaniowa, której potrzeby stanowią ponad 55% sumarycznych potrzeb ciepłych miasta i systematycznie rosną w ślad za jej intensywnym rozwojem.

Przedsiębiorstwem energetycznym działającym na terenie Poznania w zakresie wytwarzania i dystrybucji ciepła jest Veolia Energia Poznań S.A. działająca w ramach grupy Veolia. Rozbudowany na terenie Poznania miejski system ciepłowniczy swoim zasięgiem obejmuje też miejscowości sąsiednie – Swarzędz, Koziegłowy i Zalasewo. Podstawowym źródłem zasilania miejskiego systemu ciepłowniczego Poznania, zaopatrującego w ciepło obiekty na terenie znacznej części miasta Poznania, oraz wyprowadzonego poza jego granice w kierunku miejscowości: Swarzędz, Koziegłowy i Zalasewo, jest Elektrociepłownia EC-II Karolin o mocy cieplnej dyspozycyjnej dla zasilania systemu ciepłowniczego 835 MW [173].

Od 2016 dodatkowym źródłem włączonym dla zasilania Poznania jest zlokalizowana w bezpośrednim sąsiedztwie EC-II Karolin, Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych o osiągalnej mocy cieplnej 34 MW. Źródłami wspomagającymi są 3 kotłownie gazowe, pełniące funkcję źródeł szczytowych o łącznej mocy dyspozycyjnej dla uzupełnienia zasilania 23,6 MW.

W celu ochrony środowiska oraz realizacji postulatu zwiększenia udziału energii produkowanej w źródłach odnawialnych, w elektrociepłowni zastosowano technologię spalania biomasy w kotle 1K1 typu BFB-110.

Roczna produkcja ciepła w źródle EC II Karolin wynosi 7 876 TJ [173]. Średnia stawka opłat dla odbiorców ciepła w Poznaniu obowiązująca od 1 stycznia 2025 r. kształtuje się na poziomie 126,19 zł/GJ (taryfa) [161].

7.9.2. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej w Poznaniu

Wykorzystanie wody termalnej wydobywanej na terenie Poznania będzie odbywało się w systemie dwuotworowym tzw. dublecie geotermalnym (otwór wydobywczy i otwór chłonny). W przypadku wody termalnej pochodzących z utworów wodonośnych jury dolnej niemożliwy będzie jej zrzut w dużych ilościach do cieków powierzchniowych ze względu na zbyt wysoką mineralizację (prognozowana mineralizacja będzie wynosić ok. 20 g/dm³).

Prognozuje się, iż wydobywana otworem Poznań T-1 woda termalna ze zbiornika jury dolnej będzie osiągała w złożu średnią temperaturę ok. 41°C. Temperatura wydobywanej wody termalnej nie pozwala na jej bezpośrednie wykorzystanie do podgrzewania wody powracającej z sieci ciepłowniczej o parametrach 120/60°C. Jest to jednak możliwe przy wykorzystaniu pompy ciepła w całym zakresie temperatur zewnętrznych.

Woda termalna wydobyta za pomocą otworu Poznań T-1 będzie najpierw przetwarzana na wymiennik ciepła WC-1, który będzie stanowił dolne źródło ciepła dla absorpcyjnej pompy ciepła. Tutaj nastąpi jej schłodzenie do ok. 20°C.

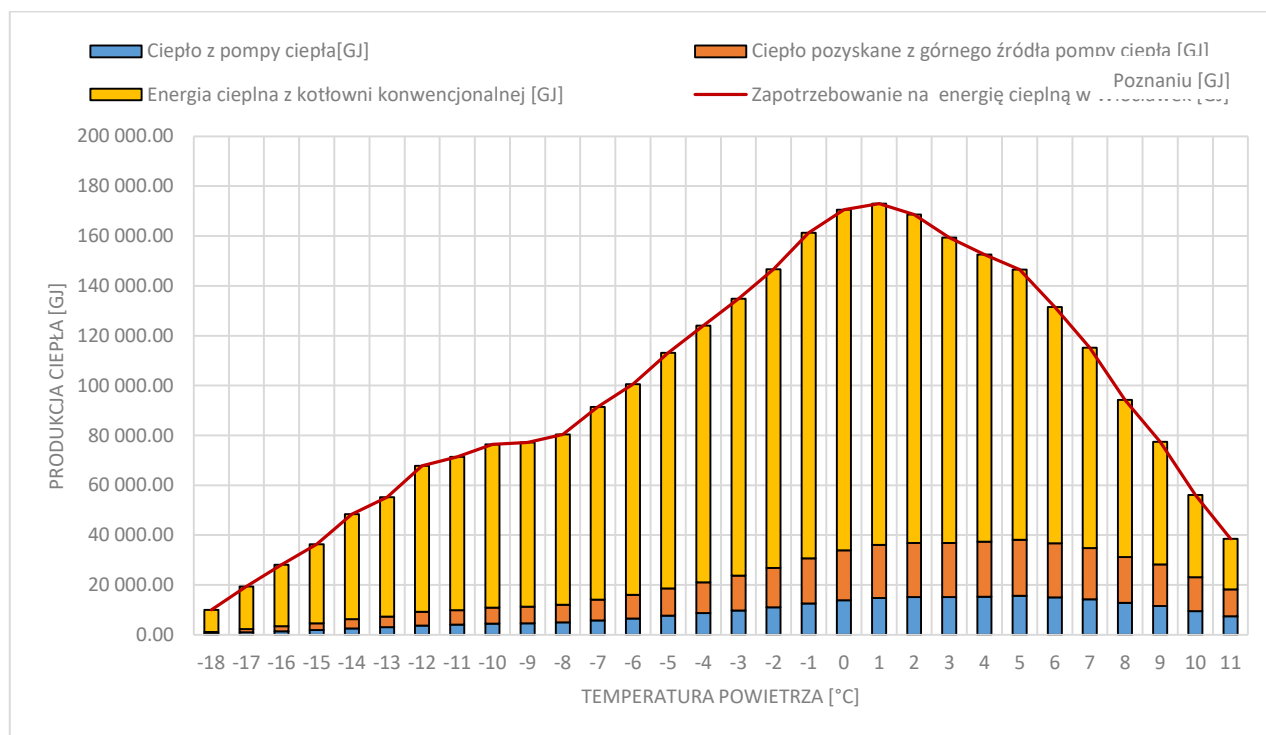
W górnym źródle ciepła absorpcyjnej pompy ciepła woda sieciowa będzie podgrzewana od temperatury ok. 60°C do temperatury ok. 120°C. Aby uzyskać ciepło napędowe dla absorpcyjnej pompy ciepła można wykorzystać ciepło z istniejącej ciepłowni.

Tak zaprojektowany system będzie w stanie pokryć ok. 15,8% zapotrzebowania odbiorców na energię cieplną, z czego ok. 9,3% energii będzie pochodziło z górnego źródła absorpcyjnej pompy ciepła, a 6,5% z ciepła geotermalnego (Rysunek 50).

Aby można było uzupełnić brakujące ciepło geotermalne przewidziano kolejny wymiennik ciepła WC-SM, który będzie zasilany ciepłem pochodzącym z istniejącej ciepłowni (ok 84,2% zapotrzebowania). Szczegółowy schemat koncepcyjny wykorzystania energii geotermalnej będzie mógł zostać wykonany dopiero na etapie projektowania ciepłowni geotermalnej – po określeniu rzeczywistych parametrów wody termalnej i wyborze najbardziej optymalnego wariantu eksploatacji. Schłodzona woda termalna zostanie zatłoczona ponownie do złoża za pomocą otworu chłonnego Poznań T-2.

Woda termalna pochodząca z otworu Poznań T-1 najprawdopodobniej będzie miała właściwości kwalifikujące ją do wykorzystania w balneoterapii i rekreacji. W ciepłowni geotermalnej może następować jej pobór i przekazywanie do basenów. Ilość pobieranej wody będzie uzależniona od zapotrzebowania basenów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych.

Po wykorzystaniu wody termalnej do celów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych konieczna będzie jej właściwa utylizacja na podstawie pozwoleń wodnoprawnych, w sposób stanowiący jak najmniejsze zagrożenie i obciążenie dla środowiska.



Rysunek 50 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Poznaniu (opracowanie własne)

7.9.3. Wstępna ocena finansowa inwestycji geotermalnej w Poznaniu

Czynniki wymienione w poniższej tabeli (Tabela 55) odgrywają kluczową rolę w kształtowaniu opłacalności inwestycji. Jednak w przypadku Poznania szczególną uwagę należy zwrócić na różnicę między ceną sprzedaży energii pochodzącej z konwencjonalnych źródeł (125,16 zł/GJ) a ceną energii geotermalnej (91,61 zł/GJ). Redukcja ceny o 27,40 % dzięki wykorzystaniu zasobów geotermalnych stwarza możliwość elastycznego dostosowania taryf w sytuacji wystąpienia nieprzewidywalnych czynników prowadzących do wzrostu jednostkowego kosztu produkcji energii.

Prognozowane nakłady inwestycyjne na budowę źródła energii cieplnej oszacowano na ok. 121 395 829 zł. W ramach nakładów uwzględniono zarówno koszty odwiertu badawczego, chłonnego,

koszty administracyjno-prawne oraz infrastrukturę niezbędną do produkcji i dystrybucji ciepła. W ramach kosztów operacyjnych, przeznaczono ok. 73 228 932 zł rocznie na zakup nośników energii, konieczne przeglądy remonty, konserwację infrastruktury oraz inne wydatki niezbędne do funkcjonowania ciepłowni.

Wyniki obliczeń wskaźników ekonomicznych przedstawionych w tabeli przedstawiają optymistyczny scenariusz dla ciepłowni geotermalnej w Poznaniu.

Tabela 55 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Poznaniu

Poznań – Jura dolna	
Sprzedaż GJ rocznie [GJ]	924 116
Nakłady inwestycyjne [zł]	121 395 829
Koszty operacyjne [zł]	73 228 932
Cena sprzedaży GJ z geotermii [zł]	91,61
Cena sprzedaży GJ z konwencjonalnych źródeł energii [zł]	126,19
redukcja ceny GJ [%]	27,40
WACC (nom) [%]	7,18
NPV [zł]	9 610 838
EMV [zł]	9 644 163
IRR [%]	8,05
Czas zwrotu [lata]	21
Prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża wód termalnych [%]	98

7.10. Wnioski inwestycyjne

Wykorzystanie zasobów energii geotermalnej w wytypowanych lokalizacjach pozwoli wyprodukować rocznie 4 805 273 GJ ciepła, które może zostać wykorzystane w systemach ciepłowniczych wybranych miast. Roczna konsumpcja ciepła z sieci ciepłowniczych w Polsce po uwzględnieniu strat wynosi 233 143 000 GJ (dane z 2024 r.) [174], a zatem zagospodarowanie zasobów geotermalnych w wytypowanych miastach pozwoli na ich udział w ogólnym bilansie ciepłowniczym na poziomie 2%.

Taka wartość energii odpowiada spaleniu 120 131 800 m³ gazu ziemnego i 192 211 t węgla kamiennego. A zatem efekt ekologiczny w przypadku zastąpienia paliwa węglowego można szacować na poziomie 440 733 t CO₂, co oznacza zysk z tytułu sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ na poziomie 127 371 871 zł (dane z 2024 r. – szczegóły w rozdziale 5.1).

W przypadku zastąpienia paliwa gazowego efekt ekologiczny można szacować na poziomie 266 068 t CO₂, co oznacza zysk z tytułu sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ na poziomie 76 893 642 zł. Potencjalny zysk ze sprzedaży uprawnień do emisji, z uwzględnieniem rodzaju paliw w poszczególnych miastach wygląda następująco (Tabela 56):

Tabela 56 Potencjalny zysk ze sprzedaży uprawnień do emisji w wytypowanych miastach

L.p.	Miejscowość	Wielkość produkcji geotermalnej [GJ]	Potencjalny zysk ze sprzedaży uprawnień do emisji [zł]		Eliminacja CO ₂ [t/rok]	
			zastąpiony węgiel	zastąpiony gaz	zastąpiony węgiel	zastąpiony gaz
1	Płock	791 652	12 667 960	12 667 960	75 072	43 834
2	Łódź	804 157	22 038 622	12 868 064	76 258	44 526
3	Pabianice	493 578	13 526 934	7 898 201	46 806	27 329
4	Włocławek	614 162	16 831 644	9 827 777	58 241	34 006
5	Zgierz	383 045	10 497 681	6 129 459	36 324	21 209
6	Szczecin	448 338	12 287 093	7 174 273	42 516	24 824
7	Bydgoszcz	669 553	18 349 682	10 714 140	63 494	37 073
8	Warszawa	221 900	6 081 362	3 550 828	21 043	12 287
9	Poznań	378 888	6 062 939	6 062 939	20 979	20 979
SUMA		4 805 273	127 371 871	76 893 642	440 733	266 068

Łączne nakłady inwestycyjne wszystkich przedsięwzięć oszacowano na 1 260 277 671 zł. Największa produkcja ciepła z ujęcia geotermalnego będzie miała miejsce w Płocku, a najmniejsza w Warszawie, w Poznaniu ze względu na parametry nie jest możliwa bezpośrednia produkcja ciepła z wód termalnych (Rysunek 51).

W przypadku takich lokalizacji jak Warszawa, Poznań lub Łódź uzasadnione będzie funkcjonowanie dwóch lub trzech dubletów geotermalnych. Wynika to faktu rozległości obszarowej tych miast, a także możliwości zagospodarowania produkowanej energii cieplnej. Budowa kolejnych dubletów geotermalnych wiąże się oczywiście z istotnym zwiększeniem nakładów inwestycyjnych i powinna być przed podjęciem decyzji inwestycyjnych szczegółowo przeanalizowana (w niniejszym opracowaniu takie warianty nie były brane pod uwagę).

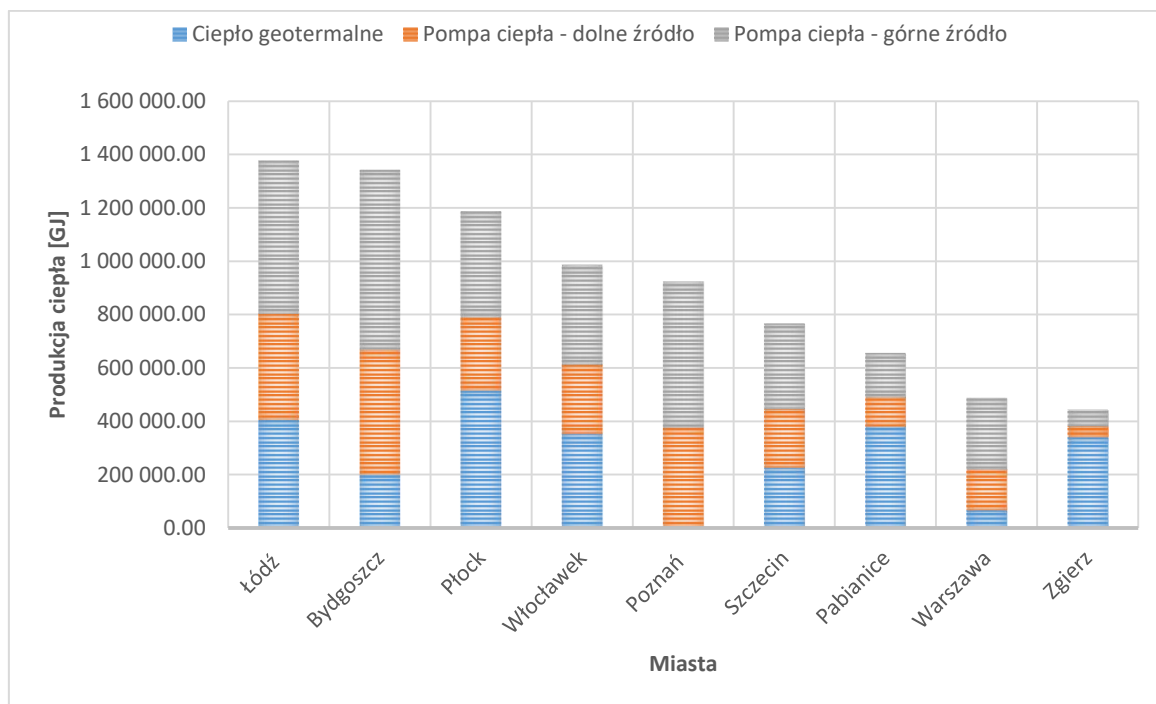
Łączna produkcja ciepła ze źródeł geotermalnych we wszystkich wytypowanych lokalizacjach może wynieść 4 805 273 GJ (w okresie amortyzacji 25 lat - 120 131 825 GJ), a zatem udział kosztów inwestycyjnych w produkcji 1 GJ ciepła dla wszystkich wytypowanych lokalizacji wyniesie 10,49 zł (Tabela 57).

Tabela 57 Wielkość nakładów inwestycyjnych (CAPEX) w wytypowanych miastach

L.p.	Miejscowość	Wielkość produkcji geotermalnej [GJ]	Nakłady inwestycyjne [zł]
1	Płock	791 652	185 158 602
2	Łódź	804 157	193 631 752
3	Pabianice	493 578	116 903 175
4	Włocławek	614 162	157 430 472
5	Zgierz	383 045	97 824 794
6	Szczecin	448 338	122 382 575
7	Bydgoszcz	669 553	182 378 572
8	Warszawa	221 900	83 171 900
9	Poznań	378 888	121 395 829
Suma		4 805 273	1 260 277 671

Nominalnie, a zatem również przy uwzględnieniu produkcji ciepła z górnego źródła pompy ciepła, największa produkcja energii cieplnej będzie miała miejsce w Łodzi, a najmniejsza w Zgierzu (Rysunek 51). W przypadku Łodzi planując zagospodarowanie wód termalnych z utworów jury dolnej należy brać pod uwagę potencjalne ryzyko ascencji tych wód do poziomów wodonośnych kredy dolnej, z których to poziomów wody wykorzystywane do celów komunalnych w Łodzi. Niezbędnym dla jednoznacznej odpowiedzi na tezy dotyczące konfliktowości poboru zwykłych wód podziemnych i wód termalnych, jest

wykonanie regionalnych modeli hydrodynamicznych i hydrochemicznych, uwzględniających całokształt warunków przyrodniczych w rozpatrywanym regionie [164].



Rysunek 51 Wielkość produkcji ciepła z systemów geotermalnych w wytypowanych miastach

W przypadku Zgierza nominalnie niski poziom produkcji ciepła wynika z faktu ograniczonych możliwości absorpcyjnych lokalnego rynku energii. Przy uwzględnieniu parametrów sieci ciepłowniczej energia geotermalna jest w stanie zaspokoić blisko 86% lokalnego zapotrzebowania na ciepło. Należy podkreślić, że przy zmianie parametrów sieci ciepłowniczej na niskotemperaturowe istnieje możliwość istotnego zwiększenia produkcji ciepła z ujęcia geotermalnego.

Uwzględniając tylko produkcję z górnego źródła pompy ciepła, to największa produkcja ciepła będzie w Bydgoszczy (674 003 GJ), a najmniejsza w Zgierzu (60 793 GJ). Produkcja energii w górnym źródle pompy ciepła wynika z parametrów sieci ciepłowniczych, dolnego źródła i, jak to już było wspomniane, z możliwości absorpcyjnych rynku odbiorców. W przypadku analizowanych lokalizacji największe znaczenie w tym względzie mają parametry sieci ciepłowniczych i zapotrzebowanie na ciepło lokalnego rynku.

Wykorzystanie zasobów geotermalnych w wytypowanych miejscowościach pozytywnie wpłynie na stabilność cen ciepła dla odbiorców końcowych. Największa stabilizacja cen ciepła, a w konsekwencji także prawdopodobnie ich obniżka, będzie miała miejsce w przypadku Zgierza i Pabianic, co jest bezpośrednio związane z procentowym udziałem energii geotermalnej w ogólnym zapotrzebowaniu na ciepło w tych miastach (Tabela 58).

Tabela 58 Porównanie aktualnych cen taryfowych za ciepło w wytypowanych miastach do cen ciepła produkowanego z wykorzystaniem energii geotermalnej

L.p.	Miejscowość	Wielkość produkcji geotermalnej [GJ]	Aktualna średnia cena taryfowa [zł/GJ]	Prawdopodobna cena taryfowa energii geotermalnej [zł/GJ]
1	Płock	791652	82,87	62,03
2	Łódź	804157	113,34	68,37
3	Pabianice	493578	127,35	56,25
4	Włocławek	614162	131,56	70,09
5	Zgierz	383045	168,12	51,71
6	Szczecin	448338	135,15	71,29
7	Bydgoszcz	669553	164,81	80,56
8	Warszawa	221900	117,19	89,36
9	Poznań	378888	126,19	90,70

Analiza finansowa wykazała, że z punktu widzenia ekonomicznego najbardziej rentowna będzie budowa ciepłowni geotermalnej w Bydgoszczy, a najmniej rentowna z wytypowanej grupy będzie budowa ciepłowni geotermalnej w Zgierzu. Należy jednak podkreślić, że wszystkie 9 projektów posiada uzasadnienie ekonomiczne, środowiskowe i społeczne. Podstawowe wskaźniki ekonomiczne dla poszczególnych lokalizacji wyglądają następująco (Tabela 59):

Tabela 59 Podstawowe wskaźniki ekonomiczne dla wytypowanych miast

L.p.	Miejscowość	Moc zainstalowana z geotermii [MW]	Nakłady inwestycyjne CAPEX [zł/MW]	NPV [zł]	EMV [zł]	IRR [%]
1	Bydgoszcz	30,6	5 960 084 zł	12 364 450,65 zł	12 434 178,72 zł	8
2	Łódź	32,7	5 921 460 zł	10 625 262,64 zł	10 750 327,99 zł	8
3	Poznań	16,4	7 402 185 zł	9 610 838,64 zł	9 644 163,11 zł	8
4	Płock	34,2	5 413 994 zł	7 913 710,22 zł	8 336 337,37 zł	8
5	Włocławek	36,5	4 313 164 zł	7 485 868,98 zł	7 670 007,21 zł	8
6	Szczecin	20,6	5 940 902 zł	5 915 252,94 zł	6 057 660,25 zł	8
7	Warszawa	10,3	8 074 942 zł	4 573 371,35 zł	4 789 416,31 zł	9
8	Pabianice	25,7	4 548 762 zł	3 869 087,77 zł	4 063 744,71 zł	9
9	Zgierz	37,4	2 615 636 zł	2 284 044,90 zł	2 512 968,09 zł	9

Uwzględniając zależność korzyści energetycznych z zagospodarowania zasobów w wytypowanych lokalizacjach w odniesieniu do potencjalnych nakładów inwestycyjnych należałoby w pierwszej kolejności zrealizować inwestycję w Zgierzu, Włocławku i Pabianicach (łącznie nakłady inwestycyjne: 372 158 440 zł). W kolejnym etapie realizowane powinny być projekty geotermalne w Płocku, Łodzi, Szczecinie i Bydgoszczy (łącznie nakłady inwestycyjne: 683 551 502 zł), a w ostatnim etapie inwestycje w Poznaniu i Warszawie (łącznie nakłady inwestycyjne: 204 567 729 zł).

8. Środowiskowe uwarunkowania inwestycji geotermalnych na Niżu Polskim

Energetyka geotermalna, jako odnawialne źródło energii, postrzegana jest jako technologia niskoemisyjna i przyjazna środowisku. W Polsce, rozwój tego sektora odbywa się w ramach Strategii Zrównoważonego Rozwoju Polski oraz unijnych i krajowych celów transformacji energetycznej, mając na celu wspieranie osiągnięcia neutralności klimatycznej. Niemniej jednak, każda inwestycja geotermalna niesie ze sobą określone oddziaływania na komponenty środowiska przyrodniczego i społecznego. W Polsce rozwój tego sektora odbywa się przy jednoczesnym uwzględnianiu regulacji środowiskowych wynikających m.in. z ustawy o ocenach oddziaływania na środowisko, przepisów unijnych oraz specyficznych uwarunkowań geologicznych i hydrogeologicznych. Niniejszy rozdział ma na celu dostarczenie kompleksowej analizy uwarunkowań środowiskowych dla decydentów, podkreślając zarówno pozytywne aspekty, jak i potencjalne ryzyka związane z rozwojem geotermii.

8.1. Kluczowe elementy środowiskowe podlegające ocenie przy inwestycji geotermalnej

Wody podziemne i powierzchniowe

Eksploatacja złóż geotermalnych w Polsce – najczęściej wód termalnych z głębokości 1-3 km – wiąże się z ryzykiem obniżenia poziomu zwierciadła wód gruntowych oraz zasolenia wód powierzchniowych w przypadku niewłaściwego zrzuć solanek. Przykłady z Nowego Targu i Podhala wskazują na konieczność zamkniętego obiegu wód, z ich zatłaczaniem do złoża, co jest zgodne z dyrektywą wodną UE (2000/60/WE). Istotne jest również ryzyko wpływu na jakość wód termalnych, w tym zmian ich składu chemicznego, co wymaga stałego monitoringu chemicznego. Przed rozpoczęciem inwestycji niezbędne są szczegółowe badania hydrogeologiczne.

Emisje do atmosfery

Emisje gazów cieplarnianych z instalacji geotermalnych są znacząco niższe niż z konwencjonalnych elektrowni. W geotermalnych systemach binarnych (najczęściej stosowanych w Polsce) emisje CO₂ wynoszą ok. 0-50 kg/MWh, podczas gdy elektrownie gazowe emitują do 550 kg/MWh (KOBiZE, 2023). W ciepłowniach geotermalnych mogą dodatkowo występować emisje siarkowodoru (H₂S) i amoniaku (NH₃), zwłaszcza w systemach flash-steam, co wymaga stosowania instalacji oczyszczających. Najbardziej emisyjnymi elektrowniami są elektrownie węglowe, które emitują od ok. 743 kg (wydajne bloki) do ponad 950-1100 kg CO₂/MWh (stare instalacje). W tym zestawieniu, przedstawionym poniżej w (Tabela 60), widać wyraźnie, że emisje z geotermii są nieporównywalnie niższe niż emisje z paliw kopalnych, powszechnie stosowanych w Polsce.

Tabela 60 Porównanie emisji głównych źródeł energii w Polsce. Dane z Krajowego Raportu Inwentaryzacyjnego KOBIZE z 2024 roku.

Źródło energii	Emisje CO ₂ (kg/MWh)
Geotermia / OZE	<50kg (praktycznie zerowe)
Gaz ziemny	~300-550 kg (kogeneracja)
Węgiel kamienny	~743 kg (nowoczesne) - ~950 kg (starsze)
Węgiel brunatny	~1030-1100 kg

Użytkowanie terenu i wpływ na krajobraz

Elektrownie geotermalne mają niski wskaźnik użytkowania powierzchni: od 1260 m²/MW do ok. 7460 m²/MW przy pełnym zagospodarowaniu infrastruktury. Dla porównania, elektrownia PV o mocy 10 MW wymaga aż 66000 m²/MW. Jednakże lokalizacja odwiertów w pobliżu obszarów chronionych (np. Natura 2000) może kolidować z planami zagospodarowania przestrzennego.

Hałas i oddziaływanie akustyczne

W fazie odwiertów hałas może osiągać 120 dBA (przy testach odwiertów bez tłumików), co przekracza dopuszczalne normy środowiskowe i wymaga zastosowania ekranów akustycznych, tłumików oraz prowadzenia prac w godzinach dziennych. Hałas może również występować podczas eksploatacji (np. pompy, turbiny), choć w znacznie mniejszym stopniu. Standardy projektowania powinny uwzględniać minimalizację hałasu na wszystkich etapach.

Gospodarka odpadami i wody technologiczne

Odpady z odwiertów – głównie płuczki wiertnicze (310-650 ton na odwiert) – muszą być składowane zgodnie z przepisami o odpadach niebezpiecznych. Wody technologiczne, zawierające sole metali ciężkich (As, B, Hg), wymagają zatłaczania lub oczyszczania. Należy dążyć do wprowadzenia technologii zero-discharge (zero zrzutu) dla wód technologicznych oraz badać możliwości recyklingu płuczek wiertniczych i innych odpadów. W ramach procedury OOS konieczne jest przedstawienie szczegółowego planu zarządzania odpadami.

Bioróżnorodność i krajobraz

Inwestycje w pobliżu parków narodowych i rezerwatów przyrody (np. Rezerwat Niebieskie Źródła w Tomaszowie Mazowieckim) muszą uwzględniać potencjalny wpływ na siedliska chronionych gatunków i cały lokalny ekosystem. Stąd też konieczne są ekspertyzy botaniczne, ornitologiczne i chiropterologiczne w ramach procedury OOS. Należy również rozważyć potencjalny wpływ na lokalne ekosystemy leśne lub rolne w przypadku rozbudowy infrastruktury przesyłowej.

8.2. Pozytywne aspekty środowiskowe geotermii

Energetyka geotermalna cechuje się szeregiem korzyści środowiskowych. Poniższa tabela (Tabela 61) przedstawia główne pozytywne aspekty środowiskowe związane z wykorzystywaniem energii geotermalnej.

Tabela 61 Pozytywne aspekty środowiskowe związane z wykorzystywaniem energii geotermalnej

Pozytywne aspekty środowiskowe	Objaśnienie
Niższe emisje CO ₂ niż w przypadku paliw kopalnych	Emisje CO ₂ dla instalacji binarnych wynosi <50 kg/MWh, co jest ponad 10-krotnie niższe niż np. w energetyce gazowej lub węglowej.
Niewielka powierzchnia wykorzystania terenu.	Średnia powierzchnia ciepłowni geotermalnej w Polsce wynosi 1-2 ha z całą infrastrukturą. W porównaniu z elektrownią węglową, gdzie średnia powierzchnia w Polsce wynosi 3-8 ha, a może nawet dochodzić do setek ha (np. Bełchatów)
Zamknięty obieg wód	Ograniczenie zanieczyszczenia środowiska poprzez minimalizację generowania jakichkolwiek odpadów dzięki zamkniętemu obiegu wód.
Stabilność dostaw energii	Geotermia zapewnia stabilne źródło energii niezależne od warunków pogodowych, co zmniejsza potrzebę uruchamiania wysokoemisyjnych źródeł awaryjnych.

8.3. Negatywne aspekty środowiskowe geotermii

Energetyka geotermalna, tak jak każde inne źródło energii, również posiada elementy, które negatywnie wpływają na środowisko naturalne. Poniższa tabela (Tabela 62) przedstawia główne negatywne aspekty środowiskowe związane z wykorzystywaniem energii geotermalnej.

Tabela 62 Negatywne aspekty środowiskowe związane z wykorzystywaniem energii geotermalnej

Negatywne aspekty środowiskowe	Objaśnienie
Ryzyko skażenia wód powierzchniowych i gruntowych	W przypadku awarii uszczelnień odwiertów
Ryzyko sejsmiczności indukowanej	Ryzyko występuje zwłaszcza przy głębokich zatłoczeniach
Hałas i zapach	Hałas głównie występuje na etapie wierceń i budowy instalacji. W fazie odwiertów hałas może osiągać 120 dBA.
Potencjalny wpływ na wody termalne o właściwościach leczniczych/uzdrowiskowych	Szczególnie w regionach turystycznych, co może prowadzić do konfliktów społecznych i gospodarczych.

8.4. Rekomendacje środowiskowe dla inwestycji geotermalnych

Inwestycje geotermalne w Polsce powinny być realizowane w oparciu o najwyższe standardy ochrony środowiska, aby w pełni wykorzystać ich potencjał jako źródła czystej energii odnawialnej, a jednocześnie zminimalizować ryzyka dla lokalnych ekosystemów. W szczególności, wskazane jest stosowanie nowoczesnych technologii takich jak systemy binarne z zamkniętym obiegiem wód geotermalnych. Systemy te eliminują potrzebę odprowadzania zużytej wody na powierzchnię, dzięki czemu zmniejszają ryzyko zasolenia gleby, zanieczyszczenia wód gruntowych oraz emisji związków siarki i metanu. W przeciwieństwie do tradycyjnych systemów otwartych, instalacje binarne umożliwiają niemal całkowite zamknięcie obiegu cieczy roboczej, co znacząco ogranicza wpływ na środowisko wodne i glebowe.

Integralnym elementem odpowiedzialnej eksploatacji zasobów geotermalnych powinien być stały monitoring środowiskowy. Obejmuje on kontrolę jakości wód podziemnych i powierzchniowych, pomiary poziomu hałasu generowanego przez instalacje oraz obserwacje stężeń gazów towarzyszących, takich jak dwutlenek węgla, siarkowodór czy radon. Zgodnie z zaleceniami Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA), długoterminowe monitorowanie wpływu geotermii na środowisko jest kluczowe dla utrzymania społecznej akceptacji inwestycji oraz zapewnienia zgodności z normami unijnymi i krajowymi.

Kolejnym aspektem, często niedocenianym w kontekście infrastruktury energetycznej, jest potencjał rekultywacyjny i estetyczny terenów zajmowanych przez instalacje geotermalne. Obiekty te, szczególnie w kontekście miejskim i podmiejskim, mogą być wkomponowane w krajobraz w sposób neutralny lub nawet estetycznie korzystny. Przykłady z Islandii i Niemiec pokazują, że dzięki odpowiedniemu projektowaniu architektonicznemu i zagospodarowaniu zieleni, stacje geotermalne mogą współistnieć z przestrzenią publiczną bez negatywnego wpływu na jej walory wizualne. Co więcej, rekultywacja terenów po odwiertach próbnym może przyczynić się do zwiększenia bioróżnorodności, jeśli zostaną one odpowiednio przywrócone naturze.

Wdrażanie projektów geotermalnych musi być również poprzedzone kompleksową oceną oddziaływania na środowisko (OOS), która obejmuje nie tylko analizę skutków bezpośrednich, ale także wpływów pośrednich, takich jak zmiany w bilansie wodnym regionu, emisje wtórne z infrastruktury towarzyszącej czy wpływ na lokalną faunę i florę. Kluczowe znaczenie ma przeprowadzenie tej oceny już na etapie planowania inwestycji, a nie dopiero przed budową, co umożliwia realne uwzględnienie wyników analizy w projektowaniu i rozmieszczeniu instalacji. W tym kontekście szczególnie istotne są również konsultacje społeczne, które pozwalają uwzględnić lokalne potrzeby, obawy oraz wiedzę mieszkańców na temat danego terenu.

Rozwój geotermii w Polsce ma znaczny potencjał środowiskowy i może odegrać istotną rolę w realizacji celów Europejskiego Zielonego Ładu, w tym w dekarbonizacji sektora ciepłownictwa i elektroenergetyki. Według raportów Komisji Europejskiej, geotermia ma jedną z najniższych emisji CO₂ w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanej energii – szacuje się, że emisje te wynoszą średnio zaledwie 45 kg CO₂/MWh, co jest wartością niemal 20-krotnie niższą niż w przypadku spalania węgla brunatnego. Jednak osiągnięcie tych korzyści wymaga rzetelnej analizy oddziaływań środowiskowych oraz wdrożenia realnych działań minimalizujących wpływ na przyrodę i społeczność lokalne.

Zrównoważony rozwój sektora geotermii w Polsce nie powinien zatem polegać wyłącznie na wykorzystaniu zasobów energetycznych, ale również na aktywnej trosce o środowisko naturalne i społeczne otoczenie inwestycji. Tylko takie podejście pozwoli na długofalową akceptację i integrację tej formy odnawialnej energii z polskim krajobrazem energetycznym.

9. Badania ankietowe akceptacji dla rozwoju geotermii w wytypowanych lokalizacjach

Możliwość zagospodarowania wód termalnych zależy przede wszystkim od korzystnych warunków hydrogeotermalnych występujących na danym obszarze, które w dalszej kolejności pozwolą w sposób opłacalny wykorzystać ich zasoby. Nie mniej ważne w przypadku tego typu inwestycji jest nastawienie społeczeństwa. Stopień akceptacji projektów geotermalnych przez lokalną społeczność oraz samorządy terytorialne w dużej mierze wpływa na powodzenie ich realizacji. W celu zbadania nastawienia samorządów do wykorzystania wód termalnych opracowano krótką ankietę w formie arkusza do wypełnienia w programie MS Excel (Rysunek 52) i jednorazowo skierowano ją drogą mailową do wybranych organów administracji publicznej (prezydentów i burmistrzów miast). Ankietę przeprowadzono w pierwszym półroczu 2024 r.

Wybór próby do badań ankietowych był procesem kilkustopniowym. Zbiorem wyjściowym była liczba miast zlokalizowanych w obrębie Niżu Polskiego, których liczba mieszkańców przekracza 50 tys. Następnie, w wyniku przyjętych przez autorów opracowania kryteriów, jakie powinny spełniać poszczególne miasta, zbiór ten zawężano aż do uzyskania grupy docelowej, obejmującej miejscowości o największym potencjale geotermalnym. Ostatecznie badaniem objęto 27 miast zlokalizowanych w obrębie Niżu Polskiego. W grupie tej znalazło się oczywiście także 9 wytypowanych miast (por. rozdz. 7), w ocenie autorów o największych szansach na uzyskanie oczekiwanych efektów w przypadku podjęcia przedsięwzięcia polegającego na budowie instalacji geotermalnej. W badaniu ankietowym wzięło udział 20 miast (74% respondentów), z czego odpowiedzi na wszystkie pytania udzieliło 15 miast (75% respondentów). Na ankietę nie odpowiedziały 3 miejscowości znajdujące się w grupie 9 wytypowanych miast.

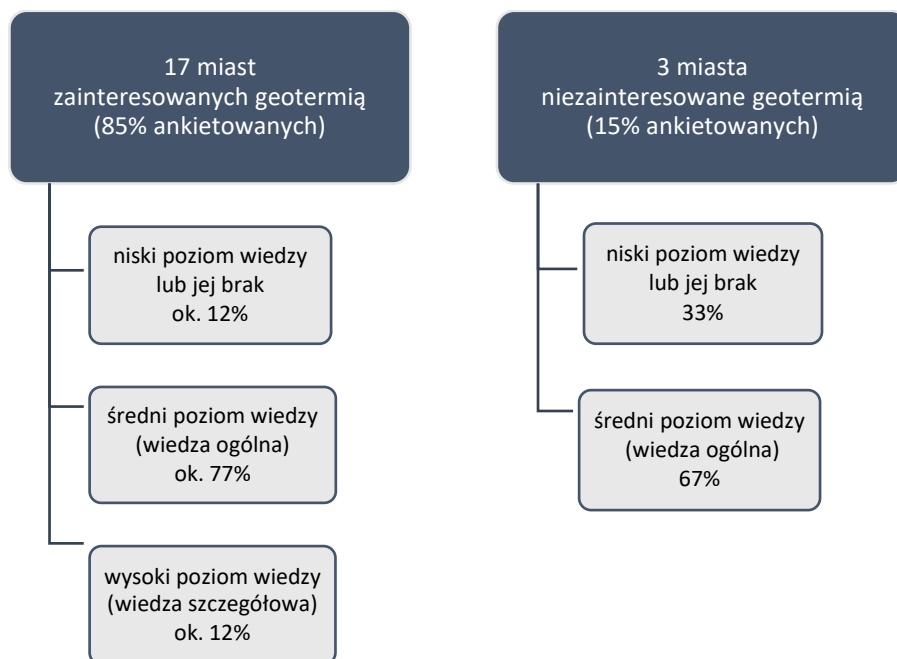
Ankieta składała się z jedenastu pytań, w tym z sześciu pytań zamkniętych ze skończoną liczbą możliwych odpowiedzi oraz pięciu pytań półotwartych pozostawiających ankietowanym, w zależności od rodzaju pytania, możliwość wyboru jednej lub wielu odpowiedzi i/lub udzielenia odpowiedzi własnej, nieuwzględnionej przez autorów ankiety. Cztery pytania miały charakter wielokrotnego wyboru, w tym jedno polegało na dokonaniu hierarchizacji wskazanych odpowiedzi. Z uwagi na niewielką próbę badawczą nie odrzucono w całości żadnej ankiety, do analizy poszczególnych zagadnień wykorzystano także te, w których nie było kompletu odpowiedzi. W czterech przypadkach w ankietach brakowało odpowiedzi na jedno pytanie, raz nie odniesiono się do dwóch pytań. W momencie opracowywania danego zagadnienia, analizy dokonano na odpowiednio zmniejszonej liczbie ankiet (odrzucając jednorazowo te ankiety, w których brakowało odpowiedzi na dane pytanie). Biorąc pod uwagę fakt, że badania ankietowe obejmowały jedynie określoną wąską grupę odbiorców, a ostateczna próba badawcza nie jest wystarczająca do wyciągania ogólnych wniosków, jej wyniki należy traktować jako przybliżone i nie odnosić do wszystkich samorządów w Polsce. Dodatkowym ograniczeniem w kwestii wyciągania wniosków jest brak odpowiedzi od miast włączonych do zaproponowanych projektów pilotażowych.

Podstawowe pytania dotyczyły stosunku organów administracji publicznej do wykorzystania wód termalnych oraz ich zainteresowania ewentualnym zagospodarowaniem na obszarze miasta. Zainteresowanie to wyraziła zdecydowana większość samorządów, która stanowi 85% ankietowanych (17 miast). Wśród nich 7 samorządów wyraziło neutralny stosunek do geotermii, natomiast jednoznacznie pozytywnie do geotermii nastawionych jest 13 samorządów. Władze miast, które nie są zainteresowane tematyką geotermii (15% respondentów) wyrażają do niej częściej neutralny stosunek. Wśród ankietowanych, którzy na pytanie o chęć zagospodarowania wód termalnych odpowiedzieli twierdząco, ok. 77% ocenia swoją wiedzę na temat potencjału geotermalnego miasta jako ogólną (Rysunek 53). Wysoki poziom wiedzy, równoznaczny z wiedzą szczegółową wykazało ok. 12% respondentów, natomiast na poziom niski lub brak wiedzy wskazało blisko 12%. Z tego wynika, że znaczna część samorządów zainteresowanych wykorzystaniem wód termalnych podjęła próbę przynajmniej wstępnej analizy potencjału wykorzystania wód

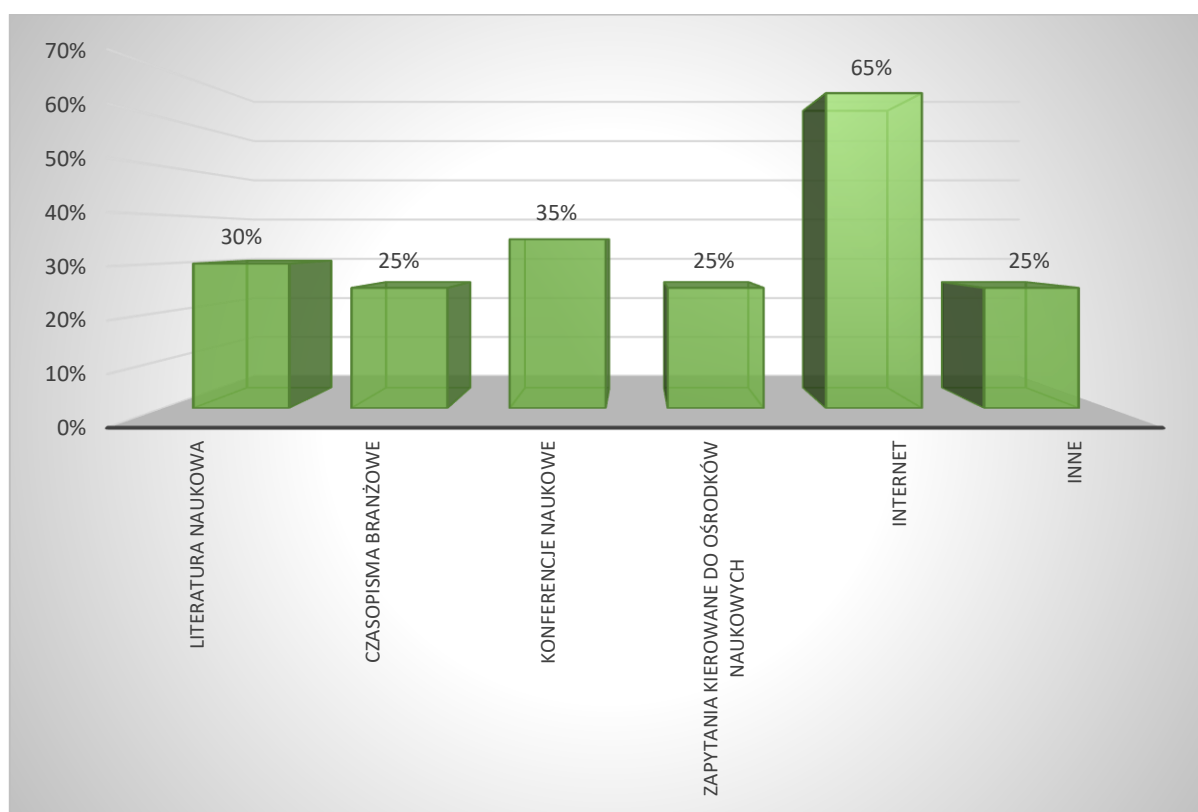
termalnych na obszarze swojego miasta. Najczęściej wybieranymi źródłami wiedzy dotyczącymi geotermii są (Rysunek 54): Internet (65%), konferencje naukowe (35%) oraz literatura naukowa (30%).

1. Jaki jest Państwa stosunek do wykorzystania wód termalnych na obszarze swojego miasta?
☐ pozytywny
☐ negatywny
☐ neutralny
2. Czy są Państwo zainteresowani ewentualnym zagospodarowaniem wód termalnych w swoim mieście?
☐ tak
☐ nie
3. Jak oceniają Państwo swój poziom wiedzy na temat potencjału geotermalnego na obszarze swojego miasta?
☐ niski lub brak wiedzy
☐ średni (wiedza ogólna)
☐ wysoki (wiedza szczegółowa)
4. Jak oceniają Państwo dostęp do wiedzy na temat potencjału geotermalnego na obszarze swojego miasta?
☐ jest wystarczający
☐ jest niewystarczający
5. Skąd czerpaliby Państwo wiedzę na temat potencjału geotermalnego na obszarze swojego miasta? (można zaznaczyć kilka)
☐ z literatury naukowej
☐ z czasopiśm branżowych
☐ z konferencji naukowych
☐ z zapytań kierowanych do ośrodków naukowych
☐ z Internetu
☐ nie szukaliśmy takich informacji
☐ inne (proszę wymienić):
6. W przypadku możliwości eksploatacji wód termalnych w swoim mieście, jaki cel wydobycia interesowałby Państwa najbardziej? (proszę nadać numer zgodnie z malejącym zainteresowaniem; 1 – najbardziej mnie interesuje, w celu nadania numeru należy kliknąć w zielony kwadracik i wybrać numer z rozwijanej listy)
☐ ciepłownictwo
☐ rekreacja (baseny termalne)
☐ balneoterapia (zabiegi lecznicze)
☐ produkcja kosmetyków i parafarmaceutyków
☐ inne (proszę wymienić i umieścić w hierarchii):
7. Czy przeprowadziliby Państwo ocenę początkowych nakładów inwestycyjnych, w tym odwiercenia otworu geotermalnego, a także kosztów niezbędnych do dalszego funkcjonowania inwestycji zagospodarowującej potencjał wód termalnych?
☐ tak
☐ nie
☐ planujemy wykonać taką ocenę
8. Proszę wskazać potencjalne źródła finansowania ewentualnej inwestycji zagospodarowującej zasoby wód termalnych (można zaznaczyć kilka)
☐ dochody własne (budżet miasta)
☐ dotacje/pożyczki z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
☐ dotacje/pożyczki z Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
☐ środki europejskie
☐ kredyty komercyjne
☐ partnerstwo publiczno-prywatne
☐ inne (proszę wymienić):
9. Czy w obecnej chwili posiadają Państwo zabezpieczone w budżecie lub wieloletniej prognozie finansowej środki niezbędne do realizacji inwestycji zagospodarowującej zasoby wód termalnych?
☐ tak
☐ nie
☐ jestem w trakcie pozyskiwania środków finansowych
☐ proszę wymienić źródła finansowania:
10. Czy w przypadku braku innych źródeł finansowania, podjęliby się Państwo realizacji potencjalnej inwestycji zagospodarowującej wody termalne wyłącznie z dochodów własnych?
☐ tak
☐ nie
11. Jakiek, według Państwa, są główne bariery wykorzystania potencjału energetycznego wód termalnych? (można zaznaczyć kilka)
☐ brak środków finansowych
☐ brak informacji odnośnie programów wsparcia finansowego
☐ przepisy prawne
☐ procedury i formalności związane z podejmowaniem nowych przedsięwzięć polegających na udostępnianiu i wykorzystaniu wód termalnych
☐ brak wiedzy na temat potencjału geotermalnego na obszarze swojego miasta
☐ brak wiedzy na temat możliwości optymalnego zagospodarowania wód termalnych
☐ inne (proszę wymienić):

Rysunek 52 Ankieta dotycząca akceptacji władz samorządowych dla akceptacji inwestycji geotermalnych



Rysunek 53 Poziom wiedzy dotyczący potencjału geotermalnego na obszarze miasta

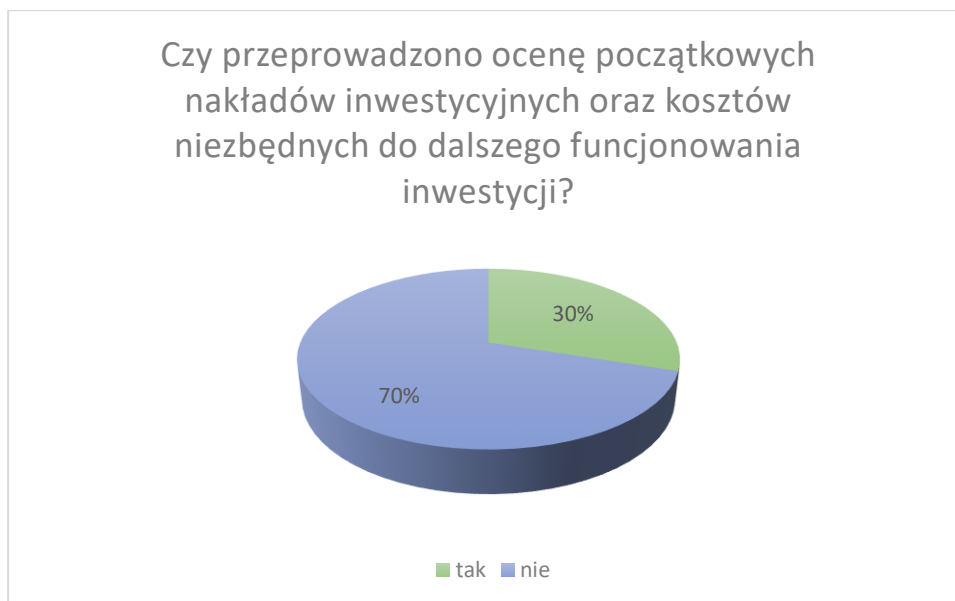


Rysunek 54 Źródła wiedzy na temat potencjału geotermalnego na obszarze miasta

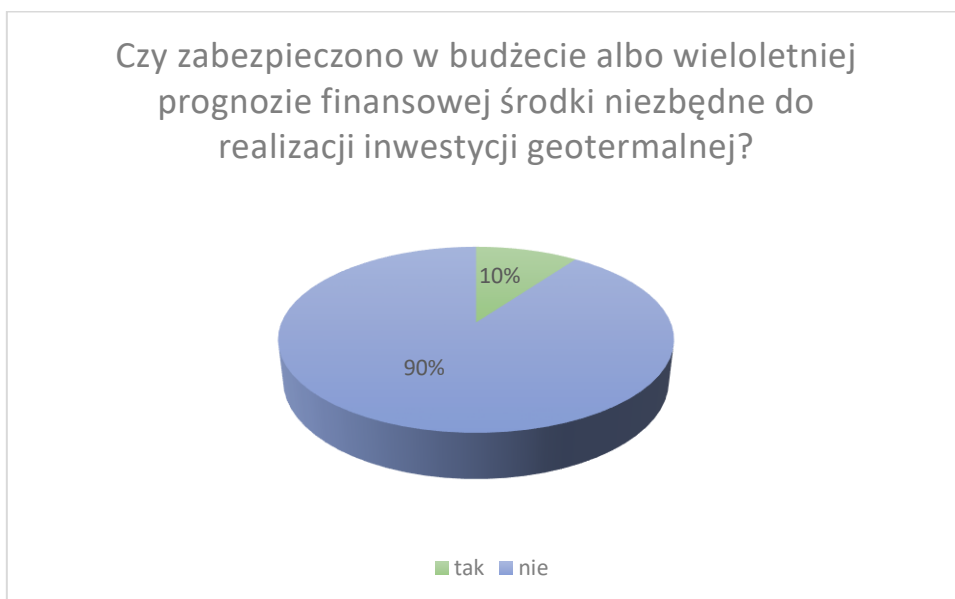
Na podstawie udzielonych odpowiedzi można wnioskować, że samorządy terytorialne szukają danych łatwo i ogólnodostępnych w sposób nie wymagający zbyt dużych nakładów finansowych. Część z samorządów podjęła się próby oceny potencjału geotermalnego na obszarze swojego miasta kierując zapytania do ośrodków naukowych lub zlecając wykonanie różnego rodzaju badań i analiz, w tym projektów robót geologicznych. Jedynie jeden samorząd nie szukał żadnych informacji na temat potencjału geotermalnego swojego miasta, konsekwentnie swój stan wiedzy ocenił jako niski i wskazał jednocześnie, że

nie jest zainteresowany wykorzystaniem wód termalnych. Dostęp do wiedzy na temat możliwości zagospodarowania wód termalnych według 65% respondentów jest niewystarczający.

Podejmowanie działań zmierzających do udokumentowania, a następnie zagospodarowania wód termalnych powinno rozpocząć się od określenia ryzyka geologicznego oraz wstępnej oceny nakładów finansowych związanych z uruchomieniem i funkcjonowaniem inwestycji. Poprawne wydaje się być założenie, że samorządy lokalne, które są zainteresowane wykorzystaniem potencjału wód termalnych będą zabiegać o wykonanie przez specjalistów oceny zasobów wód termalnych oraz możliwości ich wykorzystania, a także podejmą się przynajmniej wstępnego oszacowania kosztów takiej inwestycji oraz oceny możliwości jej sfinansowania. Na rysunkach poniżej przedstawiono strukturę odpowiedzi udzielonych na pytania dotyczące czynników ekonomicznych inwestycji geotermalnych (Rysunek 55, Rysunek 56).



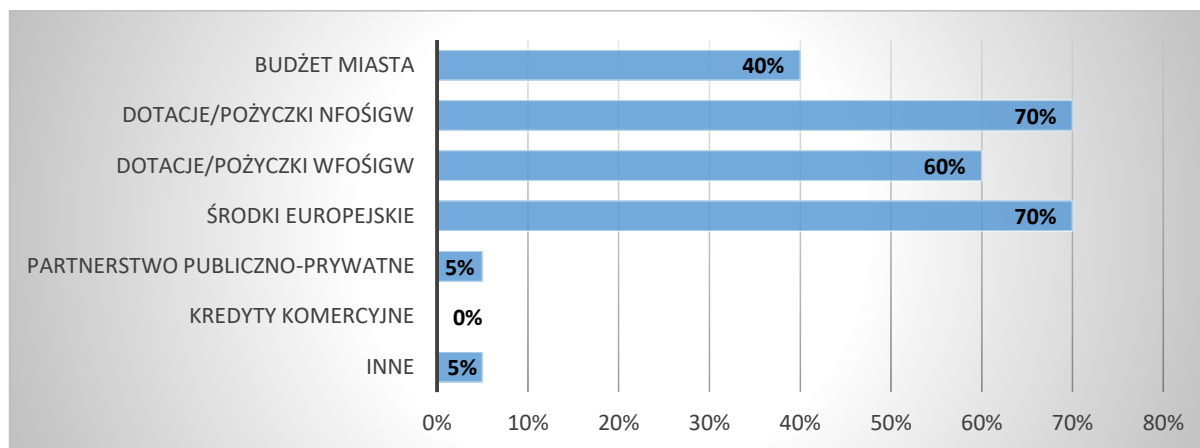
Rysunek 55 Udział procentowy odpowiedzi na pytanie o ocenę nakładów finansowych związanych z realizacją i funkcjonowaniem inwestycji geotermalnej



Rysunek 56 Udział procentowy odpowiedzi na pytanie odnośnie zabezpieczenia środków finansowych niezbędnych do realizacji inwestycji geotermalnej

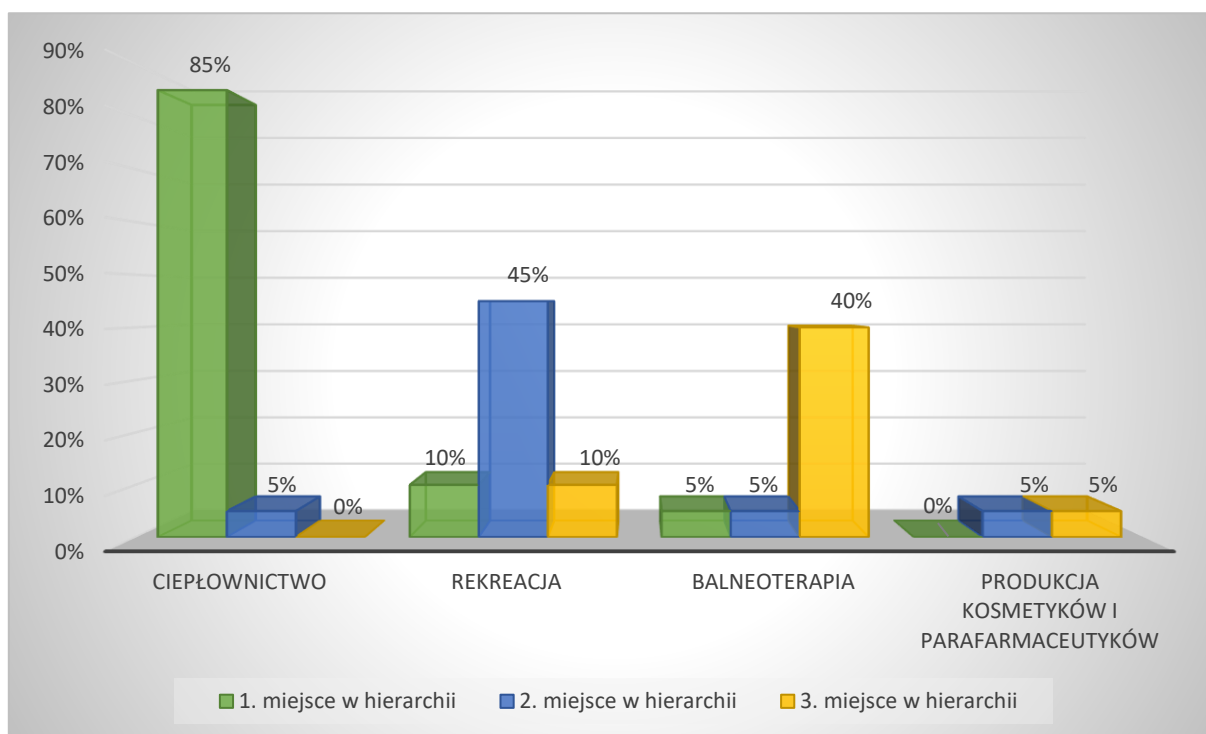
Zdecydowana większość respondentów wskazała, że nie przeprowadziła do tej pory oceny nakładów finansowych związanych z realizacją i funkcjonowaniem potencjalnej inwestycji geotermalnej i nie ma zabezpieczonych w budżecie środków na ten cel. W przypadku miast zainteresowanych geotermią dwie negatywne odpowiedzi powtórzyły się dziesięć razy, dwa samorządy udzieliły dwóch odpowiedzi twierdzących. Wśród miast niezainteresowanych geotermią wszystkie odpowiedzi były negatywne. Pozytywnym zjawiskiem z pewnością jest przeprowadzenie przez miasta zainteresowane geotermią analizy przynajmniej jednego z czynników, sześć miast dokonało oceny początkowych nakładów inwestycyjnych oraz kosztów niezbędnych do dalszego funkcjonowania potencjalnej inwestycji geotermalnej.

Poważnym ograniczeniem dla samorządów lokalnych w przypadku podejmowania inwestycji geotermalnych jest brak odpowiednich środków finansowych. W ankiecie postawiono pytanie o ewentualne źródła finansowania inwestycji geotermalnych (Rysunek 57). Dane pochodzą z dwudziestu ankiet, w których wskazano przynajmniej jedno źródło finansowania. W zdecydowanej większości projekty geotermalne miałyby być realizowane w oparciu o dotacje/pożyczki z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej lub ze środków europejskich. Z drugiej strony znajdują się kredyty komercyjne, które zupełnie nie są rozważane jako możliwe źródło finansowania. Żaden samorząd nie zadeklarował, aby w przypadku braku innych źródeł finansowania, miał się podjąć sfinansowania inwestycji zmierzającej do zagospodarowania wód termalnych wyłącznie z dochodów własnych.



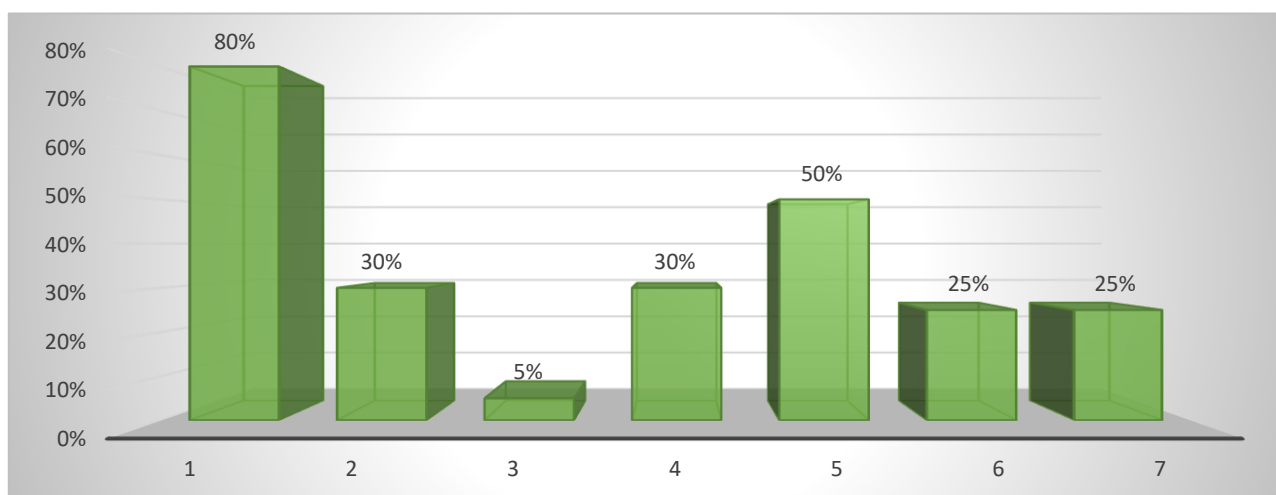
Rysunek 57 Źródła finansowania potencjalnych inwestycji geotermalnych

Zagospodarowanie wód termalnych od lat cieszy się dużym zainteresowaniem zwłaszcza, jeśli chodzi o ich wykorzystanie w rekreacji oraz ciepłownictwie. Aby zasoby wód termalnych zostały zagospodarowane w sposób optymalny, często mają kilka zastosowań jednocześnie, np. wykorzystywane są do wytwarzania energii cieplnej w ciepłowniach, a następnie do napełniania basenów w różnego rodzaju ośrodkach rekreacyjnych [2]. Trend ten potwierdzają wyniki przeprowadzonego badania ankietowego (Rysunek 58). Ponad 80% respondentów wskazało, że ujęte wody termalne wykorzystano by w pierwszej kolejności w ciepłownictwie. Drugie miejsce w hierarchii przypadło zagospodarowaniu wód w celach rekreacyjnych, na co wskazało 45% ankietowanych. Nieznacznie mniej samorządów (40%) wykazało zainteresowanie zastosowaniem wód w balneoterapii. Przy pytaniu dotyczącym sposobów wykorzystania wód termalnych, 50% respondentów w hierarchii umieściło wszystkie zaproponowane przez autorów ankiety odpowiedzi. Tylko jedną z możliwych odpowiedzi zaznaczyło 25% ankietowanych i każdorazowo było to ciepłownictwo. W przypadku jednego samorządu zainteresowanego geotermią wszystkie możliwe sposoby wykorzystania wód termalnych umieszczono na najniższym stopniu w hierarchii. Odpowiedź taka może wynikać ze stanu wiedzy danego samorządu opartego na przeprowadzonych wcześniej w tym zakresie badaniach, na które wskazano przy źródłach wiedzy na temat potencjału geotermalnego na obszarze miasta, a które wskazywały na niekorzystne warunki hydrogeotermalne.



Rysunek 58 Sposoby ewentualnego wykorzystania ujętych wód termalnych

Ostatnie pytanie postawione w ankiecie dotyczyło głównych barier w wykorzystaniu wód termalnych z punktu widzenia poszczególnych samorządów. Na pytanie odpowiedziało 100% ankietowanych. Najczęściej wskazywaną odpowiedzią był brak środków na realizację tego typu przedsięwzięć (Rysunek 59). Odpowiedź ta powtórzyła się szesnaście razy. Drugą najczęstszą przeszkodą okazał się brak wiedzy na temat potencjału geotermalnego na obszarze swojego miasta, którą wskazało 50% ankietowanych. Według 30% ankietowanych przeszkodą są także problemy w dostępie do informacji dotyczących programów wsparcia finansowego oraz procedury i formalności związane z podejmowaniem nowych przedsięwzięć polegających na udostępnianiu i wykorzystaniu wód termalnych.



1 – brak środków finansowych, 2 – brak informacji odnośnie programów wsparcia finansowego, 3 – przepisy prawne, 4 – procedury i formalności związane z podejmowaniem nowych przedsięwzięć polegających na udostępnianiu i wykorzystaniu wód termalnych, 5 – brak wiedzy na temat potencjału geotermalnego na obszarze swojego miasta, 6 – brak wiedzy na temat możliwości optymalnego zagospodarowania wód termalnych, 7 – inne

Rysunek 59 Główne bariery wykorzystania potencjału energetycznego wód termalnych

Osobną kategorię stanowią przeszkody wskazywane przez samych ankietowanych w rubryce „inne”. W zdecydowanej większości pojawiała się tu informacja o braku wód termalnych na danym obszarze lub niekorzystnych parametrach wód termalnych (niska temperatura, wysoka mineralizacja). Co ciekawe pisały o tym samorządy, które jak wynika z wcześniejszych odpowiedzi nie zlecały wykonania opracowań określających potencjał geotermalny danego miasta. Wśród odpowiedzi pojawiło się także stwierdzenie o nieopłacalności tego typu inwestycji z uwagi na niezbyt korzystne warunki hydrogeotermalne. Warto przy tym zwrócić uwagę na wysoki odsetek odpowiedzi dotyczących braku odpowiedniej wiedzy na temat istnienia w obrębie miast zasobów wód termalnych, których wykorzystanie byłoby ekonomicznie opłacalne. Można zatem wnioskować, że przynajmniej niektóre samorządy obawiają się podjęcia kosztownej inwestycji, która nie daje pewności powodzenia. Ryzyko inwestycyjne także pojawiło się wśród wskazywanych barier wykorzystania potencjału geotermalnego.

Wyniki ankiety, choć w ograniczonym stopniu, dostarczyły autorom opracowania wiedzy na temat nastawienia poszczególnych samorządów lokalnych objętych badaniem do ewentualnego zagospodarowania wód termalnych na obszarze swojego miasta. Po przeanalizowaniu wyników ankiety uzyskano dość wyraźny obraz stanu wiedzy i podejścia do tematyki geotermii. Wytypowane samorządy lokalne wykazują zainteresowanie wykorzystaniem zasobów wód termalnych, jednak nie posiadają wystarczającej wiedzy i środków do realizacji takich przedsięwzięć. Z udzielonych odpowiedzi wybrzmiewa konieczność ścisłej współpracy organów ustawodawczych, instytucji naukowo-badawczych oraz praktyków w dziedzinie geologii, hydrogeologii i geotermii. Przedstawiciele miast oczekują łatwego dostępu do specjalistycznej wiedzy, ułatwienia procedur związanych z podejmowaniem inwestycji geotermalnych oraz łatwiejszego dostępu do informacji na temat programów wsparcia finansowego.

10. Analiza techniczna i ekonomiczna możliwości wykorzystania istniejących („starych”) otworów wiertniczych do celów eksploatacji wód termalnych

W ramach uzupełnienia dotychczasowych analiz prowadzonych w wybranych lokalizacjach na obszarze Niżu Polskiego, przeprowadzono ocenę techniczną i ekonomiczną potencjału wykorzystania istniejących („starych”) otworów wiertniczych do celów eksploatacji wód termalnych. Zakres opracowania obejmował następujące etapy:

- zebranie dostępnych materiałów archiwalnych i dokumentacji technicznej,
- przeprowadzenie inwentaryzacji otworów wraz z oceną ich aktualnego statusu formalno-prawnego,
- wykonanie kompleksowej diagnozy stanu technicznego wybranych otworów pod kątem możliwości ich adaptacji do eksploatacji wód termalnych. Analizie poddano m.in. stan techniczny rur okładzinowych, sposób przeprowadzenia likwidacji otworu (jeśli dotyczy), a także opracowano propozycje niezbędnych badań i/lub zabiegów diagnostycznych – również w oparciu o przeprowadzone wizje terenowe,
- sporządzenie szacunków kosztów związanych z ewentualną rekonstrukcją każdego z otworów, z uwzględnieniem wymaganych prac dodatkowych i badań specjalistycznych.

W pierwszym etapie działań dokonano selekcji 7 otworów zlokalizowanych w promieniu do 10 km od wcześniej wytypowanych obszarów perspektywicznych, obejmujących miejscowości wskazane w tabeli 11. Odległość liczona była w linii prostej – od granic administracyjnych danej miejscowości. Na podstawie przeprowadzonych analiz przyporządkowano poszczególnym otworom statusy: głównych, rezerwowych lub pozostałych, zgodnie z ich potencjałem i stanem technicznym.

Grupa otworów głównych:

- Gorzów Wielkopolski IG-1,
- Gostynin 8,
- Grudziądz -2,
- Iwiczna IG-1,
- Łódź EC II-3,

Grupa otworów rezerwowych:

- Rzeki IG-1

Grupa otworów pozostałych:

- Bełchatów 9.

Z powyższej listy do szczegółowych analiz wybrano 4 otwory. W ramach prac pozyskano z Centralnej Bazy Danych Geologicznych wgląd do istniejącej dokumentacji wynikowych dla wszystkich 7 wymienionych otworów oraz przeprowadzono 4 wizje lokalne w terenie.

Efektem zrealizowanych prac było opracowanie następujących elementów:

1. Kompleksowy opis procedur formalno-prawnych związanych z realizacją procesu rekonstrukcji otworów wiertniczych, obejmujący wymagane zgody administracyjne, obowiązujące regulacje oraz ścieżki postępowania umożliwiające prowadzenie działań technicznych.
2. Wypracowanie usystematyzowanej metodyki działań rekonstrukcyjnych, w której wyróżniono trzy zasadnicze grupy metod, stosowanych w zależności od charakteru i celu podejmowanych prac:
 - metody wiertnicze – obejmujące ingerencje techniczne w strukturę otworu mające na celu jego udrożnienie, pogłębienie, uszczelnienie bądź odtworzenie ciągłości technicznej,
 - metody diagnostyczne – służące ocenie aktualnego stanu technicznego otworu, w tym identyfikacji uszkodzeń konstrukcyjnych, szczelności oraz stref potencjalnego przecieku,

- metody badawcze – stosowane w celu weryfikacji efektywności wykonanych zabiegów oraz do określenia parametrów hydrogeologicznych warstw wodonośnych, takich jak temperatura, mineralizacja czy wydajność.

Poszczególne typy prac zostały oszacowane kosztowo z wykorzystaniem posiadanego doświadczenia i wiedzy oraz na podstawie metodyki wskazanej przez Bujakowskiego [175], z uwzględnieniem zmian cenowych charakterystycznych dla sektora usług geologicznych i wiertniczych.

Analiza warunków technicznych i lokalizacyjnych umożliwiających przeprowadzenie zabiegów rekonstrukcyjnych została przeprowadzona dla 7 otworów wiertniczych. Na podstawie dostępnej dokumentacji otworowej dokonano zestawienia kluczowych informacji obejmujących: lokalizację przestrzenną, stan konstrukcyjny, profil litostratygraficzny oraz wybrane parametry złożowe. W trakcie prac odnotowano istotne rozbieżności w wartościach parametrów złożowych, które najprawdopodobniej wynikają z wcześniejszych analiz bazujących na uogólnionych modelach lub szacunkach zawartych w dokumentacjach archiwalnych. Dla każdego z analizowanych otworów wykonano lokalizację kartograficzną z wykorzystaniem map topograficznych i ortofotomap, uwzględniając numery działek ewidencyjnych zgodnych z podanymi współrzędnymi geograficznymi, na których zlokalizowano przedmiotowe obiekty.

Dla wybranych 7 otworów opracowano szczegółowe koncepcje rekonstrukcji, obejmujące zakres planowanych działań technicznych oraz szacunkowe koszty ich realizacji. Należy zaznaczyć, że koncepcja rekonstrukcji otworu Iwiczna IG-1 została pierwotnie opracowana przez Bujakowskiego [175] i zamieszczona jako załącznik do raportu pt. „Ocena potencjału energetycznego i surowcowego wód termalnych i leczniczych termalnych w wybranych obszarach zurbanizowanych wraz z analizą geośrodowiskowych oraz ekonomicznych uwarunkowań ich zagospodarowania” [2], zrealizowanego w 2021 roku. W bieżącym opracowaniu koncepcja ta została jedynie zaktualizowana pod kątem istotnych zmian w szacowanych kosztach. Dla ułatwienia odniesienia się potencjalnych inwestorów do wprowadzonych modyfikacji, ponownie zamieszczono koncepcję rekonstrukcji wraz z wynikami wizji terenowej dotyczącej wskazanego otworu.

Opracowane koncepcje rekonstrukcji zaprojektowano z założeniem możliwie wysokiej elastyczności, umożliwiającej uwzględnianie danych uzyskiwanych na kolejnych etapach prac – w szczególności w trakcie badań diagnostycznych. W przeprowadzonej analizie starano się odzwierciedlić tę specyfikę poprzez przygotowanie wariantowych scenariuszy działań, co znalazło również odzwierciedlenie w zróżnicowaniu szacunkowych kosztów. Zaproponowane warianty rekonstrukcji należy traktować jako koncepcje wstępne, pozbawione szczegółowych rozwiązań technicznych. Analogicznie, przedstawione koszty zabiegów mają charakter orientacyjny i zostały oszacowane na podstawie uśrednionych wartości rynkowych dla danego typu prac. Zgromadzony materiał stanowi tym samym punkt wyjścia do dalszych, pogłębionych analiz technicznych i ekonomicznych, które powinny stanowić podstawę do opracowania pełnych projektów robót geologicznych dla konkretnych lokalizacji otworów przewidzianych do rekonstrukcji.

Przeprowadzone wizje terenowe pozwoliły na ocenę rzeczywistego stanu zachowania elementów naziemnych otworów wiertniczych oraz na weryfikację ich lokalizacji względem informacji zawartych w dokumentacji archiwalnej. Prace terenowe objęły 4 wytypowane otwory: Gorzów Wielkopolski IG-1, Gostynin 8, Łódź EC II-3 oraz Grudziądz 2. W przypadku wszystkich lokalizacji zaobserwowano jednoznaczne, trwałe ślady infrastruktury wiertniczej, co umożliwiło ich bezpośrednią identyfikację w terenie. Szczególną uwagę zwrócono na otwór Grudziądz 2, którego stan zachowania elementów powierzchniowych oceniono jako wyjątkowo dobry. Może to wskazywać na zachowanie równie korzystnego stanu technicznego w partiach głębszych, co czyni tę lokalizację szczególnie perspektywiczną w kontekście potencjalnych prac rekonstrukcyjnych.

Wyniki szczegółowej analizy zostały przedstawione w Załączniku 2 do niniejszego dokumentu.

10.1. Wstępna analiza finansowa możliwości wykorzystania istniejących („starych”) otworów wiertniczych do celów eksploatacji wód termalnych

W celu przeprowadzenia wstępnej analizy finansowej oraz oceny podstawowych parametrów efektywności ekonomicznej rekonstrukcji istniejących już otworów na potrzeby ciepłowni geotermalnej, przyjęto przeznaczenie zrekonstruowanego otworu w Gorzowie Wielkopolskim na otwór chłonny. Przyjęto optymistyczny i pesymistyczny scenariusz wyceny jego rekonstrukcji na podstawie zał. 1. W celu wyliczenia wyznaczników ekonomicznych umożliwiających porównanie opłacalności tego rozwiązania z oparciem funkcjonowania ciepłowni geotermalnej na nowym dublecie. Zmiany ceny otworu chłonnego wpłynęły bezpośrednio na pozostałe czynniki niezbędne do wyliczenia NPV, EMV oraz IRR dzięki czemu możliwym jest obiektywne porównanie wyników.

Tak jak w przypadku obliczeń wykonanych przy „nowym” dublecie założono, że nakłady inwestycyjne zostaną poniesione w całości w pierwszym roku (roku zerowym). Po zakończeniu tego etapu ciepłownia geotermalna rozpocznie działalność, ponosząc jedynie koszty eksploatacyjne oraz bieżącej konserwacji. Założono również, że instalacja będzie funkcjonować przez kolejne 25 lat, bez konieczności dodatkowych wydatków wykraczających poza przewidziany budżet na remonty, konserwację i naprawy bieżące. Przychody netto z eksploatacji obiektu oszacowano na podstawie sprzedaży energii "przy źródle", bez uwzględnienia strat ciepła i opłat przesyłowych, które mogą się znacząco różnić w zależności od uwarunkowań lokalnych. Dodatkowo obliczono średnią cenę funkcjonującej lokalnie ciepłowni wg aktualnej taryfy, w celu porównania Dla każdego z 25 lat funkcjonowania ciepłowni (od $i = 1$ do $n = 25$) sporządzono bilans finansowy, który został następnie zdyskontowany przy zastosowaniu indywidualnie obliczonej stopy dyskonta. Na tej podstawie obliczono wartość zaktualizowaną netto (**NPV**) dla całego okresu eksploatacji. Następnie określono czas zwrotu inwestycji, definiowany jako całkowita liczba lat, w których **NPV pozostaje ujemne** przynajmniej przez część danego roku. Końcowa wartość NPV dla 25. roku eksploatacji została wykorzystana w dalszych analizach finansowych – EMV (Tabela 63).

Tabela 63 Porównanie różnic w kluczowych parametrach ekonomicznych inwestycji wykorzystującej rekonstruowany otwór z inwestycją opartą na „nowym” dublecie

Gorzów Wielkopolski – jura dolna			
Gorzów Wielkopolski - Jura dolna	"Nowy dublet"	Scenariusz pesymistyczny	Scenariusz optymistyczny
Sprzedaż GJ rocznie [GJ]	350 602		
Nakłady inwestycyjne [zł]	57 873 270	55 183 919	51 683 919
Koszty operacyjne [zł]	28 784 717	28 784 717	28 784 717
Cena sprzedaży GJ z geotermii [zł]	99	98,73	97,73
Cena sprzedaży GJ z konwencjonalnych źródeł energii [zł]	156,67	156,67	156,67
redukcja ceny GJ [%]	36,81	36,97	37,61
WACC (nom) [%]	8,34	8,49	8,71
NPV [zł]	3 564 028	4 537 270	3 410 307
EMV [zł]	3 762 710	4 706 754	3 613 600
IRR [%]	9,06	9,47	9,51
Czas zwrotu [lata]	22	21	
Prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża wód termalnych [%]	97	97	97

W przypadku wykonania rekonstrukcji otworu należy zwrócić szczególną uwagę na możliwość zredukowania potencjalnych kosztów inwestycyjnych nawet o 10,7% przy utrzymaniu się kosztów operacyjnych na tym samym poziomie. Zmiana ta pozwala obniżyć cenę sprzedawanej energii o prawie 1,5% przy zachowaniu wartości obliczanych wyznaczników ekonomicznych na poziomie opłacalności. Wykorzystanie rekonstruowanego otworu może przyczynić się również do wcześniejszego zwrotu inwestycji (ok 1 roku). Różnice w wartościach wyznaczników ekonomicznych są ściśle związane z różnicą w wartościach czynników je kształtujących.

Zmiana kosztów inwestycyjnych zmienia montaż finansowy przedsięwzięcia zwiększając procentowy udział długów, co przy pozytywnym oprocentowaniu (1%) modyfikuje koszt kapitału. Korekcja kapitału wpływa również na jednostkowy koszt wytworzenia energii, który przekłada się bezpośrednio na cenę sprzedaży.

11. Podsumowanie

Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy wspólnie z Akademią Górniczo–Hutniczą w 2017 r. rozpoczął prace analityczne mające na celu wskazanie najbardziej perspektywicznych lokalizacji do budowy ciepłowni geotermalnych w obrębie geotermalnych zbiorników mezozoicznych Niżu Polskiego. W okresie 2017-2020r. wytypowano lokalizacje wśród miejscowości do 50 tys. mieszkańców, wypracowano również podstawy metodyki oceny miejscowości w zakresie możliwości zagospodarowania zasobów geotermalnych. Metodyka ta została wykorzystana również w obecnym etapie prac, które były prowadzone od 2023 do 2024 r. i miały na celu wskazać najbardziej perspektywiczne lokalizacje do budowy ciepłowni geotermalnych w obrębie geotermalnych zbiorników mezozoicznych wśród miast powyżej 50 tys. mieszkańców.

Taki dobór kryteriów jest kluczowy, ponieważ oznacza, że wszystkie analizowane lokalizacje posiadają już rozbudowane, scentralizowane sieci ciepłownicze. W związku z tym, celem analizy nie jest ocena możliwości budowy systemu od podstaw, lecz zbadanie potencjału zastąpienia istniejących, wysokoemisyjnych źródeł ciepła stabilną i czystą energią geotermalną. Przeprowadzona analiza stanowi zatem strategiczną podstawę do podejmowania decyzji inwestycyjnych w kontekście dekarbonizacji istniejącej infrastruktury ciepłowniczej, zgodnie z celami polityki klimatycznej kraju.

Niż Polski jako kluczowy obszar geotermalny z dominującą rolą zbiornika jurajskiego

Opracowanie potwierdza, że obszar Niżu Polskiego dysponuje **największymi i najlepiej udokumentowanymi zasobami wód termalnych w Polsce**. Szczegółowe analizy wskazują, że **najbardziej perspektywiczny jest zbiornik geotermalny jury dolnej (lias)**, który charakteryzuje się najkorzystniejszymi i najbardziej przewidywalnymi parametrami hydrogeologicznymi na dużej części Niżu, co czyni go głównym celem inwestycji. Mniejszy, lecz wciąż istotny potencjał, wykazuje **zbiornik geotermalny kredy dolnej**, który jest mniej perspektywiczny, ale lokalnie, w obszarach o sprzyjających parametrach, również może być brany pod uwagę. Z kolei **zbiornik triasu dolnego** jest wciąż słabo rozpoznany, co utrudnia wiarygodną ocenę jego potencjału. Mimo że z pewnością istnieją w nim lokalizacje o korzystnych parametrach, to największymi wyzwaniami w jego obrębie są zdiagnozowana **wysoka mineralizacja wód oraz stosunkowo niskie wydajności**, co podnosi ryzyko techniczne i koszty eksploatacji. To zróżnicowane, ale stosunkowo dobre rozpoznanie wskazanych zbiorników geotermalnych sprawia, że ryzyko geologiczne inwestycji na Niżu Polskim jest niższe niż w innych regionach kraju.

Potencjał geotermalny jako filar miejskiej transformacji energetycznej

To właśnie w tym perspektywicznym regionie jakim jest Niż Polski, wyniki kompleksowej analizy jednoznacznie wskazują, że największy potencjał dla rozwoju projektów geotermalnych wykazują lokalizacje takie jak **Płock, Łódź, Pabianice, Włocławek, Zgierz, Szczecin, Bydgoszcz, Warszawa i Poznań**. Dla tych miast, uzależnionych od paliw kopalnych, geotermia stanowi stabilne, zeroemisyjne i lokalne źródło energii. Jej wykorzystanie jest kluczowe dla walki ze smogiem, poprawy jakości życia oraz stabilizacji cen ciepła. Należy przy tym podkreślić, że **wymienione miasta, choć wykazują najwyższy potencjał według przyjętej metodyki, nie stanowią zamkniętej listy**. Istnieje szereg innych lokalizacji na Niżu Polskim, w których, po przeprowadzeniu szczegółowych analiz lokalnych, inwestycje geotermalne mogą okazać się równie uzasadnione i rentowne.

Analiza wykazała, że kluczowym czynnikiem sukcesu ekonomicznego inwestycji jest **zapewnienie jak największego obciążenia instalacji geotermalnej w ciągu całego roku**. Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania jest wysoce sezonowe, podczas gdy kosztowna instalacja geotermalna generuje stałe koszty i powinna pracować bez przerwy. Dlatego jej synergia z innymi sektorami jest nie tylko szansą, ale często warunkiem opłacalności. Identyfikacja i podłączenie do sieci stałych, całorocznych odbiorców ciepła – takich jak **kompleksy rekreacyjne (aquaparki), hotele, duże obiekty handlowe czy zakłady przemysłowe** – pozwala na efektywne zagospodarowanie produkowanej energii w sezonie letnim i maksymalizację przychodów z inwestycji.

Konieczność nowych inwestycji wiertniczych

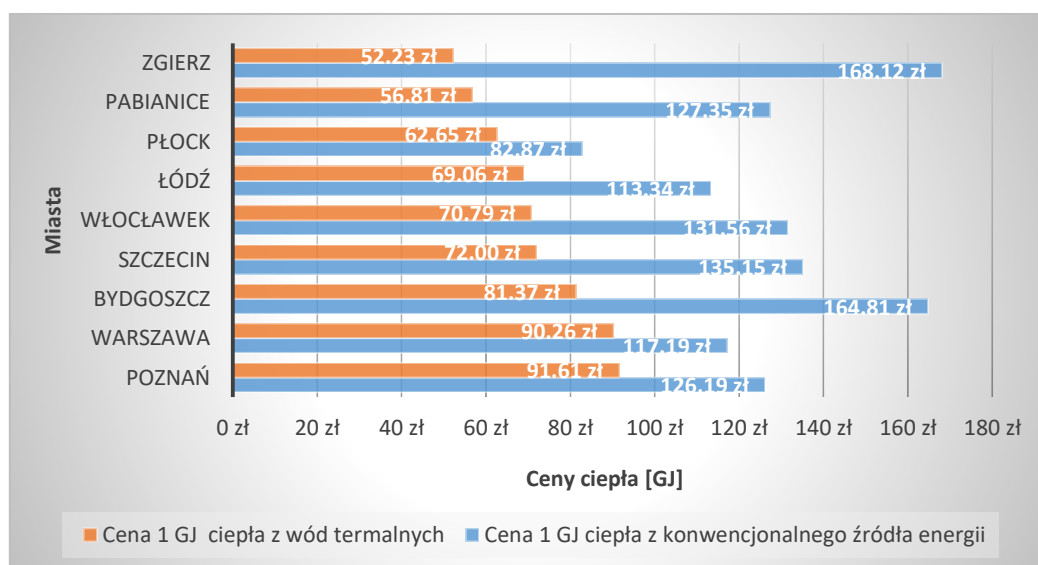
W ramach analizy zbadano możliwość adaptacji starych otworów wiertniczych. Niestety, **wyniki analizy ekonomicznej wykazały, że takie przedsięwzięcia są w większości przypadków nieopłacalne**. Wysokie koszty rekonstrukcji, ryzyko techniczne oraz nieoptymalna lokalizacja sprawiają, że **budowa nowych, precyzyjnie zaprojektowanych ujęć geotermalnych jest rozwiązaniem bardziej racjonalnym**.

Efektywność ekonomiczna w perspektywie długoterminowej

Projekty geotermalne, mimo wyższego progu inwestycyjnego (CAPEX), w całym cyklu życia instalacji są znacznie korzystniejsze od ciepłowni konwencjonalnych. Ich kluczową przewagą są **niemal zerowe i przewidywalne koszty operacyjne (OPEX)**, w przeciwieństwie do ciepłowni węglowych czy gazowych, obciążonych rosnącymi kosztami zakupu uprawnień do emisji CO₂ oraz niestabilnością cen paliw.

Tańsze i stabilne ciepło dla odbiorców

Najważniejszą społeczną konsekwencją wykorzystania geotermii jest **perspektywa niższych i stabilnych rachunków za ciepło dla mieszkańców**. Po okresie amortyzacji inwestycji, koszty produkcji ciepła geotermalnego stają się jednymi z najniższych na rynku. To w praktyce oznacza ochronę domowych budżetów przed szokami cenowymi i zagrożeniem ubóstwem energetycznym (Rysunek 60).



Rysunek 60 Porównanie cen ciepła ze źródeł konwencjonalnych i wód termalnych

Choć geotermia generalnie cieszy się wysoką akceptacją społeczną, dla prowadzenia konkretnych projektów **konieczne jest prowadzenie systematycznych badań opinii publicznej** na poziomie lokalnym. Pozwolą one zdiagnozować realny poziom wiedzy, zidentyfikować ewentualne obawy mieszkańców oraz zrozumieć, które argumenty za inwestycją są dla nich najważniejsze. Dopiero na podstawie wyników takich badań możliwe jest **stworzenie skutecznej, ukierunkowanej strategii informacyjnej i edukacyjnej, która będzie realnie służyć dalszej poprawie i utrzymaniu wysokiej akceptacji społecznej** na wszystkich etapach realizacji projektu. W tym celu zarówno w pierwszym etapie prac (2017-2020), jak i w drugim (2023-2024) przeprowadzono badania ankietowe akceptacji dla rozwoju geotermii w wytypowanych lokalizacjach. Wyniki ankiety dostarczyły ogólnej wiedzy na temat nastawienia poszczególnych samorządów lokalnych w obrębie obszaru badań do ewentualnego zagospodarowania wód termalnych na obszarze swojego miasta. Samorządy lokalne wykazują zainteresowanie wykorzystaniem zasobów wód termalnych, jednak nie posiadają wystarczającej wiedzy i środków do realizacji takich przedsięwzięć. Z udzielonych odpowiedzi wybrzmiewa konieczność ścisłej współpracy organów ustawodawczych, instytucji naukowo-badawczych oraz praktyków w dziedzinie geologii, hydrogeologii i geotermii. Przedstawiciele miast oczekują łatwego dostępu do specjalistycznej wiedzy, ułatwienia procedur związanych z podejmowaniem inwestycji geotermalnych oraz łatwiejszego dostępu do informacji na temat programów wsparcia finansowego. W związku z tym **należy rozważyć zwiększenie w tym zakresie działalności doradczo-informacyjnej dla jednostek samorządu terytorialnego prowadzonej przez Państwową Służbę Geologiczną.**

Kluczowe bariery rozwojowe i potrzeba dalszych działań

Mimo ogromnego potencjału, analiza wskazuje na fundamentalne bariery. Są to: **(1) bardzo wysokie koszty początkowe**, często przekraczające możliwości finansowe samorządów; **(2) wysoka mineralizacja wód**, powodująca korozję i kolmatację; oraz **(3) nieprzystosowanie istniejących, wysokotemperaturowych sieci ciepłowniczych** do efektywnej pracy ze źródłem geotermalnym. Konieczna jest zatem modernizacja sieci w kierunku systemów niskotemperaturowych oraz prowadzenie dalszych badań nad technologiami antykorozyjnymi.

Wyzwania rynkowe i rola sektora Oil & Gas

Autorzy pragną zwrócić uwagę na aktualną dynamikę rynkową. **Duże zainteresowanie inwestycjami geotermalnymi wśród samorządów, wsparte znaczącymi środkami finansowymi z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, prowadzi do powstawania zatorów w realizacji projektów.** Główną przyczyną jest **ograniczona liczba wyspecjalizowanych firm wiertniczych** zdolnych do realizacji głębokich otworów geotermalnych. W ocenie autorów, **zaangażowanie w geotermię inwestorów prywatnych oraz firm z sektora Oil & Gas, dysponujących odpowiednim sprzętem, technologią i doświadczeniem, mogłoby zdynamizować rozwój tej branży.** Taka współpraca nie tylko zwiększyłaby moce wykonawcze i przyspieszyła realizację wierceń, ale również wprowadziłaby do sektora dodatkowy kapitał i know-how.

- **Opracowanie metodyki wyceny złóż geotermalnych:** W ocenie autorów, istnieje **pilna potrzeba opracowania i wdrożenia standardu wyceny wartości złoża wód termalnych**. W odróżnieniu od innych kopalin, taki mechanizm w Polsce dotychczas nie istnieje. Stworzenie takiej metodyki pozwoliłoby traktować **udokumentowane złoża jako wkład własny (aport)** w procesie pozyskiwania finansowania, co znacząco obniżyłoby próg wejścia dla samorządów i inwestorów.
- **Potrzeba kompleksowego wsparcia i uproszczenia procedur:** Istnieje **pilna potrzeba stworzenia kompleksowych mechanizmów wsparcia dla inwestycji geotermalnych**, które wykraczają poza dotacje do pierwszego otworu i obejmują cały proces inwestycyjny. Równie istotne jest **uproszczenie procedur administracyjnych**, aby radykalnie **skrócić czas realizacji projektu od pomysłu do sprzedaży ciepła**.
- **Zintegrowane planowanie (energetyka i rekreacja):** Rekomenduje się, aby przyszłe studia wykonalności dla wytypowanych lokalizacji od początku uwzględniały podwójny potencjał – energetyczny i rekreacyjno-leczniczy.
- **Rozszerzenie zastosowań o sektor rolno-hodowlany:** Aby w pełni wykorzystać potencjał geotermalny kraju, należy zwrócić uwagę na zasoby o niższych temperaturach, do których w szczególności predysponowany jest **zbiornik kredy dolnej**. Jego potencjał powinien być aktywnie kierowany do zastosowań **w nowoczesnym rolnictwie i hodowli** (np. ogrzewanie szklarni, akwakultura).
- **Akceptacja społeczna i edukacja:** Geotermia cieszy się wysoką akceptacją społeczną, którą należy wzmacniać poprzez szeroko zakrojone działania edukacyjne na temat samego procesu i płynących z niego korzyści.

Podsumowując, świadome i strategiczne wykorzystanie zasobów geotermalnych na Niżu Polskim nie jest już kwestią wyboru, lecz koniecznością i ogromną szansą rozwojową. To inwestycja w czyste powietrze, w niezależność energetyczną polskich miast oraz w budowę nowego, innowacyjnego sektora gospodarki, który zapewni mieszkańcom dostęp do ekologicznego i taniego ciepła.

12. Spis literatury

- [1] Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (DZ.U.2024.1290, t.j.), 2011.
- [2] M. Socha red., *Ocena potencjału energetycznego i surowcowego wód termalnych i leczniczych termalnych w wybranych obszarach zurbanizowanych wraz z analizą geośrodowiskowych uwarunkowań ich zagospodarowania*, M. Socha, Red., Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2020.
- [3] R. Dadlez, „Epikontynentalne baseny permu i mezozoiku w Polsce,” *Kwartalnik Geologiczny*, tom 33, pp. 175-198, 2 1989.
- [4] P. H. Karnkowski, „Regionalizacja tektoniczna Polski: Niż Polski,” *Przegląd Geologiczny*, nr 56, pp. 895-903, 2008.
- [5] A. Richling, J. Solon, A. Macias, J. Balon, J. Borzykowski i M. Kistowski, red., "Regionalna geografia fizyczna Polski", Poznań: Bogucki Wyd. Naukowe, 2021.
- [6] P. Aleksandrowski, „Prowincje tektoniczne Polski 1:5 000 000,” w *Atlas Geologiczny Polski*, J. Nawrocki i A. Becker, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2017.
- [7] A. Żelaźniewicz, P. Aleksandrowski, Z. Buła, P. H. Karnkowski, A. Konon, N. Oszczytko, A. Ślęczka, J. Żaba i K. Żytko, Regionalizacja tektoniczna Polski, Wrocław: Komitet Nauk Geologicznych Polska Akademia Nauk, 2011.
- [8] G. Pieńkowski i R. Kramarska, „Mapa geologiczna Polski bez utworów kenozoiku 1: 2 500 000,” w *Atlas geologiczny Polski*, J. Nawrocki i A. Becker, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2017.
- [9] M. Narkiewicz i R. Dadlez, „– Geologiczna regionalizacja Polski – zasady ogólne i schemat podziału w planie podkenozoicznym i podpermskim,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 391-397, 5 2008.
- [10] A. Bodzioch, H. Hagdorn, M. Matysik, M. Stachacz i J. Szulc, „Warunki i paleośrodowiska sedymentacji i diagenety węglanowego basenu środkowotriasowego na przykładzie osadów wapienia muszlowego Śląska Opolskiego,” w *Polska Konferencja Sedymentologiczna POKOS 7*, Góra Świętej Anny, 2018.
- [11] A. Becker i J. Szulc, „Trias 1:5 000 000,” w *Atlas geologiczny Polski*, J. Nawrocki i A. Becker, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2017.
- [12] A. Szyperko-Teller, H. Senkowiczowa i M. Kuberska, „Trias dolny (pstry piaskowiec),” w *Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce - Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, tom 153, S. Marek i M. Pajchłowa, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 1997, pp. 83-132.
- [13] W. Mizerski i S. Orłowski, *Geologia historyczna dla geografów*, Warszawa: Wydawnictwa Naukowe PWN, 2005.
- [14] W. Górecki, *Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznych na niżu Polskim*, Kraków: Akademia Górniczo-Hutnicza, 2006.
- [15] A. Szyperko - Śliwczyńska, „Trias dolny w północno-wschodniej Polsce,” w *Prace Instytutu Geologicznego*, tom 91, Warszawa, Instytut Geologiczny, 1979, pp. 1-77.
- [16] A. Szyperko - Teller, „Litostratygrafia pstręgo piaskowca na Pomorzu Zachodnim,” *Kwartalnik Geologiczny*, tom 2, pp. 341-368, 1982.

- [17] S. Marek, „Kreda dolna. Litostratygrafia i litofacje. Formalne i nieformalne jednostki litostratygraficzne,” w *Epikontynentalny perm i mezozoik - Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, tom 153, S. Marek i M. Pajchłowa, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny, 1997, pp. 351-360.
- [18] A. Szyperko - Teller, „Trias dolny,” w *Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża - Prace Instytutu Geologicznego*, A. Raczyńska, Red., Warszawa, Instytut Geologiczny, 1987, pp. 81-93.
- [19] I. Gajewska, „Paleomiąższość i litofacje wapienia muszlowego i kajpru dolnego oraz paleotektonika triasu środkowego na Niżu Polskim,” *Kwartalnik Geologiczny*, tom 32, pp. 73-82, 1988.
- [20] H. Senkowiczowa i A. Szyperko-Śliwczynska, „Stratygrafia i paleogeografia triasu,” *Biuletyn Instytutu Geologicznego*, pp. 133-151, 1972.
- [21] I. Gajewska, „Trias środkowy (wapień muszlowy-kajper dolny). Litostratygrafia i litofacje. Sedymentacja, paleogeografia i paleotektonika,” *Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce - Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 144-150, 1997.
- [22] M. Sikorska-Jaworska i K. Jaworski, „Charakterystyka petrograficzna i sedymentologiczna osadów wapienia muszlowego,” *Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce - Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 136-144, 1997.
- [23] H. Senkowiczowa, „Trias pozakarpcki,” w *Budowa geologiczna Polski. Stratygrafia. Mezozoik*, tom 1, S. Sokołowski, Red., Warszawa, Wydawnictwa Geologiczne, 1973, pp. 20-26.
- [24] I. Gajewska, „Trias górny. Kajper. Litostratygrafia i litofacje. Sedymentacja, paleogeografia i paleotektonika,” w *Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce - Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, tom 153, S. Marek i M. Pajchłowa, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny, 1997, pp. 166-172.
- [25] J. Szulc, „Middle Triassic evolution of the northern Peri-Tethys area as influenced by early opening of the Tethys ocean,” *Ann. Soc. Geol. Polon*, pp. 1-48, 2000.
- [26] K. Narkiewicz i J. Szulc, „Controls on migration of conodont fauna in peripheral oceanic areas. An example from the Middle Triassic of the Northern Peri-Tethys,” *Geobios*, pp. 425-436, 4 2004.
- [27] Z. Deczkowski, „Budowa geologiczna pokrywy permsko-mezozoicznej i jej podłoża we wschodniej części monokliny przedsudeckiej (obszar kalisko-częstochowski),” w *Prace Instytutu Geologicznego*, tom 82, Warszawa, Instytut Geologiczny, 1977, pp. 197-2010.
- [28] W. Grocholski, „Budowa geologiczna podkenozoicznego podłoża Wielkopolski,” w *Przewodnik 62 Zjazdu Polskiego Towarzystwa Geologicznego*, Poznań, 1991.
- [29] Z. Deczkowski i M. Franczyk, „Paleomiąższość, litofacje i paleotektonika noryku i retyku na Niżu Polskim,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 93-104, 1 1988.
- [30] R. Dadlez i J. Kopik, „Problem retyku w zachodniej Polsce na tle profilu w Książu Wielkopolskim,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 131-158, 1 1963.
- [31] R. Dadlez, „Odpowiedniki warstw połomskich liasu częstochowskiego w zachodnim obrzeżeniu Gór Świętokrzyskich,” *Kwartalnik Geologiczny*, nr 6, pp. 447-459, 3 1962.
- [32] S. Z. Różycki, „Dolna jura południowych Kujaw,” *Biuletyn Instytutu Geologicznego*, pp. 1-99, 1958.
- [33] R. Dadlez, „Retyk i jura dolna,” w *Ropo- i gazonośność obszaru warszawskiego na tle budowy geologicznej - Prace geostrukturalne Instytutu Geologicznego*, tom Część I, Warszawa, Instytut Geologiczny, 1970, pp. 64-68.
- [34] G. Pieńkowski, „The first Early Jurassic ammonite find in central Poland,” *Volumina Jurassica*, tom 12, pp. 99-104, 1 2014.

- [35] A. Feldman - Olszewska, G. Pieńkowski i A. Wierzbowski, „Jura,” w *Atlas geologiczny Polski*, J. Nawrocki i A. Becker, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2017.
- [36] R. Dadlez, „Jura,” w *Tabela stratygraficzna Polski - Polska pozakarpacka*, R. Wagner, Red., Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2008.
- [37] G. Pieńkowski, „The epicontinental Lower Jurassic of Poland,” *Polish Geological Institute Special Papers*, pp. 5-154, 2004.
- [38] W. Górecki, M. Hajto, W. Strzetelski i A. Szczepański, „Dolnokredowy oraz dolnojurański zbiornik wód geotermalnych na Niżu Polskim,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 589-593, 7 2010.
- [39] K. Dayczak - Calikowska i W. Moryc, „Rozwój basenu sedymentacyjnego i paleotektonika jury środkowej na obszarze Polski,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 117-136, 1 1988.
- [40] A. Feldman - Olszewska, „Depositional architecture of the Polish epicontinental Middle Jurassic basin,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 491-508, 4 1997.
- [41] A. Feldman - Olszewska, „Jura,” w *Atlas paleogeograficzny epikontynentalnego permu i mezozoiku w Polsce. Skala 1:2 500 000*, R. Dadlez, S. Marek i J. Pokorski, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 1998.
- [42] K. Dayczak - Calikowska, „Jura środkowa. Litostratygrafia i litofacje. Sedymentacja, paleogeografia, paleotektonika,” *Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce - Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 269-282, 1997.
- [43] J. Kopik, „Lower to Middle Jurassic of the north-eastern margin of the Upper Silesian Coal Basin,” *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 386-402, 1998.
- [44] P. Leonowicz, „The significance of mudstone fabric combined with palaeoecological evidence in determining sedimentary processes - an example from the Middle Jurassic of southern Poland,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 243-260, 2 2013.
- [45] P. Leonowicz, „Nearshore transgressive black shale from the Middle Jurassic shallow-marine succession from southern Poland,” *Facies*, tom 2570, 2016.
- [46] B. Matyja i A. Wierzbowski, „Ammonites and stratigraphy of the uppermost Bajocian and Lower Bathonian between Częstochowa and Wieluń, Central Poland,” *Acta Geologica Polonica*, pp. 191-209, 2 2000.
- [47] B. Matyja i A. Wierzbowski, „Biostratygrafia amonitowa formacji częstochowskich iłów rudonośnych (najwyższy bajo – górny baton) z odsłoneń w Częstochowie,” *Volumina Jurassica*, pp. 3-6, 1 2003.
- [48] M. Zatoń, L. Villier i M. A. Salamon, „Signs of predation in the Middle Jurassic of south-central Poland: evidence from echinoderm taphonomy,” *Lethaia*, pp. 97-199, 2 2007.
- [49] S. B. Różycki, „Górny dogger i dolny malm jury krakowsko-częstochowskiej (opis odsłoneń),” *Prace Instytutu Geologicznego*, 1953.
- [50] T. Niemczycka i W. Brochwicz - Lewiński, „Rozwój górnójurańskiego basenu sedymentacyjnego na Niżu Polskim,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 137-156, 1 1988.
- [51] T. Niemczycka, „Litofacje jury środkowej i dolnego oksfordu obszaru radomsko-lubelskiego,” *Acta Geologica Polonica*, pp. 485-501, 4 1978.
- [52] T. Niemczycka, „Litostratygrafia osadów jury górnej na obszarze lubelskim,” *Acta Geologica Polonica*, pp. 569-602, 4 1976.
- [53] K. Malinowska, „Paleozoogeography and paleoecology of the Lower Kimmeridgian of Poland,” *Biuletyn Polskiej Akademii Nauk. Nauki Geologiczne*, pp. 168-173, 1986.

- [54] „Jura górna na obszarze wschodniej Polski (między Wisłą a Bugiem),” *Prace Instytutu Geologicznego*, 1976.
- [55] A. Wilczyński , „Stratygrafia górnej jury w Czarnogłowach i Świętoszewie,” *Acta Geologica Polonica*, pp. 3-112, 1962.
- [56] J. Dembowska, „Perm i mezozoik niecki pomorskiej,” *Prace Instytutu Geologicznego*, pp. 78-87, 1976.
- [57] J. Dembowska, „Systematyzowanie litostratygrafii jury górnej w Polsce północnej i środkowej,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 617-630, 3 1979.
- [58] J. Dembowska, „Portland na Niżu Polskim,” *Prace Instytutu Geologicznego*, 1973.
- [59] R. Dadlez , Red., *Mapa tektoniczna cechsztyńsko-mezozoicznego kompleksu strukturalnego na Niżu Polskim*, Warszawa: Instytut Geologiczny, 1980.
- [60] T. Niemczycka, „Osady kimerydu i wołgu na antyklinie Lipna,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 275-286, 2 1983.
- [61] T. Niemczycka , „Jura górna na obszarze wschodniej Polski,” *Prace Instytutu Geologicznego*, 1976.
- [62] W. Pożaryski, „Zarys stratygrafii i paleogeografii kredy na Niżu Polskim,” *Prace Instytutu Geologicznego*, tom 2, pp. 377-417, 1960.
- [63] K. Leszczyński i T. Malata, „Kreda 1: 5 000 000,” w *Atlas geologiczny Polski*, J. Nawocki i A. Becker, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2017.
- [64] S. Marek, „Zarys stratygrafii kredy dolnej Kujaw,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 139-159, 1 1969.
- [65] S. Marek, „Paleomiąższości, litofacje i paleotektonika epikontynentalnej kredy dolnej w Polsce,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 157-174, 1 1988.
- [66] A. Raczyńska, „Stratygrafia i rozwój litofacjalny młodszej kredy dolnej na Niżu Polskim,” *Prace Instytutu Geologicznego*, 1979.
- [67] K. Leszczyński, „The Lower Cretaceous depositional architecture and sedimentary cyclicity in the Mid-Polish Trough,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 509-520, 4 1997.
- [68] W. Strzetelski, „Zbiornik dolnokredowy,” w *Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego*, W. Górecki, Red., Kraków, Akademia Górniczo-Hutnicza, 1990.
- [69] S. Jucha i W. Strzetelski, „Geological characterisation of geothermal aquifers of the Polish Lowlands,” w *Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego*, W. Górecki, Red., Kraków, Akademia Górniczo-Hutnicza, 1990.
- [70] W. Górecki, Red., „Klasyfikacja, metodyka i wstępna ocena zasobów wód i energii geotermalnej w zbiornikach dolnojurańskim i dolnokredowym,” w *Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego*, Kraków, Akademia Górniczo-Hutnicza, 1990.
- [71] M. Jaśkowiak - Schoenneichowa i A. Krassowska, „Paleomiąższości, litofacje i paleotektonika epikontynentalnej kredy górnej w Polsce,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 177-197, 1 1988.
- [72] A. Krassowska, „Kreda górna. Litostratygrafia i litofacje. Sedymentacja, paleogeografia,” *Epikontynentalny Perm i Mezozoik - Prace Instytutu Geologicznego*, pp. 386-402, 2 1997.
- [73] K. Leszczyński, „The Upper Cretaceous carbonate-dominated sequences of the Polish Lowlands,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 523-532, 4 1997.
- [74] K. Leszczyński, „Rozwój litofacjalny późnej kredy Niżu Polskiego,” *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 33-54, 2010.
- [75] K. Leszczyński, „The internal geometry and lithofacies pattern of the Upper Cretaceous-Danian sequence in the Polish Lowlands,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 363-386, 2 2012.

- [76] K. Pożaryska, „Foraminifera and biostratigraphy of the Danian and Montian in Poland.,” *Paleontological Polonica*, 1965.
- [77] S. Cieśliński i M. Jaskowiak, „Kreda górna. Niecka szczecińska i monoklina przedsudecka”, w *Budowa geologiczna Polski T. I, cz. 2.*, Warszawa, Wyd. Geol., 1973.
- [78] E. Stupnicka, *Geologia Regionalna Polski*, Warszawa: Uniwersytet Warszawski, 2013.
- [79] R. Ney i J. Sokołowski, „Wody geotermalne Polski i możliwości ich wykorzystania,” *Nauka Polska*, 1987.
- [80] J. Sokołowski, „Możliwości wykorzystania wód geotermalnych dla uzupełnienia bilansu energetycznego Polski.,” w *Materiały konferencyjne*, Wołomin, 1987.
- [81] W. Górecki, *Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego - Objaśnienia tekstowe*, W. Górecki, Red., Kraków: Akademia Górniczo-Hutnicza, 1990.
- [82] W. Górecki, *Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim*, W. Górecki, Red., Kraków: Akademia Górniczo-Hutnicza; Towarzystwo Geosynoptyków "GEOS", 1995.
- [83] A. Sadurski i B. Paczyński, Redaktorzy, „Typy genetyczne i chemiczne wód podziemnych,” w *Hydrogeologia Regionalna Polski*, tom 1, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2007, pp. 25-38.
- [84] J. Dowgiałło i Z. Nowicki, „Ocena „wieku” wód podziemnych na podstawie wybranych metod izotopowych,” *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego - Hydrogeologia*, pp. 61-77, 1999.
- [85] A. Szczepański, „Warunki hydrogeologiczne dolnojurańskiego i dolnokredowego zbiornika geotermalnego.,” w *Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego*, W. Górecki, Red., Kraków, Akademia Górniczo-Hutnicza, 1990.
- [86] A. Szczepański, „Zbiornik dolnokredowy – warunki hydrotermalne,” w *Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim*, W. Górecki, Red., Kraków, Akademia Górniczo-Hutnicza, 1995.
- [87] L. Bojarski, *Atlas hydrochemiczny i hydrodynamiczny paleozoiku i mezozoiku oraz ascenzyjnego zasolenia wód podziemnych na Niżu Polskim 1:1 000 000*, L. Bojarski, Red., Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny, 1996.
- [88] A. Haładus i B. Reicher, „Warunki hydrogeologiczne dolnokredowego zbiornika wód geotermalnych.,” w *Możliwości wykorzystania wód geotermalnych w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem synklinorium mogileńsko-łódzkiego*, Ślesin, 1990.
- [89] M. Hajto, *Baza zasobowa wód termalnych na Niżu Polskim – geologiczne i hydrogeologiczne uwarunkowania lokalizacji obszarów perspektywicznych*. Geologia, tom 34, Kraków: Akademia Górniczo-Hutnicza, 2008.
- [90] „<https://spd.pgi.gov.pl/PSH/>,” [Online].
- [91] M. Socha, J. Sokołowski, A. Felter i J. Stozek, „Charakterystyka występowania wód termalnych w regionie aglomeracji warszawskiej oraz wstępna ocena możliwości ich zagospodarowania,” *Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, tom 2, pp. 17-31, 2016.
- [92] A. Barbacki i W. Bujakowski, „Wstępne rozpoznanie wód termalnych w rejonie Warszawy.,” *Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, pp. 5-15, 2010.
- [93] J. Sokołowski i L. Skrzypczyk, „Wody podziemne zaliczone do kopalin,” w *Bilans Zasobów Złóż Kopalin w Polsce*, M. Szuflicki, A. Malon i M. Tyimiński, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2022, pp. 496-514.
- [94] L. Bojarski, Z. Płochniewski i J. Stachowiak, „Wody termalne na Niżu Polskim,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 657-674, 3 1976.

- [95] J. Dowgiałło i B. Paczyński, „Podział regionalny wód leczniczych Polski,” w *Ocena zasobów dyspozycyjnych wód potencjalnie leczniczych. Poradnik metodyczny*, B. Paczyński, Red., Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny, 2002, pp. 17-23.
- [96] S. Witczak, I. Kania i E. Kmiecik, Katalog wybranych fizycznych i chemicznych wskaźników zanieczyszczeń wód podziemnych i metod ich oznaczania, Warszawa: Inspekcja Ochrony Środowiska, 2013.
- [97] L. Bojarski i A. Sadurski, „Wody podziemne głębokich systemów krążenia na Niżu Polskim,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 587-595, 7 2000.
- [98] W. Strzetelski, „Zbiornik dolnojurański,” w *Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego*, W. Górecki, Red., Kraków, Akademia Górniczo-Hutnicza, 1995.
- [99] B. Tomaszewska, W. Bujakowski i A. P. Barbacki, „Zbiornik geotermalny jury dolnej w rejonie Kleszczowa,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 603-608, 7 2010.
- [100] T. Szklarczyk i A. Adamczyk, „Warunki hydrogeologiczne dolnojurańskiego zbiornika geotermalnego,” w *Możliwości wykorzystania wód geotermalnych w Polsce*, Ślesin, 1990.
- [101] A. Kozłowska i M. Kuberska, „Diogeneza a porowatość piaskowców jury dolnej na Niżu Polskim,” *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 39-60, 2014.
- [102] A. Sowizdżał, Zasoby geotermalne warstw wodonośnych dolnej jury w niecce szczecińskiej. Geologia, 2/1 red., tom 35, Kraków: Akademia Górniczo-Hutnicza, 2009, pp. 213-221.
- [103] A. Sowizdżał, „Perspektywy wykorzystania zasobów wód termalnych jury dolnej z regionu niecki szczecińskiej (północno-zachodnia Polska) w ciepłownictwie, balneologii i rekreacji,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 613-621, 7 2010.
- [104] A. Sowizdżał, Potencjał geotermalny niecki szczecińskiej, Kraków: Akademia Górniczo-Hutnicza, 2012.
- [105] A. Sowizdżał, „Potencjał geotermalny zbiorników mezozoicznych Niżu Polskiego do produkcji energii elektrycznej,” *Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, pp. 105-115, 2016.
- [106] K. JJ, B. AA, J. MM, N. AA i K. HH, *Dokumentacja hydrogeologiczna zasobów wód podziemnych w utworach czwartorzędowych, trzeciorzędowych i triasowych rejonu Niecki Wrocławskiej (II etap) z uwzględnieniem GZWP*, Wrocław: Przedsiębiorstwo Geologiczne "Proxima" S.A., 1996.
- [107] J. Verhoogen, *Energetics of the Earth*, Washington: National Academy of Sciences, 1980.
- [108] K. Chmura i M. Chudek, *Geotermomechanika górnicza*, Wydawnictwo Supplement, 2000.
- [109] H. Gupta i S. Roy, *Geothermal energy: An alternative resource for the 21st century*, Elsevier, 2007.
- [110] S. Plewa, „Wyniki badań petrofizycznych własności skał,” w *Prace Geologiczne Polskiej Akademii Nauk*, tom 105, Warszawa, Polska Akademia Nauk, 1977.
- [111] M. Plewa i S. Plewa, *Petrofizyka*, Warszawa: Wydawnictwa Geologiczne, 1992.
- [112] J. Szewczyk, „Geofizyczne i hydrogeologiczne warunki pozyskiwania energii geotermicznej w Polsce,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 566-573, 1 2010.
- [113] S. Plewa, Rozkład parametrów geotermalnych na obszarze Polski., Kraków: Wydawnictwo CPPGSMiE Polskiej Akademii Nauk, 1994.
- [114] A. Porowski, „Geothermal potential of the eastern part of the Outer Carpathians inferred from geochemical and isotopic studies of mineralized and thermal waters. SE Poland,” w *Hydrogeology Journal XXXVIII IAH*, Kraków, 2010.

- [115] J. Szewczyk i M. Hajto, „Strumień cieplny a temperatury wgłębne na obszarze Niżu Polskiego,” w *Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim*, W. Górecki, Red., Kraków, Akademia Górniczo-Hutnicza, 2006, pp. 143-146.
- [116] J. Szewczyk, D. Gientka i M. Wróblewska, *Mapa gęstości strumienia ciepłego na obszarze Polski*, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2008.
- [117] J. Szewczyk i D. Gientka, „Terrestrial heat flow density in Poland – a new approach,” *Geological Quarterly*, pp. 125-140, 1 2009.
- [118] A. Guterch, R. Materzok, J. Pajchel i E. Perchuć, „Sejsmiczna struktura skorupy ziemskiej wzdłuż VII profilu międzynarodowego w świetle badań metodą głębokich sondowań sejsmicznych,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 153-163, 4 1975.
- [119] J. Majorowicz, „Analiza pola geotermicznego Polski na tle Europy ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień tektonofizycznych i hydrogeotermalnych,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 135-143, 3 1977.
- [120] J. Kapuściński, N. Stanisław, P. Długosz, H. Biernat, A. Bentkowski, L. Zawisza, J. Macuda i K. Bujakowska, *Zasady i metodyka dokumentowania zasobów wód termalnych i energii geotermalnej oraz sposoby odprowadzania wód zużytych*, Warszawa: Ministerstwo Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa, 1997.
- [121] P. Dziadzio, Ł. Białczak, W. Bujakowski, P. Dowżenko, D. Kamionka, B. Kępińska, J. Kotyza, B. Kuś, W. Luboń, E. Majer, A. Mendel, T. Miecznikowski, M. Miecznik, G. Pełka, G. Ryżyński, P. Smaczna - Zmuda, M. Socha, W. Stańczuk, B. Tomaszewska, A. Wójcicki, P. Wróbel i M. Żeruń, *Wieloletni Program Rozwoju WYkorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce*, Warszawa: Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2021.
- [122] W. Górecki, „Metodyka oceny zasobów energii wód geotermalnych w Polsce. Ekspertyza 12/93 MOSZNiL,” Arch. ZSE AGH, Kraków, 1993.
- [123] W. Górecki, „Określenie odnawialnych zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim. Sprawozdanie z wykonania projektu badawczego KBN nr 901279101,” Arch., ZSE AGH, Kraków, 1994.
- [124] W. Górecki, *Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim*, Kraków: Towarzystwo Geosynoptyków „Geos”, 1995.
- [125] W. Górecki i M. Hajto, *Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich*, W. Górecki, Red., Kraków: KSE AGH, 2011.
- [126] W. Górecki i A. Sowizdzał, *Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego*, W. Górecki, Red., Kraków: „2012”, Kraków: KSE AGH, 2012.
- [127] W. Górecki i M. Hajto, *Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim - formacje paleozoiku*, W. Górecki, Red., Kraków, 2006.
- [128] V. E. McKelvey, „Mineral resource estimates and public policy,” *American Scientist*, pp. 32-40, 1972.
- [129] „www.polskawliczbach.pl,” [Online].
- [130] „Rejestr średnich źródeł spalania paliw,” 2024. [Online]. Available: <http://mcp.kobize.pl/>.
- [131] *Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów*, Warszawa, 2020.
- [132] J. Motyka, „A conceptual model of hydraulic networks in carbonate rocks, illustrated by examples from Poland,” *Hydrogeology Journal*, tom 6, pp. 469-482, 1998.
- [133] *Polska Norma 1283*, Warszawa, 2024.

- [134] D. L. Parkhurst i C. A. Apello, „User's guide to Phreeqc (version 2) – a computer program for speciation, batch-reaction, one dimensional transport and inverse geochemical calculations,” *Water - Resources Investigations Report*, p. 312, 1999.
- [135] K. Jóźwiak, *Zastosowanie modelowania hydrogeochemicznego do ceny przekształceń składu chemicznego wód podziemnych wybranych odkrytych zbiorników czwartorzędowych - Rozprawa doktorska*, Warszawa: Archiwum Wydziału Geologii UW.
- [136] H. S. Carslaw i J. C. Jaeger, *Conduction of heat in solids*, Oxford at the Calderon Press, 1948.
- [137] W. D. McCain, „Reservoir - Fluid Property Correlations -State of the Art,” w *SPE Reservoir Engineering*, 1991, pp. 266-272.
- [138] H. S. Carslaw i J. C. Jaeger, *Operational Methods in Applied Mathematics*, Londyn: Oxford University Press, 1948.
- [139] W. D. McCain, „Reservoir-Fluid Property Correlations-State of the Art,” *SPE Reservoir Engineering*, tom 5, pp. 266-272, 1991.
- [140] W. Bujakowski i B. Tomaszewska, *Atlas wykorzystania wód termalnych do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepłej w układach binarnych w Polsce*, Kraków, 2014.
- [141] E. Filippovits, I. Gryszkiewicz, P. Kopera, D. Lasek - Woroszkiewicz, J. Lasota, M. Socha, J. Sokołowski i J. Mikołajków, *Bilans i zagospodarowanie zasobów złóż wód termalnych oraz energii geotermalnej w Polsce*, I. Gryszkiewicz i M. Socha, Redaktorzy, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2024.
- [142] „Polski Rynek Węgla PL,” 2024. [Online]. Available: <https://polskirynekwegla.pl/krajowe-indeksy-weglowe-notowanie-z-pazdziernika-2024r>.
- [143] „Investing COM,” 2024. [Online]. Available: <https://pl.investing.com/commodities/carbon-emissions>.
- [144] „PGNiG PL,” 2024. [Online]. Available: <https://pgnig.pl/test>.
- [145] „E-petrol PL,” 2024. [Online]. Available: <https://www.e-petrol.pl/notowania/oleje-kraj>.
- [146] „Czyste ogrzewanie PL,” 2024. [Online]. Available: <https://czysteogrzewanie.pl/podstawy/wegiel-brunatny/>.
- [147] B. Paczyński i A. Sadurski, *Hydrogeologia regionalna Polski*, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2007.
- [148] L. Rajchel, „Zastosowanie wód geotermalnych w balneoterapii i rekreacji,” w *Atlas Zasobów Geotermalnych na Niżu Polskim - formacje mezozoiku*, W. Górecki, Red., Kraków, Ministerstwo Środowiska. Zakład Surowców Energetycznych Akademii Górniczo Hutniczej, 2006.
- [149] B. Paczyński i Z. Płochniewski, *Wody mineralne i lecznicze Polski*, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny, 1996.
- [150] *Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 9 listopada 2015 r. w sprawie wymagań, jakim powinna odpowiadać woda na pływalniach (DZ.U.2015 poz. 2016)*.
- [151] *Ustawa - Prawo Ochrony Środowiska (Dz.U. 2001 Nr. 62 poz. 627)*, 2001.
- [152] *Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997. Prawo energetyczne (Dz. U. 2024 poz. 266, t.j.)*, 1997.
- [153] *Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. 2020 poz. 718)*, 2020.
- [154] „<https://www.ure.gov.pl/>,” [Online].
- [155] „<https://www.infor.pl/>,” [Online].

- [156] „WACC,” 2024. [Online]. Available: <https://www.careerprinciples.com/resources/weighted-average-cost-of-capital-wacc>.
- [157] J. Kulpa, *Metodyka oceny atrakcyjności złoża i kwantyfikacja ryzyka w procesie eksploatacji - Rozprawa doktorska*, Kraków: Instytut Górnictwa - PAN, 2024.
- [158] „Metodologia określania wskaźnika kosztu kapitału zaangażowanego dla operatorów systemów gazowych na lata 2024–2028.,” 2023. [Online]. Available: www.ure.gov.pl/download/9/14186/Metodologiakosztukapitalu2024202820231128.pdf.
- [159] M. Socha, A. Sadurski i L. Skrzypczyk, „Możliwości wykorzystania energii geotermalnej w rejonie aglomeracji warszawskiej na tle kosztów finansowych,” *Przegląd Geologiczny*, 2016.
- [160] A. Jaroszewski, *Uchwała nr 1080/LXII/2024 Rady Miasta Płocka*, Płock, 2024.
- [161] „Urząd Regulacji Energetyki,” [Online]. Available: <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/cieplo/4572,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>.
- [162] W. Pożaryski, „Zarys tektoniki paleozoiku i mezozoiku Niżu Polskiego,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 1–41, 1964.
- [163] M. Renowski, J. Wganer, G. Pryzbylik, J. Kurowski, M. Walasek i B. Noga, „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasto Szczecin,” Multiconsult, Szczecin, 2022.
- [164] J. Małecki i M. Ziulkiewicz, „Wody zwykłe i termalne niecki łódzkiej - analiza potencjalnych zagrożeń ich eksploatacji w rejonie aglomeracji łódzkiej,” *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 133–142, 2019.
- [165] „Veolia,” [Online]. Available: <https://www.energiadlalodzi.pl/>.
- [166] S. Kryszewski i W. Woźniak, *Aktualizacja założeń do palnu zaopatrzenia Bydgoszczy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe do 2025r.*, Bydgoszcz: Miejska Pracownia Urbanistyczna, 2021.
- [167] *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 lipca 2006 r. w sprawie warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu ścieków do wód lub do ziemi, oraz w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego (Dz.U. 2006 nr 137 poz. 984)*, 2006.
- [168] A. Gołąbek i M. Podfigurna, *Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Gminy Miasto Zgierz*, Zgierz: Gmina Miasto Zgierz, 2020.
- [169] P. Plis, *Model energetyczny dla m.st. Warszawy w perspektywie roku 2050 uwzględniający warunki elektroprosumeryzmu*, Gliwice: POLINVEST, 2021.
- [170] „Polska w Liczbach PL,” 2024. [Online]. Available: <https://www.polskawliczbach.pl>.
- [171] R. Meyer, M. Duda i M. Duda, *Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasto Włocławek*, Bydgoszcz: Urząd Gminy Miasto Włocławek, 2021.
- [172] „Zakład Energetyki Ciepłej w Pabianicach,” [Online]. Available: <https://zec.pabianice.pl/>.
- [173] A. Jankowski, M. Całka, N. Jakubowska, A. Lombarska - Blochel, D. Gierad, M. Szawracka, K. Żernik, M. Zyzik i O. Broś, *Założenia do palnu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Poznania*, Katowice: Energoekspert Spółka z o.o., 2022.
- [174] M. Gruźelewska, J. Andrzejewicz, K. Cieslik, P. Jankowski, D. Jeziorowska, A. Kajfasz, P. Kaliński, M. Koczor, U. Kołdej - Nowicka, A. Leśniak, K. Makowski, M. Noworska, P. Pilarz, M. Radziszewski, T. Rutka, M. Soćko, A. Sojko-Gil, P. Stępień, A. Szymański, R. Węzik, T. Wojtasik, P. Zlelisko i A. Zawada, „Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłowniczego w Polsce. Ocena skutków i rekomendacje regulacji krajowych,” *Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej*, Warszawa, 2024.

- [175] W. Bujakowski, Analiza techniczna i ekonomiczna możliwości wykorzystania istniejących („starych”) otworów wiertniczych do celów eksploatacji wód termalnych w rejonie Niżu Polskiego, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2021.
- [176] J. Majorowicz i S. Wybraniec, „New terrestrial heat flow map of Europe after regional paleoclimatic correction application,” *International Journal of Earth Sciences*, tom 100, pp. 881-887, 4 2011.
- [177] J. Nawrocki, „Pole geotermiczne i regiony geotermalne na Niżu Polskim,” w [W:] *Ocena potencjału energetycznego i surowcowego wód termalnych i leczniczych termalnych w wybranych obszarach zurbanizowanych wraz z analizą geośrodowiskowych oraz ekonomicznych uwarunkowań ich zagospodarowania*, M. Socha, Red., Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2020.
- [178] A. Macioszczyk i S. Witczak, „Współczesne problemy hydrogeologii,” *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 139-156, 1999.
- [179] D. Dobrzyński, „Conceptual geochemical models of groundwater chemistry against aquifer mineralogy (Stephanian-Autunian sedimentary rocks, the Intra-Sudetic basin, SW Poland),” *Słowacki Magazyn Geologiczny*, pp. 219-224, 2005.
- [180] D. Dobrzyński, „Modelowanie geochemiczne narzędziem poznania geochemii systemów wód podziemnych. Przykłady zastosowań, aktualny stan w Polsce,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 976-981, 2006.
- [181] D. Dobrzyński, „Badania potencjału redoks na przykładzie sudeckich wód leczniczych,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 46-53, 2010.
- [182] K. Jóźwiak, „Hidrogeochemiczni modeli jak zasób dla wyjawienia początkowych stadij antropopresji,” w *Druha miżn. nauk.-techn. konferencja „Nawkołysznie pryrodne seredowyszcz – 2007: aktualni problemy ekołohi”*, Odessa, 2007.
- [183] K. Jóźwiak, „Analiz możliwości modelowania hidrogeochemicznych procesów w akumulacyjnych fluwalnych strukturach,” *Fizyczna heohrafija ta heomorfołohija*, pp. 143-153, 1 2010.
- [184] K. Jóźwiak, V. Andrejczuk i J. Rózkowski, „Procesy rozpuszczania skał gipsowych w zlewni Czarnego Potoku (Bukowina, Ukraina zachodnia) w świetle modelowania hydrogeochemicznego,” w *XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Hydrogeochemia”*, Bratysława, 2007.
- [185] K. Jóźwiak, V. Andrejczuk i J. Rózkowski, „Uwarunkowania geogeniczne rozpuszczania skał gipsowych w zlewni potoku Skorocickiego (Niecka Nidy) w świetle modelowania hydrogeochemicznego,” w *Materiały 42. Sympozjum Speleologicznego*, Tarnowskie Góry, 2008.
- [186] J. Karlikowska, „The geochemical model for water-rock interactions in the groundwater aquifer,” w *Mineralica Slovaca - Geowostnik*, Bratysława, 2001.
- [187] J. Karlikowska, *Hydrogeochemiczny model zbiornika wód podziemnych jako podstawa zarządzania jakością zasobów wodnych*, Kraków, 2003.
- [188] E. Krogulec i K. Sawicka, „Modelowa analiza przekształceń chemizmu płynów technologicznych stosowanych w pozyskiwaniu gazu z łupków (shale gas) metodą szczelinowania hydrogeochemicznego,” *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 161-168, 2012.
- [189] J. Małecki, M. Nawalny, S. Witczak i T. Gruszczyński, „Wyznaczanie parametrów migracji zanieczyszczeń w ośrodku porowatym dla potrzeb badań hydrogeologicznych i ochrony środowiska,” w *Poradnik metodyczny*, Warszawa, Ministerstwo Środowiska, 2006.

- [190] J. Małecki, D. Porowska i M. Szostakiewicz, „Charakterystyka hydrogeochemiczna wód podziemnych na stacji badawczej Wydziału Geologii UW,” w *Materiały Symposium „Współczesne problemy hydrogeologii”*, Krynica., Krynica, 2007.
- [191] J. Małecki i D. Porowska, „Rola substancji organicznej w kształtowaniu chemizmu wód podziemnych,” w *Materiały Warsztatów Naukowych*, Wawrzkowizna, 2011.
- [192] S. Skąpski i W. Słowański, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Płock (N34 – 124A)*), Warszawa: Instytut Geologiczny, 1970.
- [193] S. Skąpski, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Płock (482)*, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2021.
- [194] R. Dadlez, M. Grad i A. Guterch, „Crustal structure below the Polish Basin: is it composed of proximal terranes derived from Baltica,” *Tectonophysics*, pp. 111-128, 1/4 2005.
- [195] R. Dobracki, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Szczecin (228)*, Warszawa: Instytut Geologiczny, 1982.
- [196] F. Różycki i S. Kluczyński, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Łódź Zachód (M34-3D)*, Warszawa: Instytut Geologiczny, 1966.
- [197] B. Trzmiel i K. Nowacki, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Łódź Wschód (628)*., Warszawa: Instytut Geologiczny, 1987.
- [198] M. Brzeziński i D. Gałazka, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Łódź Zachód (627)*, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2021.
- [199] M. Kozłowska i I. Kozłowski, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Bydgoszcz Wschód (0319)*, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny, 1992.
- [200] N. Butrymowicz i M. Włodek, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Bydgoszcz Zachód (0319)*, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny, 2012.
- [201] H. Klatkova, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Zgierz (590)*, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny, 1993.
- [202] Z. Sarnacka, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Piaseczno (560)*, Warszawa: Instytut Geologiczny, 1976.
- [203] Z. Sarnacka, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Warszawa Wschód (524)*, Warszawa: Instytut Geologiczny, 1980.
- [204] J. Rychel i S. Lisicki, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Włocławek (442)*, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2019.
- [205] M. Małek, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Fabianki (403)*, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 2019.
- [206] H. Klatkova, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Pabianice (664)*., Warszawa: Instytut Geologiczny, 1987.
- [207] K. Turkowska i J. Wieczorkowska, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Tuszyn (665)*., Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny, 1994.
- [208] R. Chamal, *Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Poznań (471)*., Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny, 1997.
- [209] Z. Pazdro i B. Kozerski, *Hydrogeologia ogólna*, Warszawa: Wydawnictwa Geologiczne, 1990.
- [210] *Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne (DZ.U.2024.1087 t.j.)*, 2017.
- [211] „Encyklopedia Zarządzania,” [Online]. Available: <https://mfiles.pl/pl/index.php/Loco>.

[212] J. Wieprow, „Ocena efektywności inwestycji rzeczowych za pomocą metody NPV.,” *Zeszyty Naukowe*, pp. 85-97, 6 2013.

13. Spis rysunków

<i>Rysunek 1 Zasięg obszaru opracowania</i>	8
<i>Rysunek 2 Mapa głównych jednostek tektonicznych Polski na powierzchni podkenozoicznej poza obszarem Karpat [7]</i>	10
<i>Rysunek 3 Przekrój geologiczny obrazujący położenie jednostek tektonicznych w obrębie Niżu Polskiego na powierzchni podkenozoicznej (przekrój prostopadły do rozciągłości jednostek) [7]</i>	11
<i>Rysunek 4 Mapa strukturalna stropu utworów jury dolnej na Niżu Polskim [38]</i>	16
<i>Rysunek 5 Mapa strukturalna stropu utworów kredy dolnej na Niżu Polskim [38]</i>	20
<i>Rysunek 6 Mapa pola hydrodynamicznego dolnokredowego (K1) zbiornika hydrogeotermalnego [88] zmienione [2].</i>	23
<i>Rysunek 7 Mapa pola hydrodynamicznego dolnojurskiego (J1) zbiornika hydrogeotermalnego [100] zmienione [2].</i>	28
<i>Rysunek 8 Mapa strumienia ciepłego na obszarze Polski wg Szewczyka i Gientki [117]</i>	35
<i>Rysunek 9 Mapy średniej temperatury w obrębie dolnokredowego i dolnojurskiego zbiornika wód termalnych [2]</i>	37
<i>Rysunek 10 Regiony i subregiony występowania wód termalnych w poszczególnych basenach geotermalnych na Niżu Polskim, potencjalnie użytecznych dla celów ciepłowniczych i rekreacyjnych (oznaczenia jednostek zgodnie z Tabelą 10; kolory poszczególnych regionów i subregionów służą jedynie podkreśleniu ich wydzielenia) [2]</i>	39
<i>Rysunek 11 Rozkład zasobów statycznych zbiorników wód termalnych na Niżu Polskim [2]</i>	42
<i>Rysunek 12 Miasta powyżej 50 tys. mieszkańców zlokalizowane w obrębie zbiornika geotermalnego dolnego triasu [5] [14]</i>	47
<i>Rysunek 13 Miasta powyżej 50 tys. mieszkańców zlokalizowane w obrębie zbiornika geotermalnego dolnej jury [5] [14]</i>	48
<i>Rysunek 14 Miasta powyżej 50 tys. mieszkańców zlokalizowane w obrębie zbiornika geotermalnego dolnej kredy [5] [14]</i>	49
<i>Rysunek 15 Wartości wydajności oraz przebieg linii trendu wydajności potencjalnej otworów w piętrze kredowym</i>	61
<i>Rysunek 16 Wartości wydajności oraz przebieg linii trendu wydajności potencjalnej otworów w piętrze jurskim</i>	62
<i>Rysunek 17 Wartości wydajności oraz przebieg linii trendu wydajności potencjalnej otworów w piętrze triasowym</i>	62
<i>Rysunek 18 Prognozowana temperatura głowicowa wód z ujęć zbiornika dolnokredowego</i>	85
<i>Rysunek 19 Prognozowana temperatura głowicowa wód z ujęć zbiornika dolnojurskiego</i>	86
<i>Rysunek 20 Prognozowana temperatura głowicowa wód z ujęć zbiornika dolnotriasowego</i>	87
<i>Rysunek 21 Wykres uporządkowany prognozowanej temperatury głowicowej w odniesieniu do temperatury złożowej i wydajności wód ze zbiornika dolnokredowego</i>	88
<i>Rysunek 22 Wykres uporządkowany prognozowanej temperatury głowicowej w odniesieniu do temperatury złożowej i wydajności wód ze zbiornika dolnojurskiego</i>	88
<i>Rysunek 23 Wykres uporządkowany prognozowanej temperatury głowicowej w odniesieniu do temperatury złożowej i wydajności wód ze zbiornika dolnotriasowego</i>	89
<i>Rysunek 24 Wykres uporządkowany prognozowanej mocy cieplnej ujęć eksploatujących wody zbiornika dolnokredowego</i>	90

Rysunek 25 Wykres uporządkowany prognozowanej mocy cieplnej ujęć eksploatujących wody zbiornika dolnojurajskiego	91
Rysunek 26 Wykres uporządkowany prognozowanej mocy cieplnej ujęć eksploatujących wody zbiornika dolnotriasowego.....	91
Rysunek 27 Udział kosztów stałych wytworzenia dubletu geotermalnego w kosztach netto wytwarzania energii (zbiornik dolnokredowy)	93
Rysunek 28 Udział kosztów stałych wytworzenia dubletu geotermalnego w kosztach netto wytwarzania energii (zbiornik dolnojurajski).....	94
Rysunek 29 Udział kosztów stałych wytworzenia dubletu geotermalnego w kosztach netto wytwarzania energii (zbiornik dolnotriasowy).....	94
Rysunek 30 Koszt produkcji ciepła z paliw konwencjonalnych i biomasy	96
Rysunek 31 Ranking możliwości wykorzystania wód termalnych	118
Rysunek 32 Lokalizacje najbardziej perspektywiczne dla budowy ciepłowni geotermalnych na Niżu Polskim w kategorii powyżej 50 tys. mieszkańców	120
Rysunek 33 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Płocka	129
Rysunek 34 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Płocku	132
Rysunek 35 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Szczecina	134
Rysunek 36 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Szczecinie	137
Rysunek 37 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Łodzi	139
Rysunek 38 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Łodzi	141
Rysunek 39 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Bydgoszczy	143
Rysunek 40 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Bydgoszczy (opracowanie własne)	145
Rysunek 41 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Zgierza	147
Rysunek 42 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Zgierzu	149
Rysunek 43 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Warszawy	151
Rysunek 44 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Warszawie	153
Rysunek 45 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Włocławka	155
Rysunek 46 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej we Włocławku (opracowanie własne)	157
Rysunek 47 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Pabianic	159
Rysunek 48 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Pabianicach (opracowanie własne)	161
Rysunek 49 Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Poznania	163
Rysunek 50 Ilość wytwarzanego ciepła w zależności od temperatury zewnętrznej w Poznaniu	165
Rysunek 51 Wielkość produkcji ciepła z systemów geotermalnych w wytypowanych miastach	168
Rysunek 52 Ankieta dotycząca akceptacji władz samorządowych dla akceptacji inwestycji geotermalnych	175
Rysunek 53 Poziom wiedzy dotyczący potencjału geotermalnego na obszarze miasta	176
Rysunek 54 Źródła wiedzy na temat potencjału geotermalnego na obszarze miasta	176
Rysunek 55 Udział procentowy odpowiedzi na pytanie o ocenę nakładów	177
Rysunek 56 Udział procentowy odpowiedzi na pytanie odnośnie zabezpieczenia.....	177
Rysunek 57 Źródła finansowania potencjalnych inwestycji geotermalnych	178
Rysunek 58 Sposoby ewentualnego wykorzystania ujętych wód termalnych	179
Rysunek 59 Główne bariery wykorzystania potencjału energetycznego wód termalnych.....	179
Rysunek 60 Porównanie cen ciepła ze źródeł konwencjonalnych i wód termalnych	186

14. Spis tabel

Tabela 1 Parametry hydrotermalne zbiornika kredy dolnej w oparciu o udokumentowane złoża wód termalnych i leczniczych (Na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90])	24
Tabela 2 Charakterystyka wybranych otworów geotermalnych na Niżu Polskim ujmujących dolnokredowy zbiornik wód termalnych (na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90])....	25
Tabela 3 Główne parametry hydrogeochemiczne zbiornika dolnokredowego (K1) - na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90].....	26
Tabela 4 Parametry hydrogeotermalne zbiornika jury dolnej w obrębie udokumentowanych złóż wód termalnych i leczniczych termalnych (na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90])	29
Tabela 5 Charakterystyka wybranych otworów geotermalnych na Niżu Polskim ujmujących dolnojurański zbiornik wód termalnych (na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin oraz kwerendy danych dokumentacyjnych [90])	30
Tabela 6 Główne parametry hydrogeochemiczne zbiornika dolnojurańskiego (J1) - na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90].....	31
Tabela 7 Parametry hydrogeotermalne zbiornika triasu dolnego w obrębie udokumentowanych złóż wód termalnych i leczniczych termalnych (na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90])	32
Tabela 8 Charakterystyka wybranych otworów geotermalnych na Niżu Polskim ujmujących dolnotriasowy zbiornik wód termalnych (na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90])....	33
Tabela 9 Główne parametry hydrogeochemiczne zbiornika dolnotriasowego (T1) - na podstawie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin [90].....	33
Tabela 10 Regionalizacja wód termalnych w poszczególnych basenach geotermalnych na Niżu Polskim, potencjalnie użytecznych dla celów ciepłowniczych i rekreacyjnych (na podstawie [2]).....	40
Tabela 11 Wyniki weryfikacji miast – Tabela przedstawia wybór miast, powyżej 50 tys. mieszkańców, o największym potencjale dla projektów geotermalnych na Niżu Polskim na podstawie decydujących kryteriów. Miasta zaznaczone na zielono to miasta spełniające kryteria, które są analizowane w niniejszym raporcie.....	44
Tabela 12 Finalna lista miast po weryfikacji spełniających kryteria odnośnie potencjału dla projektów geotermalnych na Niżu Polskim	46
Tabela 13 Systemy ciepłownicze w wytypowanych miastach.....	50
Tabela 14 Zakres danych hydrogeologicznych	55
Tabela 15 Wartości wydajności dopuszczalnej ujęć (K1, J1, T1)	58
Tabela 16 Podstawowe parametry statystyczne dla poszczególnych pięter wodonośnych.....	60
Tabela 17 Szacunkowe zasoby wód oraz mocy cieplnej ujęć zbiorników dolnotriasowego, dolnojurańskiego i dolnokredowego w wytypowanych miejscowościach	66
Tabela 18 Zakres oznaczeń wskaźników fizyko-chemicznych w piętrze triasu dolnego	70
Tabela 19 Zakres oznaczeń wskaźników fizyko-chemicznych w piętrze jury dolnej	70
Tabela 20 Zakres oznaczeń wskaźników fizyko-chemicznych w piętrze kredy dolnej	71
Tabela 21 Rejon Bełchatowa - piętro triasu dolnego	72
Tabela 22 Rejon Siedlec - piętro triasu dolnego.....	73
Tabela 23 Rejon Bełchatowa - piętro jury dolnej	74
Tabela 24 Rejon Legionowa - piętro jury dolnej.....	75
Tabela 25 Rejon Pabianic - piętro jury dolnej.....	76
Tabela 26 Rejon Poznania - piętro jury dolnej.....	77

Tabela 27 Rejon Warszawy - piętro jury dolnej.....	78
Tabela 28 Rejon Grudziądz - piętro jury dolnej	79
Tabela 29 Rejon Gniezna - piętro jury dolnej	80
Tabela 30 Rejon Szczecina - piętro jury dolnej.....	81
Tabela 31 Zestawienie lokalizacji spełniających kryterium udziału w cenie energii cieplnej kosztów stałych związanych z amortyzacją ujęcia	97
Tabela 32 Różnice pomiędzy wodami termalnymi a leczniczymi w świetle polskiego prawa	103
Tabela 33 Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych kredy dolnej (K1) - na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych – bez rozcieńczania	105
Tabela 34 Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych kredy dolnej (K1) - na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych – z rozcieńczaniem	105
Tabela 35 Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych jury dolnej (J1) - na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych – bez rozcieńczania	107
Tabela 36 Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych jury dolnej (J1) - na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych – z rozcieńczaniem	108
Tabela 37 Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych triasu dolnego (T1) - na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych – bez rozcieńczania	110
Tabela 38 Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych triasu dolnego (T1) - na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych – z rozcieńczaniem	110
Tabela 39 Zestawienie podstawowych informacji złożowych i statystycznych dla wytypowanych, perspektywicznych lokalizacji ujęć wód geotermalnych na Niżu Polskim.....	119
Tabela 40 Składowe stopy dyskontowej WACC.....	124
Tabela 41 Zestawienie cen ciepła dla źródeł konwencjonalnych oraz geotermii	125
Tabela 42 Zestawienie wewnętrznej stopy zwrotu ze stopą dyskontową w konkretnych lokalizacjach	126
Tabela 43 Zestawienie wartości NPV oraz EMV dla poszczególnych lokalizacji	127
Tabela 44 Prognozowana sprzedaż ciepła na terenie Płocka [160]	131
Tabela 45 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Płocku	133
Tabela 46 Bilans zużycia energii cieplnej przez odbiorców w Szczecinie	135
Tabela 47 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Szczecinie	138
Tabela 48 kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Łodzi	142
Tabela 49 Zestawienie aktualnych potrzeb ciepłych w podziale na odbiorców oraz c.o., c.w.u. i went.-tech. [166]	144
Tabela 50 kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Bydgoszczy	146
Tabela 51 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Zgierzu	150
Tabela 52 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Warszawie	154
Tabela 53 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji we Włocławku	158
Tabela 54 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Pabianicach	162
Tabela 55 Kluczowe parametry ekonomiczne inwestycji w Poznaniu	166
Tabela 56 Potencjalny zysk ze sprzedaży uprawnień do emisji w wytypowanych miastach	167
Tabela 57 Wielkość nakładów inwestycyjnych (CAPEX) w wytypowanych miastach	167
Tabela 58 Porównanie aktualnych cen taryfowych za ciepło w wytypowanych miastach do cen ciepła produkowanego z wykorzystaniem energii geotermalnej	169
Tabela 59 Podstawowe wskaźniki ekonomiczne dla wytypowanych miast.....	169
Tabela 60 Porównanie emisji głównych źródeł energii w Polsce. Dane z Krajowego Raportu Inwentaryzacyjnego KOBIZE z 2024 roku.	171
Tabela 61 Pozytywne aspekty środowiskowe związane z wykorzystywaniem energii geotermalnej	172

Tabela 62 Negatywne aspekty środowiskowe związane z wykorzystywaniem energii geotermalnej.....	172
Tabela 63 Porównanie różnic w kluczowych parametrach ekonomicznych inwestycji wykorzystującej rekonstruowany otwór z inwestycją opartą na „nowym” dublecie	183

15.Spis załączników

Załącznik nr 1. - Analiza techniczna i ekonomiczna możliwości wykorzystania istniejących („starych”) otworów wiertniczych do celów eksploatacji wód termalnych w rejonie Nizżu Polskiego.