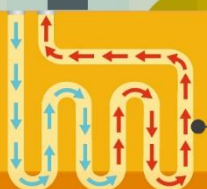


# WIELOLETNI PROGRAM ROZWOJU WYKORZYSTANIA ZASOBÓW GEOTERMALNYCH W POLSCE



30 m

GEOTERMIA  
INŻYNIERSKA  
MAGAZYN  
CIEPŁA



100 m

GEOTERMIA  
PŁYTKA



3000 m

GEOTERMIA NISKO-  
I ŚREDNIOTEMPERATUROWA



6000 m

GEOTERMIA  
WYSOKOTEMPERATUROWA,  
SYSTEMY HDR/EGS



Ministerstwo  
Klimatu i Środowiska

## **Skład zespołu ds. Mapy drogowej rozwoju geotermii w Polsce:**

**dr Piotr Dziadzio** – Podsekretarz Stanu, Główny Geolog Kraju, Pełnomocnik Rządu ds. Polityki Surowcowej Państwa w Ministerstwie Klimatu i Środowiska,

**mgr Łukasz Białczak** – Prezes Zarządu Geotermia Polska sp. z o.o.,

**dr hab. inż. Wiesław Bujakowski, prof. IGSMiE PAN** – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk,

**dr Piotr Dowżenko** – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej,

**mgr inż. Dawid Kamionka** – Ministerstwo Klimatu i Środowiska,

**dr hab. inż. Beata Kępińska, prof. IGSMiE PAN** – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk,

**mgr inż. Jarosław Kotyza** – Akademia Górniczo – Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie,

**mgr Beata Kuś** – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej,

**dr inż. Wojciech Luboń** – Akademia Górniczo – Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie,

**dr Edyta Majer** – Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy,

**mgr Anna Mendel** – Towarzystwo Geosynoptyków GEOS,

**mgr inż. Tomasz Mieczkowski** – Ministerstwo Klimatu i Środowiska,

**dr inż. Maciej Miecznik** – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk,

**mgr inż. Grzegorz Pelka** – Akademia Górniczo – Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie,

**mgr inż. Grzegorz Ryżyński** – Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy,

**mgr inż. Paulina Smaczna – Żmuda** – Instytut Zrównoważonej Energii „Miękinia”,

**dr Mariusz Socha** – Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy,

**mgr Wojciech Stańczuk** – Ministerstwo Klimatu i Środowiska,

**prof. dr. hab. inż. Barbara Tomaszewska**, Akademia Górniczo – Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie,

**dr inż. Adam Wójcicki** – Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy,

**r. pr. Piotr Wróbel** – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej,

**mgr Mateusz Żeruń** – Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy.

Grafika okładki: **mgr Monika Cyrklewicz** – Dział Promocji, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

**Warszawa, dn. 30.12.2021**

## Spis treści

1. Wykorzystanie gruntowych pomp ciepła o mocy do 30 kW oraz sprężarkowych pomp ciepła w systemach o mocy ponad 200 kW. ....	6
1.1. Program wsparcia pomp ciepła do 30 kW oraz inwestycji pomp ciepła ponad 200 kW. ....	7
1.2. Wytyczne w zakresie wsparcia i rozwoju pomp ciepła. ....	9
2. HUB Naukowo-Technologiczno-Biznesowy – Krajowe Centrum Geotermii i Pomp Ciepła. ....	10
2.1. Instalacje badawczo-demonstracyjne w Miękinii – Laboratorium Geotermalnym Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk oraz w wybranych lokalizacjach. ....	11
2.2. Rozwój i wdrożenia technologii pomp ciepła w wybranych lokalizacjach. ....	12
2.3. Rozwój, wdrożenia i wsparcie produkcji – mikroPEC. ....	12
3. Wykorzystanie niskotemperaturowych zasobów energii geotermalnej w dwu przedziałach do 45°C oraz powyżej 45°C. ....	13
3.1. Opracowanie potencjału zasobów ciepła w skali Polski – aktualizacja i ocena potencjału zasobów ciepła w skali Polski. ....	13
3.2. Wytyczne dotyczące wykorzystania wód geotermalnych niskotemperaturowych oraz wysokotemperaturowych. ....	17
3.2.1. Wytyczne ds. techniczno-złożowych. ....	18
4. Wykorzystanie wysokotemperaturowych zasobów energii geotermalnej (powyżej 100°C) - instalacje kogeneracyjne wytwarzające energię elektryczną i ciepło. ....	20
4.1. Rozwój systemów binarnych. ....	20
4.2. Rozwój systemów HDR i EGS – rozwój wykorzystania ciepła z systemów HDR poprzez technologie EGS. ....	20
4.3. Opracowanie potencjału dla technologii w skali Polski – aktualizacja i ocena potencjału zasobów dla technologii w skali Polski. ....	21
4.4. Opracowanie założeń do wykorzystania systemów binarnych, a także systemów HDR i EGS. ....	22
4.5. Wytyczne dotyczące systemów binarnych, HDR i EGS. ....	24
5. Wykorzystanie wód podziemnych płytko występujących, kopalnianych, powierzchniowych i odpadowych. ....	25
5.1. Opracowanie potencjału zasobów ciepła w skali Polski. ....	25
5.2. Instalacje demonstracyjne. ....	25
5.3. Instalacje zagospodarowania ciepła odpadowego z systemów kogeneracyjnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. ....	26
5.4. Instalacje dla zagospodarowania wód rzek/cieków powierzchniowych, zbiorników sztucznych i naturalnych. ....	27
5.5. Wytyczne dotyczące wykorzystania wód powierzchniowych. ....	27
6. Rozwój technologii Głębokich Otworowych Wymienników Ciepła. ....	29
6.1. Opracowanie potencjału rozwoju technologii w skali Polski – ocena potencjału zasobów ciepła w skali Polski. ....	29

6.2.	Instalacje demonstracyjne. ....	30
6.3.	Instalacje w wybranych lokalizacjach. ....	30
6.4.	Wytyczne dotyczące projektów wykorzystujących OWC. ....	31
7.	Innowacyjne technologie magazynowania ciepła w górotworze. ....	33
7.1.	Propozycja wykonania instalacji oraz kosztorys. ....	35
7.2.	Wytyczne dotyczące wykorzystania systemów magazynowania ciepła w górotworze. ....	36
8.	Program ubezpieczenia od ryzyka w projektach geotermalnych. ....	38
8.1.	Ubezpieczenie krótkoterminowe związane z pracami geologicznymi. ....	40
8.1.1.	Opracowanie Programu. ....	40
8.1.2.	Etap funkcjonowania – fundusz ubezpieczenia od ryzyka krótkoterminowego. ....	41
8.2.	Ubezpieczenie długookresowe związane z funkcjonowaniem instalacji geotermalnej. ....	41
8.2.1.	Opracowanie Programu. ....	41
8.2.2.	Etap funkcjonowania. ....	42
8.3.	Wytyczne dotyczące Programu ubezpieczeń. ....	43
9.	Zmiany legislacyjne, promocja i edukacja. ....	44
9.1.	Wprowadzenie i bieżąca aktualizacja przepisów ułatwiających procesy wdrażania poszczególnych punktów. ....	44
9.1.1.	Opracowanie propozycji koniecznych zmian legislacyjnych. ....	44
9.1.2.	Wytyczne dotyczące zmian legislacyjnych oraz działań promujących. ....	45
9.2.	Uwagi dotyczące działań promocyjnych i edukacja w obszarach pkt. 1 – 8. ....	46
	Podsumowanie - Wieloletni program rozwoju wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce - Mapa drogowa rozwoju geotermii w Polsce. ....	48
	Bibliografia. ....	50

## Wprowadzenie

Wieloletni Program Rozwoju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce (Mapa drogowa rozwoju geotermii w Polsce) opiera się na 9 obszarach, mniej lub bardziej na dzień dzisiejszy rozwiniętych na skalę przemysłową. Ograniczenia w rozwoju danego obszaru, z jakimi mamy do czynienia na obecnym etapie rozwoju geotermii, wynikają zarówno z braku danych statystycznych jak i niewystarczającego poziomu wiedzy geologicznej, czy wiedzy przemysłowej.

Program wskazuje powiązane ze sobą obszary, które oparte są na szeroko rozumianym ciepłe Ziemi wykorzystywanym na szeroką skalę głównie poprzez:

- gruntowe, czy też wykorzystujące ciepło wód powierzchniowych/odpadowych pompy ciepła różnej mocy i wsparcie ich technologicznego rozwoju poprzez powołanie HUB-u Technologiczno-Naukowo-Biznesowego,
- geotermię w zakresie temperatur do 45°C, oraz powyżej 45 °C, wraz z potrzebami aktualizacji i oszacowania zasobów dyspozycyjnych,
- głębokie otworowe wymienniki ciepła,
- technologię pozwalającą na magazynowanie nadwyżek ciepła w górotworze,
- wdrożenie systemu ubezpieczenia ryzyka w projektach geotermalnych,
- wskazówki, co do koniecznych zmian legislacyjnych umożliwiających rozwój szerokiego obszaru gospodarowania ciepłem Ziemi.

Rozwój, w zależności od stopnia zaawansowania technologicznego poszczególnych obszarów, został skrótowo scharakteryzowany oraz pokazany w tabelach w tekście z punktu widzenia możliwego rozwoju danego obszaru w czasie. Niniejsze opracowanie jest pierwszym tego typu opracowaniem, które zbiorczo traktuje zagadnienia geotermii opracowane w Ministerstwie Klimatu i Środowiska i niewątpliwie będzie musiało być aktualizowane na bieżąco. Zarówno z powodu rozwijających się nowych technologii jak i różnych źródeł finansowania, które na ten moment nie są jeszcze znane np. FENIKS. Do tego celu ma służyć wykres Gantta, który jest integralną częścią mapy drogowej rozwoju geotermii w Polsce. Zaprezentowane w niniejszej analizie obszary są na różnym etapie rozwoju. Niektóre wymagają tylko wdrożenia, a inne badań czy budowy instalacji pilotażowych oraz związanych z tymi działaniami kosztów, które również zostały oszacowane. Koszty te obejmują głównie wsparcie (na różnym poziomie) dla rozwoju ze strony różnych instytucji finansujących poprzez projekty, które albo są realizowane, albo powinny być realizowane w przyszłości. Dla większości obszarów wskazano również cel jakim ma być moc zainstalowana w każdej z tych technologii oraz wypracowano wytyczne, dzięki którym dany obszar zostanie lepiej rozwinięty.

W opracowaniu wykorzystano wiedzę naukową z wielu dziedzin takich jak np. geologia, ciepłownictwo oraz skorzystano z niektórych propozycji i uwag zgłaszanych w ubiegłych latach przez przedstawicieli ciepłowniczych zakładów geotermalnych i Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne.

Mapa drogowa rozwoju geotermii w Polsce została zrealizowana w 2021 r. w MKiŚ i jest prognozą rozwoju szeroko rozumianej geotermii na lata 2022-2040, w niektórych obszarach nawet do 2050 r.

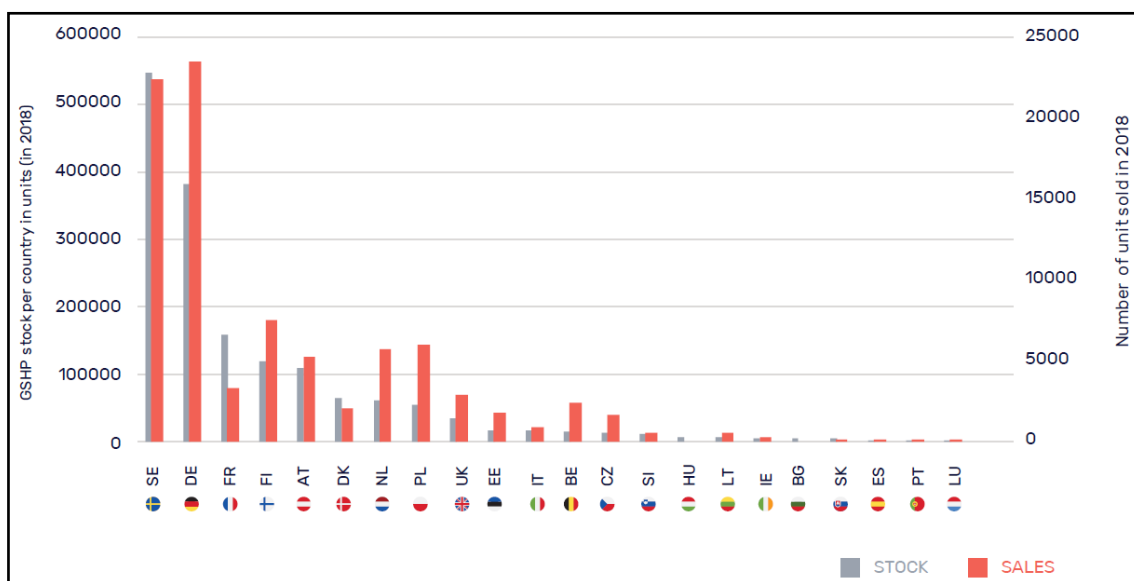
## 1. Wykorzystanie gruntowych pomp ciepła o mocy do 30 kW oraz sprężarkowych pomp ciepła w systemach o mocy ponad 200 kW.

Geotermia niskotemperaturowa, tzw. płytka geotermia, może być rozwijana na większości obszaru kraju. Posiada szerokie perspektywy, zwłaszcza w przypadku zastosowań dla pojedynczych budynków lub ich grup (moce cieplne w zakresie od kilku do kilkuset kW, niekiedy większe – rzędu 1-2 MW). Pompy ciepła mogą pracować także dla wytwarzania chłodu, co wydłuża czas ich pracy w roku i zwiększa opłacalność ekonomiczną.

Przez wiele lat sektor gruntowych pomp ciepła, podobnie jak cała branża pomp ciepła, rozwijał się w Polsce powoli. W kilku ostatnich latach obserwuje się natomiast znaczący postęp. Według PORT PC (Raport Rynkowy PORT PC: 2020) w 2019 r. rynek pomp ciepła stosowanych do instalacji centralnego ogrzewania w stosunku do lat poprzednich wzrósł o ok. +64%.

Łączna zainstalowana moc grzewcza sprężarkowych elektrycznych pomp ciepła sprzedanych w roku 2019 została oszacowana na poziomie 650 MW. Skumulowaną łączną liczbę pracujących w Polsce pomp ciepła do centralnego ogrzewania lub centralnego ogrzewania i chłodzenia oszacowano na ok. 128 tys. sztuk (Raport Rynkowy PORT PC: 2020).

Wg danych EGEC (2019) roczna sprzedaż gruntowych pomp ciepła w Europie w 2018 wyniosła ok. 92000 urządzeń, z czego ok. 45000 (50%) to sprzedaż w dwóch krajach Szwecji i Niemczech. Skumulowaną liczbę zainstalowanych urządzeń oraz wielkość sprzedaży gruntowych pomp ciepła przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Gruntowe pompy ciepła w Polsce na tle Europy (na podst. EGEC Market Report za 2018, 2019).

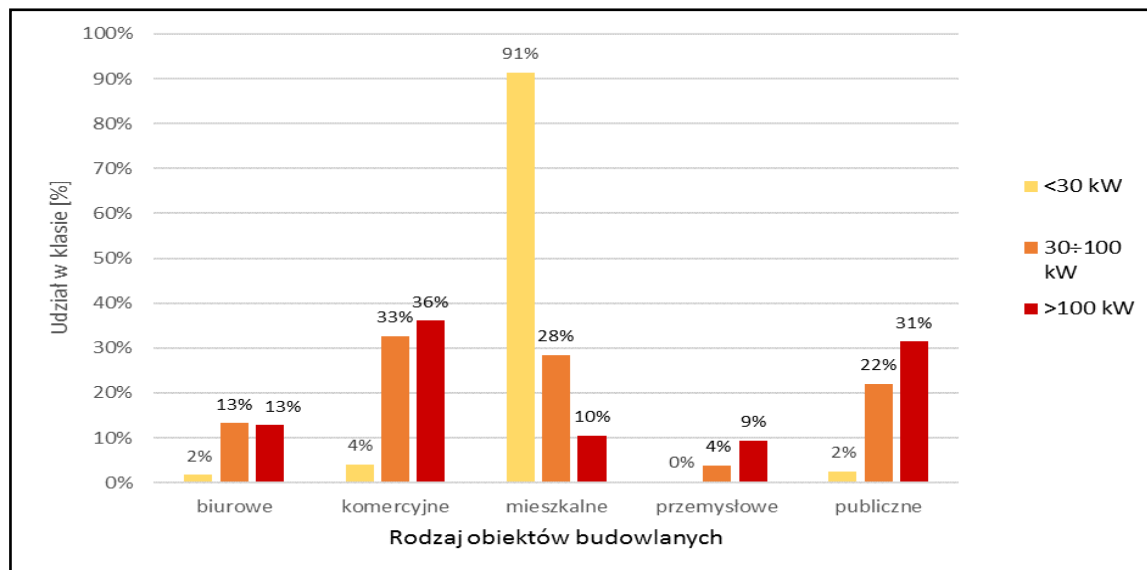
Porównując statystyki sprzedaży przedstawiane przez PORT PC w Raporcie z 2020 r. z danymi pochodzącymi z Narodowego Archiwum Geologicznego (NAG) można uzyskać więcej informacji, które pozwalają dokładniej scharakteryzować dynamikę rozwoju rynku gruntowych pomp ciepła. Dane zgromadzone w NAG w okresie od 1991 do 2020 r. to 1491 dokumentacji geologicznych dla wykonywania otworowych wymienników ciepła, które w porównaniu z 67300 kumulatywnie sprzedanych urządzeń na rynku polskim stanowią zaledwie 2,2% całości. Tak mała liczba dokumentacji archiwalnych wynika z niedoskonałości obowiązującego systemu prawnego w zakresie przekazywania dokumentacji geologicznych do właściwego organu administracji geologicznej. Niemniej jednak,

traktując zasób danych zgromadzony w NAG jako próbę reprezentatywną, można na tej podstawie wyciągnąć wnioski mające zastosowanie do całości rynku gruntowych pomp ciepła w Polsce.

### 1.1. Program wsparcia pomp ciepła do 30 kW oraz inwestycji pomp ciepła ponad 200 kW.

Analizując dane zgromadzone w Narodowym Archiwum Geologicznym (NAG) przedstawiające liczbę instalacji w podziale na rodzaje obiektów budowlanych, wyraźnie widać, że pod względem liczby zainstalowanych gruntowych pomp ciepła dominują budynki mieszkalne – 76%. Pozostałe klasy obiektów budowlanych to budynki biurowe – 4%, komercyjne – 11%, przemysłowe – 1% oraz publiczne – 8%. Analizując dane zgromadzone w NAG pod kątem mocy cieplnej instalacji widoczne jest, że budynki mieszkalne generują tylko 35% całkowitej mocy cieplnej (przy 76% udziału liczności). Pozostałe rodzaje obiektów budowlanych to 65% całkowitej mocy. Należy zauważyć, że budynki publiczne stanowiące 8% wszystkich instalacji generują 20% całkowitej mocy, a budynki komercyjne stanowiące 11% wszystkich instalacji generują aż 28% całkowitej mocy cieplnej, budynki biurowe – 9%, a przemysłowe 6% całkowitej mocy cieplnej. Budynki mieszkalne, stanowiące najliczniejszy rodzaj obiektów budowlanych wyposażonych w gruntowe pompy ciepła nie generują największego wkładu mocy cieplnej.

Wykres przedstawiony na rysunku 2 uzyskano przyjmując jako kolejne kryterium analizy, oprócz rodzaju obiektu budowlanego, klasę mocy w przedziałach <30 kW, 30 ÷ 100 kW oraz >100 kW. Z analizy rysunku 2 wyraźnie wynika, że obiekty mieszkalne dominują w klasie mocy <30 kW (stanowią 91% tej klasy) oraz mają istotny udział w klasie mocy 30 ÷ 100 kW (stanowią 28% udziału w tej klasie). Budynki biurowe, komercyjne, przemysłowe i publiczne stanowią jedynie 9% najniższej klasy mocy (<30 kW).



Rys. 2. Procentowy udział instalacji z każdej klasy mocy (<30 kW, 30÷100 kW, >100 kW) dla poszczególnych rodzajów obiektów budowlanych wg danych z dokumentacji geologicznych zgromadzonych w NAG.

Poniżej przedstawiona jest symulacja, jak będzie mógł się rozwijać ten obszar przy zastosowaniu programu (lub programów) wsparcia w zakresie sprężarkowych pomp ciepła do mocy 30 kW oraz inwestycji pomp ciepła do mocy 200 kW.

1.1. Program wsparcia inwestycji indywidualnych odbiorców p.c. o mocy do 30 kW.														
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031 - 2035	2036 - 2040	2041 - 2050	RAZEM	
Liczba sztuk (tys.)	4,7	4,8	5,0	5,3	5,5	5,8	6,0	6,4	6,7	25,0	35,0	85,0	195,2	
Koszt wariantu max 10000 zł dopłaty do instalacji w latach 2022-2035 i max 5000 zł w latach 2036-2050 (mln zł)	47	48	50	53	55	58	60	64	67	250	175	425	1 352,4	
Koszt projektów/instalacji (mln zł)	345	357	370	388	407	426	445	470	494	2 155	3 013	7 355	16 225	
Zainstalowana moc (MW)	45,3	46,8	48,6	51,0	53,4	55,8	58,5	61,8	64,8	320,0	447,0	1095,0	2 348	
Moc skumulowana (MW)	45,3	92,1	140,7	191,7	245,1	300,9	359,4	421,2	486,0	806,0	1253,0	2348,0		
	Cel końcowy (liczba w tys.)			195,2		Moc (MW)			2 348,0					
	Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)			1 352,4		Finansowanie ze środków NFOŚiGW, NCBiR oraz z udziałem kapitału prywatnego/publicznego.								
	Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)			16 225										

Tab. 1.1. Szacowany koszt programu wsparcia pomp ciepła do 30 kW dla odbiorców indywidualnych.

1.2. Program wsparcia inwestycji indywidualnych odbiorców p.c. o mocy w przedziale 30-200 kW.														
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031 - 2035	2036 - 2040	2041 - 2050	RAZEM	
Liczba sztuk (tys.)	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	4,5	6,5	15,0	34,9	
Koszt wariantu max 1500 zł dopłaty do instalacji do 1kW dolnego źródła w latach 2022-2035 i max 1000 zł w latach 2036-2050 (mln zł)	159	164	170	179	187	195	205	216	227	1 118	1 044	2 555	6 418	
Koszt projektów/instalacji (mln zł)	485	501	520	546	572	597	626	661	694	3 318	4 664	11 345	24 529	
Zainstalowana moc (MW)	105,7	109,2	113,4	119,0	124,6	130,2	136,5	144,2	151,2	745,0	1044,0	2555,0	5 478	
Moc skumulowana (MW)	106,0	215,2	328,6	447,6	572,2	702,4	838,9	983,1	1134,3	1879,3	2923,3	5478,3		
	Cel końcowy (liczba w tys.)			35		Moc (MW)			5 478,0					
	Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)			6 417,5		Finansowanie ze środków NFOŚiGW, NCBiR oraz z udziałem kapitału prywatnego/publicznego.								
	Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)			24 529										

Tab. 1.2. Szacowany koszt programu wsparcia pomp ciepła do 30 kW oraz 200 kW.

1.3. Program wsparcia inwestycji odbiorców komercyjnych p.c. o mocy ponad 200 kW.													
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031 - 2040	2041 - 2050	RAZEM	
Liczba sztuk	4	4	8	8	8	12	12	12	12	80	100	260	
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)	8	8	16	16	16	24	24	24	24	105	150	415,0	
Koszt projektów/instalacji (mln zł)	16	16	32	32	32	48	48	48	48	420	600	1 340,0	
	Cel końcowy (liczba instalacji)			260		Moc (MW)			105,0				
Zakłada się dofinansowanie do 50 % wartości inwestycji w latach 2022-2030.	Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)			415,0		Finansowanie ze środków NFOŚiGW, NCBiR (50%) oraz z udziałem kapitału prywatnego (w latach 2031-2050)/publicznego.							
	Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)			1 340,0									

Tab. 1.3. Szacowany koszt programu wsparcia inwestycji pomp ciepła ponad 200 kW dla odbiorców komercyjnych.

1.4. Program wsparcia merytorycznego (bazy danych dot. geotermii niskotemperaturowej).													
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031 - 2040	2041 - 2050	RAZEM	
Liczba sztuk	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10	10	29	
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	5	5	15	
Koszt projektów/instalacji (mln zł)	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	5	5	15	
	Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)			15,0		Finansowanie w 100 % ze środków NFOŚiGW.							
	Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)			15,0									

Tab. 1.4. Szacowany koszt programu wsparcia merytorycznego dla geotermii niskotemperaturowej.



## 1.2. Wytyczne w zakresie wsparcia i rozwoju pomp ciepła.

- a. Finansowanie poszczególnych obszarów – małych (<30kW), średnich (30-100 kW) i dużych (>200 kW) instalacji powinno opierać się na różnych zasadach. W przypadku instalacji małych powinna być to stała kwota dofinansowania, w przypadku średnich kwota dopłat powinna być uzależniona od mocy instalacji, a w przypadku dużych komercyjnych instalacji dofinansowanie powinno być uzależnione od faktycznej ilości wyprodukowanej energii.
- b. Należy wspierać instalacje duże i średnie (>30 W), którymi są instalacje komercyjne, publiczne, biurowe i przemysłowe. One dają największy wkład do całkowitej zainstalowanej mocy cieplnej, co ma przełożenie na zwiększanie udziału OZE w krajowym miksie energetycznym.
- c. Zasadne jest prowadzenie ciągłych zadań polegających na gromadzeniu, przetwarzaniu, udostępnianiu i archiwizowaniu danych geologicznych na potrzeby wsparcia zrównoważonego rozwoju geotermii płytkiej.
- d. Dokumentacje geologiczne zgromadzone w NAG są bardzo cennym źródłem informacji o rozwoju rynku gruntowych pomp ciepła w Polsce. Należy zwiększyć ich napływ do NAG poprzez nowelizację systemu prawnego w tym zakresie, jak również zapewnienie wsparcia finansowego dla inwestorów.
- e. Należy zwiększyć stopień rozpoznania parametrów termicznych gruntów i płytko zalegających partii górotworu, które są bardzo zróżnicowane, co rzutuje m.in. na dokładność szacowania możliwych do pozyskania mocy i ciepła, optymalne projektowanie i dobór dolnych źródeł dla pomp ciepła, a zatem niezawodność, efektywność energetyczną i ekonomikę systemów z gruntowymi pompami ciepła.
- f. Należy upowszechniać wykonywanie testów reakcji termicznej (TRT), badać właściwy dobór konfiguracji i odległości wymienników poszczególnych systemów, aby uniknąć negatywnych wzajemnych wpływów (w tym m.in. zbyt szybkiego ochładzania górotworu lub poziomów wodonośnych stanowiących dolne źródła ciepła).
- g. Zasadnym jest opracowanie map potencjału energetycznego płytkich partii górotworu (program jest już realizowany przez PIG-PIB) oraz map ryzyka związanego z wykorzystaniem gruntowych pomp ciepła, zarówno dla systemów obiegu otwartego jak i zamkniętego, uwzględniającego specyficzne uwarunkowania środowiskowe, w tym geologiczne, hydrogeologiczne i antropogeniczne.
- h. Należy wykonać szereg opracowań regionalnych prezentujących zróżnicowanie parametrów termicznych płytkich partii górotworu i wód.
- i. Należy finansować i dbać o rozwój krajowego zaplecza badawczo-rozwojowego, technicznego, standaryzacji, certyfikowania, doradztwa w sektorze, rozwijać współpracę międzynarodową i transfer know-how oraz dobrych praktyk.
- j. Należy odwrócić schemat finansowania tj. większą pulę środków przyznać na realizację początkowej fazy i sukcesywnie, z biegiem lat ją obniżyć. Ma to na celu pobudzenie i stymulację rynku w początkowych latach rozwoju, co przełoży się na popularność gruntowych pomp ciepła (GPC) i wzrost liczby instalacji w przyszłości.
- k. Sposoby finansowania wg uwag NFOSiGW:
  - Dla osób fizycznych i w istniejących budynkach - funkcjonujące wsparcie w ramach Programu Czyste Powietrze oraz ze środków jednostek samorządu terytorialnego ze środków UE. Należy rozważyć utworzenie dedykowanego programu wspierającego instalację GPC w istniejących budynkach.
  - Dla nowych budynków – można również stworzyć nowy – dedykowany program; wstępnie zgłaszany w ramach Krajowego Planu Odbudowy (KPO) i planów NFOSiGW na 2021 rok.
  - Dla przedsiębiorców i odbiorców komercyjnych powinno zostać zastosowane dofinansowanie w ramach Programu Priorytetowego Energia Plus.

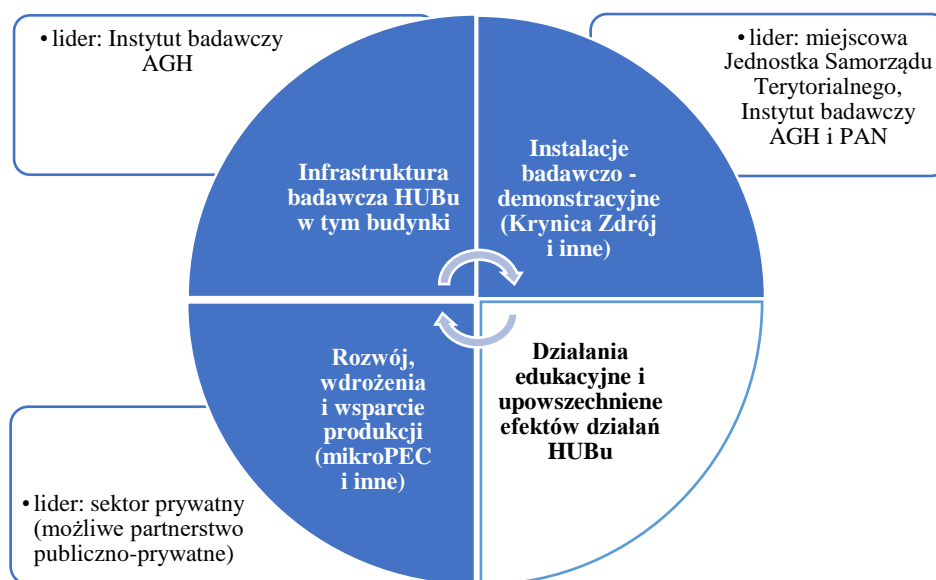
## 2. HUB Naukowo-Technologiczno-Biznesowy – Krajowe Centrum Geotermii i Pomp Ciepła.

HUB Naukowo-Technologiczno-Biznesowy jest przestrzenią integrującą różne obszary działań dla skutecznego wsparcia branży OZE w Polsce, a w szczególności branży pomp ciepła. Obecni interesariusze reprezentują trzy obszary:

- naukowo-badawczy, reprezentowany przez jednostki badawcze – AGH, PAN, PIG-PIB i IOŚ,
- wdrożeniowy, reprezentowany przez firmy branży pomp ciepła, skoncentrowane wokół PORTPC,
- instytucji rządowych i samorządowych – Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Urząd Marszałkowski Województwa Małopolskiego, Urząd Gminy Krzeszowice, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Krakowie.

Lokalizacyjnie HUB oznacza w chwili obecnej zintegrowane działania WGGiOŚ AGH w Miękinii (Gmina Krzeszowice) w ramach Centrum Zrównoważonego Rozwoju i Poszanowania Energii oraz Gminy Krzeszowice w ramach Strefy Aktywności Gospodarczej na terenach dawnego kamieniołomu porfiru. Koniecznym jest podjęcie skutecznych działań nad wypracowaniem formuły organizacyjnej, zasad współpracy interesariuszy, planów krótko- i dalekoterminowych.

W celu określenia formuły i organizacji działań HUB-u podjęte zostały konsultacje z przedstawicielami Instytutu Fraunhofera w Niemczech, jako swoistego wzorca przyszłej formuły organizacyjnej HUB-u w Miękinii. Centrum Zrównoważonego Rozwoju i Poszanowania Energii w Miękinii dysponuje nowoczesną infrastrukturą badawczą w zakresie testowania pomp ciepła: powietrznych, gruntowych i hydrotermalnych. W chwili obecnej kończy rozbudowę ośrodka w zakresie nowych przestrzeni laboratoryjnych wyposażonych w stanowiska badawcze, podlegające akredytacji, umożliwiające prowadzenie badań certyfikacyjnych pomp ciepła oraz szkoleń branży instalacyjnej.



Rys. 3. Wstępna propozycja podziału odpowiedzialności w HUB-ie Technologicznym.

Powyższy podział (matryca) w sposób ogólny określa podstawowe obszary tematyczne rozwoju płytkiej geotermii poprzez rozwój technologii pomp ciepła. Przedstawia on wstępny podział, wymagający

aktualizacji i uszczegółowienia. Matryca projektu została stworzona z uwzględnieniem założeń powołania i rozwoju HUB-u Naukowo-Technologiczno-Biznesowego w Miękinii (list intencyjny z dnia 12 kwietnia 2021r.).

## 2.1. Instalacje badawczo-demonstracyjne w Miękinii – Laboratorium Geotermalnym Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk oraz w wybranych lokalizacjach.

Kierunki działań i niezbędne finansowanie umożliwiające utworzenie zespołów prowadzących prace badawcze oraz konieczne inwestycje w infrastrukturę badawczą to m. in.:

- zatrudnienie i utrzymanie zespołów badawczych – do prac projektowych, doradczych, laboratoryjnych,
- budowa stanowisk badawczych i prototypów pomp ciepła,
- budowa stanowisk testowych innowacyjnych wymienników gruntowych.

Kierunki prac badawczo-rozwojowych:

- konstrukcja i wdrożenie pomp ciepła dużej mocy,
- konstrukcja i wdrożenie wysokotemperaturowych pomp ciepła,
- konstrukcja i/lub wdrożenie rozwiązania technicznego z pompami ciepła dla budynków wielorodzinnych,
- opracowanie systemów sieci niskotemperaturowych dla budynków wielorodzinnych i osiedli,
- rozwiązania technologiczne umożliwiające wykorzystanie ciepła odpadowego, jako dolnego źródła ciepła,
- opracowanie konstrukcji pompy ciepła ze zmniejszą ilością czynnika roboczego z grupy A3 i GWP<30 (potencjał tworzenia efektu cieplarnianego),
- program dotyczący minimalizacji zagrożeń związanych z propanem (R290) jako czynnikiem roboczym,
- opracowanie konstrukcji pomp ciepła z parametrami dopasowanymi do budynków istniejących,
- konstrukcja pompy ciepła o obniżonej mocy akustycznej,
- kompaktowość i uproszczenie instalacji,
- optymalizacja dolnych źródeł ciepła pomp ciepła,
- optymalizacja kosztów produkcji pomp ciepła i ich komponentów,
- rozwój automatyki i sterowania systemów pomp ciepła w budynkach,
- integracja pomp ciepła z elementami infrastruktury budynku.

2.1. HUB Naukowo-Technologiczno-Biznesowy - Krajowe Centrum Geotermii i Pomp Ciepła.											
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031 - 2040	2041 - 2050
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)	2	2	2	2	2	Prace projektowe, doradze, zatrudnienie zespołów badawczych.					
		20	10			Budowa stanowisk badawczych.					
			10	10		Budowa wymienników gruntowych.					
Koszt projektów/instalacji (mln zł)	2	22	22	12	2						
	Cel końcowy: utworzenie infrastruktury badawczej i prototypowych rozwiązań p.c.										
	Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł):	60,0									
	Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł):	60,0									
	Koordynacja: HUB, NFOŚiGW, MKiŚ, Ośrodki badawcze PAN i AGH.										
	Finansowanie w 100 % ze środków NFOŚiGW, NCBiR i innych źródeł przeznaczonych na badania i rozwój.										

Tab. 2.1. Planowany rozwój HUB-u wraz z budową stanowisk badawczych na terenie Krajowego Centrum Geotermii i Pomp Ciepła.



### **3. Wykorzystanie niskotemperaturowych zasobów energii geotermalnej w dwu przedziałach do 45°C oraz powyżej 45°C.**

Obydwa podziały temperatury dotyczą włączenia energii geotermalnej w istniejące systemy ciepłownictwa sieciowego w Polsce.

Obecnie, około 60 milionów mieszkańców Unii Europejskiej korzysta z usług ciepłownictwa sieciowego, podczas gdy dodatkowe 140 milionów osób mieszka w miastach, w których taka sieć się znajduje. Około 6000 sieci grzewczych pokrywa 11-12% całkowitego zapotrzebowania na ciepło w UE, wśród nich około 300 wykorzystuje energię geotermalną (ETIP RHC, 2019).

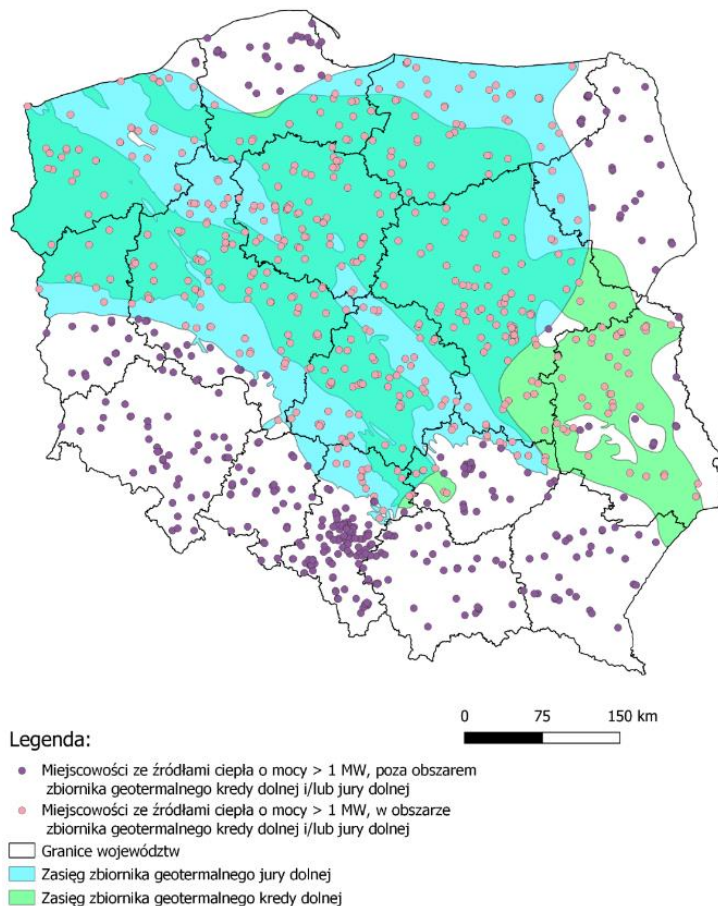
W Polsce istnieje ponad 400 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Dominującą rolę odgrywają paliwa węglowe, których udział w 2018 r. wyniósł średnio 72,5%, podczas gdy udział OZE wyniósł zaledwie 8,2% (URE, 2019). Jednocześnie, aż 89% systemów ciepłowniczych w Polsce uchodzi za nieefektywne – głównie w miastach do 100 tys. mieszkańców (GlobEnergia 2019), wymagając modernizacji.

Rynek geotermalnego ciepłownictwa sieciowego w krajach UE jest szczególnie dobrze rozwinięty we Francji (544 MW mocy zainstalowanej), w Niemczech (343 MW), na Węgrzech (254 MW) i w Holandii (208 MW; EGEN 2019). W Polsce, w 2021 r. funkcjonuje 6 geotermalnych przedsiębiorstw ciepłowniczych o łącznej mocy zainstalowanej w źródłach geotermalnych wynoszącej 76,2 MW. Sprzedaż ciepła geotermalnego wynosi ok 900 TJ, co stanowi zaledwie 0,36% całkowitej ilości ciepła dostarczonej przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze do odbiorców przyłączonych do sieci (URE, 2018). Ciepło wytwarzane w ciepłowniach geotermalnych w Polsce jest konkurencyjne cenowo względem ciepła wytwarzanego z surowców kopalnych. W 2018 r. jednostkowa cena całkowita dla użytkownika końcowego, wytwarzana w źródle geotermalnym, zawierała się w przedziale od 48 do 83 zł/GJ netto, podczas gdy energia z nośników konwencjonalnych (węgiel, gaz, olej) – w przedziale od 44 do 92 zł/GJ netto (Pająk i Bujakowski 2018).

#### **3.1. Opracowanie potencjału zasobów ciepła w skali Polski – aktualizacja i ocena potencjału zasobów ciepła w skali Polski.**

Budowa geologiczna Polski rozpoznana ponad 7 tysiącami głębokich otworów wiertniczych wskazuje na występowanie kilku poziomów wód geotermalnych, w utworach zajmujących obszar 40–55% powierzchni kraju (rys. 4). Temperatury tych wód zawierają się generalnie w przedziale 30–90°C. Znacznie szersze niż dotychczas włączenie energii geotermalnej w strukturę ciepłownictwa sieciowego w Polsce przyczyniłoby się do zwiększenia ilości ciepła pochodzącego z OZE, a przede wszystkim do poprawy jakości powietrza w polskich miastach, co jest wyraźnie odczuwalne w tych miastach, w których geotermia już funkcjonuje.

Na podstawie danych otrzymanych z Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami IOŚ-PIB (KOBiZE 2020), wyznaczono lokalizacje ciepłowni o mocach > 1MW, które wykorzystują węgiel kamienny do produkcji energii cieplnej (Rys. 1). Wstępna analiza tych danych pozwoliła wydzielić 2141 obiektów (z czego 1214 stanowią ciepłownie zawodowe, a pozostałe 927 to kotłownie zakładowe). Ciepłownie te znajdują się w 861 miejscowościach, z których 491 znajduje się w zasięgu występowania najbardziej perspektywicznych zbiorników wód geotermalnych tj. kredy dolnej i jury dolnej. Pozostałe 370 leży poza tym obszarem. Zgodnie z informacją Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), obiekty w 222 miejscowościach, w obszarze zainteresowania, zajmują się wytwarzaniem i zaopatrywaniem w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych.



Rys. 4. Lokalizacje ciepłowni o mocy >1 MW na terenie Polski na tle zasięgu zbiorników geotermalnych kredy dolnej i jury dolnej (opracowanie własne IGSMiE PAN, 2021).

Wśród wspomnianych ciepłowni znajdują się źródła ciepła o mocy >5 MW. Dzięki zestawieniu informacji znajdujących się w rejestrze danych Urzędu Regulacji Energetyki (<https://rejstry.ure.gov.pl/>) wiadomo, że całkowita liczba takich obiektów wynosi 120 oraz, że znajdują się one w 78 miejscowościach (ciepłownie znajdujące się w danej lokalizacji korzystają niekiedy z więcej niż jednego źródła ciepła). 95 z nich wykorzystuje do produkcji ciepła wyłącznie produkty z węgla kamiennego, pozostałe 25 natomiast używa także innych paliw (głównie gazu ziemnego). Całkowita moc tych ciepłowni wynosi 3 723,4 MW. W większości obiektów parametry sieci (zasilanie/powrót) zazwyczaj wynoszą 120°C /70°C, natomiast niektóre mają parametry 90/70°C i są one korzystniejsze z perspektywy wykorzystania energii geotermalnej.

Przytoczone dane wskazują na ogromny potencjał zastosowania energii geotermalnej w istniejących ciepłowniach: 114 zakładów geotermalnych zaproponowanych do realizacji w niniejszej Mapie drogowej rozwoju geotermii w Polsce może mieć inicjujące znaczenie dla powszechnego wykorzystania energii geotermalnej w bardzo wielu lokalizacjach.

3.1. Opracowanie potencjału zasobów wód termalnych i ciepła w skali Polski.												
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050	
Koszt (mln zł)		1	1									
Cel końcowy: dokumentacja "Bilans zasobów wód termalnych (z aktualizacją zasobów i poradnikiem racjonalnego gospodarowania zasobami geotermalnymi) za 2023-2024 rok.												
Koszt (mln zł)		2,0										
Cel końcowy: bieżąca aktualizacja - dokumentacje coroczne - bilans zasobów wód termalnych.												
Liczba			1	1	1	1	1	1	1	10		
Koszt (mln zł)			1	1	1	1	1	1	1	10		
Liczba dokumentacji			16									
Całościowy koszt (mln zł)			18,0									
Finansowanie w 100 % ze środków NFOŚiGW.												

Tab. 3.1. Szacowany koszt dokumentacji bilansu zasobów wód i energii termalnej wraz z coroczną aktualizacją dla obu przedziałów temperatur <45°C i >45°C.

3.2. Instalacje geotermalne wykorzystujące energię geotermalną (finansowane np. z programu NFOŚiGW Polska Geotermia + oraz z nowego proponowanego programu "Dopłat do redukcji emisji").												
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050	
Liczba instalacji	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	10	
Moc (MW)	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	10	
Energia (TJ)	7,9	15,8	31,5	47,3	63,1	78,8	94,6	110,4	118,3	197,1		
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)	10	10	20	20	20	20	20	20	20	10	100	
Koszt projektów/instalacji (mln zł)	20	20	40	40	40	40	40	40	40	20	200	
Dopłata redukcji CO2 (mln zł)	0,08	0,16	0,32	0,47	0,63	0,79	0,95	1,10	1,18	1,97		
Cel końcowy:												
Liczba instalacji			25						25,0			
Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)			250,0						764,7			
Energia (TJ)												
Dopłata do redukcji emisji CO2 (mln zł)			7,6									
Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)			500,0									
Wsparcie wg zasad dofinansowania przedsiębiorstw - programy NFOŚiGW przyjęto 50% wartości inwestycji.												
Założono: moc geotermalna instalacji 1.0 MW, koszt inwestycji 20 mln zł bez pierwszego odwiertu. Nie uwzględniono mocy z odwiertu Bańska GT-4.												
Energję obliczono zakładając 25% wykorzystanie mocy.												
Dopłatę do redukcji emisji CO2 jako 10 zł/GJ energii geotermalnej, określono na podstawie opłaty za emisję CO2 = 25EUR tj. ok 15 zł/GJ energii ze źródeł konwencjonalnych / nieodnawialnych.												

Tab. 3.2. Szacowany koszt wsparcia inwestycji geotermalnych wykorzystujących niskotemperaturową wodę geotermalną <45°C.

3.3. Badawcze odwierty geotermalne (finansowane np. w ramach programu NFOŚiGW "Udostępnianie wód termalnych w Polsce").												
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050	
Liczba sztuk	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	10	
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)	15	15	30	30	30	30	30	30	30	15	150	
Koszt projektów/instalacji (mln zł)	15	15	30	30	30	30	30	30	30	15	150	
Cel końcowy (liczba otworów)												
			25									
Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)			375,0									
Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)			375,0									
Finansowanie w 100 % ze środków NFOŚiGW.												

Tab. 3.3. Szacowany koszt badawczych odwiertów geotermalnych wykorzystujących niskotemperaturową wodę geotermalną <45°C wraz z proponowanym wsparciem.

<b>3.4. Wsparcie wg zasad dofinansowania przedsiębiorstw - programy NFOŚiGW przyjęto 100% średniego kosztu otworu tj. 10 mln zł.</b>	
Liczba instalacji (szt.)	25
Moc instalacji (MW)	25
Energia (TJ)	764,7
<b>Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)</b>	<b>650,6</b>
<b>Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)</b>	<b>900,6</b>

Tab. 3.4. Wartość kosztów oraz dofinansowania projektów geotermii wykorzystujących niskotemperaturową wodę geotermalną <45°C.

<b>3.5. Instalacje geotermalne wykorzystujące energię geotermalną (finansowane np. z programu NFOŚiGW Polska Geotermia + oraz z nowego proponowanego programu "Dopłat do redukcji emisji").</b>											
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
Liczba sztuk	1	3	5	5	5	5	6	6	7	10	
Moc (MW)	5	15	25	25	25	25	30	30	35	50	
Energia (TJ)	39,4	157,7	354,8	551,9	749,0	946,1	1182,6	1419,1	1695,1	2089,3	
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)	25	75	125	125	125	125	150	150	175	250	
Dopłata redukcji CO2 (mln zł)	0,39	1,58	3,55	5,52	7,49	9,46	11,83	14,19	16,95	20,89	
Koszt projektów/instalacji (mln zł)	50	150	250	250	250	250	300	300	350	500	
Cel końcowy (liczba instalacji)	53				Moc (MW)	265,0					
Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)	1 325,0				Energia (TJ)	9184,9					
Dopłata do redukcji emisji CO2 (mln zł)	91,8										
Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)	2 650,0										
Wsparcie wg zasad dofinansowania przedsiębiorstw - programy NFOŚiGW przyjęto 50% średniej wartości inwestycji tj. 50 mln zł bez pierwszego odwiertu (nie dotyczy zagospodarowania otworu Bańska GT-4 w roku 2024).											
Założono średnią moc geotermalną instalacji 5 MW.											
Energję obliczono zakładając 25% wykorzystanie mocy.											
Dopłatę do redukcji emisji CO2 jako 10 zł/GJ energii geotermalnej, określono na podstawie obecnej opłaty za emisję CO2 = 25EUR tj. ok 15 zł/GJ energii ze źródeł konwencjonalnych/niedodnych.											

Tab. 3.5. Szacowany koszt wsparcia inwestycji geotermalnych wykorzystujących wodę geotermalną >45°C.

<b>3.6. Badawcze odwierty geotermalne (finansowane np. w ramach programu NFOŚiGW "Udostępnianie wód termalnych w Polsce").</b>											
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
Liczba sztuk	1	3	5	5	5	5	6	6	7	10	
Koszt wsparcia/ dotacji (mln zł)	20	60	100	100	100	100	120	120	140	200	
Koszt projektów/instalacji (mln zł)	20	60	100	100	100	100	120	120	140	200	
	Cel końcowy (liczba otworów)	53									
	Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)	1 060,0			*Nie uwzględniono głębokiego otworu Bańska PGP-4 realizowanego w ramach Programu Poznanie budowy geologicznej kraju oraz gospodarka zasobami złóż kopalin i wód podziemnych.						
	Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)	1 060,0									
Wsparcie wg zasad dofinansowania przedsiębiorstw - programy NFOŚiGW przyjęto 100% średniego kosztu otworu tj. 20 mln zł.											

Tab. 3.6. Szacowany koszt odwiertów geotermalnych wykorzystujących wodę geotermalną >45°C wraz z proponowanym wsparciem.



<b>3.7. Całkowity koszt projektów w ramach geotermii wysokotemperaturowej.</b>	
Liczba instalacji (szt.)	53
Moc instalacji (MW)	265,0
Energia (TJ)	9 184,9
<b>Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)</b>	<b>2 476,8</b>
<b>Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)</b>	<b>3 801,8</b>

Tab. 3.7. Wartość kosztów dofinansowania projektów wykorzystujących wodę geotermalną >45°C.

### 3.2. Wytoczne dotyczące wykorzystania wód geotermalnych niskotemperaturowych oraz wysokotemperaturowych.

- a. Proponuje się wprowadzenie konieczności systematycznego/corocznego gromadzenia danych pochodzących z nowych odwiertów oraz z istniejących i nowo uruchamianych instalacji geotermalnych. Dane te (geologiczne i energetyczne) obejmujące rok, ale z rozbiciem miesięcznym może gromadzić PIG-PIB.
- b. Na podstawie danych (pkt. 3.1) powinien być opracowany „Bilans zasobów wód i energii geotermalnej” obejmujący 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, jej udziale w bilansie energii wytwarzanej z danym zakładzie czy użytkownikowi geotermalnych pomp ciepła. Dane powinny służyć do oceny wielkości redukcji emisji. W niniejszym „Bilansie zasobów wód i energii geotermalnej” powinny się znaleźć także przetworzone dane geologiczne m.in. mapy strukturalne zbiorników geotermalnych oraz mapy temperatury i wydajności oraz mineralizacji wód złożowych. Prace rozpoczął w tym zakresie PIG-PIB w 2020 r. (w ramach bilansu za 2019 r. opublikowanym w 2020 r.) i będzie kontynuował w zakresie kolejnych „Bilansów zasobów złóż kopalin w Polsce”, a w ujęciu energetycznym i środowiskowym IOŚ-PIB w ramach istniejącego Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami IOŚ-PIB, albo inna jednostka wyłoniona w procesie zamówienia publicznego zapytania ofertowego.
- c. W pierwszym roczniku „Bilansu zasobów wód i energii geotermalnej” powinien być opracowany rozdział pt. „Poradnik racjonalnego gospodarowania zasobami geotermalnymi” zawierający m.in. zakres zestawianych danych oraz sposób ich pozyskiwania (z instalacji działających). Może to być wynik realizacji projektu badawczego B+R.
- d. W/w coroczne aktualizacje zestawione w „Bilansie zasobów wód i energii geotermalnej” powinny być dostępne on-line oraz w formie zbliżonej do wydawanego obecnie „Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce”.
- e. Oprócz kosztu 2,0 mln zł na opracowanie i wydanie pierwszego rocznika „Bilansu ...” zawierającego poradnik przewiduje się coroczne (w okresie 18 lat) koszty opracowywania i udostępniania „Bilansu” w wysokości 1,0 mln zł. Koszt będzie zależny m.in. od zakresu opracowania.
- f. „Bilans zasobów wód i energii geotermalnej” umożliwi bieżącą aktualizację szeroko pojętej informacji dotyczącej zasobu wód geotermalnych kraju oraz kontrolę procesu eksploatacji złóż geotermalnych i monitoring pracy instalacji geotermalnych z precyzyjną oceną ilości energii wytwarzanej ze źródła geotermalnego. Będzie to także doskonały materiał do realizacji prac naukowych i badawczo-rozwojowych w zakresie nauk geologicznych i inżyniersko-energetycznych. Bilans powinien być wydawany corocznie, natomiast mapy mogą być aktualizowane np. co 3 – 4 lata, ale informacje geologiczne z nowo wykonanych odwiertów i informacje dotyczące przebiegu eksploatacji zakładów geotermalnych (dane o pobieranych, zatłaczanych i zrzucanych wodach termalnych) oraz energii geotermalnej i szczytowej i uzyskanego efektu ekologicznego (jako redukcja emisji CO<sub>2</sub> oszacowana na podstawie

potwierdzonej pomiarami ilość energii geotermalnej) - powinny być zestawiane corocznie w cyklu miesięcznym.

- g. Zadania planowane w tabelach 3.2 i 3.5, realizowane będą przez przedsiębiorcę. Środki pochodzą z NFOŚiGW w ramach programu Polska Geotermia + (dotacja i pożyczka) jako kontynuacja (pozytywnych) prac geologicznych planowanych w tabelach 3.3 i 3.6, które prowadzone byłyby przez jednostki samorządu terytorialnego (JST) w ramach programu NFOŚiGW „Udostępnianie wód termalnych w Polsce” (dotacja).
- h. Przewidziano 19-to letni okres realizacji całego projektu (2022–2040), sugerując okres ostatniego rozliczenia do 2045 roku.
- i. Szacuje się, że etap realizacji inwestycji, po etapie badawczym wykonaniu otworu badawczego, powinien się zakończyć w okresie nie dłuższym niż 4 lata od uzyskania decyzji o przyznaniu środków. Inwestor m.in. na podstawie parametrów uzyskanych z opomiarowania otworu badawczego powinien przygotować odpowiednie projekty z harmonogramem realizacji, tak aby uzyskując dofinansowanie mógł spełnić warunek rozpoczęcia dostaw energii geotermalnej odbiorcom.
- j. Założono, że sumarycznie do 2040 roku zostanie wykonanych 78 otworów badawczych w tym 34 otwory do 2027 roku (tab. 3.3, 3.4, 3.6 i 3.7) i następnie 78 instalacji geotermalnych o sumarycznej mocy geotermalnej rzędu 290 MW i wytworzonej energii geotermalnej rzędu 9 949,6 TJ w okresie do 2040 roku i 3 043,2 TJ do 2027 roku (tab. 3.2, 3.4, 3.5 i 3.7) (oprócz energii ze źródeł szczytowych). Koszt wszystkich prac oszacowano na ok. 3 004 mln zł. w tym 1 315 mln zł do 2027 roku (tab. 3.4 i 3.7).
- k. Dla uzyskania tych parametrów potrzebne będzie spełnienie kilku warunków organizacyjno – formalnych,
  - wnioskodawcą prac przy otworach badawczych jest JST natomiast instalacji geotermalnej przedsiębiorca,
  - procedura przyznawania środków na etap wytworzenia instalacji geotermalnej wraz z procesem negocjacji warunków nie może być dłuższa niż 12 miesięcy od daty złożenia aplikacji przez inwestora,
  - konieczne jest opracowanie systemu ubezpieczeń odwiertów oraz utrzymanie 0 stawki opłaty eksploatacyjnej za wody pobrane do celów energetycznych,
  - sugeruje się zastosowanie bonusu za wytworzenie energii z geotermii. Może to być dofinansowanie każdego 1GJ energii z geotermii, nazywane w niniejszym programie Dopłatą do redukcji emisji. Biorąc pod uwagę obecne ceny ciepła w zakładach geotermalnych, może to być np. 10 zł/GJ energii. Takie działanie znacząco uatrakcyjni geotermię, a wartość takiego wsparcia szacowana jest dla planowanych 78 instalacji wynosiłaby około 100 mln zł (tab. 3.2 i 3.5) w okresie 19 lat (do 2040 roku),
  - dla tej wielkości energii, rzędu 10 044 TJ (pochodzącej z geotermii, a nie ze źródeł szczytowych np. gazowych itp.) proponuje się zastosować obniżoną stawkę podatku VAT.
- l. Niezależnie można zastosować elementy wsparcia inwestycji w formie np. zmniejszenia obciążeń finansowych części kredytowej.

### **3.2.1. Wytyczne ds. techniczno-złożowych.**

- m. Lokalizacje aplikujące do etapu badawczego (pkt. 3.3 i 3.6) powinny spełniać jednocześnie trzy warunki tj. posiadać przesłanki występowania zasobów wód (na podstawie opinii PIG-PIB i Projektu Robót Geologicznych odwiertu badawczego), istnienie źródła ciepła wykorzystującego paliwo węglowe. Rekomendowana powinna być obecność sieci ciepłowniczej z odbiorcami.
- n. Lokalizacje aplikujące do etapu wdrażania (pkt. 3.2 i 3.5) powinny spełniać warunek posiadania, udokumentowanych odwiertem badawczym, zasobów wód i energii geotermalnej oraz projektu ich zagospodarowania w istniejącej sieci ciepłowniczej wraz z oszacowanym

efektem ekologicznym w postaci redukcji emisji CO<sub>2</sub> poprzez wykorzystanie energii geotermalnej.

- o. Oczywiście jest współpraca źródła geotermalnego z innymi nośnikami energii, tj. z energią elektryczną do napędu sprężarkowych pomp ciepła i innych urządzeń, podobnie z paliwami gazowymi (biogaz, gaz ziemny, LPG) lub olejem (do napędu absorpcyjnych pomp ciepła, w agregatach kogeneracyjnych i jako źródła szczytowe). Konieczne jest jednak takie zaprojektowanie instalacji źródła energii aby sumaryczny efekt ekologiczny był dodatni. Ocena tego efektu powinna uwzględniać tzw. ślad węglowy.
- p. Bez takiego efektu wnioski nie powinny być przyjmowane.
- q. Inwestor powinien mieć świadomość o konieczności osiągnięcia takiego efektu i wykazania go w rozliczeniu końcowym. Oczywiście jest uwzględnienie nieprzewidywalnych zachowań złoża geotermalnego (np. możliwy zanik płynów złożowych).
- r. Preferowane będą instalacje, w których udział energii z geotermii w sumarycznej ilości wytwarzanej energii będzie największy. Sugeruje się, projektantom instalacji, stworzenie odpowiednich warunków dla konsumpcji/sprzedaży energii z geotermii także w okresach poza sezonem grzewczym. Taką możliwość stwarzają obiekty rekreacyjne, rolnicze czy wytwarzające chłód. Bardzo istotne jest maksymalne obniżanie parametrów odbiorcy energii, co umożliwi znacznie większą produkcję/konsumpcję energii.
- s. Dane dotyczące informacji przekazywanych do opracowywania „Bilansu...” powinny być zestawiane w specjalnie zaprojektowanym systemie pomiarowym (wg wskazań Poradnika racjonalnego gospodarowania zasobami geotermalnymi).

#### **4. Wykorzystanie wysokotemperaturowych zasobów energii geotermalnej (powyżej 100°C) - instalacje kogeneracyjne wytwarzające energię elektryczną i ciepło.**

Obszar tematyczny dotyczy instalacji wykorzystujących zasoby energii geotermalnej, tzn. wód termalnych i/lub ciepła Ziemi o temperaturach (pow. 100°C) umożliwiających skojarzoną produkcję energii elektrycznej i ciepła. Obejmuje to następujące główne dwa podobszary, które nie są do końca rozłączne, czasami zazębiają się. Rozwój tego obszaru nie wyklucza również innych rozwijających się technologii np. Eavor Loop.

##### **4.1. Rozwój systemów binarnych.**

Systemy binarne zasadniczo wykorzystują zasoby wód termalnych/hydrogeotermalnych, z których ciepło jest przekazywane czynnikowi robocznemu o temperaturze wrzenia niższej od wody, krążącemu w obiegu zamkniętym w instalacji powierzchniowej, z którego z kolei otrzymywana jest energia elektryczna i/lub ciepło. Istotne są przy tym własności zbiornikowe zbiornika geotermalnego, warunkujące wielkości przepływu i w konsekwencji produkcji wody na głowicy. Ponadto wpływ na produkcję, zwłaszcza w dłuższej perspektywie czasowej, ma też wysokie zasolenie wód termalnych, powodujące konieczność wykonywania zabiegów wspomagających przepływ wód termalnych w otworze chłonnym.

##### **4.2. Rozwój systemów HDR i EGS – rozwój wykorzystania ciepła z systemów HDR poprzez technologie EGS.**

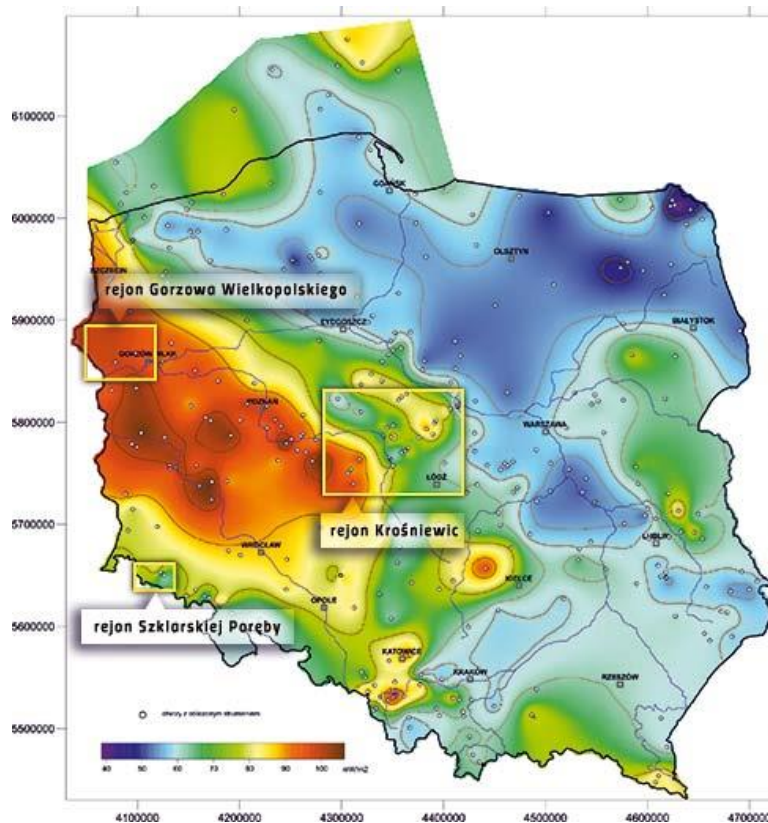
Systemy HDR i EGS wykorzystują ciepło suchych skał lub skał z niewielką ilością wód złożowych, do których wtłacza się wodę. Stąd też określa się je jako wzbudzone systemy geotermalne/geotermiczne gdyż do ich funkcjonowania niezbędne jest wykonywanie szczelinowania górotworu pomiędzy otworami zatłaczającym i chłonnym. Istotna jest przy tym podatność skał na szczelinowanie, warunkująca wielkości przepływu zatłaczanej wody, zwłaszcza w dłuższej perspektywie czasowej. Mogą to być także systemy binarne, w których ciepło wody odbieranej na głowicy jest przekazywane czynnikowi robocznemu krążącemu w obiegu zamkniętym w instalacji powierzchniowej, z którego z kolei otrzymywana jest energia elektryczna i/lub ciepło.

W obu przypadkach w chwili obecnej w Polsce jeszcze nie funkcjonują tego rodzaju instalacje. Systemy binarne wykorzystujące wody termalne stosowane są w przypadkach, gdy warunki geologiczne nie pozwalają na łatwe sięgnięcie do zasobów energii geotermalnej o temperaturach umożliwiających bezpośrednio produkcję energii elektrycznej (rzędu stu kilkudziesięciu stopni Celsjusza i więcej). Systemy HDR/EGS wykorzystują zasadniczo ciepło Ziemi, a nie naturalnie występujące wody termalne. Woda jest w tym przypadku wtłaczana do skał, a jej przepływ jest możliwy przez ich wcześniejsze zeszczelinowanie (stosowane od lat 1970-tych w USA, następnie w różnych krajach Europy, Japonii, Australii, itd. Pollack, 2020). Temperatura minimalna w złożu rzędu 100°C odpowiada temperaturze 85-90°C na głowicy otworu wiertniczego. Do produkcji energii elektrycznej w takim przypadku niezbędny jest czynnik roboczy o istotnie niższej temperaturze wrzenia niż woda, krążący w obiegu zamkniętym w instalacji powierzchniowej (system binarny). Jako czynnik roboczy stosowane są rozmaite płyny. Niektóre umożliwiają produkcję energii elektrycznej nawet w oparciu o wodę o temperaturze rzędu 70-80°C na powierzchni/głowicy otworu. Efektywność takich systemów nie jest jednak zbyt wysoka. Generalnie jest tym wyższa im wyższa jest temperatura wody otrzymywanej na głowicy otworu wiertniczego. Stąd optymalna temperatura to co najmniej 100°C na głowicy otworu, i im jest ona wyższa, tym wyższa jest sprawność systemu.

### 4.3. Opracowanie potencjału dla technologii w skali Polski – aktualizacja i ocena potencjału zasobów dla technologii w skali Polski.

Jeśli chodzi o ocenę potencjału zasobów hydrogeotermalnych, które mogłyby być wykorzystywane w systemach binarnych to w ciągu ostatniego ćwierćwiecza zostało opracowanych szereg atlasów geotermalnych obejmujących to zagadnienie (AGH, IGSMiE PAN, PIG-PIB, inne instytucje), tzn. scharakteryzowano tam m.in. najgłębiej występujące w danych rejonach zbiorniki geotermalne, w przypadku których spodziewane jest osiągnięcie temperatur umożliwiających komercyjne zastosowanie ww. technologii. Można wymienić tu atlasy mezozoiku i paleozoiku Niżu Polskiego (kolejne edycje), Karpat Zachodnich i Wschodnich i Zapadliska Przedkarpackiego, GZW, systemów binarnych (różne obszary, Bujakowski W. (red.), 2014), aktualnie realizowany jest atlas Sudetów i Bloku Przedśudeckiego (PIG-PIB).

Analogicznie ocena potencjału dla systemów HDR i EGS na obszarze Polski została wykonana w ramach przedsięwzięcia „Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce” (2010-2013; PIG-PIB, IGSMiE PAN, AGH, PBG) wraz z przykładami dla optymalnych lokalizacji instalacji HDR/EGS. Jako optymalne lokalizacje wytypowano trzy rejon (Rys. 5): Karkonosze (rejon Szklarskiej Poręby), blok Gorzowa (rejon Dębna), Polska centralna (rejon Krośniewic).



Rys. 5. Lokalizacje (obszary) dla HDR/EGS w Polsce (w ich obrębie rozpatrywano konkretne lokalizacje instalacji; Wójcicki i in., red., 2013).

#### 4.4. Opracowanie założeń do wykorzystania systemów binarnych, a także systemów HDR i EGS.

W kolejnych tabelach przedstawiono możliwy rozwój technologii systemów binarnych oraz HDR i EGS, z tym, że ze względu na bardzo wysokie koszty związane z technologiami HDR i EGS, rozwój tego obszaru może się znacznie przesunąć w czasie. Dostępność tych technologii może być znacznie efektywniejsza przy spadku cen za usługi wiertnicze (wysokie koszty wierceń otworów pow. 4000 m.). Niewątpliwie duży wkład wiedzy w zakresie tej technologii przyniosą wyniki planowanego otworu Bańska PGP-4, planowanego do odwiercenia w 2022 roku.

4.1. Opracowanie potencjału dla technologii systemów binarnych w skali Polski obejmujące syntezę i aktualizację informacji z dotychczasowych atlasów, istotnych z punktu widzenia budowy instalacji demonstracyjnej i kolejnych instalacji w wybranych lokalizacjach.											
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)		2	2								
	Cel końcowy: dokumentacja.										
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)	4,0	(Synteza i aktualizacja istniejących materiałów - Baza głębokich otworów geotermalnych).									
Wsparcie	Finansowanie w 100 % ze środków NFOŚiGW.										

Tab. 4.1. Koszt opracowania/aktualizacji potencjału dla technologii systemów binarnych w skali Polski.

4.2. Instalacje demonstracyjne - systemy binarne.											
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
Liczba instalacji (szt.)					1	Złożone wnioski do KPO (m.in. PAN - Podhale).					
	Cel końcowy: funkcjonująca instalacja w istniejącym zakładzie geotermalnym.										
	Moc (MW el.) 0,3										
Koszt całkowity wsparcia/dotacji (mln zł)			6,0	Obejmuje tylko instalacje powierzchniowe w istniejącym zakładzie geotermalnym.							
Koszt całkowity projektów/instalacji (mln zł)			6,0								
	Finansowanie w 100 % ze środków NFOŚiGW, NCBiR.										

Tab. 4.2. Koszt instalacji demonstracyjnej dla technologii systemów binarnych.

4.3. Instalacje w wybranych lokalizacjach – systemy binarne.											
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
Liczba instalacji (szt.)						1	1	1	1	2	
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)						3	3	3	3	6	
Koszt projektów/instalacji (mln zł)						6	6	6	6	12	
	Cel końcowy (liczba instalacji) 6										
	Moc (MW el.) 6										
Koszt całkowity wsparcia/dotacji (mln zł)			18	Nie obejmuje kosztów otworów.							
Koszt całkowity projektów/instalacji (mln zł)			36								
	Założono że dla jednej instalacji o mocy 1 MW el. i koszcie 6 mln zł wsparcie wyniesie ok 50% tj. na poziomie 3 mln zł. Finansowanie ze środków NFOŚiGW wraz z udziałem kapitału prywatnego/publicznego.										

Tab. 4.3. Koszt instalacji wykorzystujących systemy binarne w wybranych lokalizacjach w Polsce.

4.4. Opracowanie potencjału dla technologii systemów HDR i EGS w skali Polski - opracowanie dla wszystkich rozpatrywanych lokalizacji (3+1) studiów wykonalności (obejmujących m.in. symulacje procesów szczelinowania górotworu), a dla lokalizacji instalacji demonstracyjnej (Szaflary) szczegółowe studium inwestycyjne.											
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)				2	2						
	Cel końcowy: dokumentacja.										
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)	4,0	(Studia wykonalności dla 3+1 instalacji, w tym dla 1 demonstracyjnej w Szaflarach - szczegółowe studium FEED). Finansowanie w 100 % ze środków NFOŚiGW.									

Tab. 4.4. Opracowanie potencjału wykorzystania technologii HDR oraz EGS.

4.5. Instalacje demonstracyjne – systemy HDR i EGS.											
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
Liczba instalacji (szt.)									1		
	Cel końcowy: funkcjonująca instalacja									Moc (MW el.)	0,3
	Koszt całkowity wsparcia/dotacji (mln zł)					6					
	Koszt całkowity projektów/instalacji (mln zł)					6					
Finansowanie w 100 % ze środków NFOŚiGW.											

Tab. 4.5. Proponowana instalacja demonstracyjna wykorzystująca systemy HDR i/lub EGS.

4.6. Instalacje w wybranych lokalizacjach – systemy HDR i EGS.												
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050	
Liczba instalacji (szt.)										1		
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)										40		
Koszt projektów/instalacji (mln zł)										120		
	Cel końcowy: liczba instalacji						1				Moc (MW el.)	1
	Koszt całkowity instalacji (mln zł)						120					
	Koszt całkowity wsparcia/dotacji (mln zł)						40					
Założono wsparcie jednej instalacji o mocy 1 MW el. na poziomie 40 mln zł.												
Finansowanie ze środków NFOŚiGW, NCBiR oraz z udziałem kapitału prywatnego/publicznego.												

Tab. 4.6. Koszt instalacji wykorzystującej systemy HDR i/lub EGS w wybranej lokalizacji (po zakończeniu budowy instalacji demonstracyjnej).

4.7. Podsumowanie przedsięwzięć i koszty wsparcia dla głębokiej geotermii - technologia systemów binarnych.	
Liczba instalacji (szt.)	7
Moc instalacji (MW el.)	6,3
Moc instalacji (MWt)	50,4
Energia (GWh)	55,2
Energia (TJ)	795
<b>Koszt całkowity wsparcia/dotacji (mln zł)</b>	<b>28,0</b>
<b>Koszt całkowity projektów/instalacji (mln zł)</b>	<b>46,0</b>

Tab. 4.7. Podsumowanie przedsięwzięć i koszty wsparcia dla głębokiej geotermii – technologia systemów binarnych. Przyjęto moc cieplną ośmiokrotnie większą od elektrycznej (za Wójcicki i in. Red., 2013) oraz sezon grzewczy trwający 6 miesięcy.

4.8. Podsumowanie przedsięwzięć i koszty wsparcia dla głębokiej geotermii - technologia HDR i EGS.	
Liczba instalacji (szt.)	2
Moc instalacji (MW el.)	1,3
Moc instalacji (MWt)	10,4
Energia (GWh)	11,4
Energia (TJ)	164
<b>Koszt całkowity wsparcia/dotacji (mln zł)</b>	<b>50,0</b>
<b>Koszt całkowity projektów/instalacji (mln zł)</b>	<b>130,0</b>

Tab. 4.8. Podsumowanie przedsięwzięć i koszty wsparcia dla głębokiej geotermii – technologia HDR i EGS. Przyjęto moc cieplną ośmiokrotnie większą od elektrycznej (za Wójcicki i in. Red., 2013) oraz sezon grzewczy trwający 6 miesięcy.

#### 4.5. Wytyczne dotyczące systemów binarnych, HDR i EGS.

- a. Dla systemów binarnych (Tab. 4.1) istotne jest opracowanie najbardziej aktualnej bazy danych. Ważnym elementem bazy danych jest to, aby trafiały do Narodowego Archiwum Geologicznego trafiały dokumentacje wynikowe wszystkich otworów geotermalnych (nowych, a ponadto odwierconych ostatnio, które nie zostały dotąd przekazane do NAG). Dotyczy to również studiów na potrzeby systemów HDR i EGS (Tab. 4.4), zaś podobny problem (dostępności danych) został także podniesiony przy dyskusji obszaru tematycznego nr 3 – pkt. 3). Analogicznie, choć nie jest to obligatoryjne z punktu widzenia obowiązującego Prawa geologicznego i górniczego, pożądane byłoby, aby w NAG były dostępne także odnośne projekty robót geologicznych.
- b. Potencjalne lokalizacje dla HDR/EGS, poza rekomendowanym na potrzeby ewentualnej instalacji demonstracyjnej otworem Bańska PGP-4, to: Karkonosze (rejon Szklarskiej Poręby), blok Gorzowa (rejon Dębna) i Polska centralna (rejon Krośniewic). Zostały one wytypowane na podstawie wcześniejszych prac realizowanych dla Ministerstwa Środowiska, lecz z powodów podanych wyżej mogłyby być rozpatrywane dopiero w dalszym horyzoncie czasowym. Planowanie wykorzystania innych lokalizacji, na przykład otworów „łupkowych” wydaje się niecelowe, gdyż poza faktem, że te ostatnie wymagałyby adaptacji/rekonstrukcji i pogłębienia, gradient geotermiczny w rejonach ich występowania jest stosunkowo niski.
- c. Studia wykonalności dla HDR i EGS (Tab. 4.4) powinny obejmować symulacje procesów szczelinowania, najlepiej w warunkach złożowych. Nie wiemy do końca jak długo i z jaką wydajnością funkcjonowałby system HDR/EGS w tych przypadkach, i bez tego trudno jest zaplanować inwestycję. Jeśli będzie możliwe wykorzystanie do instalacji demonstracyjnej otworu Szaflary, to rzeczywiste dane umożliwiające weryfikację takich symulacji będą bardzo pomocne.



## 5. Wykorzystanie wód podziemnych płytko występujących, kopalnianych, powierzchniowych i odpadowych.

Instalacje niskotemperaturowe bazujące na wodach podziemnych płytko występujących, powierzchniowych, kopalnianych czy też odpadowych, jako dolnym źródło ciepła dla pompy ciepła typu woda-woda uznaje się za jedno z rozwiązań o najkorzystniejszych parametrach energetycznej efektywności instalacji (współczynnik COP do ok 5).

### 5.1. Opracowanie potencjału zasobów ciepła w skali Polski.

Znaczącą rolę w tym zakresie mogą odegrać użytkowe i nieużytkowe poziomy wodonośne, występujące na głębokości do ok. 100 m p.p.t., których temperatura na wypływie z ujęcia przekracza 4°C. Systemy te mogą mieć charakter otwarty – gdy woda wykorzystywana jest do innych celów, np. do zaopatrzenia w wodę do spożycia i na cele gospodarcze (użytkowe poziomy wodonośne) jak również w systemach zamkniętych – gdy po odzysku energii woda z powrotem odprowadzana jest do zbiorników wodnych (podziemnych lub powierzchniowych). Możliwość efektywnego zagospodarowania energii niskotemperaturowej z wód podziemnych jest uzależniona od wielu czynników m.in. analizy warunków geologicznych, hydrogeologicznych i hydrogeochemicznych, tym bardziej wskazane jest w tym zakresie skorzystanie z danych Centralnego Banku Danych Hydrogeologicznych (tzw. banku HYDRO).

5.1. Opracowanie potencjału zasobów ciepła w skali Polski.												
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050	
	Cel końcowy: dokumentacja.											
	Koszt wsparcia/dotacji (mln zł): 4,0											
Finansowanie w 100 % ze środków NFOŚiGW.												

Tab. 5.1. Opracowanie zasobów wód podziemnych płytko występujących, kopalnianych, powierzchniowych i opadowych.

### 5.2. Instalacje demonstracyjne.

Pierwszą pilotażową instalację bazującą na niskotemperaturowej wodzie zbiornika cenomanu (temp. 16-17°C, wydajność max. 55 m<sup>3</sup>/h) w systemach pomp ciepła wykonano w 2000 r w Słomnikach k. Krakowa (Bujakowski, Barbacki, 2000). Instalacja ta pracowała na systemie zintegrowanym, wykorzystując sprężarkową pompę ciepła i trzy kotły gazowo-olejowe wspomagające pracę pompy przy występowaniu niskich temperatur. Przyjmując maksymalne zapotrzebowanie mocy grzewczej domu jednorodzinnego (50 W/m<sup>2</sup>) w przypadku budynku o powierzchni 150 m<sup>2</sup> zapotrzebowanie takie kształtuje się na poziomie 7,5 kW. Zapewnienie energii dla takiego obiektu zapewnia wydatek ujęcia wody na poziomie około 2,5 - 3 m<sup>3</sup>/h.

Rozwiązanie to jest gotowe do adaptacji jako źródło ciepła dla budowanego osiedla w centrum Słomnik

Inne tego typu instalacje pokazujące możliwości wykorzystania niskotemperaturowych zasobów wody powinno zostać zrealizowane w latach 2023-2025 w innym regionie Polski.

5.2. Instalacje demonstracyjne.												
Lata		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
Liczba instalacji (szt.)					1							
	Cel końcowy: funkcjonująca instalacja.					Moc (MW)	0,5					
	Koszt całkowity wsparcia/dotacji (mln zł)			5,0								
	Koszt całkowity instalacji/dotacji (mln zł)			5,0								
Finansowanie w 100% ze środków NFOŚiGW/NCBiR.												

Tab. 5.2. Koszt instalacji wykorzystującej ciepło wód powierzchniowych.

### 5.3. Instalacje zagospodarowania ciepła odpadowego z systemów kogeneracyjnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Systemy otwarte mogą wykorzystywać wody pochodzące z odwodnień kopalnianych lub z zatopionych wyrobisk górniczych (Pająk, Bujakowski, 2000). Take instalacje są rozwiązaniem efektywnym ze względu na temperaturę wód, która z reguły jest wyższe od uzyskiwanych ze studni głębinowych. W wielu miejscach świata, wody z nieczynnych kopalń węgla kamiennego wykorzystywane są do produkcji ciepła, w tym m.in. instalacje: Springhill, Nova Scotia, Canada (Jessop i in., 1995) lub Hettleston Scotland, United Kingdom (Watzlaf Ackman, 2006). W Polsce duże możliwości wykorzystania wód kopalnianych występują na obszarze Górnośląskiego Zagłębia Węglowego, a przykładem takiego rozwiązania jest Zakład CZOK w Czeladzi (Tokarz, Mucha, 2013).

Wody podziemne, powierzchniowe, kopalniane i odpadowe (w tym ścieki) mogą być bezpośrednio tłoczone do parowacza pompy, gdy mineralizacja wód nie jest zbyt wysoka i gdy wody nie są agresywne w stosunku do materiałów konstrukcyjnych budujących parowacz pompy ciepła. W przypadku niespełnienia wymogów stawianych przez producentów urządzeń dotyczących parametrów fizykochemicznych wód będących źródłem ciepła dla pompy ciepła, zachodzi konieczność stosowania pośredniego wymiennika ciepła.

5.3. Instalacje zagospodarowania ciepła odpadowego z systemów kogeneracyjnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.												
Lata		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
Liczba inst. 1MW (szt.)			2	2	3	3	3	3	2	2		
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)			4,0	4,0	6,0	6,0	6,0	6,0	4,0	4,0		
Koszt projektów/instalacji (mln zł)			8,0	8,0	12,0	12,0	12,0	12,0	8,0	8,0		
	Cel końcowy (liczba instalacji szt.)			20		Moc (MW)	20,0					
	Koszt całkowity wsparcia/dotacji (mln zł)			40,0								
	Koszt całkowity projektów/instalacji (mln zł)			80,0								
Finansowanie ze środków NFOŚiGW, NCBiR (50 %) oraz z udziałem kapitału prywatnego/publicznego. Założono wsparcie jednej instalacji w wys. 2 mln zł.												

Tab. 5.3. Koszt instalacji zagospodarowania ciepła odpadowego.

## 5.4. Instalacje dla zagospodarowania wód rzek/cieków powierzchniowych, zbiorników sztucznych i naturalnych.

Zasadnym wydaje się również rozwój energetyki wodnej na ciągach technologicznych wykorzystywanych np. do chłodzenia systemów elektrociepłowniczych, które stanowią pewnego rodzaju specyficzny przykład elektrowni na derywacji. Wykorzystanie energetyczne zrzutu wody pobranej uprzednio z cieków lub wód podziemnych stanowić powinno przykład możliwie maksymalnego wykorzystania funkcji przepływającej wody z odzyskiem energetycznym. Przykład takiej inwestycji to wybudowana w latach 1957-1960 elektrownia wodna wykorzystująca wody chłodzące konwencjonalnej elektrowni węglowej w Skawinie, która posiadała moc zainstalowaną 1,6 MW (Orlewski, Siwek, 2010).

5.4. Instalacje dla zagospodarowania ciepła wód rzek/cieków powierzchniowych, zbiorników sztucznych i naturalnych.												
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050	
Liczba inst. 1MW (szt.)		1	3	3	3	4	4	5	5	6	5	
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)		2,0	6,0	6,0	6,0	8,0	8,0	10,0	10,0	12,0	10,0	
Koszt projektów/instalacji (mln zł)		4,0	12,0	12,0	12,0	16,0	16,0	20,0	20,0	24,0	20,0	
	Cel końcowy (liczba instalacji)		39			Moc (MW)	39,0					
	Koszt całkowity wsparcia/dotacji (mln zł)		78,0									
	Koszt całkowity projektów/instalacji (mln zł)		156,0									
	Finansowanie ze środków NFOŚiGW, NCBiR (50 %) oraz z udziałem kapitału prywatnego/publicznego. Założono wsparcie jednej instalacji w wys. 2 mln zł.											

Tab. 5.4. Koszt oraz ilość instalacji wykorzystujących ciepło wód rzek/cieków powierzchniowych, oraz zbiorników wodnych.

5.5. Koszt całkowity oraz koszt wsparcia instalacji wykorzystujących zbiorniki oraz cieków wodne.	
Liczba instalacji (szt.)	60
Moc instalacji (MW)	59,5
Koszt całkowity wsparcia/dotacji (mln zł)	127,0
Koszt całkowity projektów/instalacji (mln zł)	245,0

Tab. 5.5. Całkowity koszt systemów wykorzystujących ciepło wód powierzchniowych.

## 5.5. Wytyczne dotyczące wykorzystania wód powierzchniowych.

- Technologia pomp ciepła zasilanych z wód powierzchniowych, podziemnych i kopalnianych oraz potencjału energetycznego wód odpadowych, może być rozpatrywana jako sposób na wykorzystanie odnawialnego źródła energii o dużym potencjale, pod warunkiem odpowiedniego oszacowania zasobów eksploatacyjnych ujęcia wód.
- Racjonalne gospodarowanie zasobami wodnymi winno być ukierunkowane na odzysk energii (ciepła i energii elektrycznej) z wód odpadowych, w tym na ciągach technologicznych wykorzystywanych np. do chłodzenia systemów elektrociepłowniczych.
- Ujęcia wód dla celów ciepłowniczych powinny być zlokalizowane w możliwie najbliższym sąsiedztwie odbiorcy ciepła.
- Realizacja inwestycji z obszaru wykorzystania wód podziemnych, wprowadzenia preferencyjnych zasad korzystania z Centralnego Banku Danych Hydrogeologicznych (tzw. banku HYDRO).
- Istniejący w Polsce potencjał wód powierzchniowych, podziemnych (z nieużytkowych poziomów wodonośnych) i kopalnianych oraz wód odpadowych dla odzysku ciepła jest stosunkowo duży, wymaga jednakże opracowania szczegółowego poradnika wraz ze wskazaniem najlepszych lokalizacji dla realizacji prac pilotażowych, o mocy zainstalowanej na

poziomie ok 0,5 MW. Proponuje się realizację instalacji doświadczalnej w wybranej lokalizacji dla przeprowadzenia badań prototypowych i upowszechnienia wyników badań.

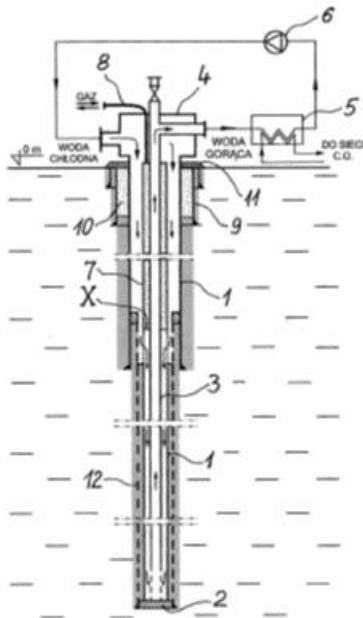
- f. Dalszy rozwój rynku pomp ciepła typu woda-woda, jest zależny od realizacji celów, jakim jest niewątpliwie przyszłościowa polityka klimatyczna, oraz od prawnego uregulowania realnego wsparcia dla mikro instalacji i małych instalacji, w tym instalacji produkujących ciepło z OZE.
- g. Niewątpliwie pomocne może być wprowadzenie ze strony Państwa zachęt dla obywateli i przedsiębiorców, zainteresowanych instalacjami OZE, w tym m.in. pompami ciepła typu woda-woda, w postaci np. ulg podatkowych, czy niższych stawek VAT dla inwestycji przyczyniających się do zmniejszenia emisji szkodliwych zanieczyszczeń do atmosfery z tytułu wytworzenia ciepła w instalacji OZE.
- h. Koniecznym jest uprządkowanie procedur prawnych związanych z wykorzystaniem ciepła wód oraz rezygnacja z opłat za korzystanie z wód do celów energetycznych. Szczegółowe uwagi przedstawiono w części 9.
- i. Niewątpliwie zasadnym jest wprowadzenie rozwiązań promujących i edukacyjnych, które wskazano w pkt. 9.

## 6. Rozwój technologii Głębokich Otworowych Wymienników Ciepła.

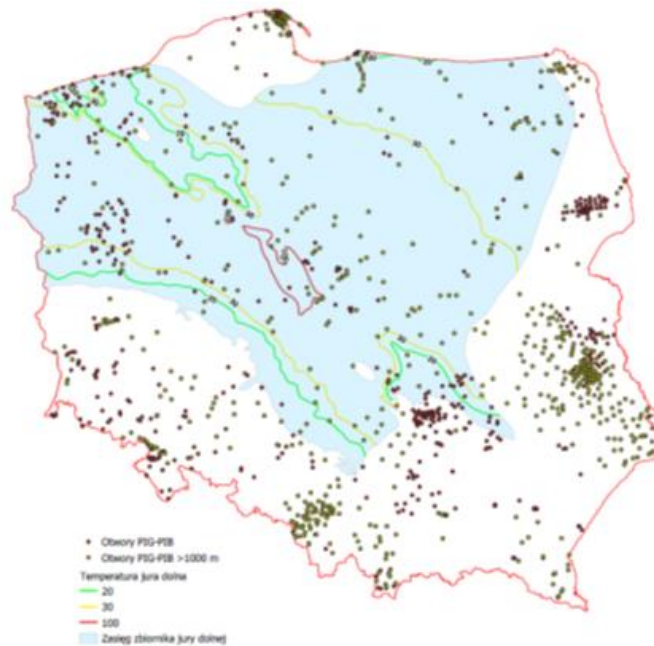
Technologia głębokich otworowych wymienników ciepła wykorzystuje istniejące odwierty do celów energetycznych. Jest to jedna z metod rekonstrukcji odwiertów, której celem jest wykorzystanie poniesionych w przeszłości nakładów finansowych na geologiczne prace wiertnicze i wytworzenie ekologicznego źródła energii.

### 6.1. Opracowanie potencjału rozwoju technologii w skali Polski – ocena potencjału zasobów ciepła w skali Polski.

Istotą technologii jest wprowadzenie do istniejącego zarurowanego odwiertu dodatkowej kolumny izolowanych rur, którymi wydobywana będzie woda, wcześniej zatłaczana przestrzenią międzyrurową. Na rysunku poniżej przedstawiono opatentowany przez IGSMiE PAN schemat takiego GOWC (Bujakowski i in., 2014) oraz schematyczną lokalizację odwiertów wykonanych przez PIG. Ponieważ odwierty PIG były zwykle wykonywane w konstrukcji umożliwiającej zapuszczenie rur wewnętrznych, dlatego też stanowią potencjał zastosowania technologii GOWC.



Rys. 6. Schemat budowy otworowego wymiennika ciepła.



Rys. 7. Mapa lokalizacji otworów PIG-PIB powyżej 1000 m.

W Bazie CBDG, odwiertów z oznaczeniem w nazwie IG lub PIG jest 1275. Wśród nich jest 635 o głębokości powyżej 1000 m. Szczególnie interesujące w kontekście zastosowania technologii GOWC są odwierty znajdujące się poza strefą występowania zbiorników geotermalnych, a więc w obszarach gdzie czysta energia geotermalna może być pobierana z górotworu, nie z wód podziemnych. Poniżej przedstawione są koszty opracowania potencjału rozwoju technologii w skali Polski.

6.1. Opracowanie potencjału rozwoju technologii w skali Polski.												
Lata		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
	Cel końcowy: dokumentacja.											
	Koszt wsparcia/ dotacji (mln zł):		2,0									
	Finansowanie w 100 % ze środków NFOŚiGW. Koordynacja: NFOŚiGW.											

Tab. 6.1. Szacowany koszt opracowania potencjału rozwoju technologii OWC w Polsce.

## 6.2. Instalacje demonstracyjne.

Technologia GOWC znalazła zastosowanie w kilku lokalizacjach m.in. w Niemczech: w Prenzlau, gdzie GOWC sięga ok 2800 m, a jego moc wynosi ok. 0.6 MW i w Aachen (2500m), ponadto w Szwajcarii: Weisbad ( 1 200 m) i Weggis (2300m) oraz w USA – Hawaie (1 962 m) (Sapińska-Śliwa i in., 2016).

W Polsce technologia ta była próbnie wykorzystana w otworze Jachówka 2K, jest też zatwierdzony patent tej technologii i wykonany projekt dla otworu Czarny Potok GT-1 oraz przygotowywany jest projekt wykonania GOWC w otworze Sękowa GT-1. Ww. otwory wykonane były w celu poszukiwania wód termalnych, ale zakończyły się negatywnym wynikiem.

6.2. Instalacje demonstracyjne.												
Lata		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
	Liczba instalacji (szt.)		1									
	Cel końcowy: funkcjonująca instalacja.			Moc (MW)		0,3						
	Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)		5,0	Energia (TJ)		2,4	Finansowanie w 100 % ze środków NFOŚiGW.					
	Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)		5,0									

Tab. 6.2. Orientacyjny koszt instalacji wykorzystujących technologię OWC.

## 6.3. Instalacje w wybranych lokalizacjach.

Poniżej umieszczona jest tabela przedstawiająca zakładaną liczbę instalacji w latach 2020 – 2050 oraz szacunkowe koszty.

6.3. Instalacje w wybranych lokalizacjach.												
Lata		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
	Liczba instalacji (szt.)			2	4	4	4	4	5	5	10	
	Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)			3	6	6	6	6	7,5	7,5	15	
	Koszt projektów/instalacji (mln zł)			6	12	12	12	12	15	15	30	
	Cel końcowy (liczba instalacji)		38	Moc (MW)		11,4						
	Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)		57,0	Energia (TJ)		89,9						
	Koszt całościowy instalacji/dotacji (mln zł)		114,0									
	Dopłata do redukcji emisji CO2 (mln zł)		0,9									
<p>Wsparcie wg zasad dofinansowania przedsiębiorstw - programy NFOŚiGW przyjęto wartość 5 mln zł inwestycji dla instalacji demonstracyjnej i 50% wartości 3 mln zł komercyjnej.</p> <p>Założono średnią moc geotermalną instalacji 0,3 MW.</p> <p>Energię obliczono zakładając 25% wykorzystanie mocy.</p> <p>Dopłatę do redukcji emisji CO2 jako 10 zł/GJ energii geotermalnej, określono na podstawie obecnej opłaty za emisję CO2 = 25EUR tj. ok 15 zł/GJ energii ze źródeł konwencjonalnych/nieodnawialnych.</p>												

Tab. 6.3. Koszt instalacji z OWC w wybranych lokalizacjach.

<b>6.4. Całkowity koszt dofinansowania instalacji oraz moc.</b>	
Liczba instalacji (szt.)	39
Moc instalacji (MW)	11,7
Energia (TJ)	92,3
Koszt całkowity wsparcia/dotacji (mln zł)	64,9
Koszt całkowity projektów/instalacji (mln zł)	121,9

Tab. 6.4. Całkowity koszt związany z technologią OWC w Polsce.

#### 6.4. Wytyczne dotyczące projektów wykorzystujących OWC.

- a. Technologia GOWC zakłada wykorzystanie istniejących odwiertów, zwykle zlikwidowanych. Według polskiego prawa odwierty takie mogą być wykorzystywane na podstawie posiadanej informacji geologicznej. Planowane zmiany legislacyjne w tym obszarze opisane w pt. 9.1. W przypadku wykupienia informacji geologicznej od Skarbu Państwa jej koszt, dla odwiertów o głębokości ponad 1000 m, może osiągać kilkaset tysięcy złotych. Proponuje się zerową lub symboliczną stawkę wykupu informacji pod warunkiem opracowania co najmniej projektu GOWC i planów zagospodarowania odwiertu do celów ciepłowniczych. Propozycja ta wymaga zmian legislacyjnych.
- b. Technologia GOWC umożliwiając zagospodarowanie ciepła górotworu jest w pełni dyspozycyjna i podobnie jak energia geotermalna z wód, niezależna od warunków pogodowych, jednakże jej racjonalne wykorzystanie związane jest ze spełnieniem kilku warunków dotyczących stanu technicznego odwiertów i istniejących potencjalnych odbiorców ciepła.
- c. Odwierty, w których planowane jest zastosowanie technologii GOWC powinny być zlokalizowane w możliwie najbliższym sąsiedztwie odbiorcy ciepła. Ponadto powinny mieć odpowiednią głębokość i konstrukcję umożliwiającą zapuszczenie rur wewnętrznych.
- d. Odwierty takie winny mieć maksymalnie pełną dokumentację o sposobie likwidacji i wynikach przeprowadzonych w nich badań, głównie w kierunku stanu technicznego rur, oceny ich szczelności, stanu zacementowania, stopnia skorodowania oraz innych badań geofizyki otworowej. Dane te będą niezbędne dla racjonalnej decyzji i prawidłowego projektu GOWC.
- e. Istniejący w Polsce potencjał odwiertów dla zastosowania technologii GOWC jest bardzo duży i wymaga wykonania opracowania (planowane w pkt 6.1) dla dokonania selekcji i wskazania do 100-200 najlepszych otworów – spełniających kryteria stanu technicznego. Opracowanie to powinno zawierać wielokryterialną ocenę umożliwiającą wskazanie lokalizacji do realizacji (docelowo dla ok 50 lokalizacji).
- f. Proponuje się wykonanie instalacji doświadczalnej w wybranej lokalizacji (np. w negatywnym odwiercie geotermalnym Sękowa GT-1) dla przeprowadzenia badań prototypowej instalacji i uzyskania danych dla jej upowszechnienia.
- g. Ocena potencjału odwiertów powinna być wykonana głównie dla odwiertów wykonanych przez PIG (posiadających rozszerzenie PIG lub IG), gdyż one zwykle były wykonane do większych głębokości i zarurowane większymi średnicami rur. Odwierty ponaftowe zwykle nie spełniają tych wymogów, zwłaszcza odpowiednich średnic końcowych rur.
- h. Moc pozyskiwana z GOWC nie jest duża (rzędu 300 - 800 kW) zatem konieczne jest odpowiednie zamodelowanie pracy instalacji tak aby uzyskać i zagospodarować maksymalnie dużą ilość energii geotermalnej. Jest to możliwe poprzez odpowiednie zaprojektowanie systemu grzewczego odbiorcy uwzględniające również okresy poza grzewcze. W tym celu należałoby wybrać lub odpowiednio zmodyfikować grzewczy system wewnętrzny odbiorcy w kierunku obniżenia wymaganych parametrów.
- i. Instalacje wykorzystujące GOWC najprawdopodobniej będą wymagały zastosowania urządzeń wspomagających i szczytowych. Warunkiem uzyskania wsparcia finansowego przedsięwzięcia jest wykazanie i potwierdzenie efektu ekologicznego.

- j. Na dzisiejszym etapie rozwoju różnych technologii OZE przewiduje się, że GOWC pracować mogą we współpracy z biogazem, gazem ziemnym lub olejem opałowym. Trendy rozwoju technologii solarnych (ogniwa fotowoltaiczne, kolektory) i magazynowania energii elektrycznej wskazują, że w niedalekiej przyszłości może być bardzo korzystna współpraca z energetyką słoneczną.



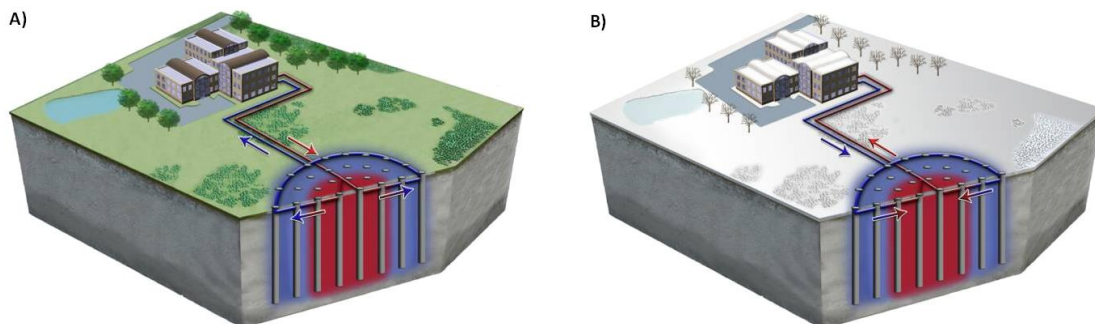
## 7. Innowacyjne technologie magazynowania ciepła w górotworze.

Sezonowe magazynowanie energii cieplnej oraz chłodu (ang. STES – Seasonal Thermal Energy Storage) pozwala wyrównać krzywą zapotrzebowania na moc cieplną lub/ oraz chłodniczą, ograniczając wykorzystanie źródeł szczytowych. Przykładowo, ciepło zgromadzone dzięki kolektorom słonecznym, ciepło odpadowe z procesów przemysłowych lub z ciepło pochodzące z instalacji wentylacyjnych może zostać zmagazynowane w okresie letnim, a następnie wykorzystane w sezonie jesienno-zimowym do celów grzewczych. Alternatywnie, chłód pochodzący z chłodnego zimowego powietrza lub odebrany od wody przez pompę ciepła w okresie grzewczym, może zostać zmagazynowany i wykorzystany w okresie letnim do klimatyzowania pomieszczeń (Miecznik, 2016). Podziemne magazynowanie ciepła w górotworze (ang. UTES – Underground Thermal Energy Storage) jest jedną z najbardziej obiecujących metod sezonowego, a zatem długoterminowego magazynowania ciepła. Metoda ta doczekała się już licznych rozwiązań technologicznych. Część z tych technologii, w tym m.in. BTES, a zwłaszcza ATES, przeszły już wiele lat temu z fazy badawczej do komercyjnej, oferując rozwiązania konkurencyjne rynkowo względem tradycyjnych sposobów dostarczania ciepła. Poniżej, krótko omówiono dwie wyżej wspomniane technologie.

**BTES (Borehole Thermal Energy Storage)** – magazynowanie ciepła (rzadziej chłodu) odbywa się za pomocą otworowych wymienników ciepła i polega na przemianym składowaniu oraz pobieraniu ciepła z górotworu. Cykl magazynowania i pobierania energii ma charakter sezonowy. Akumulatorem dla gromadzonego ciepła jest grunt/skała, a nie warstwa wodonośna. Jednostkowa pojemność cieplna magazynów w technologii BTES wynosi ok. 15 – 30 kWh/m<sup>3</sup> gruntu. Magazynowanie oraz pobieranie ciepła odbywa się w obiegu zamkniętym poprzez umieszczenie U-rurek wypełnionych cieczą w odwierconych otworach. Typowa średnica otworu to 150 mm (Cabeza, 2015). Przestrzeń pomiędzy U-rurkami, a ściankami otworu jest wypełniona zaczynem cementowym o wysokim współczynniku przewodzenia. Struktura geometryczna systemu BTES składa z jednego do kilkuset pionowych wymienników ciepła, ułożonych najczęściej radialnie od centrum układu ku jego brzegom (rys. 2). Odległość pomiędzy kolejnymi otworami jest rzędu od 2 do 5 m (Cabeza, 2015). Głębokość otworów jest przeważnie w zakresie od 2-30 m do ok. 200 metrów. W zasadzie każdy rodzaj gruntu, począwszy od luźnych piasków po skały krystaliczne, może służyć jako akumulator energii cieplnej. Obecność wody jest zjawiskiem niepożądanym ze względu na ryzyko adwekcji ciepła.

W trakcie sezonu letniego, przy nadmiarze ciepła pochodzącego m.in. z kolektorów słonecznych, ogrzana ciecz jest transportowana w kierunku od centrum układu wymienników ku jego obrzeżom. W ten sposób następuje stopniowe oddawanie ciepła do gruntu, przy czym centrum magazynu posiada wyższą temperaturę niż jego obrzeże. W okresie zimowym następuje odwrócenie obiegu. Chłodna ciecz jest pompowana od wymienników znajdujących się na obrzeżach w kierunku centrum układu, stopniowo odbierając ciepło z gruntu (rys. 2) i podnosząc swoją temperaturę. Temperatura krążącej cieczy w centrum układu wymienników może wynosić nawet 90°C, co jest podyktowane głównie charakterem źródła ciepła, jak i termoodpornością materiału z którego wykonano U-rurki. Źródłem ciepła mogą być kolektory słoneczne, ciepło odpadowe z procesów przemysłowych lub też inne formy nadwyżki energii cieplnej. Wygrzewanie górotworu (w centrum) do osiągnięcia zakładanej pojemności cieplnej układu może trwać kilka lat.

Koszty CAPEX komercyjnych instalacji BTES można szacować na poziomie 1-3 EUR/kWh pojemności cieplnej, natomiast koszty operacyjne OPEX na poziomie 3 do 10 EUR/MWh (Lautkankare, 2021). Jak podają Mangold i Deschaintre (2015) oraz Kallesøe i in. (2021), ekonomicznie opłacalna inwestycja w magazyn ciepła w BTES zaczyna się od pojemności ok. 20 000 m<sup>3</sup>, co odpowiada pojemności cieplnej ok. 400 MWh, tj. 1,44TJ.



Rys. 8. Schemat ideowy działania systemu BTES: a) w okresie letnim, b) w okresie zimowym (<http://www.underground-energy.com/BTES.html>).

**ATES (Aquifer Thermal Energy Storage)** – System niskotemperaturowego magazynowania ciepła i chłodu w warstwie wodonośnej polega na wykonaniu minimum 1 pary otworów, czyli tzw. dubletu, udostępniających wytypowany poziom wodonośny, przy czym jeden z otworów pełni rolę otworu zimnego, służącego magazynowaniu chłodu, a drugi rolę otworu ciepłego – dla magazynowania ciepła. W sezonie letnim, woda o temperaturze ok. 5-10°C wydobywana z otworu zimnego, jest kierowana do wymiennika ciepła, w którym odbiera ciepło z klimatyzowanego budynku. Po przejściu przez wymiennik, woda podgrzana przeważnie do temperatury ok. 15-18°C jest zatłaczana do otworu ciepłego. W sezonie zimowym następuje odwrócenie obiegu. Woda z otworu ciepłego kierowana jest na parowacz sprężarkowej pompy ciepła, dzięki czemu możliwe jest podgrzanie wody powrotnej z budynku do temperatury 40-50°C, podczas gdy woda pochodząca z warstwy wodonośnej jest schładzana do temperatury ok. 5-10°C, a następnie zatłoczona do otworu zimnego (Rys. 3). Jeżeli temperatura wody eksploatowanej otworem zimnym w sezonie letnim wynosi 6°C lub mniej, to może być wykorzystana bezpośrednio do chłodzenia, tj. z pominięciem pompy ciepła. W ten sposób uzyskuje się bardzo efektywny ekonomicznie sposób chłodzenia (tzw. free cooling).

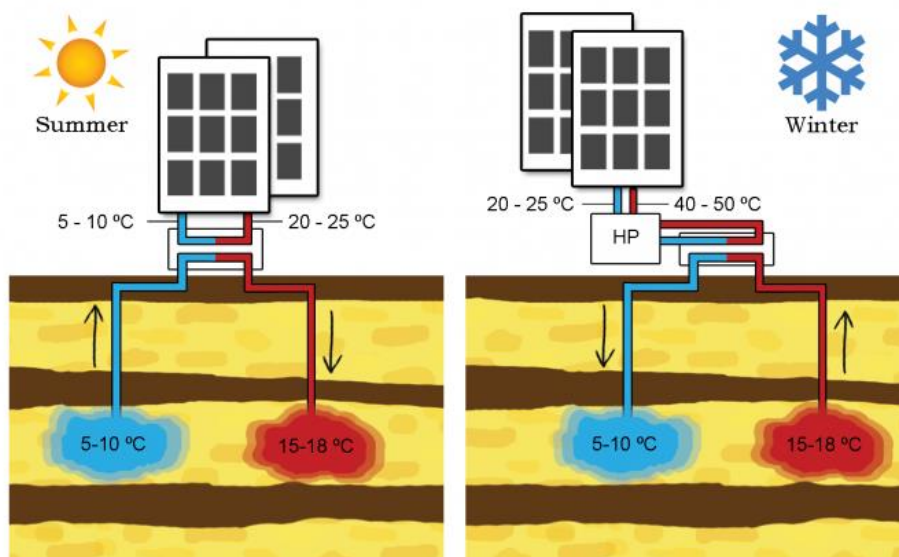
Zasadniczo, systemy ATES pracujące w trybie cyklicznym wymagają występowania warstwy wodonośnej zdolnej do gromadzenia i oddawania wody (piaski i żwiry wodonośne o miąższości >10 m, zwykle 20-50 m), o wysokim (powyżej  $1 \cdot 10^{-5}$  m/s) współczynniku filtracji, a jednocześnie niewielkim gradientem hydraulicznym i niskiej naturalnej prędkości filtracji wód (<25 m/rok, co pozwala na minimalizację adwekcyjnych strat ciepła), ograniczonej od dołu i góry warstwami nieprzepuszczalnymi (np. glinami) w celu ochrony przed mieszaniem się wód podgrzanych z chłodniejszymi, np. wodami opadowymi (Lee, 2013; Sommer i in., 2014; Malina, Bujak, 2017; Miecznik i Skrzypczak, 2019). Należy także unikać gradientów geochemicznych, ponieważ mieszanie się wód o różnym składzie chemicznym może spowodować kolmatację filtrów studziennych oraz obniżenie sprawności i wydajności studni, a w konsekwencji zwiększone koszty eksploatacji systemu.

Typowy odbiorca energii cieplnej pozyskiwanej w technologii ATES, to duży obiekt kubaturowy wymagający chłodzenia w sezonie letnim oraz ogrzewania niskotemperaturowego w sezonie zimowym (ogrzewanie podłogowe lub nadmuchowe). Odbiorcami energii mogą zatem być: budynki mieszkalne, biurowce, szpitale, centra komputerowe wymagające stałego chłodzenia, muzea, magazyny, szklarnie, dworce kolejowe, terminale lotniskowe.

Technologia ATES jest bardzo popularna w Holandii, gdzie w latach 1990-2020 oddano do użytku ponad 2800 instalacji, co stanowi ok. 85% wszystkich instalacji ATES na świecie (Fleuchaus, 2021). Technologia ta jest również stosunkowo popularna w Szwecji, Danii, Belgii oraz Anglii. Nieliczne instalacje znajdują się m.in. również w Chinach, USA, Niemczech i Norwegii.

Jednostkowa pojemność cieplna technologii ATES wynosi ok. 30 – 40 kWh/m<sup>3</sup> objętości zbiornika z warstwą wodonośną. Jest to zatem ok. 2-krotnie wyższa gęstość magazynowania energii w porównaniu z technologią BTES. Koszty inwestycyjne systemów ATES są silnie zależne od skali instalacji. Dla małych instalacji ATES o mocach rzędu 200 kW, koszt jednostkowy wynosi ok. 600 – 900 EUR/kW,

podczas gdy dla instalacji dużych – rzędu kilku MW, koszty jednostkowe kształtują się na poziomie 300 EUR/kW (Fleuchaus, 2021). Dane są podane na podst. głównego rynku ATES, tj. Holandii. Czas zwrotu instalacji ATES jest stosunkowo krótki – średnio wynosi 6 lat, jeżeli wykorzystywana jest zarówno w celu dostarczenia chłodu, jak i ciepła. Ze względu na możliwość dostarczania chłodu z pominięciem pompy ciepła, duży odbiór chłodu pełni kluczową rolę w opłacalności systemu. Są znane instalacje ATES, których czas zwrotu jest szacowany na 2-5 lat (Fleuchaus, 2021).



Rys. 9. Schemat ilustrujący pracę systemu ATES w trybie cyklicznym (Bloemendal i in., 2018).

## 7.1. Propozycja wykonania instalacji oraz kosztorys.

7.1. Opracowanie potencjału rozwoju technologii w skali Polski.												
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050	
	Cel końcowy: dokumentacja (BTES + ATES).											
	Koszt (mln zł) 4,0											
Finansowanie w 100% ze środków NFOŚiGW.												

Tab. 7.1. Szacowany koszt opracowania potencjału magazynowania ciepła w górotworze.

7.2. Instalacje demonstracyjne (BTES).												
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050	
Liczba instalacji (szt.)			1									
	Cel końcowy: funkcjonujący magazyn ciepła w technologii BTES.					Pojemność cieplna (MWh) 200,0						
	Koszt całkowity wsparcia/dotacji (mln zł) 3,0				Szacunkowa moc (MW) 0,1							
	Koszt całkowity projektów/instalacji (mln zł) 3,0											
Finansowanie w 100% ze środków NFOŚiGW, NCBiR.												

Tab. 7.2. Koszt instalacji demonstracyjnych.

7.3. Instalacje demonstracyjne (ATES).												
Lata		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
Liczba instalacji (szt.)				1								
	Cel końcowy: funkcjonujący magazyn ciepła w technologii ATES.					Pojemność cieplna (MWh)	250					
	Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)			1,4		Szacunkowa moc (MW)	0,5					
	Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)			1,4								
Finansowanie w 100% ze środków NFOŚiGW, NCBiR.												

Tab. 7.3. Koszt instalacji demonstracyjnych (ATES).

7.4. Instalacje wdrożeniowe BTES w wybranych lokalizacjach.												
Lata		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
Liczba instalacji (szt.)					3	4	8	15	20	30	100	
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)					10	13	26	49	65	97,5	325	
Koszt projektów/instalacji (mln zł)					20	26	52	98	130	195	650	
	Cel końcowy (liczba instalacji)			180		Moc (MW)	90,0					
	Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)			585,5								
	Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)			1171,0								
Finansowanie ze środków NFOŚiGW, NCBiR (50%) oraz z udziałem kapitału prywatnego/publicznego.												

Tab. 7.4. Koszt instalacji wdrożeniowych BTES.

7.5. Instalacje wdrożeniowe ATES w wybranych lokalizacjach.												
Lata		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050
Liczba instalacji (szt.)					1	1	1	1	1	1	100	
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)					1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	150	
Koszt projektów/instalacji (mln zł)					3	3	3	3	3	3	300	
	Cel końcowy (liczba instalacji)			106		Moc (MW)	104,5					
	Koszt całościowy wsparcia/dotacji (mln zł)			159,0								
	Koszt całościowy projektów/instalacji (mln zł)			318,0								
Finansowanie ze środków NFOŚiGW, NCBiR (50%) oraz z udziałem kapitału prywatnego/publicznego.												
Całkowity koszt (BTES, ATES; dokumentacja, instalacje demonstracyjne, wdrożenie)											1497,4	mln zł
Całkowity koszt wsparcia/dotacji (BTES, ATES; dokumentacja, instalacje demonstracyjne, wdrożenie)											752,9	mln zł

Tab. 7.5. Koszt instalacji wdrożeniowych ATES.

## 7.2. Wytyczne dotyczące wykorzystania systemów magazynowania ciepła w górotworze.

- Należy dokładnie przeanalizować obowiązujące w Polsce akty prawne (m.in. Prawo geologiczne i górnicze, Prawo budowlane, Prawo ochrony środowiska, Prawo wodne i inne właściwe), w celu określenia ewentualnych barier legislacyjnych dla rozwoju podziemnych magazynów ciepła, zwłaszcza w kontekście technologii ATES.
- Jeżeli istnieją bariery legislacyjne lub obecne przepisy są niejednoznaczne, należy stworzyć jasne przepisy określające zasady podziemnego magazynowania ciepła.

- c) W przypadku pkt. 2, warto spojrzeć w kierunku aktów obowiązujących w krajach wiodących w rozwoju poszczególnych technologiach, np. Holandii i Szwecji (ATES), Szwecji, Niemiec lub Norwegii (BTES).
- d) Wsparcie sezonowego magazynowania ciepła w płytkiej geotermii może stanowić uzupełnienie oferty dla ciepłowni i elektrociepłowni w przypadku, gdy rozwiązania oparte o głęboką geotermie nie są dostępne.
- e) Każda z wymienionych technologii charakteryzuje się wyraźnym spadkiem jednostkowych nakładów inwestycyjnych wraz ze wzrostem skali magazynu ciepła. Stąd też, obiekty wdrożeniowe powinny służyć głównie dużym odbiorcom bądź odbiorcom grupowym (ATES, BTES).
- f) Z analizy warunków hydrogeologicznych oraz klimatycznych wykonanej przez zespół z Uniwersytetu Technicznego w Delft (Bloemendahl i in., 2015) wynika, że Polska posiada na większości obszaru jedne z najlepszych na świecie warunków do implementacji technologii ATES, biorąc pod uwagę, że w naszej strefie klimatycznej występuje zarówno zapotrzebowanie na ciepło, jak i chłód. Zagregowana ocena, obejmująca oba powyższe czynniki wyniosła dla Polski od 7,1 do 9,0 w skali 1-10.
- g) Technologia ATES umożliwia osiągnięcie bardzo krótkiego czasu zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych, zwłaszcza jeżeli duży obiekt kubaturowy wykazuje zarówno zapotrzebowanie na chłód, jak i ciepło (np. szpital, lotnisko, biurowce).
- h) Okres wygrzewania magazynu ciepła w technologii BTES może trwać 3 do 5 lat, przy czym proces ten najszybciej zachodzi w początkowym okresie i zależy zarówno od jego konstrukcji, jak i źródła ciepła.
- i) Magazynowanie ciepła w niskotemperaturowym magazynie gruntowym pozwala skutecznie ograniczyć straty ciepła nawet dla magazynowania sezonowego, jednak zagospodarowanie takiego ciepła wymaga zwiększenia temperatury za pomocą dedykowanej instalacji pomp ciepła. W takim przypadku pompy ciepła pracują zdecydowanie efektywnie niż w przypadku standardowego dolnego źródła płytkiej geotermii - istotnie zmniejsza się ich zapotrzebowanie na energię elektryczną i moc elektryczną. Wykorzystanie sezonowego magazynowania ciepła w górotworze, nawet o niskiej temperaturze, pozwala także na osiągnięcie wyższych temperatur produkowanych przez pompy ciepła co istotnie zwiększa możliwość ich zastosowania w ciepłownictwie.
- j) Dokumentacja tego zadania winna zawierać zarówno szczegółową analizę uwarunkowań geologicznych, przestrzennych, hydrogeologicznych i klimatycznych, jak również liczne modele techniczno-ekonomiczne współpracy podziemnego magazynu ciepła ze źródłem ciepła, siecią przesyłową i odbiorcami ciepła, biorąc pod uwagę różne typy (charakterystyki energetyczne) odbiorców.

## 8. Program ubezpieczenia od ryzyka w projektach geotermalnych.

Instrumentami dotychczasowego wsparcia finansowego rozwoju wykorzystania zasobów geotermalnych w ciepłownictwie (energetyce) w Polsce były i są dotacje oraz pożyczki z programów publicznych uruchamianych w 2016–2021 r. (okresowo także w poprzednich latach). Dotacje są przeznaczone głównie dla samorządów terytorialnych i podmiotów z ich udziałem, podczas gdy inne podmioty korzystają głównie z pożyczek. Instrumenty te są odpowiednie dla początkowego etapu rozwoju rynku geotermii. Łagodzą lub eliminują skutki finansowe ryzyka, jakie ponosi lub mógłby ponosić inwestor na etapie inwestycyjnym, a które związane są m.in. z nieuzyskaniem zasobów geotermalnych o projektowanych parametrach (ryzyko zasobowe) czy też z innymi ryzykownymi czynnikami podczas prac badawczych, wierceń, testowania i potwierdzania tych zasobów, gdyż w przypadku dotacji lub pożyczek ryzyka te, w całości lub w części, przejmuje publiczny podmiot ich udzielający.

W Polsce w 2021 r. w początkowych etapach było kilkanaście projektów inwestycyjnych ukierunkowanych na wprowadzenie geotermii do sieci ciepłowniczych, realizowanych przez podmioty jednostek samorządu terytorialnego, a finansowanych przez programy wsparcia publicznego. Oczekuje się, że liczba takich inwestycji będzie wzrastać w nadchodzących latach (o czym jest mowa w tym opracowaniu).

Jednocześnie, pracowało sześć geotermalnych systemów ciepłowniczych c.o. działających już od wielu lat (uruchomionych w okresie od 1993 do 2013 r.). Utrzymywanie stabilnego funkcjonowania części podziemnych i powierzchniowych ich instalacji, mocy, dostaw energii do odbiorców, a także remonty, rozbudowa, in. prace wymagają ponoszenia istotnych kosztów, aby ograniczać lub eliminować ryzyka, które mogą prowadzić do pogarszania parametrów złożowych i eksploatacyjnych zasobów geotermalnych. W tym celu przedsiębiorstwa podejmowały i podejmują starania o środki zewnętrzne (publiczne, komercyjne) na finansowanie niezbędnych prac, które jednak nie zawsze są dostępne lub na warunkach trudnych do spełnienia. Także po osiągnięciu etapów operacyjnych przez instalacje, które są realizowane lub planowane w obecnym okresie, utrzymanie ich długoletniego stabilnego, bezawaryjnego działania również będzie wymagać środków finansowych, aby zapobiegać lub ograniczać ryzyka i związane z nimi problemy.

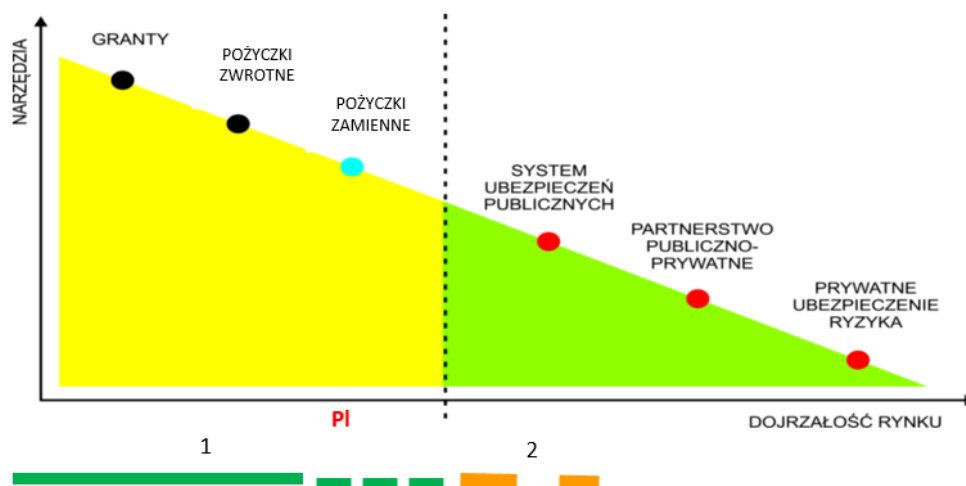
Będzie to podnosić koszty projektów geotermalnych, znajdując też odzwierciedlenie w kosztach kapitału w sytuacji, kiedy uzyskanie wsparcia publicznego w formie dotacji czy pożyczek będzie dla niektórych przedsiębiorców trudne lub nawet niemożliwe do pozyskania (m.in. wskutek przepisów krajowych i międzynarodowych, in.) i będą oni starać się o środki finansowe z innych źródeł.

Mając na uwadze powyższe oraz dalszy stabilny rozwój rynku energii geotermalnej w Polsce, obok funkcjonujących narzędzi wsparcia rozwoju geotermii w postaci dotacji i pożyczek, zasadne jest wprowadzenie publicznego Funduszu Ubezpieczenia od Ryzyka w Projektach Geotermalnych. Powinien on obejmować:

- Ryzyko krótkoterminowe na etapie inwestycyjnym (ryzyko zasobowe) – w sytuacji uzyskania zasobów o parametrach gorszych od przewidywanych lub ich nieuzyskania, co będzie powodować spadek efektywności ekonomicznej projektów lub nawet brak możliwości ich realizacji (otwory negatywne),
- Ryzyko długoterminowe – przy wyczerpywaniu zasobów lub pogarszaniu ich parametrów na etapie operacyjnym (wieloletniej pracy instalacji) prowadzących do obniżania lub utraty rentowności ich wykorzystywania.

Fundusz przyczyni się do rozwoju rynku geotermalnego w Polsce, zapewni zainteresowanym przedsiębiorcom ochronę przed nadmiernym wpływem ryzyka na projekty, w efekcie czego uzyskają oni łatwiejszy dostęp do kapitału, co będzie prowadzić także do ich szybszej realizacji i wdrażania. Przyciągnie także więcej inwestorów do tego sektora. Odciąży również częściowo publiczne programy wsparcia i zmniejszy zaangażowanie środków publicznych.

Poniższy rysunek (rys. 10) przedstawia kolejność udzielania wsparcia finansowego projektom geotermalnym za pomocą różnych narzędzi w zależności od dojrzałości rynkowej (jest to ogólna szersza prawidłowość dla rynków różnych technologii) i obecną sytuację w tym zakresie w Polsce.



Rys. 10. Kolejność wprowadzania poszczególnych narzędzi wsparcia finansowego projektów geotermalnych.

Polska – obecna sytuacja w zakresie dostępności narzędzi wsparcia finansowego dla projektów i pracujących instalacji geotermalnych:

1. Instalacje na początku rozwoju (etapy inwestycyjne) - dostępne publiczne programy wsparcia (granty, pożyczki; zwłaszcza dla samorządów).  
Programy te nie obejmują niektórych przypadków indywidualnych przedsiębiorców. Te instalacje będą przechodzić do etapów operacyjnych.
2. Ciepłownicze instalacje geotermalne pracujące od wielu lat, uruchomione w przedziale 1993-2013 r. – na etapach operacyjnych. Wymagają wsparcia w formie ubezpieczenia od ryzyka (krótkoterminowego/wiercenie nowych otworów eksploatacyjnych/długoterminowego). Narzędzie odpowiednie dla przedsiębiorców różnego typu (w tym prywatnych), obecnie nie istniejące.





innych wariantach (wyższe składki, mniej nieudanych otworów) fundusz mógłby wymagać uzupełnienia tych kosztów nawet rzadziej niż co 10 lat.

Efekt dźwigni finansowej będzie wynosić ok. 7 zł/1 zł (7 zł udanych inwestycji/1 zł środków publicznych przeznaczonych na organizację i założenie funduszu) – dla przyjętego ww. wariantu.

### 8.1.2. Etap funkcjonowania – fundusz ubezpieczenia od ryzyka krótkoterminowego.

8.2. Etap funkcjonowania - Fundusz ubezpieczenia od ryzyka krótkoterminowego.												
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050	
Liczba ubezpieczanych otworów	5	4	4	4	4	4	4	4	4	10	10	
Cel końcowy: liczba otworów	16-24 pozytywne otwory/10 lat funkcjonowania Funduszu (40-60 otworów pozytywnych do 2050)											
Koszt założycielski (mln zł)	50,0									35/2033	35/2043	
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)	120,0											
Wartość kapitału prywatnego (mln zł)	30,0									15	15	
Łączna wartość inwestycji (mln zł)	150,0											
Uzupełniany co~10 lat.												
Finansowanie ze środków NFOŚiGW, NCBiR, BOŚ oraz z udziałem kapitału prywatnego/publicznego (70/30).	Uwaga: Koszt założycielski / kapitał założycielski, środki publiczne: uzupełniany co ok. 10 lat (kwoty uzupełniania mogą okazać się niższe). Dodatkowo jednorazowe składki inwestorów. Wydatki: koszty stałe, eksperci, rekompensaty da 6 otworów / 10 lat. Publiczny fundusz do czasu osiągnięcia takiej dojrzałości rynku geotermalnego, kiedy można będzie rozważać przejście do modelu PPP. Podany koszt założycielski wynika z propozycji ramowych oraz przewidywanych kosztów.											

Tab. 8.2. Etap funkcjonowania Funduszu ubezpieczenia od ryzyka krótkoterminowego..

Fundusz jest zachęcającym instrumentem zarówno dla inwestorów (w tym innych niż samorządowych), jak i dla podmiotów publicznych, którego go założą – zwiększy szanse na realizację większej liczby otworów geotermalnych (a w ślad za tym pracujących instalacji) przy zmniejszeniu zaangażowania środków publicznych. Po kilku latach od uruchomienia (ok. 2030–2035 r.) zasadne będzie rozważenie jego organizacji w formie partnerstwa publiczno – prywatnego, jeśli będzie osiągnięty odpowiedni poziom dojrzałości rynku ciepła geotermalnego.

## 8.2. Ubezpieczenie długookresowe związane z funkcjonowaniem instalacji geotermalnej.

### 8.2.1. Opracowanie Programu.

8.3. Opracowanie Programu ubezpieczenia od ryzyka długoterminowego (etap operacyjny: ryzyko pogarszania parametrów zasobowych/eksploatacyjnych).												
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050	
Cel końcowy: dokumentacja.												
Koszt (mln zł)			0,5									
	Finansowanie w 100 % ze środków NFOŚiGW/BOŚ.											

Tab. 8.3. Koszt opracowania Programu ubezpieczeń od ryzyka długoterminowego.

Opracowanie będzie dotyczyć szczegółowej struktury organizacyjnej, źródeł i zasad finansowania funduszy, aspektów formalnych, prawnych, zarządzania, założeń, kryteriów kwalifikowalności wniosków, wypłaty rekompensat, in. niezbędnych elementów.

Wskazaniem jest, aby fundusz był zorganizowany według propozycji zarysowanej przez projekt H2020 Georisk z udziałem polskiego zespołu ([www.georisk-project.eu](http://www.georisk-project.eu)). Jej podstawami są m.in.

doświadczenia z takich programów w Europie i na świecie, konsultacje z przedsiębiorcami, pozytywne efekty funduszu z Francji. Należy rozważyć zasadność pilotażu.

#### Przyjęto następujące ogólne wstępne założenia organizacji funduszu:

- koszt założycielski: 100 mln zł, ze źródła publicznego (np. NFOŚiGW, BGK, BOŚ, in.),
- liczba ubezpieczonych otworów objętych rekompensatami: 10–14 podczas 15 lat (zakładany czas ich ubezpieczenia),
- jednorazowa składka początkowa: 1–3% wartości ubezpieczonego otworu/instalacji (min. 100 tys. zł),
- roczna składka ubezpieczeniowa wpłacana przez inwestora: na poziomie 50 000 zł/r,
- roczne koszty ogólne funduszu: 500 000 zł,
- roczne koszty ekspertów oceniających, monitorujących zgłaszane projekty: 45 000 zł/1 projekt,
- jednorazowa rekompensata dla 1 otworu: do 2–3 mln. zł. (wg szczegółowych kryteriów), łącznie do 6 mln zł/rok (minimalne założenia dla ostrożnego wariantu (składki początkowej 100 tys. zł, składek rocznych 50 tys. zł/otwór, 14 otworów podczas pierwszych 15 lat działania funduszu),
- uzupełnianie/odtworzenie zasilania funduszu ze środków publicznych: co ok. 15 lat (zał. 100 mln – kwota może ulec zmianie). Częściowe zasilanie funduszu możliwe także w in. odstępach czasu.

Fundusz ubezpieczenia od ryzyka długoterminowego będzie spełniał tym lepiej swoją rolę, im więcej będzie ubezpieczonych otworów.

#### 8.2.2. Etap funkcjonowania.

8.4. Etap funkcjonowania - Fundusz ubezpieczenia od ryzyka długoterminowego.												
Lata	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050	
*Liczba nowych ubezpieczanych otworów/r			4	1	1	1		1		6	~10	
Razem 14 otw. ubez./15 lat (2024-2039)												
Koszt założycielski (mln zł)			100,0							70/2039		
Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)			170,0									
Wartość kapitału prywatnego (mln zł)			30,0							30		
Łączna wartość inwestycji (mln zł)			200,0									
(uzupełniany co ~15 / 10 lat)												
			Finansowanie ze środków NFOŚiGW, NCBiR, BOŚ oraz z udziałem kapitału prywatnego/publicznego (70/30).									
*Cel końcowy:			Ok. 14 otworów ubezpieczonych podczas pierwszych 15 lat funkcjonowania Funduszu, dla których będą zrekompensowane koszty prac dla utrzymania stabilnych parametrów eksploatacyjnych i stanu technicznego (*max. wypłata jednorazowa do 3 mln zł/1 otwór/1 serię prac. Uzupełnianie funduszu co ok. 15/10 lat, kwoty mogą okazać się inne). Ostrożne założenia.									
Uwaga:			Podany koszt założycielski i in. założenia są wstępne/orientacyjne.									

Tab. 8.4. Etap funkcjonowania Funduszu od ryzyka długoterminowego.

Dzięki funduszowi kilkanaście otworów będzie działać z utrzymaniem poziomu wartości mocy, produkowanego ciepła i efektu ekologicznego przez kilkanaście 15 lat. Będzie ułatwione pozyskiwanie i wydawanie środków w tym zakresie, gdyż przedsiębiorcy (w tym ciepłownie geotermalne) będą mogli otrzymać dzięki ubezpieczeniu rekompensaty kosztów ponoszonych na prace i remonty dla utrzymania stabilnej długoletniej pracy instalacji.

**Uwaga:**

Opracowanie Programów funduszy ubezpieczenia od ryzyka krótko- i ryzyka długoterminowego w projektach geotermalnych może być zrealizowane jako jedno wspólne działanie), podobnie jak wspólne może być zarządzanie oboma funduszami i wspólne roczne koszty ogólne (na proponowanym poziomie 500 tys. zł rocznie dla obu funduszy). Decyzje w tym zakresie należy podjąć przed przystąpieniem do realizacji pkt. nr. 8.

**8.3. Wytyczne dotyczące Programu ubezpieczeń.**

- a) Proponuje się, aby Opracowanie programów ubezpieczeń od ryzyka w projektach geotermalnych dotyczyło ryzyka zarówno krótkoterminowego, jak i długoterminowego. Program ubezpieczenia od ryzyka krótkoterminowego jest już na zaawansowanym etapie prac.
- b) Proponuje się kapitał założycielski funduszu ubezpieczenia od ryzyka krótkoterminowego w wysokości 50 mln zł, uzupełniany co ok. 10 lat. Dla przyjętych założeń i rezultatów analiz, z których wynika propozycja tego funduszu, wydaje się to wystarczające. W trakcie działania funduszu kwoty uzupełniane mogą okazać się inne/nizsze.
- c) Proponuje się koszty założycielskie funduszu ubezpieczenia od ryzyka długoterminowego w wysokości 100 mln zł (do 2039 r.). Dla przyjętych wstępnych założeń i rezultatów analiz, z których wynika propozycja tego funduszu, wydaje się to wystarczające. Uzupełnianie funduszu co ok. 15 lat. W trakcie działania funduszu kwoty uzupełniane i okresy mogą okazać się inne.
- d) Uwaga ogólna: koszty założycielskie funduszy i uzupełnienie funduszu krótkoterminowego do ok. 2040 r. będą wynosić łącznie ok. 301 mln zł. Do 2050 r. będzie to ok. 351 mln zł (koszty do 2040 r. i uzupełnienie f. krótkoterminowego ok. 2043 r. (wg propozycji uzupełnienie f. długoterminowego nastąpiłoby po 2050 r.).

## **9. Zmiany legislacyjne, promocja i edukacja.**

Prowadzenie prac związanych z rozpoznawaniem i wydobywaniem wód termalnych oraz wykorzystaniem ciepła Ziemi regulowane jest przepisami ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2021 poz. 1420 ze zm.). Rozwój geotermii w Polsce zależy również od regulacji zawartych w innych niż geologiczne przepisach prawnych takich jak ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716 ze zm.), ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610), ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166 ze zm.), czy ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2233).

### **9.1. Wprowadzenie i bieżąca aktualizacja przepisów ułatwiających procesy wdrażania poszczególnych punktów.**

Uchwalone w 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze na przestrzeni kolejnych lat stopniowo było dostosowywane do wymogów prawa unijnego. Wraz z kolejnymi nowelizacjami wdrażane są również postulaty zgłaszane przez branżę geologiczno-górniczą, podejmowane są działania mające na celu ochronę wybranych kopalin, ochronę środowiska oraz dbałość o interesy Państwa. W celu przyspieszenia rozwoju geotermii w Polsce niezbędne jest dalsze dostosowywanie przepisów prawa regulującego kwestie związane z tym zagadnieniem m.in. z uwzględnieniem potrzeb branży geologicznej.

Aktualnie trwają prace legislacyjne dotyczące projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo geologiczne i górnicze (UD280). W projekcie tym zaproponowano zmiany dotyczące m.in. właściwości organów administracji geologicznych w sprawach związanych z wykonywaniem otworów w celu wykorzystania ciepła Ziemi. Projekt ustawy przewiduje również przepisy mające na celu umożliwienie wykorzystania istniejących otworów wiertniczych (np. otwory suche, ponaftowe) na potrzeby geotermii poprzez montaż w nich otworowych wymienników ciepła. W takim przypadku konieczne będzie wykonanie rekonstrukcji zlikwidowanych lub częściowo zlikwidowanych otworów wiertniczych i przystosowanie ich w celu wykorzystania ciepła Ziemi, co pozwoli uzyskać pozytywny efekt ekologiczny przy mniejszych nakładach finansowych niż w przypadku wykonania nowego odwiertu (w zależności od stanu technicznego otworu, zakresu koniecznych badań, a także od stopnia rekonstrukcji otworu). Dotychczasowe przepisy ustawy Prawo geologiczne i górnicze nie zawierają regulacji w tym zakresie, co wymaga pilnej zmiany, chociażby z uwagi na coraz większe zainteresowanie wykorzystaniem ciepła Ziemi m.in. na potrzeby realizacji zadań komunalnych związanych z ciepłownictwem. Kolejną kwestią, która zostanie uregulowana jest dostosowanie zakresu uprawnień geologicznych do prowadzenia prac badawczych dotyczących określenia potencjału termalnego gruntów i skał.

Wprowadzenie stosownych zmian do ustawy Prawo geologiczne i górnicze w powyższym zakresie jest obecnie na etapie konsultacji, uzgodnień i opiniowania.

#### **9.1.1. Opracowanie propozycji koniecznych zmian legislacyjnych.**

Ministerstwo Klimatu i Środowiska pozostaje w dialogu ze środowiskami naukowymi i zrzeszającymi przedsiębiorców działających w branży związanej z geotermią oraz organami administracji geologicznej i górniczej. Cyklicznie analizowane są propozycje dotyczące dostosowania przepisów ustawy Prawo geologiczne i górnicze oraz aktów wykonawczych do tej ustawy do potrzeb społeczeństwa oraz w celu optymalizacji regulacji w zakresie związanym z geotermią, w tym w celu usunięcia potencjalnych wątpliwości interpretacyjnych. Spośród zgłaszanych postulatów należy wymienić kwestię doprecyzowania przepisów rozporządzenia w sprawie innych dokumentacji geologicznych, dotyczących wykonywania otworów na potrzeby wykorzystania ciepła Ziemi. W przypadku wykonania płytkich otworów pod pionowe wymienniki ciepła planowane są zmiany w zakresie obowiązków

sporządzania profilów termicznych otworów. Rozwój geotermii w Polsce zależny jest również od regulacji zawartych w innych niż geologiczne przepisach prawnych takich jak ustawa Prawo energetyczne, ustawa o odnawialnych źródłach energii czy ustawa o efektywności energetycznej.

9.1. Opracowanie propozycji koniecznych zmian legislacyjnych.													
Lata		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050	
	Cel końcowy: dokumentacja.												
	Koszt (mln zł)			2,0									
Finansowanie w 100 % ze środków Budżetu Państwa.													

Tab. 9.1. Szacowany koszt opracowania propozycji zmian legislacyjnych.

9.2. Działania wdrażające wraz z aktualizacją przepisów.													
Lata		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2040	2041-2050	
	Liczba		1	1	1	1	1	1	1	1			
	Koszt (mln zł)		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3			
Cel końcowy: wdrożenie niezbędnych zmian w prawie oraz bieżąca aktualizacja przepisów.													
	Koszt wsparcia/dotacji (mln zł)			2,4									
Przyjęto 300 tys. zł za coroczną aktualizację (Budżet Państwa/NFOŚiGW).													
Cel końcowy: wdrożenie niezbędnych zmian w prawie oraz bieżąca aktualizacja przepisów.													

Tab. 9.2. Koszt działań wdrażających.

### 9.1.2. Wytyczne dotyczące zmian legislacyjnych oraz działań promujących.

- a) Zalecane jest wykorzystanie zamieszczonych w Mapie drogowej zapisów dotyczących możliwości zgłaszania propozycji zmian legislacyjnych z obszaru prawa geologicznego i górniczego odnoszących się do geotermii - do końca marca 2022 r. (dotyczy wszystkich zainteresowanych podmiotów). Propozycje dotyczące zmian legislacyjnych w zakresie innych obszarów prawa odnoszących się do geotermii należy zgłaszać do organów administracji zgodnie z właściwością.
- b) Technologia głębokich otworowych wymienników ciepła (GOWC) zakłada wykorzystanie istniejących odwiertów, zwykle zlikwidowanych. Według polskiego prawa odwierty takie mogą być wykorzystywane na podstawie posiadanej Informacji Geologicznej, którą wykupuje się a jej koszt dla odwiertów o głębokości ponad 1000 m może osiągać kilkaset tysięcy złotych. Proponuje się zerową lub symboliczną stawkę wykupu informacji pod warunkiem opracowania i uzyskania decyzji zatwierdzającej co najmniej projektu robót geologicznych GOWC i planów zagospodarowania odwiertu do celów ciepłowniczych.
- c) Stawka opłaty eksploatacyjnej za pobór wód termalnych powinna być utrzymana na poziomie 0 zł w okresie trwania programu tj. co najmniej do 2050 roku.
- d) Opłata za pobór wód, innych niż termalne włącznie z wodami z cieków i zbiorników otwartych oraz z warstw wodonośnych powinna wynosić 0 zł/ m<sup>3</sup>, pod warunkiem wykorzystania ich do celów energetycznych i wprowadzania po schłodzeniu do warstwy / ciek /zbiornika macierzystego. Wskazaniem jest wprowadzenie stosownego zapisu w Prawie geologicznym i górnicznym – wody termalne; oraz w ustawie Prawo wodne wody powierzchniowe i podziemne. Wyłączenie z opłat za korzystanie z wód winno dotyczyć również wód kopalnianych, pozyskiwanych na cele energetyczne, z wykorzystaniem technologii hydroenergetycznych i pomp ciepła.
- e) W ramach polityki energetycznej państwa powinno się wprowadzić możliwość stosowania Dopłaty za redukcję emisji CO<sub>2</sub> (wyrażoną jednostką energii GJ) na zasadach zbliżonych do obecnie stosowanej Opłaty za emisję CO<sub>2</sub>. Wartość Dopłaty powinna być stabilna (nie zmniejszana) w okresie co najmniej 10 lat od uruchomienia przedsięwzięcia. Dopłata powinna być kierowana do wszystkich użytkowników (osoby prywatne, przedsiębiorcy

- itp.) energii geotermalnej stanowiąc istotne wzmocnienie akceptacji społecznej dla „czystej” energii geotermalnej.
- f) W zapisach prawa powinno być wskazanie sposobu i zakresu przekazywania danych dotyczących informacji geologicznych oraz energetycznych obligatoryjnie przez komercyjnych operatorów systemów geotermalnych oraz od, starających się o Dopłatę do redukcji emisji, prywatnych użytkowników energii geotermalnej.
  - g) Za konieczne należy uznać uregulowanie w przepisach prawa kwestii wykorzystania energii odpadowej (np. wód kopalnianych i wód odprowadzania z otwartych systemów chłodzenia w energetyce konwencjonalnej) jako OZE. Brak takiego uregulowania decyduje o problematycznej kwestii pomocy publicznej w tym zakresie.
  - h) Wykorzystanie potencjału wód podziemnych i powierzchniowych jako dolnego źródła ciepła dla systemów energetycznych wymaga wprowadzenia stosownych regulacji w odniesieniu do zasad ochrony wód określonych w Planach gospodarowania wodami, zwłaszcza ochrony wód dla potrzeb zaopatrzenia w wodę przeznaczoną do spożycia.
  - i) Za zasadne wydaje się promowanie nieużytkowych poziomów wodonośnych (wód podziemnych) jako zasobów o potencjale energetycznym. Takie wskazanie, wprowadzone w ustawie Prawo wodne, ułatwiłoby procedowanie zgód na wykonanie otworów eksploatacyjnych i chłonnych, jak również tworzenie stosownych magazynów energii, tzw. ATES (ang. Aquifer Thermal Energy Storage).
  - j) Budowanie systemów opartych na wodach podziemnych byłoby ułatwione w przypadku uproszczonej procedury udostępnienia danych z Centralnego Banku Danych Hydrogeologicznych (tzw. banku HYDRO) - dane dotyczące wykonanych otworów wiertniczych do gł. 100 m p.p.t. z możliwością skorzystania z danych o właściwościach fizykochemicznych wód z poziomów hydrogeologicznych (co generuje kwestie doboru pomp ciepła typu woda-woda).
  - k) W odniesieniu do wykorzystania wód powierzchniowych i podziemnych na cele energetyczne, wskazane jest ułatwienie procedury pozyskania stosownych pozwoleń wodnoprawnych, zwłaszcza w przypadku tzw. systemów zamkniętych, gdy wykorzystane wody odprowadzane są z powrotem do środowiska.
  - l) Zasadniczym elementem wspomagającym realizację inwestycji energetycznych (turbiny wodnych) na ciągach technologicznych wykorzystywanych np. do chłodzenia systemów elektrociepłowniczych, jest uzyskanie przez nie statusu odnawialnego źródła energii. Bez takiego statusu i dodatkowego wsparcia finansowego dla OZE, instalacje takie nie znajdują uzasadnienia ekonomicznego.
  - m) Za niezbędne należy uznać wzmocnienie wsparcia dla mikro instalacji i małych instalacji OZE, ukierunkowanych na rozwój ciepłownictwa opartego na pompach ciepła oraz opracowanie strategii w zakresie ogrzewania i chłodzenia budynków mieszkalnych i komercyjnych.
  - n) Dla rozwoju inwestycji z obszaru wykorzystania potencjału wód podziemnych z nieużytkowych poziomów wodonośnych oraz wód z zasobów powierzchniowych, przy założeniu zamkniętego systemu gospodarowania wodami, wskazane jest uproszczenie procedur prawnych wynikających z Prawa geologicznego i górniczego oraz Prawa wodnego i innych, również w zakresie uzupełnienia lub aktualizacji istniejących przepisów prawnych różnej rangi i dostosowania ich do specyfiki i potrzeb geotermii, jakie były formułowane i zgłaszane w ostatnich latach przez środowiska specjalistów i praktyków z branży geotermalnej .

## **9.2. Uwagi dotyczące działań promocyjnych i edukacja w obszarach pkt. 1 – 8.**

- a) „Bilans zasobów wód i energii geotermalnej”, opracowany w obszarze 3 , obejmujący dane geologiczno/hydrogeologiczne oraz energetyczne/środowiskowe powinien być przedmiotem prezentacji w ramach działań promocyjnych i edukacyjnych.

- b) Krytycznie istotnym jest powstanie Poradnika rekomendowanego (wydanego) przez MKiŚ, opracowanego przez interdyscyplinarny zespół specjalistów, doświadczonych hydrogeologów, ciepłowników, specjalistów z branży pomp ciepła, wspomaganych producentami pomp ciepła, celem wskazania rozwiązań technicznych i technologicznych oraz ograniczeń dla rozwoju inwestycji opartych na pompach ciepła w obszarach górniczych otworzonych dla eksploatacji zasobów wód leczniczych oraz obszarach ochronnych ustanowionych dla ujęć wód podziemnych i powierzchniowych służących zaopatrzeniu w wodę do spożycia i na cele gospodarcze. Poradnik ten powinien być rekomendowany na etapie tworzenia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.
- c) Wskazane jest podjęcie działań dla ograniczenia barier informacyjnych i edukacyjnych związanych z wykorzystaniem pomp ciepła typu woda/woda. Wciąż głównym źródłem informacji są strony internetowe producentów pomp ciepła, które w większości przypadków mają charakter reklamowy oraz fora internetowe, które często przekazują błędny opis inwestycji. Potencjalni inwestorzy często napotykają na sprzeczne opinie, które utrudniają podjęcie decyzji lub wręcz prowadzą do jej odroczenia lub zaniechania, tym bardziej iż zmiany zachodzące w technologii pomp ciepła przebiegają znacznie szybciej, niż informacje, które docierają do potencjalnych inwestorów, co może być związane z brakiem rzetelnych opracowań, przedstawionych w formie zrozumiałej dla potencjalnego inwestora (nie związanego z branżą).
- d) Organizowane programy szkoleniowo–edukacyjne dotyczące instalacji pomp ciepła są w większości skierowane do inżynierów, projektantów, architektów, przedstawicieli sektorów energetycznych, natomiast brakuje szkoleń dla potencjalnych, indywidualnych inwestorów. Stosowny poradnik, obejmujący kluczowe czynniki dotyczące kwestii zasobowych, procedur prawnych jak również ujmujące specyfikę fizykochemiczną wód powierzchniowych i podziemnych oraz czynniki z tym związane, opracowany w sposób przystępny dla potencjalnych inwestorów winien być prezentowany na stronach MKiŚ.

## **Podsumowanie - Wieloletni program rozwoju wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce - Mapa drogowa rozwoju geotermii w Polsce.**

Najbardziej dojrzałymi obszarami i najbardziej pewnymi są instalacje związane z pompami ciepła (**punkty 1 i 2**). Ten obszar nie wymaga badań, budowy instalacji pilotażowych. Są one na etapie wdrożeniowym, ale wymagają programów wsparcia np. takiego jak np. „Moja pompa” oraz rozwoju HUB-u Technologicznego Pomp Ciepła (HTPC) (**punkt 2**). Szacowane koszty dofinansowania w różnych formach to **8 289,9 mln zł** (pkt. 1-2), a okres realizacji dla pkt. 1 to 2022-2050, a dla pkt. 2 to 2022-2026. Całkowita wartość inwestycji, które zostały zaproponowane w **punkcie 1 oraz 2 to 42 229 mln zł**.

Kolejną grupą jest tzw. geotermia *sensu stricte* (nisko i średniotemperaturowa w zakresie umownych temperatur do 45°C oraz powyżej 45°C), jak to jest realizowane w ramach programu NFOŚiGW „Udostępnianie wód geotermalnych w Polsce”, jak i np. w programie Polska Geotermia Plus, rozwijanym od roku 2019. Wsparcia wymagają projekty, które są zarówno w fazie dojrzałej jak i te, które są na początkowym etapie rozwoju, dla których poziom wiedzy o zasobach geotermalnych jest wystarczający, aby rozpocząć/kontynuować inwestycje (np. **punkt 3**). Szacowane koszty to **3 127,4 mln zł**, a okres realizacji to 2022-2040. W ramach rozwoju tego obszaru została powołana spółka celowa „Geotermia Polska”, która będzie realizowała inwestycje związane z rozwojem tego obszaru. Łączny koszt wszystkich inwestycji zaproponowanych w **punkcie nr 3 to 4 702,4 mln zł**.

Komplementarnym obszarem jest tzw. geotermia wysokotemperaturowa (**punkt 4**) w zakresie umownych temperatur pow. 100°C, która wymaga zarówno badań jak i instalacji demonstracyjnych. Obejmuje dwa podobszary, gdzie stosowane są technologie umożliwiające produkcję energii elektrycznej i ciepła – systemy binarne oraz systemy HDR i EGS. W przypadku systemów binarnych możliwe jest wdrożenie tej technologii (w istniejących zakładach geotermalnych) w perspektywie roku 2027, zaś sumaryczne koszty tego obszaru w okresie 2022-2040 są szacowane na **28,0 mln zł**. Łączna kwota ze wsparciem to **46,0 mln zł**. Natomiast rozwój technologii HDR i EGS jest uzależniony od efektywności ekonomicznej takich projektów oraz związanego z tym ryzyka techniczno-geologiczno-finansowego, stąd wdrożenie tej technologii mogłoby nastąpić po roku 2030, a sumaryczne koszty dla tego obszaru w okresie 2031-2040 są szacowane na **50,0 mln zł**. Łączna wartość inwestycji przewidzianych z rozwojem systemów HDR, EGS oraz systemów binarnych to **176 mln zł**.

Następnym bardzo perspektywicznym obszarem są instalacje zagospodarowania ciepła odpadowego z systemów kogeneracyjnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz instalacje zagospodarowania ciepła wód rzek, sztucznych i naturalnych zbiorników wodnych (**punkt 5**), które wymagają badań oraz budowy instalacji pilotażowych - możliwych do rozwoju od 2023 r. oraz kosztów wsparcia to **127,0 mln zł**. Rozwój tego obszaru przewidywany jest na lata 2022-2050. Szacowany koszt wszystkich projektów związanych z rozwojem obszaru opisanego w **punkcie 5 to 245 mln zł**.

Bardzo perspektywiczną technologią, na początku której jesteśmy, to wykorzystanie głębokich otworowych wymienników ciepła (GOWC) w istniejących otworach (**punkt 6**). Rozwój tej technologii wymaga zarówno badań, jak i instalacji demonstracyjnych) oraz szacowanych kosztów wsparcia na poziomie **64,9 mln zł**. Proces badawczy został już rozpoczęty na jednym z otworów geotermalnych, który nie uzyskał przyływu wód i w końcowej fazie wiercenia został przygotowany do wykorzystania go jako GOWC. Rozwój tego obszaru przewidywany jest na lata 2023-2040. Wartość inwestycji opisanych w **punkcie 6** wynosi **121,9 mln zł**.

Kolejną bardzo istotną technologią w perspektywie najbliższych lat jest możliwość rozwoju magazynowania ciepła /energii w górotworze (**punkt 7**) – wymaga ona jednak zarówno badań jak i instalacji pilotażowych, możliwych do rozwoju od 2024 r., przy kosztach szacowanych na **752,9 mln zł**. Łączna wartość projektów zaproponowanych w obszarze magazynowania ciepła w górotworze to **1 497,4 mln zł**.



Istotnym zagadnieniem Program rozwoju geotermii w Polsce, który został ujęty jako **punkt 8** jest wprowadzenie programu ubezpieczenia od ryzyka w projektach geotermalnych, koniecznego szczególnie przy projektach (**punkty 3-4**). Szacowane koszty opracowania, założenia ze środków publicznych oraz uzupełnienia kapitału to ok. **291,0 mln zł** (do ok. 2040 r.). Włączając udział kapitału prywatnego, łączna wartość obszaru dotyczącego ubezpieczenia od ryzyka w projektach geotermalnych wynosi **351,0 mln zł**.

Ostatnim punktem (**punkt 9**), poza merytoryczną stroną mapy drogowej dla geotermii, jest legislacja, dostosowująca rozwiązania prawne we wszystkich obszarach oraz działania promocyjno-edukacyjne, które muszą towarzyszyć realizacji tego planu, informować o programach, promować te rozwiązania oraz przekazywać informacje o korzyściach ze stosowania OZE, w tym energii geotermalnej. Szacowane koszty to ok. **4,4 mln zł**.

Łączne szacowane koszty dofinansowania dla **pkt. 1-9** w okresie przedstawionej analizy na lata 2022-2050 to ok. **12 735,5 mln zł**. Finansowanie wyżej opisanych zadań uwzględnia środki MKiŚ, NFOŚiGW, NCBiR, BOŚ, Skarbu Państwa, KPO, źródeł nowej perspektywy finansowej np. FENIKS, fundusz modernizacyjny. Rozwój szeroko rozumianej geotermii w oparciu o kapitał prywatny, uwzględniając poziom dofinansowania może osiągnąć wartość **49 327,1 mln zł** do roku 2050. Wsparcie w formie dofinansowania do inwestycji wymienionych w punktach 1-9 wynosi ok. 26% całościowej wartości zaangażowania kapitałowego w szeroko pojęty rozwój geotermii w Polsce.

## Bibliografia.

1. Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Centrum Zrównoważonego Rozwoju i Poszanowania Energii WGGiOŚ AGH „Miękinia” / PORT PC, Mapa drogowa dotycząca przygotowania i wdrażania studiów wykonalności inwestycji badawczo-rozwojowych i innowacyjnych (ang. Business Technology Roadmaps– BTR) dla branży producentów niskoemisyjnych urządzeń grzewczych do 2030 roku, 2019, opracowanie niepublikowane zrealizowane na zlecenie Ministerstwa Przedsiębiorczości i Technologii, Departamentu Gospodarki Niskoemisyjnej.
2. Bloemendal M., Jaxa-Rosen M., Olsthoorn T., 2018. Methods for planning ATES systems. *Applied Energy* 216, 534-557.
3. Bloemendal M., Olsthoorn T., van den Ven F., 2015. Combining climatic and geo-hydrological preconditions as a method to determine world potential for aquifer thermal energy storage. *Science of the Total Environment*, 538, 15, 621-633.
4. Boissavy, C., 2017. The successful geothermal risk mitigation system in France from 1980 to 2015. *European Geologist Magazine. Geothermal – The Energy of the Future. Science & Technology* (<https://titra24.com/old/8/science-technology-special-edition-of-european-geologist-magazine-on-geothermal-energy>).
5. Bujakowski W., Barbacki A. P., 2000. System wykorzystania niskotemperaturowej wody geotermalnej do celów ciepłowniczych i konsumpcyjnych w mieście Słomniki, *Czasopismo Techniczne*, Wyd. Poli-techniki Krakowskiej, Kraków, nr 58–63, s. 9–12
6. Bujakowski W., Pajak L., Tomaszewska B., Hołojuch L., Łuszczewski J., 2014 - Otworowy wymiennik ciepła/Borehole heat exchanger. Patent No. PL4017221-A1. Patent Assignee: KOLEJ GONDOŁOWA JAWORZYNA KRYNICKA SA. 26.05.2014 BUP 11/14; 30.09.2016 WUP 09/16
7. Bujakowski W. (red.), Tomaszewska B. (red.), Barbacki A., Bielec B., Borsukiewicz-Gozdur A., Ciężkowski W., Chowaniec J., Czerwińska B., Franus W., Freiwald P., Górecki W., Hajto M., Hołojuch G., Kaczmarek R., Kasztelewicz A., Kępińska B., Kujawa T., Leśniak G., Mazurek R., Miecznik M., Nowak W., Przelaskowska A., Skrzypczak R., Sowizdżał A., Stachel A.A., Wiśniewski S., 2014 – Atlas wykorzystania wód termalnych do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepłej przy zastosowaniu układów binarnych w Polsce. Wyd. „Jak”. Kraków. Ministerstwo Środowiska, s. 308
8. Cabeza L.F. 2015. *Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications*. Woodhead Publishing, Cambridge.
9. European Geothermal Energy Council (EGEC), 2019 – EGEC Geothermal Market Report 2018. EGEC, Brussels.
10. European Geothermal Market Report 2019. Ninth Edition. European Geothermal Energy Council 2020.
11. European Technology and Innovation Platform on Renewable Heating & Cooling (ETIP RHC), 2019 – 2050 vision for 100% renewable heating and cooling in Europe. RHC-Platform, Brussels.
12. Fleuchaus P., Schüppler S., Godschalk B., Bakema G., Zorn R., Blum P., 2021. Techno-economic performance evaluation of Aquifer Thermal Energy Storage. *Proceedings World Geothermal Congress 2020+1 Reykjavik, Iceland, April - October 2021*, Paper no. 29036.
13. Globe Energia, 2019 – 88% sieci ciepłowniczych w Polsce jest nieefektywnych! Problem eksploduje w 2022; online:<https://globenergia.pl/88-sieci-cieplowniczych-w-polsce-jest-nieefektywnych-problem-eksploduje-w-2022/>, dostęp: 14.11.2019.
14. Jessop A.M., Macdonald J.K., Spence H., 1995. Clean Energy from Abandoned Mines at Springhill, Nova Scotia. *Energy Sources*, v. 17 (1), Bristol, p. 93–106.
15. Kallesøe A. J., Vangkilde-Pedersen T., Nielsen J. E., Bakema G., Egermann P., Maragna C., Hahn F., Guglielmetti L., Koornneef J., 2021. HEATSTORE – Underground Thermal Energy Storage (UTES) – State of the Art, Example Cases and Lessons Learned. *Proceedings World Geothermal Congress 2020+1 Reykjavik, Iceland, April - October 2021*, Paper no. 29091.

16. Kępińska B., Kujbus A., Karytsas S., Boissavy Ch., Mendrinos D., Karytsas C., Kassztelewicz A, 2021: Risk insurance fund for geothermal energy projects in selected European countries – operational and financial simulation (Fundusz ubezpieczenia od ryzyka w projektach geotermalnych – symulacja operacyjna i finansowa 10 lat działania w wybranych krajach europejskich). *Gospodarka Surowcami Mineralnymi. Mineral Resources Management*. Vol. 37, Issue 3. 2021.
17. Kępińska B., 2018 – Przegląd stanu wykorzystania energii geotermalnej w Polsce w latach 2016-2018. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, 57(1): 11-27.
18. KOBiZE 2021 - Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisją. Dane z Krajowej bazy o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancjach (2021).
19. Kujbus A., Kępińska B., Karytsas S., Boissavy Ch., Mendrinos D., Karytsas C., Miecznik M., 2021: GeoRisk Project: 10 Years Operation and Financial Simulation of New Geothermal Risk Mitigation Schemes in Three Focus Countries. *Proceedings World Geothermal Congress*. Reykjavik, Iceland, May 21-26, 2021.
20. Lautkankare R., Sivula T., Martinkauppi B., 2021. Comparison Between Different Generations of BTES (Borehole Thermal Energy Storage) and Geothermal Heat Pumps. *Proceedings World Geothermal Congress 2020+1 Reykjavik, Iceland, April - October 2021*, Paper no. 29037.
21. Lee K.S., 2013. *Underground Thermal Energy Storage*. Green Energy and Technology. Springer-Verlag, London.
22. Małopolska Agencja Rozwoju Regionalnego SA/Towarzystwo Geosynoptyków GEOS, Koncepcja utworzenia i funkcjonowania rozproszonych źródeł energii cieplnej opartych na OZE i zarządzającego nimi podmiotu (Mikropec), 2021, opracowanie niepublikowane zrealizowane na zlecenie Instytutu Zrównoważonej Energii Miękinia Sp. Z o.o. w ramach projektu SPIN - Małopolski Centra Transferu Wiedzy Wsparciem Dla Przedsiębiorców.
23. Ministerstwo Klimatu i Środowiska / Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Centrum Zrównoważonego Rozwoju i Poszanowania Energii WGGiOŚ AGH „Miękinia”, HUB Naukowo-Technologiczno-Biznesowy Miękinia jako przestrzeń dla realizacji zadań z zakresu promocji, badań i rozwoju oraz produkcji OZE, głównie w oparciu o pompy ciepła, 2021, opracowanie niepublikowane zrealizowane przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska we współpracy z AGH.
24. Orlewski W., Siwek A., 2010. *Elektrownia wodna na przepływie wody użytkowej*, *Rynek Energii*, 12/2010, s. 1-8
25. Pająk L., Bujakowski W., 2000. Wykorzystanie energii cieplnej zakumulowanej w wodach wypełniających wyrobiska poeksploatacyjne Kopalni Węgla Kamiennego „Nowa Ruda”, *Czasopismo Techniczne, Organ Krakowskiego Towarzystwa Technicznego*, nr 58–63, Kraków, s. 23–26
26. Pająk L., Bujakowski W., 2018 – Zmiany cen zakupu energii cieplnej pochodzącej z polskich ciepłowni geotermalnych w latach 2007-2018 w świetle obowiązujących taryf rozliczeniowych. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, 57(1): 29-35.
27. Pollack A., 2020. Map of 64 EGS projects around the world. CC BY-SA 4.0 (Wikipedia, Creative Commons licence; [https://en.wikipedia.org/wiki/Enhanced\\_geothermal\\_system#/media/File:Map\\_of\\_64\\_EGS\\_sites\\_around\\_the\\_world.png](https://en.wikipedia.org/wiki/Enhanced_geothermal_system#/media/File:Map_of_64_EGS_sites_around_the_world.png)).
28. Raport nt. stanu i perspektyw wykorzystania geotermii w Polsce. 2020. Niepublikowany.
29. Raport rynkowy PORT PC 2020; Rynek pomp ciepła w Polsce w latach 2010–2019; Perspektywy rozwoju rynku pomp ciepła do 2030 roku. Opracowanie PORT PC, Kraków, 2019 r.
30. Sapińska-Śliwa A., Rosen M.A., Gonet A., Śliwa T. 2016 - *International Journal of Air-Conditioning and Refrigeration* Vol. 24, No.1.
31. Tokarz M., Mucha W., 2013 – Wykorzystanie energii geotermalnej pochodzącej z odwadniania zakładów górniczych, na przykładzie rozwiązań zastosowanych w SRK S.A. Zakładzie CZOK w Czeladzi, *Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój, ISMiE PAN* nr 1, Kraków, s. 103–114.

32. URE 2021 - Urząd Regulacji i Energetyki – Wykazy i Rejestry <https://rejesty.ure.gov.pl/> dostęp: 13.10.2021.
33. Urząd Regulacji Energetyki, 2018 – Energetyka Ciepła w Liczbach – 2017. Wyd. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa.
34. Urząd Regulacji Energetyki, 2019 – Energetyka Ciepła w Liczbach – 2018. Wyd. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa.
35. Watzlaf G. R., Ackman T. E., 2006 – Underground Mine Water for Heating and Cooling using Geo-thermal Heat Pump Systems, *Mine Water and the Environment*, v. 25, 1–14, IMWA Springer-Verlag, p. 1–2.
36. Wójcicki A., Sowizdzał A., Bujakowski W., 2013 (red.). Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce. PIG-PIB. ISBN 978-83-7863-263-4.
37. [www.georisk-project.eu](http://www.georisk-project.eu).