

4. Określenie na wytypowanych obszarach perspektywicznych stanu skażenia powietrza na skutek niskiej emisji

4.1. Wstęp

Zanieczyszczenie środowiska, z którym zmagają się współczesne społeczeństwa związane jest głównie z sektorem energetycznym, przy czym nowego podejścia do tego zagadnienia wymaga nabierający coraz większego znaczenia problem występowania tzw. niskiej emisji. Pojęcie to nie ma umocowania w polskim prawodawstwie, zostało jednak sformułowane między innymi w monografii „*Niska emisja. Od przyczyn występowania do sposobów eliminacji*” [259].

Kaczmarczyk [259] definiuje je w sposób następujący: **Niska emisja to emisja produktów spalania paliw stałych, ciekłych i gazowych do atmosfery ze źródeł emisji (emiterów) znajdujących się na wysokości nie większej niż 40 m.** Wyróżnia się emisję komunikacyjną, emisję wynikającą z produkcji ciepła dla potrzeb centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej oraz emisję przemysłową. Do produktów spalania wpływających na występowanie niskiej emisji zaliczyć można gazy: dwutlenek węgla (CO_2), tlenek węgla (CO), dwutlenek siarki (SO_2), tlenki azotu (NO_x), wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne np. benzo(a)piren oraz dioksyny, a także metale ciężkie (ołów, arsen, nikiel, kadm) i pyły zawieszone PM_{10} , $\text{PM}_{2,5}$.

Głównym źródłem występowania zjawiska niskiej emisji są procesy produkcji ciepła dla potrzeb centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych (GIOŚ, 2017). Przy tak zdefiniowanym problemie, naturalnym jest poszukiwanie rozwiązań w zakresie modernizacji źródeł ciepła, w tym rozwoju lokalnych sieci ciepłowniczych wykorzystujących odnawialne źródła energii, przede wszystkim energię geotermalną.

Poszukując przyczyn występowania zjawiska niskiej emisji, poza źródłami emisji punktowej, liniowej czy powierzchniowej, należy zwrócić uwagę na uwarunkowania klimatyczne i geograficzne. Usytuowanie geograficzne (strefa klimatyczna) determinuje zapotrzebowanie na ciepło, szczególnie w mieszkalnictwie. Zwiększone zapotrzebowanie na ciepło zaspokajane jest spalaniem większej ilości opału, co bezpośrednio przekłada się na zwiększenie niskiej emisji, jeśli źródłem ciepła jest piec lub kocioł na paliwo stałe. Także długość okresu grzewczego ma w tym kontekście znaczenie.

Patrząc jednak na to zagadnienie z perspektywy przyrodniczej klimat, powiązany z rzeźbą terenu, a więc czynnikami geograficznymi, opisuje wilgotność powietrza w ciągu roku, opady oraz co szczególnie istotne wietrzność na danym obszarze. Są one istotne w kontekście powstawania smogu (widocznego efektu występowania niskiej emisji), który jest najbardziej

dotkliwym efektem zanieczyszczeń powietrza. Ponadto klimat wpływa bezpośrednio na kierunek rozwoju zjawiska smogu.

W klimacie ciepłym (zazwyczaj suchym) powstaje smog typu Los Angeles (utleniający, fotochemiczny), a zasadniczym jego składnikiem są spaliny samochodowe. Charakterystycznym zanieczyszczeniem są tu tlenki azotu, powstające m.in. w silnikach trakcyjnych.

W klimacie chłodnym, zazwyczaj wilgotnym (a więc takim, z jakim mamy do czynienia w Polsce) występuje głównie smog typu londyńskiego (inaczej: redukcyjny, kwaśny), którego najważniejszymi elementami są spaliny z palenisk domowych oraz mgła. Dominuje w zimie, jego charakterystycznym zanieczyszczeniem są tlenki siarki, które w połączeniu z parą wodną tworzą krople kwasu siarkowego. Nawet istotne wielkości emisji z niskich źródeł zanieczyszczenia powietrza (do 40 m), nie będą jednak uciążliwe, ani nie utworzą smogu, jeśli wietrzność na danym obszarze będzie stała i znacząca – istotne jest więc ukształtowanie terenu oraz przestrzenna orientacja form rzeźby terenu, a także charakter zabudowy. Naturalnym wnioskiem jest ponadto, że zanieczyszczenia mogą mieć tendencję do gromadzenia się w dnie doliny, która jest formą ukształtowania terenu sprzyjającą powstawaniu warstwy inwersyjnej powietrza, utrudniając odpływ spalin do wyższych partii atmosfery [259].

Należy podkreślić, że w przestrzeni miejskiej występują wszystkie możliwe formy niskiej emisji, zaś ich wyeliminowanie jest wysoce utrudnione ze względu na wysokie koszty oraz ograniczoną możliwość ingerencji władz we własność prywatną. Jednakże samorząd posiada narzędzie, które może wydajnie wpływać na wentylację przestrzeni miejskiej, która jest konieczna dla zachowania dobrego stanu powietrza w mieście. Narzędziem tym jest Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego, w którym szczególna uwaga powinna zostać poświęcona zachowaniu i rozwojowi przestrzeni zielonych oraz kanałów wentylacyjnych. Ich zabudowa jest wskazywana w opracowaniach, w tym Ministerstwa Środowiska [260], jako bariera na drodze osiągnięcia zadowalających parametrów powietrza w terenach zurbanizowanych.

Jak podaje Ministerstwo Środowiska („Wyjaśnienie – MŚ na rzecz poprawy jakości powietrza”, www.mos.gov.pl), stosowanie złej jakości węgla i jego pochodnych, a nawet śmieci jako paliw w sektorze mieszkalno-bytowym jest przyczyną 90% emisji pyłu PM10 w skali kraju, w wielkości tej mieści się także pył zawieszony PM2.5, szczególnie niekorzystny dla zdrowia. Zimą jego stężenie wzrasta 2 do 3 razy [261]. Podobnie rzecz ma się z benzo(a)pirenem, który powstaje w wyniku spalania paliw stałych. Należy zaznaczyć, że na zawartość zanieczyszczeń w powietrzu wpływa nie tylko niska emisja, ale także emisja przemysłowa czy transgraniczne przemieszczanie zanieczyszczeń, zaś precyzyjne wydzielenie udziału poszczególnych źródeł jest trudne i wymaga

zaawansowanych modelowań, przeprowadzanych dla danego miejsca. Ponieważ emisja związana z przygotowaniem ciepłej wody użytkowej jest nieporównywalnie mniejsza od emisji powodowanej uzyskaniem ciepła komunalnego, trudno ją wyodrębnić z ogólnych wahań zawartości związków w atmosferze. Mniejsza emisja wiąże się nie tylko z mniejszą ilością energii potrzebną do podgrzania wody, ale także z używaniem przepływowych (gazowych i elektrycznych) podgrzewaczy wody oraz kolektorów słonecznych i pomp ciepła [259].

Transport jest wskazywany jako drugie najistotniejsze źródło niskiej emisji. Odmienna jest tu struktura udziału poszczególnych zanieczyszczeń. Dwutlenek siarki (SO_2) jest pomijalny, ze względu na oczyszczanie paliw w fazie produkcji. W wyniku funkcjonowania szeroko pojętej komunikacji, do atmosfery dostają się: tlenki azotu (NO_x), pył zawieszony PM_{10} oraz lotne związki organiczne [262]. Substancją znacznikową może być tlenek azotu (NO_x), gdyż jego emisja w transporcie jest czterokrotnie wyższa niż w przypadku produkcji ciepła, choć należy zaznaczyć, że na zawartość zanieczyszczeń w powietrzu wpływa nie tylko niska emisja, ale także emisja przemysłowa czy transgraniczne przemieszczanie zanieczyszczeń, zaś precyzyjne wydzielenie udziału poszczególnych źródeł jest trudne i wymaga zaawansowanych modelowań, przeprowadzanych dla danego miejsca [259].

Podsumowując, do substancji szkodliwych mających wpływ na jakość powietrza należą: pyły zawieszone (PM_{10} , $\text{PM}_{2,5}$), dwutlenek siarki (SO_2), tlenki azotu (NO_x), metale ciężkie (rtęć, kadm, ołów, mangan, chrom), lotne związki organiczne LZO (ozon O_3 – wynik wtórnego zanieczyszczenia oddziaływania LZO), wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (WWA) np. benzo(a)piren i dioksyny. W kontekście ich negatywnego wpływu na środowisko należy zwrócić uwagę, że ekosystem składa się z wielu elementów, do których należą: część ożywiona, czyli zespół organizmów (rośliny, zwierzęta) oraz część nieożywiona, czyli przestrzeń życiowa tych organizmów (gleba, wody powierzchniowe, wody podziemne). Elementy te są ze sobą ściśle powiązane i współzależne. Należy więc zdać sobie sprawę, że wprowadzając zanieczyszczenia do jednego z nich, zanieczyszczane są również pozostałe [259].

Skutkami działania niskiej emisji na środowisko naturalne są: kwaśne deszcze, dziura ozonowa, globalne ocieplenie oraz choroby i mutacje. Szczególną uwagę należy zwrócić na pogorszenie stanu zdrowia ludzi. Substancje zanieczyszczające mogą być bowiem przyczyną pojawienia się lub nasilenia wielu chorób układu oddechowego, jak również zaburzeń centralnego układu nerwowego. Do chorób układu oddechowego, które mogą być konsekwencją oddziaływania niskiej emisji należą: zapalenie gardła, oskrzeli oraz płuc, niewydolność płuc, przypadki chronicznego kaszlu, astma oskrzelowa, a także nowotwory płuc. Długotrwałe oddziaływanie

zanieczyszczeń na organizm człowieka może być przyczyną silnych bólów głowy, bezsenności oraz złego samopoczucia. Ponadto, wpływ niskiej emisji na zdrowie człowieka objawiać się może poprzez wystąpienie reakcji alergicznych, zaburzeń w układzie krążenia, chorób serca oraz chorób oczu takich jak: zapalenie spojówek, podrażnienie oraz stany uczuleniowe. Na szkodliwe działanie powstających w wyniku niskiej emisji substancji szczególnie narażone są dzieci oraz osoby starsze [262].

O niekorzystnym wpływie substancji powstałych w wyniku niskiej emisji świadczą liczby. Według danych przedstawionych przez Komisję Europejską, w 2010 roku w Europie z powodu zanieczyszczeń powietrza zmarło przedwcześnie 420 tysięcy osób (www.ec.europa.eu). Co więcej, na oddziaływanie ozonu, którego stężenia przekraczają przedstawiony przez Światową Organizację Zdrowia (WHO) dopuszczalny poziom, narażonych jest aż 97% Europejczyków. Do najbardziej szkodliwych substancji powstałych w wyniku niskiej emisji, oddziałujących na zdrowie należą:

- Tlenek węgla (CO , potocznie zwany czadem) – krótkotrwałe jego wdychanie przez człowieka powoduje silne zatrucie organizmu, którego następstwem może być nieodwracalne uszkodzenie ośrodkowego układu nerwowego, niewydolność wieńcowa, zawał, a nawet śmierć;
- Tlenki azotu (NO_x) – zatrzymują szkodliwe substancje w powietrzu powodując smog. Należący do tej grupy tlenek azotu NO ma działanie drażniące dla dróg oddechowych, gardła i oczu, znacznie obniża odporność organizmu oraz powoduje choroby alergiczne;
- Ozon (O_3) – powoduje choroby płuc i oskrzeli, choroby układu krążenia, problemy z oddychaniem oraz podrażnienie gardła, oczu i nosa;
- Pyły zawieszone (PM_{10} oraz $\text{PM}_{2.5}$) – charakteryzują się bardzo silnymi właściwościami sorpcyjnymi, przez co mogą w swoich strukturach przenosić inne zanieczyszczenia takie jak WWA oraz metale ciężkie. Mogą być przyczyną chorób układu oddechowego, nowotworów (płuc, gardła, krtani), a także chorób serca i naczyń krwionośnych. Ponadto powodują problemy z krążeniem i oddychaniem oraz mogą zaburzać funkcjonowanie ośrodkowego układu nerwowego;
- Metale ciężkie – do najbardziej szkodliwych należą: kadm, ołów i rtęć. Szkodliwy wpływ na organizm człowieka związany jest z ich odkładaniem się w wątrobie, nerkach, śledzionie i szpiku kostnym, co może prowadzić do uszkodzeń tych narządów, a także zmian nowotworowych. Ponadto uszkadzają układ nerwowy, powodują anemię oraz bezpłodność (ołów);
- Wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (WWA) – najbardziej niebezpiecznym związkiem należącym do tej grupy substancji jest benzo(a)piren, który posiada właściwości rakotwórcze. Uszkadza bowiem struktury DNA i RNA oraz powoduje mutacje, co w konsekwencji może doprowadzić do nowotworu. Ponadto powoduje problemy

z oddychaniem, a także wpływa na układ oddechowy, prowadząc do jego podrażnień oraz infekcji;

- Dwutlenek siarki (SO_2) – powoduje ból głowy, podrażnienie oczu, gardła i nosa, a także ogólny niepokój. Ponadto uszkodzenie dróg oddechowych (polegające m.in. na wywołaniu skurczów oskrzeli) oraz pojawienie się zmian skórnych, chorób układu krążenia, a także poważnych zmian w rogówce oka;
- Dioksyny – działają silnie mutagennie naruszając strukturę DNA, posiadają właściwości rakotwórcze (przyczyniają się do powstawania komórek nowotworowych), zaburzają funkcjonowanie układu odpornościowego. Bardzo trudno usuwają się z organizmu oraz są przyczyną bezpłodności [259].

Również dobra materialne narażone są na niszczące oddziaływanie zanieczyszczeń powstałych w wyniku niskiej emisji. Materiałami najbardziej podatnymi na tego typu zanieczyszczenia są między innymi wapień, piaskowiec, marmur, miedź, cynk oraz stal. Budynki mieszkalne i użyteczności publicznej, zabytki, konstrukcje stalowe, fasady współczesne, a także odzież, papier czy skóra narażone są na tego typu zanieczyszczenia.

Tlenki siarki, tlenki azotu i dwutlenek węgla w połączeniu z wodą tworzą kwasy, które posiadają właściwości żrące, przez co działają destrukcyjnie na materiały wapienne. Połączenie wapienia z kwasami powoduje powstanie gipsu, który tworzy grube, nieregularne i nieestetyczne pokrywy na budynkach. Pyły deponowane na powierzchni budynków potęgują działanie wymienionych substancji bowiem długotrwale zatrzymują je w swoich strukturach. W efekcie działania przedstawionych procesów, zanieczyszczenia powstałe podczas niskiej emisji sprawiają, że otynkowane budynki oraz ceglane elewacje kruszą się, na fasadach powstają zabrudzenia, konstrukcje stalowe szybciej ulegają rdzewieniu, zanikają rzeźby i płaskorzeźby, a kamienie naturalne tracą swój kształt, rozwarstwiają się i pękają. W konsekwencji prowadzi to do zwiększenia kosztów związanych z koniecznością renowacji uszkodzonych obiektów, gdyż miasto staje się nieatrakcyjne zarówno dla mieszkańców, jak i turystów. Zwiększeniu ulegają także koszty życia codziennego mieszkańców miast, w których w wyniku niskiej emisji szybszemu niszczeniu ulega odzież, materiały skórzane, a także maszyny i urządzenia, z których korzystamy na co dzień.

Jak zostało już wspomniane, w polskim ustawodawstwie nie istnieje sformułowanie „niska emisja”. Podstawy prawne jakie mogą być stosowane do jej ograniczania są jednak zawarte w ustawie Prawo ochrony środowiska oraz w Krajowym programie ochrony powietrza do roku 2020 (KPOP) i mających zastosowanie lokalne Programach Ochrony Powietrza (POP).

Prawo ochrony środowiska (Dz. U. 2001 poz. 2087) to podstawowy akt prawny, w którym można doszukać się informacji na temat ochrony powietrza.

Przede wszystkim ustawa określa jednak ogólne zasady ochrony środowiska i warunki na jakich można korzystać z jego zasobów, w tym: ochrony zasobów środowiska, wprowadzania substancji lub energii do środowiska, kosztów korzystania ze środowiska, obowiązków organów administracji czy odpowiedzialność i ewentualne sankcje [259]. Zadania określone w ustawie Prawo ochrony środowiska, a więc zapewnienie jak najlepszej jakości powietrza poprzez utrzymanie ilości substancji w powietrzu poniżej określonych poziomów oraz realizacja celów krótko- i długoterminowych w celu poprawy jakości powietrza spoczywają m.in. na: Ministrze Środowiska, Ministrze Klimatu, Głównym Inspektorze Środowiska, Wojewódzkich Inspektorach Ochrony Środowiska oraz Wojewodzie i Sejmiku Wojewódzkim [263].

Przede wszystkim, odpowiedzialność za działania na rzecz poprawy jakości powietrza spoczywa jednak na barkach organów samorządów wojewódzkich oraz organach wykonawczych jednostek samorządu terytorialnego. Warto w tym miejscu zaznaczyć, że dzięki nowelizacji tzw. ustawą antysmogową, w roku 2015 ustawy Prawo ochrony środowiska sejmiki wojewódzkie otrzymały możliwość wprowadzenia na drodze uchwały ograniczeń lub zakazu w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw, jeżeli zapobiegną one negatywnemu oddziaływaniu na zdrowie ludzi lub na środowisko. Rodzaje instalacji, dla których wprowadzone zostały ograniczenia, to instalacje, w których następuje spalanie paliw w rozumieniu art. 3 pkt. 3 ustawy Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. poz. 348 z późn. zm.) z dnia 10 kwietnia 1997 roku. Przede wszystkim chodzi o instalacje wyposażone w kocioł, kominiek lub piec, jeżeli dostarczają ciepło do systemu centralnego ogrzewania lub wydzielają ciepło poprzez bezpośrednie przenoszenie ciepła, w połączeniu z przenoszeniem ciepła do cieczy lub systemu dystrybucji ciepłego powietrza [263].

Jak pokazują przykłady krajowe za niską emisję w Polsce odpowiada przede wszystkim produkcja ciepła na potrzeby centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych. Specyfika pracy ciepłowni geotermalnej powoduje, że nie emituje ona substancji zanieczyszczających do powietrza lub robi to w znikomy sposób. Aby być precyzyjnym należy wyjaśnić, że urządzenia pomocnicze wykorzystywane przy konstruowaniu ciepłowni geotermalnej, a więc np. pompy obiegowe, urządzenia zabezpieczające czy centrale zarządzania produkcją i dystrybucją ciepła zużywają energię elektryczną. Jest jednak oczywistym, że w miejscu pracy ciepłowni geotermalnej nie mamy do czynienia nie tylko z niską emisją, ale również z zanieczyszczeniem powietrza ujmowanym ogólnie.

Rola ciepłowni geotermalnych w prezentowanym kontekście wydaje się być kluczowa. W tabeli 11 zaprezentowane są wyniki obliczeń opublikowanych w artykule „Potential of existing and newly designed geothermal heating plants in limiting of low emissions in Poland” [263] odnoszące się do porównania ilości

energii cieplnej sprzedanej przez istniejące ciepłownie geotermalne w roku 2015, z emisją produktów spalania dla gospodarstw indywidualnych. W odróżnieniu od innych opracowań, efekt ekologiczny nie został obliczony w odniesieniu do lokalnej ciepłowni konwencjonalnej, ale celowo skupiono się na źródle niskiej emisji, a więc gospodarstwach domowych. W celu obliczenia wielkości emisji substancji zanieczyszczających do powietrza posłużono się metodyką zgodną z wytycznymi Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), w sprawie wskaźników emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw w kotłach o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW [264]. Metodyka uzupełniona została o sprawności urządzeń grzewczych, minimalne i maksymalne wartości opałowe, a także zawartość siarki i pyłów w poszczególnych rodzajach paliw. Wyniki emisji z poszczególnych grup urządzeń, przypadających na 1 MJ ciepła przedstawiono w Tab. 11 – Tab. 16 [263].

Tab. 11. Ciepłownie geotermalne w Polsce [6] [265].

Lokalizacja	Maks. strumień wody term. [m ³ /h]	Maks. temp. wody term. [°C]	Moc zainstalowana w roku 2013 [MWt]	Produkcja w roku 2013 [TJ]	Moc zainstalowana w roku 2015 [MWt]	Produkcja w roku 2015 [TJ]
			Całkowita/ z geotermii	Całkowita/ z geotermii	Całkowita/ z geotermii	Całkowita/ z geotermii
Bańska Niżna / Geotermia Podhalańska S.A.	670,00	86,00	80,80/ 40,70	512,94/ 362,85	82,60/ 40,70	462,92/ 418,98
Pyrzyce / Geotermia Pyrzyce Sp. z o.o.	340,00	61,00	48,00/ 35,20 ²	100,00/ 52,00	22,00/ 6,00	66,54/ 41,92
Stargard / G-term Energy Sp. z o.o.	100,10	78,00	12,60/ 12,60	91,00/ 91,00	12,60/ 12,60	213,61/ 213,61
Mszczonów / Geotermia Mszczonów Sp. z o.o.	60,00	42,50	11,20/ 6,40	~29,60/ 11,84	8,30/ 3,70	15,69/ 5,99
Uniejów / Geotermia Uniejów Sp. z o.o.	120,00	68,00	5,00/ 3,20	~19,96/ 15,97	7,40/ 3,20	6,80/ 5,44
Poddebice / Geotermia Poddebice Sp. z o.o.	115,9 ¹ zas.ekspl. 252	71,00	3,80/ 3,80	-/ -	10,00/ 10,00	51,98/ 51,98
SUMA	1 190,00	-	161,40/ 101,90	753,50/ 533,66	142,90/ 76,20	817,54/ 737,92

¹ wartość średnia; ² w tym 20,4 MWt z absorpcyjnych pomp ciepła

Tab. 12. Zestawienie emisji substancji zanieczyszczających do powietrza z produkcji 1 MJ energii, w zależności od rodzaju zastosowanej biomasy i wartości opałowej oraz sprawności kotła.

Rodzaj paliwa		Spraw- ność [%]	Wart. opał. [MJ/m³]	Ilość spal. paliwa [m³]	SO _x	NO _x	CO	CO ₂	TSP
					[g/MJ]				
					Ruszt stały <1 MW				
Biomasa	Pellet	0,88	17,00	0,07	7,35	66,84	1737,97	80213,90	24,06
	Pellet 1	0,88	21,00	0,05	5,95	54,11	1406,93	64935,06	19,48
	Drewno opałowe suche	0,80	16,00	0,08	8,59	78,13	2031,25	93750,00	445,31
	Drewno opałowe suche	0,80	19,00	0,07	7,24	65,79	1710,53	78947,37	375,00
	Brykiet ze słomy	0,88	17,10	0,07	7,31	66,45	1727,80	79744,82	139,55
	Brykiet drzewny	0,88	16,90	0,07	7,40	67,24	1748,25	80688,54	141,20
	Brykiet drzewny	0,88	20,40	0,06	6,13	55,70	1448,31	66844,92	116,98
	Słoma jęczmienna	0,80	16,10	0,08	8,54	77,64	2018,63	93167,70	576,48
	Słoma rzepakowa	0,80	15,00	0,08	9,17	83,33	2166,67	100000,00	887,50
	Słoma kukurydzy	0,80	16,80	0,07	8,18	74,40	1934,52	89285,71	473,21

Tab. 13. Zestawienie emisji substancji zanieczyszczających do powietrza z produkcji 1 MJ energii, dla węgla kamiennego i koksu, z uwzględnieniem wartości opałowej oraz sprawności kotła.

Rodzaj paliwa		Sprawność [%]	Wart. opał. [MJ/m³]	Ilość spal. paliwa [m³]	SO _x	NO _x	CO	CO ₂	TSP	B(a)P
					[g/MJ]					
					Ruszt stały, ciąg naturalny <0,5 MW					
Węgiel kamienny	Eko groszek	0,75	24,00	0,06	488,9	122,22	2500,00	102777,8	361,1	0,0008
	Eko groszek	0,75	28,00	0,05	419,0	104,76	2142,86	88095,2	309,5	0,0007
	Orzech	0,75	24,00	0,06	391,1	122,22	2500,00	102777,8	277,8	0,0008
	Orzech	0,75	28,00	0,05	304,8	104,76	2142,86	88095,2	238,1	0,0007
	Miał	0,75	18,00	0,07	592,6	162,96	3333,33	137037,0	1481,5	0,0010
	Miał	0,75	26,00	0,05	410,3	112,82	2307,69	94871,8	1025,6	0,0007
Koks	Koks	0,75	27,00	0,05	316,0	24,69	1234,57	116543,2	395,6	0,0000

Tab. 14. Zestawienie emisji substancji zanieczyszczających do powietrza z produkcji 1 MJ energii, dla oleju opałowego, z uwzględnieniem wartości opałowej oraz sprawności kotła.

Rodzaj paliwa		Sprawność [%]	Wart. opał. [MJ/m³]	Ilość spal. paliwa [m³]	SO _x	NO _x	CO	CO ₂	TSP
					[g/MJ]				
					<0,5 MW				
Olej opałowy lekki	Kocioł kondens.	0,99	36,12	0,03	56,93	66,98	19,09	90425,8	11,39
	Kocioł tradyc.	0,88	36,12	0,03	64,05	75,35	21,48	101729,1	12,81
Olej opałowy ciężki	Kocioł kondensac.	0,99	39,70	0,03	551,27	226,16	39,58	84810,3	56,54
	Kocioł tradyc.	0,88	39,70	0,03	620,18	254,43	44,53	95411,6	63,61

Tab. 15. Zestawienie emisji substancji zanieczyszczających do powietrza z produkcji 1 MJ energii, dla gazu ziemnego GZ50, z uwzględnieniem wartości opałowej oraz sprawności kotła.

Rodzaj paliwa		Sprawność [%]	Wart. opał. [MJ/m³]	Ilość spal. paliwa [m³]	SO _x	NO _x	CO	CO ₂	TSP
					[g/MJ]				
					<0,5 MW				
Gaz ziemny GZ 50	Kocioł kondens.	1,04	34,43	0,03	0,00	0,04245	0,008378	55,85	0,000000
	Kocioł tradyc.	0,85	34,43	0,03	0,00	0,05194	0,010251	68,33	0,000017
	Kocioł starego typu	0,70	34,43	0,04	0,00	0,06307	0,012448	82,98	0,000021

Na podstawie powyższych danych obliczone zostały średnie emisje poszczególnych substancji zanieczyszczających dla podstawowych grup: kotły na biomasę, kotły na węgiel i koks, kotły na olej opałowy, kotły gazowe. Uzyskane wartości zostały odniesione do sumarycznej produkcji energii cieplnej w istniejących ciepłowniach geotermalnych. Wyniki zaprezentowano w Tab. 16 [263].

Tab. 16. Zestawienie emisji substancji zanieczyszczających do powietrza dla istniejących ciepłowni geotermalnych w Polsce.

Rodzaj substancji zanieczyszczającej	Wartość jednostkowa emisji [g/MJ]	Emisja [t]
Biomasa		
SO _x	7,59	5 600,81
NO _x	68,96	50 886,96
CO	1793,09	1 323 156,97
CO ₂	82757,80	61 068 635,78
TSP	319,88	236 045,85
B(a)P	–	–
Węgiel kamienny i koks		
SO _x	417,53	308 103,74
NO _x	107,78	79 533,02
CO	2308,76	1 703 680,18
CO ₂	104314,01	76 975 394,26
TSP	584,10	431 019,07
B(a)P	0,0007	0,52
Olej opałowy		
SO _x	323,11	238 429,33
NO _x	155,73	114 916,28
CO	31,17	23 000,97
CO ₂	93094,22	68 696 086,82
TSP	36,09	26 631,53
B(a)P	–	–
Gaz		
SO _x	0,0000	0,00
NO _x	0,0525	0,00
CO	0,0104	38,74
CO ₂	69,06	7,67
TSP	0,000013	50 960,76
B(a)P	–	–

Wyniki przedstawionych obliczeń jasno wskazują na bardzo duży wpływ ciepłowni geotermalnych na ograniczenia zanieczyszczenia powietrza, przede wszystkim w kontekście ograniczenia niskiej emisji. W przypadku zastąpienia kotłów na biomasę ograniczenie emisji wynosi ponad 5 tys. ton SO_x, 50 tys. ton NO_x, 1,3 mln ton CO, 61 mln ton CO₂ oraz 236 tys. TSP.

W przypadku kotłów na węgiel kamienny i koks, wskaźniki te wyglądają następująco: ponad 308 tys. ton SO_x, 79 tys. ton NO_x, 1,7 mln ton CO, 77 mln ton CO₂, 431 tys. ton TSP oraz 0,52 tony benzo(a)pirenu.

W przypadku kotłów opalanych olejem opałowym mowa o ograniczeniu: 238 tys. ton SO_x, 114 tys. ton NO_x, 23 tys. ton CO, 68 mln. ton CO₂ oraz 26 tys. ton TSP. Najkorzystniej z prezentowanych wyników przedstawiają się uzyskane dla kotłów gazowych, co nie stanowi zaskoczenia biorąc pod uwagę skład chemiczny paliwa: 38,7 ton CO, 7,6 tys. ton CO₂ oraz 50 tys. ton TSP. W przypadku tego paliwa emisja SO_x jest pomijalna.

Bez względu na to jaką strukturę produkcji ciepła przyjmiemy w danej gminie czy miejscowości, efekt ekologiczny dla inwestycji w ciepłownię geotermalną będzie korzystny. Stąd też, m.in. w tym właśnie rozwiązaniu należy upatrywać szansy na ograniczenie zanieczyszczenia powietrza niską emisją w Polsce.

4.2. Metodyka prac

W kontekście oceny zanieczyszczenia powietrza kluczowe jest porównanie gmin pod kątem emisji dwutlenku węgla (CO₂). Według wstępnej analizy sieć ciepłownicza występuje w 60 spośród analizowanych na obszarze badań 96 gmin.

Weryfikacja dokumentów na poziomie gminnym wykazała, że sieć nie występuje w 8 spośród 60 wskazanych gmin. Są to: Aleksandrów Kujawski, Bychawa, Chełmża, Gryfice, Koło, Kórnik, Mosina oraz Tomaszów Lubelski. Jako kryterium występowania sieci ciepłowniczej przyjęto funkcjonowanie zakładu ciepłowniczego dystrybuującego ciepło do odbiorców z centralnego źródła ciepła. Określenia braku występowania sieci ciepłowniczej nie oznacza jednoznacznie, że na obszarze gminy nie występują lokalne kotłownie zasilające np. osiedla bloków mieszkalnych. Ponadto weryfikacja wyżej wspomnianych dokumentów z uwzględnieniem przyjętego kryterium wskazała, że występuje sieć ciepłownicza w gminach: Błonie, Trzemeszno oraz Wronki. Szczegółowe informacje na temat sieci ciepłowniczych zamieszczone zostały w opisach poszczególnych gmin.

Drugi z etapów przeprowadzonej analizy polegał na wykorzystaniu danych pozyskanych z bazy Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska, dotyczących emisji substancji zanieczyszczających (PM₁₀, PM_{2.5}, B(a)P, SO_x, NO_x, NO₂, CO) w roku 2018. Wynika to z faktu, że za monitoring oraz ocenę jakości powietrza w Polsce odpowiada właśnie Główny Inspektorat Ochrony Środowiska (GIOŚ). Podstawą do podejmowanych przez GIOŚ działań są kryteria określone w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 roku w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy, a także dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/107/WE z dnia 15 grudnia 2004 roku w sprawie arsenu, kadmu, niklu, rtęci i wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych w otaczającym powietrzu. W związku z powyższym ocenie zawartości w powietrzu poddawane są: SO₂, NO₂, CO, C₆H₆, O₃, PM₁₀, PM_{2,5} a także metale ciężkie i benzo(a)piren

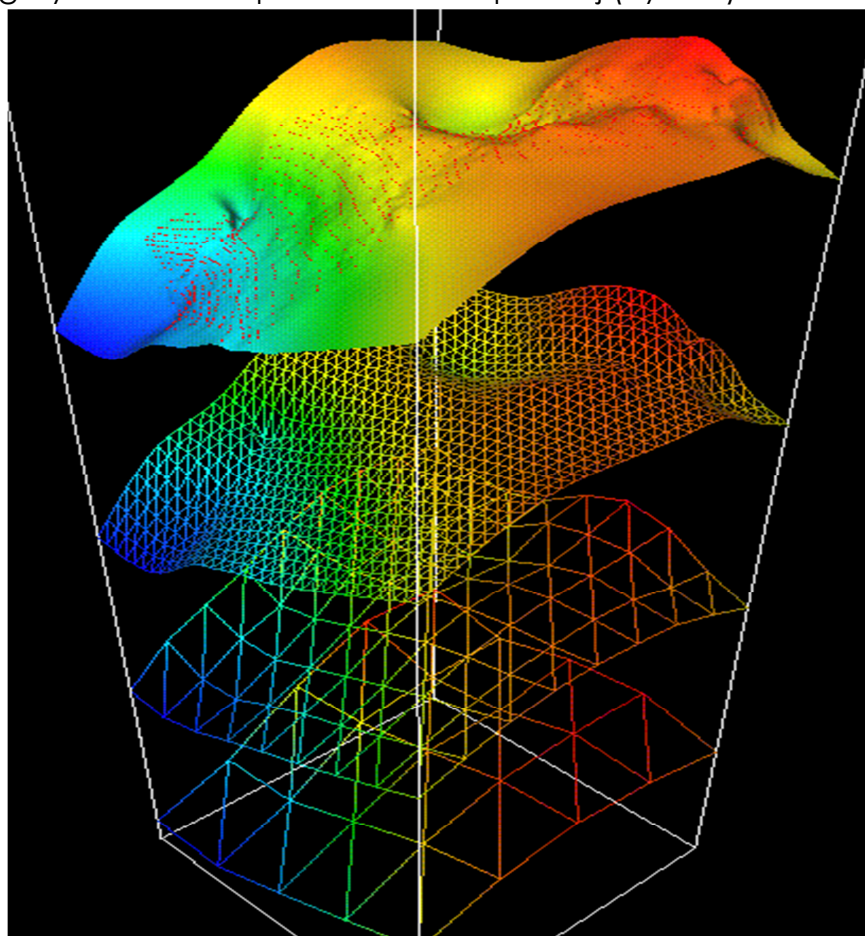
oznaczone w PM10. Ocena jakości powietrza prowadzana jest w 46 strefach, na które składa się: 12 aglomeracji, 18 miast powyżej 100 tys. mieszkańców oraz 16 obszarów województw w skład których nie wchodzi wymienione aglomeracje i miasta powyżej 100 tys. mieszkańców [259].

W przypadku PM10, analizowane były dane dobowe dla 156 stacji pomiarowych z obszaru całej Polski. Dla PM2,5 były to dane dobowe z 65 stacji pomiarowych, dla B(a)P dane dobowe ze 135 stacji pomiarowych, dla SO₂ dane godzinne ze 123 stacji pomiarowych, dla NO_x oraz NO₂ dane godzinne ze 135 stacji pomiarowych, a dla CO dane godzinne z 71 stacji pomiarowych. Dysproporcja w ilości analizowanych danych dla poszczególnych substancji wynikała wprost z faktu, że nie na każdej stacji mierzone są stężenia dla każdej z wymienionych substancji zanieczyszczających. Dane zostały usystematyzowane, a wartości przeliczone do średniorocznych stężeń, co pozwoliło na wykonanie map rozkładu zanieczyszczeń dla obszaru całej Polski. Mapy zanieczyszczenia powietrza zostały sporządzane na podstawie danych punktowych dostępnych dla 7 składników. Mapy średniego miesięcznego oraz średniego rocznego zanieczyszczenia zostały przygotowane dla parametrów:

- pył PM10 – 156 punktów pomiarowych,
- pył PM2.5 – 65 punktów pomiarowych,
- benzo[a]piren – 135 punktów pomiarowych,
- dwutlenek siarki (SO₂) – 123 punktów pomiarowych,
- tlenki azotu (NO_x) – 135 punktów pomiarowych,
- dwutlenek azotu (NO₂) – 135 punktów pomiarowych,
- tlenek węgla (CO) – 71 punktów pomiarowych.

Mapy obliczono algorytmem interpolacji konwergentnej (Convergent Interpolation). Jest to iteracyjny algorytm do przetwarzania danych, budujący model metodą kolejnych przybliżeń o coraz wyższej rozdzielczości. Pozwala to zachować wysoką dokładność w strefach, gdzie dane są liczne oraz utrzymać generalny trend w strefach gdzie dane są rzadkie. Algorytm interpolacji konwergentnej może być wykorzystywany do danych sejsmicznych (2D i 3D) punktowych (stopy średnie, itp.) wykazujących regularną, nieregularną lub zmienną dystrybucję przestrzenną, do cyfrowanych konturów, modelowania powierzchni uskokowych. Algorytm w pierwszej (rzadkiej) iteracji wykorzystuje rzeczywiste dane, w kolejnych iteracjach wraz z zagęszczaniem siatki interpolacji podlegają odchyłki wartości danych wejściowych od poprzedniej iteracji. Główną zaletą tej metody tworzenia map jest duża szybkość przetwarzania (nie sortuje danych i nie wybiera próbek) oraz możliwość poprawnego modelowania na podstawie danych o zmiennej dystrybucji. Algorytm interpolacji konwergentnej zawsze dokonuje ekstrapolacji danych na dystans równy dwukrotnemu, inicjalnemu spacjowaniu siatki (pierwsza iteracja), (wielkość ta jest obliczana automatycznie). Powierzchnia tworzona jest metodą kolejnych przybliżeń o coraz wyższej rozdzielczości. Użytkownik ma kontrolę nad

wielkością ekstrapolacji poprzez procedurę Post-Processing. Wizualizacja działania algorytmu została przedstawiona poniżej (Rys. 26).



Rys. 26. Wizualizacja przedstawiająca iteratywne działanie algorytmu interpolacji konwergentnej (ang. Convergent Interpolation)

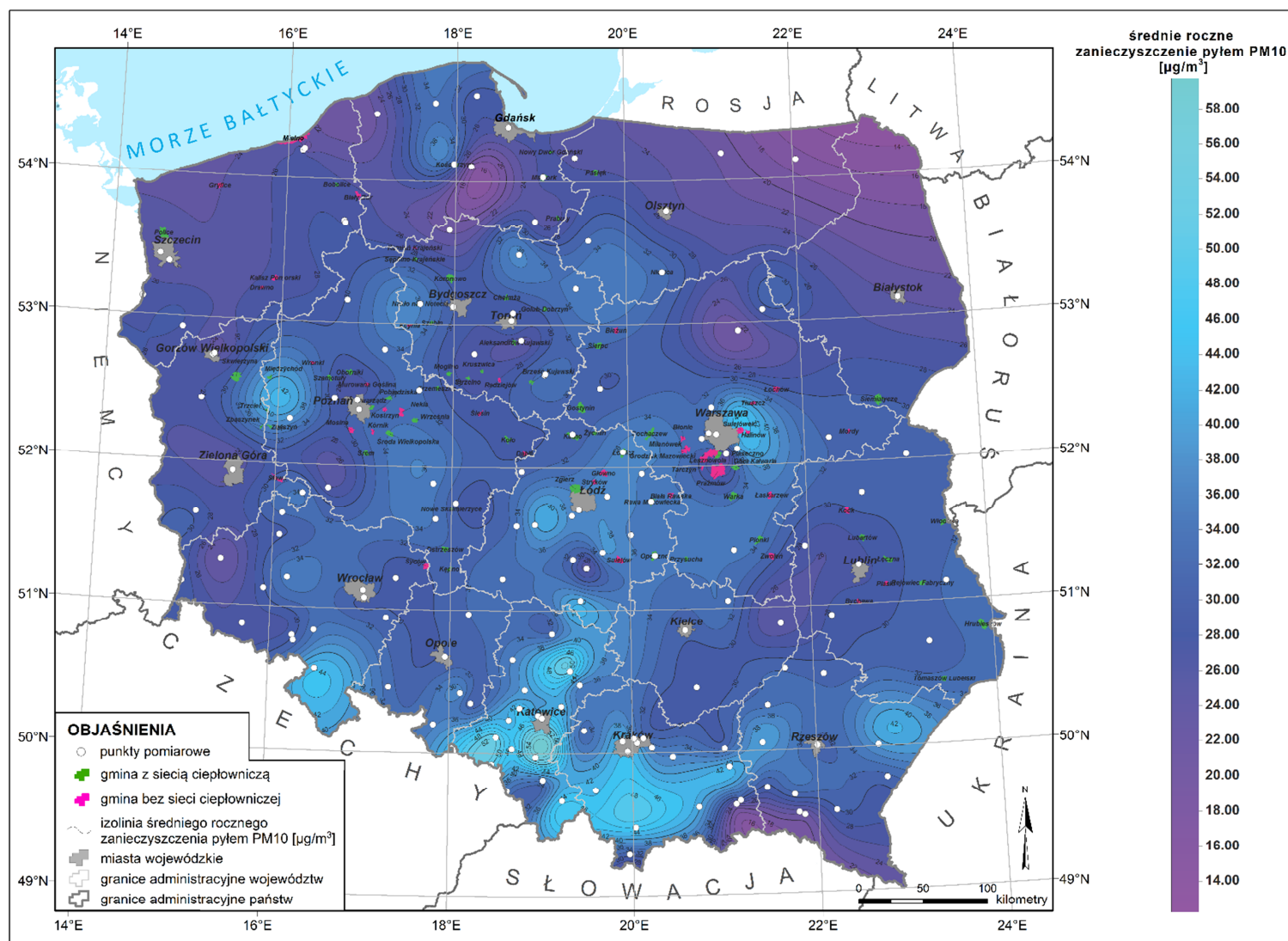
Rozdzielczość regularnej siatki interpolacyjnej (RSI) 2D została określona na 2x2 km – optymalną ze względu na ilość oraz rozkład danych wejściowych. Tak dobrana rozdzielczość RSI pozwoliła uniknąć tworzenia artefaktów i w relatywnie poprawny sposób odwzorować przestrzenny rozkład badanego parametru. Drugim etapem w trakcie tworzenia map parametrów zanieczyszczenia powietrza było ponowne próbkowanie (resampling) map. Procedura ta miała na celu zagęszczenie RSI 2D w celu wygładzenia izolinii RSI oraz uzupełnienie luk w obszarach granicznych wynikających z zastosowania rzadkiego spacjowania grid-a. Zastosowano również procedurę eliminacji ujemnych wartości, które powstawały w miejscach ekstrapolacji w obszarach nie kontrolowanych danymi wejściowymi. Wynikowe mapy parametryczne mają rozdzielczość 500x500 m (tj. ponad 1 700 tys. komórek). Oczywiście jest, że występowanie niskiej emisji ma charakter lokalny, jednak w większości analizowanych gmin brak jest stacji pomiarowych, co w konsekwencji prowadzi do braku możliwości pozyskania danych dotyczących jakości powietrza, dlatego zdecydowano się na powyższą metodykę.

4.3. Ocena zagrożeń związanych z emisją pyłów i gazów w wytypowanych lokalizacjach

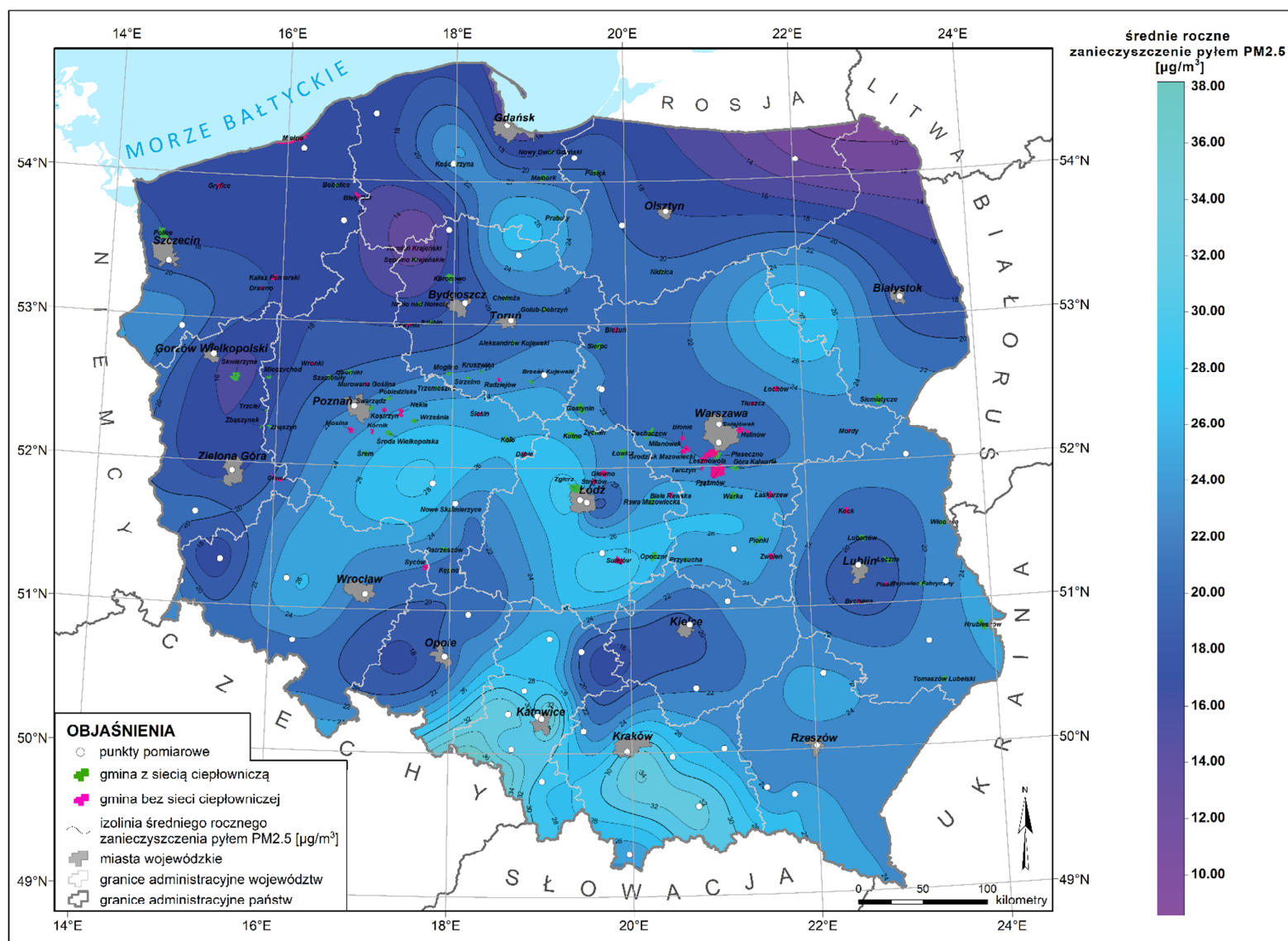
Ocena gmin pod kątem występowania zjawiska niskiej emisji przeprowadzona została w dwóch etapach. Pierwszy z nich polegał na przeanalizowaniu dokumentów obowiązujących w danym regionie, spośród których wymienić należy: Plany zaopatrzenia w ciepło, paliwa gazowe i energię elektryczną, Programy ochrony powietrza, Programy ograniczania niskiej emisji, Programy gospodarki niskoemisyjnej. Dodatkowo analizowane były wszelkiego rodzaju strategie gmin zmierzające do poprawy jakości powietrza lub zwiększenia efektywności energetycznej. Na tej podstawie przeprowadzona została inwentaryzacja gmin pod kątem dostępnej infrastruktury sieciowej (sieci przesyłowe – energia elektryczna, sieci gazownicze, sieci ciepłownicze), infrastruktury wytwórczej (energia elektryczna, energia cieplna), odbiorców energii, sektora transportu oraz zanieczyszczenia powietrza. Tak przeprowadzona analiza pozwoliła na usystematyzowanie i ujednolicenie danych dla każdej z 96 gmin.

4.4. Zebranie danych na temat poziomu emisji w wytypowanych lokalizacjach

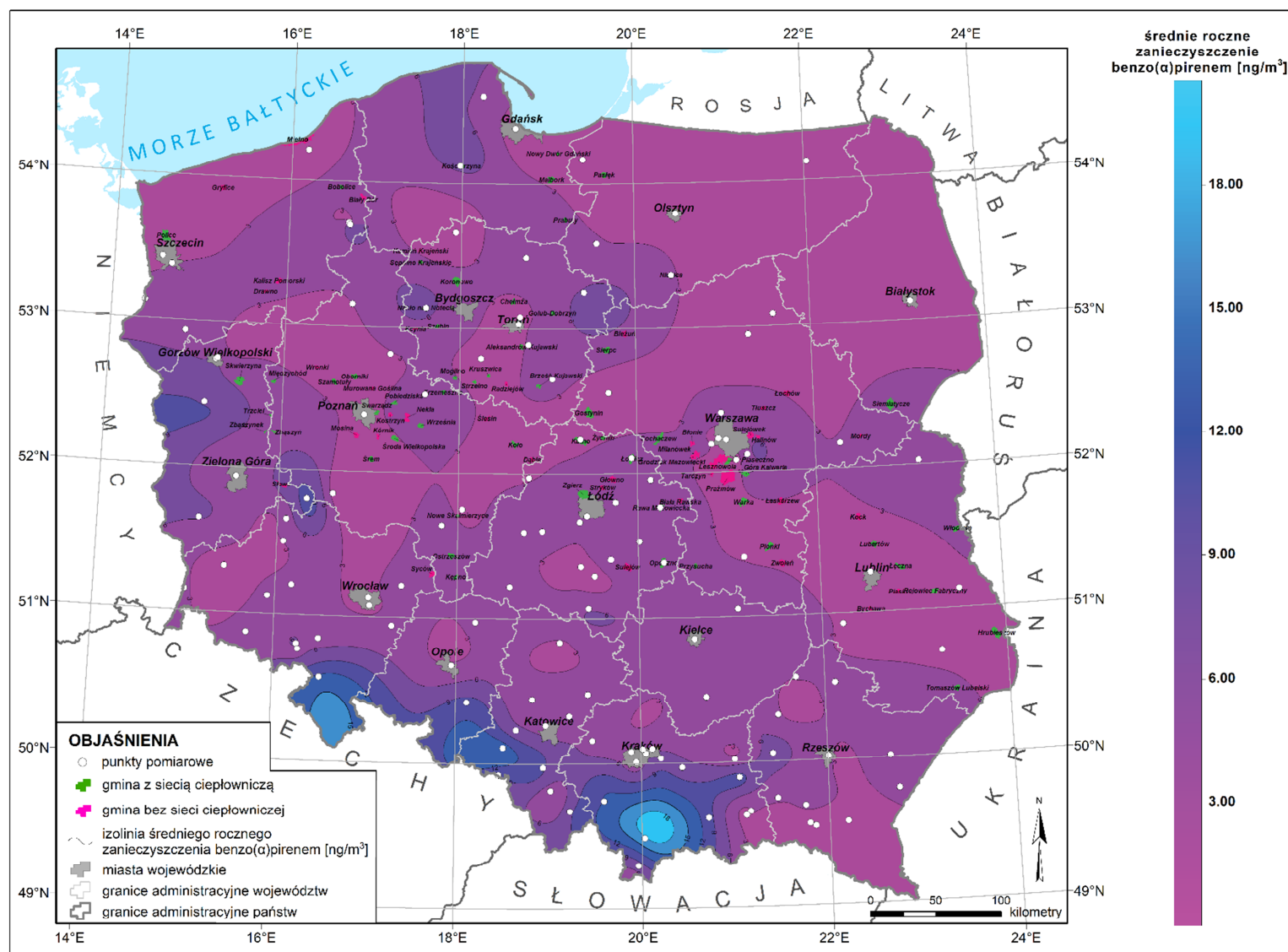
Do oceny gmin wykorzystane zostały mapy zaprezentowane na Rys. 33, które przedstawiają rozkład średniorocznych stężeń poszczególnych substancji zanieczyszczających na obszarze Polski. Mapy, poza zwizualizowaniem obszaru badań pod kątem zanieczyszczenia powietrza, pozwoliły na przypisanie wyznaczonym centrom wyinterpolowanych wartości, które zostały wykorzystane do parametryzacji analizowanych gmin od charakteryzujących się najmniej do najbardziej zanieczyszczonym powietrzem.



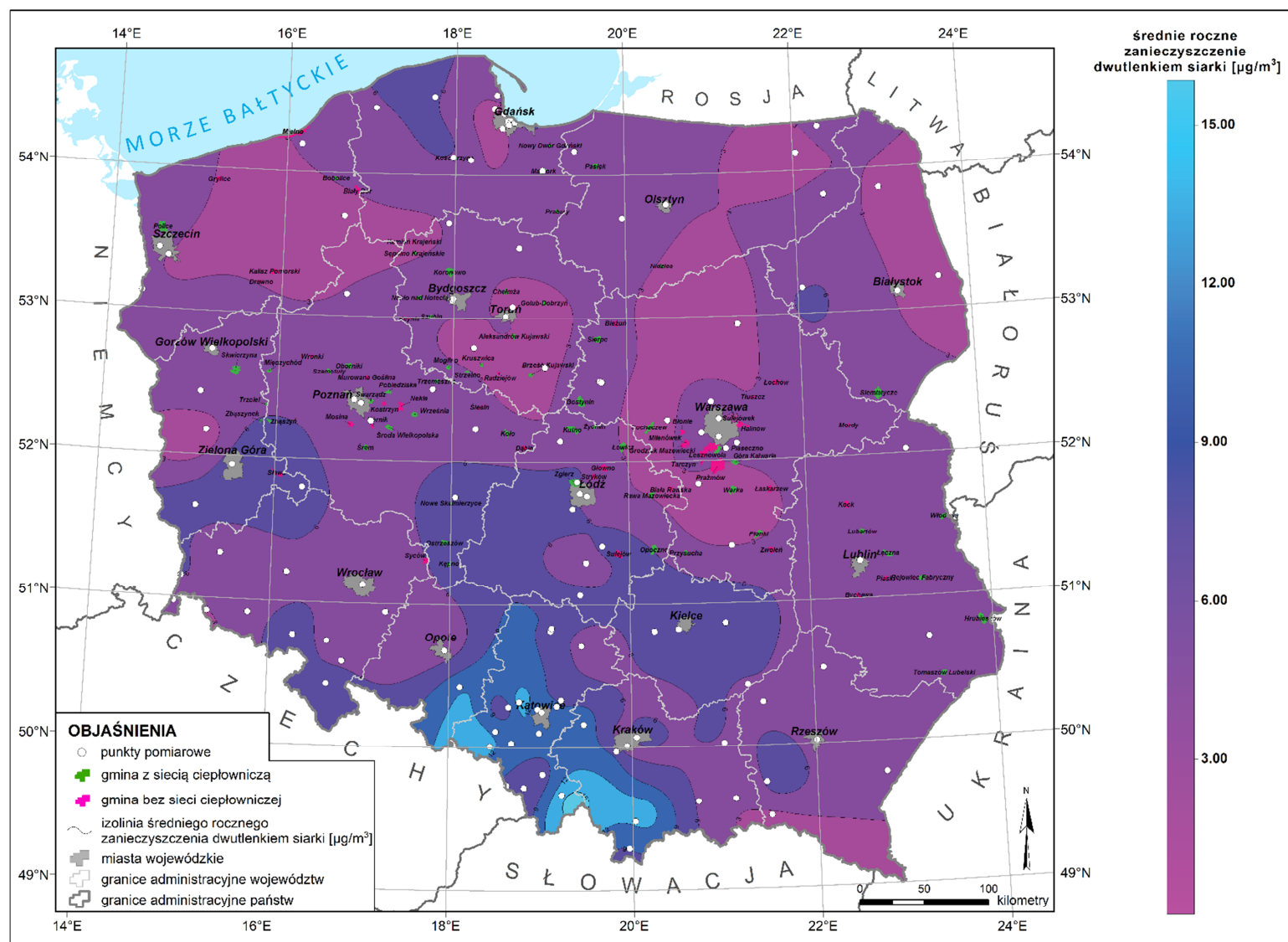
Rys. 27. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia PM10 w roku 2018



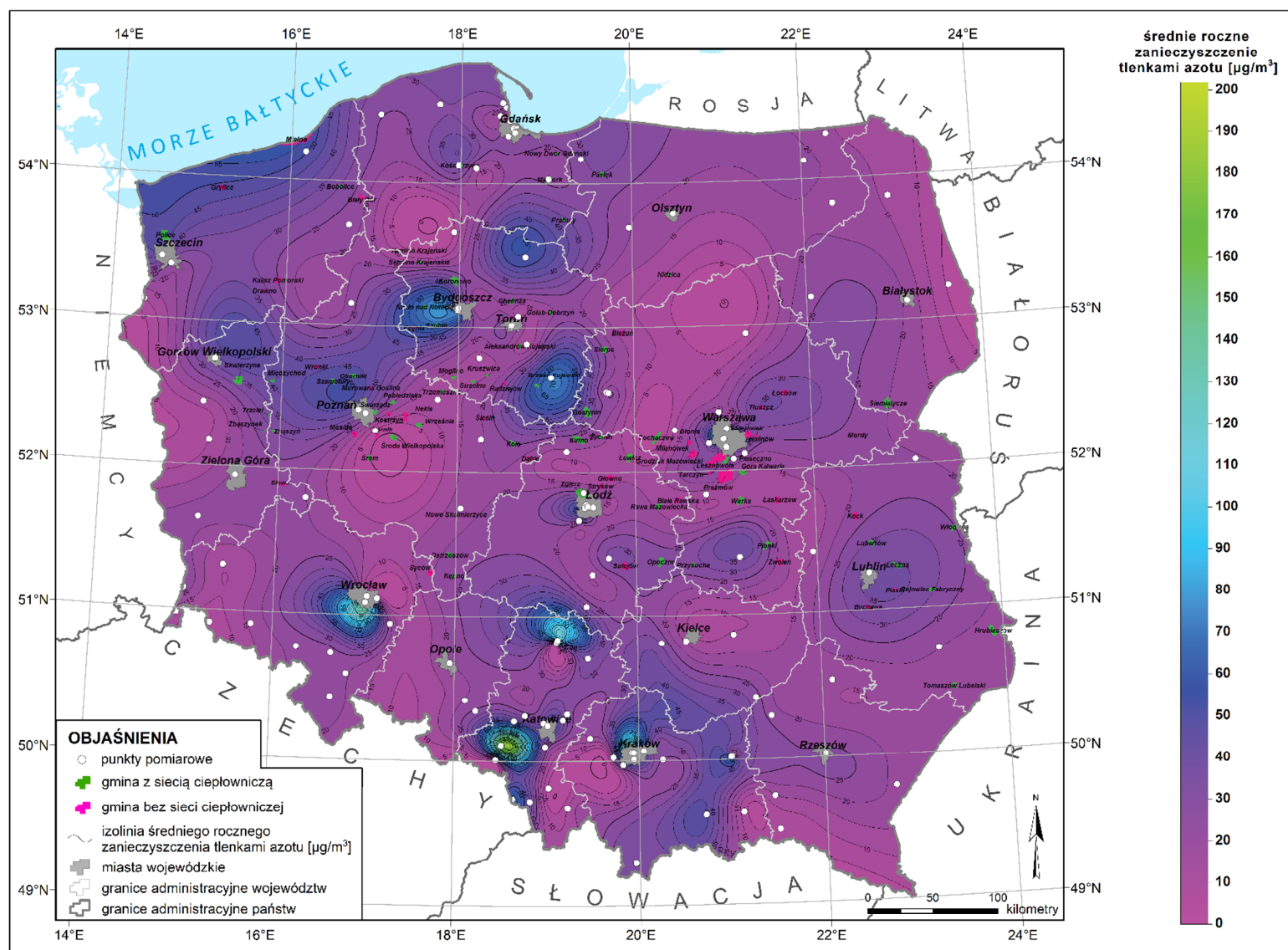
Rys. 28. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia PM2.5 w roku 2018



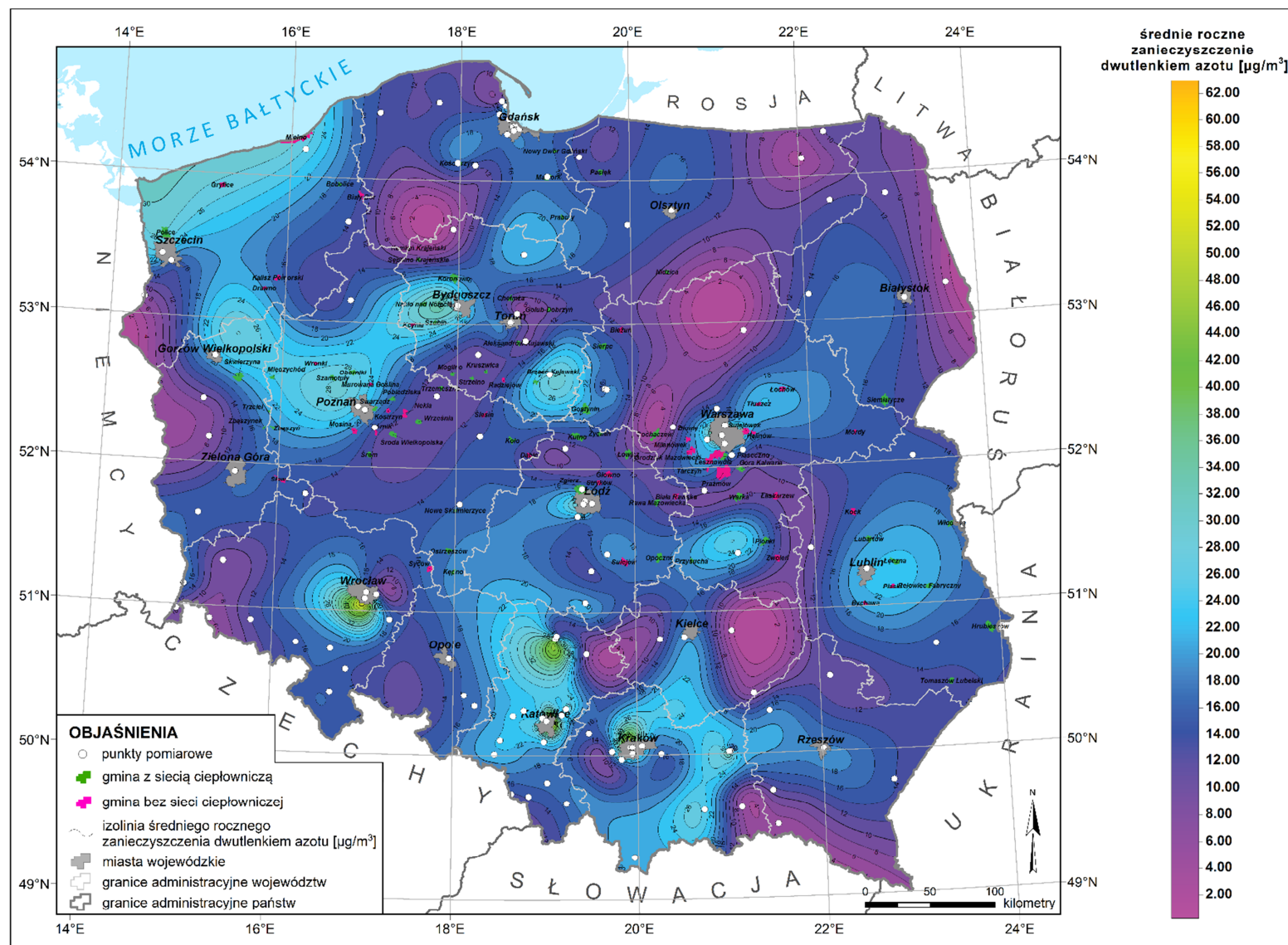
Rys. 29. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia B(a)P w roku 2018



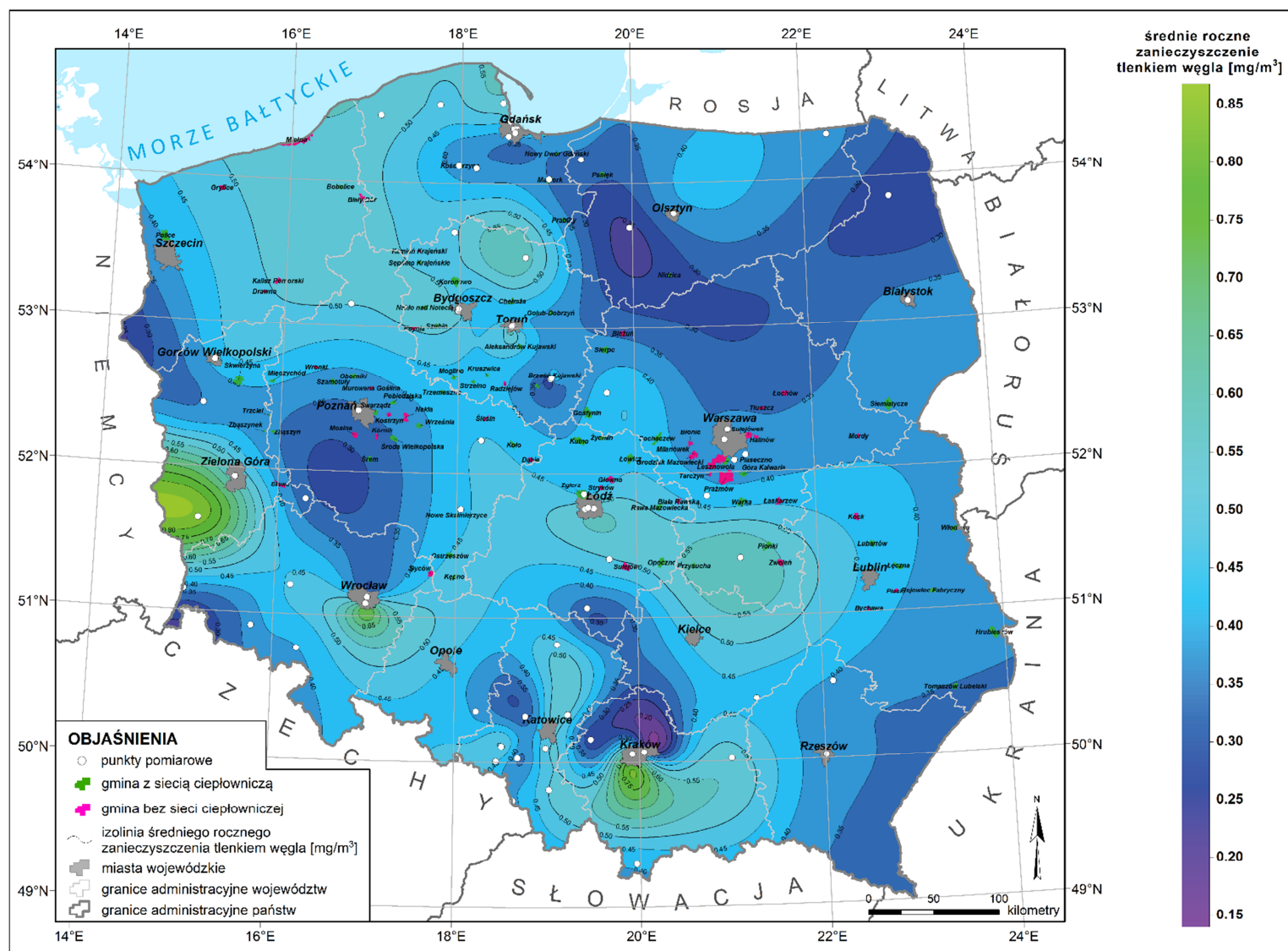
Rys. 30. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia SO_2 w roku 2018



Rys. 31. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia NOx w roku 2018



Rys. 32. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia NO_2 w roku 2018



Rys. 33. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia CO

4.5. Przeprowadzenie waloryzacji wytypowanych lokalizacji od najbardziej do najmniej zagrożonych zanieczyszczeniem powietrza

Wyniki analizy gmin i ich kategoryzacja od najmniej do najbardziej zanieczyszczonych PM₁₀, PM_{2.5}, B(a)P, SO₂, NO_x, NO₂, CO oraz CO₂ przedstawione zostały na Rys. 34 – Rys. 41.

W przypadku PM₁₀ średnioroczne stężenia przekraczające normę 40 µg/m³ wykazane zostały w gminach Halinów (44,27 µg/m³), Sulejów (44,19 µg/m³) oraz Trzciel (40,31 µg/m³). Gminami o najmniejszych wartościach stężeń wynoszących poniżej 25 µg/m³ są Gryfice (23,96 µg/m³) oraz Mielno (23,97 µg/m³).

Najwyższymi wartościami stężeń średniorocznych PM_{2.5} powyżej normy 25 µg/m³ charakteryzuje się 11 gmin, są to: Sulejów (29,16 µg/m³), Zgierz (28,65 µg/m³), Opoczno (26,74 µg/m³), Dąbie (26,38 µg/m³), Koło (26,00 µg/m³), Środa Wielkopolska (25,47 µg/m³), Śrem (25,46 µg/m³), Września (25,36 µg/m³), Pionki (25,13 µg/m³), Kutno (25,12 µg/m³) oraz Ślesin (25,11 µg/m³). Z kolei najlepszą jakością powietrza z wartościami PM_{2.5} nieprzekraczającymi 15 µg/m³ mogą pochwalić się zaledwie dwie gminy, są to Kamień Krajeński (13,14 µg/m³) oraz Sępólno Krajeńskie (13,64 µg/m³).

Analiza średniorocznych stężeń benzo(a)pirenu wykazała przekroczenia normy wynoszącej 1 ng/m³ we wszystkich analizowanych 96 gminach. Stężenia powyżej 5 ng/m³ wykazano dla 15 spośród analizowanych gmin, z czego najwyższe wartości są charakterystyczne dla gmin: Sława (6,95 ng/m³), Kościerzyna (6,59 ng/m³) oraz Nakło nad Notecią (6,35 ng/m³).

W 10 gminach stwierdzono wartości nieprzekraczające 10 ng/m³, z czego najkorzystniej wypadają gminy Piaseczno i Mielno z wartościami na poziomie 1,19 ng/m³.

W przypadku stężeń dwutlenku siarki najwyższe wartości stężeń średniorocznych zanotowano w gminach: Nowe Skalmierzyce (7,90 µg/m³), Sława (7,75 µg/m³), Ostrzeszów (7,61 µg/m³) oraz Kępno (7,21 µg/m³). Najmniejsze wartości są z kolei charakterystyczne dla gminy Sochaczew – zaledwie 0,90 µg/m³. Kolejną gminą z najniższą wartością stężeń SO₂ jest Warka, przy czym wartość ta wynosi 1,94 µg/m³. Żadne z tych wartości nie przekraczają normy, należy jednak zwrócić uwagę, że w przypadku wpływu na zdrowie ludzkie analizowane są stężenia 1-godzinne lub 24-godzinne. Norma dla stężeń średniorocznych wynosząca 20 µg/m³ dotyczy poziomów dopuszczalnych ze względu na ochronę roślin.

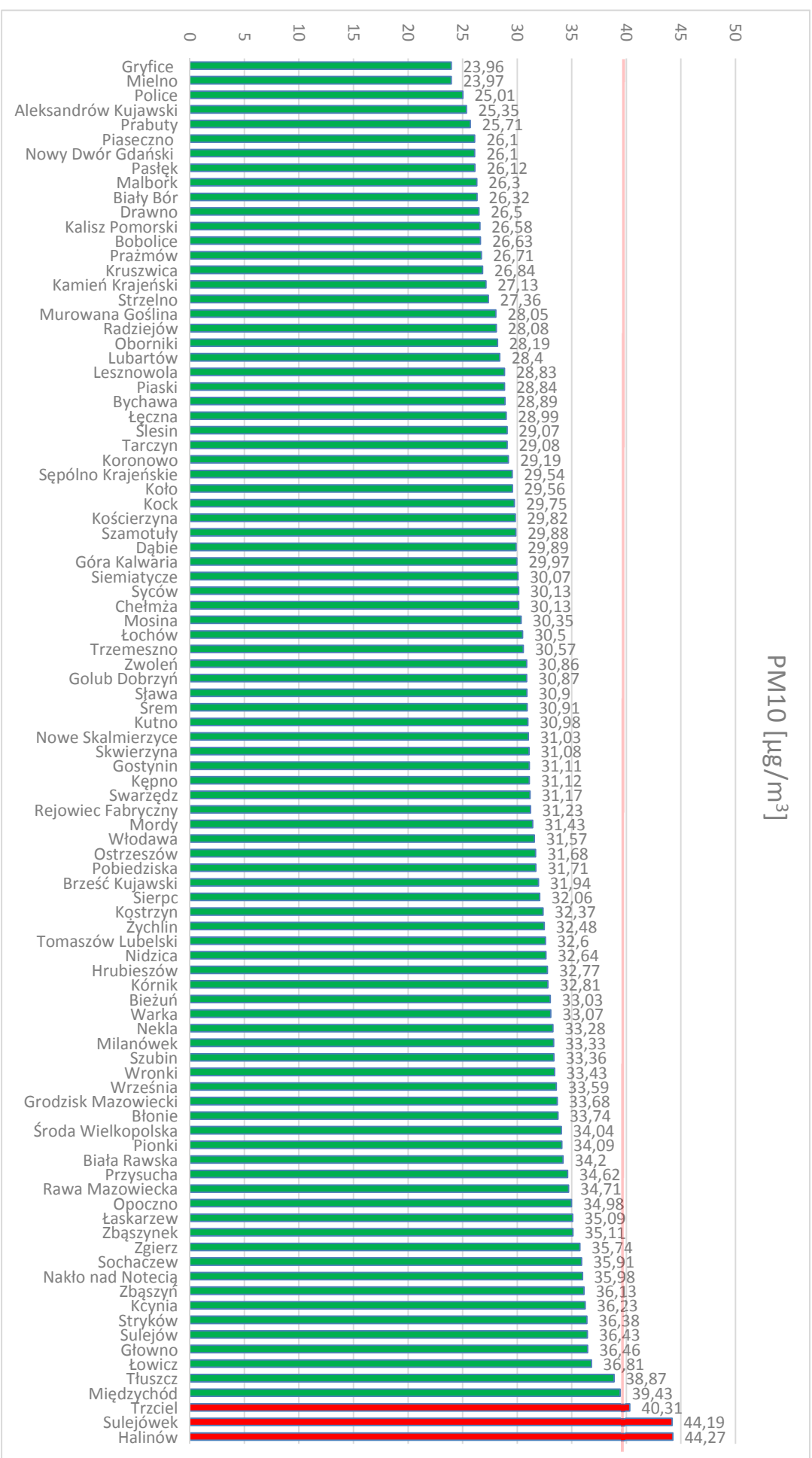
Dla substancji zanieczyszczających NO_x oraz NO₂, należy stwierdzić że wyniki nie są ze sobą tożsame. Norma dla NO_x wynosi 20 µg/m³, przy czym podobnie jak w przypadku dwutlenków siarki, dotyczy ona ochrony roślin. Dla NO₂ norma średnioroczna wynosi 40 µg/m³. W pierwszym przypadku – NO_x – aż 28 gmin przekroczyło normę średnioroczną, z czego 5 gmin wykazuje stężenia

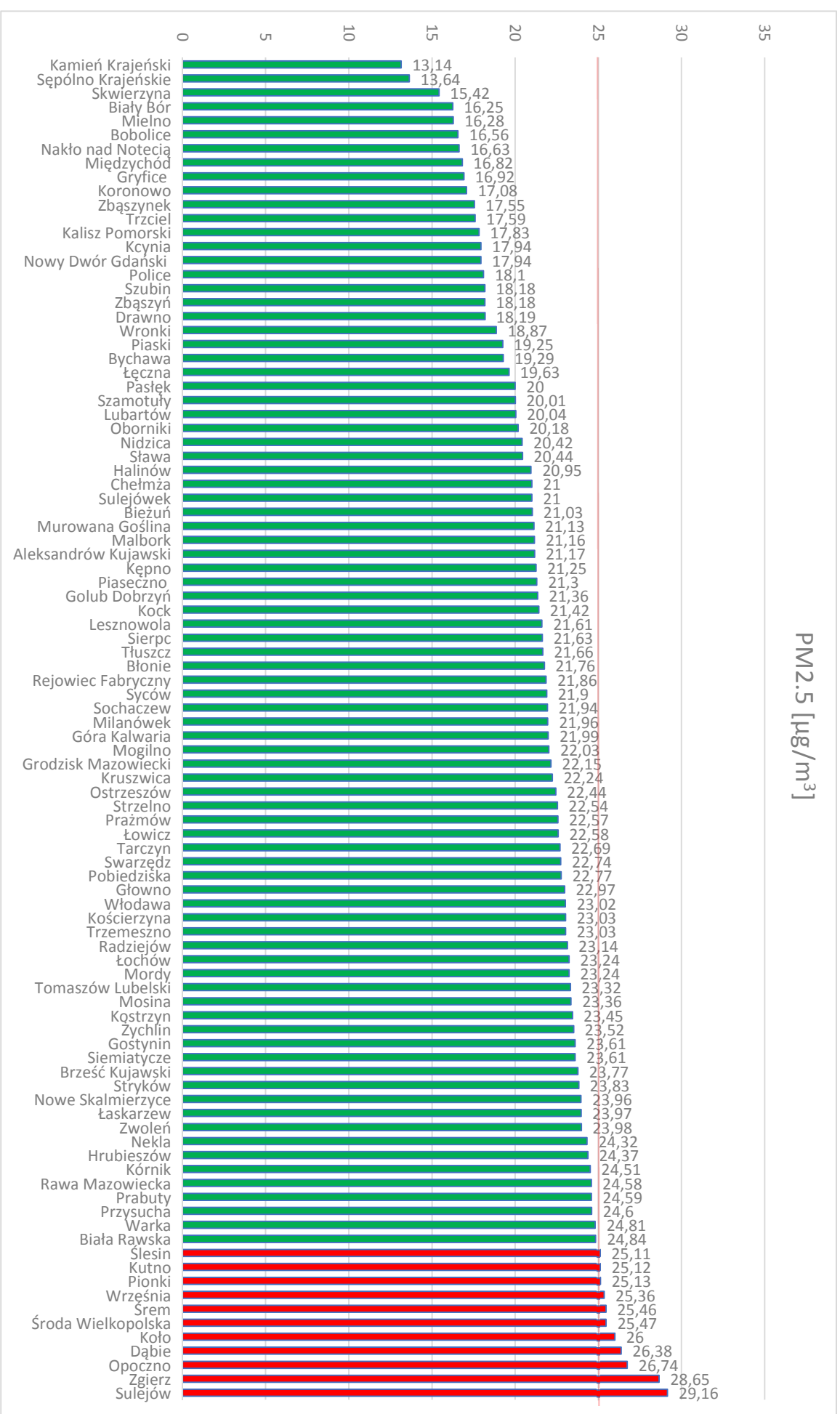
powyżej $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$, są to Nakło nad Notecią ($70,38 \mu\text{g}/\text{m}^3$), Szubin ($63,78 \mu\text{g}/\text{m}^3$), Brześć Kujawski ($60,97 \mu\text{g}/\text{m}^3$), Kcynia ($57,57 \mu\text{g}/\text{m}^3$) oraz Mielno ($55,81 \mu\text{g}/\text{m}^3$). Najkorzystniej prezentują się gminy Środa Wielkopolska oraz Śrem, przy czym wartości na poziomie $0,00$ – $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$ należy z dużym prawdopodobieństwem traktować jako błąd statystyczny. Stężeniami poniżej $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ charakteryzują się ponadto gminy Kórnik ($0,35 \mu\text{g}/\text{m}^3$), Sochaczew ($2,48 \mu\text{g}/\text{m}^3$), oraz Kamień Krajeński ($3,19 \mu\text{g}/\text{m}^3$). Najwyższe stężenia NO_2 zanotowano dla gmin Nakło nad Notecią ($30,60 \mu\text{g}/\text{m}^3$), Szubin ($28,19 \mu\text{g}/\text{m}^3$) oraz Mielno ($28,00 \mu\text{g}/\text{m}^3$). Wartości powyżej $25 \mu\text{g}/\text{m}^3$ wykazano w sumie dla 9 spośród analizowanych gmin. Wartościami poniżej $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ charakteryzują się gminy Sochaczew ($4,20 \mu\text{g}/\text{m}^3$), Kamień Krajeński ($5,23 \mu\text{g}/\text{m}^3$), Nidzica ($9,03 \mu\text{g}/\text{m}^3$), Łaskrzew ($9,79 \mu\text{g}/\text{m}^3$) oraz Sępólno Krajeńskie ($9,81 \mu\text{g}/\text{m}^3$). Żadna z analizowanych gmin nie przekroczyła średniorocznej normy NO_2 .

Spośród analizowanych pod kątem stężeń CO gmin (brak normy), wartości powyżej $0,50 \text{ mg}/\text{m}^3$ zanotowano w 12 gminach. Najwyższe wartości są charakterystyczne dla gmin Przysucha ($0,57 \text{ mg}/\text{m}^3$), Pionki ($0,55 \text{ mg}/\text{m}^3$) oraz Zwolen ($0,55 \text{ mg}/\text{m}^3$). Najbardziej korzystne parametry są charakterystyczne dla gminy Nidzica ($0,27 \text{ mg}/\text{m}^3$).

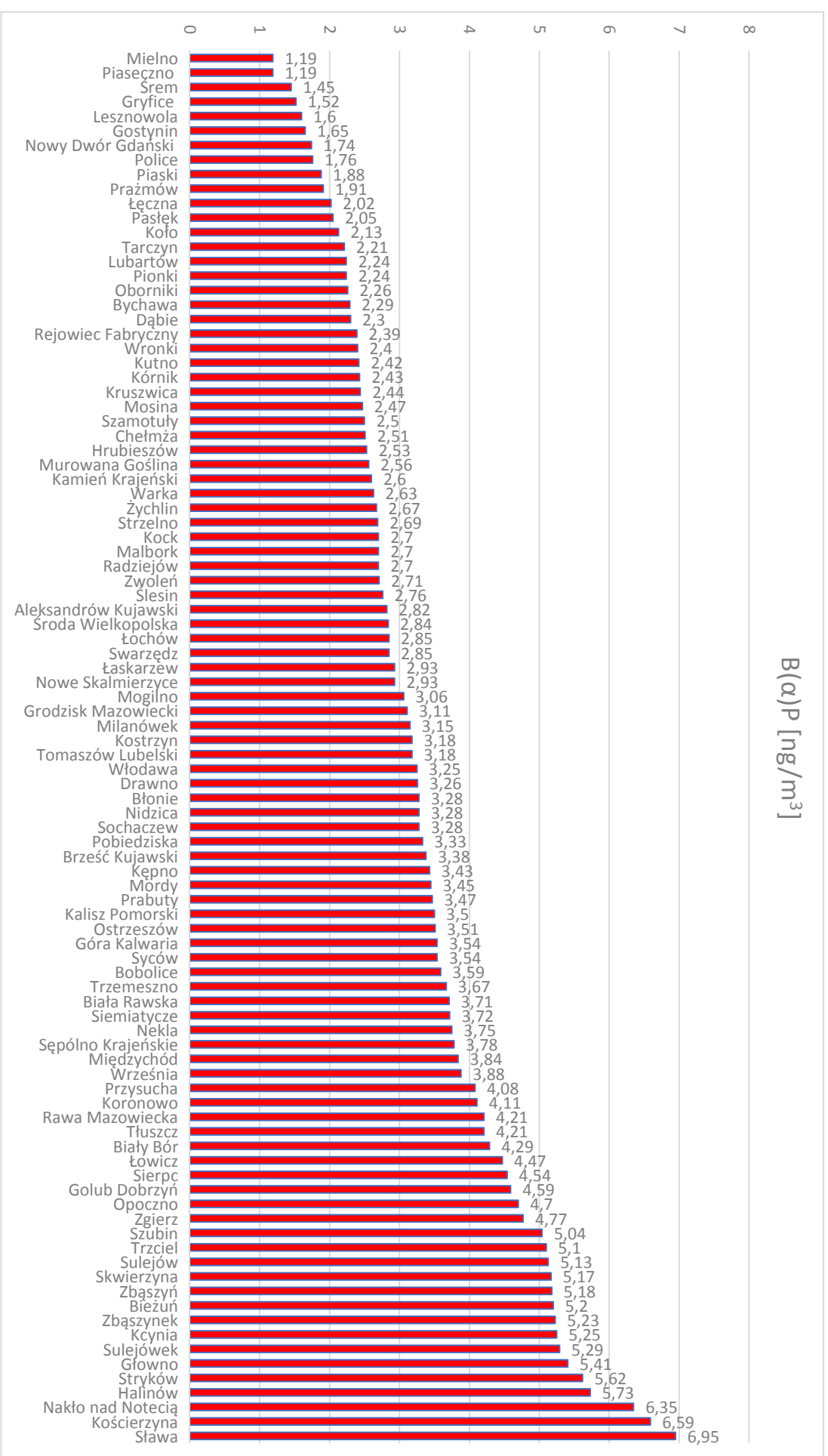
W odróżnieniu od analizy powyższych parametrów, bazującej na danych za rok 2018 ze stacji pomiarowych GIOŚ, analiza CO_2 została przeprowadzona w oparciu o dane zawarte w dokumentach opracowanych przez gminy. Kategoryzacja zawiera zestawienie 85 gmin, ze względu na fakt, że pozostałe nie posiadają żadnych dokumentów strategicznych na rzecz poprawy jakości powietrza, a co za tym idzie nie przeprowadziły inwentaryzacji obszaru gminy pod kątem emisji CO_2 , są to gminy Biezuń, Golub-Dobrzyń, Gostynin, Góra Kalwaria, Łaskrzew, Łęczna, Prabuty, Strzelno, Warka, Września oraz Zgierz. Spośród przeanalizowanych gmin, zdecydowanie największa emisja jest charakterystyczna dla gmin: Grodzisk Mazowiecki ($730\,796,00 \text{ Mg}$) oraz Piaseczno ($616\,684,41 \text{ Mg}$). Najniższe wartości wskazane są w gminach Kock ($16\,795,00 \text{ Mg}$) oraz Koło ($20\,987,00 \text{ Mg}$). Należy w tym miejscu zaznaczyć, że dane te opracowywane były dla gmin przez różne podmioty, co pozostawia wątpliwość w kwestii ich porównania ze sobą.

Rys. 34. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie PM10 w roku 2018

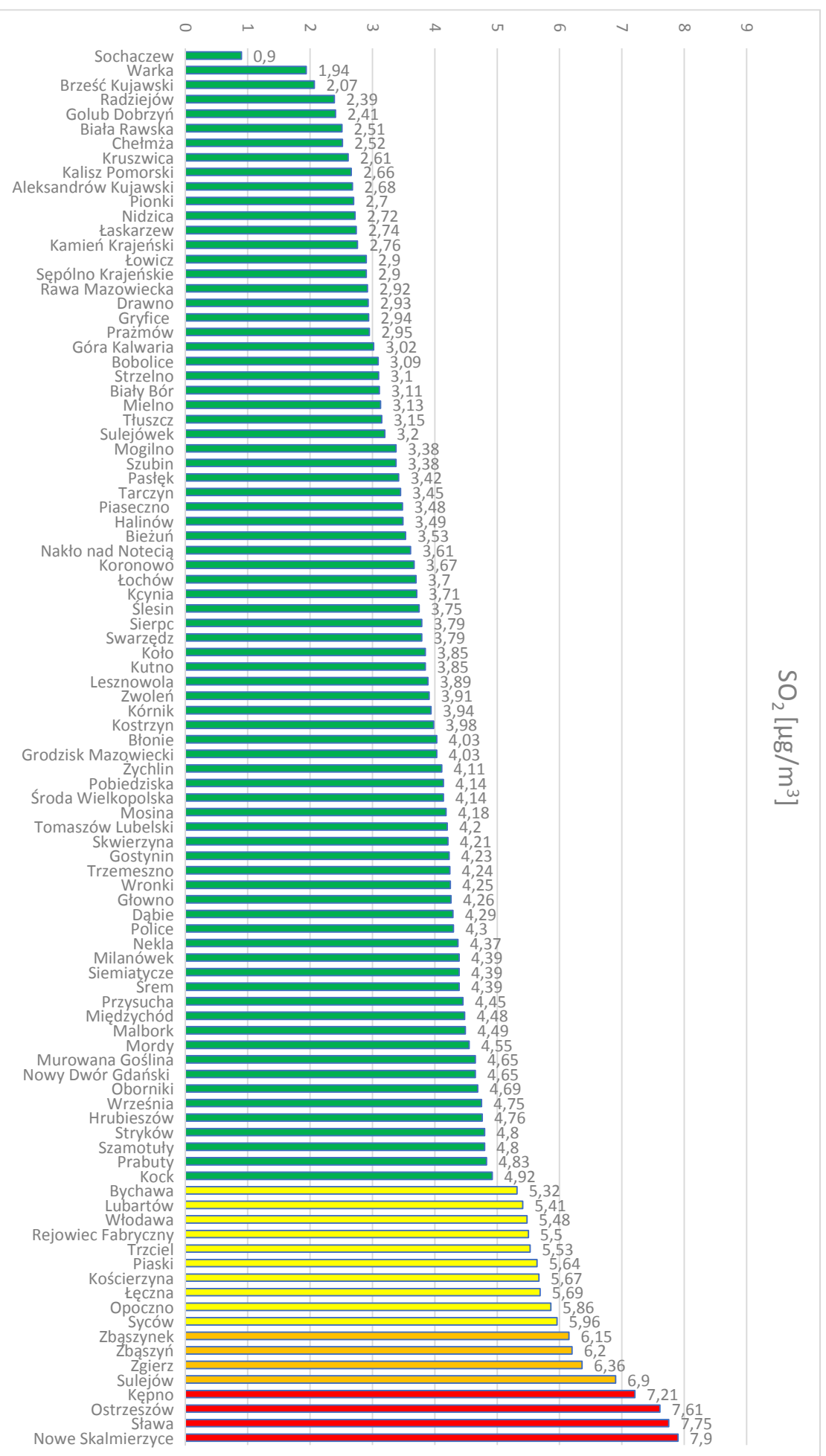




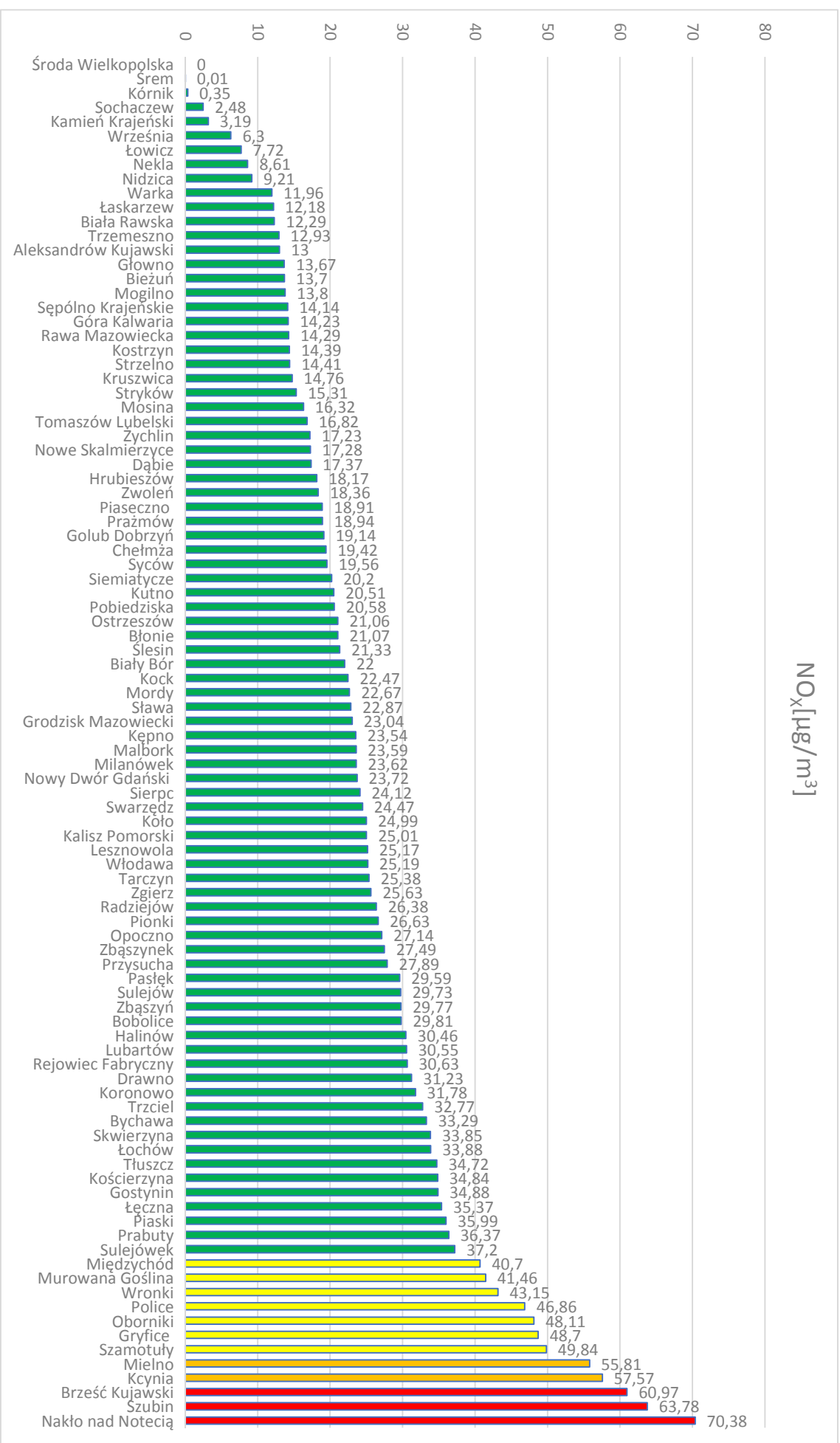
Rys. 35. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie PM2.5 w roku 2018



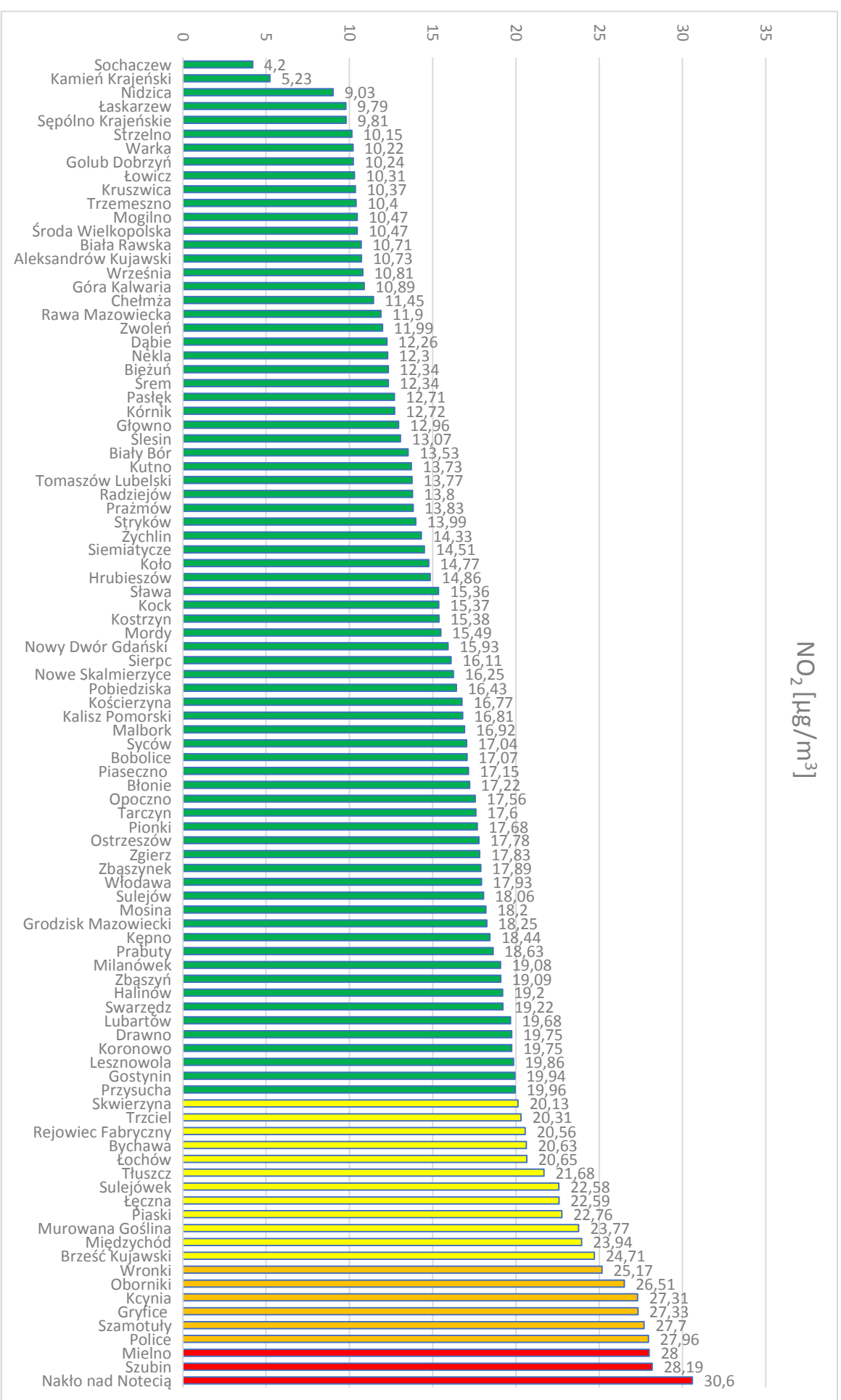
Rys. 36. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie B(α)P w roku 2018



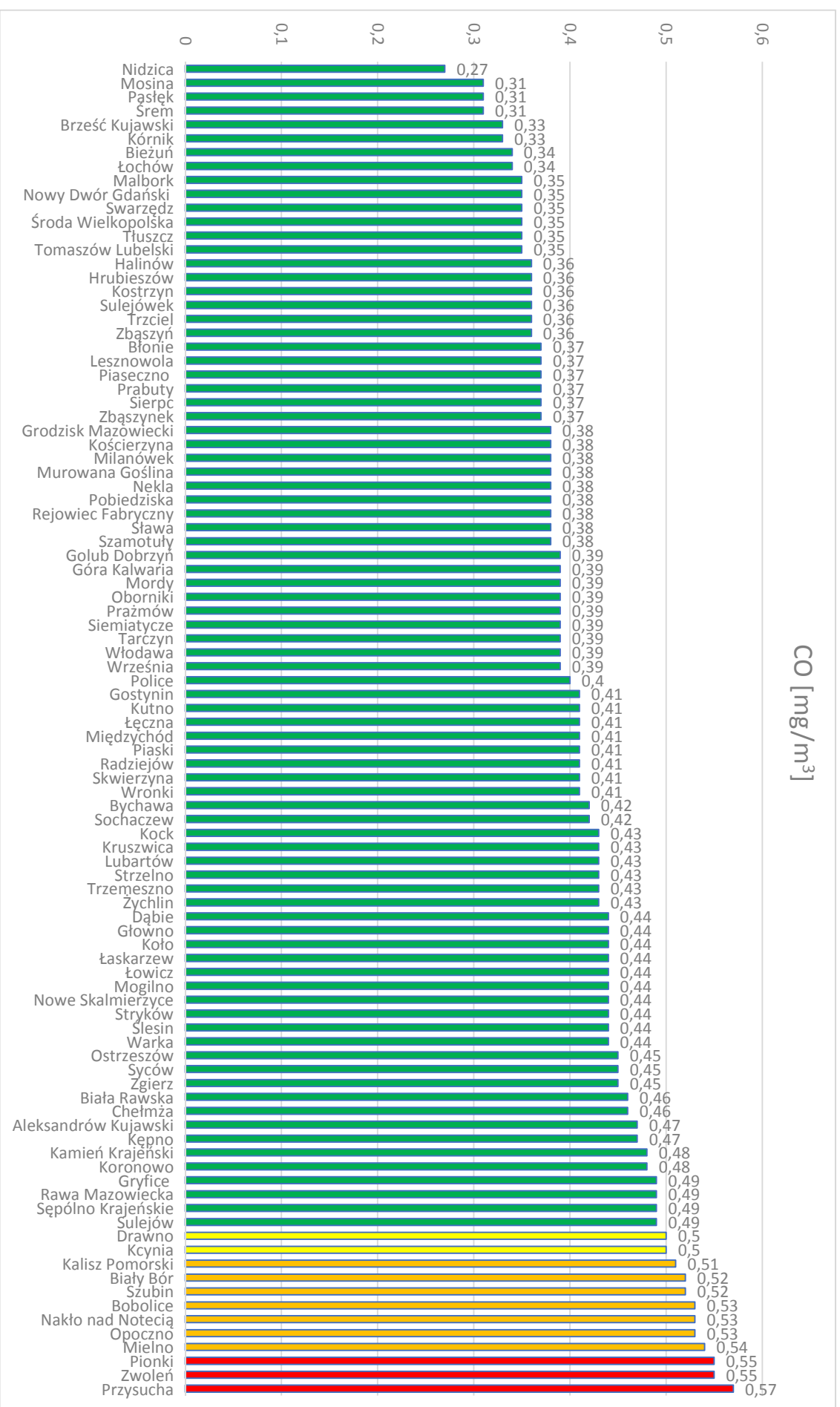
Rys. 37. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie SO_2 w roku 2018



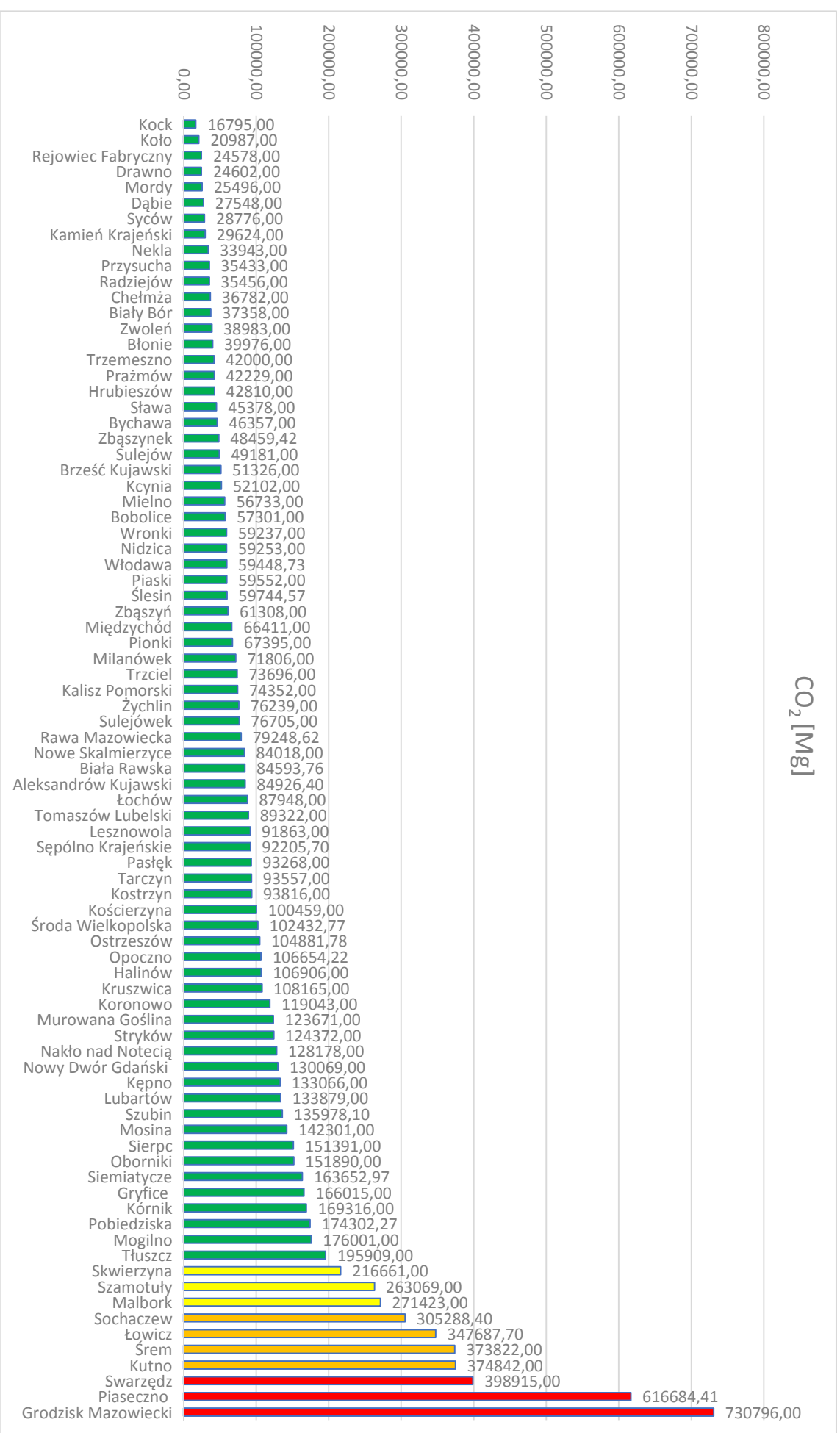
Rys. 38. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie NO_x w roku 2018



Rys. 39. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie NO₂ w roku 2018



Rys. 40. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie CO w roku 2018



Rys. 41. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie CO₂ w roku 2018

5. Badania ankietowe

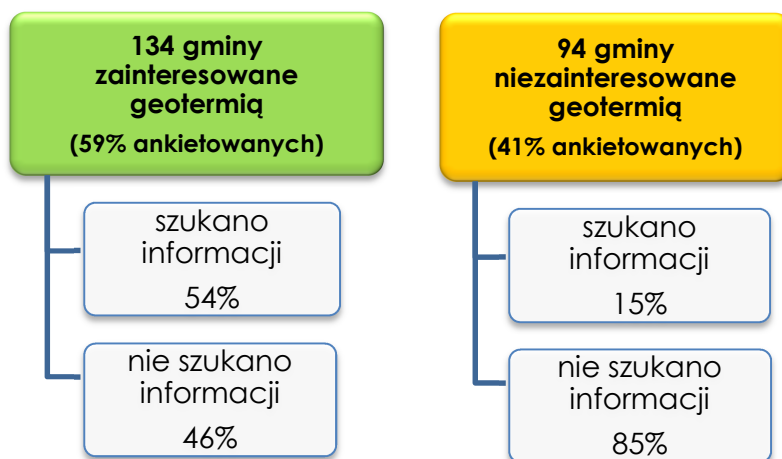
Możliwości zagospodarowania wód termalnych i leczniczych w dużej mierze zależą od stopnia akceptacji tego typu inwestycji przez społeczność lokalną. Chcąc zbadać nastawienie samorządów terytorialnych do wykorzystania wód termalnych i leczniczych termalnych opracowano krótką ankietę tematyczną i skierowano ją do wybranych organów administracji szczebla gminnego w obrębie omawianego w opracowaniu obszaru badań.

Ankieta składała się łącznie z 10 pytań, w tym 9 pytań zamkniętych ze skończoną liczbą możliwych odpowiedzi oraz 1 pytania półotwartego pozwalającego respondentom wskazać jedną ze sprecyzowanych odpowiedzi i/lub udzielić odpowiedzi nie uwzględnionej przez autorów ankiety. W przypadku 3 pytań autorzy przyjęli możliwość wielokrotnego wyboru odpowiedzi. Na końcu ankiety pozostawiono także dodatkowe miejsce na ewentualne uwagi. Wybór próby do badań ankietowych był procesem kilkustopniowym. Zbiorem wyjściowym była liczba gmin zlokalizowanych w obrębie Niżu Polskiego. Następnie, w wyniku przyjętych przez autorów opracowania kryteriów jakie powinny spełniać poszczególne gminy, zbiór ten zawężano aż do uzyskania grupy docelowej, do której drogą pocztową skierowano zapytanie ankietowe (**zał. 3**).

Badaniem objęto ostatecznie 827 gmin w obrębie Niżu Polskiego, w których liczba mieszkańców nie przekracza 50 tys., a gęstość zaludnienia jest większa niż 123 os/km².

Na ankietę odpowiedziało łącznie 250 gmin (30% adresatów), z czego 228 (91%) udzieliło odpowiedzi na wszystkie zawarte w niej pytania. W dalszych analizach brane będą pod uwagę ankiety z kompletem odpowiedzi. Kluczowe pytanie dotyczyło zainteresowania ewentualnym zagospodarowaniem potencjału wód termalnych i leczniczych, które wykazało 59% ankietowanych (134 gminy). Pozostałe 41% (94 gmin) nie widzi perspektyw dla podejmowania tego typu inwestycji. Analizę wyników ankiety oparto na podziale gmin na zainteresowane i niezainteresowane geotermią.

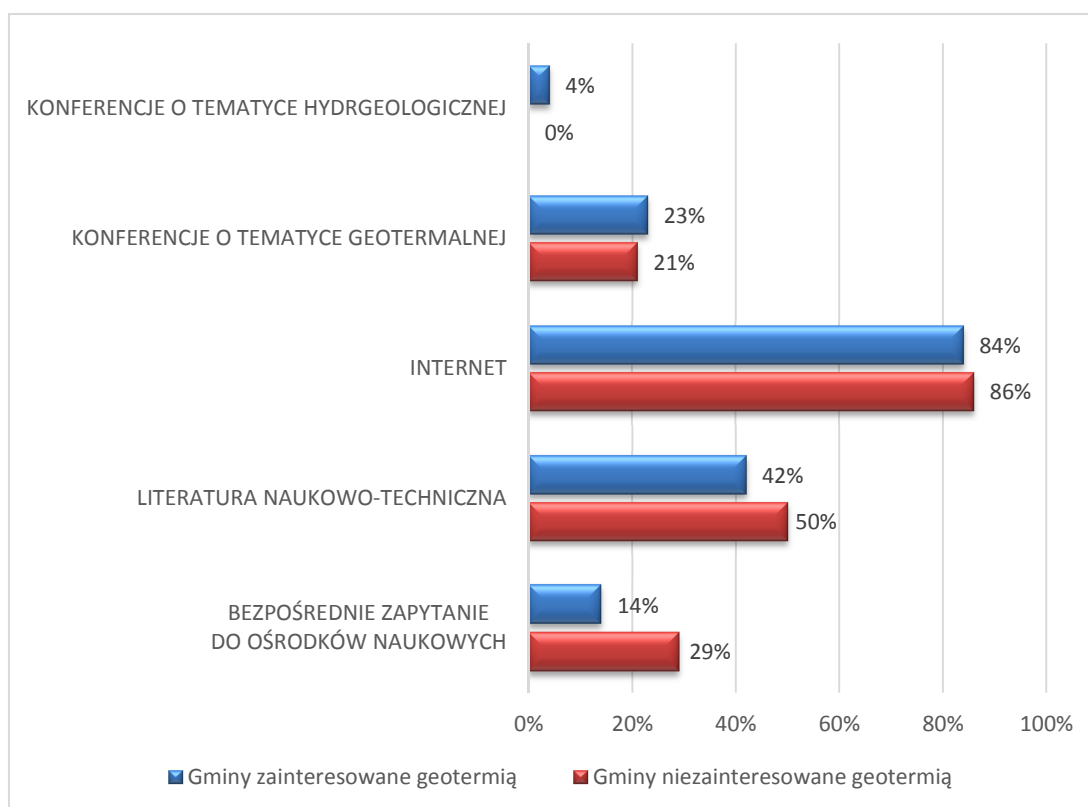
Wśród gmin, które na powyższe pytanie odpowiedziały twierdząco nieco ponad połowa szukała informacji na temat geotermii. Z tego wynika, że mimo pozytywnego stosunku do zagospodarowania energii geotermalnej, znaczna część zainteresowanych samorządów w ogóle nie podjęła prób analizy potencjału wykorzystania wód termalnych i leczniczych na obszarze swojej gminy. Co ciekawe, dominująca większość gmin, które już na wstępie wyraziły brak zainteresowania i neutralność w dziedzinie omawianej problematyki, nie szukała na ten temat żadnych informacji (Rys. 42).



Rys. 42. Poziom zainteresowania ewentualnym zagospodarowaniem potencjału wód termalnych i leczniczych

W obu wyróżnionych grupach najczęściej wybieranym źródłem wiedzy na temat geotermii jest Internet (84-86%) oraz literatura naukowo-techniczna (42-50%) (Rys. 43). Z tego wynika, że samorządy oczekują szybkiego i łatwego dostępu do danych, dlatego sięgają po źródła ogólnodostępne, nie wymagające dodatkowych nakładów rzeczowych i finansowych. Wykres pokazuje także niewielkie zainteresowanie bądź brak możliwości udziału przedstawicieli administracji samorządowej w różnego rodzaju tematycznych sympozjach naukowych. Natomiast jeśli samorządy decydują się na uczestnictwo w takich spotkaniach, zdecydowanie częściej wybierają te ściśle dotyczące geotermii (21-23%).

W grupie gmin, które nie wyraziły zainteresowania wodami termalnymi i leczniczymi zaznacza się wyraźny udział (29%) bezpośrednich zapytań kierowanych do ośrodków naukowych. Można zatem przypuszczać, że brak zainteresowania w dużej mierze wynika z wcześniej przeprowadzonych konsultacji ze specjalistami.



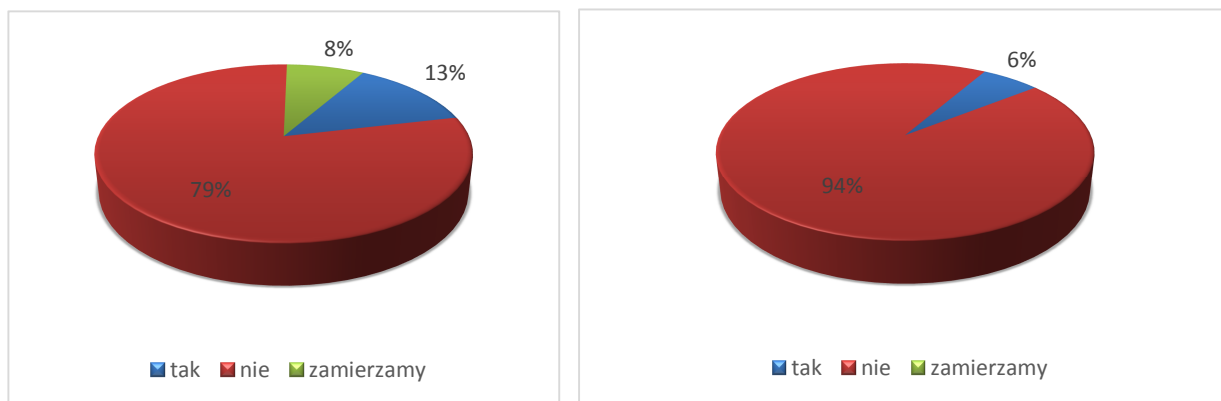
Rys. 43. Główne źródła informacji o geotermii

Generalnie większość gmin, które odpowiedziały na ankietę wyraża pozytywne nastawienie do wykorzystania przez nie potencjału wód termalnych i leczniczych termalnych (60%). Neutralny stosunek zachowuje łącznie 39% gmin, z tym, że w większości są to samorządy, które z różnych powodów nie są zainteresowane tego typu przedsięwzięciami. Zdecydowanie negatywny stosunek prezentują 4 gminy, co stanowi 1% ankietowanych. Dwie z nich wskazują przy tym na brak odpowiednich warunków hydrogeologicznych oraz nieopłacalność inwestycji – co mają potwierdzać przeprowadzone przez nie analizy.

Przy podejmowaniu działań zmierzających do udokumentowania i zagospodarowania wód termalnych i leczniczych termalnych niezwykle ważna jest identyfikacja ryzyka geologicznego oraz wstępna ocena nakładów inwestycyjnych zarówno na wstępnym, jak i dalszych etapach realizacji i funkcjonowania inwestycji. Wydawałoby się, że samorządy lokalne, które wykazują zainteresowanie geotermią i szukają na jej temat informacji, będą zabiegać o przeprowadzenie na obszarze swojej gminy rzetelnych badań prowadzących do oceny zasobów energii geotermalnej oraz możliwości jej wykorzystania (czynniki geologiczne), a także podejmą się wstępnego oszacowania nakładów inwestycyjnych związanych z ewentualną realizacją takiego przedsięwzięcia (czynniki ekonomiczne). Na Rys. 44 oraz Rys. 45 zaprezentowano rozkład odpowiedzi udzielonych na pytania dotyczące wyżej

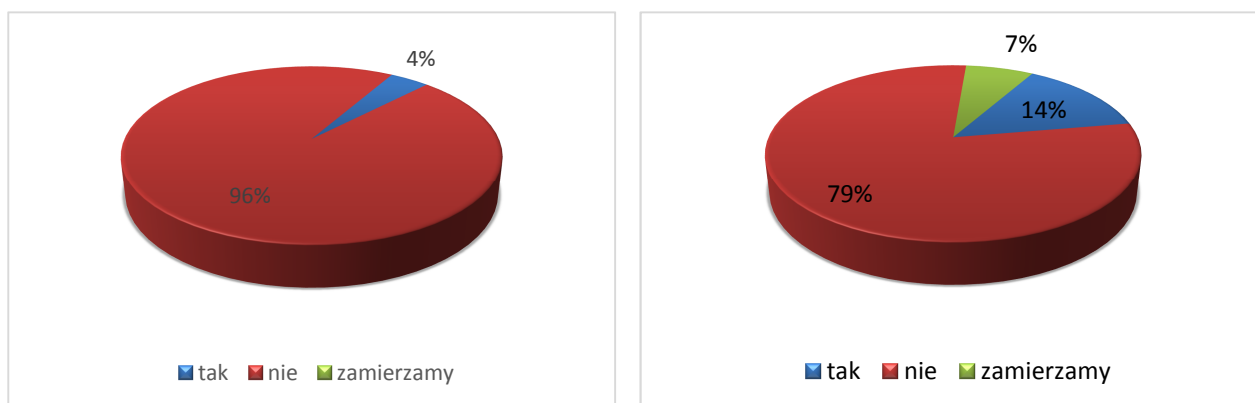
opisanych czynników. Widać wyraźnie, że zdecydowanej większości gminy nie wykonują tego typu analiz.

Czy przeprowadzono ocenę zasobów energii geotermalnej oraz możliwości jej wykorzystania ?



Rys. 44. Udział procentowy poszczególnych odpowiedzi na pytanie odnośnie zasobów energii geotermalnej i możliwości jej wykorzystania (po lewej – gminy zainteresowane, po prawej – gminy niezainteresowane)

Czy przeprowadzono ocenę początkowych nakładów inwestycyjnych oraz potrzebnych do dalszego funkcjonowania inwestycji?

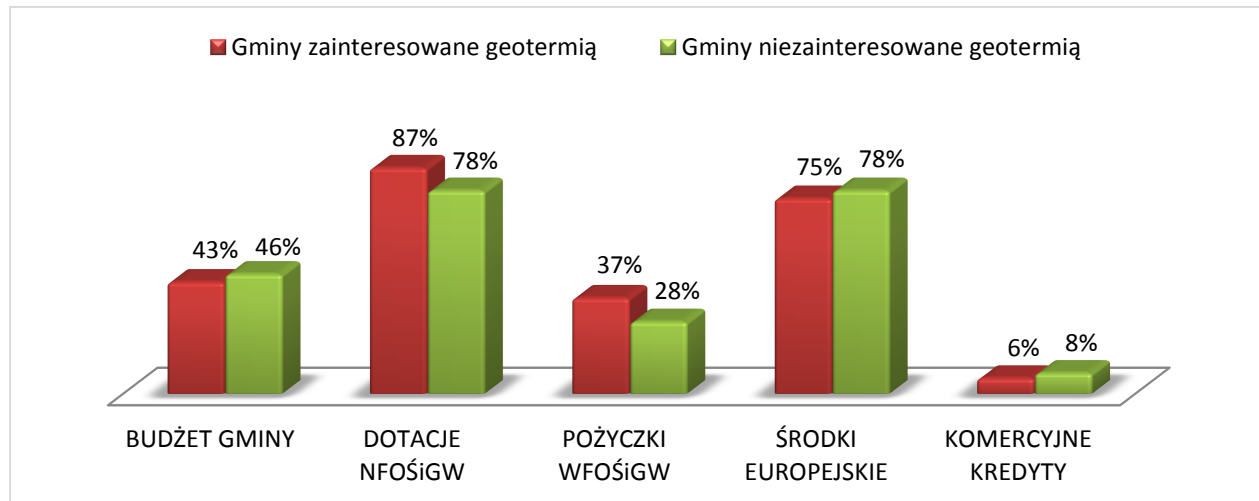


Rys. 45. Udział procentowy poszczególnych odpowiedzi na pytanie odnośnie nakładów finansowych związanych z realizacją i funkcjonowaniem ewentualnej inwestycji (po lewej – gminy zainteresowane, po prawej – gminy niezainteresowane)

Najczęściej samorządy nie rozważały obu czynników. W przypadku gmin zainteresowanych geotermią dwie negatywne odpowiedzi powtórzyły się aż 100 razy, jedynie 12 gmin udzieliło dwóch odpowiedzi twierdzących. Dysproporcja ta pokazuje, że samorządy terytorialne chcące podejmować

tego typu inwestycje nie dysponują wystarczającą wiedzą odnośnie możliwości zagospodarowania wód termalnych i leczniczych termalnych na danym obszarze. Dobrym sygnałem jest jednak to, że w 25 przypadkach przeanalizowano chociaż jeden czynnik, a w 13 wyrażono zamiar ich przeanalizowania. Spośród gmin zainteresowanych tematyką 6 zamierza dokonać zarówno oceny zasobowej, jak i finansowej ewentualnej inwestycji.

Częstym ograniczeniem dla jednostek samorządu terytorialnego jest brak odpowiednich środków na nowe przedsięwzięcia. Dlatego tak ważne jest, aby plan inwestycyjny i cały kosztorys były dokładnie zaplanowane. Może to pomóc w wyborze najkorzystniejszego sposobu finansowania inwestycji. Tym bardziej dziwi fakt, że jedynie 14% spośród zainteresowanych rozwojem geotermii samorządów podjęło zagadnienie analiz ekonomicznych. Źródła finansowania potencjalnej inwestycji przedstawia Rys. 46. Główne źródła finansowania potencjalnej inwestycji mającej zagospodarować energię geotermalną. Warto zwrócić uwagę na fakt, że część gmin niezainteresowanych całkowicie pominęła pytanie, uznając, że punkt ten ich nie dotyczy. Udział procentowy odnoszono tu zatem do grupy 65 ankietowanych (brak odpowiedzi w 29 ankietach), którzy mimo braku zainteresowania wskazali gdzie szukaliby środków pieniężnych na realizację przedsięwzięcia. W obu przypadkach najczęściej wskazywano na chęć ubiegania się o dotacje Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz środki unijne.

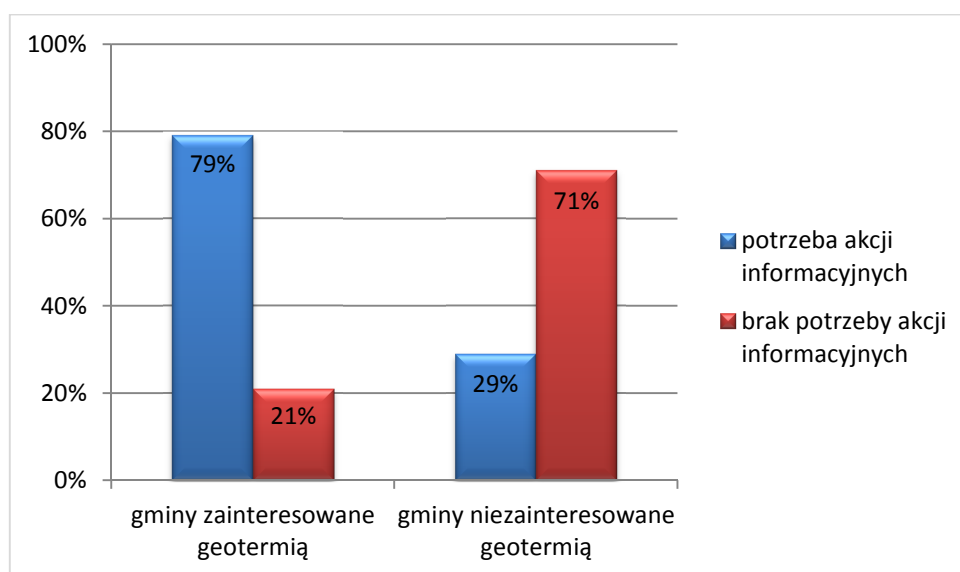


Rys. 46. Główne źródła finansowania potencjalnej inwestycji mającej zagospodarować energię geotermalną

Ankietowani wybierali najczęściej dwie spośród możliwych odpowiedzi. Ilość wskazanych przez jedną gminę źródeł finansowania jest zdecydowanie większa w przypadku gmin, które wyraziły zainteresowanie ewentualną inwestycją. Może to oznaczać, że w momencie podjęcia decyzji o jej realizacji, gminy te będą w stanie zabiegać o różne środki i w mniejszym stopniu wykorzystają swój własny budżet. W oparciu o powyższy wykres można

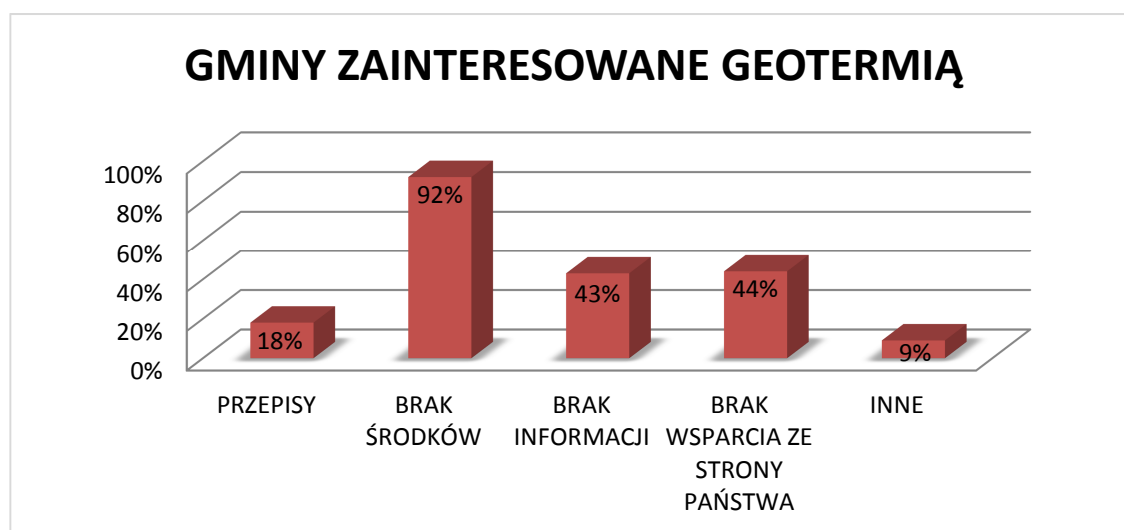
stwierdzić duży sceptycyzm i być może ograniczone możliwości jeśli chodzi o zaciąganie przez samorządy kredytów komercyjnych. Zdecydowana większość nie zabiegała także o prywatnych inwestorów, którzy mogliby lokować swój kapitał w rozwój geotermii na obszarze danej gminy.

W ankiecie poruszono także kwestie dostępu do specjalistycznej wiedzy i informacji w zakresie korzyści i zagrożeń wynikających z wykorzystania potencjału wód termalnych i leczniczych termalnych oraz stopnia znajomości aktualnych przepisów prawnych dotyczących eksploatacji tego typu wód. W przypadku samorządów zainteresowanych problematyką istnieje wyraźna potrzeba współpracy samorządów lokalnych z ośrodkami naukowo-badawczymi (wyraża to aż 79% ankietowanych). Skrajnie odmienny jest stosunek gmin, które nie widzą perspektyw dla zagospodarowania energii geotermalnej – tu 71% ankietowanych uważa, że takie akcje informacyjne nie są konieczne (Rys. 47). Biorąc pod uwagę fakt, że w większości gminy te nie szukały dotychczas informacji na temat geotermii, należy przyjąć ich zupełnie neutralne podejście do zagadnienia. Inaczej wygląda sytuacja dotycząca regulacji prawnych odnośnie eksploatacji wód termalnych i leczniczych. Zarówno gminy zainteresowane, jak i niezainteresowane geotermią najczęściej wykazały, że nie monitorują propozycji zmian regulacji prawnych w tym zakresie (odpowiednio 86/134 gminy i 87/94 gminy).

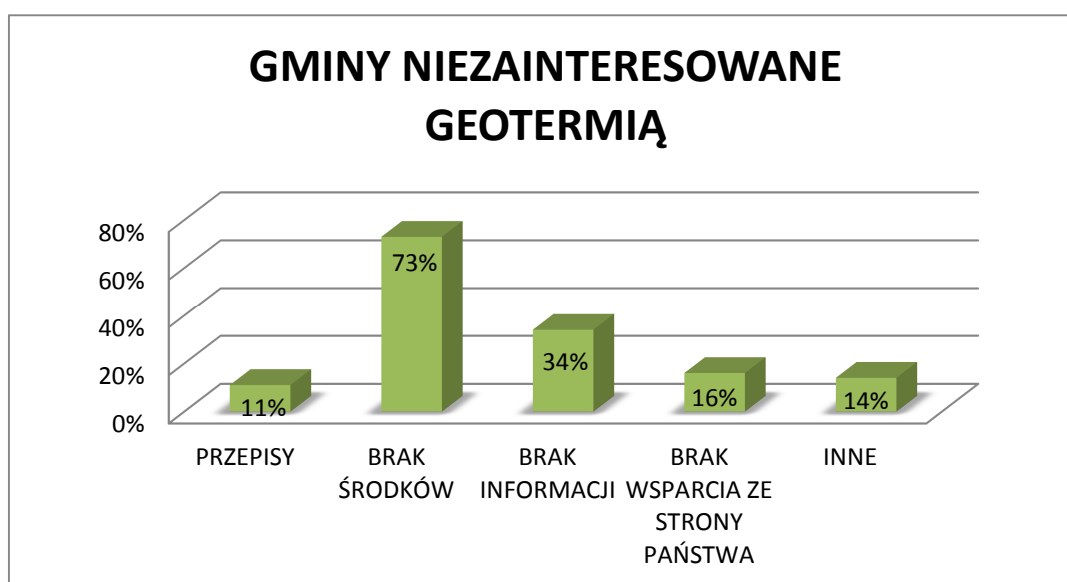


Rys. 47. Rozkład odpowiedzi na pytania dotyczące konieczności akcji informacyjnych ośrodków naukowo-badawczych dotyczących problematyki wykorzystania energii geotermalnej

Niejako podsumowaniem ankiety była prośba o wskazanie głównych barier w rozwoju wykorzystania energii wód termalnych z punktu widzenia poszczególnych gmin. Najczęściej wskazywaną odpowiedzią, bez względu na stosunek do geotermii, był brak środków (Rys. 48 i Rys. 49).



Rys. 48. Główne bariery w rozwoju wykorzystania energii wód termalnych według gmin zainteresowanych geotermią



Rys. 49. Główne bariery w rozwoju wykorzystania energii wód termalnych według gmin niezainteresowanych geotermią

W grupie 134 gmin zainteresowanych odpowiedzi ta powtórzyła się aż 123 razy (92% ankietowanych). Na drugim miejscu znalazło się ograniczenie w postaci braku wsparcia ze strony państwa, a tuż za nim brak informacji. Przepisy prawne stanowią przeszkodę dla rozwoju geotermii w opinii 18% ankietowanych.

Nieco inny rozkład odpowiedzi zaznacza się w grupie samorządów, które nie wyraziły zainteresowania tego typu inwestycjami. Drugą, po braku środków barierą, jest dla nich brak informacji. Brak wsparcia ze strony państwa było z kolei trzecią najczęściej wybieraną odpowiedzią, choć jak widać ma ona tu

zdecydowanie mniejsze znaczenie niż w przypadku grupy pierwszej. Przepisy prawne stanowią dla obu grup barierę o porównywalnej wadze.

Osobną kategorią są przeszkody inne wskazane przez ankietowanych. Często pojawiała się tu informacja o braku zasobów/złóż wód termalnych. Co ciekawe pisały o tym samorządy, które nie wykonywały dotychczas oceny zasobów energii geotermalnej ani nie szukały na temat geotermii żadnych informacji. Pojawia się zatem pytanie skąd gminy zaczerpnęły takie dane i na ile poprawnie zostały one zinterpretowane. Kolejnym często powtarzającym się problemem były względy finansowe. Wskazywano tu na wysokie koszty inwestycji, w tym duże koszty własne poniesione na rzecz stworzenia odpowiedniej infrastruktury, a także na niewystarczające wsparcie finansowe państwa czy trudności w zaangażowaniu prywatnych inwestorów. Inne gminy wskazywały wprost na nieopłacalność tego typu inwestycji na swoim terenie.

Warto zwrócić uwagę na odpowiedzi i uwagi odnoszące się do braku odpowiedniej wiedzy i pewności odnośnie istnienia w obrębie gminy zasobów wód termalnych, których wykorzystanie byłoby opłacalne z ekonomicznego punktu widzenia. Na ich podstawie można stwierdzić, że wśród niektórych samorządów istnieje obawa przed podjęciem inwestycji, która nie daje pewności powodzenia.

Na podstawie przeprowadzonej akcji ankietyzacyjnej, w pewnym stopniu można przyjąć, że samorządy wykazują zainteresowanie potencjalnym wykorzystaniem energii geotermalnej, jednak nie mają odpowiedniej wiedzy i środków do realizacji takich przedsięwzięć. Bardzo ważna wydaje się tu być współpraca ustawodawcy, ośrodków naukowo-badawczych oraz wykonawców robót, bowiem gminy oczekują rzetelnych, łatwo dostępnych informacji, jasnych przepisów prawnych oraz pomocy finansowej ze strony państwa. Istotne jest także zmniejszenie poziomu ryzyka geologicznego i zapewnienie odpowiednich funduszy, które w przypadku niepowodzenia inwestycji rekompensowałyby chociaż częściowo poniesione straty. Ankieta pokazuje także, że samorządy najniższego szczebla coraz częściej uwzględniają możliwości wykorzystania alternatywnych źródeł energii, w tym energii geotermalnej. Nierzadko zabiegają przy tym o dokładne analizy i badania i są otwarte na pomoc i współpracę. Biorąc pod uwagę fakt, że ankieta obejmowała jedynie określoną grupę odbiorców, jej wyniki i wyciągnięte z niej wnioski należy traktować jako przybliżone i nie należy przyjmować za słuszne w skali całego kraju.

6. Analiza wariantowa wykorzystania wód termalnych i termalnych leczniczych w celach ciepłowniczych, rekreacyjnych i balneoterapeutycznych w wytypowanych lokalizacjach

6.1. Wskazanie dla wybranych lokalizacji wariantów wykorzystania wód termalnych

Eksploatacja wód termalnych otworem powoduje nieuchronne straty energii. Gorący płyn przepływając ze strefy złoża ku powierzchni natrafia na wychładzające się wraz ze spadkiem głębokości utwory. Otwór geotermalny, z punktu widzenia instalacji ciepłowniczej traktować można jako pionowy, nieizolowany rurociąg przesyłowy. Wymiana ciepła skutkuje tym, że obserwowana temperatura głowicowa wód termalnych jest niższa od temperatury złożowej. Temperaturę głowicową określono posługując się zależnością – wzór 9.:

$$t_g = t_z + \frac{q_{str} \cdot hotw}{v \cdot C_s \cdot q_s} \quad (\text{wzór 9.})$$

gdzie:

t_g - temperatura głowicowa [$^{\circ}\text{C}$];

t_z - temperatura złożowa [$^{\circ}\text{C}$];

q_{str} - jednostkowy strumień strat mocy na przepływie [W/m];

$hotw$ - głębokość otworu [m];

v - strumień płynu geotermalnego [m^3/s];

ρ_s - gęstość płynu geotermalnego [kg/m^3].

C_s - ciepło właściwe płynu geotermalnego [$\text{J}/(\text{kg K})$] określono na podstawie [266] – wzór 10.

$$C_s = S \times 1 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}} + (1 - S) 4,19 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}} B_w \quad (\text{wzór 10.})$$

gdzie:

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

B_w - współczynnik objętościowy zmineralizowanej wody [-] (wg wzoru 13.).

Przybliżoną wartość jednostkowej mocy wymienianej między płynem a skałą można wyznaczyć posługując się zależnością [267]:

$$q_{str} = \frac{-4\pi\lambda_g(t_s - t_{\infty})}{\ln\left(\frac{4a_g\tau}{r_w^2} - 2\gamma\right)} \quad (\text{wzór 11.})$$

gdzie:

q_{str} - jednostkowe straty mocy zachodzące przy wymianie ciepła między płynem a ośrodkiem geologicznym przypadające na 1 m długości otworu [W/m];

λ_g - współczynnik przewodzenia ciepła przez ośrodek geologiczny [W/(m K)];

t_s - temperatura zasolonej wody [°C];

t_{∞} - temperatura naturalna ośrodka geologicznego, przed rozpoczęciem załaczania lub w dużej odległości od otworu (poza zasięgiem wpływów termicznych) [°C];

a_g - współczynnik wyrównania temperatury dla ośrodka geologicznego [m²/s];

τ - czas po jakim ustala się wymianę ciepła [s], w analizowanych przypadkach założono, że jest on równy 1/2 roku eksploatacji otworu z niezmienną wydajnością;

r_w - promień otworu geotermalnego [m], w obliczeniach założono, że średnica wewnętrzna otworu geotermalnego wynosi 6 5/8";

γ - stała Eulera ($\gamma=0,577216...$) [-].

Gęstość i ciepło właściwe solanki można w sposób obliczeniowy określić posługując się dostępnymi w literaturze formułami empirycznymi [268]. Cytowana literatura pochodzi z amerykańskiej literatury dotyczącej inżynierii złożowej. Zależności wykorzystane w obliczeniach zmieniono, w stosunku do oryginału, tak by wprowadzać dane i otrzymywać wyniki w jednostkach układu SI. Zakładając, że płynem złożowym jest zmineralizowana woda o mineralizacji S jej gęstość w warunkach standardowych można wyznaczyć posługując się zależnością [268]:

$$\rho_0 = 16,018 \times (62,368 + 0,438603 \times S + 1,60074 \times 10^{-3} \times S^2) \quad (\text{wzór 12.})$$

gdzie:

ρ_0 - gęstość zmineralizowanego płynu w warunkach standardowych [kg/m³];

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

Zależność (12.) obowiązuje w pełnym zakresie zasolenia. Przeliczenia gęstości zmineralizowanej wody z warunków standardowych na warunki złożowe dokonać można przy wykorzystaniu zależności [268]:

$$\rho = \frac{\rho_0}{B_w}$$
$$B_w = (1 + \Delta V_{wp}) \times (1 + \Delta V_{wT})$$

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

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

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

$$\Delta V_{wT} = -1,0001 \cdot 10^{-2} + 1,33391 \cdot 10^{-4} T' + 5,50654 \cdot 10^{-7} (T')' \quad (\text{wzór 13.})$$

gdzie:

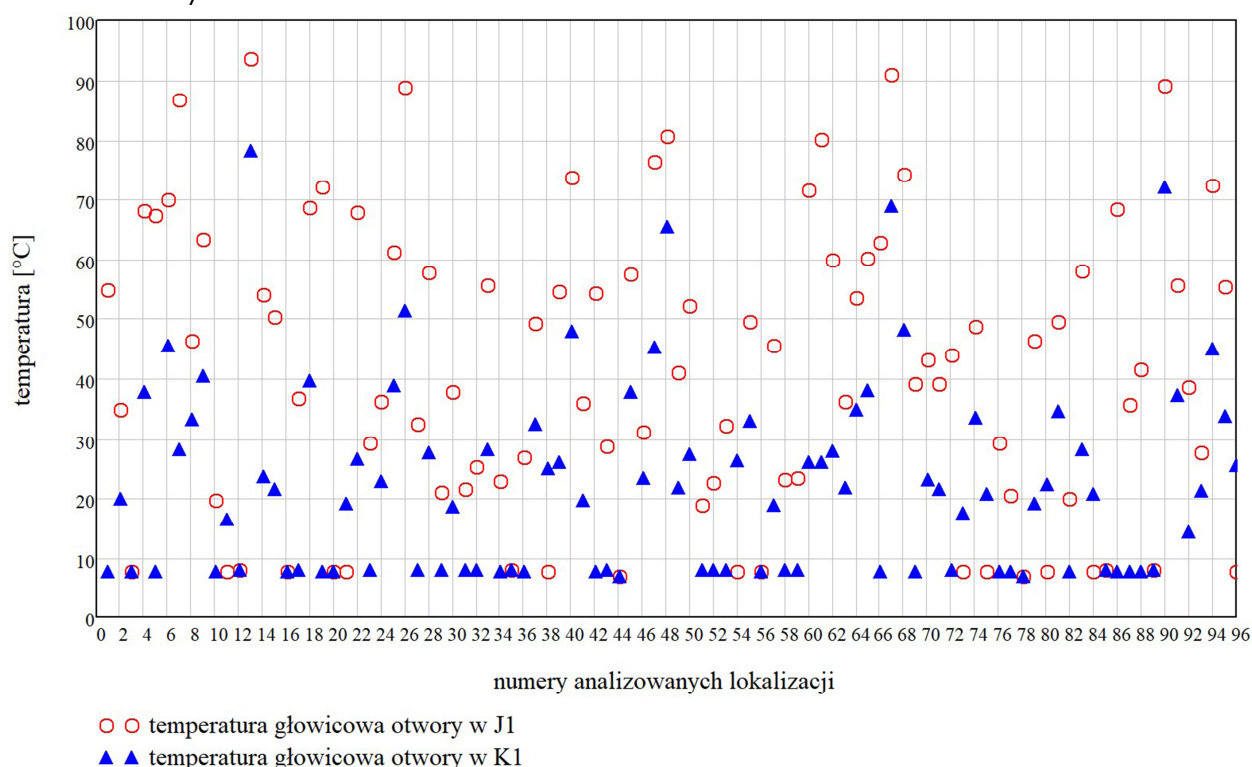
ρ – gęstość zmineralizowanej wody w warunkach złożowych [kg/m³];

B_w – współczynnik objętościowy zmineralizowanej wody [-];

p' , p – ciśnienie p' [psi], p [Pa];

T' , T – temperatura T' [°F], T [K].

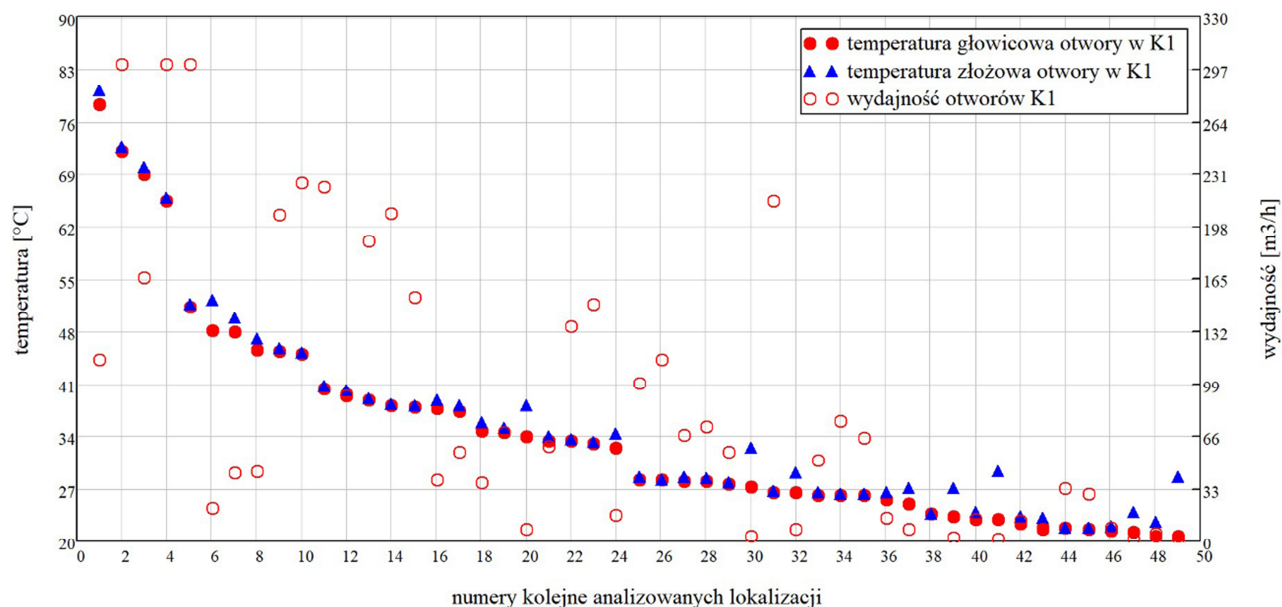
Zależność (13.) obowiązuje dla pełnego zakresu zasolenia, w zakresie temperatur do ~127°C i ciśnień do ~34,5 MPa. Na Rys. 50 przedstawiono określoną metodą obliczeniową prognozowaną temperaturę głowicową dla analizowanych otworów.



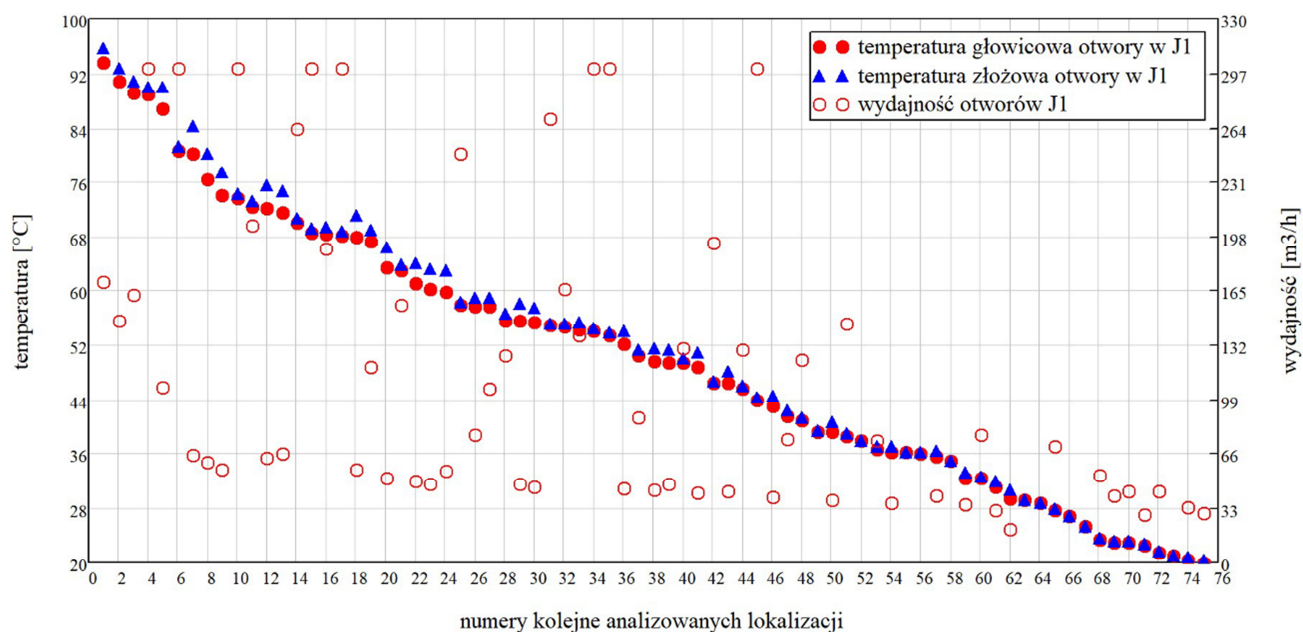
Rys. 50. Prognozowana temperatura głowicowa dla ujęć wód zbiorników J1 i K1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17)

Zgodnie z definicją, wodą termalną możemy nazwać płyn geotermalny, którego temperatura na głowicy otworu wynosi co najmniej 20°C. Kryterium tego nie spełnia część otworów. Usunięto je z dalszych analiz. W ostateczności ilość analizowanych otworów zmniejszyła się. Wykres na Rys. 51 przedstawia

uporządkowaną zmienność temperatury głowicowej płynu geotermalnego dla analizowanych otworów dla zbiornika K1, a wykres z Rys. 52 dla zbiornika J1. Na wykresach przedstawiono również wartość dostępnego strumienia płynu geotermalnego, warunkującego wartość temperatury głowicowej. Ze wzrostem strumienia temperatura głowicowa jest bliższa temperaturze złożowej.



Rys. 51. Wykres uporządkowany prognozowanej temperatury głowicowej dla otworów eksploatujących zbiornik K1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17)



Rys. 52. Wykres uporządkowany prognozowanej temperatury głowicowej dla otworów eksploatujących zbiornik J1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17)

Przedstawione na Rys. 51 i Rys. 52 numery kolejnych analizowanych lokalizacji nie są tożsame z numerami analizowanych 96 miejscowości. Przetwarzają natomiast ogólną, uporządkowaną liczbę miejsc, w których prognoza uwarunkowań hydrogeotermalnych wskazuje na możliwość pozyskania wód termalnych, spełniających kryterium zasadnicze, określone w ustawie Prawo geologiczne i górnicze, tj. wód o temperaturze na wypliwie z ujęcia powyżej 20°C. Kryterium to spełnia 49 miejscowości w przypadku rozpatrywanego zbiornika kredy dolnej i 75 miejscowości w przypadku jury dolnej.

6.1.1. Wskazanie dla wybranych lokalizacji wariantów wykorzystania wód termalnych w zakresie ciepłownictwa

Bazując na danych dotyczących temperatury wód termalnych na głowicy otworu poniżej oszacowano parametry, które posłużyły wstępnemu wytypowaniu lokalizacji atrakcyjnych pod kątem wykorzystania energii geotermalnej w ciepłownictwie. Moc możliwą do uzyskania określano przy wykorzystaniu zależności – wzór 14.:

$$P_g = V_g C_s \rho_s (t_g - t_0) \quad (\text{wzór 14.})$$

gdzie:

P_g – moc ujęcia geotermalnego, ujmująca moc pochodzącą z geotermii [W];

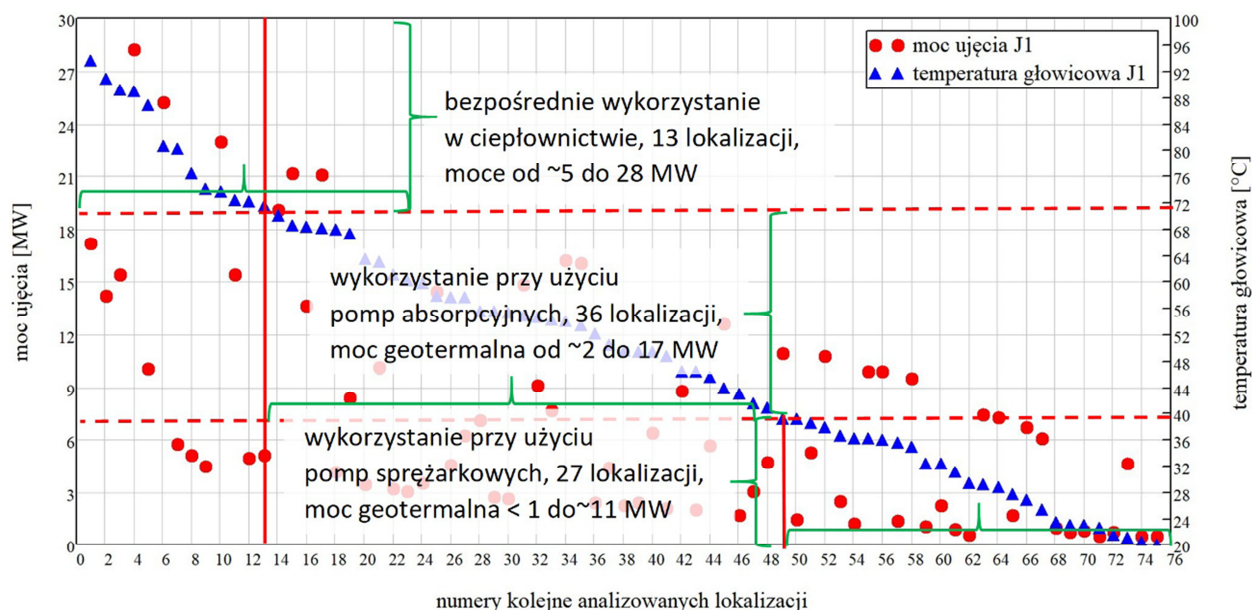
V_g – strumień płynu geotermalnego możliwy do uzyskania [m³/s];

C_s – ciepło właściwe płynu geotermalnego [J/(kg °C)] (zależność 10.);

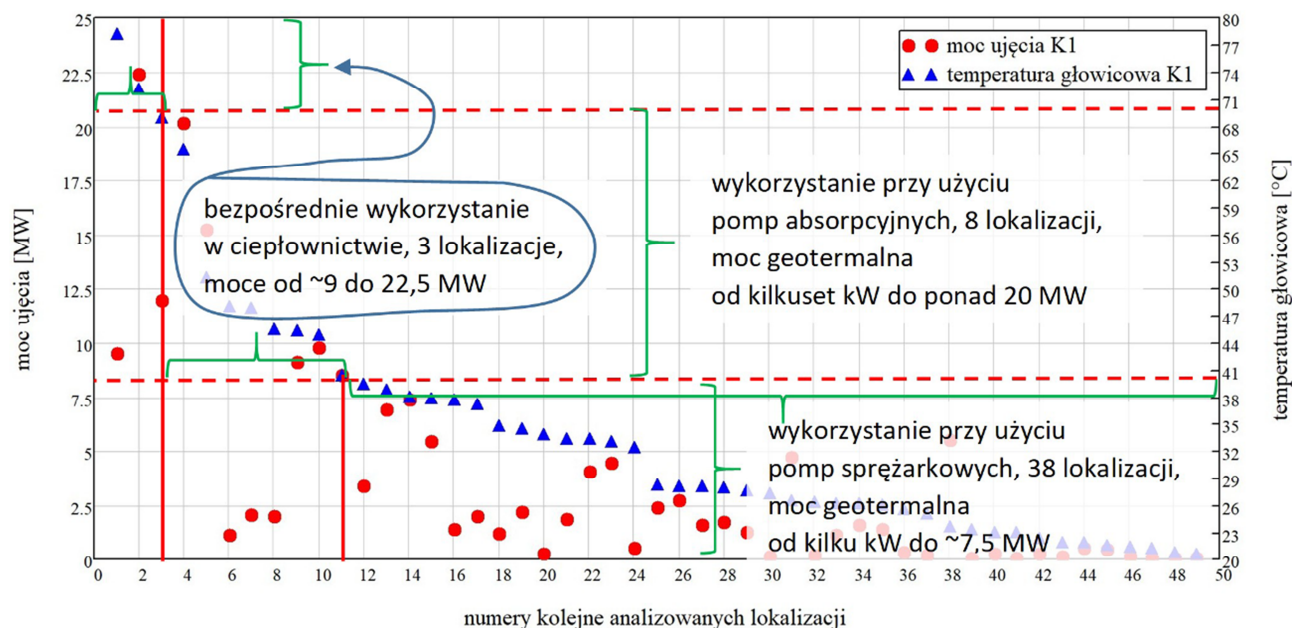
ρ_s – gęstość płynu geotermalnego [kg/m³] (zależność 12.);

t_g – głowicowa temperatura płynu geotermalnego [°C] (zależność 9.);

t_0 – temperatura odniesienia, tu przyjęta jako średnia roczna temperatura powietrza w strefie klimatycznej odpowiadającej analizowanej lokalizacji (wg PN-12831) [°C].



Rys. 53. Wykres uporządkowany po temperaturze głowicowej prognozowanej mocy cieplnej możliwej do pozyskania od płynu geotermalnego dla otworów eksploatujących zbiornik J1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17)



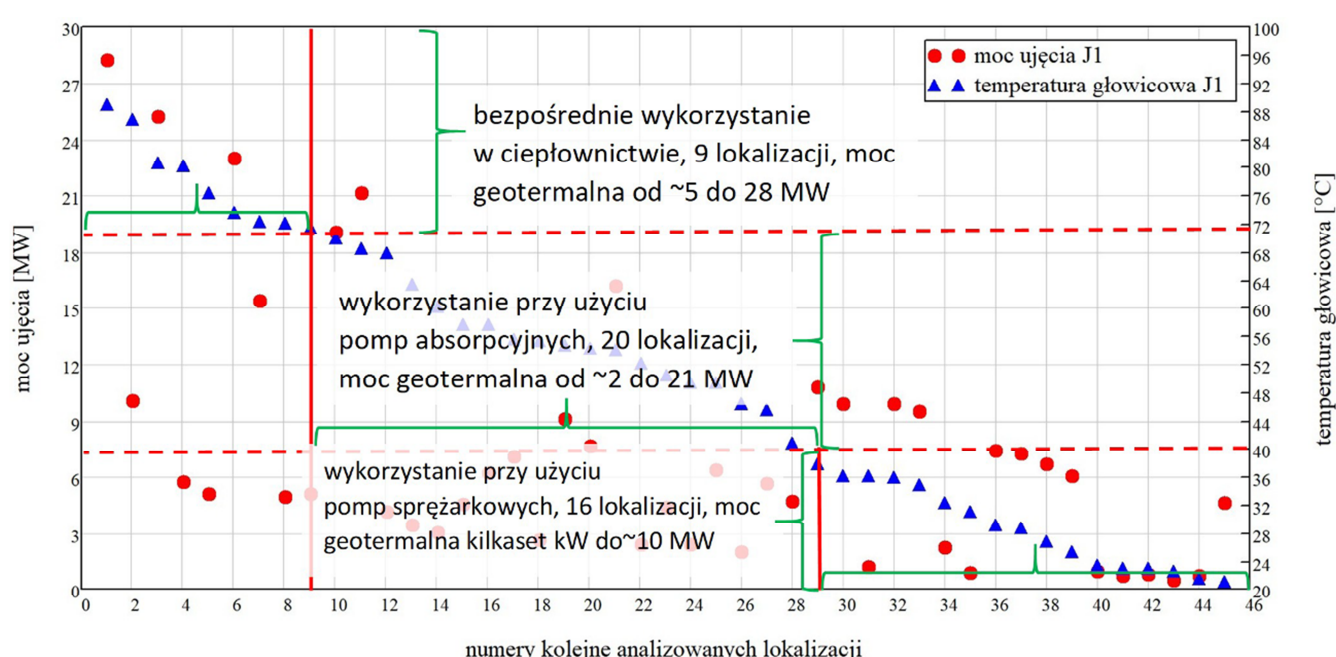
Rys. 54. Wykres uporządkowany po temperaturze głowicowej prognozowanej mocy cieplnej pozyskanej od płynu geotermalnego dla otworów eksploatujących zbiornik K1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17)

Prezentowane na wykresach (Rys. 53 i Rys. 54) lokalizacje obejmują również te, które nie mają dostępu do istniejącej sieci ciepłowniczej. Geotermia, szczególnie średnotemperaturowa, charakteryzuje się wysokimi wymaganiami

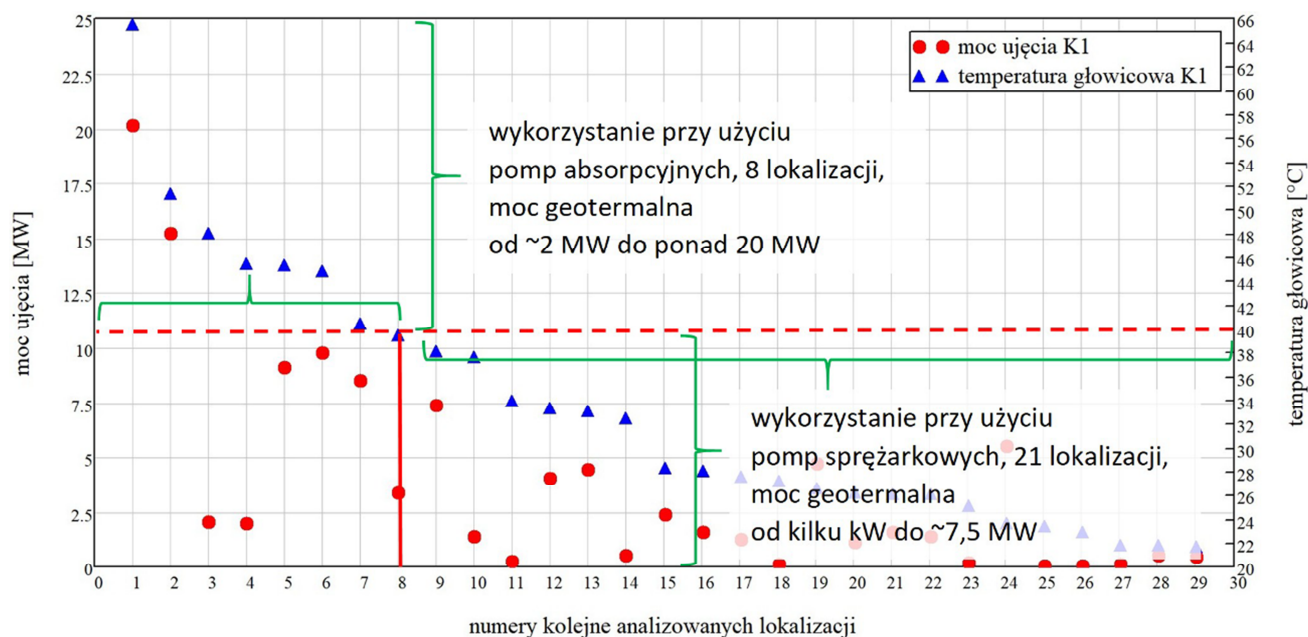
nakładami inwestycyjnymi i znacznym potencjałem energetycznym (dostępna wysoka moc i znaczące zasoby energii).

Efektywne wykorzystanie zasobów geotermalnych wymaga współpracy z odbiorcą, który jest w stanie zagospodarować dostępne zasoby energii i sprostać wysokim nakładom inwestycyjnym. Kluczowym odbiorcą zatem jest ten, który dysponuje dostępem do sieci ciepłowniczej.

Indywidualne wykorzystanie, bez dostępu do sieci ciepłowniczej uznać można za mało opłacalne. Zakres analizowanych lokalizacji zawężono więc do tych, które mają dostęp do sieci ciepłowniczej. Na Rys. 55 oraz Rys. 56. przedstawiono uporządkowane, wg dostępnej mocy, lokalizacje spełniające ten warunek.



Rys. 55. Uporządkowany po temperaturze głowicowej wykres dostępnej mocy ujęcia dla lokalizacji z dostępem do sieci ciepłowniczej dla zbiornika J1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17)



Rys. 56. Uporządkowany ze względu na moc ujęcia wykres lokalizacji z dostępem do sieci ciepłowniczej dla zbiornika K1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17)

Zasoby energii możliwej do pozyskania z płynu geotermalnego określono przy wykorzystaniu zależności – wzór 15.:

$$Q_g = V_g \times c_s \times \rho_s \times (t_g - t_0) \times \frac{t_w - t_{zsr}}{t_w - t_{zmin}} \Delta \tau \quad (\text{wzór 15.})$$

gdzie:

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

t_w - temperatura wewnętrzna w obiektach mieszkalnych lub użyteczności publicznej [°C] (założono, że wynosi ona 21°C);

t_{zsr} - średnioroczna temperatura powietrza atmosferycznego [°C] (przyjęta stosownie do strefy klimatycznej, w której znajduje się lokalizacja wg PN-12831);

t_{zmin} - minimalna zewnętrzna temperatura obliczeniowa [°C] (przyjęta stosownie do strefy klimatycznej, w której znajduje się lokalizacja wg PN-12831);

$\Delta \tau$ - przedział czasu, w którym określa się wartość zasobów [s] (tutaj 1 rok, tj. $3,1536 \cdot 10^7$ s/rok).

6.1.1.1. Koszty otworów geotermalnych

Koszty netto budowy ujęcia geotermalnego, w skład którego wchodzi dublet geotermalny oszacować można wg zależności opracowanej przez autorów niniejszego raportu, na podstawie informacji o kosztach 67 głębokich otworów geotermalnych. Zestawione dane dotyczyły:

- kosztów wykonania otworów geotermalnych (ceny przetargowe), finansowanych ze środków publicznych programu NFOŚiGW, na lata 2015 – 2020: *Geologia i górnictwo, Część 1*) – „Poznanie budowy geologicznej kraju oraz gospodarka zasobami złóż kopalin i wód podziemnych” oraz poprzedniej edycji programu – zamkniętego w 2012 roku;
- analizy limitów kosztów kwalifikowanych, stanowiących wytyczne w programie: "Poprawa jakości powietrza / Energetyczne wykorzystanie zasobów geotermalnych, Zmniejszenie zużycia energii w budownictwie. (Część 1) Energetyczne wykorzystanie zasobów geotermalnych (http://nfosigw.gov.pl/download/gfx/nfosigw/pl/nfoopisy/1447/2/4/program_priorytetowy_3.1.1.pdf);
- wycen kosztów wierceń geotermalnych, wykonanych na potrzeby realizacji serii Atlasów Geotermalnych (Górecki, (red.), 2006 – 2013).

Na podstawie powyższych danych koszty netto wykonania dubletu geotermalnego w funkcji głębokości otworu można opisać wzorem:

$$K_d(h) = 2 \times (4706 \times h + 0,338 \times h^2) \quad (\text{wzór 16.})$$

gdzie:

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

h - głębokość ujęcia [m].

6.1.1.2. Analiza wariantów wykorzystania wód termalnych do celów ciepłowniczych

Założono, że ujęcie składać się będzie z dubletu otworów geotermalnych. Unika się w ten sposób problemów z utylizacją ochłodzonego płynu geotermalnego, generuje to niestety dodatkowe nakłady inwestycyjne. Dysponując kosztami wykonania ujęcia i ilością technicznie możliwej do wykorzystania energii cieplnej pozyskanej ujęciem określić można udział kosztów wykonania ujęcia w kosztach wytworzenia energii cieplnej:

$$ce_g = \frac{K_d}{Q_g \times \Delta\tau} \quad (\text{wzór 17.})$$

gdzie:

ce_g - udział kosztów wykonania ujęcia/dubletu geotermalnego w cenie wytworzenia energii cieplnej [zł/GJ];

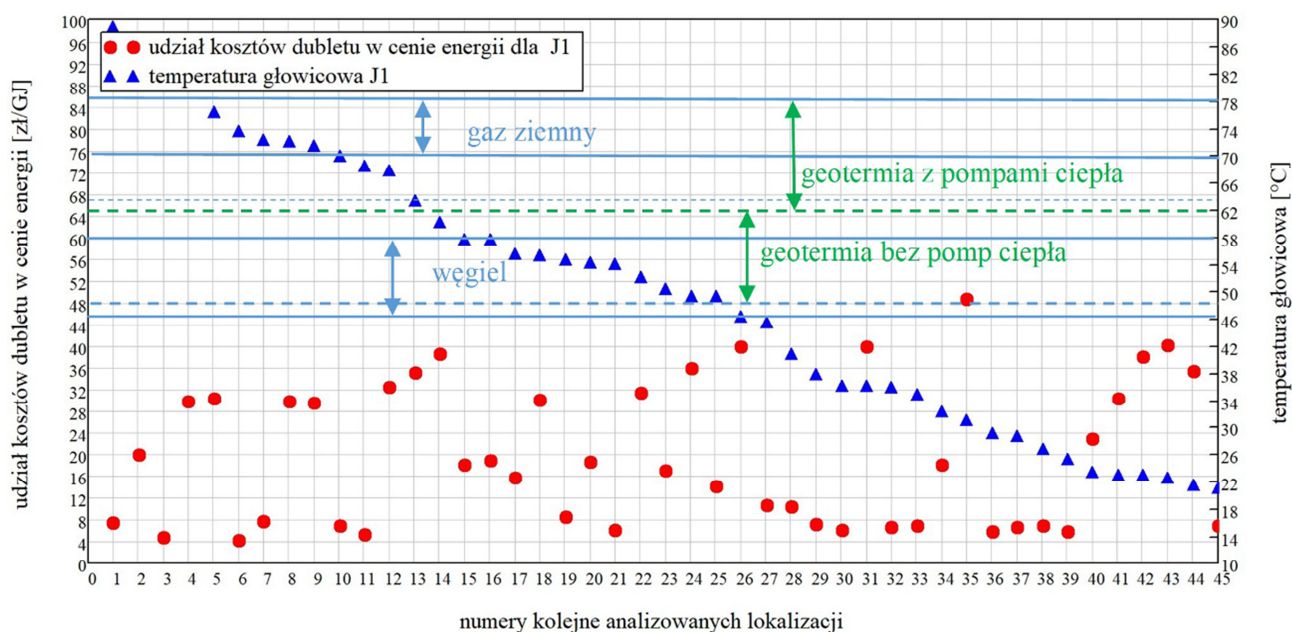
K_d - koszt wytworzenia ujęcia/dubletu geotermalnego [zł];

Q_g - roczna ilość energii cieplnej wytworzonej z ujęcia geotermalnego [GJ/rok];

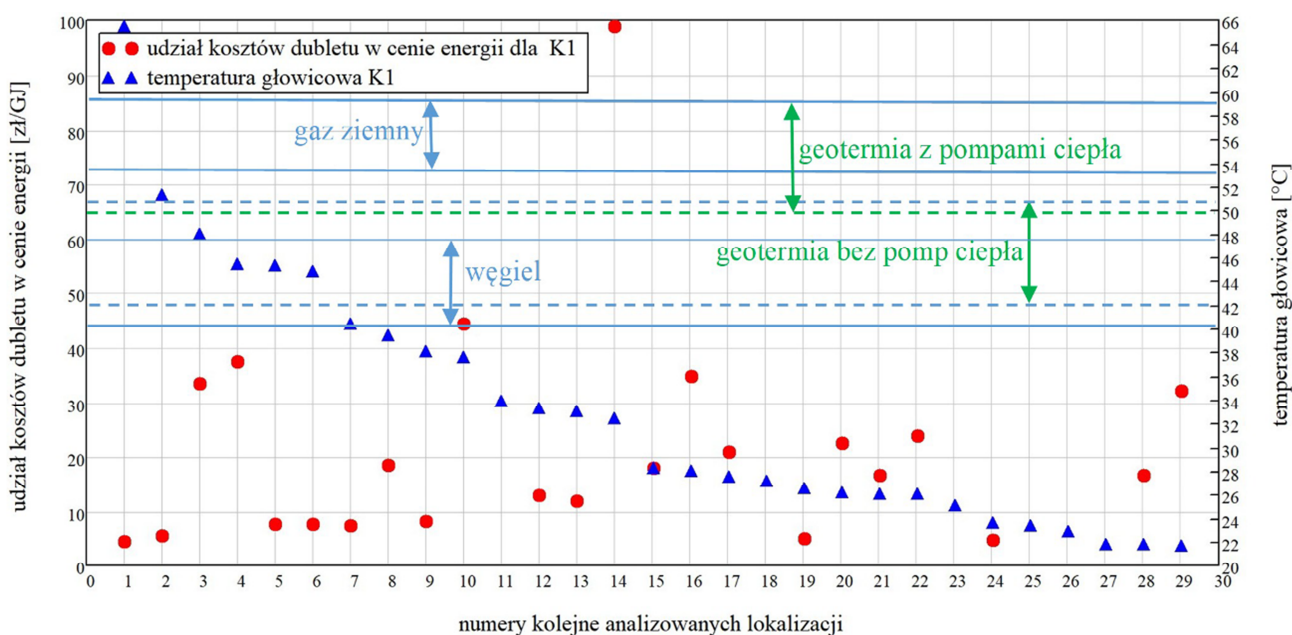
$\Delta\tau$ - okres eksploatacji/amortyzacji ujęcia [lata]. Założono, że zgodnie z przyjętymi standardami amortyzacji środków trwałych czas amortyzacji ujęcia wynosi 22 lata.

Na Rys. 57 i Rys. 58 przedstawiono udział kosztów ujęcia geotermalnego w kosztach wytwarzania energii. Na wykresach naniesiono orientacyjne ceny energii pochodzącej z sieci ciepłowniczych i wytwarzanej przy wykorzystaniu wybranych nośników energii netto [269]. Ceny te zawierają koszty wytwarzania jak i przesyłu i dystrybucji energii.

W związku z tym, że koszty ujęcia geotermalnego są najpoważniejszym składnikiem nakładów inwestycyjnych, przynajmniej w przypadku instalacji o wysokiej temperaturze głowicowej, tam gdzie wykorzystanie pomp ciepła nie jest konieczne, założyć można, że wszystkie instalacje, dla których udział kosztów ujęcia w cenie wytworzenia energii jest poniżej 30 zł/GJ mają szanse na ekonomiczną konkurencyjność wobec innych źródeł energii.



Rys. 57. Udział w kosztach netto wytwarzania energii kosztów stałych wytworzenia ujęcia/dubletu geotermalnego [zł/GJ] (na wykresie naniesiono orientacyjne zakresy typowe dla konwencjonalnych nośników energii, przy uwzględnieniu kosztów wytwarzania i dystrybucji, na podstawie [269])



Rys. 58. Udział w kosztach netto wytworzenia energii kosztów stałych wytworzenia ujęcia/dubletu geotermalnego [zł/GJ] (na wykresie naniesiono orientacyjne zakresy typowe dla konwencjonalnych nośników energii, przy uwzględnieniu kosztów wytwarzania i dystrybucji energii, na podstawie [269])

W Tab. 17. zestawiono określone wyżej parametry dla lokalizacji spełniających określone wymagania co do udziału w cenie energii kosztów wykonania dubletu/ujęcia geotermalnego.

Tab. 17. Zestawienie lokalizacji spełniających kryterium udziału w cenie energii cieplnej kosztów stałych związanych z amortyzacją ujęcia

ID	Lokalizacja	Liczba mieszkańców	Głębokość zalegania stropu [m p.p.t.]	Miąższość całkowita horyzontu [m]	Temperaturaa złożowa [°C]	Mineralizacja [g/l]	Wydajność [m3/h]	Temperatura głowicowa [°C]	Moc termiczna geotermalna [kW]	Energia techniczna geotermalna [GJ/rok]	Technologia* wykorzystania	Głębokość otworu [m]	Koszt wykonania dubletu [zł]	Udział amortyzacji ujęcia w kosztach wytwarzania energii [zł/GJ]	Uwagi na temat systemu: moc zainstalowana, zużycie energii, parametry sieci lub odbiorców	Czy prognoza jest realna w świetle posiadanych informacji?
J1																
63	Biały Bór	2207	1120,06	336,79	36,22	59,40	300,00	36,07	9903,90	112344,30	spc	1456,85	15146622,66	6,13		?
2	Bobolice	4125	1126,50	444,20	34,96	58,84	300,00	34,80	9466,90	107387,20	spc	1570,70	16451186,98	6,96	1160 kW	częściowo
6	Golub-Dobrzyń	12830	2270,04	376,22	70,62	105,73	263,10	69,92	19095,60	196946,80	ahp	2646,26	29640418,90	6,84	80445 GJ/rok	częściowo
7	Gostynin	18842	2780,62	1015,32	89,96	120,95	106,24	86,78	10057,20	103727,20	bezp.	3795,94	45467979,77	19,92	19500 kW	tak
14	Koronowo	11317	1510,61	582,50	54,39	41,63	300,00	54,03	16169,60	171396,00	ahp	2093,11	22661981,32	6,01	21600 kW, 97000 GJ/rok	częściowo
15	Kostrzyn	9618	1262,01	394,26	51,29	14,91	87,47	50,40	4409,00	46734,90	ahp	1656,27	17443236,93	16,97	15578 kW, 87000 GJ/rok	tak
18	Kruszwica	9004	1785,72	585,24	69,05	89,61	300,00	68,51	21168,50	224383,80	ahp	2370,96	26115576,61	5,29	10800 kW, 57247 GJ/rok	częściowo
19	Kutno	44853	1599,13	1344,96	75,49	47,41	63,07	72,14	4961,80	51174,70	bezp.	2944,09	33569117,25	29,82	70880 kW, 379917 GJ/rok	tak
23	Malbork	38895	924,12	79,18	29,23	40,36	300,00	29,15	7419,50	78645,90	spc	1003,30	10123528,56	5,85	51200 kW	tak
26	Mogilno	12178	3803,85	220,08	90,07	150,96	300,00	88,85	28208,90	299011,30	bezp.	4023,93	48819029,71	7,42	11500 kW	częściowo
28	Murowana Goślina	10435	1459,77	346,71	58,91	48,73	76,84	57,61	4541,50	48139,40	ahp	1806,48	19208627,87	18,14		?
29	Nakto nad Notecią	18858	127,48	614,98	21,13	11,22	300,00	21,09	4611,80	48884,60	spc	742,46	7360676,39	6,84	19000 kW, 98844 GJ/rok	tak
30	Nidzica	14099	1432,96	218,50	37,97	44,40	300,00	37,78	10803,90	111795,90	spc	1651,46	17387209,93	7,07	13500 kW, 538 GJ/rok	częściowo
32	Nowy Dwór Gdański	10003	778,16	72,95	25,41	31,78	300,00	25,35	6094,90	64605,30	spc	851,11	8500333,76	5,98	8000 kW	tak
33	Oborniki	18375	1827,94	534,82	56,57	62,29	125,42	55,57	7063,90	74876,60	ahp	2362,76	26012158,26	15,79	30425 kW, 2760 GJ/rok	częściowo
36	Paśćek	12333	888,12	145,58	26,82	26,90	300,00	26,75	6692,60	69025,60	spc	1033,70	10451514,53	6,88	14200 kW, 86969 GJ/rok	tak
37	Piaseczno	47092	1696,08	192,65	50,00	85,00	130,00	49,32	6367,10	65668,50	ahp	1888,73	20188222,24	13,97		?
39	Pobiedziska	9123	1324,38	384,79	55,18	19,22	166,13	54,65	9121,90	96691,10	ahp	1709,17	18061481,21	8,49	1260 kW, 350116 GJ/rok	tak
40	Police	33152	1822,10	368,50	74,25	118,64	300,00	73,71	22954,90	260387,40	bezp.	2190,60	23861867,57	4,17	46400 kW, 57307 GJ/rok	częściowo
41	Prabuty	8734	1264,52	165,93	36,10	52,17	300,00	35,95	9903,50	102142,00	spc	1430,45	14846617,95	6,61	5175 kW	częściowo
42	Rawa Mazowiecka	17596	1595,71	1257,18	55,42	32,29	137,98	54,35	7655,40	78955,70	ahp	2852,89	32353352,07	18,63	8080 kW	tak
43	Sępólno Krajeńskie	9275	557,61	571,18	28,75	22,57	300,00	28,66	7262,50	76981,70	spc	1128,79	11485508,28	6,78	31400 GJ/rok	częściowo
45	Sierpc	18255	1995,79	439,18	58,85	87,73	105,67	57,56	6250,40	64464,90	ahp	2434,97	26925994,98	18,99	39400 kW, 9758 GJ/rok	częściowo
48	Strzelno	5736	2343,43	211,73	81,35	157,65	300,00	80,65	25188,20	266992,20	bezp.	2555,16	28462663,53	4,85	2020 kW	częściowo
49	Swarzędz	30950	575,33	547,95	41,19	14,33	122,48	40,85	4736,80	50209,60	ahp	1123,28	11425259,74	10,34		?
53	Środa Wielkopolska	22818	428,46	502,39	32,60	12,60	77,27	32,27	2217,50	23505,30	spc	930,85	9346901,84	18,08	17190 kW, 17367 GJ/rok	tak
94	Trzemeszno	7788	2226,71	289,36	73,26	99,33	204,25	72,37	15386,90	163099,50	bezp.	2516,07	27960742,01	7,79		?
95	Wronki	11305	1477,58	250,67	57,42	92,79	45,84	55,42	2618,40	27754,80	ahp	1728,25	18285398,29	29,95	32000 kW	tak
57	Września	29855	999,76	367,08	45,92	56,35	129,35	45,48	5694,30	60359,00	ahp	1366,84	14127636,15	10,64	390448 kW, 931069 GJ/rok	tak
59	Zbąszyń	7242	226,30	291,63	23,56	0,90	52,24	23,39	951,20	10082,60	spc	517,93	5056095,16	22,79		?
60	Zgierz	57105	2154,34	841,63	74,72	7,00	65,60	71,48	5117,60	52781,50	bezp.	2995,97	34265734,94	29,51	111000 kW, 575 PJ/rok	tak
61	Żychlin	8414	2289,87	1058,62	84,30	85,82	65,20	80,14	5773,00	59541,10	bezp.	3348,49	39095560,33	29,85	29400 kW	tak
K1																
65	Błonie	12392	1217,11	98,00	38,28	10,21	206,16	38,06	7349,90	75804,90	spc	1315,11	13546966,99	8,12	9900 kW, 50000 GJ/rok	tak
7	Gostynin	18842	668,78	311,45	28,51	2,21	98,76	28,28	2400,90	24762,20	spc	980,23	9875459,94	18,13	19500 kW	tak
8	Góra Kalwaria	11845	1120,08	63,11	33,61	22,10	135,28	33,36	4085,50	42136,70	spc	1183,19	12082542,76	13,03	11100 kW	tak
9	Grodzisk Mazowiecki	30464	1327,92	78,00	40,61	7,31	222,61	40,38	8540,70	88086,40	ahp	1405,92	14568708,11	7,52	27000 kW, 158483 GJ/rok	tak
14	Koronowo	11317	465,59	148,76	23,72	6,71	300,00	23,68	5516,30	58472,20	spc	614,35	6037402,12	4,69	21600 kW, 97000 GJ/rok	tak
18	Kruszwica	9004	1281,52	145,08	40,05	39,68	91,01	39,50	3392,80	35963,30	spc	1426,60	14802945,99	18,71	10800 kW, 57247 GJ/rok	tak
22	Łowicz	28828	280,30	278,69	26,63	0,90	214,07	26,58	4736,60	48852,00	spc	558,99	5472443,48	5,09	237437 GJ/rok	tak
26	Mogilno	12178	1460,93	358,68	51,59	19,75	300,00	51,30	15221,20	161343,10	ahp	1819,61	19364392,17	5,46	11500 kW	częściowo
28	Murowana Goślina	10435	444,77	198,79	27,84	1,68	55,92	27,59	1296,40	13741,70	spc	643,56	6337165,28	20,96		?
39	Pobiedziska	9123	527,88	114,44	26,32	0,90	75,62	26,15	1619,60	17167,60	spc	642,32	6324416,53	16,75	1260 kW, 350116 GJ/rok	tak
47	Sochaczew	37013	1342,66	179,53	45,65	2,50	205,72	45,34	9100,40	93859,00	ahp	1522,19	15893186,46	7,70	15000 kW	tak
48	Strzelno	5736	1676,00	332,65	65,88	41,75	300,00	65,45	20165,70	213754,20	ahp	2008,65	21632853,98	4,60	2020 kW	częściowo
49	Swarzędz	30950	156,89	65,71	21,95	0,90	33,51	21,85	547,40	5802,40	spc	222,60	2128607,51	16,67		?
94	Trzemeszno	7788	1276,43	393,60	45,18	11,69	225,89	44,88	9784,80	103717,80	ahp	1670,03	17603686,50	7,71		?
55	Warka	11858	1141,02	44,04	33,26	10,68	149,53	33,04	4458,60	45984,80	spc	1185,06	12103136,95	11,96		?
60	Zgierz	57105	458,11	314,09	26,36	3,12	64,84	26,12	1414,10	14584,60	spc	772,20	7671040,36	23,91	111000 kW, 575 PJ/rok	tak
61	Żychlin	8414	406,84	171,85	26,43	0,90	50,50	26,19	1105,60	11402,90	spc	578,69	5673010,59	22,61	29400 kW	tak

* spc – sprężarkowa pompa ciepła; ahp – absorpcyjna pompa ciepła; bezp. – bezpośrednie wykorzystanie

? - brak możliwości wiarygodnej oceny prognozy realizacji założeń techniczno-ekonomicznych ze względu na brak danych o mocy aktualnie zainstalowanej, zużyciu energii, oraz parametrach sieci.

6.1.2. Wskazanie dla wybranych lokalizacji wariantów wykorzystania wód termalnych w zakresie balneoterapii i rekreacji

Biorąc pod uwagę możliwość wykorzystania wód termalnych, nie tylko w ciepłownictwie, ale również w innych użytecznych celach, takich jak balneoterapia, rekreacja, kosmetologia czy produkcja preparatów leczniczych, istotnym jest przeanalizowanie wód z uwagi na ich właściwości hydrogeochemiczne.

Podstawowym kryterium podziału wód podziemnych jest ich mineralizacja oraz niektóre właściwości [270]. Zróżnicowanie mineralizacji wód podziemnych oraz zawartość w nich składników charakterystycznych powoduje między innymi zmianę ich cech użytkowych. Jedną z tych właściwości jest podwyższona temperatura wody, która przyczyniła się do powstania określenia „*aquae thermae*” (woda termalna).

W ślad za tym, w hydrogeologii krajowej, ustalone zostały pojęcia wody słodkie, wody mineralne, wody lecznicze i wody termalne, które mają odrębne określenia (warto zaznaczyć, że są to pojęcia inne niż w Ustawie Prawo Geologiczne i Górnicze).

Wody słodkie dzieli się na:

- wody ultraśłodkie $M < 0,1 \text{ g/dm}^3$;
- wody słodkie $0,1 \leq M < 0,5 \text{ g/dm}^3$;
- akrałopegi $0,5 \leq M < 1,0 \text{ g/dm}^3$;
- wody mineralne $M \geq 1,0 \text{ g/dm}^3$.

Generalnie, wody o mineralizacji niższej od 1 g/dm^3 określane są mianem wód zwykłych, niskozmineralizowanych, a najczęściej słodkich [271] [270]. Wody mineralne natomiast dzieli się na:

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

Wody termalne, rozpatrywane są dwojako, jako:

- woda lecznicza – woda podziemna, niezanieczyszczona pod względem chemicznym i mikrobiologicznym, o naturalnej zmienności cech fizycznych i chemicznych, zawierająca w 1 dm^3 : – co najmniej 1000 mg rozpuszczonych składników (woda mineralna) **i/lub** zawierająca co najmniej jeden z leczniczych składników swoistych **i/lub** wykazująca na wypyływie temperaturę co najmniej 20°C (woda termalna) **i/lub** wykazująca aktywność promieniotwórczą co najmniej 74 Bq/dm^3 . Lecznicze składniki swoiste nadają również odpowiednie własne nazwy wodom; jeśli 1 dm^3 wody zawiera co najmniej [270]:
 - o 1 mg jonu jodkowego - woda jodkowa;
 - o 2 mg jonu fluorkowego - woda fluorkowa;
 - o 1 mg siarki dwuwartościowej - woda siarczkowa;

- o 10 mg jonu żelazawego - woda żelazista;
 - o 70 mg kwasu H_2SiO_3 - woda krzemowa;
 - o 1000 mg wolnego CO_2 - szczawa;
 - o 250–999 mg wolnego CO_2 - woda kwasowęglowa;
 - o 20°C - woda termalna.
- nośnik energii odnawialnej – energii geotermalnej. Wg Sokołowskiego (1997), z uwagi na temperaturę wody można podzielić na:
 - o wody zimne < 20°C;
 - o wody ciepłe (niskotemperaturowe) od 20 do 35°C;
 - o wody gorące (średnotemperaturowe) od 35 do 80°C;
 - o wody bardzo gorące (wysokotemperaturowe) od 80 do 100°C;
 - o wody przegrzane (bardzo wysokotemperaturowe) > 100°C.

Wody termalne (w stanie naturalnym) ze względu na zróżnicowanie składu mineralnego i temperatury mogą być zagospodarowane do różnych celów, w tym jako wody wykorzystywane w balneologii, balneoterapii lub jako wody wykorzystywane w rekreacji.

Czynnikami determinującymi wykorzystanie wody jest głównie wskazana ogólna zawartość rozpuszczonych składników mineralnych, ale również rodzaj składników dominujących i ich właściwości biochemiczne (Cl^- , Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , HCO_3^-), jak również, w kontekście balneoterapeutycznym, zawartość swoistych składników leczniczych (J^- , F^- , H_2SiO_3 , S^{2-} , Rn , Fe^{2+}). Należy jednak zwrócić uwagę, że sama temperatura >20°C→35°C (woda hipotermalna) nie jest czynnikiem warunkującym zaliczenie wody do wody leczniczej, zatem nie uznaje się tego kryterium jako wiodącego w kontekście wykorzystania rozpatrywanych wód w celach balneoterapeutycznych. Bez wątpienia jednak taki czynnik ma istotne znaczenie dla wykorzystania wody w celach rekreacyjnych.

Według Paczyńskiego i Płochniewskiego [272], minimalna wydajność wody termalnej z ujęcia, dostarczana dla basenu rekreacyjnego, powinna wynosić 3-5 m³/h. Kryterium powyższe, znajdujące potwierdzenie w praktyce, należy uznać za właściwe również dla balneoterapeutycznego wykorzystania wód.

Zgodnie z zaleceniami, dla wody wykorzystywanej w celach kąpieli, jej mineralizacja w rekreacji nie powinna przekraczać 30-35 g/dm³, przy temperaturze 24–30°C. Do celów leczniczych natomiast, przyjmuje się graniczną mineralizację wody 50 g/dm³, a temperaturę 28–42°C [273]. Dopuszczenie wyższej temperatury i mineralizacji wody w zabiegach balneoterapeutycznych i leczniczych wynika z kwestii zdrowotnych i organizacyjnych, gdyż zabiegi powinny odbywać się pod nadzorem lekarza.

Odnosząc się do kryterium podstawowego, a mianowicie definicji „wody termalnej”, w nawiązaniu do której zweryfikowane zostały uwarunkowania hydrogeotermalne dla wskazanych 96 miejscowości, możliwość pozyskania wód

termalnych spełnia 49 miejscowości dla kredy dolnej oraz 75 miejscowości dla jury dolnej, w obrębie których występują potencjalnie korzystne uwarunkowania dla pozyskania wód termalnych do zagospodarowania w celach balneoterapeutycznych i rekreacyjnych.

W odniesieniu do perspektywicznego zbiornika kredy dolnej (Tab. 18.) i jury dolnej (Tab. 19.), przedstawiono zestawienie podstawowych danych hydrogeologicznych, które pozwoliły na przypisanie proponowanych kierunków zagospodarowania wód.

Spśród wód zakumulowanych w dolnokredowym i dolnojurajskim systemie wodonośnym, prognozuje się, że najbardziej przydatne do celów balneoterapeutycznych będą wody typu chlorkowo-sodowego, ponieważ podstawowe działanie tych jonów determinuje korzystne procesy zachodzące w powierzchniowych warstwach skóry powodując obniżenie dolegliwości bólowych. Z uwagi na lokalnie wysoką mineralizację wody, przekraczającą wskazane stężenie 50 g/dm³, konieczne będzie jej rozcieńczanie do zabiegów, dla osiągnięcia żądanego stężenia składników rozpuszczonych w wodzie. Wody zawierające dodatkowo podwyższone stężenia jodków, predestynowane są dla inhalacji bezpośrednich lub za sprawą tężni.

Do celów rekreacyjnych najbardziej przydatne będą wody cechujące się mineralizacją poniżej 35 g/dm³, a wody o wyższej mineralizacji wymagają rozcieńczenia. W rozważaniach nie rozpatrywano kryterium temperaturowego, gdyż w wielu miejscach możliwe jest zagospodarowanie wód w rozwiązaniach kaskadowych, w systemach ciepłowniczych oraz balneoterapeutycznych i rekreacyjnych. Zatem prognozowana temperatura wód stanowi w tym względzie tylko informację ogólną o charakterze wody. Należy zwrócić jednakże uwagę, iż w przypadku konieczności 2–3 krotnego rozcieńczenia wody nie można traktować jej jako surowca naturalnego, co z drugiej strony powoduje, że traci ona swoje walory termiczne.

Prognozowana wydajność ujęć z kredy dolnej (Tab. 18.) w większości przypadków jest większa niż 5 m³/h, choć w kilku przypadkach (Skwierzyna, Międzychód, Trzciel, Łaskarzew) szacowane strumienie dostępnych zasobów wody są bardzo niskie, zatem prognostycznie, trudno uznać ujęcia wód kredy dolnej w tych miejscach za zasadne dla balneoterapii lub rekreacji.

Wody termalne o mineralizacji ogólnej do 2% (zwłaszcza chlorkowo-sodowe) są odpowiednie do napełniania basenów i pływalni, których eksploatację i zasady kontroli określa *Rozporządzenie Ministra Zdrowia w sprawie wymagań, jakim powinna odpowiadać woda na pływalniach z dnia 9 listopada 2015r.* (Dz. U. 2015, poz. 2016.) Określony, korzystny wpływ wody na organizm może być też uznany na podstawie oceny jej składu chemicznego. Dotyczy to zwłaszcza wód, w których zawartość składników istotnych dla funkcji fizjologicznych jest znacząca, a systematyczne picie tych wód zapewnia uzupełnienie niedoborów mineralnych, np. magnezu, wapnia, sodu, fluoru,

jodu, żelaza i chlorków lub powoduje ograniczenie poboru niektórych składników mineralnych, np. wody z niską zawartością sodu. Dla szczegółowej analizy w tym zakresie konieczne byłoby uzyskanie reprezentatywnych wyników badań fizykochemicznych.

Poniżej przedstawiono zwarte zestawienie danych w kontekście możliwości zagospodarowania wód kredy dolnej i jury dolnej w kierunku balneoterapeutycznym i rekreacyjnym, wskazując bezpośrednio miejscowości predystynowane, spełniające wskazane kierunki.

6.1.2.1. Wody zbiornika kredy dolnej

Balneoterapia (woda bezpośrednio wykorzystywana **bez rozcieńczania**): Golub-Dobrzyń, Grodzisk Mazowiecki, Kruszwica, Milanówek, Błonie, Chełmża, Sierpc, Tarczyn, Biezuń, Prażmów, Lesznów, Góra Kalwaria, Warka, Piaseczno, Radziejów, Oborniki, Tomaszów Lubelski, Zgierz, Zwoleń, Koronowo, Skwierzyna, Kalisz Pomorski, Międzychód, Biały Bór, Kamień Krajeński, Trzciel, Łaskarzew, Dąbie.

Balneoterapia (woda wymaga **rozcieńczania co najmniej 2 razy**): Koło, Ślesin, Mogilno, Police, Trzemeszno, Szamotuły.

Balneoterapia (woda wymaga rozcieńczania **co najmniej 3 razy**): Wronki.

Rekreacja (woda bezpośrednio wykorzystywana **bez rozcieńczania**): Golub-Dobrzyń, Sochaczew, Grodzisk Mazowiecki, Milanówek, Błonie, Chełmża, Sierpc, Tarczyn, Biezuń, Prażmów, Lesznów, Góra Kalwaria, Warka, Piaseczno, Gostynin, Radziejów, Oborniki, Biała Rawska, Murowana Goślina, Łowicz, Żychlin, Pobiedziska, Zgierz, Zwoleń, Pionki, Koronowo, Skwierzyna, Międzychód, Piaski, Biały Bór, Swarzędz, Kostrzyn, Kamień Krajeński, Trzciel, Rejowiec Fabryczny, Łaskarzew, Dąbie.

Rekreacja (woda wymaga **rozcieńczania co najmniej 2 razy**): Strzelno, Drawno, Kruszwica, Szamotuły, Tomaszów Lubelski, Kalisz Pomorski.

6.1.2.2. Wody zbiornika jury dolnej

Balneoterapia (woda bezpośrednio wykorzystywana **bez rozcieńczania**): Kutno, Zgierz, Stryków, Głowno, Murowana Goślina, Aleksandrów Kujawski, Pobiedziska, Rawa Mazowiecka, Koronowo, Kostrzyn, Warka, Nekla, Góra Kalwaria, Sulejówek, Swarzędz, Kamień Krajeński, Halinów, Tłuszcz, Nidzica, Kórnik, Międzychód, Sulejów, Środa Wielkopolska, Malbork, Sępólno Krajeńskie, Pastęk, Nowy Dwór Gdański, Opoczno, Nowe Skalmierzyce, Nakło Nad Notecią, Mielno, Przysucha.

Balneoterapia (woda wymaga **rozcieńczania co najmniej 2 razy**): Trzemeszno, Brześć Kujawski, Biała Rawska, Radziejów, Sierpc, Oborniki, Tarczyn, Kalisz Pomorski, Biezuń, Szamotuły, Prażmów, Lesznów, Piaseczno, Września, Kcynia, Biały Bór, Prabuty, Bobolice, Skwierzyna.

Balneoterapia (woda wymaga **rozcieńczania co najmniej 3 razy**): Koło, Dąbie, Ślesin, Mogilno, Gostynin, Strzelno, Żychlin, Sochaczew, Drawno, Police, Golub-Dobrzyń, Kruszwica, Chełmża, Łowicz, Grodzisk Mazowiecki, Milanówek, Błonie, Wronki, Kalisz Pomorski, Tłuszcz.

Rekreacja (woda bezpośrednio **wykorzystywana bez rozcieńczania**): Zgierz, Stryków, Głowno, Pobiedziska, Rawa Mazowiecka, Kostrzyn, Warka, Nekla, Swarzędz, Kórnik, Międzychód, Sulejów, Mosina, Środa Wielkopolska, Łochów, Sępólno Krajeńskie, Trzciel, Pastęk, Nowy Dwór Gdański, Zbąszyń, Zbąszynek, Opoczno, Śrem, Nowe Skalmierzyce, Nakło Nad Notecią, Przysucha.

Rekreacja (woda wymaga **rozcieńczania co najmniej 2 razy**): Kutno, Brześć Kujawski, Murowana Goślina, Aleksandrów Kujawski, Koronowo, Góra Kalwaria, Września, Sulejówek, Kamień Krajeński, Halinów, Nidzica, Biały Bór, Prabuty, Bobolice, Skwierzyna, Malbork, Mielno.

Przeprowadzona szczegółowa analiza danych hydrogeologicznych i hydrogeochemicznych pod kątem możliwości zagospodarowania wód kredy dolnej dla celów balneoterapeutycznych wskazuje na taką możliwość w 35 miejscowościach, przy czym w 28 przypadkach jest możliwe zagospodarowanie wód w sposób bezpośredni, a w 6 miejscowościach konieczne byłoby co najmniej dwukrotne rozcieńczenie wody dla tych celów, z uwagi na zbyt wysoką prognozowaną mineralizację wody, a w 1 co najmniej trzykrotne rozcieńczenie wody dla tych celów, z uwagi na zbyt wysoką prognozowaną mineralizację wody.

Z uwagi na znacznie wyższe prognozowane zasolenie wód z jury dolnej stwierdzono, iż zagospodarowanie balneoterapeutyczne wody jest możliwe w 69 miejscowościach, przy czym w 32 przypadkach jest możliwość bezpośredniego wykorzystania wód termalnych, słonawych, słonych i solanek, a w 37 miejscowościach, z uwagi na bardzo wysokie prognozowane zmineralizowanie wód zbiornika jury dolnej, konieczne byłoby co najmniej dwukrotne (19 miejscowości) lub co najmniej trzykrotne (20 miejscowości) rozcieńczenie wody dla wykorzystania w zabiegach. Należy zwrócić uwagę, iż rozcieńczanie wody dla celów balneoterapeutycznych wymaga zabezpieczenia niezbędnych zasobów wody zwykłej, niskozasolonej.

Rozcieńczanie wody do zabiegów, podnosi nakłady energetyczne na zabezpieczenie odpowiedniej temperatury wody do zabiegów. W wyniku rozcieńczania, woda termalna traci bowiem swój naturalny charakter, a w tym również walory wynikające podwyższonej temperatury. Nie zmienia to jednak faktu, iż takie zabiegi są praktykowane od wielu lat w historii uzdrowiskowej naszego kraju. Najlepszym przykładem jest działalność prowadzona w uzdrowisku Ustroń, gdzie solanka, o mineralizacji około 120 g/dm³, jest zagospodarowywana w zabiegach leczniczych, przy czym w tym celu jest rozcieńczana do mineralizacji ok. 30-35 g/dm³.

W przypadku występowania mikroelementów o znaczeniu leczniczym, rozcieńczanie wody zwykle generuje utratę walorów wynikających z podwyższonej zawartości w wodzie składników swoistych. Szczególnie w przypadku jonów jodkowych, które szybko ulatniają się z wody, rozcieńczanie wody powoduje ich utratę.

Przedstawione w Tab. 18. i Tab. 19. wyniki szczegółowych ocen hydrogeologicznych i hydrogeochemicznych pod kątem zagospodarowania wód w balneoterapii, nie w każdym przypadku wskazują na możliwość występowania składników swoistych. Wynika to z braku danych, gdyż większość wyników analiz wód pobranych w otworach referencyjnych, związanych z daną lokalizacją, nie obejmowała oznaczeń mikroelementów.

W rozpatrywanych przypadkach, w których prognozuje się niskie zasolenie wód termalnych, w szczególności wód słonawych, warto zwrócić uwagę na możliwość zatężania wód z wykorzystaniem między innymi technik membranowych. Szerzej kwestie te zostały omówione w kolejnym rozdziale, przy analizie możliwości wykorzystania wód w kosmetologii. W kosmetologii wykorzystywane są zwykle wody niskozmineralizowane bądź solanki, które stanowią zasoby możliwe dla wytwarzania soli leczniczych lub kosmetycznych.

Niemniej jednak zatężanie wód stosunkowo nisko zmineralizowanych, pozwala na pozyskanie wód słodkich, które mogą zostać wykorzystane dla zaopatrzenia obiektów rekreacyjno-balneologicznych w wodę przeznaczoną do spożycia i/lub wodę wykorzystywaną w basenach, łaźniach i natryskach, jak również koncentraty wód dla zagospodarowania w balneologii.

Takie kierunki zagospodarowania, niekonwencjonalne, możliwe są do rozpatrzenia w przypadku ujęć wód z kredy dolnej, w miejscowościach: Golub-Dobrzyń, Sochaczew, Grodzisk Mazowiecki, Milanówek, Błonie, Chełmża, Sierpc, Biezuń, Warka, Piaseczno, Gostynin, Oborniki, Biała Rawska, Murowana Goślina, Łowicz, Żychlin, Pobiedziska, Zgierz, Zwoleń, Pionki, Koronowo, Piaski, Swarzędz, Kostrzyn, Kamień Krajeński, Trzciel, Rejowiec Fabryczny, Łaskarzew.

W przypadku jury dolnej wskazane rozwiązanie może być rozpatrywane w przypadku potwierdzenia prognoz hydrogeochemicznych w miejscowościach: Zgierz, Warka, Kórnik, Mosina, Łochów, Trzciel, Zbąszyń, Zbąszynek, Opoczno, Śrem, Nowe Skalmierzyce i Nakło Nad Notecią.

Analiza uwarunkowań hydrogeochemicznych w zakresie zmineralizowania wód wskazuje również, iż w co najmniej 7 miejscowościach możliwe jest pozyskanie wody termalnej, słodkiej, z utworów kredy dolnej, tj. w Sochaczewie, Łowiczu, Pobiedziskach, Pionkach, Swarzędzu, Kostrzynie, Rejowcu Fabrycznym.

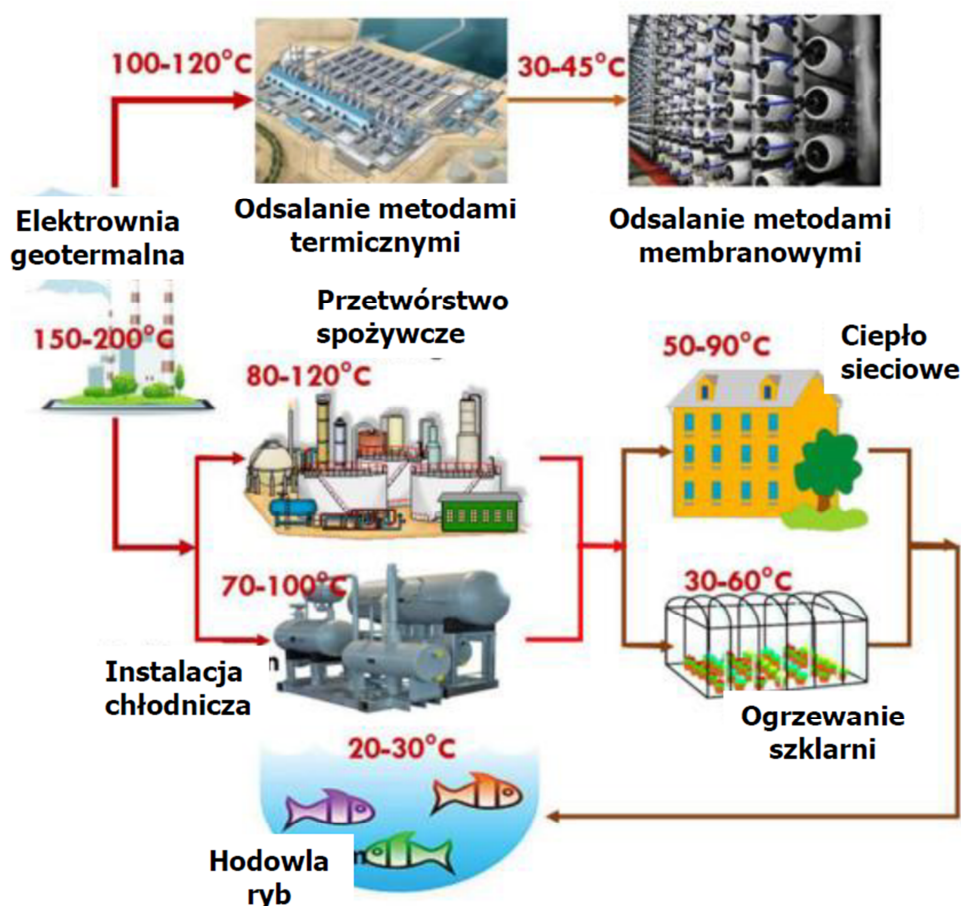
Występowanie słodkich wód termalnych z jury dolnej prognozowane jest w dwóch miejscowościach: Łochów, Śrem. Te prognozy są o tyle istotne, iż zagospodarowanie tych wód jest możliwe na wzór Geotermii Mazowieckiej S.A.

Geotermia Mazowiecka S.A. zaopatruje w ciepło oraz ciepłą wodę użytkową odbiorców na terenie miasta Mszczonowa. W tym celu wykorzystywana jest m.in. energia geotermalna uzyskiwana z otworu Mszczonów IG-1 ujmującego wodę termalną z osadów dolnej kredy. Wody termalne wydobywane są na powierzchnię otworem Mszczonów IG-1 i eksploatowane w systemie zamkniętym, od ujęcia geotermalnego, poprzez system instalacji ciepłowniczej.

Układ technologiczny wyposażony jest w urządzenia takie jak płytowe wymienniki ciepła, pompy ciepła absorpcyjne i sprężarkowe oraz zamknięte rurociągi przesyłowe. Wody termalne posiadają stabilne właściwości fizykochemiczne, co potwierdzają regularnie wykonywane w zakładzie górniczym analizy fizykochemiczne. Są to wody niskozmineralizowane. Po odżelazieniu, spełniają kryteria przewidziane dla wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi określone rozporządzeniem Ministra Zdrowia z dnia 7 grudnia 1917 r. (Dz. U. 2017, poz. 2294).

Schłodzone wody termalne z ujęcia Mszczonów IG-1, pod względem fizykochemicznym zalicza się do wód słodkich. Woda jest wykorzystywana w celach ciepłowniczych, rekreacyjnych w kąpielisku termalnym, a nadwyżka tej wody kierowana jest do lokalnego przedsiębiorstwa wodociągowego, jako woda przeznaczona do spożycia przez ludzi. To działanie ma szczególnie ważne znaczenie w dobie obserwowanego w Polsce deficytu zasobów wód użytkowych.

Zatem, w kontekście wielowariantowego zagospodarowania wód i energii geotermalnej należy jednoznacznie wskazać, iż w rozpatrywanych miejscowościach istnieją realne przesłanki dla budowy zakładów geotermalnych opartych na wodach kredy dolnej lub jury dolnej, do zagospodarowania w systemach kaskadowych, w tym w szczególności dla pozyskania ciepła geotermalnego, oraz wody wykorzystywanej w balneoterapii, rekreacji oraz użytkowych celach, obejmujących również pozyskanie cieczy i substancji balneologicznych oraz wód przeznaczonych do spożycia. Schemat kompleksowego zagospodarowania wód i energii geotermalnej ilustruje przykład opisany w pracy Gude [274], jako podsumowanie rozważań nad wielokierunkowym zagospodarowaniem wód i energii geotermalnej stosowanych na świecie (Rys. 59).



Rys. 59. Zintegrowany system wykorzystania zasobów wód i energii geotermalnej [274]

W przywołanym przykładzie, rozpatruje się odzysk energii, o ile to możliwe, nie tylko ciepła, ale również prądu. Wody o temperaturze wysokiej, sięgającej nawet 120°C mogą być bezpośrednio kierowane na odsalanie/zatężanie metodami wyparnymi. W przypadku nieco niższej temperatury wody termalnej, zatężanie wody, dla otrzymania soli, wymaga dodatkowych nakładów energetycznych. Oczywiście wielkość tego zapotrzebowania będzie ściśle uzależniona od skali przedsięwzięcia. Niższa temperatura wody, ok. 30°C, umożliwia zastosowanie technik membranowych w zatężaniu wody, choć czynnik temperaturowy nie jest jedynym w kontekście pozyskania koncentratów możliwych do wykorzystania w celach balneoterapeutycznych. Istotne znaczenie będzie miało również zasolenie wody, najkorzystniej, gdy nie przekracza kilkanaście g/dm³. Ciepło geotermalne, to przede wszystkim, omówiona wcześniej (w poprzednim rozdziale) kwestia energetycznego wykorzystania, w tym również w przemyśle spożywczym, ogrzewaniu szklarni i tuneli foliowych oraz hodowli ryb ciepłolubnych. Nieodłącznie z wodami termalnymi wiąże się jednak zamiłowanie do rekreacji, korzystania z basenów i kąpielisk, które są użytkowane jako obiekty całoroczne, zarówno otwarte, jak i zamknięte.

Wyniki badań wykazały, że wody kredy dolnej spełniają kryterium bezpośredniego wykorzystania w rekreacji w 37 miejscowościach, a w 6 przypadkach jest to możliwe, ale wyłącznie w wyniku co najmniej dwukrotnego rozcieńczenia wody dla tego celu.

W odniesieniu do prognozowanych właściwości fizykochemicznych wód jury dolnej, bezpośrednio w rekreacji możliwe byłoby wykorzystanie wód w 26 miejscowościach i w 17 lokalizacjach – pod warunkiem co najmniej dwukrotnego rozcieńczenia.

Zalety leczniczych, balneologicznych i rekreacyjnych walorów wód termalnych są powszechnie dostrzegane. W kuracjach leczniczych, pod nadzorem lekarzy uzdrowiskowych, wody te wykorzystywane są obecnie w 10 miejscowościach: Rabce-Zdroju, Ustroniu, Łądku-Zdroju, Cieplicach Śląskich-Zdroju, Konstancinie, Dusznikach-Zdroju, Ciechocinku, Iwoniczu-Zdroju, Maruszy k. Grudziądz, Uniejowie.

W dużym stopniu rozpowszechnione jest również wykorzystanie wód termalnych w Polsce w celach rekreacyjnych. Powszechnym staje się system kaskadowego wykorzystania wód i energii geotermalnej, które najczęściej obejmują odzysk energii w celach ciepłowniczych oraz wykorzystanie potencjału balneologicznego wód w obiektach rekreacyjnych. Takie rozwiązania stosowane są w instalacjach wybudowanych ściśle w celach ciepłowniczych, a w szczególności w systemie geotermalnym PEC Geotermii Podhalańskiej SA, PEC Geotermii Mazowieckiej SA, Geotermii Uniejów, Geotermii Poddębice, ale również instalacjach wytworzonych specjalnie dla zasilania obiektów rekreacyjnych w ciepło i wodę termalną.

Zaproponowane w niniejszym rozdziale kierunki wykorzystania wód w proponowanych lokalizacjach mogą w przyszłości poszerzyć ofertę rekreacyjno-zdrowotną regionów, ale również kraju. Działania takie mają szczególne znaczenie w dobie zapotrzebowania na relaks, komfortowy wypoczynek połączony z regeneracją funkcji życiowych, ruchowych, zdrowotnych organizmu.

Tab. 18. Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych kredy dołnej (K1) – na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych.

ID	Miasto	Prognozowana temperatura wody (°C)	Prognozowana mineralizacja wody (g/dm ³)	Prognozowana obecność składników swoistych	Prognozowany typ hydrochemiczny wody wg Szczukariewa-Prikłonskiego	Prognozowana wydajność ujęcia (m ³ /h)	Rodzaj wody	Kierunek zagospodarowania
13	Koło	78	88-96	I, Fe,	Cl-Na	113,84	Solanka	B*
90	Ślesin	72	84-100	I	Cl-Na	300	Solanka	B*
67	Dąbie	69	3,6	I, Fe,	HCO ₃ -Ca-Na	166	Słonawa	B/R*
48	Strzelno	65	28-40	I	Cl-Na	300	Solanka	B/R*
26	Mogilno	51	92	b.d.	Cl-Na	300	Solanka	B*
68	Drawno	48	40	b.d.	Cl-Na	21	Solanka	B/R*
40	Police	48	64	b.d.	Cl-Na	43	Solanka	B*
6	Golub-Dobrzyń	45	5	b.d.	Cl-Na	44	Słonawa	B/R
47	Sochaczew	45	1	b.d.	HCO ₃ -Ca-Na	205	Słodka	R
94	Trzemeszno	45	92	b.d.	Cl-Na	226	Solanka	B*
9	Grodzisk Mazowiecki	40	10	I	Cl-Na	222	Słona	B/R
18	Kruszwica	39	28-40	I	Cl-Na	91	Solanka	B/R*
25	Milanówek	39	10	I	Cl-Na	188	Słona	B/R
65	Błonie	38	10	I	Cl-Na	206	Słona	B/R
4	Chełmża	38	5-7	b.d.	Cl-Na	153	Słonawa	B/R
45	Sierpc	38	1-4	I	HCO ₃ -Ca-Na	38	Słonawa	B/R
91	Tarczyn	37	28	b.d.	Cl-Na	56	Słona	B/R
64	Biezuń	35	1-4	I	HCO ₃ -Ca-Na	37	Słonawa	B/R
81	Prażmów	34	22	b.d.	Cl-Na	69	Słona	B/R
95	Wronki	34	125	b.d.	Cl-Na	8	Solanka	B*
74	Lesznówola	35	12	I	Cl-Na	60	Słona	B/R
8	Góra Kalwaria	33	22	b.d.	Cl-Na	135	Słona	B/R
55	Warka	33	11	b.d.	Cl-Na	150	Słona	B/R
37	Piaseczno	34	14	b.d.	Cl-Na	17	Słona	B/R

ID	Miasto	Prognozowana temperatura wody (°C)	Prognozowana mineralizacja wody (g/dm ³)	Prognozowana obecność składników swoistych	Prognozowany typ hydrochemiczny wody wg Szczukariewa-Prikońskiego	Prognozowana wydajność ujęcia (m ³ /h)	Rodzaj wody	Kierunek zagospodarowania
7	Gostynin	28	2	b.d.	HCO ₃ -Cl-Ca-Na	99	Słonawa	R
83	Radziejów	28	36	b.d.	Cl-Na	114	Solanka	B/R
33	Oborniki	28	9	b.d.	Cl-Na	66	Słona	B/R
62	Biała Rawska	28	1-2,5	I	Cl-HCO ₃ -Na-Ca	72	Słonawa	R
28	Murowana Goślina	27	2	b.d.	HCO ₃ -Ca-Na	56	Słonawa	R
50	Szamotuły	27	63	I	Cl-Na	4	Solanka	B*/R*
22	Łowicz	26	1	b.d.	HCO ₃ -Ca-Na	214	Słodka	R
54	Tomaszów Lubelski	26	41	b.d.	Cl-Na	7	Solanka	B/R*
61	Żychlin	26	0,5-1	b.d.	HCO ₃ -Ca-Na	50	Słodka	R
39	Pobiedziska	26	1	b.d.	HCO ₃ -Ca-Na	75	Słodka	R
60	Zgierz	26	3	b.d.	HCO ₃ -Cl-Ca-Na	65	Słonawa	B/R
96	Zwoleń	25	5	I	Cl-HCO ₃ -Na-Ca	15	Słonawa	B/R
38	Pionki	25	1	b.d.	HCO ₃ -Ca-Na	7	Słodka	R
14	Koronowo	24	3	Fe	HCO ₃ -Na	300	Słona	B/R
46	Skwierzyna	23	20	b.d.	Cl-Na	3	Słona	B/R
70	Kalisz Pomorski	23	40	b.d.	Cl-Na	14	Solanka	B/R*
24	Międzychód	23	18	b.d.	Cl-Na	2	Słona	B/R
80	Piaski	22	0,5-1	b.d.	Cl-Na	13	Słodka	R
63	Biały Bór	22	21	b.d.	Cl-Na	8	Słona	B/R
49	Swarzędz	22	1	b.d.	HCO ₃ -Ca-Na	33	Słodka	R
15	Kostrzyn	22	1	b.d.	HCO ₃ -Ca-Na	30	Słodka	R
71	Kamień Krajeński	21	10	Fe	Cl-Na	9	Słona	B/R
93	Trzciel	21	3	b.d.	HCO ₃ -Ca-Na	2	Słonawa	B/R
84	Rejowiec Fabryczny	21	0,5-1	b.d.	HCO ₃ -Ca-Na	5	Słodka	R
75	Łaskarzew	21	3	b.d.	HCO ₃ -Ca-Na	2	Słonawa	B/R

*- woda wymaga rozcieńczenia; b.d. – brak danych

B – balneoterapia; R - rekreacja

Tab. 19. Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych jury dojrzałej (J1) – na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych.

ID	Miasto	Prognozowana temperatura wody (°C)	Prognozowana mineralizacja wody (g/dm ³)	Prognozowana obecność składników swoistych	Prognozowany typ hydrochemiczny wody wg Szczukariewa-Prikłóńskiego	Prognozowana wydajność ujęcia (m ³ /h)	Rodzaj wody	Kierunek zagospodarowania
13	Koło	94	134	b.d.	Cl-Na	170	Solanka	B*
67	Dąbie	91	169	b.d.	Cl, Na	147	Solanka	B*
90	Ślesin	89	162	b.d.	Cl-Na	163	Solanka	B*
26	Mogilno	89	151	I	Cl-Na	300	Solanka	B*
7	Gostynin	87	121	Fe, I	Cl-Na	106	Solanka	B*
48	Strzelno	81	158	b.d.	Cl-Na	300	Solanka	B*
61	Żychlin	80	105	b.d.	Cl-Na	65	Solanka	B*
47	Sochaczew	76	120	b.d.	Cl-Na	61	Solanka	B*
68	Drawno	74	109	b.d.	Cl-Na	56	Solanka	B*
40	Police	74	119	b.d.	Cl-Na	300	Solanka	B*
94	Trzemeszno	72	99	b.d.	Cl-Na	204	Solanka	B*
19	Kutno	72	47	I	Cl-Na	63	Solanka	B/R*
60	Zgierz	71	7	b.d.	Cl-Na	66	Słona	B/R
6	Golub-Dobrzyń	70	120	b.d.	Cl-Na	263	Solanka	B*
18	Kruszwica	69	105	I	Cl-Na	300	Solanka	B*
86	Stryków	68	20	I	Cl-Na	190	Słona	B/R
4	Chełmża	68	108	b.d.	Cl-Na	300	Solanka	B*
22	Łowicz	68	105	b.d.	Cl-Na	56	Solanka	B*
5	Głowno	67	32	b.d.	Cl-Na	118	Słona	B/R
9	Grodzisk Mazowiecki	63	120	b.d.	Cl-Na	51	Solanka	B*
66	Brześć Kujawski	63	69	I	Cl-Na	156	Solanka	B/R*
25	Milanówek	61	120	b.d.	Cl-Na	49	Solanka	B*
65	Błonie	60	118	b.d.	Cl-Na	47	Solanka	B*
62	Biała Rawska	60	100	I	Cl-Na	55	Solanka	B*

ID	Miasto	Prognozowana temperatura wody (°C)	Prognozowana mineralizacja wody (g/dm ³)	Prognozowana obecność składników swoistych	Prognozowany typ hydrochemiczny wody wg Szczukariewa-Prikłonskiego	Prognozowana wydajność ujęcia (m ³ /h)	Rodzaj wody	Kierunek zagospodarowania
83	Radziejów	58	88	b.d.	Cl-Na	248	Solanka	B*
28	Murowana Goślina	58	49	b.d.	Cl-Na	77	Solanka	B/R*
45	Sierpc	58	88	b.d.	Cl-Na	106	Solanka	B*
33	Oborniki	56	62	I	Cl-Na	125	Solanka	B*
91	Tarczyn	56	82	b.d.	Cl-Na	47	Solanka	B*
95	Wronki	55	107	I	Cl-Na	46	Solanka	B*
1	Aleksandrów Kujawski	55	51	b.d.	Cl-Na	270	Solanka	B/R*
39	Pobiedziska	55	19	b.d.	Cl-Na	166	Słona	B/R
42	Rawa Mazowiecka	54	32	b.d.	Cl-Na	138	Słona	B/R
14	Koronowo	54	42	b.d.	Cl-Na	300	Solanka	B/R*
64	Biezuń	53	79	b.d.	Cl-Na	300	Solanka	B*
50	Szamotuły	52	72	I	Cl-Na	45	Solanka	B*
15	Kostrzyn	50	15	b.d.	Cl-Na	87	Słona	B/R
81	Prażmów	49	72	b.d.	Cl-Na	43	Solanka	B*
55	Warka	49	3	b.d.	Cl-HCO ₃ -Na-Ca	48	Słonawa	B/R
74	Lesznów	51	87	b.d.	Cl-Na	120	Solanka	B*
37	Piaseczno	49	85	b.d.	Cl-Na	130	Solanka	B*
79	Nekla	46	30	I	Cl-Na	194	Słona	B/R
8	Góra Kalwaria	46	43	b.d.	Cl-Na	43	Solanka	B/R*
57	Września	45	56	I	Cl-Na	129	Solanka	B*/R*
72	Kcynia	44	84	b.d.	Cl-Na	300	Solanka	B*
70	Kalisz Pomorski	43	104	b.d.	Cl-Na	40	Solanka	B*
88	Sulejówek	41	50	b.d.	Cl-Na	75	Solanka	B/R*
49	Swarzędz	41	14	b.d.	Cl-Na	122	Słona	B/R
71	Kamień Krajeński	39	48	b.d.	Cl-Na	300	Solanka	B/R*
69	Halinów	39	52	b.d.	Cl-Na	38	Solanka	B/R*
92	Tłuszcz	38	24	b.d.	Cl-Na	145	Słona	B/R

ID	Miasto	Prognozowana temperatura wody (°C)	Prognozowana mineralizacja wody (g/dm ³)	Prognozowana obecność składników swoistych	Prognozowany typ hydrochemiczny wody wg Szczukariewa-Prikłonskiego	Prognozowana wydajność ujęcia (m ³ /h)	Rodzaj wody	Kierunek zagospodarowania
30	Nidzica	38	44	b.d.	Cl-Na	300	Solanka	B/R*
17	Kórnik	37	9	b.d.	Cl-Na	74	Słona	B/R
63	Biały Bór	36	59	b.d.	Cl-Na	300	Solanka	B*/R*
24	Międzychód	36	33	b.d.	Cl-Na	36	Słona	B/R
41	Prabuty	36	52	b.d.	Cl-Na	300	Solanka	B*/R*
87	Sulejów	36	20	b.d.	Cl-Na	40	Słona	B/R
2	Bobolice	35	59	b.d.	Cl-Na	300	Solanka	B*/R*
27	Mosina	32	2	b.d.	Cl-HCO ₃ -Na-Ca	35	Słonawa	R
53	Środa Wielkopolska	32	13	b.d.	Cl-Na	77	Słona	B/R
46	Skwierzyna	31	58	b.d.	Cl-Na	32	Solanka	B*/R*
76	Łochów	29	1	b.d.	HCO ₃ -Ca-Na	21	Słodka	R
23	Malbork	29	41	b.d.	Cl-Na	300	Solanka	B/R*
43	Sępólno Krajeńskie	29	25	b.d.	Cl-Na	300	Słona	B/R
93	Trzciel	28	1,7	b.d.	Cl-HCO ₃ -Na-Ca	71	Słonawa	R
36	Paść	27	27	b.d.	Cl-Na	300	Słona	B/R
32	Nowy Dwór Gdański	25	32	b.d.	Cl-Na	300	Słona	B/R
59	Zbąszyń	23	1,7	b.d.	Cl-HCO ₃ -Na-Ca	52	Słonawa	R
58	Zbąszynek	23	1,7	b.d.	Cl-HCO ₃ -Na-Ca	41	Słonawa	R
34	Opoczno	23	6	b.d.	Cl-Na	43	Słona	B/R
52	Śrem	23	1	b.d.	HCO ₃ -Ca-Na	29	Słodka	R
31	Nowe Skalmierzyce	21	2,5	b.d.	Cl-HCO ₃ -Na-Ca	43	Słonawa	B/R
29	Nakło nad Notecią	21	11	b.d.	Cl-Na	300	Słona	B/R
77	Mielno	21	37	b.d.	Cl-Na	34	Solanka	B/R*
82	Przysucha	20	12,5	I, F, Fe	Cl-Na	30	Słona	B/R

*- woda wymaga rozcieńczenia; b.d. – brak danych

B – balneoterapia; R - rekreacja

6.1.3. Wskazanie dla wybranych lokalizacji wariantów wykorzystania wód termalnych w zakresie kosmologii i produkcji preparatów leczniczych

Ciepłe wody od wieków były symbolem źródła życia i długowieczności, siły fizycznej i emocjonalnej. Możliwość korzystania z zabiegów rekreacyjnych i balneologicznych opartych na naturalnych wodach termalnych postrzegane jest jako skuteczna metoda relaksacyjna, rozluźniająca mięśnie, poprawiająca stan duchowy i emocjonalny. Zachowywanie dobrego wyglądu i wynikającej z niego atrakcyjności stanowi jedno z istotnych dążeń wielu ludzi. Dla użytkowników basenowych obiektów rekreacyjnych, częstym uzupełnieniem kuracji są domowe kąpiele w wannach, z dodatkiem soli leczniczych czy kosmetycznych wytworzonych na bazie wód leczniczych, termalnych. Do znanych na polskim rynku linii kosmetyków bazujących na wodach termalnych należą Iwostin, Termy Uniejów, Uzdrowisko Rabka, Termissa. W skali globalnej, do najbardziej znanej i cenionej linii kosmetyków termalnych należy islandzka seria Blue Lagoon (Rys. 60.) oraz francuskie kosmetyki Avene, La Roche Posay, Vichy [275] [276] [277].



Rys. 60. Blue Lagoon na tle Elektrowni Geotermalnej Svartsengi
(fot. B. Tomaszewska)

Rozpatrywane w niniejszej pracy, uwarunkowania związane z możliwością zagospodarowania wód i energii geotermalnej w wyznaczonych, zweryfikowanych lokalizacjach, wykazały, że według powszechnie stosowanej klasyfikacji wód w odniesieniu do mineralizacji [271] można podzielić na cztery grupy:

- **solanki** – wysoko zmineralizowane wody (powyżej 35 g/dm³):
 - o **w obrębie kredy dolnej**, w miejscowościach (Tab. 18.): Koło, Ślesin, Strzelno, Dąbie, Mogilno, Drawno, Police, Trzemeszno, Kruszwica, Wronki, Radziejów, Szamotuły, Kalisz Pomorski;
 - o **w obrębie jury dolnej**, w miejscowościach (Tab. 19.): Koło, Dąbie, Ślesin, Mogilno, Gostynin, Strzelno, Żychlin, Sochaczew, Drawno, Police, Trzemeszno, Kutno, Golub-Dobrzyń, Kruszwica, Chełmża, Łowicz, Grodzisk Mazowiecki, Brześć Kujawski, Milanówek, Błonie, Biała Rawska, Radziejów, Murowana Goślina, Sierpc, Oborniki, Tarczyn, Wronki, Aleksandrów Kujawski, Koronowo, Biezuń, Szamotuły, Prażmów, Lesznówola, Piaseczno, Góra Kalwaria, Września, Kcynia, Kalisz Pomorski, Sulejów, Kamień Krajeński, Halinów, Nidzica, Biały Bór, Prabuty, Bobolice, Skwierzyna, Malbork, Mielno.

Cechą tak wysoko zasolonych wód jest zwykle wysokie stężenie siarczanów, chlorków, sodu, wapnia i magnezu, żelaza, jodu, bromków, boru, strontu, fluoru, ale często również kwasu metakrzemowego. Wody te pod względem hydrochemicznym klasyfikuje się do wód chlorkowo-sodowych.

- **wody słone** – średnio zmineralizowane (5–35 g/dm³):
 - o **w obrębie kredy dolnej**, w miejscowościach (Tab. 18.): Golub-Dobrzyń, Grodzisk Mazowiecki, Milanówek, Błonie, Chełmża, Sierpc, Tarczyn, Biezuń, Prażmów, Lesznówola, Góra Kalwaria, Warka, Piaseczno, Gostynin, Oborniki, Zwoleń, Skwierzyna, Międzychód, Biały Bór, Kamień Krajeński;
 - o **w obrębie jury dolnej**, w miejscowościach (Tab. 19.): Zgierz, Stryków, Głowno, Pobiedziska, Rawa Mazowiecka, Kostrzyn, Nekla, Swarzędz, Tłuszcz, Kórnik, Międzychód, Sulejów, Środa Wielkopolska, Sępólno Krajeńskie, Pasłęk, Nowy Dwór Gdański, Opoczno, Nakło Nad Notecią, Przysucha.

Wody zaliczane są również do wód chlorkowo-sodowych; zawierają podwyższone stężenia chlorków, sodu, wapnia, magnezu, siarczanów, jodu, bromków, boru, żelaza, strontu, fluoru i lokalnie kwasu metakrzemowego.

- **wody słone** – nisko zmineralizowane (1–5 g/dm³):
 - o **w obrębie kredy dolnej**, w miejscowościach (Tab. 18.): Sochaczew, Sierpc, Biezuń, Gostynin, Biała Rawska, Murowana Goślina, Łowicz, Pobiedziska, Zgierz, Pionki, Koronowo, Swarzędz, Kostrzyn, Trzciel, Łaskarzew;
 - o **w obrębie jury dolnej**, w miejscowościach (Tab. 19.): Warka, Mosina, Łochów, Trzciel, Zbąszyń, Zbąszynek, Śrem, Nowe Skalmierzyce.

W ich składzie jonowym dominują zwykle siarczany, chlorki, sól, wapń, magnez, żelazo.

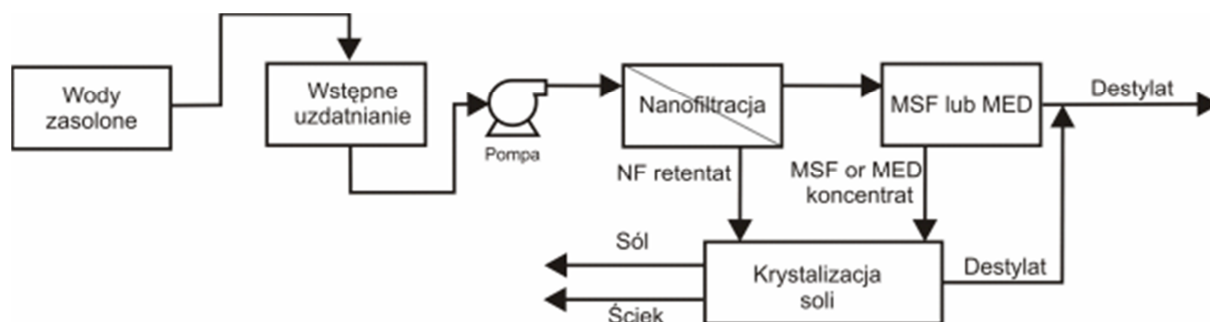
- **wody słodkie** o mineralizacji ≤ 1 g/dm³:

- o **w obrębie kredy dolnej**, w miejscowościach (Tab. 18.): Sochaczew, Łowicz, Pobiedziska, Pionki, Swarzędz, Kostrzyn, Rejowiec Fabryczny;
- o **w obrębie jury dolnej**, w miejscowościach (Tab. 19.): Łochów oraz Śrem.

Wykazana powyżej, bardzo duża zmienność zasolenia, determinuje potencjalny sposób zagospodarowania i utylizacji wód w kontekście kosmetycznym. Z wód termalnych solankowych, wysoko- i średnio zmineralizowanych (grupa I), możliwy jest odzysk soli jodowo-bromowych oraz soli wykorzystywanych w kosmetyce. W przypadku pozyskania termalnych wód wysoko zasolonych, dąży się do uzyskiwania na ich bazie produktu stałego. W tym celu stosuje się energochłonne technologie wyparnego zatężania wód z krystalizacją zatężonego koncentratu. Alternatywnie w tym celu stosuje się również procesy hybrydowe, oparte na technikach membranowych oraz metodach wyparnych (najczęściej odwrócona osmoza – metody wyparne lub nanofiltracja–odwrócona osmoza–metody wyparne). Najbardziej powszechną metodą dla tego typu wód jest metoda wielostopniowego odparowania (multi stage flash evaporation, MSF) lub wielostopniowej destylacji równowagowej (multi effect distillation, MED) [278] [279].

Wysoka zawartość jonów dwuwartościowych w wodach (wapnia, magnezu i siarczanów) wymaga, aby proces termiczny był poprzedzony wstępnym jej przygotowaniem poprzez zastosowanie np. nanofiltracji lub zmiękczenie chemiczne wapnem i sodą lub na wymienniczkach jonowych.

W zależności od mętności i zawartości związków organicznych wstępne przygotowanie wody powinno dodatkowo wykorzystać inne procesy np. filtrację, a nawet koagulację, sedymentację i filtrację [279]. Tak przygotowana woda, ogranicza wytrącanie osadów i osadzanie kamienia na elementach systemu wyparnego. Schemat koncepcyjny rozpatrywanego rozwiązania dla wód wysoko zmineralizowanych przedstawiono na Rys. 61.



Rys. 61. Schemat koncepcyjny systemu zatężania wód wysoko zmineralizowanych (grupa I) [278] [279]

Chlorek sodu (NaCl) jest jednym z najważniejszych związków chemicznych powszechnie stosowanych w balneoterapii, kosmetologii, ale również w przemyśle [280]. Sole powstałe na bazie wód termalnych, bogate w mikroelementy, takie jak jodki i krzemionkę, są szczególnie cenione w tym zakresie. Składniki te wpływają bowiem pozytywnie na kondycję skóry lub mają korzystny wpływ na układ oddechowy. Szczególnym przykładem potwierdzającym tę kwestię jest kąpielisko Blue Lagun na Islandii. Woda termalna o zasoleniu ok. 30 g/dm³ oraz zawartości kwasu metakrzemowego, w ilości ok. 800 mg/dm³ korzystnie wpływa na kondycję skóry i stanowi bazę dla wspomnianej linii kosmetyków. Co więcej, osoby korzystające z kąpieliska, często wykorzystują wytrąconą z wody krzemionkę, nakładając ją bezpośrednio na twarz, szyję, dekolt, a maseczka ta zmiękcza ich skórę.

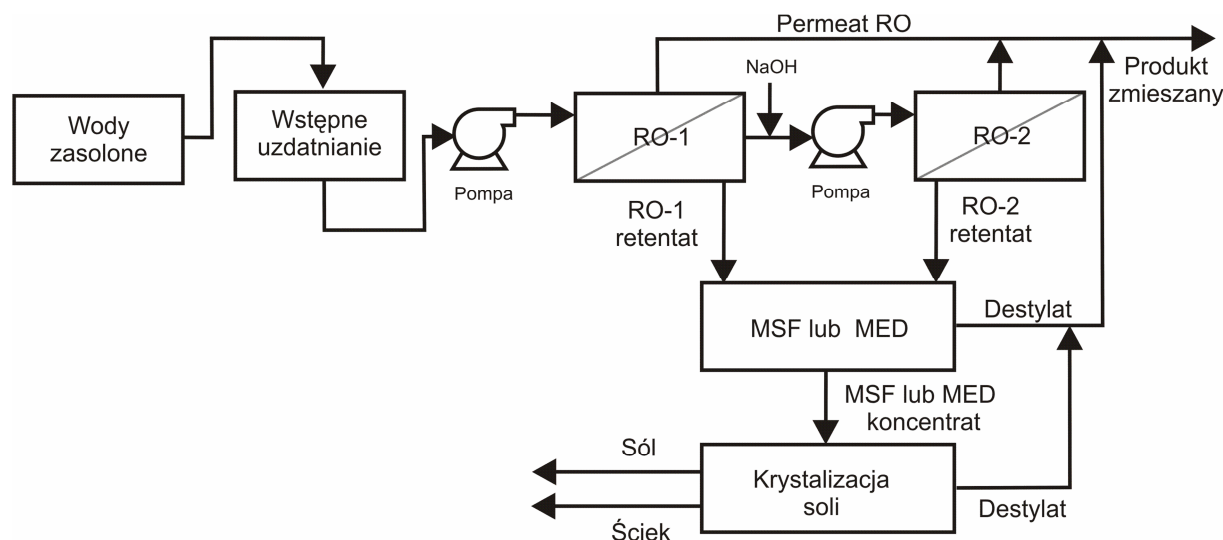
W przypadku zatężania wód termalnych, wysoka zawartość niektórych rozpuszczonych pierwiastków i związków chemicznych w wodach pozytywnie wpływa na właściwości koncentratu, a w ślad za tym, może korzystnie oddziaływać na stan skóry i łagodzenie objawy chorób dermatologicznych. Wiodący producenci kosmetyków wytwarzanych na bazie wód termalnych zapewniają, że produkty te działają kojąco, zmiękczejaczo i uspokajajaczo na skórę, wzmacniają naturalne funkcje ochronne i pomagają zwalczać oznaki starzenia [279].

Wody słone, średnio zmineralizowane, często stosowane są w kosmetologii jako produkt bezpośredni. Na bazie tego typu wód produkowane są w Polsce kosmetyki między innymi w Rabce-Zdroju. Jest to linia produktów solankowych, takich jak bezpośrednio butelkowana solanka do kąpieli, ale również kozie mleko do kąpieli powstałe na bazie rabczańskiej wody termalnej, tzw. żyworódka w płynie - zawierająca w składzie leczniczą wodę mineralną: wodorowęglanowo - chlorkowo - sodową bromkowo - jodkowo - borową, wzbogaconą ekstraktem z aloesu; kremy odżywczo-regenerujące, ale również aerozole solankowe, maści rozgrzewające, żele SPA, mydła w płynie i inne.

Co ważne, wszystkie produkty są w pełni ekologiczne, nie zawierają olejów mineralnych, parabenów i pochodnych ropy naftowej, silikonów oraz ftalanów.

Wody zaliczone do grupy II, w przypadku niższych stężeń składników rozpuszczonych, tj. w przedziale od ok. 5 do 15-20 g/dm³, mogą z wykorzystaniem technik membranowych oraz wyparnych być zatężane, celem uzyskania roztworów o bardziej skoncentrowanej konsystencji i/lub również soli, w wyniku skrzystalizowania zatężonego roztworu. Przykład koncepcji technologicznej dla przedstawionego rozwiązania zaprezentowano na Rys. 62. Zakłada on zastosowanie tzw. zintegrowanego, dwuhybrydowego układu łączącego procesy odwróconej osmozy i destylacji MSF (multi stage flash evaporation) z krystalizacją soli. Alternatywnie, system trójhhybrydowy

z wykorzystaniem nanofiltracji – odwróconej osmozy – metody destylacyjnej z krystalizacją soli (Rys. 62).



Rys. 62. Schemat koncepcyjny systemu zażegnania wód średnio zmineralizowanych (grupa II) [278] [279]

Nisko zmineralizowane wody termalne oraz wody termalne słodkie również stanowią cenne źródło produktów kosmetycznych. Czynnikiem determinującym wykorzystanie wody jest głównie wskazana ogólna zawartość rozpuszczonych składników mineralnych, ale również rodzaj składników dominujących i ich właściwości biochemiczne (Cl^- , Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , HCO_3^-) oraz zawartość swoistych składników leczniczych (I^- , F^- , H_2SiO_3 , S^{2-} , Rn , Fe^{2+}).

W przypadku wód wykazujących mineralizację od ok. 1 do 5 g/dm³, przy podwyższonej zawartości kwasu metakrzemowego, z uwagi na jego istotne oddziaływanie biochemiczne, jak również przy lekko zasadowym odczynie wody możliwe jest wykorzystanie wód jako roztworów do celów kosmetycznych w postaci płynów oczyszczających i nawilżających skórę. Takie wody stosowane są jako element składowy kremów, toników, płynów micelarnych, maseczek. Nisko zmineralizowane wody termalne stanowią podstawę szerokiej gamy produktów francuskich potentatów na rynku kosmetycznym: Avene, La Roche Posay, Vichy.

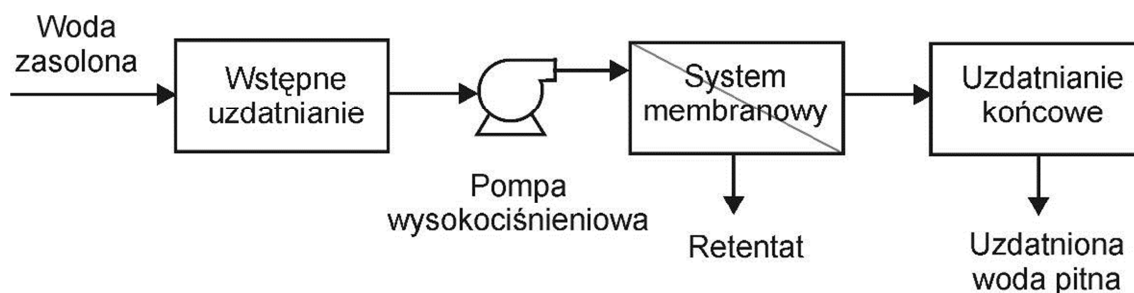
Szerokie spektrum możliwości wykorzystania istnieje również dla wód charakteryzujących się w stanie naturalnym mineralizacją od ok. 4,0 do 7,0 g/dm³. Znaczący udział w nich chlorku sodowego, a także związków wapnia, jodków i często również kwasu metakrzemowego, wykazuje korzystne oddziaływanie biochemiczne w kontakcie zewnętrznym (skóra i błony śluzowe). Takie wody mogą być stosowane bez rozcieńczania do inhalacji dróg oddechowych i płukań nosa oraz jamy ustnej w celu rozluźnienia i usunięcia

śluzu oraz łagodzenia stanów zapalnych. Działania związane z wykorzystaniem wód termalnych w tym kierunku podejmuje Uzdrowisko Uniejów w Uniejowie.

Z kolei wody niskozmineralizowane, ale wykazujące zawartości jodków powyżej 1 mg/dm³ są odpowiednie do stosowania w formie kąpieli w wannach. Poza zastosowaniem w kosmetologii, wody termalne cechujące się podwyższoną zawartością fluorków, mogą być stosowane w profilaktyce próchnicy zębów, a w przypadku podwyższonego stężenia jodków, również jako roztwór odpowiedni do płukania gardła i jamy ustnej.

Ogólna mineralizacja wód termalnych, z przewagą stężenia chlorku sodowego, wskazuje na ich przydatność głównie do kąpieli zarówno indywidualnych w wannach, jak też basenach rekreacyjnych lub rehabilitacyjnych, na co wskazano w poprzednim rozdziale. Współobecne związki krzemu i jodu mogą wzmacniać działanie, zwłaszcza na skórę, co znajduje odzwierciedlenie w zabiegach upiększających ciało, typu SPA.

W rozpatrywanych wariantach zagospodarowania wód, również w przypadku wód zaliczonych do grupy I (wody słodkie), jak również grupy II (wody słonawe), istnieje możliwość zastosowania technik membranowych, które umożliwiają pozyskanie na bazie wód termalnych skoncentrowanych roztworów (koncentratu/retentatu) oraz wody niskozmineralizowanej, która może być wykorzystywana jako woda przeznaczona do spożycia, celów gospodarczych, ale również technologicznych – jako woda sieciowa, do dystrybucji ciepła geotermalnego [281] [278] [279]. Koncentrat ten, podobnie jak naturalne wody termalne, ale o wyższym zasoleniu, może być użytecznym produktem, wykorzystywanym w kosmetologii, do inhalacji dróg oddechowych i płukań nosa oraz jamy ustnej w celu rozluźnienia i usunięcia śluzu oraz łagodzenia stanów zapalnych, czy też kąpieli w wannach, rehabilitacji. Na Rys. 63, zaprezentowano schemat technologiczny zatężania wód termalnych z grupy I i II. Wyniki szczegółowych badań zrealizowanych na instalacji przemysłowej z wykorzystaniem wód termalnych pozyskanych z istniejących ujęć: Bańska IG-1 (wody podhalańskiego systemu geotermalnego), Bańska PGP-1 i Bańska PGP-3 (wody z podhalańskiego systemu geotermalnego, zmieszane wody z dwóch ujęć), Uniejów PIG/AGH-2 (wody kredy dolnej Niżu Polskiego), Mszczonów IG-1 (wody kredy dolnej Niżu Polskiego), Kleszczów GT-1 (wody jury dolnej Niżu Polskiego), omówione zostały w pracach [282] [279].



Rys. 63. Schemat koncepcyjny systemu załęzania wód nisko zmineralizowanych (grupa III i IV) [278] [279]

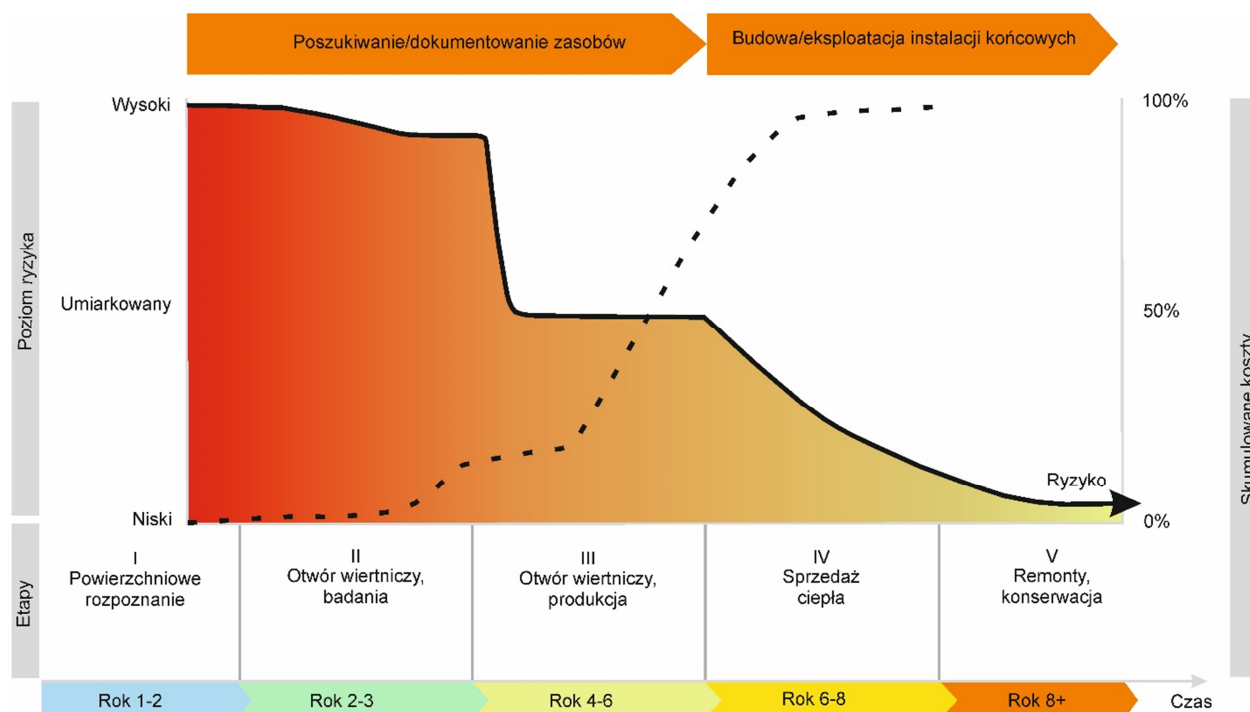
Wykorzystanie wód termalnych w celach kosmetycznych, zawsze wymaga bardzo wnikliwej analizy wód w kontekście składników nieorganicznych, ale również radiologicznych. Podwyższone stężeń substancji toksycznych, w tym metali ciężkich oraz radionuklidów, ogranicza możliwość stosowania wód drogą inhalacji.

Abstrahując od możliwości szerokiego wykorzystania wód termalnych w kosmetologii, wody te, bogate w potas i mikroelementy, takie jak Li, Sr, B, Br, I oraz krzemionkę, w wielu regionach świata wykorzystywane są celem ekstrakcji różnego związków, pierwiastków [283] [284] [279]. Szczególnie cennym mikroelementem jest bor, jednakże jego odzysk wymaga znacznego zagęszczenia roztworu, czyli zawartości w koncentracie na poziomie kilkuset mg/l. Dodanie kwasu solnego do nasyczonego roztworu boraksu, pozwala na wytrącenie kwasu borowego $B(OH)_3$ z wody [285]. Krystalizuje on w postaci miękkich, perłowo białych trójskośnych kryształów. Kwas borowy jest stosowany jako nawóz, środek do impregnacji drewna, łagodny środek dezynfekujący również jako konserwant [278]. Odzyskiwanie boraksu i kwasu borowego, z wód termalnych prowadzone jest na skalę przemysłową we Włoszech [286] [283]. Rocznie, w Lardarello (Toskania) z wód termalnych wytwarza się 50 tys. ton kwasu borowego i 12 tys. ton boraksu [287].

6.2. Analiza ryzyka przedsięwzięć geotermalnych

W Polsce pomimo perspektywicznej bazy zasobowej oraz zainteresowania Państwa, inwestorów, jak i odbiorców, geotermia boryka się z pewnymi barierami rozwoju [288]. Jednym z ważniejszych hamulców rozwoju geotermii w naszym kraju jest brak funduszu ubezpieczenia ryzyka geologicznego. W przypadku projektów geotermalnych analiza kosztów inwestycyjnych, jak i ryzyka pokazują, że finansowanie fazy poszukiwawczej jest jedną z ważniejszych barier rozwoju tychże projektów. Podczas fazy poszukiwawczej ryzyko jest wysokie, a koszty znaczące (np. koszty związane z przeprowadzeniem badań geofizycznych). Wynika to z faktu, że występowanie i jakość zasobów geotermalnych można udowodnić jedynie po wykonaniu pierwszego otworu wiertniczego, co wiąże się na ogół z wysokimi kosztami (Rys. 64).

W miarę postępu w zaawansowaniu projektu obniżają się zarówno krzywe ryzyka, jak i nakłady inwestycyjne, jakkolwiek pozostaje nadal długoterminowe ryzyko pogorszenia parametrów eksploatacyjnych w trakcie pracy systemu. Specyficzny profil ryzyka oraz skoncentrowane zapotrzebowanie na kapitał inwestycyjny stanowią największe wyzwania dla finansowania projektów geotermalnych. Z tych względów potrzebne są stosowne narzędzia finansowe.



Rys. 64. Konceptyjny model przedstawiający ryzyko i koszty na różnych etapach rozwoju projektu geotermalnego (na podst: Geothermal Handbook – ESMAP, – zmodyfikowane)

Ryzyko związane z pozyskaniem energii geotermalnej możemy podzielić na:

1. Ryzyko geologiczne na etapie poszukiwania i udokumentowania złoża:
 - a) do celów ciepłowniczych – związane z poziomem rozpoznania geologicznego i hydrogeologicznego, głębokość występowania złóż wód termalnych, dokładność oszacowania temperatury, wydajności ujęcia;
 - b) do celów rekreacyjnych i balneoterapeutycznych – wielkość mineralizacji, skład fizykochemiczny wód, w tym zawartości składników swoistych oraz
 - c) do odzysku składników mineralnych (koncentratów itp.), pierwiastków ziem rzadkich itp. – ryzyko nie uzyskania oczekiwanych parametrów eksploatacyjnych i składu fizykochemicznego;
2. Ryzyko na etapie eksploatacji złoża – ryzyko związane z możliwościami pogorszenia parametrów złożowych w trakcie eksploatacji ujęcia, mogące mieć wpływ na nieprzewidziany wzrost nakładów finansowych na przywrócenie stabilności parametrów eksploatacyjnych oraz ryzyko pogorszenia rentowności przedsięwzięcia. W skrajnych przypadkach ryzyko zmiany przeznaczenia lub likwidacji ujęcia – dotyczy 1a, b, c.

Ocena ryzyka związanego z realizacją projektów geotermalnych jest jednym z kluczowych elementów międzynarodowej klasyfikacji zasobów geotermalnych **UNFC-2009**.

6.2.1. Główne cele i zastosowanie klasyfikacji UNFC-2009 w geotermii

Zasadniczym celem klasyfikacji jest ujednolicenie istniejących krajowych systemów i kryteriów oceny zasobów oraz umożliwienie porównywania według jednolitych zasad różnych istniejących klasyfikacji. Wprowadzenie spójnych zasad w ramach UNFC-2009 oraz ujednolicenie sposobu raportowania zasobów i rezerw energetycznych, z uwzględnieniem standardów sprawozdawczości finansowej wykorzystywanych w przemyśle i korporacjach ułatwi współpracę z instytucjami działającymi w otoczeniu projektów geotermalnych, w tym z bankami oraz firmami ubezpieczeniowymi.

Międzynarodowa, ramowa klasyfikacja złóż kopalin i zasobów mineralnych (UNFC-2009) jest systemem klasyfikacji/oceny zasobów i rezerw energetycznych oraz mineralnych, której stosowanie zostało zalecone przez Europejski Komitet Ekonomiczno-Społeczny (ECOSOC¹) na 42 posiedzeniu (decyzja 2004/233² z 16.07.2004). UNFC-2009 jest uproszczoną wersją klasyfikacji UNFC-2004, do której, w celu ułatwienia jej stosowania, wprowadzono szereg niezbędnych korekt.

Ramowa Międzynarodowa Klasyfikacja kopalin energetycznych i zasobów mineralnych UNFC-2009 (UNECE, 2013) została zatwierdzona przez Komitet na rzecz Zrównoważonej Energetyki Europejskiej Komisji Gospodarczej Organizacji Narodów Zjednoczonych na jej osiemnastej sesji, w listopadzie

¹ United Nations Economic and Social Council (ECOSOC)

² [http://www.un.org/en/ecosoc/docs/2004/decision 202004-233.pdf](http://www.un.org/en/ecosoc/docs/2004/decision%202004-233.pdf)

2009 roku (decyzja ECE/Energia/80 §21 (g)). Wytyczne dotyczące stosowania UNFC-2009 zostały zatwierdzone przez Komisję Europejską na 22 sesji, w listopadzie 2013 roku i są dostępne jako publikacja Europejskiej Komisji Gospodarczej (UNECE) – ECE Energy no 42 (UNECE, 2013).

Klasyfikacja UNFC-2009 wyróżnia trzy zasadnicze kategorie zasobów na podstawie trzech kryteriów: oceny gospodarczej (E – *economic*), wykonalności projektu/stopnia zawansowania zagospodarowania złoża (F – *feasibility*) i stopnia geologicznego rozpoznania złoża (G – *geological*).

Dodatkowo zasoby E, F, G, w zależności od stopnia rozpoznania, dzieli się na klasy i subklasy oznaczone trójcyfrowymi symbolami (np. 3,4,1) [289]. Szczegółowy opis oraz definicje wyróżnionych kategorii i podkategorii w Międzynarodowej Ramowej Klasyfikacji Zasobów (UNFC-2009) przedstawiono w artykułach [290] [291]. Niestety klasyfikacja UNFC-2009 w zakresie geotermii nie została jeszcze wdrożona w Polsce.

6.2.2. Ryzyko geologiczne (związane z czynnikami takimi jak poziom rozpoznania geologicznego i hydrogeologicznego, temperatura, wydajność i mineralizacja, składniki swoiste oraz głębokość występowania złóż wód termalnych)

Każda struktura geologiczna, mimo iż mamy do czynienia z obiektem faktycznie istniejącym, z natury rzeczy musi być rozpatrywana jako formacja, która obarczona jest niepewnością. Zadaniem geostatystycznych metod szacowania ryzyka jest określenie w jakim zakresie, przyjęty przez nas model bazowy może różnić się od faktycznie istniejącej sytuacji geologicznej. W postaci najbardziej ogólnej ryzyko można zdefiniować jako prawdopodobieństwo wystąpienia pewnych niepożądanych zdarzeń [292].

Ryzyko jest miarą niepewności, więcej niepewności w szacowaniu parametrów oznacza większe ryzyko i odwrotnie. Ryzyko geologiczne jest odwrotnie proporcjonalne do stopnia rozpoznania struktury w większości przypadków [292]. Mogłoby się wydawać, że jest tak zawsze, iż z biegiem czasu zwiększenie ilości danych geologicznych, geofizycznych oraz produkcyjnych sprawia, że niepewność zmniejsza się. Nie jest to jednak regułą. W przypadku, gdy zasób danych zostaje powiększony o elementy komplikujące sytuację geologiczną badanego obszaru (np. wykartowane nowe uskoki) ryzyko zwiększa się mimo większej bazy danych [293]. Należy również zaznaczyć, że wg wielu autorów [294] [295] [296] [297], 75% niepewności zasobów związane jest z budową strukturalną oraz właściwościami geologicznymi takimi jak: odwzorowanie parametrów uskoków czy poprawność konwersji czasowo głębokościowej. Dlatego też poprawne odwzorowanie budowy struktury geologicznej jest kluczowym elementem w szacowaniu jej pojemności. Stąd też spośród wielu czynników ryzyka geologicznego, możemy wydzielić dwie zasadnicze grupy, do których należy podchodzić w odrębny sposób. Pierwsza

z nich, która została już wspomniana to ryzyko odwzorowania powierzchni strukturalnych. Druga grupa to elementy niepewności związane z parametrami petrofizycznymi decydującymi o własnościach pojemności skał oraz mediami wypełniającymi pory tejże skały.

6.2.2.1. Ryzyko odwzorowania powierzchni strukturalnych

Analizę ryzyka odwzorowania powierzchni strukturalnych można dokonać wykorzystując specjalistyczne oprogramowanie do trójwymiarowych modelowań geologicznych. Analizuje się tu ryzyko związane wyłącznie z procesem modelowania powierzchni strukturalnych budujących osnowę geometryczną modelu. Proces polega na stworzeniu bazowej wersji powierzchni strukturalnych, a następnie wykorzystanie procedury Uncertainty Analysis do obliczenia alternatywnych, stochastycznych wariantów powierzchni. Stochastycznie oceniane ryzyko jest obliczane z wykorzystaniem równania:

$$S_r = S_{bc} + U1_s \times U_{sgs} \quad (\text{wzór 18.})$$

gdzie:

S_r - obliczony wariant powierzchni (*surface realization*);

S_{bc} - wejściowa powierzchnia obliczana w sposób deterministyczny;

$U1_s$ - błąd głębokości wynoszący 1 odchylenie standardowe (s) - może być powierzchnią lub wartością stałą;

U_{sgs} - powierzchnia obliczona algorytmem Sequential Gaussian Simulation (średnia = 0, $s = 1$, jej odchyłka od powierzchni wejściowej w miejscu występowania danych wejściowych wynosi 0).

Opracowane modele stochastyczne cechują się pełną zgodnością z danymi wejściowymi (interpretacje sejmiki i odwierty), natomiast w strefach nie kontrolowanych danymi wykazują odchyłkę od modelu zamykającą się w granicach odchylenia standardowego.

6.2.2.2. Ryzyko przestrzennej dystrybucji parametrów petrofizycznych

Analiza ryzyka przestrzennej dystrybucji parametrów petrofizycznych polega na obliczaniu alternatywnych wariantów modeli 3D. Punktem odniesienia do określenia ryzyka geologicznego szacowania zasobów jest model bazowy, tzw. Base Case lub też Best Guess. Jest on definiowany jako aktualnie najlepszy, uważany za najbardziej wiarygodny według aktualnie osiągalnych danych oraz posiadanej wiedzy model geologiczny. Ideą analizy ryzyka jest sprowadzenie wszystkich zmiennych modelu do wspólnego układu odniesienia jakim jest np. wynik określający zasoby. Wynikiem obliczenia zasobów jest model trójwymiarowy zasobów, a elementami składowymi

poszczególne modele 3D o zdefiniowanych wartościach w każdej trójwymiarowej komórce.

Modele zmiennych parametrycznych biorących udział w określeniu zasobów budowane są w dwojaki sposób. Jeśli używamy wartości stałych przypisanych do komórek modelu, należy określić zakres zmienności tego parametru oraz charakter jego rozkładu. W przypadku bardziej dokładnych modeli parametrycznych, gdzie wykorzystywana jest geostatystyczna analiza danych, tworzy się alternatywne modele wykorzystując algorytmy stochastyczne (np. SGS) różniące się od siebie przestrzennym rozkładem parametru, jednakże o takich samych parametrach statystycznych.

Proces modelowania oraz obliczania zasobów na podstawie obliczonych modeli jest automatycznie powtarzany w pętli aż do osiągnięcia wyznaczonej wartości próbkowania. Nad losowością próbkowania czuwa zwykle algorytm Monte Carlo. Każdorazowo, zmienia się wartość każdego z modelowanych parametrów, a co za tym idzie zmienia się również wartość zasobów. Wynikiem analizy jest szereg alternatywnych wartości zasobów obliczonych na podstawie realnych modeli. Wyniki modelowań obrazowane są na histogramach oraz wykresach tornado zwykle w odniesieniu do modelu bazowego.

Nie da się ukryć, iż proces obliczania zasobów w ten sposób jest bardzo czasochłonny, nie mniej jednak otrzymany wynik jest modelem 3D, a nie pojedynczą wartością. Wiarygodność takich modeli oraz ich przydatność w późniejszych etapach prac jest nieoceniona.

6.2.2.3. Analiza wrażliwości

Analizę ryzyka geologicznego wykonuje się, gdy elementy niepewności nie wpływają na siebie wzajemnie. W przypadku, gdy elementy niepewności w jakiś sposób są ze sobą związane należy zastosować dodatkowo analizę wrażliwości.

Analiza wrażliwości polega na obliczaniu zasobów w podobny sposób, jak ma to miejsce w analizie ryzyka, z tą różnicą, iż modeluje się sekwencyjnie poszczególne parametry zmieniając ich wartości równocześnie pozostawiając pozostałe parametry na poziomie modelu bazowego. W ten sposób zostaje określony wpływ poszczególnych elementów na wartość zasobów.

Niestety w ramach niniejszego projektu nie było możliwości przeprowadzenia przestrzennej analizy ryzyka geologicznego. Regionalny charakter opracowania, nie uwzględniający konstrukcji lokalnych modeli trójwymiarowych wymusił wykonanie obliczeń punktowych dla wyznaczonych centroid lokalizacji. Detaliczne spojrzenie na poszczególne lokalizacje, wraz ze stworzeniem lokalnych trójwymiarowych modeli geologicznych z pewnością wniosłoby wiele korzyści w rozpoznaniu potencjału geotermalnego (i nie tylko) wybranych gmin. Lokalna reambulacja powierzchni strukturalnych wzbogacona o dane sejsmiczne umożliwiłaby przeprowadzenie analizy ryzyka odwzorowania

powierzchni strukturalnych, a wspomniane modele pozwoliłyby przeprowadzić analizę ryzyka przestrzennej dystrybucji parametrów petrofizycznych.

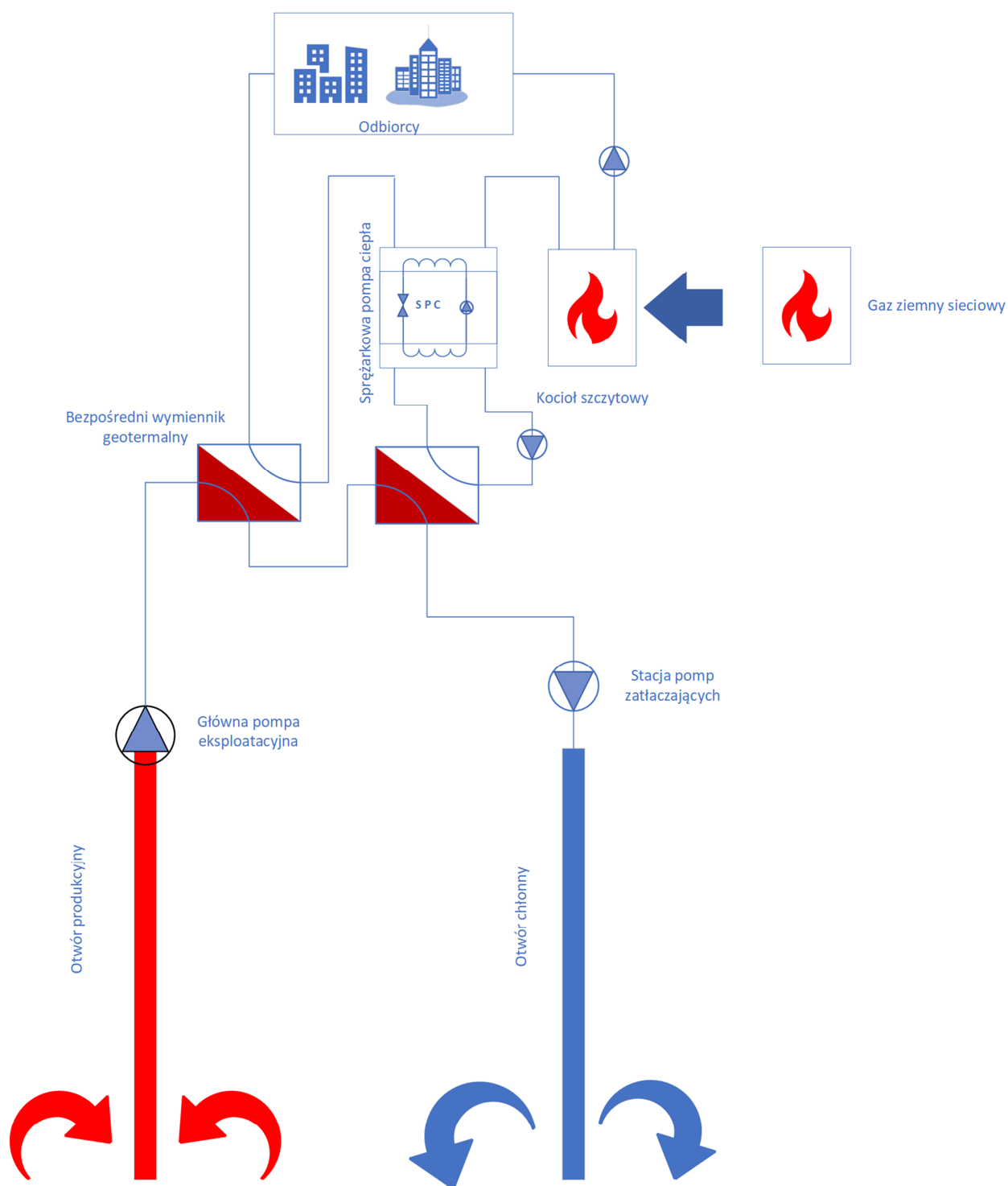
6.2.3. Wpływ ryzyka niedotrzymania zakładanych parametrów złożowych na efekty pracy powierzchniowej instalacji systemu geotermalnego

Ocena ryzyka niedotrzymania zakładanych parametrów ujęcia geotermalnego na osiągane efekty energetyczne jest zadaniem możliwym do wykonania w sposób ilościowy tylko w konkretnym przypadku. Wymaga to zarówno wstępnego określenia parametrów ujęcia geotermalnego, jak i określenia charakterystyki odbiorcy oraz wyboru technologii wykorzystywanych przez źródło energii. Główne parametry wpływające na efekty energetyczne geotermalnego źródła energii, obarczone niepewnością ze strony geologicznej, to wydajność otworu geotermalnego, temperatura złożowa, położenie zwierciadła statycznego i depresja. Skład fizykochemiczny płynu geotermalnego również wpływa na koszty pozyskania energii.

Wysoka mineralizacja wymusza stosowanie zatłaczania płynu do złoża. Wytrącanie substancji rozpuszczonych w wodzie, na skutek zmian temperatury i ciśnienia, powodować może kolmatację strefy złożowej oraz korozję elementów instalacji. Największa niepewność osiągnięcia parametrów zakładanych wiąże się najczęściej z wydajnością ujęcia i poziomem zwierciadła dynamicznego. Pamiętać należy przy tym, że wydajność wpływa również na temperaturę głowicową, a właśnie ona jest kluczowa dla osiąganych efektów energetycznych (szerzej była o tym mowa w rozdziale 6).

Poniżej przeanalizowano studium przypadku ujęcia cechującego się dobrymi warunkami złożowymi możliwymi do osiągnięcia w analizowanej strefie. Schemat systemu przedstawia Rys. 65. Zakładając, że dysponujemy ujęciem geotermalnym cechującym się dobrymi parametrami możliwymi do osiągnięcia na Niżu Polskim, tj. wydajność 80 m³/h i temperatura złożowa 84°C, a wodę termalną pozyskano z głębokości ok. 2,8 km, wykorzystując model matematyczny geotermalnego systemu ciepłowniczego określono harmonogram pokrycia potrzeb cieplnych odbiorcy.

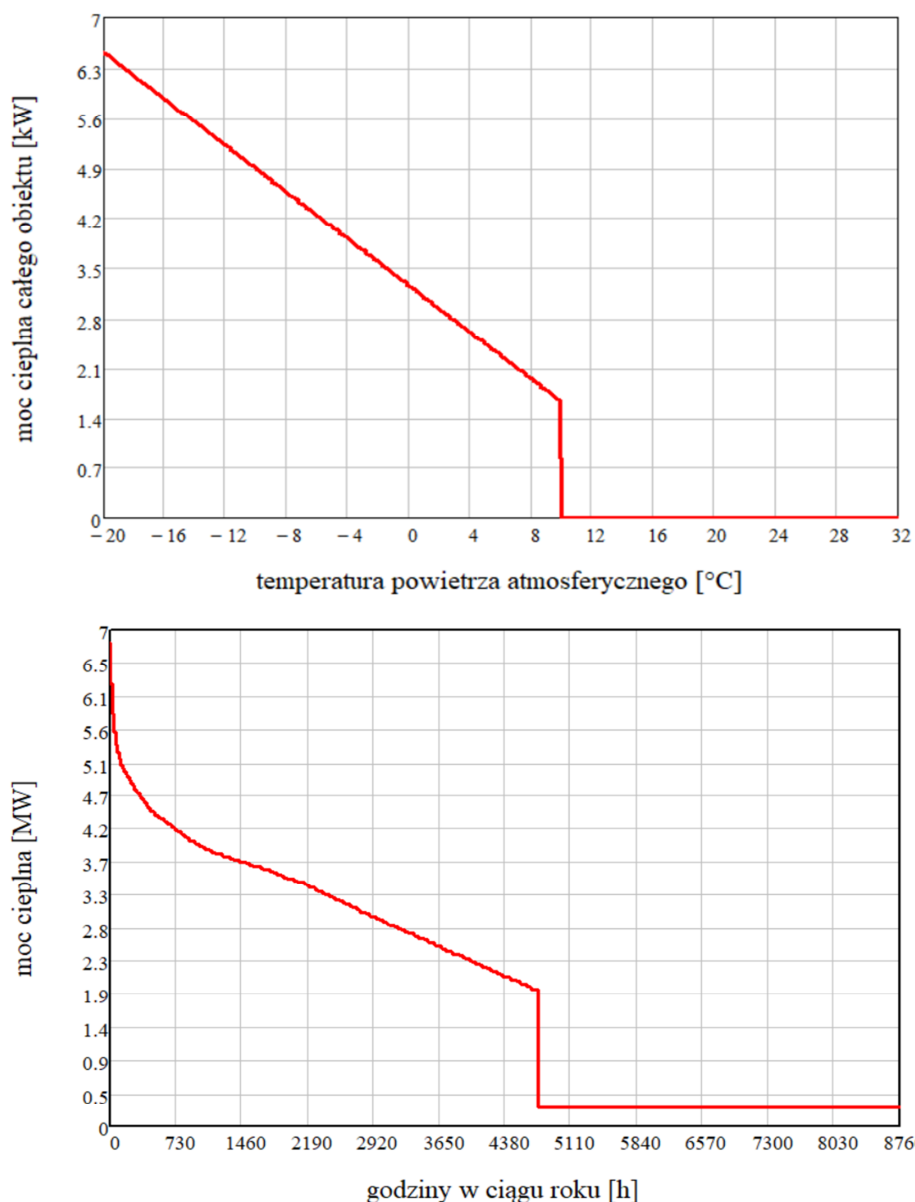
Założono, że źródło energii składać się będzie (Rys. 65) z bezpośredniego wymiennika pozyskującego energię geotermalną (podgrzewa on wodę powrotną obiegu ciepłowniczego), pomp ciepła (wykorzystujących wodę termalną po wymienniku bezpośrednim, pompy charakteryzowały się maksymalną osiąganą temperaturą wody sieciowej na wyjściu ze skraplacza 80°C) i gazowych kotłów szczytowych (dogrzewających wodę siecią do parametrów wymaganych przez odbiorcę).



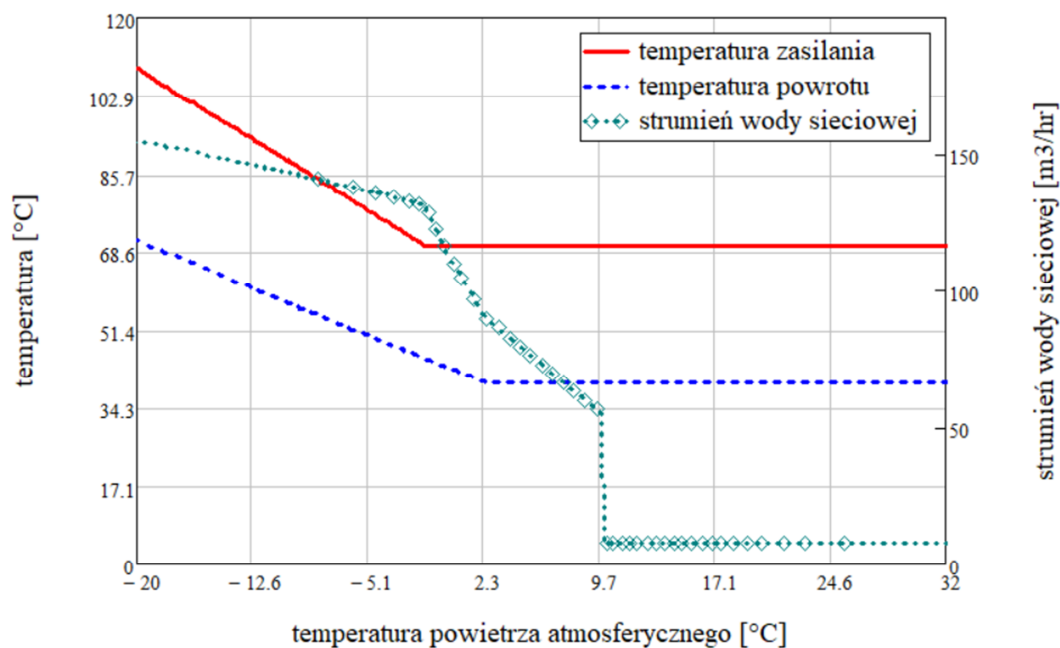
Rys. 65. Schemat analizowanego systemu energetycznego (SPC – sprężarkowa pompa ciepła)

Odbiorca którego źródło energii potrzeby zabezpiecza cechuje się zapotrzebowaniem na moc maksymalną na poziomie 6,8 MW i zapotrzebowaniem na energię 60 TJ/rok. Krzywa sterowania mocą dostarczoną zaprezentowana jest na Rys. 67, a krzywa zapotrzebowania na moc całkowitą na Rys. 66. System ciepłowniczy zaprojektowany jest dla parametrów 110/70°C w zimie i 70/40°C w lecie (ciepła woda użytkowa).

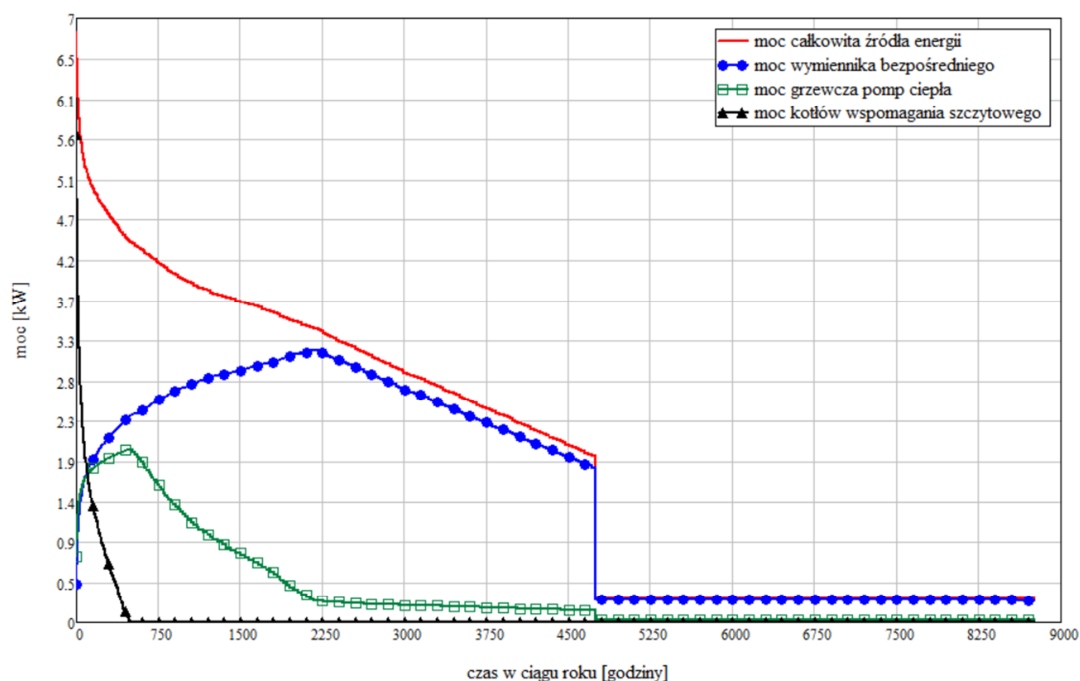
Odbiorcy energii są zatem wyposażeni w standardowe instalacje grzewcze zaprojektowane dla parametrów 90/70°C. Obiekt zdefiniowany jest w III-ciej strefie klimatycznej wg PN-EN-12831. Następnie przeprowadzono obliczenia, których celem było określenie wpływu nieotrzymania parametrów zakładanych na ilość energii wytwarzanej w poszczególnych źródłach (Rys. 65), analizowano przypadek osiągnięcia: mniejszej wydajności od zakładanej o 10% (Rys. 69) i 20% (Rys. 70), większej wydajności o 10% (Rys. 71) i 20% (Rys. 72) oraz niższej (Rys. 73) i wyższej (Rys. 74) o 10% temperatury złożowej. Wyniki obliczeń zestawiono w Tab. 20.



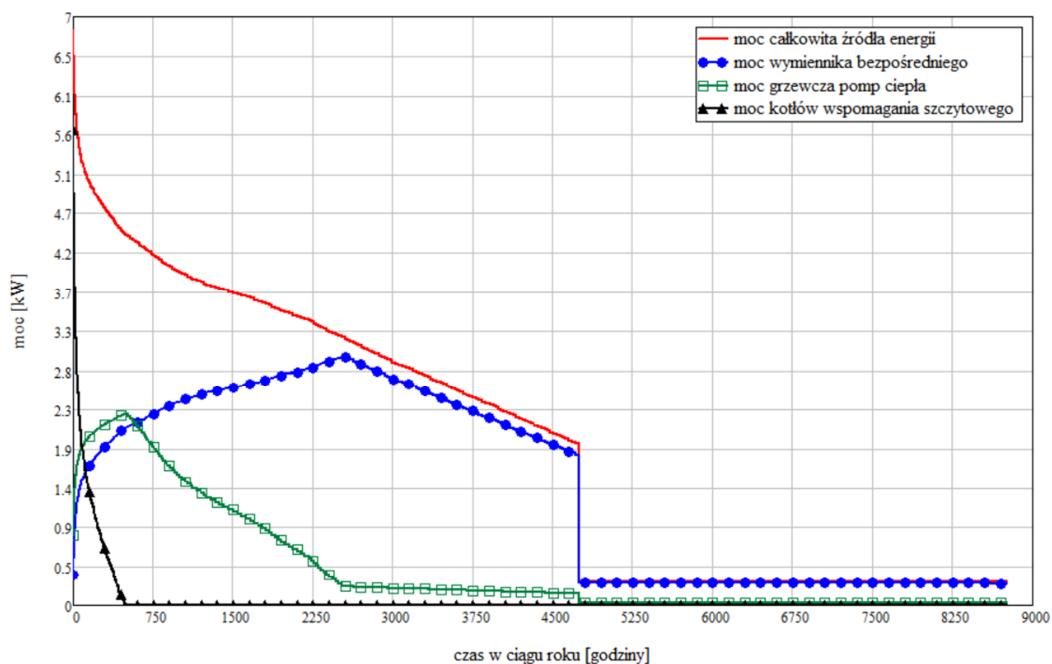
Rys. 66. Krzywa zapotrzebowania na moc grzewczą dla analizowanego odbiorcy o charakterze obiektów komunalnych w funkcji temperatury powietrza atmosferycznego i czasu w ciągu roku



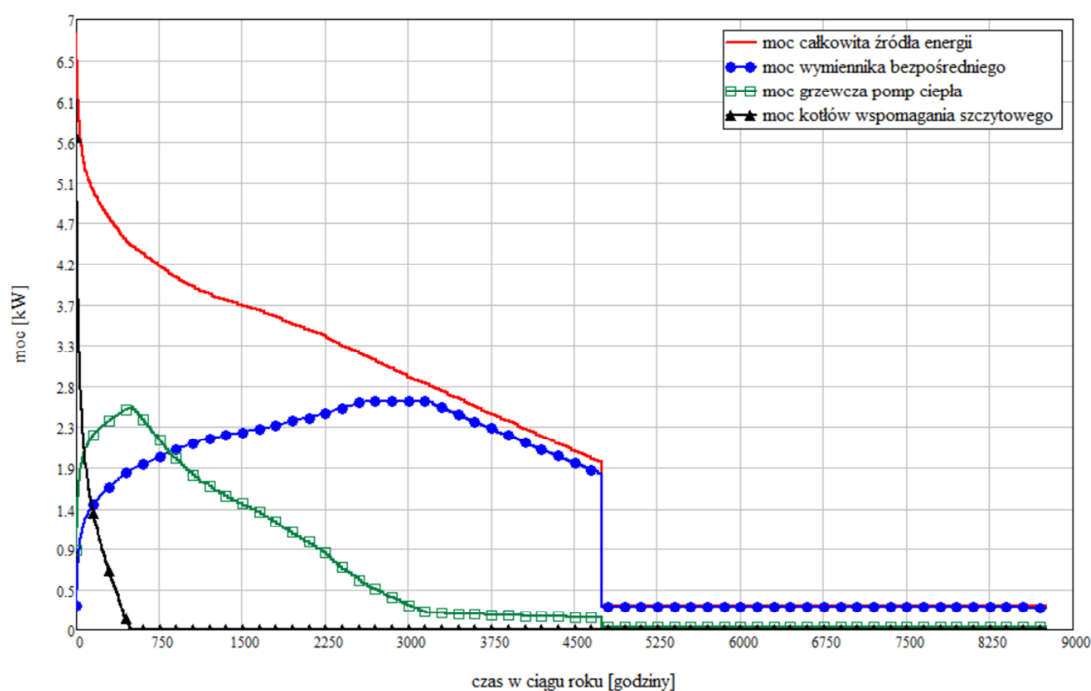
Rys. 67. Krzywa sterowania mocą dostarczoną dla odbiorcy o charakterze obiektu komunalnego



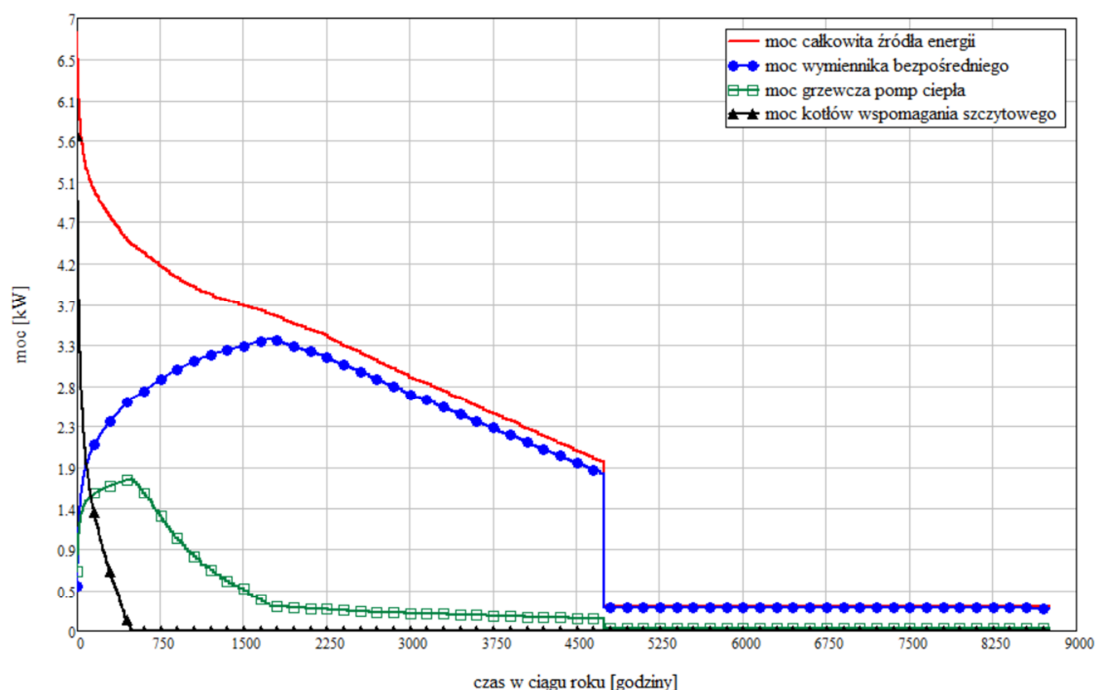
Rys. 68. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariantcie osiągnięcia parametrów zakładanych



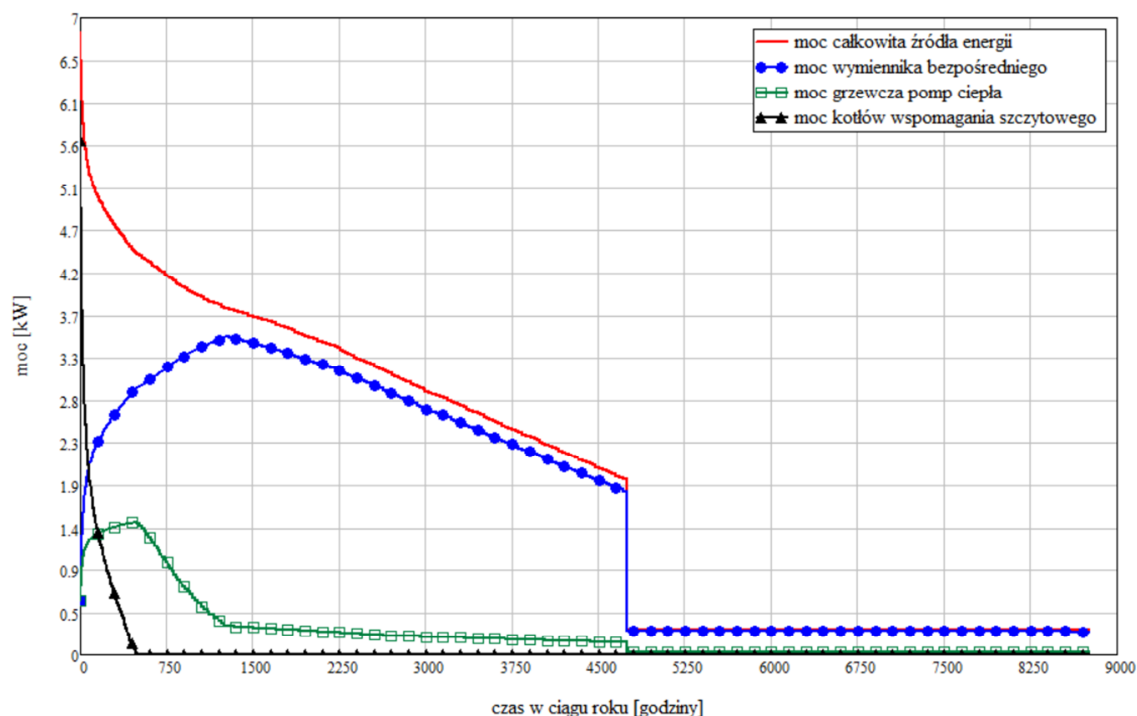
Rys. 69. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariancie osiągnięcia wydajności ujęcia o 10% mniejszej od parametrów zakładanych



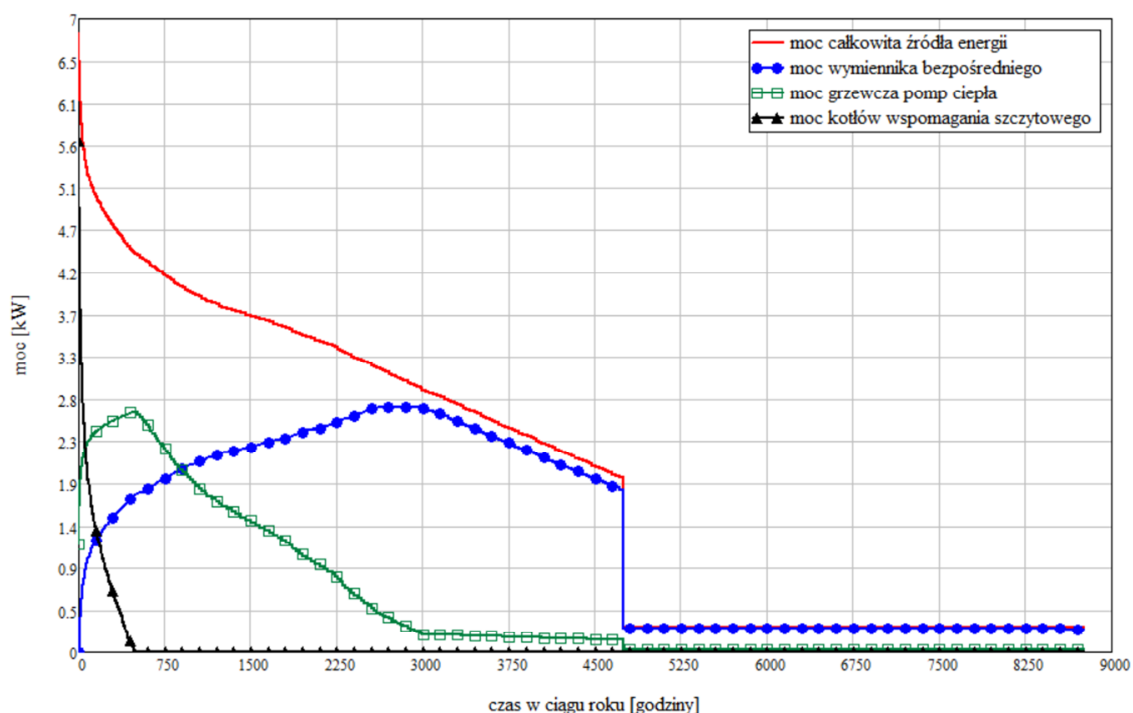
Rys. 70. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariancie osiągnięcia wydajności ujęcia o 20% mniejszej od parametrów zakładanych



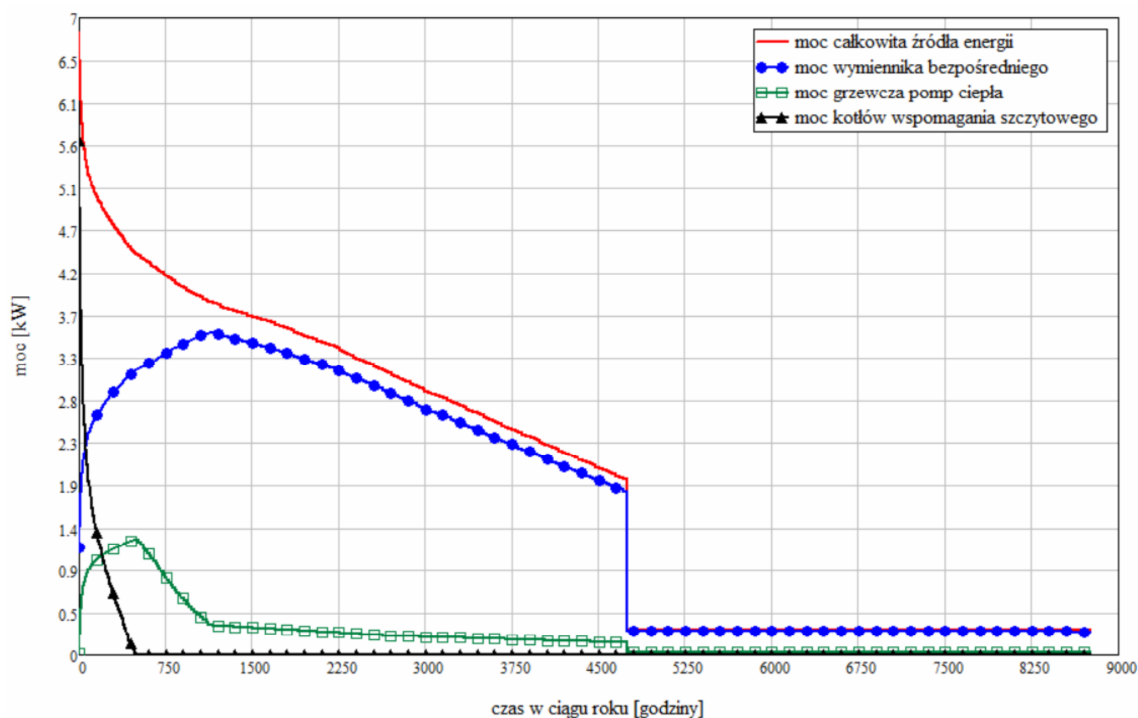
Rys. 71. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariancie osiągnięcia wydajności ujęcia o 10% większej od parametrów zakładanych



Rys. 72. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariancie osiągnięcia wydajności ujęcia o 20% większej od parametrów zakładanych



Rys. 73. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariantcie osiągnięcia temperatury złożowej o 10% mniejszej od parametrów zakładanych



Rys. 74. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariantcie osiągnięcia temperatury złożowej o 10% wyższej od parametrów zakładanych

Tab. 20. Zestawienie ilości energii wytworzonej w poszczególnych wariantach analizujących wpływ nieotrzymania parametrów zakładanych na efekty pracy systemu geotermalnego.

Wariant dotyczący rozbieżności między parametrami zakładanymi i otrzymanymi	Energia pozyskana w wymienniku bezpośrednim [TJ/rok] / Zmiana procentowa w stosunku do parametrów zakładanych [%]	Energia wytworzona przez pompy ciepła [TJ/rok] / Zmiana procentowa w stosunku do parametrów zakładanych [%]	Energia wytworzona przez kotły szczytowe [TJ/rok] / Zmiana procentowa w stosunku do parametrów zakładanych [%]
Osiągnięto parametry zakładane (80 m ³ /h i 84°C)	46,7 / 0	11,3 / 0	2,0 / 0
Wydajność ujęcia mniejsza od zakładanej o 10% (72 m ³ /h i 84°C)	44,2 / -5,4	13,8 / 22,1	2,0 / 0
Wydajność ujęcia mniejsza od zakładanej o 20% (64 m ³ /h i 84°C)	41,0 / -12,2	17,0 / 50,4	2,0 / 0
Wydajność ujęcia większa od zakładanej o 10% (88 m ³ /h i 84°C)	48,8 / 4,5	9,2 / -18,2	2,0
Wydajność ujęcia większa od zakładanej o 20% (96 m ³ /h i 84°C)	50,3 / 7,7	7,7 / -31,9	2,0
Temperatura złożowa mniejsza od zakładanej o 10% (80 m ³ /h i 76,6°C)	40,8 / -12,6	17,2 / 52,2	2,0
Temperatura złożowa większa od zakładanej o 10% (80 m ³ /h i 92,4°C)	51,9 / 11,1	6,1 / -46,0	2,0

Z zestawionych w Tab. 20. ilości energii i wykresów prezentujących pokrycie potrzeb odbiorcy (od Rys. 66. do Rys. 74.) wynika, że wzrost strumienia i temperatury ponad wartości pierwotnie zakładane powoduje wzrost ilości energii pozyskiwanej na bezpośrednim wymienniku geotermalnym i spadek ilości energii wytwarzanej przez pompy ciepła. Osiągnięcie parametrów ujęcia geotermalnego gorszych od zakładanych, powoduje wzrost ilości energii wytwarzanej przez pompy ciepła i spadek ilości energii pozyskanej w sposób bezpośredni.

Ilość energii wytwarzanej przez kotły wspomagania szczytowego pozostaje na stałym poziomie. Świadczy to o tym, że kotły wspomagania szczytowego pełnią w analizowanym przypadku jedynie rolę szczytowego źródła energii, dostarczającego mocy w zakresie temperatur, którego nie są w stanie osiągnąć pompy ciepła i wymiennik bezpośredni. Możliwość przekazania mocy wodzie obiegu ciepłowniczego ogranicza w przypadku tych źródeł temperatura.

7. Analiza geośrodowiskowych i ekonomicznych uwarunkowań optymalnego wykorzystania wód i energii geotermalnej dla ciepłownictwa i zastosowań uzupełniających

7.1. Rekomendacje w zakresie sposobu wykorzystania zasobów geotermalnych dla perspektywicznych lokalizacji

Efektem pierwszego etapu realizacji prac przeprowadzonych w ramach projektu było wytypowanie 38 lokalizacji, dla których udział kosztów netto ujęcia w cenie wytworzenia energii wynosi poniżej 30 zł/GJ. Wskazuje to, że koszt wytworzonego ciepła z geotermii jest konkurencyjny wobec innych źródeł energii, w tym węgla, gazu ziemnego i oleju opałowego, stwarzając możliwość na ekonomicznie uzasadnioną budowę instalacji geotermalnej w danej lokalizacji. Analizy wykazały, że w przypadku 32 spośród 38 lokalizacji wystarczająco korzystne parametry hydrogeologiczne i geotermiczne charakteryzują ujęcia wód termalnych zbiornika jury dolnej, natomiast w 17 lokalizacjach dotyczą hydrotermalnego zbiornika kredy dolnej. W efekcie przeprowadzonych konsultacji pomiędzy ekspertami AGH i PIG-PIB podjęto decyzję, że lista lokalizacji, spełniających wyżej wymienione kryterium zostanie rozszerzona. **Opracowano w związku z tym metodykę oceny i walidacji lokalizacji w oparciu o jednoczesną analizę wskaźników opisujących zarówno parametry geologiczne, hydrogeologiczne, złożowe, jak i środowiskowe, infrastrukturalne wraz z elementami oceny ryzyka geologicznego związanego z uzyskaniem spodziewanych parametrów ujęć wód geotermalnych.**

Opracowana metodyka była przedmiotem dyskusji pomiędzy ekspertami PIG-PIB i AGH w trakcie spotkania roboczego, które odbyło się 7 października 2019 r. w Krakowie. Podjęto decyzję, aby analizie (pierwotnie, jako wynik pierwszego etapu prac - 38) poddać 81 lokalizacji z czego w 75 jako perspektywiczny wskazano zbiornik jury dolnej (J1), a w 49 lokalizacjach zbiornik kredy dolnej (K1).

7.1.1. Analiza parametrów ilościowych i jakościowych oraz metodyka oceny parametrycznej dla wskazanych lokalizacji nowych ujęć wód termalnych

Wykorzystanie energii geotermalnej jest determinowane przez szereg czynników, do których możemy zaliczyć: warunki geologiczne i hydrogeologiczne, parametry złożowe oraz właściwości fizyczne i chemiczne wody termalnej, efektywność rozwiązań technicznych i technologicznych, struktura odbiorców ciepła, konkurencyjność ekonomiczna inwestycji i szereg innych.

W celu oceny „atrakcyjności” perspektywicznych lokalizacji, potencjalnych ujęć wód termalnych dla interesujących nas zastosowań: ciepłownictwo, rekreacja, balneoterapia, kosmetologia oraz odzysk substancji i koncentratów mineralnych, skonstruowano syntetyczny model parametryczny, który powstał w oparciu o możliwości arkusza kalkulacyjnego Excel.

Głównym celem analizy było sporządzenie rankingu wytypowanych lokalizacji, w oparciu o wyniki pierwszego etapu prac. Dodatkowo, wyszczególniono oraz dokonano analizy jakościowej i ilościowej dodatkowych kryteriów tzw. otoczenia projektów geotermalnych, które mogą mieć istotny wpływ na wybór optymalnych, perspektywicznych ujęć wód termalnych na Niżu Polskim.

Reasumując wytypowane do analizy parametry można podzielić na 4 zasadnicze grupy, a mianowicie:

- parametry geologiczne i hydrogeotermalne,
- środowiskowe (zanieczyszczenie powietrza),
- infrastrukturalne i ciepłownicze,
- elementy ryzyka geologicznego (warunkującego uzyskanie przewidywanych parametrów hydrogeotermalnych złoża i eksploatacyjnych ujęcia wód termalnych).

W zależności od głównych kierunków zagospodarowania wód termalnych, tj. ciepłownictwa, balneoterapii oraz kosmetologii i innych, poszczególnym kryteriom przypisano wagi w zakresie od 0 – 100%, przy czym suma wag poszczególnych kryteriów w obrębie kierunków zagospodarowania kumulowała się do 100%. W uzupełnieniu powyższej reguły, przyjęta metodyka wymagała dokonania oceny poszczególnych parametrów, osobno dla każdej z 81 wskazanych lokalizacji (tj. 124 rekordy uwzględniając, że w niektórych lokalizacjach rozpatrywano zarówno potencjalny zbiornik K1, jak i J1).

Wszystkie analizowane parametry zostały ocenione z wykorzystaniem tej samej skali ocen, od 1 do 5, przy czym korzystny charakter danego parametru, podbijający ranking lokalizacji w zakresie konkretnego kierunku zagospodarowania (ciepłownictwo, etc.) odzwierciedlony był wysokimi wartościami wskaźnika np. 4 lub 5. Per analogiam, niskie wartości parametru obniżały ranking lokalizacji.

Jedynie w przypadku oceny „stanu zanieczyszczenia powietrza” należy zwrócić uwagę, że zły stan powietrza predestynuje daną lokalizację do zastosowania geotermii w celach ciepłowniczych, ograniczenie lub wyeliminowanie niskiej emisji (wartość parametru bliska „5”), podczas gdy ten sam „zły stan powietrza” negatywnie warunkuje budowę ośrodka balneoterapeutycznego/rekreacyjnego - kuracjusze oczekują komfortu czystego powietrza, a wartość parametru „stan zanieczyszczenia powietrza” powinien przyjmować wartości niskie (1, 2...).

Dla niektórych parametrów objętych analizą ocenę jakościową w skali 1 – 5 przeprowadzono przy zastosowaniu wartości progowych. Dla przykładu w przypadku oceny mineralizacji ogólnej wód termalnych do celów ciepłowniczych zastosowano wartości progowe równe: 3, 10, 40 i 100 g/dm³ i przypisano im w kolejnych przedziałach od 0-3 wartość 5, od 3-10 wartość 4, od 10-40 wartość 3, od 40-100 wartość 2, a powyżej 100 wartość 1.

Podobne zasady uwzględniające przyjęte specyficzne progi zastosowano przy ocenie parametrów temperatury głowicowej, mocy termicznej instalacji, liczby mieszkańców w rozpatrywanej lokalizacji (parametru warunkującego istnienie potencjalnego rynku odbiorców ciepła geotermalnego).

Wartości skumulowane rankingów (punktacja), osobno dla poszczególnych kierunków zagospodarowania (ciepłownictwo, balneoterapia, kosmetologia) są sumą średnich ważonych poszczególnych parametrów. Zastosowana metodyka pozwoliła na opracowanie 3 osobnych rankingów, dla ciepłownictwa, balneoterapii i kosmetologii, obejmujących wszystkie lokalizacje. Dodatkowo, suma rankingów (ciepłownictwo + balneoterapia + kosmetologia) pozwoliła wskazać najciekawsze lokalizacje dla zastosowania kaskadowego systemu zagospodarowania wód termalnych. **W konsekwencji, z zachowaniem jednolitych, obiektywnych kryteriów wytypowano 11 spośród 81 lokalizacji.** Listę kryteriów, parametrów granicznych oraz wag (wyrażonych w %) przyjętych do konstrukcji modelu rankingu lokalizacji instalacji geotermalnych przedstawiono w Tab. 21.

Tab. 21. Kryteria przyjęte do konstrukcji modelu rankingu lokalizacji instalacji geotermalnych.

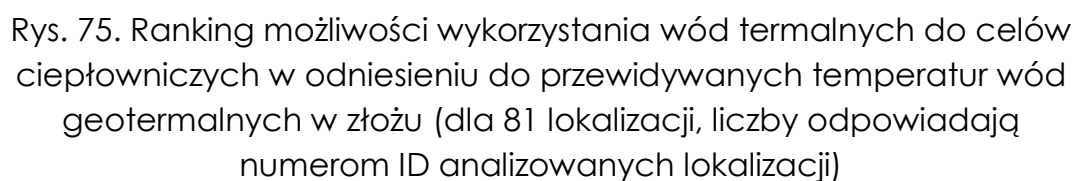
Kategoria parametrów	Parametry	Wartości progowe (waga %)		
		Ciepłownictwo	B+R	Inne
Geologiczne i hydrogeotermalne	Mineralizacja ogólna wód [g/dm ³]	3, 10, 40, 100 (5)	5 (5)	10 (40)
	Temperatura głowicowa [°C]	30, 45, 55, 70 (35)	-	-
	Moc geotermalna źródła [MW _t]	5 (10)	-	-
Środowiskowe	Stan powietrza	(5)	(10)	-
Infrastrukturalne i ciepłownicze	Liczba mieszkańców	10 000 (15)		
	Obecność infrastruktury (dojazd, baza noclegowa, etc.)	-	(10)	-
	Atrakcyjność turystyczna	-	(5)	(5)
	Dostępność sieci ciepłowniczej	TAK, NIE (10)	-	-
Elementy ryzyka geologicznego	Dostępność analiz fizykochemicznych wód	-	(60)	(45)
	Ryzyko uzyskania przewidywanych parametrów geotermalnych	(20)	(10)	(10)

C – ciepłownictwo

B – balneoterapia i/lub rekreacja

W zakresie oszacowania ryzyka uzyskania przewidywanych parametrów geotermalnych uwzględniono dostępność i możliwość wykorzystania informacji geologicznej na podstawie analizy dokumentacji istniejących otworów, w szczególności tych położonych w bezpośredniej bliskości rozpatrywanych lokalizacji. Uwzględniono tutaj przede wszystkim otwory zlokalizowane w odległości mniejszej niż 5 km, a w pozostałych przypadkach zdefiniowano tzw. otwory reperowe, które obok wykonanej 3D analizy strukturalno-parametrycznej, stanowiły podstawowe źródło informacji nt. występowania potencjalnych zbiorników geotermalnych w profilu geologicznym badanego rejonu. Powyższe dane stanowiły podstawę do konstrukcji przewidywanego profilu geologicznego dla wytypowanych lokalizacji. Profile te, wraz z krótkim opisem budowy geologicznej i hydrogeologicznej, ze wskazaniem potencjalnych zbiorników wód termalnych i spodziewanych parametrów złożowych zamieszczono w oddzielnych prospektach dla poszczególnych lokalizacji (prospekty zostały dołączone do niniejszego opracowania).

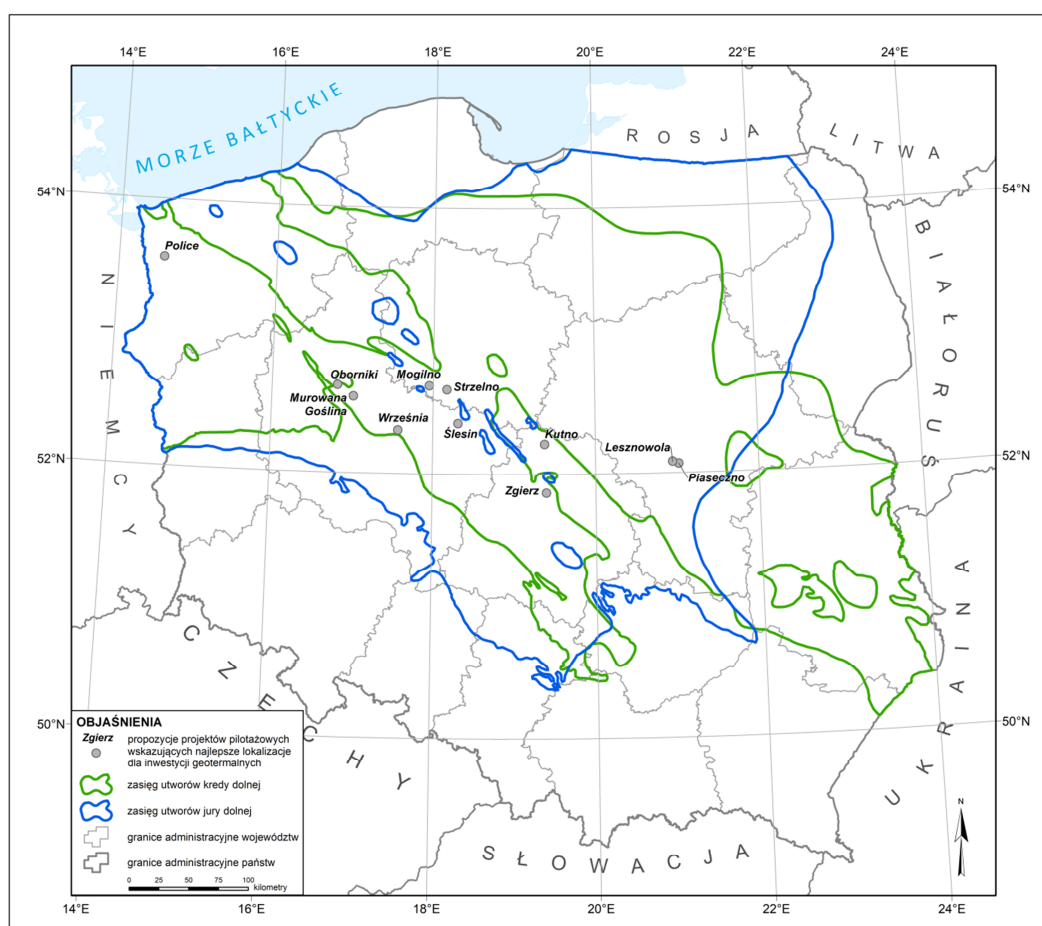
Wyniki rankingu w zakresie możliwości wykorzystania wód termalnych do celów ciepłowniczych dla 81 lokalizacji w odniesieniu do przewidywanych temperatur wód termalnych w złożu przedstawiono na Rys. 75.



Na powyższym wykresie zaznaczono obszar, wewnątrz którego lokalizacje charakteryzują się punktacją powyżej 380 pkt. W gronie tym znalazły się również takie miasta jak: Sochaczew (nr 47), Koło (nr 13) oraz Gostynin (nr 7), które w związku z faktem trwających tam robót geologicznych zostały arbitralnie usunięte z listy i zastąpione innymi lokalizacjami (Mogilnem (26), Ślesinem (90) i Lesznowolą (74)). Analogiczny schemat postępowania zastosowano w przypadku analizy „atrakcyjności” lokalizacji dla wykorzystania wód termalnych do celów rekreacyjnych i/lub balneoterapeutycznych oraz do zastosowań wód termalnych w kosmetologii, odzysku substancji mineralnych itp.

W wyniku przeprowadzonych analiz spośród 81 lokalizacji wybrano 11, charakteryzujących się optymalnymi parametrami dla szerokiego wykorzystania wód termalnych (Tab. 22).

Lokalizację wytypowanych miast, dla których przeprowadzono bardziej szczegółowe analizy geośrodowiskowo-ekonomiczne oraz przygotowano wstępne studia techniczno-ekonomiczne wykorzystania wód termalnych w postaci odrębnych „prospektów” (dołączonych do sprawozdania) przedstawiono na mapie (Rys. 76).



Rys. 76. Mapa lokalizacji miast wybranych do szczegółowej analizy geośrodowiskowo-ekonomicznej na tle mapy zasięgu zbiorników kredy dolnej oraz jury dolnej

Tab. 22. Zestawienie podstawowych informacji złożowych i statystycznych dla wytypowanych, perspektywicznych lokalizacji ujęć wód geotermalnych na Niżu Polskim.

ID	Lokalizacja	Liczba mieszkańców	Dostępność sieci ciepłowniczej	Poziom udostępniony	Przewidywana głębokość otworu ($\pm 10\%$)	Mineralizacja	Wydajność	Temperatura głowicowa
					[m]	[g/dm ³]	[m ³ /h]	[°C]
74	Lesznówola	24 923	NIE	J1	2 015	85	120	49
33	Oborniki	18 375	TAK	J1	2 365	60	125	56
37	Piaseczno	47 092	TAK	J1	1 890	80	130	49
40	Police	33 152	TAK	J1	2 190	120	300	74
57	Września	29 855	TAK	J1	1 365	55	130	45
60	Zgierz	57 105	TAK	J1	2 995	35	65	71
19	Kutno	44 853	TAK	J1	2 945	45	65	72
26	Mogilno	12 178	TAK	J1	3 020	150	300	88
28	Mur. Goślina	10 435	TAK	J1	1 805	50	75	58
48	Strzelno	5 736	TAK	J1	2 555	160	300	80
90	Ślesin	3 136	NIE	K1	2 360	85	300	72
90	Ślesin	3 136	NIE	J1	3 340	160	160	89

Legenda:

90

- numer ID odpowiadający oznaczeniu danej lokalizacji (występuje w tabelach, na rys. i zał. graf.)

7.2. Elementy oceny stanu zanieczyszczenia powietrza przy użyciu wskaźnika emisji równoważnej

Algorytm interpolacji konwergentnej dokonuje ekstrapolacji danych na dystans równy dwukrotnemu, inicjalnemu spacjiowaniu siatki (pierwsza iteracja) (wielkość ta jest obliczana automatycznie). Użytkownik ma kontrolę nad wielkością ekstrapolacji poprzez procedurę Post-Processing. Szerzej na ten temat pisano w rozdziale 4.2.

Na podstawie tego algorytmu w każdej z wytypowanych miejscowości zostały przypisane wartości średniorocznego stężenia wyżej wymienionych zanieczyszczeń, które w kolejnym kroku posłużyły do obliczenia emisji równoważnej w odniesieniu do wskaźnika referencyjnego SO₂. Na podstawie uzyskanych wyników, każdej z gmin przypisana została ocena punktowa (1–5) odnosząca się do wielkości zanieczyszczenia powietrza. Obliczenia zostały wykonane na podstawie wzoru:

$$Z_r = Z_{SO_2} + Z_{CO} \times e_{SO_2} \div e_{CO} + Z_{NO_2} \times e_{SO_2} \div e_{NO_2} + Z_{B(\alpha)P} \times e_{SO_2} \div e_{B(\alpha)P} + Z_{PM_{10}} \times e_{SO_2} \div e_{PM_{10}} + Z_{PM_{2.5}} \times e_{SO_2} \div e_{PM_{2.5}} \quad (\text{wzór 19.})$$

gdzie:

Z_r - emisja równoważna na SO₂;

Z_i - emisja i-tego zanieczyszczenia;

e_{SO_2}/e_i - współczynnik toksyczności i-tego zanieczyszczenia w stosunku do SO₂.

Efekt ekologiczny wynikający z wykorzystania energii geotermalnej w wytypowanych lokalizacjach został obliczony na podstawie oszacowanej ilości energii jaką instalacja geotermalna dostarczy do odbiorców. Posłużyła ona jako punkt wyjścia do obliczenia ilości paliwa konwencjonalnego, które musiałoby zostać spalane, aby osiągnąć analogiczną ilość energii. W celu oceny wielkości emisji poszczególnych substancji do atmosfery wykorzystano metodykę Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE): „Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw – kotły o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW”, według wzoru:

$$E = B \cdot W \quad (\text{wzór 20.})$$

gdzie:

E - emisja substancji;

B - zużycie paliwa;

W - wskaźnik emisji na jednostkę zużytego paliwa.

Do określenia emisji związanej z produkcją energii elektrycznej przyjęto wartości za „Wskaźniki Emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2017 rok”.

Zastosowana metodyka wynika wprost z faktu, że w analizowanych lokalizacjach ciepłownia geotermalna ma stanowić uzupełnienie dla istniejących przedsiębiorstw ciepłowniczych, a co za tym idzie docelowo zastąpić indywidualne źródła ciepła oraz lokalne kotłownie o mocy nie przekraczającej 5 MW. Obliczenia zostały wykonane w porównaniu do konwencjonalnych nośników energii: węgla kamiennego, gazu ziemnego, oleju opałowego.

W przypadku wariantu z węglem przyjęto następujące założenia:

- wartość opałowa paliwa 25 MJ/kg;
- zawartości siarki (s) $s=1\%$;
- zawartość popiołu (A) w paliwie $A=10\%$;
- sprawność spalania na poziomie 85%.

Dla gazu ziemnego były to odpowiednio wartości:

- wartość opałowa paliwa 31 MJ/m³;
- zawartości siarki (s) $s=7\text{ mg/m}^3$,
- sprawność spalania na poziomie 90%.

Dla oleju opałowego przyjęto następujące założenia:

- wartość opałowa paliwa 42,6 MJ/kg;
- zawartości siarki (s) $s=0,1\text{ mg/m}^3$;
- sprawność spalania na poziomie 90%.

Ogółem, uruchomienie ciepłowni geotermalnej obniża emisję CO₂, CO i benzo(a)pirenu. W porównaniu z zastosowaniem węgla kamiennego w instalacjach indywidualnych, obniżeniu ulega emisja wszystkich rozpatrywanych zanieczyszczeń. Jednakże, wykorzystanie energii elektrycznej, obciążonej w Polsce emisjami z elektrowni konwencjonalnych powoduje, że w odniesieniu do gazu ziemnego lub lekkiego oleju opałowego następuje wzrost emisji, np. pyłów zawieszonych. Ogólny efekt ekologiczny zależny jest od lokalnego tzw. miks energetycznego, w którym z reguły dominuje węgiel kamienny i jego wyznaczenie na etapie inwestycji powinno zostać poprzedzone szczegółowymi badaniami stanu aktualnego u odbiorców rozpatrywanych do przyłączenia do sieci ciepłowniczej.

Stwierdzić należy ponadto, że wraz ze zmianą struktury zaopatrzenia w energię elektryczną w Polsce (wzrost znaczenia OZE, poprawa efektywności elektrowni konwencjonalnych, sieci przesyłowych i uruchomienie elektrowni atomowej) poprawie ulegać będą także wskaźniki efektu ekologicznego związanego z uruchomieniem ciepłowni geotermalnej.

Wyniki przeprowadzonych analiz dla poszczególnych lokalizacji objętych projektem zaprezentowano w odpowiednich prospektach dla analizowanych

gmin, które zostały dołączone do niniejszego sprawozdania (Piaseczno, Police, Strzelno, Ślesin, Września, Zgierz, Kutno, Lesznów, Mogilno, Murowana Goślina, Oborniki).

7.3. Metodyka wskaźnikowej oceny ekonomicznej potencjalnych ujęć wód termalnych

Wykorzystanie energii geotermalnej jest determinowane przez szereg czynników, do których możemy zaliczyć: warunki geologiczne, parametry wody złożowej, efektywność rozwiązań technicznych i technologicznych, struktura odbiorców ciepła oraz pozostałe, które wpływają wprost lub pośrednio na wartości głównych wskaźników ekonomicznych, a w konsekwencji atrakcyjność inwestycji.

Skupiając się na opłacalności wykorzystania złóż dla celów energetycznych, istotne jest przede wszystkim właściwe rozpoznanie parametrów geologiczno-złożowych, takich jak temperatura wód termalnych, mineralizacja, głębokość zalegania złoża czy wydajność eksploatacyjna. Im wyższa temperatura oraz wydajność, a mniejsza mineralizacja, tym lepsze warunki geotermalne. Powyższe parametry były elementem analiz oraz posłużyły do przygotowania rankingu „atrakcyjności” wytypowanych lokalizacji.

Poprawne rozpoznanie wyżej wymienionych parametrów pozwala na prawidłowe prognozowanie kosztów związanych z planowaniem i realizacją inwestycji oraz jej przyszłą eksploatacją, przy czym cechą charakterystyczną dla instalacji geotermalnych są wysokie nakłady inwestycyjne w zestawieniu ze stosunkowo niewielkimi nakładami eksploatacyjnymi. Całkowity koszt budowy instalacji geotermalnej kształtują przede wszystkim koszty wykonania otworów wiertniczych przy mniejszym udziale kosztów wykonania elementów instalacji na powierzchni terenu, co powoduje tendencję czerpania energii geotermalnej ze stosunkowo mniejszych głębokości przy zachowaniu optymalnych parametrów złożowych.

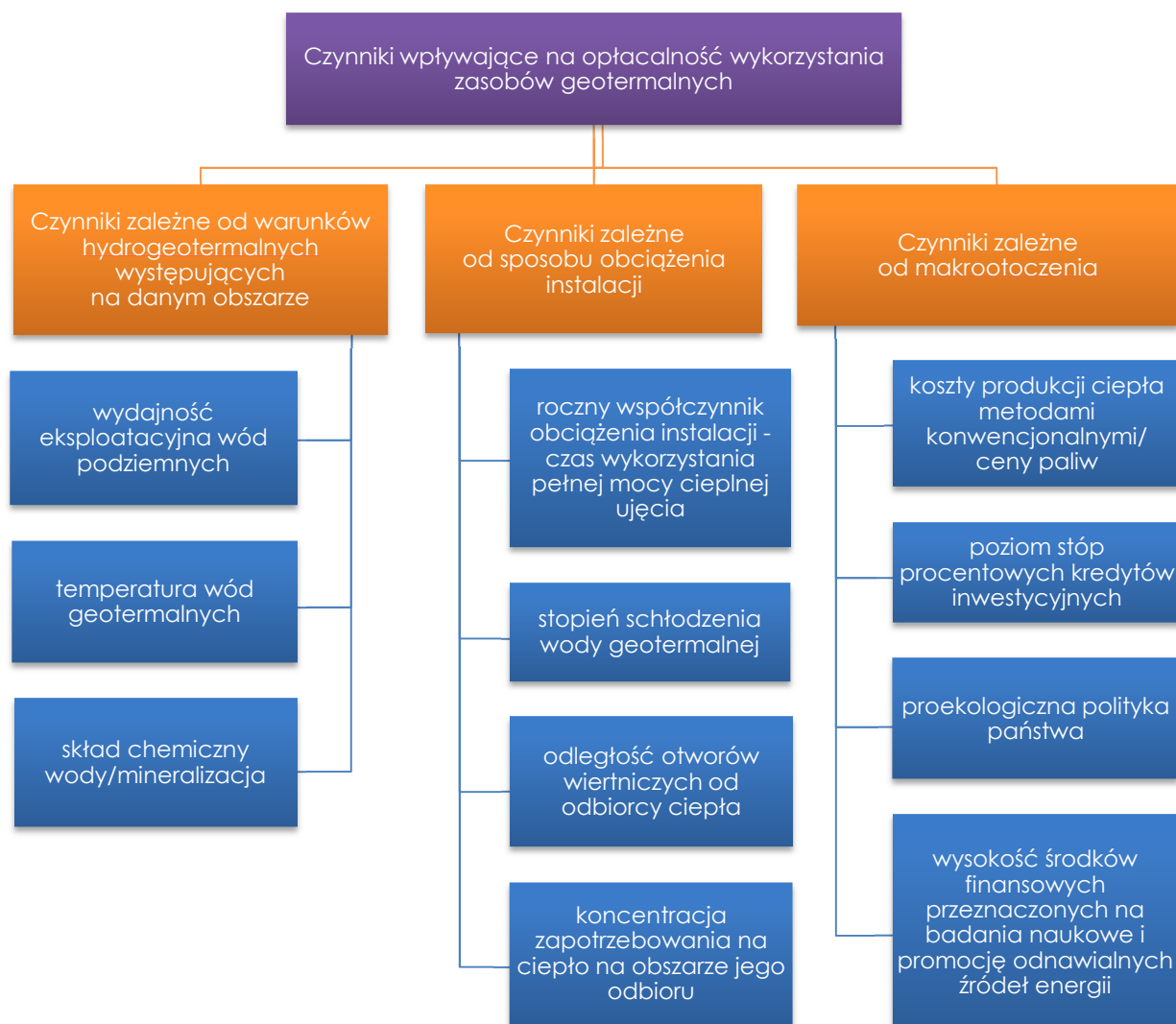
Z punktu widzenia projektowania instalacji geotermalnych ważne są nie tylko własności zbiornikowe wód podziemnych, ale także odpowiednia lokalizacja i precyzyjne określenie sposobu zagospodarowania energii. Wykorzystanie wód w pełnym zakresie temperatur (sposób kaskadowego wykorzystania wód termalnych) pozwala na znaczną poprawę efektywności instalacji oraz zwiększenie przychodów ze sprzedaży energii cieplnej.

Należy podkreślić, że choć kryteria finansowe mają zasadnicze znaczenie przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych, to jednak nie zawsze są jedynymi miernikami uwzględnianymi w ocenach. W szczególności dotyczy to inwestycji infrastrukturalnych, w tym takich, których realizacja stymuluje rozwój szeregu istniejących oraz nowych dziedzin, bez negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne. Jednakże dodatkowe korzyści o charakterze społecznym i gospodarczym można szczegółowo określić dopiero na etapie analizy

sprecyzowanego projektu inwestycyjnego. Natomiast etap analiz o charakterze regionalnym winien przede wszystkim dostarczyć informacji o potencjalnie najbardziej korzystnych, z finansowego punktu widzenia, lokalizacjach przyszłych inwestycji. Podstawowe czynniki, które mają wpływ na opłacalność wykorzystania zasobów geotermalnych można podzielić na trzy zasadnicze grupy, a mianowicie:

1. Własności hydrogeologiczne zbiorników wód termalnych;
2. Sposób zagospodarowania uzyskanego ciepła (obciążenia instalacji geotermalnej);
3. Uwarunkowania otoczenia społeczno-gospodarczego (makrootoczenie projektów geotermalnych).

Syntetyczny podział parametrów warunkujących opłacalność inwestycji geotermalnych przedstawiono na Rys. 77.



Rys. 77. Czynniki wpływające na opłacalność wykorzystania zasobów geotermalnych [69] [90]

7.3.1. Współczynnik mocy – narzędzie wstępnej regionalnej oceny ekonomicznej zbiorników wód termalnych

Koncepcja konstrukcji tzw. współczynnika mocy została zaczerpnięta z rozdziału autorstwa Edmunda Goska pt. „Geothermal resources assessment” zamieszczonego w monografii pt. „Geothermics and geothermal energy” pod redakcją V. Čermaka i R. Haenela, która ukazała się w 1982 roku. Autor zaproponował aby przy ocenie zasobów energii geotermalnej w skali regionalnej wykonać również wstępną ocenę ekonomiczną pozyskania i zagospodarowania ciepła wód termalnych, która uwzględniałaby trzy podstawowe czynniki, tj.: parametry zbiorników geotermalnych, sposób zagospodarowania uzyskanego ciepła oraz uwarunkowania otoczenia społeczno-gospodarczego (ceny paliw alternatywnych).

Metodyka z wykorzystaniem współczynnika mocy była rozwijana w Katedrze Surowców Energetycznych AGH od drugiej połowy lat 90-tych XX wieku. Powyższy wskaźnik był elementem stosowanej metodyki oceny zasobów geotermalnych zgodnie z klasyfikacją zasobów opartą o diagram McKelvey'a, gdzie wydzielono klasę tzw. zasobów dyspozycyjnych. Zgodnie z tą definicją, zasoby dyspozycyjne stanowią udokumentowaną część zasobów statycznych-wydobywanych, których wykorzystanie jest ekonomicznie uzasadnione. Oszacowanie zasobów dyspozycyjnych wymaga, zatem dokonania oceny opłacalności wykorzystania energii geotermalnej w obrębie analizowanego zbiornika lub lokalizacji celem wskazania tych jego obszarów, gdzie potencjalnie możliwa jest efektywna ekonomicznie eksploatacja zgromadzonej energii cieplnej.

Zgodnie z koncepcją autora [298] właściwości zbiorników hydrogeotermalnych zależą od czynników geologicznych i hydrogeologicznych, które są wielkościami o charakterze obiektywnym i niezmiennym. Elementy dwóch pozostałych grup jedynie częściowo i pośrednio są uzależnione od właściwości zbiorników, a w większości są od nich niezależne. Przyjmując jednak określone założenia i znajdując odpowiednie relacje między zmiennymi, określając np. koszt wiercenia dubletu geotermalnego w funkcji głębokości zalegania warstw wodonośnych, ekonomiczną efektywność eksploatacji zasobów energii geotermalnej danego zbiornika można przedstawić jako zależną jedynie od parametrów geologicznych, hydrogeologicznych i termicznych.

Podobne uproszczone relacje, przy wykorzystaniu zależności empirycznych, można określić również w celu powiązania wysokości niezbędnych do poniesienia nakładów kapitałowych oraz kosztów eksploatacji instalacji geotermalnych, a własnościami udostępnianych zbiorników hydrotermalnych, co w konsekwencji umożliwi określenie kryterium wstępnej oceny zasadność eksploatacji wód termalnych danego zbiornika. Transpozycja

realizowana przez zależności matematyczne dotyczy tych własności zbiorników, których wpływ na rozważane elementy jest szczególnie istotny. Do własności tych można zaliczyć:

- współczynnik filtracji (k) (przewodność hydrauliczna skał) - która determinuje zdolność skał do przewodzenia wody oraz od której zależy moc użytych pomp eksploatacyjnych i załaczających;
- temperaturę eksploatowanej wody termalnej (wpływa na moc cieplną ujęcia);
- głębokość występowania formacji wodonośnej (ma decydujący wpływ na koszt wierceń - podstawowy składnik nakładów kapitałowych).

Wszystkie z powyższych parametrów były przedmiotem analizy wykonanej w trakcie prac i posłużyły do wyznaczenia wartości współczynnika mocy w 10 analizowanych lokalizacjach potencjalnych ujęć wód termalnych na Niżu Polskim.

W celu wskazania w skali regionalnej obszarów zbiorników hydrogeotermalnych, gdzie wykorzystanie wód termalnych może być ekonomicznie uzasadnione wymienione własności można ująć w formę bezwymiarowego wskaźnika, tzw. współczynnika mocy.

Współczynnik mocy jest wskaźnikiem mówiącym, ile razy moc cieplna ujęcia geotermalnego przewyższa moc cieplną stanowiącą ekwiwalent nakładów kapitałowych i kosztów eksploatacji tego ujęcia. Tak zdefiniowany współczynnik mocy odpowiada kryterium efektywności („wydajności”), tj. stosunkowi uzyskanych efektów do poniesionych nakładów. Im wyższa wartość tego ilorazu, tym wyższa jest efektywność. Współczynnik mocy niższy od 1 wskazuje, że „wartość energetyczna” poniesionych środków finansowych na przedsięwzięcie jest wyższa od uzyskanych efektów energetycznych. Jest to zatem swoisty wskaźnik wyrażający wartość energetyczną zasobów geotermalnych oraz ekonomiczny sens ich eksploatacji. Współczynnik mocy ma charakter wskaźnika quasi-ekonomicznego. Ujmuje on syntetycznie aspekt ekonomiczny i energetyczny eksploatacji ciepła wód podziemnych. Nie można jednak na jego podstawie wyciągać wniosków o konkurencyjności ciepłownictwa geotermalnego w stosunku do tradycyjnych technologii uzyskiwania energii cieplnej. Współczynnik mocy zdefiniowanego następującym wzorem [69]:

$$F = \frac{\text{efektywna moc wyjściowa}}{\text{ponoszona moc wejściowa}} = \frac{P_{wy}}{P_{we}} [-] \quad (\text{wzór 21.})$$

gdzie:

F - współczynnik mocy [-];

P_{wy} - efektywna moc wyjściowa [MW];

P_{we} - efektywna moc wejściowa [MW].

Przyjmuje się, że efektywna moc wyjściowa odpowiada średniej rocznej mocy cieplnej ujęcia geotermalnego, a ponoszona moc wejściowa odpowiada nakładom kapitałowym na wybudowanie ujęcia geotermalnego oraz kosztom jego eksploatacji wyrażonym w ekwiwalencie mocy cieplnej. Można ją zinterpretować jako ilość ciepła możliwą do uzyskania w jednostce czasu przy alternatywnym sposobie wykorzystania środków finansowych.

7.3.1.1. Efektywna moc wyjściowa

Przyjmuje się, że efektywna moc wyjściowa odpowiada średniej rocznej mocy cieplnej ujęcia geotermalnego³, którą można określić następująco [69]:

$$P_{wy} = LF \cdot Q \cdot \rho_w \cdot c_w \cdot (T_w - T_z), [W] \quad (\text{wzór 22.})$$

gdzie:

LF - średni roczny współczynnik obciążenia ujęcia;

Q - nominalna wydajność eksploatacyjna wody termalnej [m³/s];

ρ_w - gęstość wody termalnej [kg/m³];

c_w - ciepło właściwe wody termalnej [J/kg K];

T_w - temperatura wody termalnej na głowicy otworu;

T_z - temperatura wody termalnej po odebraniu jej ciepła [°C].

Średni roczny współczynnik obciążenia ujęcia (LF) wyraża stopień wykorzystania w skali roku nominalnej mocy cieplnej danego ujęcia geotermalnego. Jego wartość zależy od planowanego sposobu zagospodarowania uzyskanego ciepła. Wartości LF zawierają się w przedziale od 0 do 1, przy czym LF=1 oznacza nieprzerwaną w ciągu roku pracę ujęcia ze stałą nominalną mocą cieplną. Przyjmując niektóre parametry za stałe (ρ_w·c_w=4,1 MJ/m³/°C) formułę efektywnej wyjściowej mocy cieplnej (po zmianie jednostek) można wyrazić w następującej postaci [69]:

$$P_{wy} = 1,14 \cdot 10^{-3} \cdot LF \cdot Q \cdot (T_w - T_z), [MW] \quad (\text{wzór 23.})$$

gdzie:

LF - średni roczny współczynnik obciążenia ujęcia;

Q - nominalna wydajność eksploatacyjna wody termalnej [m³/s];

T_w - temperatura wody termalnej na głowicy otworu [°C];

T_z - temperatura wody termalnej po odebraniu jej ciepła [°C].

³ pod pojęciem ujęcia geotermalnego (instalacji geotermalnej) rozumie się zespół urządzeń służących do eksploatacji wód podziemnych oraz do odbioru zawartego w nich ciepła

7.3.1.2. Ponoszona moc wejściowa

Ponoszona moc wejściowa odpowiada nakładom kapitałowemu na wybudowanie ujęcia geotermalnego oraz kosztom jego eksploatacji wyrażonym w ekwiwalencie mocy cieplnej. Można ją zinterpretować jako ilość ciepła możliwą do uzyskania w jednostce czasu przy alternatywnym sposobie wykorzystania środków finansowych. Ponoszoną moc wejściową określa się wzorem [69]:

$$P_{we} [W] = \left(\frac{I [USD]}{t [s]} + K_a \left[\frac{USD}{s} \right] \right) \cdot \frac{W \left[\frac{J}{kg} \right]}{CP \left[\frac{USD}{kg} \right]} \quad (\text{wzór 24.})$$

gdzie:

I – całkowite nakłady inwestycyjne [USD];

K_a – roczne koszty eksploatacji [USD/s];

W – wartości opałowej paliwa alternatywnego (zał. węgiel kamienny, W = 25GJ/t);

t – czas funkcjonowania instalacji [lata] (w obliczeniach przyjęto 25 lat);

CP – cena paliwa alternatywnego (zał. węgiel, CP = 65 USD/t – patrz niżej).

Powyższy wzór po przejściu na bardziej „typowe” jednostki, a w szczególności zamieniając we wzorze sekundy na lata otrzymamy [69] (zmodyfikowany):

$$P_{we} = 3,17 \cdot 10^{-8} \cdot \left(\frac{I}{t} \right) + K_a \cdot W / CP [MW] \quad (\text{wzór 25.})$$

gdzie:

I – całkowite nakłady kapitałowe na budowę ujęcia [USD];

t – czas funkcjonowania instalacji [lata] (w obliczeniach przyjęto 25 lat);

I/t – roczne nakłady inwestycyjne [USD/rok];

K_a – roczne koszty eksploatacji dubletu [USD/rok];

W – wartość opałowa alternatywnego paliwa kopalnego [MJ/j.p.] (gdzie j.p. – jednostka paliwa, np. tona lub metr sześcienny);

CP – cena alternatywnego paliwa kopalnego [USD/j.p.].

Oszacowanie niezbędnych nakładów kapitałowych na budowę ujęcia geotermalnego wymaga określenia wydatków na podstawowe jego elementy, takie jak: otwory wiertnicze (produkcyjny i chłonny), wymienniki ciepła, pompy, rurociąg przesyłowy oraz budynki i prace inżynierskie. Dodatkowo należy uwzględnić nakłady kapitałowe fazy przedprodukcyjnej oraz nakłady nieprzewidziane. Wszystkie wymienione pozycje oszacowano opierając się na wynikach analiz kosztorysów, które zestawiono w trakcie szeregu opracowań realizowanych w Katedrze Surowców Energetycznych AGH na przestrzeni

ostatnich 30 lat. Oszacowane wielkości nakładów przedstawiono w funkcji wyżej wymienionych własności zbiorników wód termalnych.

W celu uproszczenia szacunku kosztów eksploatacji ujęć wód termalnych przyjęto ich podział na: koszty określone jako procent od wysokości nakładów inwestycyjnych na budowę tych ujęć (koszty remontów i konserwacji, koszty ogólne i administracyjne) oraz koszty proporcjonalne do skali eksploatacji wód tymi ujęciami (koszty zużywanej na pompowanie energii elektrycznej).

Podobnie jak nakłady kapitałowe także koszty eksploatacji wyrażono w funkcji omówionych własności zbiorników hydrogeotermalnych. Analiza inwestycji z wykorzystaniem ciepła wód termalnych wskazuje, że jednym z najbardziej kapitałochłonnych elementów przedsięwzięcia są nakłady związane z wykonaniem otworów wiertniczych (produkcyjnego i chłonnego). Dla uproszczenia, w celu oszacowania wielkości nakładów inwestycyjnych na wiercenia przyjęto, że koszty wierceń są funkcją ich głębokości. Ocena kosztów otworów geotermalnych była przedmiotem analiz przeprowadzonych w pierwszym etapie prac. Problematyka ta została opisana w rozdz. 6.1.1.1., na str.175. Zgodnie z przyjętym założeniem warunki geologiczne, rynkowe i inne ukryte są w kosztorysach wyceny wierceń i nie muszą być poddawane odrębnym analizom kosztowym.

Reasumując, na podstawie omówionych wcześniej założeń, po przekształceniu wzorów dot. poszczególnych składowych efektywnej mocy wyjściowej, określono następujące zależności współczynnika mocy (F) od podstawowych właściwości zbiorników wód termalnych [69]:

(wzór 26.)

$$F = \frac{1,14 \cdot LF \cdot Q \cdot (T_w - T_z)}{8,29 \cdot 10^{-4} \cdot (n \cdot (K_0) + 825 \cdot [Q \cdot (T_w - T_z)]^{0,6} + 2,55 \cdot \left[\frac{Q^2}{(k \cdot m)} \right]^{0,6} + 3 \cdot 10^5 + n \cdot 1,033 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{Q^2}{(k \cdot m)}} [-]$$

gdzie:

k - współczynnik filtracji [m/s] (wykorzystano wartości k , na podst. wyników 3D modelowania parametrycznego);

m - efektywna miąższość formacji wodonośnej, równa długości filtru [m] (przyjęto miąższość efektywna lub maks. 100 m);

h - głębokość występowania formacji wodonośnej (głębokość otworu) [m];

LF - średni roczny współczynnik obciążenia ujęcia [-] (przyjęto $LF = 1$);

Q - nominalny wydatek eksploatacyjny wody geotermalnej [m^3/h];

T_w - temperatura wody termalnej na głowicy otworu [$^{\circ}C$];

T_z - temperatura załłączania wód zużytych [$^{\circ}C$] (przyjęto $T_z = 20^{\circ}C$);

n - ilość otworów zagospodarowujących złożę (1 otwór, 2 otwory - załłączanie wód).

Składowe wzoru, w tym współczynniki liczbowe odnoszą się do wartości wyrażonych w USD (np. koszt otworu (K_0)), można wyrazić wzorem

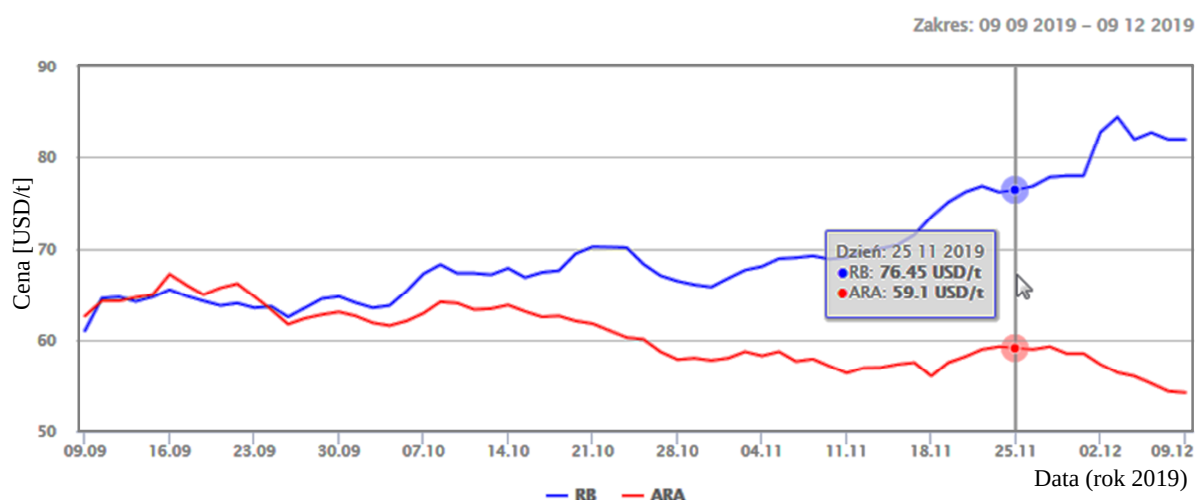
empirycznym:

$$K_o = 1205,55 \cdot h + 8,66 \cdot 10^{-2} \cdot h^2 \text{ [USD]}$$

gdzie:

h - głębokość występowania formacji wodonośnej (głębokość otworu) [m].

Dodatkowo w zależności określającej wskaźnik K_o przyjęto, że alternatywnym paliwem jest węgiel kamienny o wartości opałowej 6000 kcal/kg (ok. 25 GJ/t). Cenę 1 tony węgla przyjęto na poziomie 65 USD/t⁴, średnia cena przyjęta na dzień 25.11.2019 roku, na podst.: <http://polski-wegiel.pl/indeksy-cen-węgla>: dostęp: 10.12.2019) (Rys. 78).



Rys. 78. Ceny węgla energetycznego na rynkach Europy zachodniej – CIF ARA 6000 kcal/kg (na podst. <http://polski-wegiel.pl/indeksy-cen-węgla>: dostęp: 10.12.2019) (RB - Richards Bay (RPA); ARA – Amsterdam, Rotterdam, Antwerpia)

Wyniki dotyczące oszacowań współczynnika mocy (F) dla przedmiotowych lokalizacji, z uwzględnieniem niezbędnych parametrów złożowych i eksploatacyjnych przedstawiono w Tab. 23.

Analiza wyników oszacowania wartości współczynników mocy dla poszczególnych lokalizacji i wariantów finansowania jednego bądź dwóch otworów ze środków własnych, uwzględniająca parametry techniczne udostępnienia złóż (głębokość otworu) oraz parametry złożowo-eksploatacyjne, tj.: wydajność ujęcia, temperaturę głowicową i współczynnik filtracji skał zbiornikowych wskazuje, że:

1. wartości współczynników mocy dla opcji finansowania 2 otworów ze środków własnych są zmienne od 0,5 (Zgierz, Kutno) do 2,87 (Mogilno);
2. wartości współczynników mocy dla opcji finansowania 1 otworu (drugi dotowany) są zmienne od 0,94 (Zgierz) do 5,37 (Mogilno);

⁴ Średni kurs NBP USD na dzień 25.11.2019 roku wynosił 3,9036 PLN/USD, na podstawie: <https://www.nbp.pl/home.aspx?navid=archa&c=/ascx/tabarch.ascx&n=a227z191125>

3. w wariancie finansowania 2 otworów ze środków własnych współczynnik mocy (F) przyjmuje wartości powyżej 1 ($F > 1$) dla trzech lokalizacji, a mianowicie dla Strzelna, Mogilna oraz Ślesina. Przy czym dla Ślesina zarówno w przypadku ujęcia wód zbiornika kredy dolnej, jak i jury dolnej;
4. w przypadku Zgierza i Kutna, w żadnym z wariantów współczynnik mocy nie przekracza wartości „1”, co oznacza, że w skali regionalnej realizacja tych projektów może być ekonomicznie niezasadna.

Tab. 23. Wartości współczynnika mocy (F) dla przedmiotowych lokalizacji, wraz z zestawieniem podstawowych parametrów złożowych i eksploatacyjnych ujęć.

ID	Lokalizacja	Poziom udostęp-niony	Głębokość otworu (±10%)	Wydajność	Temperatura głowicowa	Współczynnik filtracji	Współczynnik mocy (1 otwór dotowany)	Współczynnik mocy (2 otwory ze środków własnych)
			[m]	[m³/h]	[°C]	[m/s]	F [-]	F [-]
123	Zgierz	J1	2 995	65	71	2,500E-06	0,94	0,50
99	Police	J1	2 190	300	74	1,769E-05	1,40	0,75
3	Oborniki	J1	2 365	125	56	4,970E-06	1,55	0,83
5	Września	J1	1 365	130	45	5,250E-06	1,15	0,61
9	Mur. Goślina	J1	1 805	75	58	2,960E-06	1,33	0,72
6	Piaseczno	J1	1 890	130	49	1,550E-06	1,39	0,75
10	Kutno	J1	2 945	65	72	2,400E-06	0,95	0,50
109	Strzelno	J1	2 555	300	80	1,463E-05	3,67	1,97
26	Mogilno	J1	3 020	300	88	2,271E-05	5,37	2,87
7	Ślesin	K1	2 360	300	72	2,900E-05	5,24	2,84
114	Ślesin	J1	3 340	160	89	4,280E-06	2,61	1,38
12	Lesznawola	J1	2 015	120	49	1,560E-06	1,23	0,66

7.3.2. Wartość zaktualizowana netto (NPV)

Wartość bieżąca netto (ang. Net Present Value - NPV) - jest to wartość netto przyszłych przepływów pieniężnych związanych z inwestycją z uwzględnieniem utraty wartości pieniądza w czasie. Przepływy pieniężne mogą być zarówno dodatnie jak i ujemne. Wartość bieżąca netto, obok IRR, jest metodą pomocną przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych. Wartość zaktualizowana netto (NPV) została obliczona zgodnie ze wzorem:

$$NPV = \sum_{i=0}^n NCF_i \cdot a \quad (\text{wzór 27.})$$

gdzie:

NPV - wartość zaktualizowana netto [PLN];

i - rok księgowy (rok 0 – realizacja inwestycji);

n - przewidywany czas funkcjonowania instalacji (założono 25 lat);

NCF_i - różnica pomiędzy wpływami i wydatkami w i-tym roku [PLN];

a = $\frac{1}{(1+r)^i}$ to stopa dyskontowa (r wymagana stopa zwrotu).

Do obliczeń przyjęto, że nakłady inwestycyjne wydatkowane są w ciągu jednego roku, który jest rokiem zerowym. Po jego zakończeniu ciepłownia geotermalna rozpoczyna funkcjonowanie ponosząc jedynie koszty eksploatacyjne i bieżących remontów i konserwacji. Założono, że ciepłownia będzie funkcjonować przez 25 lat następujących po zakończeniu inwestycji i w tym czasie nie będą konieczne nakłady finansowe przekraczające przyjęty budżet remontów, konserwacji i napraw bieżących. Rozwiązaniem alternatywnym, względem którego obliczano zyski lub straty ciepłowni geotermalnej, była ciepłownia konwencjonalna, opalana węglem kamiennym, która przez cały okres 25 lat dostarcza energię ciepłą w cenie 53,45 PLN/GJ.

Jest to wartość równa prognozowanej cenie ciepła dla odbiorców przemysłowych w roku 2030 podana w Załączniku 2 do Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku (ceny wg siły nabywczej pieniądza w roku 2007) skorygowanej o inflację w latach 2007-2019 (jej wartość uzyskano z kalkulatora udostępnionego przez Ministerstwo Finansów <https://www.finanse.mf.gov.pl/web/wp/pp/kalkulatory/kalkulator-inflacji>).

Dla każdego z 25 lat funkcjonowania ciepłowni (dla lat od i=1 do n=25) obliczono bilans finansowy NCF_i, który został zdyskontowany na podstawie indywidualnie obliczonej dla każdej lokalizacji stopy dyskontowej. Różnice w wartościach stopy dyskontowej pomiędzy poszczególnymi lokalizacjami wynikały ze stopnia rozpoznania warunków geotermalnych w danej strefie.

Gdy NPV w ostatnim roku analiz przyjmuje wartości większe od zera, inwestycja powinna przynieść zysk równy wyliczonej wartości NPV. Im wyższą wartość osiąga NPV tym inwestycja jest bardziej atrakcyjna ekonomicznie.

Wartość stopy dyskontowej, przy której NPV przyjmuje w ostatnim roku analiz wartość 0 PLN nazywa się wewnętrzną stopą zwrotu inwestycji IRR. Zainwestowany kapitał powinien przynieść tak zwaną bezpieczną stopę zysku, która powinna być przynajmniej równa obowiązującej stopie kredytów długoterminowych. Bezpieczna stopa zysku powinna być tym większa im większe jest ryzyko inwestycyjne. Wyniki obliczeń wskaźnika NPV dla poszczególnych lokalizacji zestawiono w Tab. 25. jako czas zwrotu podano rok funkcjonowania instalacji, podczas którego następuje zdyskontowany zwrot inwestycji. nie podano wewnętrznej stopy zwrotu, jeśli jej wartość była mniejsza niż 0. Dla inwestycji trwale nierentownych w warunkach obliczeniowych (przynoszących straty w kolejnych latach księgowych) nie podano okresu zwrotu.

7.3.2.1. Metodyka określenia stopy dyskontowej w analizowanych lokalizacjach

Stopa dyskontowa jest to procentowa wartość określająca poziom zrzeczenia się przyszłych środków finansowych na rzecz aktualnie dostępnych środków. Wskaźnik ten odzwierciedla zmianę wartości pieniądza w czasie, czyli sprowadza przyszły kapitał do wartości kapitału bieżącego. Inaczej mówiąc, stopa dyskonta informuje o jaki procent jesteśmy skłonni pomniejszyć przyszły kapitał, aby zamienić go na środki bieżące.

W ujęciu matematyki finansowej stopa dyskontowa określa stosunek kwoty dyskonta do wartości przyszłej kapitału, wyrażonej w procentach. Stopę dyskontową wyrazić można wzorem:

$$r = \frac{FV - PV}{FV} \cdot 100 \quad (\text{wzór 28.})$$

gdzie:

r - stopa dyskonta [%];

FV - przyszła wartość kapitału [PLN];

PV - bieżąca wartość kapitału [PLN].

Na rynku międzybankowym stopa dyskontowa, to stopa procentowa stosowana przez bank centralny przy udzielaniu pożyczek bankom komercyjnym. Dzięki ustaleniu jej wysokości na poziomie przewyższającym ogólny poziom stopy procentowej Bank Centralny skłania banki komercyjne do utrzymywania dodatkowej rezerwy gotówki. Poprzez podnoszenie stopy dyskontowej Bank Centralny może dążyć do zmniejszenia podaży pieniądza tak, aby stopa kredytu była wyższa.

Jednak ta metoda nie jest skuteczna w kontrolowaniu podaży pieniądza. Przy wysokich stopach dyskontowych banki komercyjne niechętnie podchodzą do zaciągania takich pożyczek więc ograniczają udzielanie kredytów. Pojęcie

stopę dyskontową używane jest często w niektórych metodach oceny projektów inwestycyjnych, w tym przypadku geotermalnych.

Stopa dyskontowa może być różna i zależy to od źródła pochodzenia pieniędzy. Jeżeli pieniądze na inwestycje (kapitał) pochodzą z kredytu bankowego to stopa dyskontowa powinna równać się stopie oprocentowania kredytu bankowego, jeżeli pieniądze pochodzą z własnych źródeł to stopa dyskonta powinna być równa stopie zysku. Stopa zysku powinna zostać określona przy uwzględnieniu stopy inflacji: przedsięwzięcie można określić jako nieopłacalne kiedy stopa zysku jest mniejsza od oprocentowania kredytu bankowego. Do głównych wad metodyki oceny inwestycji przy wykorzystaniu pojęcia stopy dyskontowej można zaliczyć:

- niskie zaufanie do wskaźnika wynikające ze zbyt częstej zmiany wskaźnika i dostosowywanie go do ogólnej koniunktury gospodarki;
- stosowanie wyjątków w polityce pieniężnej, poprzez tzw. kredyty preferencyjne.

Zagadnienie doboru stopy dyskontowej stanowi typowy problem w procesach oceny przedsięwzięć geologiczno-górnictwowych, a tematyka oszacowania stopy dyskontowej w interesującej nas branży była podejmowana np. przez Saługę [299].

Autor przedstawia propozycję doboru stopy dyskontowej dla projektów geologiczno-górnictwowych jako stawki degresywnej w relacji do zakresu występującego ryzyka. Przedstawiono także ogólnie akceptowane podejście do określania stóp dyskontowych z koncepcjami szacowania tych wskaźników dla projektów inwestycyjnych oraz sugestie w zakresie doboru czynników dyskontowych dla projektów geologiczno-górnictwowych. Autor potwierdza, że doboru stóp dyskontowych dla projektów geologicznych i górniczych jest różny w zależności od etapu zagospodarowania złoża.

Dla przykładu przywołuje wielkości stopy dyskontowej „dostosowanej do ryzyka” w branży górnictwa metali nieszlachetnych za Smith [300] [301], na poziomie odpowiednio: wczesne rozpoznanie (18,75%), studium przedrealizacyjne (14,25%), studium wykonalności (10,75%), pierwszy rok produkcji (8,15%), połowa okresu produkcyjnego (5,3%), aż do 2,5% w końcowym roku istnienia zakładu górniczego, czyli na początku likwidacji zakładu (tj. po ok. 30 latach).

Ze względu na brak podobnych oszacowań dla Polskiego rynku związanego z górnictwem i geologią, a w szczególności w zakresie eksploatacji wód termalnych w niniejszym opracowaniu stopy dyskontowe dla poszczególnych projektów wyznaczono w oparciu o formułę Fishera [302], która pozwala nam ustalić poziom realnej stopy dyskontowej dla danego przedsięwzięcia:

$$r = \frac{1+R}{1+i} - 1 \quad (\text{wzór 29.})$$

gdzie:

r - stopa dyskontowa realna [%];

R - stopa dyskontowa nominalna⁵ [%];

i - inflacja [%].

Nominalna stopa dyskontowa uwzględnia: czystą stopę procentową, koszt ryzyka inwestycyjnego (w naszym przypadku inwestycji geotermalnej) oraz oczekiwaną stopę inflacji i wyraża się wzorem:

$$R = r_f + r_{proj} + r_{kraj} \quad (\text{wzór 30.})$$

gdzie:

r_f - stopa dyskontowa realna [%], przy czym ($r_f = r_{lok} + r_{krj}$)

r_{proj} - stopa określająca ryzyko projektu [%], (im wyższe tym większe ryzyko);

r_{lok} - oprocentowania lokat [%];

r_{kraj} - stopa dyskontowa określająca krajowe ryzyko inwestycyjne [%].

$$r = \frac{100\%+R}{100\%+r_{inf}} - 100 \quad (\text{wzór 31.})$$

$$R = r_f + r_{proj} + r_{krj} = r_{lok} + r_{inf} + r_{proj} + r_{krj}$$

gdzie:

r - stopa dyskontowa [%],

R - realna stopa dyskontowa [%],

r_f - długoterminowa stopa wolna od ryzyka [%],

r_{lok} - oprocentowanie lokat [%],

r_{inf} - stopa inflacji [%],

r_{proj} - stopa określająca ryzyko projektu [%],

r_{krj} - stopa określająca krajowe ryzyko inwestycyjne [%].

Większość z parametrów wykorzystywanych we wzorach jest uzależniona od szeregu czynników makro- i mikro-ekonomicznych i jest zmienna w czasie,

⁵ nominalna stopa procentowa (*nominal interest rate*) inaczej rynkowa bądź pieniążna stopa procentowa jest całkowitą płatnością, wyrażoną w postaci procentu od udzielnej pożyczki, w skład której wchodzi **czysta stopa procentowa, koszt ryzyka inwestycyjnego oraz oczekiwana stopa inflacji**. Pokazuje ona nominalny przychód z posiadanego kapitału lub cenę kapitału udostępnionego

a przez to trudna do określenia. W celu ustalenia wartości poszczególnych wskaźników ekonomicznych do obliczeń posługowano się opracowaniami i wyliczeniami opublikowanymi przez GUS oraz NBP, w tym „Raportem o inflacji”, opublikowanym 12.11.2019 przez Departament Analiz Ekonomicznych NBP pn. „Projekcja inflacji i wzrostu gospodarczego Narodowego Banku Polskiego na podstawie modelu NECMOD⁶”.

W celu obliczenia poziomu realnej stopy dyskontowej dla planowanych inwestycji geotermalnych będących przedmiotem analizy, przyjęto następujące założenia:

1. Przewidywany poziom inflacji – 2%/rok (tendencja wzrostowa);
2. Rynkowa stopa procentowa⁷ – 1,7%/rok;
3. Średnie krajowe ryzyko inwestycyjne – 3%/rok (rentowność 10-letnich polskich obligacji skarbowych⁸ – tendencja spadkowa).

Wyniki obliczeń realnej stopy dyskontowej dla analizowanych potencjalnych projektów geotermalnych w wybranych lokalizacjach wraz zestawieniem przyjętych wartości określających prawdopodobieństwo sukcesu w zagospodarowaniu złoża wód termalnych oraz wskaźnika określającego ryzyko projektu (r_{proj}) przedstawiono w Tab. 24.

⁶ https://www.nbp.pl/polityka_pieniezna/dokumenty/raport_o_inflacji/necmod_listopad_2019.pdf (dostęp 15.11.2019)

⁷ rynkowa stopa procentowa (stopa depozytów międzybankowych) określa koszt pieniądza, czyli wysokość oprocentowania depozytów na rynku międzybankowym w określonym terminie (WIBOR / 12 mieś.) (<https://www.nbp.pl/home.aspx?f=/dzienne/stopy.htm>)

⁸ <http://www.obligacjeskarbowe.pl/oferta-obligacji/obligacje-10-letnie-edo/edo1229>

Tab. 24. Wyniki oszacowań realnej stopy dyskontowej dla rozpatrywanych projektów geotermalnych wraz z zestawieniem parametrów wejściowych do modelu.

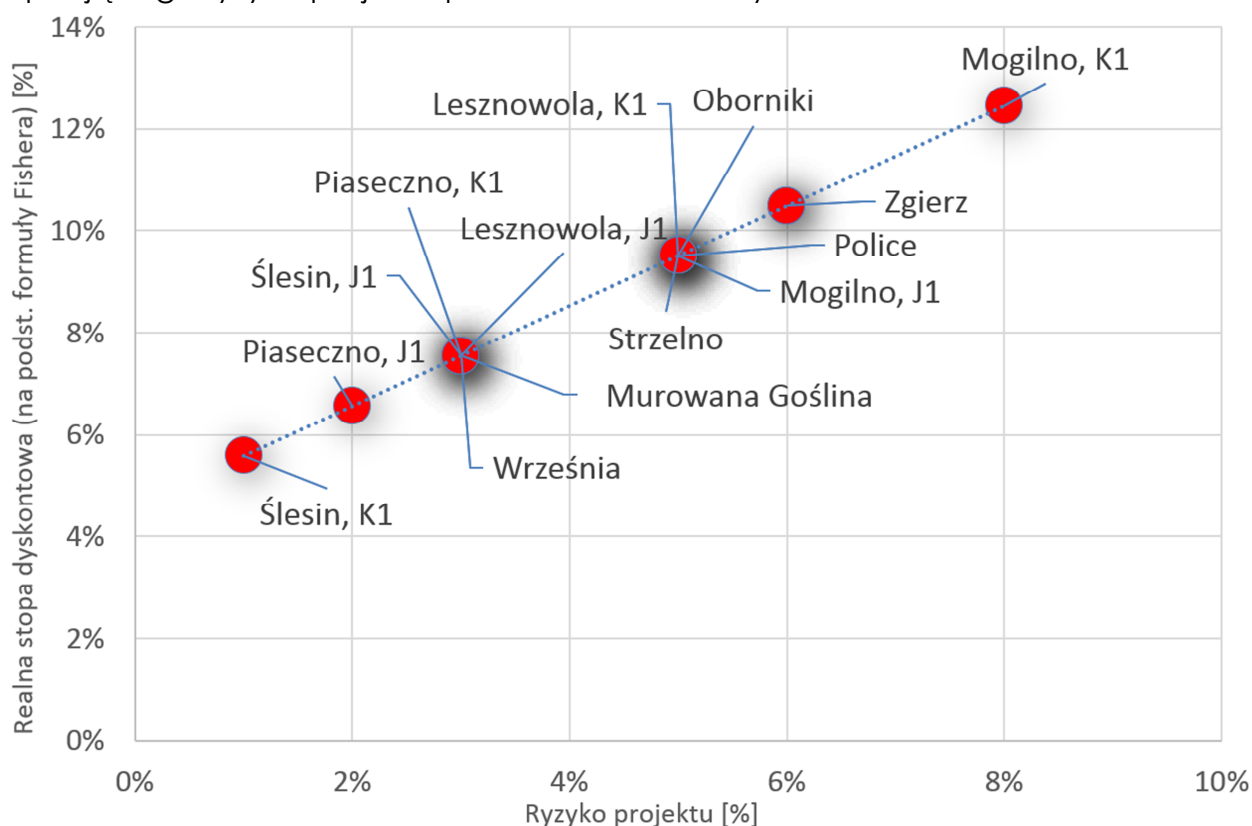
Lokalizacja	Poziom udostępniony	Realna stopa dyskontowa (na podst. formuły Fishera)	Prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża wód termalnych (p)	Ryzyko projektu (do obl. stopy dyskontowej) [100% - p]
		[%/rok]	[%]	[%]
Kutno	J1	10,49	94	6,0
Lesznowola	J1	7,55	97	3,0
Lesznowola	K1	9,51	95	5,0
Mogilno	J1	9,51	95	5,0
Mogilno	K1	12,45	92	8,0
Mur. Goślina	J1	7,55	97	3,0
Mur. Goślina	K1	7,55	97	3,0
Oborniki	J1	9,51	95	5,0
Oborniki	K1	9,51	95	5,0
Piaseczno	J1	6,57	98	2,0
Piaseczno	K1	7,55	97	3,0
Police	J1	9,51	95	5,0
Police	K1	9,51	95	5,0
Strzelno	J1	9,51	95	5,0
Strzelno	K1	9,51	95	5,0
Ślesin	K1	5,59	99	1,0
Ślesin	J1	7,55	97	3,0
Września	J1	7,55	97	3,0
Zgierz	J1	10,49	94	6,0
Zgierz	K1	10,49	94	6,0

W celu oszacowania wartości realnej stopy dyskontowej dla rozważanych lokalizacji instalacji geotermalnych przyjęto wartości prawdopodobieństwa sukcesu w realizacji tych przedsięwzięć. Przyjęte wartości prawdopodobieństwa uzyskania sukcesu są odzwierciedleniem wyliczonego rankingu lokalizacji. Metodę prac przedstawiono w rozdziale 7.3. na stronie 224.

Wartości prawdopodobieństwa sukcesu przyjęte do obliczenia „wskaźnika ryzyka projektu”, a konsekwencji oszacowania realnej stopy dyskontowej planowanych przedsięwzięć na podstawie formuły Fishera są zmienne w zakresie od 92 do 99%. Oznacza to odpowiednio relatywnie duże i relatywnie małe ryzyko, że przedsięwzięcie nie przyniesie oczekiwanych rezultatów, tzn. nie osiągniemy spodziewanych parametrów złożowo-eksploatacyjnych warunkujących budowę instalacji geotermalnej w danej lokalizacji.

Wartości realnej stopy dyskontowej są liniowo zależne od obliczonego „ryzyka projektu”, jako $(100\%-p)$ i mieszczą się w przedziale od 5,59% dla Ślesina (zbiornik K1), poprzez 6,57% dla Piaseczna (zbiornik J1) i 7,55% dla Lesznawoli (zbiornik J1), Murowanej Gośliny (zbiornik J1), Piaseczna (zbiornik K1) oraz Mogilno (zbiornik J1).

W pozostałych przypadkach obliczona realna stopa dyskontowa przekracza 9%. Zależność obliczonej realnej stopy dyskontowej od wskaźnika opisującego ryzyko projektu przedstawiono na Rys. 79.



Rys. 79. Zależność obliczonej realnej stopy dyskontowej od wskaźnika opisującego ryzyko projektu dla poszczególnych analizowanych projektów (brak oznaczenia zbiornika geotermalnego jest tożsamy z J1)

7.3.3. Wskaźnik IRR – wewnętrzna stopa zwrotu

Wewnętrzna stopa zwrotu (ang. Internal Rate of Return - IRR) – jest to miernik finansowy pozwalający oszacować rentowność inwestycji. IRR przedstawia rzeczywistą stopę zysku z przedsięwzięcia. Interpretacja wewnętrznej stopy zwrotu polega na tym, że im większa wartość IRR tym większy odnotujemy dochód z inwestycji. IRR to taka stopa dyskonta, dla której NPV, czyli wartość bieżąca inwestycji, w ostatnim roku analiz równa się zero (NPV=0). Zatem IRR to stopa procentowa, przy której zostaje osiągnięty ekonomiczny próg rentowności, czyli bieżąca wartość wydatków będzie równać się bieżącym wpływom. IRR opisujemy wzorem:

$$IRR = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_o \quad (\text{wzór 32.})$$

gdzie:

IRR - wewnętrzną stopę zwrotu [%];

CF - przepływy pieniężne netto [PLN];

r - stopa dyskonta [%];

I_o - nakłady początkowe [PLN];

t - kolejne okresy inwestycji [lata].

Wewnętrzną stopę zwrotu IRR można również zdefiniować jako maksymalny koszt kapitału możliwy do zaakceptowania przy finansowaniu inwestycji, bez szkody dla akcjonariuszy.

Na podstawie tabeli bilansów finansowych obliczono z wykorzystaniem dedykowanej funkcji wskaźnik IRR – wewnętrzną stopę zwrotu, wskaźnik ten został dla każdej inwestycji o NPV > 0 podany w informacjach dla każdej z lokalizacji. Wyniki obliczeń wskaźnika IRR dla poszczególnych lokalizacji zestawiono w Tab. 25., jako czas zwrotu podano rok funkcjonowania instalacji, podczas którego następuje zdyskontowany zwrot inwestycji. Nie podano wewnętrznej stopy zwrotu, jeśli jej wartość była mniejsza niż 0. Dla inwestycji trwale nierentownych w warunkach obliczeniowych (przynoszących straty w kolejnych latach księgowych) nie podano okresu zwrotu. Ogółem, wyróżnić można 3 grupy inwestycji:

1. trwale rentowne o wewnętrznej stopie zwrotu wyższej niż stopa dyskonta, które są atrakcyjne z punktu widzenia inwestora komercyjnego (np. Murowana Goślina wariant balneoterapia);
2. trwale rentowne o wewnętrznej stopie zwrotu dodatniej, jednak niższej niż stopa dyskonta, które są stabilne finansowo (przynoszą zyski księgowe), jednak ich funkcjonowanie nie przynosi rezultatów finansowych konkurujących z innymi inwestycjami obciążonymi podobnym ryzykiem;

inwestycje te mogą znajdować się w polu zainteresowania przedsiębiorstw i organizacji not-for-profit oraz takich, które wysoko cenią stabilność cen energii cieplnej (np. Zgierz wariant kaskada);

3. trwale nierentowne, które w żadnym roku swojego funkcjonowania nie przynoszą zysków księgowych (np. Oborniki wariant komunalny).

Należy zwrócić uwagę na kluczowe znaczenie wielkości stopy dyskonta w określeniu opłacalności inwestycji. Jego obniżenie (poprzez np. zmniejszenie ryzyka geologicznego lub jego ubezpieczenie) może spowodować, że niektóre z inwestycji zmienią swoje zaszeregowanie w wyżej przedstawionych grupach. Szczegółowe wyniki przedstawiono w Tab. 25 oraz w prospektach dołączonych do niniejszego opracowania.

7.3.4. Wskaźnik EMV – oczekiwany efekt finansowy

Podejmowanie decyzji poszukiwawczych odbywa się w warunkach niepewności, która dotyczy zarówno wartości parametrów geologicznych, jak i ekonomicznych złoża. Mimo przeprowadzonych badań geologicznych nieznane są do końca wartości takich cech jak: współczynnik filtracji, miąższość efektywna zbiornika wód termalnych itp. Trudność także dotyczy dokładnego określenia kosztów wierceń czy w długiej perspektywie cen nośników energii, co szczególnie istotne w obecnej sytuacji na rynku energii w Polsce. Uwzględniając powyższe fakty uzupełnieniem metody oceny rentowności przedsięwzięcia w dziedzinie geotermii przy wykorzystaniu wskaźnika NPV i metod dyskontowych, opisujących nakłady finansowe na eksploatację złoża oraz prezentujący potencjalne przychody z zagospodarowania ciepła i/lub wód termalnych w długim horyzoncie czasowym może być analiza wskaźnika EMV.

Analiza efektywności ekonomicznej zagospodarowania wód termalnych odzwierciedlająca stopień ryzyka inwestycyjnego w geotermii mająca swoje odzwierciedlenie w tzw. bezpiecznej stopie zysku może być zrealizowana przy wykorzystaniu wskaźnika EMV. Wskaźnik ten wyznacza się, określając możliwe do uzyskania zyski bądź straty z przedsięwzięcia i prawdopodobieństwo ich wystąpienia wg wzoru [3]:

$$EMV = p \times NPV + (1 - p) \times K \quad (\text{wzór 33.})$$

gdzie:

EMV - oczekiwany efekt finansowy [PLN];

p - prawdopodobieństwo udanego zagospodarowania złoża geotermalnego [%];

NPV - wartość zaktualizowana netto [PLN];

K - nakłady konieczne do poniesienia w celu stwierdzeniem możliwości zagospodarowania złoża geotermalnego [PLN].

Przyjęto, że konieczne jest wywiercenie dwóch otworów, jeden z nich zostanie dofinansowany w 100% i pominięto jego amortyzację, lecz nie ponoszone ryzyko, które zostało uwzględnione w obliczeniach wskaźników ekonomicznych. Prawdopodobieństwo udanego zagospodarowania złoża geotermalnego oszacowano osobno dla każdej z analizowanych lokalizacji w oparciu o wyniki analiz wykonanych w początkowym etapie niniejszego opracowania. Ryzyko oszacowano uwzględniając następujące czynniki: stan obecnego rozpoznania geologicznego i tektonicznego, w tym obecność otworu reperowego (w odl. do 5 km od lokalizacji), dostępność wyników badań

hydrogeologicznych analizowanych zbiorników wód termalnych i składu hydrochemicznego wód.

Zgodnie z powyższymi założeniami stopień ryzyka, w skali 100% - bez ryzyka, 92% - duże ryzyko, oszacowano dla każdej lokalizacji osobno. Wartości parametru (p) – prawdopodobieństwa udanego zagospodarowania złoża geotermalnego dla poszczególnych wskazanych lokalizacji potencjalnych ujęć wód termalnych przedstawiono w zbiorczej tabeli – zestawienia wskaźników ekonomicznych do obliczeń stopy dyskontowej, które przedstawiono w rozdziale 7.3.2.1.

Wyniki obliczeń wskaźników NPV, EMV IRR oraz oczekiwany czas zwrotu inwestycji dla poszczególnych lokalizacji zestawiono w Tab. 25 oraz w prospektach, dołączonych do niniejszego opracowania. Jako czas zwrotu podano rok funkcjonowania instalacji, podczas którego następuje zdyskontowany zwrot inwestycji. Nie podano wewnętrznej stopy zwrotu, jeśli jej wartość była mniejsza niż „0”.

Jako czas zwrotu podano rok funkcjonowania instalacji, podczas którego następuje zdyskontowany zwrot inwestycji. Nie podano wewnętrznej stopy zwrotu, jeśli jej wartość była mniejsza niż 0. Dla inwestycji trwale nierentownych w warunkach obliczeniowych (przynoszących straty w kolejnych latach księgowych) nie podano okresu zwrotu.

Tab. 25. Zestawienie podstawowych wskaźników ekonomicznych dla analizowanych scenariuszy zagospodarowania energii i wód geotermalnych w wybranych lokalizacjach na Niżu Polskim.

Lokalizacja	Zastosowanie	NPV	EMV	IRR [%]	Czas zwrotu [lata]	Cena ciepła geotermia [PLN/GJ]	Stopa dyskonta [%]
		[tys. PLN]					
Ślesin (zbiornik kredy dolnej)	balneo	13 940	13 132	18,39	8	23	5,59
	komunalny	-12 566	-12 579	-	-	55	5,59
	kaskada	18 178	17 243	18,56	8	24	5,59
Strzelno (zbiornik jury dolnej)	balneo	6 629	5 586	17,25	10	22	9,51
	komunalny	-16 955	-16 818	-	-	83	9,51
	kaskada	11 092	9 826	23,65	7	22	9,51
Murowana Goślina (zbiornik jury dolnej)	balneo	12 224	11 713	27,88	6	25	7,55
	komunalny	-5 440	-5 421	-	>25	48	7,55
	kaskada	-7 332	-7 256	1,48	>25	47	7,55
Mogilno (zbiornik jury dolnej)	balneo	1 958	418	11,35	18	25	9,51
	komunalny	1 132	-342	10,31	22	31	9,51
	kaskada	17 025	14 279	19,82	9	27	9,51
Kutno (zbiornik jury dolnej)	balneo	-2 612	-3 462	8,26	>25	26	10,49
	komunalny	-2 347	-3 213	9,13	>25	29	10,49
	kaskada	23 312	20 906	23,56	7	20	10,49
Zgierz (zbiornik jury dolnej)	balneo	-3 385	-4 210	7,62	>25	27	10,49
	komunalny	-16 694	-16 720	-	>25	45	10,49
	kaskada	-9 282	-9 754	4,30	>25	40	10,49
Września (zbiornik jury dolnej)	balneo	6 647	6 341	19,30	8	34	7,55
	komunalny	-4 696	-4 661	-6,52	>25	53	7,55
	kaskada	-2 460	-2 492	-	>25	53	7,55
Police	balneo	8 909	7 867	21,93	8	20	9,51

Lokalizacja	Zastosowanie	NPV	EMV	IRR [%]	Czas zwrotu [lata]	Cena ciepła geotermia [PLN/GJ]	Stopa dyskonta [%]
		[tys. PLN]					
(zbiornik jury dolnej)	komunalny	3 208	2 451	11,08	19	45	9,51
	Kaskada	12 936	11 692	14,45	13	42	9,51
Piaseczno (zbiornik jury dolnej)	balneo	9 136	8 710	19,49	8	31	6,57
	komunalny	2 708	2 476	9,94	16	49	6,57
	kaskada	7 784	7 399	18,29	8	49	6,57
Oborniki (zbiornik jury dolnej)	balneo	-1 912	-2 466	7,55	>25	33	9,51
	komunalny	-18 602	-18 322	-7,78	>25	51	9,51
	kaskada	-19 355	-19 038	-2,85	>25	49	9,51
Lesznówola (zbiornik jury dolnej)	balneo	8 434	8 018	18,30	9	32	7,55
	komunalny	-487	-635	7,05	>25	46	7,55
	kaskada	8 278	7 867	16,83	9	45	7,55

8. Koncepcje zagospodarowania zasobów wód termalnych i energii

Koncepcje zagospodarowania zasobów geotermalnych dotyczą stanu aktualnego oraz wymagającego podjęcia działań inwestycyjnych. Zagospodarowanie w stanie aktualnym wiąże się z wykorzystaniem zasobów w celach komunalnych przez istniejących odbiorców energii. Wykorzystanie komunalne skupia się na centralnym ogrzewaniu i przygotowaniu ciepłej wody użytkowej. Zagospodarowanie wymagające podjęcia działań inwestycyjnych polega na rozważeniu nieistniejącego obiektu balneo-rekreacyjnego. Rozważano również połączenie wariantu odbiorców istniejących i nieistniejących w tzw. kaskadzie odbioru energii.

8.1. Koncepcje budowy ciepłowni geotermalnych w oparciu o parametry ujęć

Mając na uwadze dostępne zasoby energii geotermalnej, a w szczególności potencjalnie dostępną temperaturę (od ponad 40 do blisko 90°C) oraz wymagania stawiane źródłu energii zdecydowano się na wykorzystanie absorpcyjnych pomp ciepła. W podobnych do analizowanych warunkach złożowych instalacje absorpcyjnych pomp ciepła pracują z powodzeniem od wielu lat w ciepłowniach w Mszczonowie i Pyrzycach. Pompy absorpcyjne napędzane są wysokotemperaturowymi kotłami (najczęściej na gaz ziemny), które w razie awarii lub konieczności przeprowadzenia remontu na geotermalnej części instalacji mogą zostać wykorzystane jako alternatywne źródło energii (uzupełniające bilans zapotrzebowania na moc). Moc kotłów napędowych jest znacząca, w przybliżeniu równa 60% całkowitej mocy układu pompa ciepła – kocioł szczytowy.

Średnie roczne efektywności grzewcze uzyskiwane przez absorpcyjne pompy ciepła osiągać mogą wartości rzędu 1,5 – 1,7, efektywności pomp sprężarkowych wynosić mogą ok. 3,5 – 4,5. Z pozoru pompy sprężarkowe są zatem bardziej efektywne. Porównanie obydwu grup urządzeń powinno być wykonywane jednak w odniesieniu do cen i obciążeń środowiskowych związanych z konsumowaną energią napędową.

Średnia cena netto energii cieplnej pochodzącej z gazu ziemnego wysokometanowego wynosiła w 2018 roku ok. 50,72 zł/GJ [303]. Cenę jednostkową gazu ziemnego, odniesioną do jednostki objętości paliwa, można zatem oszacować na:

Cena energii pochodzącej z gazu: $c_{egz} = 50,72 \frac{\text{zł}}{\text{GJ}}$

Ciepło spalania gazu: $Q_c = 39,4 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}$

Wartość opałowa gazu: $Q_w = Q_c - 2 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \times 0,98 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \times 2,5 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} \times \frac{2 \times 1 + 16 \frac{\text{kg}}{\text{kmol}}}{22,42 \frac{\text{m}^3}{\text{kmol}}} = 35,5 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}$

Cena gazu odniesiona do objętości: $c_{gz} = c_{egz} \times Q_w = 1,8 \frac{zł}{m^3}$

Jest to cena netto, zagregowana, jednoczłonowa (uwzględniająca zarówno opłatę za zakup energii, jak i jej dystrybucję i przesył). W przypadku energii elektrycznej cena netto energii wynosi ok. 450 zł/MWh – podobne, a nawet nieco wyższe wartości podano np. w GLOBEnergia (2019). Uwzględniając średnią efektywność pomp ciepła, cenę końcową wytwarzanej energii cieplnej oszacować można na około:

Cena energii cieplnej z pomp absorpcyjnych: $cec_{apc} = \frac{c_{egz}}{\frac{1,5+1,7}{2}} = 31,7 \frac{zł}{GJ}$

Cena energii cieplnej z pomp sprężarkowych: $cec_{spc} = \frac{c_{el}}{\frac{3,5+4,5}{2}} = 31,25 \frac{zł}{GJ}$

Nakłady inwestycyjne w przypadku obydwu grup urządzeń są na porównywalnym poziomie. Obydwie grupy urządzeń mają swoje mocne i słabe strony. Mając na uwadze niepewność dotyczącą cen energii elektrycznej w najbliższej przyszłości oraz fakt, że napędowa energia elektryczna w przypadku pomp sprężarkowych pochodzi nadal w blisko 80% z węgla kamiennego i brunatnego (KSE, 2019) (wg tego samego źródła prawie 91,5% energii elektrycznej wytwarza się w Polsce ze źródeł konwencjonalnych – jedynie ok. 8,5% energii elektrycznej pochodzi z energii odnawialnej, jeżeli włączyć w nią również duże elektrownie wodne). Mając to na uwadze zdecydowano się włączyć do analiz pompy absorpcyjne.

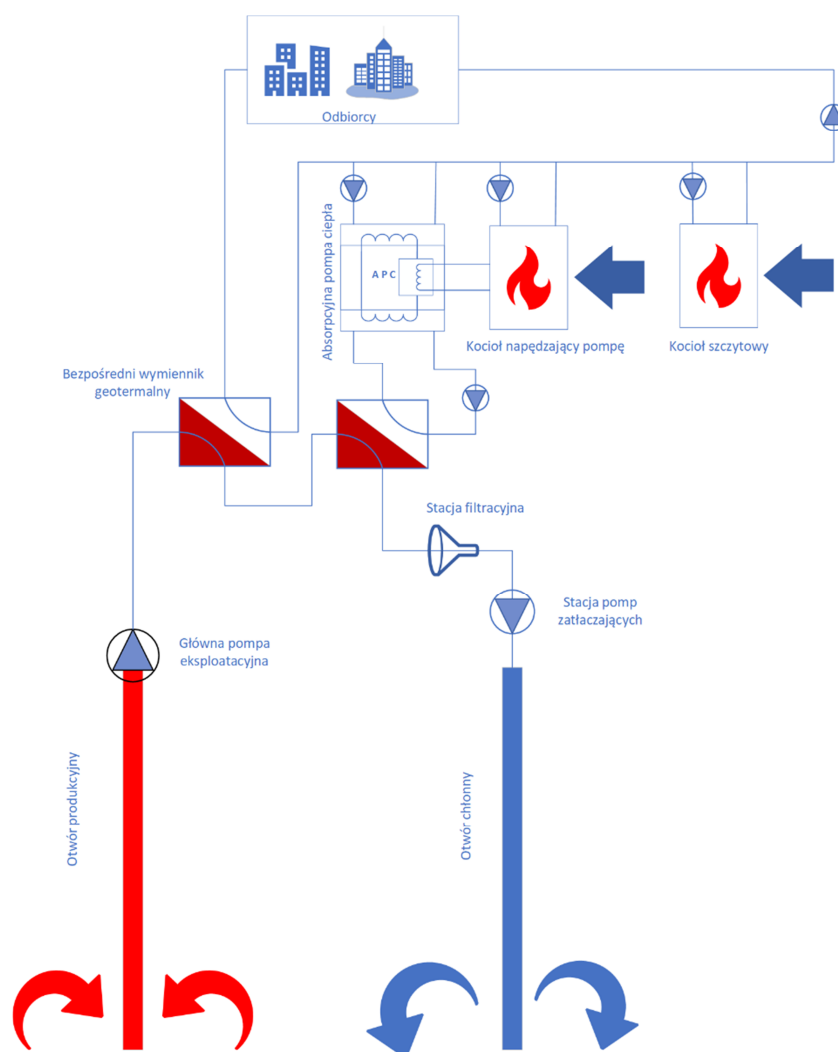
Źródłem wysokotemperaturowej energii napędowej dla pomp absorpcyjnych będzie gaz ziemny – wszędzie tam, gdzie będzie on dostępny. W lokalizacjach, w których nie ma dostępu do gazu ziemnego źródłem energii napędowej będzie lekki olej opałowy. Ogólny schemat technologiczny instalacji źródła energii przedstawia Rys. 80.

8.1.1. Nakłady inwestycyjne i amortyzacja środków trwałych

Założenia do projektu:

1. Nakłady inwestycyjne związane z realizacją inwestycji podawano jako wartości netto;
2. Koszt wykonania otworów o głębokości h [m] określano posługując się zależnością $4706 h + 0,388 h^2$ [PLN]. Jeżeli analizowano rekonstrukcję otworów, to koszt rekonstrukcji wynosił połowę kosztów związanych z wykonaniem nowego otworu. Założono, że nakłady inwestycyjne generował jedynie drugi otwór. Otwór pierwszy wykonywany był z dotacji NFOŚ w ramach programów pomocowych. Okres amortyzacji środków trwałych dla otworów określono na 22 lata;
3. Koszt zakupu wymiennika bezpośredniego szacowano na 50 zł/kW przy amortyzacji w cyklu 15 lat;

4. Zakładano, że standardowa odległość między otworem produkcyjnym a chłonnym musi być taka by zapewnić bezpieczną pracę instalacji przez wiele lat. Odległość ta ustalona została na 1 km. Cena rurociągu połączeniowego została wliczona w poziom wymaganych nakładów inwestycyjnych (700 zł/m). Rurociąg amortyzowano w czasie 22 lat;
 5. Obliczenia uwzględniały koszty wykonania budynków ciepłowni ustalając je na 26,7 tys. zł/MW całkowitej mocy zainstalowanej. Budynki amortyzowano w czasie 22 lat.
 6. Nakłady na pompy ciepła wraz z kotłami wspomagania szczytowego oszacowano na 1,5 tys. zł/kW maksymalnej mocy grzewczej. Amortyzowano je w czasie 15 lat;
 7. Kotły wspomagania szczytowego generowały nakłady na poziomie 600 zł/kW mocy grzewczej maksymalnej, amortyzowano je w cyklu 15 lat;
 8. Nakłady inwestycyjne obejmowały również koszty montażu urządzeń i koszty niespodziewane, określane jako 10% wartości nakładów na sumę następujących składników: nakłady na jeden otwór, budynki i rurociągi. Do tego dodawano 20% sumy nakładów na: pompy ciepła, wymiennik bezpośredni i kotły szczytowe. Ta pozycja nakładów inwestycyjnych generowała również amortyzację środków trwałych określną w cyklu 22 lat dla nakładów od otworu, budynków i rurociągów i 15 lat dla pozostałych pozycji;
 9. Analizowana w obliczeniach rozdzielczość mocy chwilowej (krok czasowy obliczeń) w ciągu roku wynosiła 1 godzinę – rok składał się więc z 8 760 kroków, w których ustalano warunki pracy instalacji;
 10. Dane pogodowe, na podstawie których definiowano zapotrzebowanie na moc grzewczą odbiorcy oraz warunki pracy jego instalacji grzewczej pochodziły z Danych do obliczeń energetycznych budynków: Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne do obliczeń energetycznych budynków (Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej RP 2019). Dane źródłowe opisujące warunki atmosferyczne pochodziły z najbliższej stacji meteorologicznej odpowiadającej analizowanej lokalizacji. Przeprowadzano jednak ich korektę, która polegała na przypisaniu najniższej wartości temperatury zewnętrznej zarejestrowanej w typowych latach meteorologicznych minimalnej temperatury obliczeniowej zalecanej przez PN-EN 12831 i odpowiadającą strefie klimatycznej, w której znajduje się obiekt. Brak takiego działania powodowałby, że moc zainstalowana w źródle w wielu przypadkach nie odpowiadałaby wymaganej przez PN-EN 12831 mocy maksymalnej.
- Zgodnie z przyjętą metodyką w pracy wyróżniono trzy grupy odbiorców energii współpracujących z ww. źródłem (Rozdział 8.1.1.1, 8.1.1.2, 8.1.1.3).



Rys. 80. Ogólny schemat technologiczny geotermalnego źródła energii wykorzystującego zasoby geotermalne, absorpcyjne pompy ciepła i kotły wspomaganie szczytowego

Schemat pracy źródła energii opisano poniżej. Woda termalna wydobywana jest na powierzchnię otworem produkcyjnym o głębokości stosownej do głębokości zalegania horyzontu wodonośnego. Wyływając ze strefy filtra otworu produkcyjnego woda termalna traci część zawartej w niej energii, co skutkuje tym, że temperatura na głowicy otworu produkcyjnego jest niższa od temperatury złożowej. Różnica między temperaturą w strefie złoża i na głowicy będzie tym mniejsza im większy będzie strumień pozyskiwanej wody termalnej. Fakt ten jest brany pod uwagę w obliczeniach. Następnie woda termalna kierowana jest do instalacji źródła energii. Jeżeli jej temperatura na głowicy otworu jest wyższa od temperatury powrotu czynnika pośredniczącego w wymianie energii między źródłem a odbiorcą, to woda kierowana jest na bezpośredni geotermalny wymiennik ciepła (bezpośredni wymiennik geotermalny). Podgrzewa tam wodę powrotną instalacji ciepłowniczej do możliwie wysokiej temperatury. Ten stopień odzysku energii od wód termalnych

ma największą wartość, ponieważ pozyskana energia nie wymaga stosowania żadnych, poza wodą termalną, dodatkowych nośników. Następnie, jeżeli temperatura wody termalnej jest na tyle wysoka (powyżej 20°C), może zostać ona wykorzystana jako źródło dolne dla absorpcyjnych pomp ciepła. Warunkiem sugerującym konieczność wykorzystania pomp ciepła jest nieosiągnięcie przez wodę obiegu ciepłowniczego wymaganej temperatury zasilania odbiorcy (uwzględniając straty ciepła na przesył). Granicę temperatury do której zakłada się ochładzanie wody termalnej w pompach ciepła stanowi temperatura 20°C.

Moc źródła dolnego możliwa do pozyskania limituje zatem moc pomp ciepła. Jeżeli w źródle energii nadal istnieje deficyt mocy (temperatura wody obiegu ciepłowniczego nadal nie osiągnęła temperatury wymaganej) to niezbędną część mocy dostarczają kotły wspomagania szczytowego – zasilane gazem ziemnym lub lekkim olejem opałowym (jeżeli nie ma dostępu do gazu ziemnego).

8.1.1.1. Odbiorca komunalny tzw. ciepłownictwo sieciowe

Zapotrzebowanie na moc chwilową związane było z zaspokojeniem zapotrzebowania na centralne ogrzewanie i przygotowanie ciepłej wody użytkowej. Skalę obiektów komunalnych oceniano na podstawie dostępnych informacji dotyczących zapotrzebowania na energię. Moc całkowita źródła energii nie była większa od maksymalnego, szacowanego zapotrzebowania na nią dla analizowanej miejscowości. Jeżeli dane dotyczące zapotrzebowania na moc nie były dostępne, to zapotrzebowanie na moc i energię było oszacowane na podstawie ilości mieszkańców. Jeżeli zapotrzebowanie na moc maksymalną powodowałoby dużą depresję zwierciadła w otworze produkcyjnym, a co za tym idzie duże zapotrzebowanie na moc pomp eksploatacyjnych i załączających, to moc ujęcia geotermalnego była redukowana – tak by osiągnąć minimalne jednostkowe koszty całkowite wytwarzania energii cieplnej.

Dlatego w niektórych z analizowanych miejscowości eksploatowany strumień wody termalnej jest mniejszy od strumienia dostępnego. Wszędzie tam, gdzie dostępne były dane dotyczące parametrów pracy sieci ciepłowniczej były one brane pod uwagę. Tam gdzie dane nie zostały udostępnione, bazując na informacjach o zapotrzebowaniu na moc i ilości mieszkańców określano je szacunkowo – sieci o mocy powyżej 5 MW najczęściej były projektowane dla parametrów 110/70°C. Tam gdzie sieć nie istniała, zakładano jej wykonanie w technologii niskotemperaturowej.

8.1.1.2. Koncepcje budowy ośrodka balneo-rekreacyjnego w oparciu o parametry ujęć

Zapotrzebowanie na moc grzewczą związane było z zaspokojeniem zapotrzebowania na centralne ogrzewanie, ciepło technologiczne i przygotowanie ciepłej wody użytkowej dla obiektu o charakterze balneologiczno-rekreacyjnego (SPA itp.). W związku z tym, że odbiorca tego typu nie istnieje w żadnej z analizowanych lokalizacji założono, że jego wielkość odpowiadać będzie mniej więcej obiektom istniejącym podobnego typu.

W Chochołowskich Termach powierzchnia całkowita lustra wody wynosi ok. 3 tys. m² (<https://www.chocholowskietermy.pl/baseny/>), w Termach Bukowina Tatrzańska powierzchnia lustra wody to ok. 1885 m².

Ostatecznie zdecydowano się na obiekt pośredni, którego powierzchnia lustra wody wynosiła 2,5 tys. m². Zależnie od analizowanej lokalizacji zapotrzebowanie na moc maksymalną było zmienne, ale zazwyczaj wahało się w granicach 4,1 MW na cele grzewcze i ok. 340 kW na przygotowanie ciepłej wody użytkowej (założono system objętościowy, o czym będzie mowa dalej). Całkowite zapotrzebowanie na energię obiektu wynosiło ok. 59 TJ/rok. Ze względu na całoroczne zapotrzebowanie na ogrzewanie wody obiekt cechował się wysokim współczynnikiem zapotrzebowania na moc średnią w ciągu roku. Znacznie większą niż obiekt komunalny o podobnej mocy maksymalnej. Można zatem powiedzieć, że był to obiekt wyjątkowo atrakcyjny dla geotermii – jako źródła energii.

Założono, że część niecek będzie związana z nieckami otwartymi, a część z nieckami krytymi. Zapotrzebowanie na moc obiektu określono na ok. 1,8 kW/m². Obiekt cechował się rocznym zapotrzebowaniem na energię ok. 6,6 MWh/(m² rok) – tj. ~23,6 GJ/(m² rok). Przy wartościach typowych dla obiektów krytych pływalni na poziomie 5 MWh/(m² rok).

Pamiętać jednak należy, że cytowana literatura porównawcza dotyczy łagodniejszych od polskich warunków klimatycznych (Niemcy) i obiektu pływalni o charakterze sportowym (niższa temperatura wody). Założono, że zostanie on wyposażony w ogrzewanie i system technologiczny podgrzewania wody w nieckach basenowych, zaprojektowany dla parametrów 60/35°C. Instalacja ciepłej wody użytkowej zaprojektowana będzie dla parametrów 60/20°C przy wykorzystaniu systemu objętościowego.

8.1.1.3. Koncepcje budowy ośrodka wykorzystującego wody termalne kaskadowo w oparciu o parametry ujęć (łącznie ciepłownictwo, rekreacja i balneoterapia)

Zakłada się równoczesne połączenie ze źródłem energii odbiorcy komunalnego i balneo-rekreacyjnego. Dzięki temu rośnie zapotrzebowanie na energię bez konieczności podnoszenia temperatury zasilania. Obiekt rekreacyjny, może zostać wyposażony w instalacje niskotemperaturowe. Dzięki

temu może on wykorzystywać nośnik energii po zaspokojeniu potrzeb odbiorcy komunalnego. Wariant nawiązuje więc do idei kaskadowego wykorzystania energii, czyli włączeniu kolejnych odbiorników w sekwencji ich malejącego zapotrzebowania na temperaturę.

8.1.2. Koszty remontów i konserwacji

Koszty obsługi instalacji źródła energii obejmowały koszty remontów i konserwacji określone jako 1%/rok, liczony od budynków, otworu i rurociągów oraz 2,5%/rok liczony od pozostałych elementów instalacji. Instalacja źródła energii jest w pełni zautomatyzowana i poza remontami i konserwacją nie wymaga obsługi przez człowieka.

8.1.3. Koszty zakupu nośników energii napędowej

Koszty zakupu nośników energii napędowej obejmowały zakup gazu ziemnego (1,8 zł/m³) lub oleju opałowego (olej Ekoterm Plus Qw = 42,6 MJ/kg, gęstość w temperaturze 20°C - 860 kg/m³, cena hurtowa PKN Orlen 2 702 zł/m³ z dnia 2019.11.29) i energii elektrycznej (450 zł/MWh).

Zapotrzebowanie na gaz lub olej obejmowało kotły napędowe pomp ciepła i kotły wspomagania szczytowego. Zapotrzebowanie na energię elektryczną obejmowało pompę geotermalną zatapianą w otworze oraz pompy zatłaczające wodę ochłodzoną do złoża. Przy czym moc chwilowa pomp zatłaczających wynosiła 150% mocy chwilowej pomp eksploatacyjnych (zatapianych w otworze produkcyjnym). Moc pomp eksploatacyjnych szacowano zakładając poziom zwierciadła dynamicznego w otworze produkcyjnym. Niestety ze względu na brak danych posłużono się tu pewnym uproszczeniem polegającym na założeniu poziomu zwierciadła statycznego - 50 m p.p.t i depresji jednostkowej 1 m/m³/h. Założenie to dotyczyło wszystkich analizowanych lokalizacji.

8.2. Prognoza stanu termodynamicznego wód termalnych w funkcji temperatury schładzania ze wskazaniem kierunków ich zagospodarowania

Mając na względzie istotną zmienność właściwości fizycznych i chemicznych wód termalnych możliwych do pozyskania w wytypowanych lokalizacjach, przeprowadzono badania modelowe celem określenia zagrożeń związanych z utylizacją schłodzonych wód i wskazania optymalnego sposobu ich bezpiecznego dla środowiska zagospodarowania po odzysku ciepła.

Celem zadania było określenie optymalnej temperatury schłodzenia wody która byłaby eksploatowana otworem eksploatacyjnym w wytypowanej lokalizacji, dla określenia dogodnych warunków ograniczających możliwość

wytrącania osadów wtórnych podczas załaczania wody do otworu chłonnego.

Powyższe prognozy uznaje się za niezbędne na wstępnym etapie badań hydrogeochemicznych systemów geotermalnych. Wynikają one bowiem z potrzeby zapobieżenia problemom eksploatacyjnym, towarzyszącym wydobywaniu wody termalnej i jej załaczaniu [304]. Wytrącanie osadów wtórnych może wpływać na spadek przepuszczalności strefy przyodwiertowej i skał złożowych, a w konsekwencji pociągać za sobą problemy eksploatacyjne, wynikające ze spadku produktywności, a zwłaszcza chłonności otworów geotermalnych. W przypadku wytrącania osadów wtórnych z wody, cząstki te mogą osadzać się na instalacji w części powierzchniowej i/lub wgłębnej systemu geotermalnego, zwłaszcza na rurach i filtrach.

W celu określenia prognozowanego stanu termodynamicznego w układzie woda-skała i wskazania warunków dla wytrącania osadów wtórnych z wody termalnej wykorzystano badania oparte na modelowaniu geochemicznym. W pracy posłużono się programem PHREEQC 3.5.0 [305]. W kontekście zrealizowanych badań, warto zwrócić uwagę, iż na jakość prognozowania zjawisk wytrącania substancji wtórnych istotny wpływ ma znajomość składu mineralogicznego i parametrów zbiornikowych systemu geotermalnego oraz szeroki zakres oznaczeń fizycznych i chemicznych wody. Szczególnie istotnym jest posiadanie wiedzy dotyczącej parametrów fizycznych wody termalnej (na podstawie pomiarów „in-situ” bez dostępu tlenu): temperatury, odczynu pH, potencjału redox. Odczyn wody, jej temperatura oraz charakter przyjętego do modelowania potencjału redox ukierunkowują przebieg większości procesów zachodzących w wodach podziemnych. Potencjał redox jest bowiem miarą zdolności do utleniania lub redukcji określonego układu, decydując przez to o formie migracji jonów w wodzie.

Czynniki te mają więc kluczowe znaczenie dla jakości prognoz dokonywanych z użyciem wymienionych narzędzi. Nie mniej istotna jest wiedza dotycząca występowania w wodzie gazów rozpuszczonych, które również mogą ukierunkowywać przebieg procesów termodynamicznych.

Badania oparto na dostępnych danych dotyczących rozpoznania hydrogeochemicznego wód termalnych w rozpatrywanych 11 lokalizacjach, których zakres był bardzo ograniczony. W Tab. 26. przedstawiono zakres oznaczeń wykonanych w otworach referencyjnych. Zakres ten należy uznać za znikomy, a wiarygodność wielu oznaczeń, jak również w wielu przypadkach kilku i kilkadziesiąt procentowy błąd bilansu analizy nie powinien stanowić podstawy dokonywania prognoz termodynamicznych w układzie woda – skała. Z tego względu, prognozy wykonane mają charakter przybliżony, a stan roztworu wodnego (bilansu, specjacji, stopnia jego nasycenia względem określonych faz mineralnych), przy uwzględnieniu wpływu zmienności temperatury na wartość obliczanych parametrów, ma charakter czysto

orientacyjny. Z uwagi na wspomniany ograniczony zakres oznaczeń wskaźników fizycznych i chemicznych, prognozę układu woda-skała ograniczono, do głównych węglanowych (aragonit i kalcyt), siarczanowych (anhydryt i gips) i krzemionkowych (kwarc) form mineralnych, powszechnie występujących w górotworze. Jakkolwiek, zawartość kwasu metakrzemowego w wodzie, która ma kluczowe znaczenie dla prognoz wytrącania głównych form mineralnych związanych ze zbiornikami piaskowcowymi, przyjęto bazując na własnym doświadczeniu, w zakresie występowania tego wskaźnika w wodach. Podobnie, arbitralnie przyjęto wartość Eh wody (Eh -120 mV) - podstawowego parametru wymaganego do modelowania geochemicznego, ponieważ żadna z dostępnych analiz fizykochemicznych nie zawierała oznaczenia tego wskaźnika fizycznego. W kilku przypadkach, odczyn wody miał charakter zasadowy (np. pH=11), co wskazuje że próbka wody była zanieczyszczona płuczką. Również w takich przypadkach, zmieniono odczyn wody bazując na własnych doświadczenia z pracy systemów geotermalnych w Polsce.

Tab. 26. Zakres oznaczeń wskaźników fizykochemicznych w „otworach reperowych” (na podstawie bazy danych z Banku Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin).

Wskaźnik	Żychlin IG-3	Gostynin IG-3	Iwiczna IG-1	Wilczyn IGH-1	Objezierze IG-1	Pobiedziska IGH-1	Czachówek-1	Szczecin IG-1	Szczecin IG-8	Ślesin IGH-1	Września IG-1	Zgierz IG-1
pH	-	+	-	-	+/-	-	+/-	-	-	+	+	+/-
Eh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PEW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Temperatura	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	+	-
Na ⁺	+	+	+	-	+/-	-	+/-	-	-	-	+	+/-
K ⁺	+	+	+	-	+/-	-	+/-	-	-	-	+	+/-
Li ⁺	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+/-
NH ₄ ⁺	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ca ⁺²	+	+	+	-	+/-	-	+/-	-	-	+	+	+/-
Mg ⁺²	+	+	+	-	+/-	-	-	-	-	+	+	+/-
Ba ⁺²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sr ⁺²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+/-
Fe ⁺³	+	-	-	-	+/-	-	-	-	-	+	-	+/-
Mn ⁺²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	+/-
Zn ⁺²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cu ⁺²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ni ⁺²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Co ⁺²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pb ⁺²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hg ⁺²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cd ⁺²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Se ⁺²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sb ⁺³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Al ³⁺	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cr _{og}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ti ⁴⁺	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
As ³⁺	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NO ₃	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NH ₄	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cl ⁻	+	+	+	-	+/-	-	+/-	-	-	-	+	+/-
F ⁻	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+/-
U	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Br ⁻	+	+	-	-	+/-	-	-	-	-	-	+	+/-
J ⁻	-	+	-	-	+/-	-	-	-	-	-	+	+/-
SO ₄ ⁻²	+	+	+	-	+/-	-	+/-	-	-	+	+	+/-
HCO ₃ ⁻²	+	+	+	-	+/-	-	+/-	-	-	+	+	+/-
PO ₄ ⁻³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S ⁻	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
H ₂ S	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSiO ₃	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(+) - wskaźnik oznaczony; (-) - brak oznaczenia; (+/-) - wskaźnik oznaczony, ale analiza obarczona błędem

Biorąc pod uwagę zmienność stanu nasycenia wód względem wybranych form mineralnych, należy podkreślić, że wszystkie minerały są rozpuszczalne w wodzie w ograniczonym zakresie, a obliczenia ich rozpuszczalności wykorzystywane do prognozowania zjawisk wytrącania substancji wtórnych, są ściśle uzależnione od czynników fizycznych.

Granica rozpuszczalności danego minerału określana jest mianem iloczynu rozpuszczalności (K). Produkt będący efektem pomnożenia stężenia jonów biorących udział w reakcji określany jest jako iloczyn jonowy wody (Q). Rozpuszczalność oraz tendencja do wytrącania osadów zależy bowiem od ciśnienia, siły jonowej, temperatury, potencjału redox, odczynu pH wody. Parametrem określającym stan równowagi termodynamicznej jest wskaźnik nasycenia roztworu SI (ang. Saturation Index). Przy jego określaniu wykorzystywane są wartości aktywności rozpuszczonych w roztworze specjacji: jonów prostych, par jonowych i związków kompleksowych. Ogólna formuła obliczeń dla dowolnego minerału k ma postać [305]:

$$SI = \log(Q \div K)_k = \log Q_k - \log K_k \quad (\text{wzór 34.})$$

gdzie:

SI - wskaźnik nasycenia roztworu w minerał k;

Q - iloczyn jonowy rzeczywistych stężeń składników wody mogących wchodzić z danym minerałem k w reakcję rozpuszczania/wytrącania;

K - stała równowagi wynikająca z prawa działania mas i/lub iloczynu rozpuszczalności dla danych warunków temperaturowych, w jakich przebiega reakcja między minerałem k i roztworem wodnym.

Prognozowane wartości SI dla wybranych do analizy węglanowych, siarczanowych i krzemionkowych form mineralnych zostały zobrazowane na wykresach. Roztwór/wodę termalną uznaje się za nasyconą względem danego minerału (stan równowagi) wówczas wartość iloczynu rozpuszczalności jest równa iloczynowi jonowemu wody, a wskaźnik nasycenia roztworu przyjmuje wartość 0 („stan nasycenia”). Wartości SI większe i mniejsze od 0 dotyczą odpowiednio stanu przesycenia i niedosycenia układu woda-minerał. Przyjmuje się, że w przyrodzie stanowi równowagi termodynamicznej danego minerału i wody odpowiadają wartości SI w zakresie $\pm 5 \log K$ [306], czyli zawierające się w przedziale $SI = 0 \pm 0,05 \log K$. Przesycenie roztworu informuje o tendencji do wytrącania danego minerału z wody, natomiast niedosycenie o tendencji do jego rozpuszczania i przechodzenia ze skały macierzystej do wody.

W modelowaniu wykorzystano wyniki dostępnych analiz fizykochemicznych, korzystając z tzw. „otworów reperowych”, których dane uznaje się za najbardziej reprezentatywne do dalszych badań. W obliczeniach przyjęto zakres zmienności temperatury wody od prognozowanej temperatury złożowej, poprzez temperaturę głowicową do 20°C, co pozwoliło na wskazanie prognozowanej, optymalnej temperatury schłodzenia wody załączanej do górotworu. Zatem na wykresach zobrazowano prognozę nasycenia wody względem wybranych minerałów, dla temperatury wody w górotworze, temperatury wody na głowicy i dalej, dla wody schłodzonej, zwykle 35°C i dalej co 5°C, 30°C, 25°C i końcowej 20°C.

Za rozwiązanie alternatywne do włączania wody do górotworu można uznać zrzut do cieku powierzchniowego lub kanalizacji. W tych przypadkach wody musiałyby spełniać wymagania stawiane ściekom odprowadzanym do środowiska i/lub kanalizacji, a sam proces zrzutu wymagałby uzyskania stosownych pozwoleń wodnoprawnych. Biorąc pod uwagę zakres prognozowanej mineralizacji wód termalnych w wytypowanych 11 lokalizacjach, od 35 g/dm³ i więcej, załączanie schłodzonych wód do górotworu należy uznać za zasadne.

Przeprowadzone badania mają charakter orientacyjny. Prognoza stanu termodynamicznego w układzie woda-skała winna zostać powtórzona na podstawie uzyskanych, rzeczywistych danych z ujęcia geotermalnego, po testach hydrodynamicznych.

Analizując kierunki wykorzystania wód termalnych po oddaniu ciepła, rozważono cele balneoterapeutyczne, rekreacyjne oraz szeroko rozumianą kosmetologię. Na podstawie wyników etapu I: wydajność, temperatura, mineralizacja i prognoza właściwości fizycznych i chemicznych wody ukierunkowano dalsze rozważania szczegółowe.

Czynnikami determinującymi wykorzystanie wody jest głównie wskazana ogólna zawartość rozpuszczonych składników mineralnych, ale również rodzaj składników dominujących i ich właściwości biochemiczne (Cl⁻, Na⁺, Ca²⁺, Mg²⁺,

SO₄²⁻, HCO₃⁻), jak również, w kontekście balneoterapeutycznym, zawartość swoistych składników leczniczych (J⁻, F⁻, H₂SiO₃, S²⁻, Rn, Fe²⁺). Zgodnie z ogólnymi wskazaniami do celów leczniczych, przyjmuje się graniczną mineralizację wody 50 g/dm³, a temperaturę 28–42°C [273]. Dopuszczenie wyższej temperatury i mineralizacji wody w zabiegach balneoterapeutycznych i leczniczych wynika z kwestii zdrowotnych i organizacyjnych, gdyż zabiegi, powinny odbywać się pod nadzorem lekarza.

Najbardziej przydatne do celów balneoterapeutycznych będą wody typu chlorkowo-sodowego, ponieważ podstawowe działanie tych jonów determinuje korzystne procesy zachodzące w powierzchniowych warstwach skóry powodując obniżenie dolegliwości bólowych. Powyższe kryterium zostało spełnione we wszystkich 11 lokalizacjach, gdyż rozpatrywane wody zalicza się do typu chlorkowo-sodowego, lokalnie ustalono również typ chlorkowo-sodowy, jodkowy (Oborniki, Murowana Goślina, Września). W kilku lokalizacjach, z uwagi na pozyskanie wód o mineralizacji wyższej niż 50 g/dm³, konieczne będzie jej rozcieńczanie do zabiegów, od 2 do 3, a nawet 4 razy, celem osiągnięcia pożądanego stężenia składników rozpuszczonych w wodzie. Wydajność ujęć wód dla potrzeb balneoterapeutycznych pokrywa się z zapotrzebowaniem wskazanym dla obiektów rekreacyjnych i zwykle wynosi 3–5 m³/h, zatem to kryterium jest spełnione we wszystkich lokalizacjach w systemach bezpośredniego wykorzystania dla potrzeb balneoterapeutycznych czy w kaskadzie.

Przez kaskadowe zagospodarowanie wód i energii geotermalnej rozumie się wielowariantowe i kompleksowe wykorzystanie zasobów. Bezpośrednio w pierwszym etapie wodę można wykorzystać w ciepłownictwie. Ciepło geotermalne, to energetyczne wykorzystanie zasobów nie tylko do ogrzewania obiektów budowlanych i pozyskania ciepłej wody użytkowej, ale również w przemyśle spożywczym, ogrzewaniu szklarni i tuneli foliowych oraz hodowli ryb ciepłolubnych. Nieodłącznie z wodami termalnymi wiąże się jednak zamiłowanie do rekreacji, korzystania z basenów i kąpielisk, które są użytkowane jako obiekty całoroczne, zarówno otwarte jak i zamknięte.

Zaproponowane kaskadowe kierunki wykorzystania wód w proponowanych lokalizacjach mogą w przyszłości poszerzyć ofertę rekreacyjno-zdrowotną regionów, ale również kraju. Działania takie mają szczególne znaczenie w dobie powszechnej potrzeby poprawy komfortu życia. Z tym aspektem wiąże się również możliwość alternatywnego zagospodarowania odpadowych wód w kosmetologii, gdzie wachlarz zastosowań nie ogranicza ogólna mineralizacja wody, ale obecność w wodzie składników swoistych oraz czynniki związane z technologiami umożliwiającymi pozyskanie odpowiednich koncentratów, solanek bądź leczniczych soli [284] [279] [282] [307].

Jak podkreślono, korzystny wpływ wody na organizm może być też uznany na podstawie oceny jej składu chemicznego. Dotyczy to zwłaszcza wód w których zawartość składników istotnych dla funkcji fizjologicznych jest znacząca, a systematyczne picie tych wód zapewnia uzupełnienie niedoborów mineralnych, np. magnezu, wapnia, sodu, fluoru, jodu, żelaza (II) i chlorków lub powoduje ograniczenie poboru niektórych składników mineralnych, np. wody z niską zawartością sodu.

Dla szczegółowej analizy w tym zakresie konieczne byłoby uzyskanie reprezentatywnych wyników badań fizykochemicznych, co na obecnym etapie nie jest możliwe. Można natomiast stwierdzić, iż dla wskazanych 11 lokalizacji, nie przewiduje się możliwości spożywania wody, co wprost wynika z wysokiego zasolenia. Taki kierunek mógłby zostać rozważony, w przypadku stwierdzenia w wodzie wysokiej zawartości składników łatwo przyswajalnych dla organizmu, ale, z uwagi na zasolenie, wody z pewnością musiałyby być rozcieńczane lub w pewnej części uzdatnione [278] [308] [282] [284].

Trzeba również zwrócić uwagę, że w przypadku występowania mikroelementów o znaczeniu leczniczym, rozcieńczanie wody zwykle powoduje utratę walorów wynikających z podwyższonej zawartości w wodzie składników swoistych. Zwłaszcza w przypadku jonów jodkowych, ma to szczególne znaczenie ponieważ szybko ulatniają się z wody, a rozcieńczanie wody powoduje ich utratę.

W odniesieniu do rekreacyjnego kierunku zagospodarowania wód, wykazano wcześniej, iż minimalna wydajność wody termalnej z ujęcia, dostarczana dla basenu rekreacyjnego, powinna wynosić 3–5 m³/h, a jej mineralizacja nie powinna przekraczać 30–35 g/dm³, przy temperaturze 24–30°C. Wody o wyższej mineralizacji wymagają rozcieńczenia. Wody termalne o mineralizacji ogólnej do 2% (zwłaszcza chlorkowo-sodowe) są odpowiednie do napełniania basenów i pływalni, których eksploatację i zasady kontroli określa Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 9 listopada 2015 r. w sprawie wymagań, jakim powinna odpowiadać woda na pływalniach (Dz. U. 2015, poz. 2016).

W kontekście wielowariantowego zagospodarowania wód i energii geotermalnej należy jednoznacznie wskazać, iż w rozpatrywanych 11 lokalizacjach istnieją realne przesłanki dla budowy zakładów geotermalnych opartych na wodach kredy dolnej lub jury dolnej, do zagospodarowania w systemach kaskadowych, w tym w szczególności dla pozyskania ciepła geotermalnego, oraz wody wykorzystywanej w balneoterapii, rekreacji oraz użytkowych celach, obejmujących również pozyskanie przede wszystkim koncentratów wód i/lub soli leczniczych. Z uwagi na wysokie zasolenie wód, zagospodarowanie wody celem tworzenia receptur, jako element składowy kremów, toników, płynów micelarnych, maseczek jest również możliwy przy wykorzystaniu niewielkiego strumienia wody i dozowaniu wody w niewielkich

ilościach lub w formie rozcieńczonej, co wprost wynika ze stopnia zasolenia wód. Działalność taka, choć uboczna z uwagi na ilość wody niezbędnej do takich celów, może okazać się jednak szczególnie interesująca z uwagi na uatrakcyjnienie lokalnych produktów, budowę nowej marki, wdrażanie nowych kierunków dla racjonalnego i kompleksowego wykorzystania zasobów naturalnych.

8.3. Określenie możliwych negatywnych skutków funkcjonowania obiektów wykorzystujących potencjał energetyczny wód termalnych w wyselekcjonowanych lokalizacjach

Negatywne skutki długoletniego funkcjonowania obiektów wykorzystujących potencjał energetyczny wód termalnych mogą mieć swe źródło jeszcze przed rozpoczęciem ich pracy, to znaczy już na wcześniejszych etapach realizacji ukierunkowanych na nie projektów, generując następnie problemy techniczne i dodatkowe koszty. Są to etapy związane z wierceniami, udostępnianiem, testowaniem i eksploatacją wód termalnych, podane syntetycznie poniżej:

- Etap wiercenia otworu i udostępniania złoża wody termalnej;
- Etap testów hydrogeologicznych dla określenia zasobów eksploatacyjnych wody termalnej lub chłonności otworu;
- Etap eksploatacji otworów geotermalnych i funkcjonowania obiektów.

W rozdziale podano potencjalne negatywne zdarzenia i ich skutki, które mogą pojawiać się podczas każdego z wymienionych etapów i mogą rzutować w przyszłości na funkcjonowanie wymienionych wyżej obiektów w proponowanych miejscowościach. Należy przy tym podkreślić, że ryzyko ich wystąpienia będzie niewielkie w przypadku właściwie wykonanego i zrealizowanego projektu wierceń i innych prac, a także prawidłowej eksploatacji otworu (wydobycia lub załaczania wody termalnej). Pomocne w tym zakresie będzie korzystanie z technologii, rozwiązań i doświadczeń krajowych i zagranicznych dotyczących eksploatacji zbiorników wód termalnych podobnych pod względem litologii i stratygrafii do rozważanych w niniejszym opracowaniu, to jest związanych ze skałami piaszczystymi (detrytycznymi) dolnojurajskimi i dolnokredowymi.

8.3.1. Możliwe zdarzenia na poszczególnych etapach projektów geotermalnych, które mogą mieć negatywne skutki dla funkcjonowania obiektów wykorzystujących potencjał energetyczny wód termalnych oraz sposoby ich ograniczania

Przed rozpoczęciem omawiania kwestii szczegółowych zawartych w powyższym tytule należy zasygnalizować zagadnienia, które mogą dotyczyć działań na wszystkich etapach projektów geotermalnych. Dotyczy to lokalizacji i budowy otworów, instalacji geotermalnych, innych instalacji i infrastruktury,

a także obiektów służących zagospodarowaniu potencjału energetycznego wód (i późniejszego ich czasowego lub długoletniego funkcjonowania) w tych spośród rozważanych miejscowości, które mogą być położone w obrębie Głównych Zbiorników Wód Podziemnych (GZWP) lub w ich obszarach ochronnych, a także m.in. na terenach lub w bezpośrednich sąsiedztwach Krajowego Systemu Obszarów Chronionych i obiektów Europejskiej Sieci Obszarów Natura 2000 (w tym OSO, SOO, korytarzy ekologicznych). Jeśli takie sytuacje będą miały miejsce, to szczegółowy wybór miejsca pod dany otwór, instalację, obiekt (a także ich ewentualna budowa i funkcjonowanie) będą wymagać odpowiednich analiz, czy będą one możliwe ze względu na obecność GZWP lub obszarów chronionych, a jeśli tak, to ich usytuowanie w terenie należy wybierać ze szczególną starannością, a najlepiej poza zasięgiem takich obszarów. Ponadto otwór należy tak ulokować, aby na późniejszych etapach względy środowiskowe nie zagroziły lokalizacji rurociągów przesyłowych lub budynków ciepłowni. Poszczególne etapy projektów geotermalnych, w przypadku uzyskania pozytywnej decyzji będą wymagać odpowiedniej realizacji, a także m.in. uwzględniania w stosownych opracowaniach (m.in. w ocenach oddziaływania na środowisko).

8.3.1.1. Etapy wiercenia otworów i udostępniania zbiornika wody termalnej

Prawidłowa realizacja tego etapu ma zasadniczy wpływ na późniejsze wieloletnie funkcjonowanie obiektów wykorzystujących potencjał energetyczny wód termalnych. Od jego powodzenia w dużej mierze zależy bowiem czy zostaną osiągnięte cele wiercenia, w tym odpowiednie wielkości parametrów wód termalnych, które pozwolą na pomyślną realizację zamierzonych sposobów zagospodarowania potencjału energetycznego i niezawodne wieloletnie funkcjonowanie przeznaczonych do tego obiektów, a jednocześnie, że wyeliminowane zostaną lub ograniczone do minimum ewentualne negatywne skutki, które mogą rzutować na przyszłą pracę obiektów.

Aby uniknąć negatywnych zdarzeń i ich skutków, które mogą pojawić się w tym etapie, należy uwzględnić kilka aspektów, z których główne podano poniżej (wynikają one w dużej mierze z dotychczasowych doświadczeń krajowych i zagranicznych), a mianowicie:

- ✓ zdefiniowanie obszaru zasilania zbiornika wód termalnych, który będzie celem wiercenia i przedmiotem energetycznego zagospodarowania ich potencjału: potwierdzenie współczesnego istnienia takiego obszaru znacznie zwiększa prawdopodobieństwo, że zbiornik wód ma cechy odnawialności i że będzie możliwa jego wieloletnia zrównoważona eksploatacja przy stabilnym poziomie podstawowych parametrów wód termalnych – wydajności, chłonności, ciśnień, temperatur, mineralizacji, składu chemicznego, zawartości gazów, innych parametrów fizykochemicznych wody termalnej. Oczywiście jest, że podstawą

zrównoważonej eksploatacji jest spełnienie określonych warunków – w tym wydobywanie wody z otworu z wydajnością nieprzekraczającą wielkości zatwierdzonych zasobów eksploatacyjnych, a często także jej załłączanie po wykorzystaniu (zwłaszcza w przypadku wód ze zbiorników w utworach dolnej jury, a nawet i dolnej kredy), jeśli takie będą wymogi zawarte w koncesji na eksploatację.

Dla zbiorników w seriach dolnej jury i dolnej kredy w obrębie Niżu Polskiego obszary zasilania są stosunkowo dobrze rozpoznane (są to głównie rozległe podczwartorzędowe wychodnie tych serii), natomiast w każdym indywidualnym przypadku warto potwierdzić, że sytuacja taka dotyczy również miejscowości będącej przedmiotem tego opracowania.

- ✓ odpowiedni projekt wiercenia, zakresu pomiarów i badań otworowych: dotyczy to m.in. technologii, zakresu prac, pomiarów i badań dostosowanych do specyfiki geotermii (wykonywanych na etapie wiercenia, a potem także testowania otworu) oraz potrzeb długoletniej eksploatacji. Ważne jest m.in. zaplanowanie odpowiednich pomiarów termicznych dla określenia temperatur złożowych i temperatur formacji skalnych w warunkach przynajmniej quasi-ustalonych termicznie (PTu) czy też pomiarów temperatury dna otworu (ang. bottom hole temperature BHT, coraz częściej stosowanych w przypadkach zagranicznych), ciśnień, a także poboru próbek wgłębnych wód (w tym ostatnim przypadku jeśli budżet wiercenia na to pozwoli);
- ✓ dobór odpowiedniej średnicy kolumny rur eksploatacyjnych dostosowanej do spodziewanej wydajności wydobywanej czy też załłączanej wody: zbyt duża średnica w stosunku do wielkości przepływu będzie skutkować wolniejszym przepływem (zatem większymi stratami ciepła do otoczenia) i odwrotnie – zbyt małe średnice mogą powodować trudności z uzyskaniem wielkości wydajności lub chłoności, jakie odzwierciedlałyby możliwości udostępnionego zbiornika wód termalnych;
- ✓ dobór rur i innych elementów wyposażenia wgłębego i powierzchniowego, które będą mieć kontakt z wodami termalnymi w ten sposób, aby były wykonane z odpowiednich materiałów odpornych na korozję, wysokie temperatury i inne niekorzystne zjawiska. Dotyczy to rur okładzinowych i rur eksploatacyjnych, pomp głębinowych, obiegowych i załłączających, rur na rurociągi przesyłowe wód termalnych, głowic otworowych, wymienników ciepła, innych elementów armatury. Kwestie te mają zasadnicze znaczenie zwłaszcza w przypadku wód termalnych ze zbiornika dolnojurajskiego, gdyż będą na ogół typu chlorkowo-sodowego, mogą zawierać też inne składniki sprzyjające korozji, niektóre gazy (siarkowódór, dwutlenek węgla), będą posiadać zazwyczaj wysoką mineralizację i temperaturę, czy też inne parametry sprzyjające korozji czy też wytrącaniu wtórnych substancji (zwłaszcza podczas załłączania

schłodzonych wód). W przypadku wyposażenia otworów (przynajmniej ich fragmentów) najlepsze będą zazwyczaj rury epoksydowe zbrojone włóknem szklanym (tzw. rury szklane, ang. fiber-glass), ponadto m.in. rury stalowe z dodatkiem chromu. Także pompy wgłębne powinny być wykonane z materiałów odpornych na korozję i wysokie temperatury (dobierane na podstawie przewidywanego lub znanego składu fizykochemicznego udostępnionej wody termalnej i zawartych w niej gazów);

- ✓ dobór rodzajów płuczek (płynów wiertniczych) odpowiednich dla otworów geotermalnych (w tym polimerowych, wodnych, powietrznych, in.) oraz materiałów dodawanych do płuczki celem m.in. ograniczenia jej ucieczek lub dopływów wody z przewiercanych poziomów wodonośnych podczas głębienia otworów. Materiały te nie powinny powodować uszkodzeń stref przyotworowych pod względem ich porowatości, przepuszczalności (i tym samym nie będą obniżać produktywności i chłonności skał zbiornikowych), nie będą też powodować innych niekorzystnych zjawisk (obecnie często są to dodatki pochodzenia organicznego, biodegradowalne);
- ✓ odpowiednie zabezpieczenie przewiercanych płytszych poziomów wodonośnych, szczególnie tych, które zawierają wody pitne. Występują one w utworach czwartorzędowych, trzeciorzędowych, kredowych, a szczególnie istotne są podlegające ochronie poziomy zaliczone do Głównych Zbiorników Wód Podziemnych (GZWP). Sposoby i technologie ich przewiercania powinny zapewnić ich ochronę przed zanieczyszczeniem płuczką, dopływem wód z głębszych poziomów, ich mieszaniem, skutkami przepływu wód między różnymi poziomami poza zewnętrzną kolumną rur (w przypadku niedostatecznego zacementowania). Aby uniknąć tych negatywnych zdarzeń i ich skutków należy zamknąć te przewiercane płytsze poziomy wodonośne poprzez ich zarurowanie i zacementowanie przed dalszym głębieniem otworu ukierunkowanym na docelowy poziom wód termalnych (w formacjach dolnojurajskich).

W przypadku, kiedy wiercenie jest ukierunkowane na dotarcie do zbiornika wód termalnych w utworach dolnokredowych, również konieczne będzie zamknięcie wyższych poziomów wodonośnych. Możliwość eksploatacji wody termalnej z tego zbiornika rozważana jest w przypadku jednej lokalizacji (Ślesina). Przewidywana wartość jej mineralizacji (84 g/dm^3) powoduje, że nie ma ona znaczenia jako woda pitna.

- ✓ optymalne udostępnienie zbiorników wód termalnych (poprzez filtry, rury perforowane, rury szlifowane na powierzchni) w formacjach dolnej jury lub dolnej kredy: formacje te zbudowane są z naprzemianległych przewarstwień piaskowców, mułowców, iłowców. Należy zawsze

dokładnie określić wcześniej położenie w ich obrębie skał rzeczywiście wodonośnych (czyli serii piaskowców lub z przewagą piaskowców o najlepszych parametrach zbiornikowych, w tym porowatości efektywnej, przepuszczalności) i stref doływu wody termalnej (z pomocą odpowiednich pomiarów geofizyki otworowej służących określeniu litologii, zawodnienia skał, stref doływu wód do otworu czy też stref chłonnych) – takie serie powinny być udostępnione poprzez czynne fragmenty filtrów itp. Zdarzało się już w praktyce krajowej, że przez nieprecyzyjne określenie położenia stref z przewagą piaskowców niewłaściwie zaprojektowano zarówno długości części czynnych w kolumnie rur filtrowych, jak i niewłaściwie umiejscowiono je w otworach udostępniając natomiast w dużej mierze partie mułowcowe i iłowcowe, co skutkowało mniejszym niż potencjalnie możliwe doływem wody, jak i niższą chłonnością otworów. Takich negatywnych skutków w proponowanych otworach można uniknąć poprzez dokładne określenie położenia, a następnie optymalne udostępnienie wodonośnych serii piaskowcowych w formacjach detrytycznych o litologii typowej dla dolnej kredy i dolnej jury Niżu Polski. Optymalne udostępnienie poziomów wodonośnych oznacza także właściwy dobór obsypki do filtrów udostępniających strefy produktywne (czy też chłonne) skał zbiornikowych wód termalnych;

- ✓ odpowiednie receptury zaczynów cementowych, technologia i jakość zacementowania rur okładzinowych – skutki niedotrzymania tych warunków mogą powodować pozarurowe przepływy wód z różnych poziomów, ich mieszanie się, ochładzanie; wypływy wód na powierzchnię poza właściwą przestrzenią rurową, uszkodzenia (w tym korozję) i niestabilność kolumny zacementowanych niedostatecznie rur.

Inne możliwe problemy i zdarzenia podczas wiercenia otworu to m. in.:

- ✓ odchylenia trajektorii wierzonego otworu od planowanej;
- ✓ zasypy, przychwycenia przewodu wiertniczego;
- ✓ znaczne ucieczki/zaniki płuczki (w trakcie wiercenia), niekontrolowane doływy wód do otworu i ich wypływy (erupcje), które w skrajnych przypadkach mogą powodować niekontrolowane przedostawanie się płuczki i wody termalnej do środowiska zewnętrznego;
- ✓ niekontrolowane erupcje gazów czy też wody termalnej i gazów. Mogą to być np. gazy węglowodorowe m.in. w przypadku formacji dolnojurajskich, w których wiercenia przemysłu naftowego stwierdzały niekiedy te gazy. Mogą one także towarzyszyć w niewielkich ilościach wodom termalnym. Problemy te są opanowywane m.in. poprzez korekty parametrów płuczki i jej składu, staranny monitoring przebiegu wiercenia przez dozór geologiczny, stosowanie odpowiedniego wyposażenia (prewenterów, itp.).

Podane problemy będą rozwiązywane przez wykonawcę wiercenia, natomiast mogą wpływać na dłuższy czas wiercenia, dodatkowe koszty itp. Dotychczasowe doświadczenia, poziom techniczny i technologiczny firm wykonawczych, kwalifikacje i wyszkolenie załóg wiertniczych, jakość stosowanego sprzętu sugerują natomiast, że w przypadku właściwie zaprojektowanych prac wiertniczych i ich realizacji nie powinny się zdarzać trudne do usunięcia problemy czy też awarie, które powodowałyby niewłaściwe udostępnienie poziomu wód termalnych czy też skutkowały poważnymi problemami podczas ich przyszłej eksploatacji.

Odpowiednia utylizacja zużytych płynów / materiałów wiertniczych: przy odpowiednim postępowaniu nie powinno być zagrożenia dla środowiska poprzez ich niekontrolowane przedostanie się do gleby, wód powierzchniowych i podziemnych (szczegółowe warunki w tym zakresie będą określone w odpowiednich dokumentach).

Negatywne krótkotrwałe skutki podczas wiercenia otworów (które mogą być odczuwalne zwłaszcza jeśli otwory lokalizowane będą w pobliżu obszarów zabudowanych): hałas, zanieczyszczenie światłem w porach nocnych. Skutki te mają ograniczony zasięg w czasie i przestrzeni, istnieją ponadto sposoby ich ograniczania (np. ekrany dźwiękochłonne wokół wiertni). Okoliczni mieszkańcy i użytkownicy budynków na ogół tolerują te niedogodności, zwłaszcza jeśli cel wiercenia łączy się z korzyściami dla lokalnej społeczności. Trzeba także dodać, że geotermia jest w Polsce w dużej mierze akceptowana.

Płytsze niż przewidywane położenie zbiornika wód termalnych: w różnym stopniu negatywne skutki mogą wiązać się z faktem, że złoża wód termalnych będzie położone płycej niż przewidywano w projekcie, w związku z czym mogą zostać uzyskane niższe wartości m.in. takiego podstawowego parametru jak temperatura udostępnionej wody termalnej (w złożu, na wypyływie z otworu). Może to rzutować na pomyślną realizację zamierzonego sposobu zagospodarowania potencjału energetycznego tych wód (zwłaszcza jeśli byłby on znacząco niższy wskutek temperatur znacząco niższych od projektowanych). Podobnie może być także w przypadku niższej wydajności czy też chłonności udostępnionego poziomu wodonośnego. W skrajnych przypadkach może wystąpić brak spodziewanego zbiornika wody termalnej (co nie powinno mieć miejsca w przypadku wierceń w wybranych lokalizacjach objętych tym opracowaniem, m.in. dzięki wcześniejszemu rozpoznaniu geologicznemu).

Wyższa od przewidywanej mineralizacja wody, zawartość innych rozpuszczonych składników niż spodziewane, w tym gazów: może to powodować konieczność korekty czy też zmiany rodzaju materiałów, z których będą wykonane rury i inne elementy wyposażenia i armatury, potrzebę uwzględnienia stosowania odpowiednich metod zapobiegania korozji i skalingowi (czego wcześniej można było nie przewidzieć). Negatywnymi skutkami mogą być natomiast m.in. wyższe niż zakładane koszty inwestycyjne,

a następnie operacyjne instalacji geotermalnej i obiektu, który będzie stosował potencjał energetyczny udostępnionej wody termalnej.

Niewystarczający sprzęt, niedostateczne kwalifikacje zawodowe, brak przestrzegania standardów, norm, błędy ludzkie firm i pracowników realizujących wiercenia i związane z nimi prace, usługi, pomiary: odpowiednie wyposażenie, doświadczenie, jakość wykonawstwa, kwalifikacje załóg wiertniczych i specjalistycznych serwisów należą do grupy podstawowych warunków właściwej realizacji wierceń geotermalnych i powiązanych prac, minimalizacji ewentualnych negatywnych skutków. Nie zawsze idzie to w parze z najniższą oferowaną ceną (która jest na ogół podstawą wyboru wykonawcy w warunkach krajowych). Unikaniu negatywnych zdarzeń i ich skutków sprzyja także zatrudnienie odrębnego dozoru geologicznego i nadzoru geologicznego (ten drugi powinien być niezależny od wykonawcy wiercenia i reprezentować stronę inwestora dbając o właściwą realizację projektu robót geologicznych (wiercenia), jakość prac wiertniczych, wyposażenia otworów, stosowanych materiałów, specjalistycznych zabiegów i pomiarów dla osiągnięcia zakładanych celów i wielkości parametrów wody termalnej itp.).

8.3.1.2. Etap testów hydrogeologicznych dla określenia zasobów wody termalnej i chłonności poziomów zbiornikowych

Właściwe zaprojektowanie oraz realizacja testów hydrogeologicznych po wykonaniu otworu i udostępnieniu zbiornika wody termalnej są podstawą wiarygodnego określenia zasobów eksploatacyjnych ujętej wody oraz możliwości chłonnych otworów, ciśnień, temperatur, mineralizacji i składu chemicznego wody, rodzaju zawartych w niej gazów. Te wielkości będą podstawą dla określenia ilości energii możliwej do pozyskania („potencjału energetycznego”), zakresu i sposobów jej zagospodarowania, a także sposobu utylizacji schłodzonej (wykorzystanej energetycznie) wody, zaprojektowania i stosowania odpowiednich środków zapobiegających lub ograniczających skutki ewentualnych zjawisk korozji i wytrącania wtórnych substancji.

Do ewentualnych zdarzeń i sytuacji na tym etapie, które mogą powodować negatywne skutki w perspektywie funkcjonowania obiektów zagospodarowania potencjału energetycznego wody termalnej można zaliczyć w szczególności:

- ✓ niższe niż zakładane wartości temperatur, ciśnień, wydajności, chłonności otworu prowadzące do zatwierdzenia niższych od przewidywanych zasobów eksploatacyjnych wody termalnej, a zatem dysponowania niższym niż przewidywany potencjał energetyczny. Negatywne skutki może pociągać też znacząco wyższa od spodziewanej mineralizacja wody termalnej czy też zawartość gazów (zwłaszcza siarkowodoru lub dwutlenku węgla);

- ✓ stosowanie nieodpowiednich metod uruchamiania dopływu wody termalnej do otworu i metod badań hydrogeologicznych (próbnych pompowań): negatywne skutki może przynieść m.in. stosowanie tzw. windy powietrznej (ang. airlift'u), co może skutkować uzyskaniem mało wiarygodnych wyników, a także, przy niestarannym wykonaniu zabiegu, niesie za sobą ryzyko „napowietrzenia” instalacji wgłębnej (rur, filtrów) i strefy przyotworowej, który może być zalążkiem korozji i wytrącania wtórnych substancji, powodujących spadek wydajności i chłonności otworu. Odpowiednim gazem do stosowania w wymienionych przypadkach (a także do inertyzacji otworów geotermalnych i instalacji podczas ich przestojów) – także na etapie eksploatacji – jest azot (powszechnie stosowany w wielu instalacjach i obiektach zagranicznych). Stosowanie airlift'u w warunkach krajowych podczas prac i pomiarów w otworach geotermalnych i brak zabezpieczenia instalacji przed dostępem tlenu atmosferycznego podczas przestojów, różnych prac, awarii, itp. jest dość powszechne. W przeszłości w kilku przypadkach doprowadziło to do uszkodzenia otworów geotermalnych, gdzie pomimo późniejszego zastosowania różnych zabiegów i metod w niektórych przypadkach korozja i skaling nie zostały zatrzymane.

Ważne jest także odpowiednie uruchamianie i płynne regulowanie pracy pomp (poprzez falowniki) m.in. zmiany wydajności wydobywanej wody termalnej; w przeciwnych przypadkach zbyt raptowna zmiana może skutkować zwiększonym „piaszczaniem” ze skał zbiornikowych – piaskowców i w konsekwencji uszkodzeniami wyposażenia otworów (w tym korpusów pomp) i innych elementów instalacji lub nawet uszkodzeniem strefy przyotworowej i skał zbiornikowych. Dotyczy to zarówno etapu testów hydrogeologicznych, jak i etapu eksploatacji otworów oraz funkcjonowania obiektów.

- ✓ odpowiedni dobór oraz utylizacja cieczy i produktów poreakcyjnych powstających podczas zabiegów oczyszczających otwór i strefę przyotworową po jego odwierceniu (kwasowań, innych metod) aby nie dopuścić do ich przypadkowego przedostania się do otoczenia (choć takie sytuacje są mało prawdopodobne, ciecze są neutralizowane, to jednak zawsze należy przestrzegać wszystkich zasad i środków ostrożności, zgodnie z właściwymi przepisami i udzielonymi warunkami);
- ✓ właściwe zaprojektowanie i wykonanie testów (pompowań) pomiarowych (czasu trwania, wydajności na poszczególnych stopniach), aby uzyskać miarodajne wyniki i wiedzę o zbiorniku wód. W przypadku otworów z dopływem wód termalnych najlepiej byłoby, żeby testy odbywały się w tzw. wygrzonym otworze. Jednocześnie interpretacja ich wyników powinna uwzględniać czy odbywały się one w takich warunkach, czy też otwór był niewygrzany (co wpływa na obliczenia m.in. ciśnień wgłębnych).

Ważny jest także prawidłowy sposób gromadzenia i utylizacji wody termalnej wydobywanej podczas testów, aby np. nie przedostała się w niekontrolowany sposób do środowiska, a przed ewentualnym zrzutem do cieku powierzchniowego (jeśli pozwoliłby na to jej skład fizykochemiczny i mineralizacja) była schłodzona do wymaganej temperatury (zgodnie z pozwoleniem na zrzut).

- ✓ właściwy pobór próbek wód i gazów do badań in-situ i badań laboratoryjnych będących podstawą poznania składu chemicznego, mineralizacji, parametrów fizykochemicznych, właściwości leczniczych, a także m.in. wykonania analiz termodynamicznych pod kątem ewentualnej korozji, wytrącania wtórnych substancji (co posłuży doborowi sposobów ich ograniczania podczas etapu eksploatacji).

8.3.1.3. Etap eksploatacji otworów i funkcjonowania obiektów wykorzystujących potencjał energetyczny wody termalnej

Etap eksploatacji otworu i funkcjonowania obiektów wykorzystujących potencjał energetyczny wydobywanej nim wody termalnej będzie trwał wiele lat. Jego właściwy przebieg będzie w dużej mierze zależał od odpowiedniej realizacji poprzedzających go etapów, w tym zapobiegania negatywnym sytuacjom i zjawiskom, a także wykonywania stosownych prac naprawczych (w przypadkach, kiedy będzie to możliwe pod względem technicznym i ekonomicznym).

Zjawiska i sytuacje, które mogą przynosić negatywne skutki, mogą pojawiać się także na podanym w tytule etapie i być m.in. powiązane ze złożem wody, zmiennością jej parametrów złożowych i eksploatacyjnych, infrastrukturą podziemną i powierzchniową, uwarunkowaniami technicznymi, środowiskowymi, a w konsekwencji – na ogół także ekonomicznymi. Mogą do nich należeć:

- a) spadek temperatury wody termalnej (w poziomie wodonośnym, na wypływie z otworu);
- b) spadek zasobów eksploatacyjnych (wydajności) wody termalnej;
- c) spadek chłonności otworu i zbiornika wody termalnej;
- d) spadek poziomu wody w otworach (lub ciśnienia artezyjskiego) i ciśnień złożowych (głównie w otworze wydobywczym);
- e) wzrost ciśnienia zatłaczania w otworze chłonnym (wskutek kolmatacji produktami korozji, wytrącania wtórnych substancji i innymi cząstkami);
- f) zmiany wartości mineralizacji wody termalnej (zwłaszcza jej wzrost), zmiany jej składu chemicznego, zawartości gazów;
- g) zmiany (na ogół pogorszenie) ww. parametrów w efekcie długoletniej eksploatacji wody termalnej (wydobywania, zatłaczania) w innych otworach pracujących w sąsiedztwie przedmiotowego, który będzie eksploatowany dla potrzeb danego obiektu.

Wymienione wyżej zmiany są do pewnego zakresu akceptowalne; chodzi natomiast o zmiany, które mogą powodować istotne negatywne skutki. W odniesieniu do możliwości ich wystąpienia trzeba zauważyć, że jest to na ogół proces wieloletni, gdyż zmiany są stwierdzane nawet po kilkunastu, a nawet więcej latach od rozpoczęcia eksploatacji. Powinno to być monitorowane, modelowane (potrzebny jest model zbiornika eksploatowanej wody termalnej) i uwzględniane w wieloletnich planach zrównoważonej eksploatacji instalacji geotermalnej i pracy obiektu, który będzie korzystał z potencjału energetycznego wody termalnej. Doświadczenia krajowe i zagraniczne wskazują niekiedy na spadek wartości wymienionych parametrów (najszybciej obserwowany w przypadku ciśnień) wskutek wydobywania wody bez jej zatłaczania przez daną instalację lub nadmiernego wydobycia i/lub braku zatłaczania przez inne instalacje pracujące w sąsiedztwie.

Korozja rur i innych stalowych elementów instalacji geotermalnej i infrastruktury mającej kontakt z wodą termalną, wytrącanie wtórnych substancji mineralnych (zwłaszcza przy zatłaczaniu do złoża po uprzednim schłodzeniu wody w wymiennikach ciepła czy innych instalacjach, wydzieleniu niektórych gazów (m.in. dwutlenku węgla)): negatywnymi skutkami mogą być spadek produktywności i chłonności otworów i skał zbiornikowych (wskutek ich kolmatacji produktami korozji i wtórnego wytrącania – skalingu). Korozja będzie też skutkować uszkodzeniami mechanicznymi rur i innych powierzchni, zmniejszeniem grubości ścianek rur (nawet aż do ich perforacji). W niektórych przypadkach konieczne wtedy będzie umieszczenie w otworze wewnętrznej kolumny rur eksploatacyjnych o mniejszej średnicy, co może utrudnić warunki przepływu otworowego, zmniejszyć jego wydajność czy też chłonność.

Zjawiska korozji i skalingu można w większości przypadków skutecznie ograniczać (m.in. poprzez zastosowanie odpowiednich materiałów (zwłaszcza na poprzednich etapach, na co wcześniej wskazano), inhibitorów, obniżenie pH eksploatowanej (zatłaczanej) wody poprzez tzw. miękkie kwasowanie, utrzymywanie odpowiednich ciśnień, zapobieganie odgazowaniu m.in. dwutlenku węgla, okresowe stosowanie innych metod usuwania produktów korozji i skalingu (np. mechanicznego czyszczenia, kwasowania, in.). Może to skutkować podwyższonymi kosztami operacyjnymi pracy otworu (zwłaszcza jeśli nie zostały one wcześniej przewidziane) oraz innych elementów instalacji geotermalnej, a w konsekwencji także obiektu przeznaczonego do energetycznego zagospodarowania wody termalnej, m.in.:

- ✓ wskutek wzrostu kosztów zatłaczania wody termalnej kiedy zatłoczenie tego samego strumienia wody przez kolmatację otworu chłonnego (filtrów, strefy przyotworowej) będzie wymagać więcej energii elektrycznej na napęd służących do tego pomp;

- ✓ skutek konieczności ponoszenia kosztów (w różnej wysokości) na stałe lub okresowe stosowanie metod zapobiegania/ograniczania wymienionych zjawisk;
- ✓ skutek potrzeby wymiany i napraw uszkodzonych przez korozję/skaling elementów instalacji geotermalnej (w możliwych przypadkach);
- ✓ w niektórych przypadkach może okazać się konieczne nawet wykonanie dodatkowego otworu chłonnego.

Koszty te będą wpływać także na koszty operacyjne funkcjonowania obiektów służących zagospodarowaniu potencjału energetycznego wody termalnej, co może stanowić ich istotne obciążenie (zwłaszcza jeśli nie zostanie wcześniej przewidziane i odpowiednio uwzględnione pod względem technicznym i finansowym).

W kontekście korozji należy także podkreślić potrzebę doboru odpowiednich materiałów nie tylko na rury i inne elementy wyposażenia otworu i instalacji geotermalnej (decyzje w tym zakresie powinny być podejmowane nawet już przed i na etapie wiercenia), ale także materiałów, z których będą wykonane m.in. korpusy i inne elementy pomp w głębinach i pomp łączyjących wodę termalną, pomp obiegowych, innej armatury, rurociągów przesyłowych, pomp ciepła (jeśli będą przewidziane) i niektóre elementy wyposażenia obiektu docelowego. Dobór powinien następować na podstawie znajomości zarówno mineralizacji, składu i parametrów fizykochemicznych (w maksymalnym zakresie oznaczanych in situ), temperatury wody termalnej, jaka będzie zagospodarowana, jak i znajomości rodzaju gazów zawartych w wodzie termalnej. Pominięcie faktu obecności określonych gazów w wodzie termalnej może prowadzić do nieodpowiedniego doboru materiałów. Bywało to już przyczyną uszkodzeń pomp i innych instalacji co skutkowało koniecznością ich wymiany generując znaczne koszty. Istniejące w tym zakresie dostępne doświadczenia i rozwiązania będą z pewnością bardzo przydatne dla proponowanych przypadków.

Należy także zadbać, aby gazy obecne w wodzie termalnej i uwalniane z niej w strefie wypływu z otworu nie przedostawały się do atmosfery (zwłaszcza te, które mogą być szkodliwe w określonych stężeniach, w tym siarkowodór). Powinny być one odpowiednio gromadzone. W niektórych przypadkach może okazać się zasadny ich odzysk i praktyczne zagospodarowanie takich gazów (jeśli występowałyby w odpowiedniej ilości). Przykłady w tym zakresie to m.in.: odzysk dwutlenku węgla w Dusznikach-Zdroju (cele techniczne, gaz do napojów); odzysk gazów węglowodorowych (w tym metanu, np. w Ustroniu) i ich wykorzystanie do produkcji energii elektrycznej dla potrzeb wewnętrznych instalacji geotermalnej – taki przypadek jest znany np. z miasta Morahalom (na Węgrzech).

W podsumowaniu zagrożeń związanych z etapem eksploatacji otworów i funkcjonowania obiektów wykorzystujących potencjał energetyczny wód termalnych należy podkreślić następujące elementy tzw. dobrych praktyk:

- ✓ zapobieganie przedostawaniu się tlenu atmosferycznego do instalacji i urządzeń (powodującego zagrożenie korozją) i odpowiednie zabezpieczenia instalacji podczas przestojów (w tym inertyzacja za pomocą azotu) – o czym była mowa wcześniej (etap testów hydrogeologicznych);
- ✓ w kontekście eksploatacji wody termalnej i jej zagospodarowania istotna jest szczegółowa znajomość składu fizyko-chemicznego, także pod kątem zawartości gazów (o czym już wspomniano), a także tych elementów, które mogą występować w stężeniach powodujących ich szkodliwe oddziaływanie, czy też akumulować się np. w produktach skalingu lub w innych miejscach (np. w osadach rzecznych lub organizmach wodnych, jeśli woda byłaby zrzucana do cieku powierzchniowego). Z tych m.in. względów wskazane będzie także oznaczanie jej ewentualnej naturalnej promieniotwórczości. Jakkolwiek prawdopodobieństwo istotnej zawartości takich składników oraz promieniotwórczości wód termalnych ze zbiorników dolnej kredy i dolnej jury jest niewielkie, to należałoby wykonać takie analizy w rozpatrywanych lokalizacjach (podobnie jak przewiduje to wprowadzone w ostatnich latach rozporządzenie ministra zdrowia w przypadku wód przeznaczonych do spożycia przez ludzi). W szczególnych sytuacjach promieniotwórczość wody termalnej (jeśli zostałaby stwierdzona) mogłaby być nawet powodem zaniechania jej eksploatacji;
- ✓ pod względem środowiskowym wymagane będzie także dotrzymywanie odpowiednich parametrów fizykochemicznych i sanitarno-epidemiologicznych schłodzonej wody termalnej, jeśli byłaby ona zrzucana do wód powierzchniowych (rzeki) – parametry takie zostałyby określone w pozwoleniu wodno-prawnym. Ich przekroczenie mogłoby powodować niekorzystne zmiany fizyko-chemiczne i biologiczne w środowisku wodnym, do którego byłaby zrzucana wykorzystana energetycznie woda termalna. Pod uwagę powinny być przy tym brane zarówno parametry wody termalnej schłodzonej w wymiennikach ciepła, jak i wody termalnej, która byłaby wykorzystywana wprost w różnych celach, a następnie podlegałaby zrzutowi (po uprzedniej utylizacji).

Należy podkreślić, że podstawą zrównoważonej eksploatacji instalacji geotermalnej (w tym otworu/-ów) i bezawaryjnej pracy obiektu, który będzie służył zagospodarowaniu potencjału energetycznego wody termalnej – a zatem unikania lub ograniczania wielu negatywnych potencjalnych skutków – są zarówno właściwie wykonane wymienione już prace, badania i inne czynności na wszystkich etapach projektu geotermalnego, jak i właściwie

zaprojektowany i prowadzony monitoring parametrów złoża geotermalnego, opracowanie jego modelu, symulacja długoletniej eksploatacji i reakcji złoża pod jej wpływem.

8.4. Aspekty finansowe związane z niewłaściwym prowadzeniem prac geologicznych oraz eksploatacją złóż wód geotermalnych

Negatywne skutki mogą wystąpić na różnych etapach, jeśli operator instalacji geotermalnej, a także obiektu nie będzie posiadał wystarczających środków finansowych na etapie inwestycyjnym, ale także na etapie operacyjnym na pokrycie kosztów napraw i wymiany elementów instalacji i obiektów uszkodzonych wskutek korozji, skalingu, kolmatacji, na wykonanie okresowych lub wprowadzenie stałych metod zapobiegania tym zjawiskom, spadkom wartości parametrów wody termalnej wskutek różnych przyczyn, itp. O ile na etapie inwestycji przedsiębiorca będzie miał jeszcze przez jakiś czas możliwość uzyskania wsparcia z programów publicznych (wprowadzonych w 2016 i 2019 r. – do 100% bezzwrotnych dotacji na wiercenie i inną wybraną infrastrukturę dla jednostek samorządu terytorialnego lub pożyczek dla innych podmiotów – cele energetyczne projektu geotermalnego), to na etapie operacyjnym (obejmującym co najmniej 15–25 lat) zazwyczaj nie może liczyć na takie wsparcie i musi posiadać inne źródło sfinansowania wymienionych prac.

Daje się w takiej sytuacji odczuć brak w Polsce funduszu ubezpieczenia od ryzyka w projektach geotermalnych. Fundusze takie (czy też inne mechanizmy finansowe ograniczania ryzyka) działają od wielu lat w niektórych krajach europejskich i z powodzeniem wspierają rozwój i finansowanie projektów geotermalnych zarówno w perspektywie krótkookresowej (etapów inwestycyjnych), jak i długookresowej (etapów operacyjnych). Starania o ich wprowadzenie w Polsce jako istotnego narzędzia wsparcia i podstawy stabilnej działalności inwestorów trwają co najmniej od 10-15 lat (ostatnio w ramach projektu unijnego H2020 „Georisk” – <https://www.georisk-project.eu>).

Wymieniony powyżej katalog potencjalnych zdarzeń i ich negatywnych skutków, które mogą zaistnieć na różnych etapach projektu ukierunkowanego na budowę obiektu, który będzie służył zagospodarowaniu potencjału energetycznego wody termalnej, mogą w różnym stopniu rzutować na jego długoletnie funkcjonowanie (w tym pod względem stabilności parametrów, warunków technicznych, technologicznych, środowiskowych, a także pod względem niezawodności pracy i opłacalności ekonomicznej takiego obiektu). Wiele z wymienionych negatywnych skutków można natomiast znacznie ograniczyć lub nawet ich uniknąć, jeśli wszystkie etapy projektu zmierzającego do uruchomienia takiego obiektu (a także i samo jego funkcjonowanie) zostaną odpowiednio zrealizowane, będą podejmowane właściwe środki zaradcze, przy korzystaniu z odpowiednich sprawdzonych rozwiązań zagranicznych i krajowych.

Spośród wymienionych – biorąc pod uwagę przewidywane parametry wody termalnej, która byłaby ujęta z serii piaskowcowych w proponowanych lokalizacjach, a także wcześniejsze doświadczenia z innych instalacji i obiektów – poniżej wskazano generalnie na kilka potencjalnych negatywnych zjawisk, zdarzeń i ich skutków, z którymi należy się liczyć w proponowanych lokalizacjach (na ogół będzie można je znacząco ograniczyć lub im zapobiec).

Poziomy zbiornikowe wód termalnych w seriach piaskowcowych dolnej jury – głównie ze względu na wysoką mineralizację wody termalnej od ok. 35 (Zgierz) do ponad 150 g/dm³ (Mogilno, Strzelno, Ślesin) jej parametry fizykochemiczne oraz możliwą zawartość niektórych gazów, mogą warunkować niekorzystne zjawiska korozji, wytrącanie wtórnych substancji (skaling), kolmatację otworów i stref przyotworowych. Narzuca to konieczność wiercenia otworu chłonnego dla załączania schłodzonych wód termalnych. Należy również liczyć się z możliwością zmian wartości parametrów eksploatacyjnych wody termalnej w trakcie długoletniej pracy instalacji geotermalnej zasilającej obiekt służący energetycznemu zagospodarowaniu tej wody. Zjawiska te można przewidzieć, zbadać i zapobiegać nim.

Poziomy zbiornikowe wód termalnych w seriach piaskowcowych dolnej kredy – zostały wskazane jako perspektywiczne w Ślesinie, gdzie jednak przewidywana mineralizacja wody termalnej pochodzącej z tych serii jest także wysoka (rzędu 84 g/dm³). W związku z powyższym należy się spodziewać występowania podobnych zjawisk fizykochemicznych oraz przewidywać analogiczne potencjalne skutki negatywne, jak w przypadku lokalizacji, dla których rozważana jest eksploatacja wody termalnej z utworów dolnej jury.

W innych miejscach tego opracowania (rozdział 6.1.3.) zawarte są rozważania dotyczące możliwości demineralizacji czy też modyfikacji składu fizykochemicznego wody termalnej, która byłaby ujmowana w proponowanych miejscowościach i wykorzystywana zarówno do celów energetycznych, jak i do innych (np. zagospodarowanie substancji mineralnych wytrączanych w wyniku wymienionego procesu demineralizacji) – w niektórych przypadkach mogłoby to prowadzić do ograniczenia problemów z korozją, skalingiem i powiązanych, a może także do m.in. łatwiejszego załączania wykorzystanych wód.

Podane w tym rozdziale zjawiska, zdarzenia i problemy towarzyszą większości złóż, otworów, instalacji i eksploatowanych w nich zmineralizowanych wód termalnych ze zbiorników piaskowcowych (detrytycznych), mają również wpływ na funkcjonowanie obiektów, które stosują ich potencjał energetyczny. Jak już podkreślano, są one w dużej mierze skutecznie ograniczane i pozwalają na łagodzenie lub unikanie ewentualnych negatywnych skutków rzutujących na funkcjonowanie takich obiektów. Można się zatem spodziewać, że tak będzie również w przypadku rozważanych lokalizacji, a zalety i korzyści wynikające z zastosowania energii geotermalnej znacznie przeważą nad ewentualnymi skutkami negatywnymi, a raczej – procesami i zdarzeniami, które

można w większości ograniczyć poprzez zastosowanie odpowiednich technologii i środków zaradczych.

9. Propozycje projektów pilotowych na Niżu Polskim na podstawie wyników prac

Mając na uwadze wskaźniki techniczno-ekonomiczne, w postaci jednostkowych kosztów całkowitych wytworzenia energii, do lokalizacji najbardziej atrakcyjnych pod względem wykorzystania energii geotermalnej w celach komunalnych zaliczyć można: Mogilno, Police, Murowaną Goślinę i Zgierz. W powyższych lokalizacjach korzystne warunki geologiczne spotykają się z atrakcyjnymi parametrami odbiorcy ciepła geotermalnego.

Pod względem wykorzystania w celach rekreacyjnych stwierdzić można, że wszystkie analizowane lokalizacje są atrakcyjne. Wszystkie lokalizacje cechują się kosztem jednostkowym mniejszym od 33 zł/GJ.

Pod względem wykorzystania w systemie kaskadowym najbardziej atrakcyjnymi lokalizacjami są: Ślesin, Strzelno, Mogilno i Zgierz. Szczegółowe parametry zostały opisane w załączonych prospektach.

10. Analiza techniczna i ekonomiczna możliwości wykorzystania istniejących („starych”) otworów wiertniczych do celów eksploatacji wód termalnych

Analiza techniczna i ekonomiczna możliwości wykorzystania istniejących („starych”) otworów wiertniczych do celów eksploatacji wód termalnych w rejonie Niżu Polskiego wykonana została jako uzupełnienie prowadzonych analiz we wcześniej wytypowanych lokalizacjach. Szczegółowy zakres prac obejmował:

- ✓ pozyskanie danych i dokumentacji,
- ✓ inwentaryzacja i określenie stanu formalno-prawnego otworów wiertniczych,
- ✓ kompleksowe określenie stanu technicznego wybranych „starych” otworów wiertniczych pod względem przydatności do eksploatacji wód termalnych, uwzględniające m.in.: stan techniczny zarurowania otworu, opis sposobu likwidacji otworu, propozycje wykonania badań i/lub zabiegów niezbędnych do określenia stanu technicznego poszczególnych otworów, w tym w oparciu o wizje lokalne w terenie,
- ✓ oszacowanie kosztów rekonstrukcji poszczególnych otworów, z uwzględnieniem zakresu i kosztów niezbędnych, dodatkowych badań i zabiegów.

W pierwszym etapie prac wytypowanych zostało 9 otworów znajdujących się w odległości mniejszej niż 5 km od wytypowanych wcześniej lokalizacji. Na podstawie szczegółowych analiz wskazano, które z nich należy uznać za otwory główne, rezerwowe i pozostałe tj.:

Grupa otworów głównych:

1. Dobrów IGH-1,
2. Iwiczna IG,
3. Pobiedziska IGH-1,
4. Września IG-1

Grupa otworów rezerwowych:

1. Czachówek 1
2. Malbork IG-1

Grupa otworów pozostałych:

1. Paśłek IG-1
2. Ślesin IGH-1,
3. Środa IG-3

Z powyższej listy wybrano do szczegółowych analiz 5 otworów. W ramach realizacji pracy pozyskano z Centralnej Bazy Danych Geologicznych wgląd do istniejących dokumentacji wynikowych wszystkich wymienionych 9 otworów oraz przeprowadzono 4 wizje lokalne w terenie.

Wynikiem pracy jest:

1. opracowanie i zestawienie procedury formalno-prawnych działań związanych z realizacją procesu rekonstrukcji otworów,
2. opracowanie metodyki postępowania przy zabiegach rekonstrukcji otworów z wydzieleniem metod, które podzielono na trzy podstawowe grupy:
 - metody wiertnicze,
 - metody sprawdzające stan techniczny (diagnostyczne),
 - metody potwierdzające skuteczność przeprowadzonych zabiegów i zmierzające do określenia parametrów złożowych (badawcze).

Poszczególne typy prac zostały oszacowane kosztowo z wykorzystaniem posiadanego doświadczenia i wiedzy oraz na podstawie informacji pozyskanych od wykonawców prac rekonstrukcyjnych.

1. Analiza technicznych i lokalizacyjnych warunków dla przeprowadzenia zabiegu rekonstrukcji wykonana została dla 9 odwiertów. Na podstawie dokumentacji otworowych wszystkich analizowanych otworów, zestawiono podstawowe dane dotyczące lokalizacji, stanu konstrukcyjnego, profilu stratygraficznego oraz parametrów złożowych. Stwierdzono rozbieżności w wartościach parametrów złożowych jako najprawdopodobniej wynik prac analitycznych przeprowadzonych na podstawie szerszych modelowych ocen i wartości zawartych w dokumentacjach. Poszczególne odwierty zostały zlokalizowane na tle map topograficznych i ortofotomap z numerami działek, na których wg współrzędnych te otwory się znajdują.
2. Opracowano koncepcje rekonstrukcji wybranych 5 odwiertów wraz z szacunkowymi kosztami ich przeprowadzenia. Projekty rekonstrukcji z założenia powinny być maksymalnie elastyczne to znaczy winny przewidywać dane pozyskiwane w kolejnych pracach rekonstrukcji. Dotyczy to zwłaszcza prac diagnostycznych. W analizie starano się uwzględnić tą specyfikę co wyraziło się wariantowymi zakresami prac i co się z tym wiąże kosztami prac. Przedstawione warianty rekonstrukcji otworów należy traktować jako wstępną koncepcję bez szczegółowych rozwiązań technicznych. To samo dotyczy kosztów proponowanych zabiegów, które w dużej mierze są orientacyjne i podane zostały w nawiązaniu do orientacyjnych kosztów prac. Materiał zgromadzony zatem należy traktować jako punkt wyjścia do dalszej pogłębionej analizy poszczególnych lokalizacji oraz finalnie do opracowania projektów robót geologicznych rekonstrukcji wybranego otworu.
3. Wizje terenowe umożliwiły ocenę faktycznego stanu „śladów” po odwiercie oraz weryfikację lokalizacji w stosunku do danych z dokumentacji. Wizje te wykonano dla 5 wskazanych odwiertów. Wśród nich jedynie odwierty Dobrów IGH-1 i Pobiedziska IGH-1 zostały dokładnie zlokalizowane na podstawie pozostawionych elementów otworów,

pozostałe odwierty Iwiczna IG-1, Września IG-1 i Czachówek 1 nie posiadają widocznych trwałych śladów, a wywiad z mieszkańcami jedynie w przypadku Czachówka 1 umożliwił wskazanie działki z jego lokalizacją (różniącą się od wskazanej wg dokumentacji).

4. Szczegółowe wyniki analizy przedstawiono w **zał. 1** do niniejszego sprawozdania.

11. Podsumowanie

Obliczenia zmierzające do ocen techniczno-ekonomicznych wykazują uzależnienie osiąganych efektów od parametrów złożowych oraz od dostępu do infrastruktury i możliwości zbytu wytworzonej energii. Dobre parametry złożowe, przy ograniczonych możliwościach zbytu nie gwarantują osiągnięcia dobrych efektów. Najlepsze efekty techniczno-ekonomiczne osiąga się wszędzie tam, gdzie dobre parametry złożowe idą w parze z dopasowanymi do możliwości złoża parametrami odbiorcy – w szczególności niską wymaganą temperaturą zasilania oraz znacznemu i wyrównanemu w czasie zapotrzebowaniu na moc.

Mając na względzie zrealizowane badania interdyscyplinarne z zakresu geologii, geotermii, hydrogeologii, inżynierii środowiska i energetyki, można jednoznacznie stwierdzić, że istnieją realne przesłanki dla budowy zakładów geotermalnych opartych na wodach kredy dolnej lub jury dolnej do zagospodarowania w systemach ciepłowniczych oraz kaskadowych, w tym w szczególności dla pozyskania ciepła geotermalnego oraz wody wykorzystywanej w balneoterapii, rekreacji oraz użytkowych celach, obejmujących również pozyskanie przede wszystkim koncentratów wód i/lub soli leczniczych.

Jakość powietrza

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń emisji równoważnej SO₂ dla 11 wytypowanych lokalizacji należy stwierdzić, że w żadnej z nich nie stwierdzono, aby jakość powietrza była bardzo dobra lub chociażby dobra. We wszystkich analizowanych lokalizacjach jakość powietrza należy uznać za złą, jednak na tym tle wyróżniają się: Lesznowola, Piaseczno i Police, gdzie jakość powietrza jest średnia, a także: Strzelno, Ślesin, Września i Zgierz, gdzie jakość powietrza jest bardzo zła. Uzyskanych wyników nie można w sposób bezpośredni łączyć z obecnością sieci ciepłowniczych, czego dowodem jest Lesznowola, gdzie sieć ciepłownicza nie funkcjonuje, a mimo to w skali średniorocznej jakość powietrza jest lepsza niż w miejscowościach, gdzie działają zakłady ciepłownicze. Z drugiej strony wśród miejscowości z najgorszą jakością powietrza jest Ślesin, także bez sieci ciepłowniczej. Wskazuje to jednak wyraźnie na nieporównywalność danych ze względu na specyficzny charakter runku ciepłowniczego w każdej z lokalizacji.

Funkcjonujące sieci ciepłownicze

Analiza danych dotyczących sieci ciepłowniczych wykazała, że nie funkcjonują one w dwóch z analizowanych lokalizacji – Lesznowola oraz Ślesin. W pozostałych miejscowościach sieci występują i są to głównie sieci pracujące na wysokich parametrach zasilania i powrotu. Cechą wspólną jest ponadto

dominacja miatu węglowego jako paliwa spalane go na potrzeby ciepłownictwa, mimo że od tej reguły występują wyjątki, jak chociażby Piaseczno, gdzie głównym paliwem jest gaz typu E (dawniej GZ50). Operatorami sieci ciepłowniczych są głównie przedsiębiorstwa lokalne, przy czym i w tej sytuacji znajdują się wyjątki jak Murowana Goślina oraz Września, gdzie systemem ciepłowniczym zarządza Veolia Energia Ciepła Poznań S.A. Wspólnym wnioskiem dla każdej z lokalizacji jest, że sieć ciepłownicza nie zaopatruje odbiorców w 100%.

Stan termodynamiczny wód termalnych

Z uwagi na wysoki stopień zmineralizowania prognozowanych wód termalnych w 11 lokalizacjach, od 35 g/dm³ i więcej, wstępne prognozy uzyskane w wyniku modelowania geochemicznego pokazały, iż istnieją istotne przesłanki wskazujące na możliwość wytrącania osadów wtórnych z wód, zwłaszcza węglanowych i krzemionkowych. Wody są niedosycone formami siarczanowymi, co należy uznać za czynnik korzystny. Jednak z uwagi na możliwość powstawania w instalacjach osadów wtórnych nie można wykluczyć konieczności stosowania inhibitorów, antyskalantów lub innych rozwiązań technicznych, w tym odpowiedniego wyposażenia konstrukcyjnego ujęć dla ograniczenia występowania zjawisk niepożądanych. Szczegółowe rozwiązania w tym zakresie zostały omówione w pracy [266].

We wszystkich 11 lokalizacjach istnieją przesłanki do wykorzystania wód w celach balneoterapeutycznych, choć w sposób bezpośredni wyłącznie w Zgierzu, Murowanej Goślinie i Kutnie, a w pozostałych woda wymaga rozcieńczania co najmniej 2-3 razy. Wykorzystanie wody w rekreacji również wymaga rozcieńczania.

Rozpatrywane wody termalne, z uwagi na wspomniane wysokie zasolenie, mogą być wykorzystywane do pozyskania koncentratów i soli leczniczych, z wykorzystaniem metod hybrydowych opartych na technikach membranowych oraz metodach wyparnych (najczęściej odwrócona osmoza–metody wyparne lub nanofiltracja–odwrócona osmoza–metody wyparne) lub wprost wyparnych (Strzelno, Mogilno). Będą również interesującym surowcem składowym kremów, toników, płynów micelarnych, maseczek, przy wykorzystaniu niewielkiego strumienia wody i dozowaniu wody w niewielkich ilościach lub w formie rozcieńczonej.

Wskaźniki ekonomiczne i czynniki otoczenia branży ciepłowniczej

Wyniki obliczeń podstawowych wskaźników ekonomicznych dla planowanych lokalizacji ujęć wód termalnych, z uwzględnieniem optymalnych rozwiązań technicznych i technologicznych pozyskania tych wód oraz wykorzystania energii geotermalnej, wskazują, że podstawowym czynnikiem zmniejszającym efektywność ekonomiczną przedsięwzięć geotermalnych jest wciąż relatywnie niski koszt węgla, a co za tym idzie niskie koszty jednostkowe

wytworzenia energii cieplnej (PLN/GJ). Sytuacja ta może ulec zmianie w perspektywie 2030-2040 roku.

Należy przy tym pamiętać, że w obecnej sytuacji rynkowej ciepłownictwo systemowe pokrywa aż 42% krajowego zapotrzebowania na ciepło (prawie 15 mln odbiorców, a długość wszystkich sieci to ponad 21 tys. km). W 2017 r. całkowita moc cieplna zainstalowana u koncesjonowanych wytwórców ciepła wynosiła 54 911,8 MW (w 2002 r. – 70 952,8 MW), a moc osiągalna – 53 639,5 MW (w 2002 r. – 67 285,4 MW). Koncesjonowani wytwórcy ciepła wytwarzają ciepło w źródłach różnej wielkości z przewagą ilościową źródeł małych do 50 MW (53,8% w 2017 r.). Tylko jedenaście koncesjonowanych przedsiębiorstw dysponowało mocą osiągalną ze swoich źródeł przekraczającą 1 000 MW, a ich łączna moc osiągalna stanowiła 1/3 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych [309].

Dywersyfikacja paliw używanych do produkcji ciepła postępuje bardzo powoli. Paliwa węglowe w dalszym ciągu stanowią prawie 74,0% paliw używanych w źródłach ciepła. Zróżnicowanie paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła jest nieco większe wśród przedsiębiorstw produkujących ciepło w kogeneracji. W tej grupie przedsiębiorstw również dominują paliwa węglowe, ale już 30,6% stanowią inne paliwa, w tym 6,7% olej opałowy, 8,5% gaz ziemny i 9,1% biomasa. Polska posiada zasoby węgla kamiennego, które mogą zapewnić bezpieczeństwo energetyczne kraju na kilka dziesięcioleci. Węgiel kamienny i brunatny zostanie również w przyszłości stabilizatorem bezpieczeństwa energetycznego kraju i będzie pełnił ważną rolę w polskim miksie energetycznym w kolejnych latach. Stosowanie tego surowca wymaga inwestycji w nowe technologie niskoemisyjne, które w przypadku jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych będą również wysokosprawne oraz inwestycji w wysokosprawną kogenerację.

Należy również pamiętać, że sytuacja branży ciepłownictwa systemowego nie jest dobra. Jak podkreśla Prezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie Pan Jacek Szymczak wskaźniki rentowności w ciepłownictwie systemowym i płynności finansowej przedsiębiorstw z tego sektora są niepokojąco niskie (<https://biznesalert.pl/szymczak-cieplownictwo-ma-problemy-z-rentownoscia>). Oznacza to brak środków na konieczne inwestycje i zwiększa ryzyko upadłości oraz przerw w dostawach ciepła, które mogą pojawić się w końcówce 2020 albo na początku 2021 roku, jeżeli nie zmieni się model regulacji w ciepłownictwie – prognozuje Jacek Szymczak, prezes IGCP. Poprawa rentowności sektora jest o tyle istotna, że w najbliższym czasie czeka go wiele wyzwań związanych z dostosowywaniem się do regulacji unijnych i wymogów środowiskowych.

Pilnym problemem, który musi zostać rozwiązany w 2020 roku, jest zmiana modelu regulacji w ciepłownictwie. Bazując na oficjalnych danych, rentowność w sektorze ciepłownictwa systemowego za ubiegły rok jest na poziomie 1,88%

i spadła o kilka procent w stosunku do poprzedniego. O wiele bardziej niebezpieczny jest fakt, że wskaźnik płynności finansowej przedsiębiorstw regulowanych jest na poziomie 0,61, podczas gdy poziom bezpieczny dla funkcjonowania podmiotu gospodarczego wynosi 1,2. Oznacza to, że prawie 40% zobowiązań nie ma pokrycia w przychodach. Jak podkreśla, niska rentowność to zagrożenie dla funkcjonowania przedsiębiorstw, szczególnie małych i średnich, a także duży problem, ponieważ firmy nie mają środków na podejmowanie inwestycji i modernizowanie jednostek wytwórczych w celu dostosowywania ich do wymogów środowiskowych.

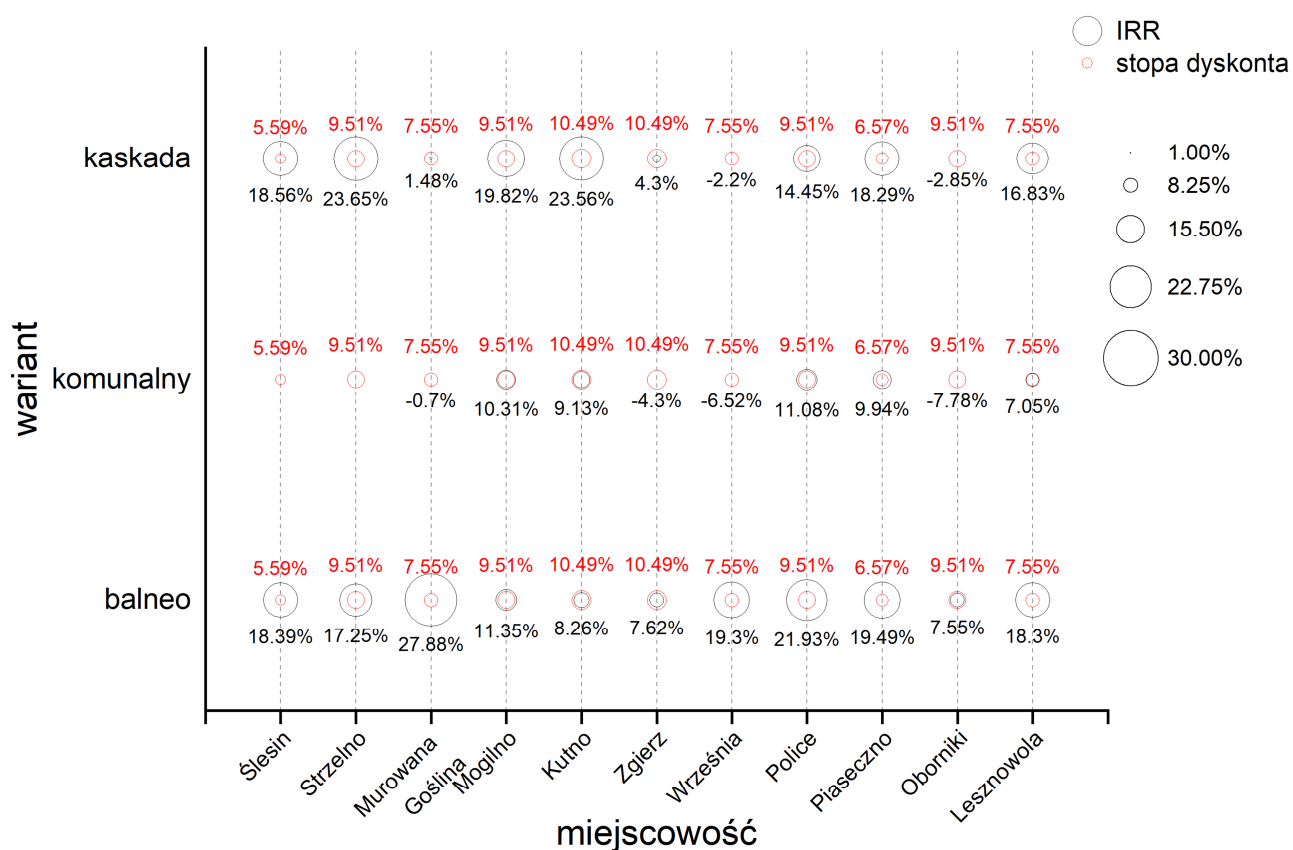
Być może wykorzystanie geotermii, przy wydatnym wsparciu finansowym Państwa, mogłoby stanowić ciekawą alternatywę w transformacji przedsiębiorstw ciepłowniczych rejonów centralnej Polski, w tym tych objętych niniejszym opracowaniem. Poprawa rentowności sektora jest o tyle istotna, że w najbliższym czasie czeka go wiele wyzwań związanych z wdrażaniem i dostosowywaniem się do regulacji unijnych i krajowych, od Pakietu Zimowego poprzez dyrektywy o OZE i efektywności energetycznej aż po wdrożenie rynku mocy czy reformę systemu ETS-ów (handlu uprawnieniami do emisji CO₂), która w 2021 roku ograniczy ilość darmowych uprawnień. Dodatkowo należy pamiętać, że w perspektywie 2030 roku trzeba zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii o 32% i poprawić efektywność energetyczną o 31%. Systemy ciepłownicze w Polsce powinny spełniać warunek tzw. efektywnego systemu ciepłowniczego, z tego powodu rozważenie uzupełnienia swoich mocy oraz dywersyfikacja źródeł ciepła o geotermię może być zasadne zarówno technicznie, jak i ekonomicznie, zważywszy na konieczność dostarczenia ciepła do nowych i dogłębnie modernizowanych budynków.

Na wartość współczynnika NPV w długim okresie ma wpływ zarówno referencyjna cena jednostki energii z ciepłowni węglowej, jak i wielkość odbiorcy i jego parametry odbioru ciepła. Należy zatem wyciągnąć wniosek, że ujemny wskaźnik NPV uzyskany w obliczeniach według obecnie przyjętych kryteriów nie przesądza o nieopłacalności inwestycji w przyszłości, np. gdy odbiorca komunalny zdecyduje się na obniżenie temperatury zasilania w ciepłociągu lub nastąpi rozbudowa miejscowości i związany z tym wzrost konsumpcji energii cieplnej. Innymi słowy, cechą charakterystyczną geotermii jest wysoka kapitałochłonność na etapie inwestycji, co przekłada się na wymóg maksymalizacji współczynnika obciążenia – jak największego odbioru energii geotermalnej.

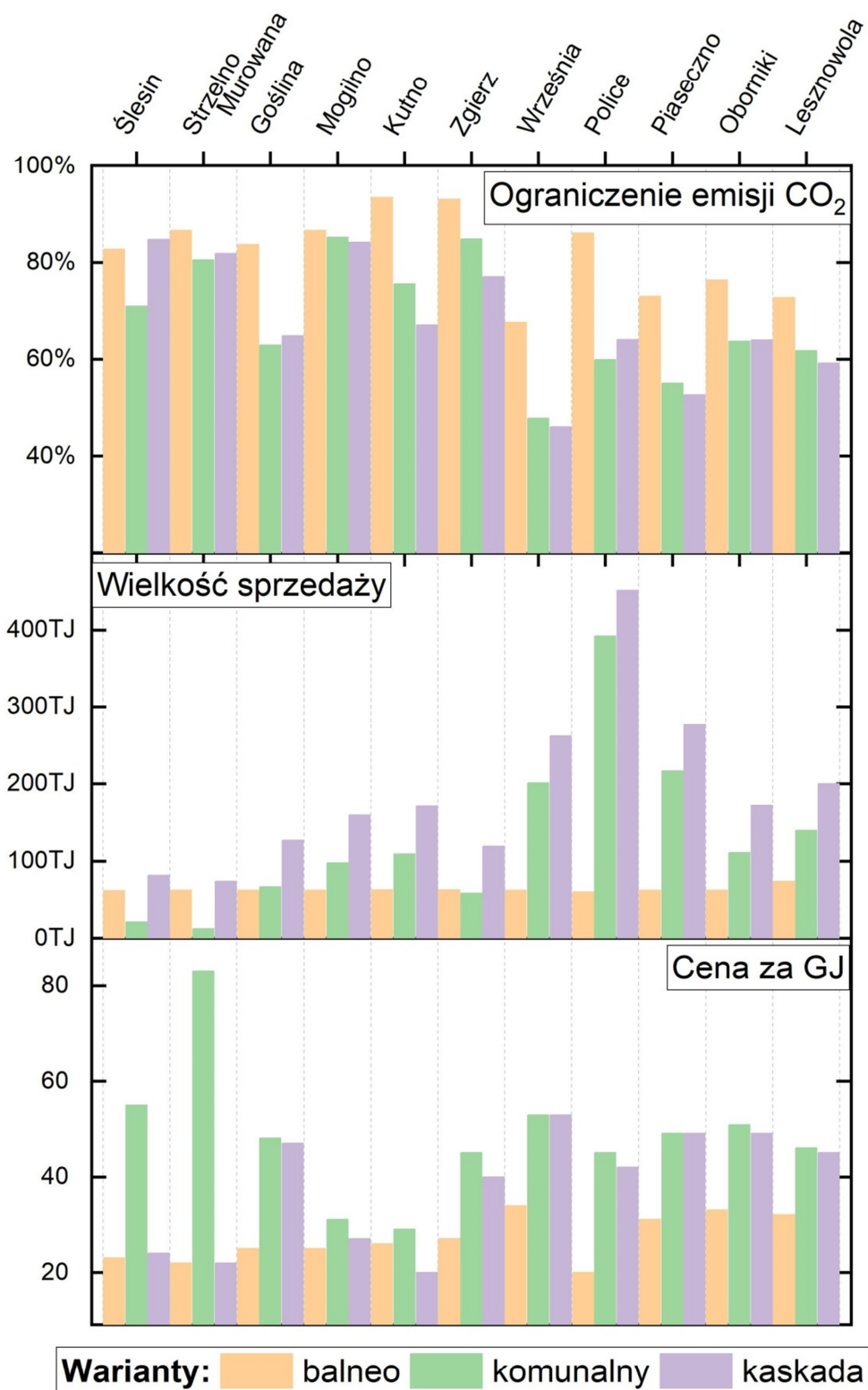
Duże znaczenie dla opłacalności przedsięwzięcia mają również oczekiwania inwestora związane z preferowaną stopą zwrotu inwestycji. Inwestycje o ujemnym wskaźniku NPV, lecz dodatnim IRR mogą być również atrakcyjne dla inwestorów zainteresowanych niższą stopą zwrotu, szeroko rozumianą dywersyfikacją portfela inwestycyjnego czy wysoko ceniących zyski niefinansowe – stabilność źródła ciepła, proekologiczny wizerunek przez

poprawę średnich wskaźników przedsiębiorstwa itp. Tego typu korzyści mogą być decydujące dla przedsiębiorstw miejskich i innych prowadzących działalność not-for-profit (nie dla zysku). Innym przykładem takiego przedsiębiorstwa może być firma zajmująca się energochłonną produkcją szklarniową i suszeniem uzyskanych płodów rolnych. Wówczas, pomimo rezultatów finansowych zbliżonych do inwestycji w konwencjonalne źródło ciepła, czynniki pozafinansowe, takie jak niezależność od wahań cen paliw itp. wskazują, że ciepłownia geotermalna może być interesującą inwestycją.

Równocześnie sposób wyznaczania ryzyka inwestycji jest trudny do jednoznacznego skwantyfikowania, przez co należy spodziewać się rozbieżności względem obliczeń wykonanych przez inne zespoły, a współczynnik ten jest kluczowy dla wyznaczenia zdyskontowanych wartości ekonomicznych. Obniżając ryzyko (np. poprzez odwierty badawcze, badania geofizyczne i rekonstrukcję odwiertów z już opisanymi parametrami geotermicznymi) tak, by stopa dyskonta była niższa niż zaprezentowana wartość IRR, zwiększa się szansa na ekonomicznie uzasadnione udostępnienie zasobów geotermalnych w danej lokalizacji (Rys. 81, Rys. 82).



Rys. 81. Porównanie IRR (wewnętrznej stopy zwrotu) i stopy dyskonta dla inwestycji opartych o różne warianty ciepłowni geotermalnej w miastach objętych analizą



Rys. 82. Ograniczenie emisji CO₂, wielkość sprzedaży i cena jednostkowa energii w różnych wariantach funkcjonowania ciepłowni geotermalnej w miastach objętych analizą

Możliwość adaptacji nieczynnych otworów wiertniczych

Analiza możliwości technicznych i ekonomicznych oraz uwarunkowań formalno-prawnych rekonstrukcji wybranych nieczynnych otworów wiertniczych wskazuje na ograniczone możliwości wykorzystania tych otworów do celów eksploatacji wód termalnych. Opracowane koncepcje rekonstrukcji odwiertów Iwiczna IG-1, Września IG-1 oraz Pobiedziska IGH-1 wraz z szacunkowymi kosztami ich przeprowadzenia wskazują, że określenie powyższych czynników na etapie prac kameralnych jest trudne, a wyniki oszacowań mogą być obarczone znacznymi błędami. Zwykle niska jakość lub częsty brak archiwalnych materiałów dokumentacyjnych dotyczących opisu sposobu likwidacji otworów ma istotny wpływ na etapie określenia przewidywanego stanu technicznego otworów. Powoduje to, że zakres proponowanych prac rekonstrukcyjnych ma charakter wariantowy, a oszacowane koszty rekonstrukcji charakteryzują się znacznymi rozbieżnościami pomiędzy rozpatrywanymi wariantami, sięgając 200% kosztów (otwór Września IG-1 - od 3,5 mln do 6,5 mln zł).

Z powyższych względów zarówno zakres prac, jak i proponowane koszty zabiegów mają charakter orientacyjny, co utrudnia określenie poziomu ryzyka (nieprzewidzianych wydatków) pomyślnego przeprowadzenia rekonstrukcji, warunkującego wykorzystanie otworu do celów eksploatacyjnych. Przeprowadzone analizy kosztów rekonstrukcji nieczynnych otworów, jako wartości średnie (skrajne oszacowania kosztów wariantów optymistycznego i pesymistycznego), w odniesieniu do szacowanych kosztów nowych otworów geotermalnych, wskazują, że koszty te mogą stanowić od ok. 30% do 70% (średnio ok. 50%), wskazując, że rekonstrukcja może być opłacalna. Dla poszczególnych koncepcji dotyczących budowy ciepłowni geotermalnej wykorzystanie zrekonstruowanych otworów, jako alternatywy dla drugiego otworu w dublecie geotermalnym, rozważono w przypadku: Lesznawoli, Piaseczna, Wrześni oraz Murowanej Gośliny. W przypadku chęci wykorzystania wytypowanych otworów wiertniczych (**zał.1**) będzie to wiązało się z koniecznością zakupu działki z otworem lub zawarcia umowy/porozumienia z właścicielem terenu, ponieważ wszystkie one są zlokalizowane na gruntach prywatnych.

Czynniki ryzyka przedsięwzięć geotermalnych

Warunki geologiczne występowania wód termalnych na Niżu Polskim – w szczególności w zbiornikach dolnej jury oraz w starszych i głębiej położonych (a niekiedy nawet w zbiornikach dolnej kredy) powodują konieczność pracy instalacji geotermalnych w systemach zamkniętych. Oznacza to potrzebę wykonania zarówno otworu produkcyjnego, jak i chłonnego (dublethu otworów). Dotyczy to również miejscowości, które są przedmiotem tego opracowania, gdyż ze względu na przewidywaną wysoką mineralizację, skład chemiczny, parametry fizykochemiczne wód termalnych, które byłyby przedmiotem eksploatacji powinny być zatłaczane po wykorzystaniu ich potencjału

energetycznego. Z tych samych powodów pracy instalacji ukierunkowanych na potrzeby obiektów wykorzystujących potencjał energetyczny wód termalnych na Niżu Polskim mogą towarzyszyć trudności z utrzymaniem stabilnych wielkości wydajności otworów produkcyjnych, a zwłaszcza chłonności otworów. Główną przyczyną może być kolmatacja filtrów i stref przyodwiertowych produktami korozji i wtórnego wytrącania substancji z wody termalnej. Zakłada się, że będą to główne niekorzystne zjawiska w trakcie długoletniej eksploatacji instalacji geotermalnych i bazujących na nich obiektów.

Należy też dodać, że według dotychczasowych doświadczeń i wiedzy prawidłowe i staranne wykonanie ujęcia wód termalnych oraz utrzymywanie wysokich standardów technicznych i technologicznych w trakcie ich eksploatacji nie stworzy dodatkowych zagrożeń środowiskowych. Nie przewiduje się też m.in. uwalniania gazów do otoczenia (dwutlenku węgla, siarkowodoru, metanu i innych gazów). Także w odniesieniu do naturalnej radioaktywności omawianych wód dotychczasowe badania nie wskazują, aby była ona podwyższona. Jednakże wszystkie z wymienionych parametrów i cech powinny być przedmiotem systematycznego monitoringu w pracujących ujęciach wód termalnych. Jest to niezbędne dla potwierdzenia ich stabilności w czasie lub też wykrycia różnic, gdyż sytuacja może się zmieniać w trakcie eksploatacji. Monitoring będzie także źródłem rzeczywistych danych m.in. dla potrzeb badań, modelowania zbiornika wód termalnych i symulacji jego reagowania na długoletnią eksploatację.

Wymienione zjawiska i problemy (podane i szerzej scharakteryzowane w jednym z wcześniejszych rozdziałów) mogą być w znacznym stopniu ograniczone, jeśli będą prawidłowo zaplanowane i zostaną zastosowane odpowiednie technologie i środki zaradcze. Pozwoli to też na łagodzenie ewentualnych negatywnych skutków funkcjonowania obiektów wykorzystujących potencjał energetyczny wód termalnych w proponowanych miejscowościach. Pomimo możliwości wystąpienia takich skutków, zalety i korzyści wynikające z zastosowania potencjału energetycznego wód termalnych mają znaczącą przewagę.

12. Spis literatury

- [1] M. Sobolewski , „Przeciwdziałanie skutkom zmian klimatycznych – polityka i współpraca międzynarodowa.,” Biuro Sejmu RP, raport 118, Warszawa, 1997.
- [2] „www.wysokienapiecie.pl,” 2020. [Online].
- [3] M. Socha, *Geośrodowiskowe uwarunkowania wykorzystania energii wód termalnych paleogeńsko-mezozoicznego zbiornika podhalańskiego*, Warszawa: Rozprawa doktorska - niepublikowana , 2008.
- [4] M. Zabłocki, „Determinanty wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce,” *Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, pp. 29-44, 2 2013.
- [5] B. Kępińska i B. Tomaszewska, „Bariery dla rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce i propozycje zmian,” *Przegląd Geologiczny* , pp. 594-598, 7 2010.
- [6] B. Kępińska, „Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce, 2012-2013.,” *Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój.* , pp. 5-24., 1 2013.
- [7] P. Aleksandrowski, „Prowincje tektoniczne Polski,” w *Atlas geologiczny Polski*, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2017.
- [8] P. Aleksandrowski i S. Mazur , „O nowych rozwiązaniach tektonicznych w "Atlasie Geologicznym Polski",” *Przegląd Geologiczny*, tom 12, pp. 1499-1510, 2017.
- [9] J. Nawrocki i A. Becker, *Atlas Geologiczny Polski*, A. Becker, Red., Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2017.
- [10] G. Pieńkowski i R. Kramarska, „Mapa geologiczna Polski bez utworów kenozoiku 1: 2 500 000,” w *Atlas geologiczny Polski*, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2017.
- [11] M. Malinowski, A. Guterch, M. Narkiewicz, J. Probulski, A. Maksym, M. Majdański, P. Środa, W. Czuba, E. Gaczyński, M. Grad, T. Janik, L. Jankowski i A. Adamczyk, „Deep seismic reflection profile in Central Europe reveals complex pattern of Paleozoic and Alpine accretion at the East European Craton margin,” *Geophysical Research Letters*, tom 40, nr 3841-3846, 2013.
- [12] P. Krzywiec, M. Malinowski, S. Mazur, V. Buffenmyer i M. Lewandowski, „Structure and Phanerozoic evolution of the SW edge of the East European Craton in Poland.,” *Geologia Sudetica*, nr 42, pp. 46-48, 2014.
- [13] S. Mazur, M. Mikołajczak , P. Krzywiec, V. Buffenmyer i M. Lewandowski, „Is the Teisseyre Tornquist Zone an ancient plate boundary of Baltica,” *Tectonics*, tom 12, pp. 2465-2477, 2015.
- [14] S. Mazur, S. Porębski, A. Kędzior, M. Paszkowski, T. Podhlańska i P. Poprawa,

- „Refined timing and kinematics for Baltica-Avalonia convergence based on the sedimentary record of a foreland basin,” *Terra Nova*, 2017.
- [15] S. Mazur, M. Mikołajczak, P. Krzywiec, M. Malinowski, V. Buffenmyer i M. Lewandowski, „Is the Teisseyre-Tornquist Zone an ancient plate boundary of Baltica,” *Tectonics*, tom 35, pp. 1600-1607, 2016a.
- [16] S. Mazur, M. Mikołajczak, P. Krzywiec, M. Malinowski, M. Lewandowski i V. Buffenmyer, „Pomeranian Caledonides, NW Poland. A collisional suture or thin-skinned fold-and-thrust belt,” *Tectonophysics*, nr 692, pp. 29-43, 2016b.
- [17] S. Mazur, P. Krzywiec, P. Malinowski, P. Lewandowski i M. Mikołajczak, „On the nature of the Teisseyre-Tornquist Zone,” *Geology, Geophysics, Environment*, tom 1, pp. 17-30, 2018a.
- [18] S. Mazur, P. Krzywiec, M. Malinowski, M. Lewandowski, P. Aleksandrowski i M. Mikołajczak, „O naturze strefy Teisseyre’a-Tornquista,” *LXXXVI Zjazd Naukowy Polskiego Towarzystwa Geologicznego, Łuków, 2-5 września 2018; Na krawędzi platformy, Streszczenia referatów*, pp. 22-29, 2018b.
- [19] M. Narkiewicz, A. Maksym, M. Malinowski, M. Grad, A. Guterch, Z. Petecki, J. Probulski, T. Janik, M. Majdański, P. Środa, W. Czuba, E. Gaczyński i L. Jankowski, „Transcurrent nature of the Teisseyre-Tornquist Zone in Central Europe: results of the POLCRUST-01 deep reflection seismic profile,” *International Journal of Earth Sciences*, tom 3, pp. 775-796, 2015.
- [20] M. Narkiewicz i Z. Petecki, „Comment on “Is the Teisseyre-Tornquist Zone an ancient plate boundary of Baltica?” by Mazur i in,” *Tectonics*, pp. 1595-1599, 2016.
- [21] M. Narkiewicz i Z. Petecki, „Basement structure of the Paleozoic Platform in Poland,” *Geological Quarterly*, tom 2, pp. 502-520, 2017.
- [22] P. Aleksandrowski, S. Mazur i P. Krzywiec, „Główne rysy tektoniki Polski,” *LXXXVI Zjazd Naukowy Polskiego Towarzystwa Geologicznego, Łuków, 2-5 września 2018; Na krawędzi platformy, Streszczenia referatów*, nr 9, 2018.
- [23] M. S. Oczlon, A. Seghedi i C. W. Carrigan, „Avalonian and Baltican terranes in the Moesian Platform (southern Europe, Romania, and Bulgaria) in the context of Caledonian terranes along the southwestern margin of the East European craton,” *Geological Society of America, Special Papers*, pp. 375-400, 2007.
- [24] I. Balintoni, C. Balica, A. Seghedi i M. N. Ducea, „Avalonian and Cadomian terranes in north Dobrogea, Romania,” *Precambrian Research*, pp. 217-229, 2010.
- [25] J. Kalvoda i O. Bábek, „The margins of Laurussia in central and southeast Europe and southwest Asia,” *Gondwana Research*, pp. 526-545, 2010.
- [26] A. Berthelsen, „Where different geological philosophies meet: the Trans-European Suture Zone,” *Publication of the Institute of Geophysics*, pp. 19-31, 1993.
- [27] R. Dadlez, M. Grad i A. Guterch, „Crustal structure below the Polish Basin: Is it composed of proximal terranes derived from Baltica,” *Tectonophysics*, pp. 111-128, 2005.
- [28] A. Guterch, M. Grad, H. Thybo, G. R. Keller i POLONAISE Working Group,

- „International seismic experiment between Precambrian and Variscan Europe in Poland,” *Tectonophysics*, pp. 101-121, 1999.
- [29] A. Guterch i M. Grad, „Lithospheric structure of the TESZ in Poland based on modern seismic experiments,” *Geological Quarterly*, nr 50, pp. 23-32, 2006.
- [30] P. Poprawa, S. Šliaupa, R. Stephenson i J. Lazauskien, „Late Vendian–Early Palaeozoic tectonic evolution of the Baltic Basin: regional tectonic implications from subsidence analysis,” *Tectonophysics*, tom 1, pp. 219-239, 1999.
- [31] L. Antonowicz, R. Hooper i E. Iwanowska, „Synklina lubelska jako efekt cienkonaskórkowych deformacji waryscyjskich,” *Przegląd Geologiczny*, tom 4, pp. 344-350, 2003.
- [32] P. Krzywiec, S. Mazur, Ł. Gągała, M. Kurfasa, M. Lewandowski, M. Malinowski i V. Buffenmyer, „Late Carboniferous thin-skinned compressional deformation above the SW edge of the East European craton as revealed by seismic reflection and potential field data. Correlations with the Variscides and the Appalachians,” *Geological Society of America*, pp. 353-372, 2017a.
- [33] P. Krzywiec, Ł. Gągała, S. Maur, Ł. Słonka, M. Kufrasa, M. Malinowski, K. Pietsch i J. Golonka, „Variscan deformation along the Teisseyre-Tornquist Zone in SE Poland: Thick-skinned structural inheritance or thin-skinned thrusting,” *Tectonophysics*, pp. 83-91, 2017b.
- [34] M. Kufrasa, P. Krzywiec i Ł. Słonka, „Model paleozoicznej ewolucji tektonicznej SE Polski (blok radomsko-kraśnicki i basen lubelski) w oparciu o wyniki interpretacji danych sejsmicznych,” w *Opracowanie map zasięgu, biostratygrafia utworów dolnego paleozoiku oraz analiza ewolucji tektonicznej przykrawędziowej strefy platformy wschodnioeuropejskiej dla oceny rozmieszczenia niekonwencjonalnych złóż węglowodorów*, Cieszyn, Wydawnictwo Arka, 2017, pp. 337-355.
- [35] S. Mazur, M. Mikołajczak, P. Krzywiec, M. Malinowski, M. Lewandowski i V. Buffenmyer, „Pomeranian Caledonides, NW Poland. A collisional suture or thin-skinned fold-and-thrust belt,” *Tectonophysics*, pp. 29-43, 2016c.
- [36] R. Dadlez, M. Narkiewicz, R. A. Stephenson, M. T. Wisser i J. D. van Wees, „Tectonic evolution of the Mid-Polish Trough: modeling implications and significance for central European geology,” *Tectonophysics*, pp. 179-195, 1995.
- [37] P. Krzywiec, „Mid-Polish Trough inversion. Seismic examples, main mechanisms and its relationship to the Alpine–Carpathian collision,” w *Continental Collision and the Tectonosedimentary Evolution of Forelands*, European Geosciences Union, Stephan Mueller Special Publication Series 1, 2002a, pp. 151-165.
- [38] A. Żelaźniewicz, P. Aleksandrowski, Z. Buła, P. Karnkowski, A. Konon, N. Oszczypko, A. Ślęczka, J. Żaba i K. Żytka, *Regionalizacja Tektoniczna Polski*, Wrocław: Polska Akademia Nauk, 2011.
- [39] P. Poprawa, „Neoproterozoiczno-dolnopaleozoiczny rozwój basenów osadowych na zachodnim skłonie kratonu wschodnioeuropejskiego oraz

- przyległych części strefy szwu transeuropejskiego.," w *Opracowanie map zasięgu, biostratygrafia utworów dolnego paleozoiku oraz analiza ewolucji tektonicznej przykrawędziowej strefy platformy wschodnioeuropejskiej dla oceny rozmieszczenia niekonwencjonalnych złóż węglowodorów*, S. Bębenek, Red., Cieszyn, Arka, 2017, pp. 12-128.
- [40] J. Paczeńska i Z. Buła, „Ediakar,” w *Atlas Geologiczny Polski*, J. Nawrocki i A. Becker, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 2017.
- [41] P. Poprawa i J. Paczeńska, „Rozwój ryftu w późnym neoproterozoiku - wczesnym paleozoiku na lubelsko-podlaskim skłonie kratonu wschodnioeuropejskiego - analiza subsydencji i zapisu facjalnego,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 49-63, 1 2002.
- [42] P. Poprawa, „Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim.,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 226-249, 2010.
- [43] J. Paczeńska, „Litostratygrafia utworów ediakaru w lubelsko-podlaskim basenie sedymentacyjnym (wschodnia i południowo-wschodnia Polska).,” *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, tom 460, pp. 1-24, 2014.
- [44] B. Areń , „Litologiczno-facjalny rozwój górnego wendy we wschodniej Polsce,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 225-230, 5 1982.
- [45] K. Jaworowski, „Warunki sedymentacji osadów prekambry i kambry w północnej Polsce,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 220-224, 1982.
- [46] K. Jaworowski, „Warunki depozycji ciał piaszczystych kambry dolnego i środkowego w polskiej części platformy wschodnioeuropejskiej,” *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 1-118, 1997.
- [47] J. Paczeńska, Z. Szczepanik, A. Żylińska i Z. Buła, „Kambr,” w *Atlas geologiczny Polski*, J. Nawrocki i A. Becker, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny. Państwowy Instytut Badawczy, 2017.
- [48] K. Lendzion, „Biostratygrafia osadów kambry w polskiej części platformy wschodnioeuropejskiej,” *Kwartalnik Geologiczny*, tom 27, pp. 669-694, 4, 1983a.
- [49] W. Strzetelski, „Litofacja i szczelinowatość roponośnych utworów kambry w syneklizie perybałtyckiej,” w *Prace Geologiczne* , tom 116, PAN-Oddz. Kraków, Kom. Nauk Geol, 1979.
- [50] M. Sikorska i J. Paczeńska, „Quartz cementation in Cambrian sandstones on the background of their burial history (Polish part of the East European Craton).,” *Geological Quarterly*, pp. 265-272, 3 1997.
- [51] K. Lendzion, „Rozwój kambryjskich osadów platformowych Polski.,” *Prace Instytutu Geologicznego*, pp. 1-55, 1983b.
- [52] R. Stadnik, S. Bębenek i A. Waśkowska, „Architektura facjalna kambry basenu lubelskiego,” w *Opracowanie map zasięgu, biostratygrafia utworów dolnego paleozoiku oraz analiza ewolucji tektonicznej przykrawędziowej strefy platformy wschodnioeuropejskiej dla oceny rozmieszczenia niekonwencjonalnych złóż węglowodorów*, J. Golonka i S. Bębenek, Redaktorzy, Cieszyn, Arka, 2017, pp. 80-94.

- [53] M. Wendorff, „Architektura facjalna kambru basenu podlaskiego,” w *Opracowanie map zasięgu, biostratygrafia utworów dolnego paleozoiku oraz analiza ewolucji tektonicznej przykrawędziowej strefy platformy wschodnioeuropejskiej dla oceny rozmieszczenia niekonwencjonalnych złóż węglowodorów*, J. Golonka i S. Bębenek, Redaktorzy, Cieszyn, Arka, 2017, pp. 95-115.
- [54] K. Jaworski, „Charakterystyka sedymentologiczna osadów ediakaru i kambru,” w *Darżlubie IG 1. Profile Głębokich Otworów Wiertniczych Państwowego Instytutu Geologicznego*, tom 128, Z. Modliński, Red., Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 2011, pp. 68-75.
- [55] W. Bednarczyk i M. Turnau-Morawska, „Litostratygrafia osadów kambru i wendu w rejonie Łeby,” w *Acta Geologica Polonica*, tom 25, 1975, pp. 537-566.
- [56] Z. Modliński i B. Szymański, „The Ordovician lithostratigraphy of the Peribaltic Depression (NE Poland),” tom 41, pp. 273-288, 1997.
- [57] A. Konon, „Późnosylursko-wczesnodewońskie deformacje tektoniczne na przedpolu pomorskiego odcinka orogenu kaledońskiego,” w *LXXXVI Zjazd Naukowy Polskiego Towarzystwa Geologicznego, Łuków, 2-5 września 2018; Na krawędzi platformy, Streszczenia referatów*, Łuków, Polskie Towarzystwo Geologiczne, 2018, pp. 10-15.
- [58] T. Mazur, P. Krzywiec, M. Malinowski, P. Aleksandrowski i M. Mikołajczak, „Tektoniczne znaczenie strefy Teisseyre'a-Tornquista w świetle nowych badań,” *Przegląd Geologiczny*, nr 65, pp. 1511-1520, 12 2017.
- [59] S. J. Porębski i T. Podhalańska, „Litostratygrafia ordowiku i syluru,” w *Opracowanie map zasięgu, biostratygrafia utworów dolnego paleozoiku oraz analiza ewolucji tektonicznej przykrawędziowej strefy platformy wschodnioeuropejskiej dla oceny rozmieszczenia niekonwencjonalnych złóż węglowodorów*, J. Golonka i S. Bębenek, Redaktorzy, Cieszyn, Arka, 2017, pp. 144-149.
- [60] T. Podhalańska, Z. Modliński i B. Szymański, „Nowelizacja stratygrafii syluru brzeżnej części kratonu wschodnioeuropejskiego (obszar Lubelszczyzny i Podlasia),” Warszawa, 2010.
- [61] T. Podhalańska, „Biostratygrafia ordowiku i syluru zachodniej części kratonu wschodnioeuropejskiego,” w *Opracowanie map zasięgu, biostratygrafia utworów dolnego paleozoiku oraz analiza ewolucji tektonicznej przykrawędziowej strefy platformy wschodnioeuropejskiej dla oceny rozmieszczenia niekonwencjonalnych złóż węglowodorów*, J. Golonka i S. Bębenek, Redaktorzy, Cieszyn, Arka, 2017, pp. 116-143.
- [62] R. Anczkiewicz, S. J. Porębski, A. Kędzior i M. Paszkowski, „Geochronologia i tektogeneza ordowicko-sylurskich K-bentonitów basenu bałtyckiego,” w *Opracowanie map zasięgu, biostratygrafia utworów dolnego paleozoiku oraz analiza ewolucji tektonicznej przykrawędziowej strefy platformy wschodnioeuropejskiej dla oceny rozmieszczenia niekonwencjonalnych złóż węglowodorów*, J. Golonka i S. Bębenek, Redaktorzy, Cieszyn, Arka, 2017, pp. 306-319.

- [63] D. Botor, J. Golonka, J. Zając , B. Papiernik i P. Guzy, „Generowanie i ekspulsja węglowodorów w utworach dolnopaleozoicznych w obszarze SW skłonu schodnioeuropejskiej platformy prekambryjskiej w NE Polsce: implikacje dla poszukiwań złóż niekonwencjonalnych.,” w *Opracowanie map zasięgu, biostratygrafia utworów dolnego paleozoiku oraz analiza ewolucji tektonicznej przykrawędziowej strefy platformy wschodnioeuropejskiej dla oceny rozmieszczenia niekonwencjonalnych złóż węglowodorów*, J. Golonka i S. Bębenek, Redaktorzy, Cieszyn, Arka, 2017, pp. 423-451.
- [64] A. Uchaman, „Paleośrodowisko mułowców sylurskich z basenu lubelskiego i bałtyckiego w świetle analizy ichtologicznej,” w *Opracowanie map zasięgu, biostratygrafia utworów dolnego paleozoiku oraz analiza ewolucji tektonicznej przykrawędziowej strefy platformy wschodnioeuropejskiej dla oceny rozmieszczenia niekonwencjonalnych złóż węglowodorów*, J. Golonka i S. Bębenek, Redaktorzy, Cieszyn, Arka, 2017, pp. 278-290.
- [65] Z. Modliński, B. Szymański i L. Teller, „Litostratygrafia syluru polskiej części obniżenia perybałtyckiego. część lądowa i morska (N Polska).,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 787-796, 2006.
- [66] T. Podhalańska, M. I. Waksmundzka, A. Becker i J. Roszkowska-Remin, „Rozpoznanie stref perspektywicznych występowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w Polsce. nowe wyniki oraz dalsze kierunki badań.,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 953-962, 12 2016.
- [67] L. Miłaczewski, K. Wójcik i H. Matyja, „Dewon,” w *Atlas Geologiczny Polski*, J. Nawrocki i A. Becker , Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 2017.
- [68] A. M. Żelichowski, „Rzecz o budowie geologicznej obszaru między Górami Świętokrzyskimi a Bugiem,” *Biuletyn Instytutu Geologicznego*, pp. 7-97, 1972.
- [69] W. Górecki i M. Hajto, „Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim - formacje mezozoiku,” 2006a.
- [70] E. Turnau, „Poziomy sporowe w formacjach dewońskich rejonu Pionek (Polska centralna),” *Rocznik Polskiego Towarzystwa Geologicznego*, 55, 3-4, pp. 355-374, 3-4 1985.
- [71] L. Miłaczewski, „Dewon południowo-wschodniej Lubelszczyzny,” *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 5-90, 1981.
- [72] H. Matyja, „Stratygrafia i rozwój facjalny osadów dewonu i karbonu w basenie pomorskim i w zachodniej części basenu bałtyckiego a paleogeografia północnej części TESH w późnym paleozoiku.,” *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 79-122, 2006.
- [73] H. Matyja, „Depositional history of the Devonian succession in the Pomeranian Basin, NW Poland.,” *Geological Quarterly*, pp. 63-92, 1 2009.
- [74] R. Dadlez, „Podpermskie kompleksy skalne w strefie Koszalin-Chojnice,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 269-301, 1978.
- [75] M. Kotarba i K. Nagao, „Molecular and isotopic compositions and origin of natural gases from Cambrian and Carboniferous Lower Permian reservoirs of the onshore Polish Baltic region.,” *International Journal of Earth Sciences*,

- 104:, pp. 241-261, 2015.
- [76] M. J. Kotarba, J. Pokorski, C. Grelowski i P. Kosakowski, „Geneza gazu ziemnego akumulowanego w utworach karbonu i czerwonego spągowca w nadbałtyckiej części Pomorza Zachodniego,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 425-433, 5 2005.
- [77] A. Muszyński, J. Biernacka, S. Lorenc, A. Protas, Z. Urbanek i J. Wojewoda, „Petrologia i środowiska sedymentacji dolno karbońskich utworów wulkanoklastycznych w rejonie Dygowa i Kłanina (strefa Koszalin-Chojnice),” *Geologos*, pp. 93-126, 1996.
- [78] L. Antonowicz, „Znaczenie tektoniki tensyjnej w poszukiwaniach naftowych,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 711-714, 1994.
- [79] L. Antonowicz, E. Iwanowska i A. Rendak, „Tensional tectonics in the Pomeranian section of the T-T Zone and the implications for hydrocarbon exploration,” *Geological Quarterly*, pp. 289-306, 1994.
- [80] Z. Perski, „Possible correlations between the basement and near-surface structures: a reassessment,” *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geosynoptyka i Geotermia*, pp. 89-93, 1 1999.
- [81] P. Krzywiec, „Structural inversion of the Pomeranian and Kuiavian segments of the Mid-Polish Trough. lateral variations in timing and structural style,” *Geological Quarterly*, pp. 151-168, 1 2006.
- [82] A. M. Żelichowski, „The Carboniferous in Western Pomerania,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 356-364, 6 1983.
- [83] A. M. Żelichowski, „Karbon. Paleozoik podpermski,” w *Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża. Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, 119 red., A. Raczyńska, Red., 1987, pp. 26-51.
- [84] A. M. Żelichowski, „Lithostratigraphy and sedimentological-paleogeographical development in Western Pomerania. In The Carboniferous System in Poland,” w *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, 148:, 148 red., A. M. Zdanowski i H. Żakowa, Redaktorzy, 1995, pp. 97-100.
- [85] L. Miłaczewski, „Dewon na Pomorzu,” w *Konferencja Naukowa, Tuczno, Piła*, 1986.
- [86] H. Matyja, „Upper Devonian of Western Pomerania,” *Acta Geologica Polonica*, pp. 27-94, 1/2 1993.
- [87] H. Matyja, „Architektura depozycyjna basenu dewońskiego na obszarze pomorsko-kujawskim,” *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 73-88, 1998.
- [88] M. Lipiec i H. Matyja, „Architektura depozycyjna basenu dolnokarbońskiego na obszarze pomorskim,” *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 101-112, 1998.
- [89] H. Matyja, E. Turanu i B. Żbikowska, „Lower Carboniferous (Mississippian) stratigraphy of northwestern Poland: conodont, miospore and ostracod zones compared,” *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, pp. 193-217, 3-4 2000.
- [90] W. Górecki i M. Hajto, Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim –

formacje paleozoiku, Akademia Górniczo-Hutnicza red., W. Górecki i M. Hajto, Redaktorzy, Ministerstwo Środowiska, 2006b.

- [91] L. Knieszner, T. Kalisz i E. Poleszak, „Możliwości odkrycia złóż węglowodorów w rejonie Dobrzycy na Pomorzu Zachodnim,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 455-461, 4 2000.
- [92] A. M. Żelichowski, „Utwory karbonu w podłożu pogranicza niecki warszawskiej i lubelskiej,” *Kwartalnik Geologiczny*, tom 4, 1977.
- [93] M. Narkiewicz, P. Poprawa, M. Lipiec, H. Małyja i L. Miłaczewski, „Pozycja paleogeograficzna i tektoniczna a rozwój subsydencji dewońsko-karbońskiej obszaru pomorskiego i radomsko-lubelskiego,” *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 31-46, 1998.
- [94] J. Porzycki i A. Zdannowski, „Southeastern Poland (Lublin Carboniferous Basin),” w *The Carboniferous System in Poland*. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, 148 red., A. Zdanowski i H. Żakowa, Redaktorzy, 1997.
- [95] M. Pańczyk i J. Nawrocki, „Tournaisian $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ age for alkaline basalts from the Lublin Basin (SE Poland),” *Geological Quarterly*, pp. 473-478, 3, 2015.
- [96] M. I. Waksmundzka, „Sequence stratigraphy of Carboniferous paralic deposits in the Lublin Basin (SE Poland),” *Acta Geologica Polonica*, pp. 557-597, 4 2010.
- [97] M. I. Waksmundzka, „Carboniferous coarsening-upward and non-gradational cyclothems in the Lublin Basin (SE Poland): palaeoclimatic implications,” *Geological Society, London, Special Publications*, pp. 141-175, 2013.
- [98] L. Antonowicz, R. Hooper i E. Iwanowska, „Synklina lubelska jako efekt cienkonaskórkowych deformacji waryscyjskich,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 344-350, 4 2003.
- [99] M. Kufrasa, A. Stypa, P. Krzywiec i Ł. Słonka, „Late Carboniferous thin-skinned deformation in the Lublin Basin, SE Poland: results of combined seismic data interpretation, structural restoration and subsidence analysis,” *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, 2019.
- [100] H. Kiersnowski, J. Paul, T. M. Peryt i D. B. Smith, „Facies, paleogeography, and sedimentary history of the Southern Permian Basin in Europe,” w *The Permian of Northern Pangea, Vol. 1.*, tom 1, P. A. Scholle i T. M. Peryt, Redaktorzy, Berlin, Heidelberg, Springer, 1995.
- [101] P. A. Scholle, T. M. Peryt i D. S. Ulmer-Scholle, *The Permian of Northern Pangea*, Berlin, Heidelberg: Springer.
- [102] H. Kiersnowski, T. Peryt, M. Jasionowski i L. Skowroński, „Perm,” w *Atlas geologiczny Polski*, J. Nawrocki i A. Becker, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 2017, pp. 68-69.
- [103] P. H. Karnkowski, „Allostratygrafia a litostratygrafia czerwonego spągowca w Polsce,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 43-56, 1 1987a.
- [104] P. H. Karnkowski, „Litostratygrafia czerwonego spągowca w Wielkopolsce,”

Kwartalnik Geologiczny, pp. 643-672, 4 1987b.

- [105] P. H. Karnkowski, „Rotliegend lithostratigraphy in the central part of the Polish Permian basin,” *Kwartalnik Geologiczny*, 38, 1:, pp. 27-42, 1 1994.
- [106] H. Kiersnowski, A. Buniak, M. Kuberska i A. Srokowska - Okońska, „Występowanie gazu ziemnego zamkniętego w piaskowcach czerwonego spągowca Polski,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 335-346, 4 2010.
- [107] B. Papiernik, W. Górecki i A. Pasternacki, „Wstępne wyniki modelowań przestrzennych (3D) parametrów petrofizycznych skał podczas poszukiwań stref występowania gazu zamkniętego w polskim basenie czerwonego spągowca,” pp. 352-364, 4 2010.
- [108] P. Brzuszek, „Modelowanie numeryczne procesów kompaktacji i cementacji piaskowców w głębszej części basenu czerwonego spągowca,” *Nafta i Gaz*, pp. 439-449, 6 2013.
- [109] K. Ziemianin, „Petrografia i granulometria utworów czerwonego spągowca. wstępna charakterystyka do poszukiwania złóż gazu zamkniętego (tight gas),” *Nafta-Gaz*, pp. 502-512, 7 2016.
- [110] T. M. Peryt i D. Peryt, „Geochemical and foraminiferal records of environmental changes during Zechstein Limestone (Lopingian) deposition in Northern Poland,” pp. 187-198, 1 2012.
- [111] T. Peryt, P. Raczyński, D. Peryt i K. Chłódek, „Upper Permian reef complex in the basinal facies of the Zechstein Limestone (Ca1), western Poland,” *Geological Journal*, 47:, pp. 537-552, 2012.
- [112] T. M. Peryt, P. Raczyński, D. Peryt, K. Chłódek i Z. Mikołajewski, „Sedimentary history and biota of the Zechstein Limestone (Permian, Wuchiapingian) of the Jabłonna Reef in Western Poland,” *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, pp. 379-413, 2016.
- [113] A. Becker, M. Kuleta, K. Narkiewicz, G. Pieńkowski i J. Szulc, „Trias,” w *Tabela Stratygraficzna Polski. Polska pozakarpacka*, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 2008.
- [114] A. Becker i J. Szulc, „Trias,” w *Atlas geologiczny Polski*, J. Nawrocki i A. Becker, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny. Państwowy Instytut Badawczy, 2017, pp. 72-73.
- [115] A. Szyperko-Śliwczyńska, „Trias dolny w północno-wschodniej Polsce,” *Prace Instytutu Geologicznego*, 91:, pp. 1-77, 1979.
- [116] „Litostratygrafia pstrego piaskowca na Pomorzu Zachodnim,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 341-368, 2 1982.
- [117] A. Szyperko-Teller i M. Kuberska, „Trias dolny. Litostratygrafia i litofacje,” *Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce. Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 112-121, 1997.
- [118] A. Szyperko -Teller, „Stratygrafia i rozwój sedymentacji. Trias dolny. rozwój sedymentacji i ukształtowanie basenu,” *Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża. Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, tom 92, 1987.
- [119] A. Iwanow, „Trias,” w *Atlas paleogeograficzny epikontynentalnego permu i mezozoiku w Polsce w skali 1: 2 500 000*, R. Dadlez , S. Marek

- i J. Pokorski, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 1998.
- [120] I. Gajewska, „Paleomiąższości i litofacje wapienia muszlowego i kajpru dolnego oraz paleotektonika triasu środkowego na Niżu Polskim,” *Kwartalnik Geologiczny*, 32, 1:, pp. 73-82, 1, 1988.
- [121] S. Siedlecki, „Zagadnienia stratygrafii morskich osadów triasu krakowskiego,” *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, pp. 191-272, 1948.
- [122] J. Szulc, „Middle Triassic evolution of the northern Peri-Tethys area as influenced by early opening of the Tethys Ocean,” *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, pp. 1-48, 2000.
- [123] M. Matysik, „Facies types and depositional environments of a morphologically diverse carbonate platform: a case study from the Muschelkalk (Middle Triassic) of Upper Silesia, southern Poland,” *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, pp. 119-164, 2016.
- [124] R. Dadlez i S. Marek, „Styl strukturalny kompleksu cechsztyńsko-mezozoicznego na niektórych obszarach Niżu Polskiego,” *Geological Quarterly*, pp. 543-565, 3 1969.
- [125] I. Gajewska, „Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce,” *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, tom 153, 1997.
- [126] H. Senkiewiczowa, „Trias pozakarpacki,” w *Budowa geologiczna Polski, 1. Stratygrafia, cz. 2. Mezozoik*, Warszawa, Instytut Geologiczny, 1973, pp. 20-26.
- [127] K. Narkiewicz i J. Szulc, „Controls on migration of conodont fauna in peripheral oceanic areas. An example from the Middle Triassic of the Northern Peri-Tethys,” *Geobios*, pp. 425-436, 2004.
- [128] H. Senkiewiczowa i A. Szyperko-Śliwczyńska, „Stratygrafia i paleografia triasu,” *Biuletyn Instytutu Geologicznego*, pp. 135-151, 1972.
- [129] S. Marek i M. Pajchłowa, „Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce,” w *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, 153 red., 1997.
- [130] Z. Deczkowski, „Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce,” *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, 153:, pp. 174-194, 1997.
- [131] A. Bodzioch, K. Jewuła, M. Matysik i J. Szulc, „Paleośrodowiskowe uwarunkowania powstawania kopalnych biocenoz i interpretacja procesów tafonomicznych w osadach górnego triasu Śląska,” w *POKOS7, Sesja terenowa B*, 2018.
- [132] J. Dzik, T. Sulej, A. Kaim i R. Nieżwiedzki, „Późnotriasowe cmentarzysko kręgowców lądowych w Krasiejowie na Śląsku Opolskim,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 226-235, 2000.
- [133] J. Dzik i T. Sulej, „A review of the early Late Triassic Krasiejów biota from Silesia, Poland,” *Palaeontologia Polonica*, pp. 3-27, 2007.
- [134] J. Szulc, G. Racki i K. Jewuła, „Key aspects of the stratigraphy of the Upper Silesian middle Keuper, southern Poland,” *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, pp. 557-586, 2015a.
- [135] J. Szulc i G. Racki, „Formacja Grabowa. podstawowa jednostka

- litostratygraficzna kajpru Górnego Śląska," *Przegląd Geologiczny*, pp. 103-113, 2015b.
- [136] G. Racki, „Portal prezentujący kościonośny kajper Górnego Śląska w świetle wyników grantu N307 11703.," *Przegląd Geologiczny*, pp. 275-281, 5, 2017.
- [137] K. Jewuła, M. Matysik, M. Paszkowski i J. Szulc, „The late Triassic development of playa, gilgai floodplain, and fluvial environments from Upper Silesia, southern Poland.," *Sedimentary Geology*, pp. 25-45, 2019.
- [138] I. Gajewska, „Stratygrafia i rozwój kajpru w północno-zachodniej Polsce," w *Stratygrafia kajpru w Polsce. Prace Instytutu Geologicznego*, tom 87, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 1978, pp. 5-59.
- [139] W. Bilan, „Stratygrafia górnego triasu wschodniego obrzeżenia Górnośląskiego Zagłębia Węglowego," *Kwartalnik AGH Geologia*, tom 3, pp. 4-76, 2 1976.
- [140] T. Orłowska-Zwolińska, „Stratygrafia osadów kajpru w profilu wiertniczym Boża Wola na podstawie badań sporowo-pyłkowych," *Kwartalnik Geologiczny (Geological Quarterly)*, pp. 301-314, 1972.
- [141] Z. Deczkowski i M. Franczyk, „Paleomiąższość, litofacje i paleotektonika noryku i retyku na Niżu Polskim," *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 93-104, 1 1988.
- [142] G. Racki i J. Szulc, „The bone-bearing Upper Triassic of Upper Silesia, southern Poland: integrated stratigraphy, facies and events. introductory remarks.," *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, pp. 553-555, 2015.
- [143] R. Dadlez i J. Kopik, „Problem retyku w zachodniej Polsce na tle profilu w Książu Wielkopolskim.," *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 131-158, 1 1963.
- [144] G. Pieńkowski, „Analiza facjalna najwyższego triasu i liasu Wyżyny Krakowsko-Wieluńskiej oraz perspektywy występowania surowców ilastych," *Przegląd Geologiczny*, 1988.
- [145] R. Dadlez, „Jura," w *Tabela Stratygraficzna Polski. Polska pozakarpacka*, R. Wagner, Red., Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 2008.
- [146] G. Pieńkowski, The epicontinental Lower Jurassic of Poland. , Special Papers, 12: 1-122, 12 red., Warszawa: Polish Geological Institute, 2004, pp. 1-122.
- [147] A. Feldman-Olszewska, G. Pieńkowski i A. Wierzbowski, „Jura," w *Atlas geologiczny Polski*, J. Nawrocki i A. Becker, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 2017, pp. 72-73.
- [148] S. Z. Różycki, „Dolna jura południowych Kujaw," *Biuletyn Instytutu Geologicznego*, pp. 1-99, 1958.
- [149] K. Dayczak-Calikowska i W. Moryc, „Rozwój basenu sedymentacyjnego i paleotektonika jury środkowej na obszarze Polski. , 32(1).," *Kwartalnik Geologiczny (Geological Quarterly)*, pp. 117-136, 1988.
- [150] A. Feldman-Olszewska, „Jura," w *Atlas paleogeograficzny epikontynentalnego permu i mezozoiku w Polsce. 1:2 5000*, R. Dadlez,

- S. Marek i J. Pokorski, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 1998.
- [151] Z. Deczkowski, „Budowa geologiczna pokrywy permsko-mezozoicznej i jej podłoża we wschodniej części monokliny przedsudeckiej (obszar kalisko-częstochowski),” *Prace Instytutu Geologicznego*, 1977.
- [152] A. Feldman-Olszewska, „Depositional architecture of the Polish epicontinental Middle Jurassic basin,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 491-508, 4 1997.
- [153] B. A. Matyja i A. Wierzbowski, „Górna jura synkliny tomaszowskiej (północno-zachodnie obrzeżenie mezozoiczne Gór Świętokrzyskich),” w *Jurassica XI, Jurajskie utwory synkliny tomaszowskiej. Przewodnik wycieczek terenowych, abstrakty i artykuły*, Spata, 2014.
- [154] P. Gedl i A. Kaim, „Palaeoenvironmental reconstruction of the Bathonian (Middle Jurassic) ore-bearing clays at Gnaszyn, Kraków-Silesia Homocline, Poland.,” *Acta Geologica Polonica*, 62, 3, 3 2012.
- [155] P. Leonowicz, „The significance of mudstone fabric combined with palaeoecological evidence in determining sedimentary processes. and example from the Middle Jurassic of southern Poland.,” *Geological Quarterly*, pp. 243-260, 2013.
- [156] P. Leonowicz, „Nearshore transgressive black shale from the Middle Jurassic shallow marine succession from southern Poland.,” *Facies*, nr 16, 2016.
- [157] K. Dayczak-Caljkowska, „Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (strefa Gopło. Ponętów. Pabianice),” w *Prace Instytutu Geologicznego*, tom 80, 1977.
- [158] K. Dayczak-Caljkowska, „Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa,” w *Prace Instytutu Geologicznego*, tom 96, 1979.
- [159] K. Dayczak-Caljkowska, „Stratygrafia i rozwój sedimentacji. Jura środkowa,” w *Koło IG 3, Koło IG 4, Poddębice IG 1. Profile Głębokich Otworów Wiertniczych*, tom 69, J. Dębowska i S. Marek, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 1987.
- [160] K. Dayczak-Caljkowska, „On the Dogger stratigraphy in northeastern Poland. , 40,” *Prace Instytutu Geologicznego*, 1964.
- [161] R. Dadlez, S. Marek i J. Pokorski, Atlas paleogeograficzny epikontynentalnego permu i mezozoiku w Polsce w skali 1:2 500 000, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 1998.
- [162] T. Niemczycka, „Jura górna,” w *Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce. Prace PIG*, 153 red., Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Geologiczny, 1997.
- [163] A. Szyperko-Teller i W. Moryc, „Rozwój basenu sedimentacyjnego pstręgo piaskowca na obszarze Polski,” *Kwartalnik Geologiczny*, 1 1988.
- [164] T. Niemczycka, „Litofacje jury środkowej i dolnego oksfordu obszaru radomsko-lubelskiego,” *Acta Geologica Polonica*, pp. 503-516, 4 1978.

- [165] W. Brochwicz-Lewiński, „Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża.,” w *Prace Instytutu Geologicznego*, 119 red., A. Raczyńska, Red., Warszawa, 1987, pp. 102-108.
- [166] T. Niemczycka, „Litostratygrafia osadów jury górnej na obszarze lubelskim.,” *Acta geologica Polonica*, pp. 485-501, 4 1976.
- [167] T. Niemczycka i W. Brochwicz-Lewiński, „Rozwój górnajurskiego basenu sedimentacyjnego na Niżu Polskim,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 137-156, 1 1988.
- [168] J. Dembowska, „Systematyzowanie litostratygrafii jury górnej w Polsce północnej i środkowej,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 617-630, 3 1979.
- [169] B. A. Matyja, „Płytkowodna platforma węglanowa późnej jury na południowo-zachodnim obrzeżeniu Gór Świętokrzyskich. [w:] Matyja B.A., Wierzbowski A., Ziółkowski P. (eds) : „;” w *Jurassica IX, Materiały konferencyjne, Małogoszcz, 06-08 września 2011, Małogoszcz*, 2011.
- [170] A. Wierzbowski, „The Lower Kimmeridgian of the Wieluń Upland and adjoining regions in central Poland: lithostratigraphy, ammonite stratigraphy (upper Planula/Platynota to Divisum zones), palaeogeography and climate-controlled cycles.,” *Volumina Jurassica*, pp. 41-120, 2017.
- [171] J. Kutek, „Kimeryd i najwyższy oksford południowo-zachodniego obrzeżenia mezozoicznego Gór Świętokrzyskich. Część I. Stratygrafia.,” *Acta Geologica Polonica*, pp. 493-586, 3 1968.
- [172] A. Sejlacher, B. A. Matyja i A. Wierzbowski, „Oyster beds: morphologic response to changing substrate condition.,” *Lecture Notes in Earth Sciences*, pp. 421-435, 1 1985.
- [173] M. Machalski, „Oyster life positions and shell beds from the Upper Jurassic.,” *Acta Geologica Polonica*, pp. 609-634, 4 1998.
- [174] J. Kutek, „Kimeryd i najwyższy oksford południowo-zachodniego obrzeżenia mezozoicznego Gór Świętokrzyskich. Część I.,” *Stratygrafia. Acta Geologica Polonica* 18, pp. 493-586, 3 1968.
- [175] J. Kutek, „Jurassic tectonic events in south-eastern cratonic Poland.,” *Acta Geologica Polonica*, 44, pp. 168-221, 3/4 1994.
- [176] B. Błażejowski, B. A. Matyja, A. Wierzbowski i H. Wierzbowski, „A new exceptionally preserved Late Jurassic ecosystem (Owadów-Brzezinki, Central Poland) and its geological background.,” w *Jurassica XI, Jurajskie utwory synkliny tomaszowskiej. Przewodnik wycieczek terenowych*, Spółka, 2014.
- [177] A. Kin, M. Gruszczyński, J. Martill, J. Marshall i B. Błażejowski, „The palaeoenvironmental and taphonomy of a Late Jurassic (Late Tithonian) Lagerstätte from central Poland.,” *Lethaia*, pp. 71-81, 1 2013.
- [178] J. Lewiński, „Monographie géologique et paléontologique du Bononien de la Pologne.,” *Mémoire de la Société Géologique France*, pp. 1-108, 1923.
- [179] J. Dembowska, „Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-tódzkiej (strefa Gopło. Ponętów. Pabianice) - Jura górna”. *Prace Instytutu Geologicznego*.
- [180] A. Żelaźniewicz, P. Aleksandrowski, Z. Buła, P. Karnkowski, A. Konon,

- N. Oszczytko, A. Ślęczka, J. Żaba i K. Żytko, Regionalizacja Tektoniczna Polski, Wrocław: Komitet Nauk Geologicznych, 2011.
- [181] P. Krzywiec, „Budowa litosfery północnej części Polski (obszar projektu Polonaise) na podstawie zintegrowanej analizy danych geofizycznych i geologicznych część 1 i 2,” Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Ministerstwo Środowiska., Warszawa, 2004.
- [182] P. Krzywiec, J. Gutowski, I. Walaszczyk, G. Wróbel i S. Wybraniec, „Tectonostratigraphic model of the Late Cretaceous in version along the Nowe Miasto-Zawichost Fault Zone, SE Mid-Polish Trough.,” *Geological Quarterly*, pp. 27-48, 1 2009.
- [183] K. Leszczyński, „The internal geometry and lithofacies pattern of the Upper Cretaceous-Danian sequence in the Polish Lowlands.,” *Geological Quarterly*, pp. 363-386, 2 2012.
- [184] K. Leszczyński i T. Malata, „Kreda,” w *Atlas geologiczny Polski*, J. Nawrocki i A. Becker, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 2017, pp. 74-75.
- [185] J. Dadlez i R. Dadlez, „Neocomian facies between Mogilno and Koło (Central Poland).,” *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 695-724, 1987.
- [186] K. Leszczyński, „The Lower Cretaceous depositional architecture and sedimentary cyclicity in the Mid-Polish Trough.,” *Geol.Quart.*, 4 1997a.
- [187] K. Leszczyński, „The Upper Cretaceous carbonate-dominated sequences of the Polish Lowlands.,” *Geological Quarterly*, pp. 521-532, 4 1997b.
- [188] A. Feldman-Olszewska, „Stratygrafia i rozwój facjalny młodszej kredy dolnej na Niżu Polskim” *Prace Instytutu Geologicznego*.
- [189] S. Marek, „Paleothickness, lithofacies and paleotectonics of the epicontinental Lower Cretaceous in Poland.,” *Geological Quarterly*, 1988.
- [190] S. Jucha i W. Strzetelski, „Geological characterisation of geothermal aquifers of the Polish Lowlands,” w *Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego*, W. Górecki i M. Hajto, Redaktorzy, Kraków, Akademia Górniczo-Hutnicza, 1990.
- [191] W. Górecki, Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego. ISE AGH Kraków., W. Górecki, Red., Kraków: Okręgowe Przedsiębiorstwo Geodezyjno-Kartograficzne, 1990.
- [192] M. Jaskowiak-Schoeneichowa i A. Krassowska, „Kreda górna.,” w *Prace Instytutu Geologicznego*, tom 103, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 1988, pp. 177-197.
- [193] A. Krassowska, „Kreda górna. Sedymencja, paleogeografia i paleotektonika. ;,” w *Prace Instytutu Geologicznego*, tom 153, pp. 386-402.
- [194] M. Jaskowiak-Schoeneichowa, „Kreda górna (włącznie z albem górnym).,” w *Prace Instytutu Geologicznego*, tom 96, 1979, pp. 77-90;.
- [195] M. Jaskowiak-Schoeneichowa, „Upper Cretaceous sedimentation and stratigraphy in north-western Poland (in Polish with English summary).,” w *Prace Instytutu Geologicznego*, tom 98, 1981.
- [196] S. O. Schlanger i H. C. Jenkyns, „Cretaceous oceanic anoxic events:

- causes and consequences.," w *Geologie et Mijnbouw*, 55:, tom 55, 1976, pp. 179-184.
- [197] H. C. Jenkyns, „Cretaceous anoxic events: from continents to oceans.," *Journal of the Geological Society London*, pp. 171-188, 1980.
- [198] M. A. Arthur, S. O. Schlager i H. C. Jenkyns, „The Cenomanian/Turonian Oceanic Anoxic Event, II. Palaeoceanographic controls on organic-matter production and preservation.," *Geological Society, Special Publications*, pp. 401-420, 1987.
- [199] P. Krzywiec, „Mid-Polish Trough inversion. Seismic examples, main mechanisms and its relationship to the Alpine–Carpathian collision," w *Continental Collision and the Tectonosedimentary Evolution of Forelands*, European Geosciences Union, Stephan Mueller Special Publication., tom 1, G. Bertotti, K. Schulmann i S. Cloetingh, Redaktorzy, 2002a, pp. 151-165.
- [200] P. Krzywiec, „Oświno structure (NW Mid-Polish Trough). salt diapir or inversion-related compressional structure.," *Geological Quarterly*, pp. 337-346, 3 2002B.
- [201] J. Gutowski, P. Krzywiec, I. Walaszczyk i W. Pożaryski, „Od ekstensji do inwersji. zapis aktywności północno-wschodniej brzeżnej strefy uskoku Świętokrzyskiego segmentu bruzdy środkowopolskiej w osadach jury górnej i kredy na podstawie interpretacji danych sejsmiki refleksyjnej.," w *Tomy Jurańskie*, 1: ;, 2003, pp. 124-125.
- [202] M. Jaskowiak-Schoeneichowa, „Kreda górna.," w *Prace Instytutu Geologicznego*, tom 80, 1977, pp. 99-112.
- [203] K. Leszczyński, „The Late Cretaceous sedimentation and subsidence south-west of the Kłodawa Salt Diapir, central Poland.," *Geological Quarterly*, 44, 2:, pp. 167-174, 2 2000.
- [204] K. Leszczyński, „The Late Cretaceous inversion and salt tectonics in the Koszalin-Chojnice and Drawno-Człopa-Szamotuły zones, Pomeranian sector of the Mid-Polish Trough.," *Geological Quarterly*, 46, 3:, pp. 347-362, 3 2002.
- [205] A. Krassowska, „Kreda między Zamościem, Tomaszowem Lubelskim a Kryłowem.," *Biuletyn Instytutu Geologicznego*, pp. 51-101, 1976.
- [206] A. Krassowska, „Górna kreda i dolny paleocen w okolicach Lublina.," *Kwartalnik Geologiczny*, pp. 559-574, 3/4 1986.
- [207] K. Pożaryska, „Foraminifera and biostratigraphy of the Danian and Montian in Poland.," *Palaeontologica Polonica*, 1965.
- [208] D. Gałazka, Ł. Nowacki, J. R. Kasiński, M. Jasionowski, T. Malata i A. Becker, „Paleogen i neogen," w *Atlas geologiczny Polski*, J. Nawrocki i A. Becker, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny. Państwowy Instytut Badawczy, 2017, pp. 76-77.
- [209] S. Plewa, „Wyniki badań petrofizycznych własności skał.," *Prace Geologiczne Komisji Nauk Geologicznych*, 1977.
- [210] M. Plewa i S. Plewa, *Petrofizyka*, Wydawnictwa Geologiczne, 1992.
- [211] I. Demongodin , B. Pinoteau, G. Vasseur i R. Gable, „Thermal conductivity

- and well logs: A case study in the Paris Basin," *Geophysical Journal International*, pp. 675-691, 1991.
- [212] J. Szewczyk i M. Hajto, „Strumień cieplny a temperatury wgłębne na obszarze Niżu Polskiego,” w *Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim – formacje mezozoiku*, W. Górecki i M. Hajto, Redaktorzy, Kraków, Ministerstwo Środowiska, NFOŚiGW. ZSE AGH, PIG, Kraków, s., 2006, pp. 143-146.
- [213] A. Przelaskowska, „Szacowanie wartości współczynnika przewodności cieplnej piaskowców fliszowych na podstawie składu mineralnego,” *NAFTA-GAZ*, 2018.
- [214] A. Przelaskowska, K. Drabik i J. Klaja, „Szacowanie wartości współczynnika przewodności cieplnej piaskowców mezopaleozoicznych podłoża Karpat na podstawie składu mineralnego,” *Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, 2, 2018.
- [215] J. Szewczk, „Geofizyczne oraz hydrogeologiczne warunki pozyskiwania energii geotermicznej w Polsce,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 566-573, 7, 2010.
- [216] S. Plewa, *Rozkład parametrów geotermalnych na obszarze Polski.*, Kraków: Wyd. CPPGSMiE PAN, 1994.
- [217] A. Porowski, „Geothermal potential of the eastern part of the Outer Carpathians inferred from geochemical and isotopic studies of mineralized and thermal waters. SE Poland,” w *XXXVIII IAH, Hydrogeology Journal*, Kraków, 2010.
- [218] J. Szewczyk, D. Gientka i M. Wróblewska, „Mapa gęstości strumienia cieplnego na obszarze Polski,” *Nar. Arch. Geol. PIG-PIB*, Warszawa, 2008.
- [219] J. Szewczyk i D. Gientka, „Terrestrial heat flow density in Poland. a new approach,” *Geological Quarterly*, pp. 125-140, 1, 2009.
- [220] J. Majorowicz i S. Wybraniec, „New terrestrial heat flow map of Europe after regional paleoclimatic correction application,” *International Journal of Earth Sciences*, tom 100 (4), pp. 881-887, 2011.
- [221] „Analiza pola geotermicznego Polski na tle Europy ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień tektonofizycznych i hydrogeotermalnych,” *Przegląd Geologiczny Vol 25, No 3 (1977) 135*, nr 25, 3, 1977.
- [222] J. Szewczyk, „Geofizyczne oraz hydrogeologiczne warunki pozyskiwania energii geotermicznej w Polsce,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 566-573, 7, 2010.
- [223] A. Szczepański, „Warunki hydrogeologiczne dolnojurajskiego i dolnokredowego zbiornika geotermalnego,” w *Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego*, W. Górecki i M. Hajto, Redaktorzy, Kraków, Katedra Surowców Energetycznych -Akademia Górniczo-Hutnicza, 1990, pp. 103-122.
- [224] A. Zuber i W. Ciężkowski, „Typy genetyczne i chemiczne wód podziemnych. [w:] Paczyński B., Sadurski A. (red.),” w *Hydrogeologia regionalna Polski, t.1. Wody słodkie*. PIG, Warszawa, p. 25-38; B. Paczyński i A. Sadurski, Redaktorzy, Warszawa, Państwowy Instytut Geologiczny Państwowy Instytut Badawczy, 2007, pp. 25-38.

- [225] M. Hajto, „Baza zasobowa wód termalnych na Niżu Polskim. Geologiczne i hydrogeologiczne uwarunkowania lokalizacji obszarów perspektywicznych,” *Geologia*, p. 503–526, 3, 2008.
- [226] W. Górecki, M. Hajto, W. Strzetelski i A. Szczepański, „Dolnokredowy oraz dolnojurański zbiornik wód geotermalnych na Niżu Polskim.,” *Przegląd Geologiczny*, 58(7): 589-593; pp. 589-593, 7, 2010.
- [227] A. Szczepański, „Warunki hydrogeologiczne dolnojurańskiego i dolnokredowego zbiornika geotermalnego. [w:] Górecki W. (red.),” w *Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego*, W. Górecki i M. Hajto, Redaktorzy, Kraków, Katedra Surowców Energetycznych - Akademia Górniczo-Hutnicza, 1990, pp. 103-122.
- [228] A. Zuber i A. Ciężkowski, „Geneza wód a modelowanie koncepcyjne podziemnych systemów wodonośnych,” w *Metody znacznikowe w badaniach hydrogeologicznych*, A. Zuber, Red., Wrocław, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, p. 126–148.
- [229] J. Dowgiałło i Z. Nowicki, „Ocena "wieku" wód podziemnych na podstawie wybranych metod izotopowych.,” *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego, ser. Hydrogeologia.*, pp. 61-77, 1999.
- [230] 1990, „Warunki hydrogeologiczne dolnokredowego zbiornika wód geotermalnych.,” w *Mat. Konferencji „Możliwości wykorzystania wód geotermalnych w Polsce”*. Ślesin k. Konina, ISE AGH, Wyd. AGH, Ślesin.
- [231] S. Witczak, J. Kania i E. Kmiecik, Katalog wybranych fizycznych i chemicznych wskaźników zanieczyszczeń wód podziemnych i metod ich oznaczania., Warszawa: Inspekcja Ochrony Środowiska, 2013.
- [232] T. Szklarczyk i A. F. Adamczyk, „Warunki hydrogeologiczne dolnojurańskiego zbiornika geotermalnego.,” w *Mat. Konferencji „Możliwości Wykorzystania wód geotermalnych w Polsce”*, Ślesin k. Konina, ISE AGH., Wyd. AGH, Kraków, 1990.
- [233] B. Noga, M. Mazur i Z. Kosma, „Analiza wpływu nowych środków kondycjonujących wodę termalną na działanie geotermii Pyrzyce.,” *Autobusy: technika, eksploatacja, systemy transportowe*, 2017.
- [234] T. Szklarczyk i A. F. Adamczyk, „Jura dolna,” w *Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego.*, W. Górecki i M. Hajto, Redaktorzy, Kraków, ISE AGH Kraków. Okręgowe Przedsiębiorstwo Geodezyjno-Kartograficzne, 1990.
- [235] B. Wygrala, „Unconventional Oil and Gas. Efficient Petrel/Petromod Workflows for Exploration Risk and Resource Assessments.,” *Przegląd Geologiczny*, tom 62, p. 825–841, 2014.
- [236] B. Papiernik, B. Doligez i Ł. Klimkowski, „Structural and Parametric Models of the Załęcze and Żuchłów Gas Field Region, Fore-Sudetic Monocline, Poland. An Example of a General Static Modeling Workflow in Mature Petroleum Areas for CCS, EGR or EOR Purpose,” *Oil, Gas Science and Technology*, pp. 635 - 654, 7, 2015.
- [237] B. Orlic, M. Mazurowski, B. Papiernik i S. Nagy, „Assessing the geomechanical effects of CO₂ injection in a depleted gas field in Poland by field scale modelling,” w *Eurock 2013: rock mechanics for resources, energy and environment*, M. Kwaśniewski i D. Łydzba, Redaktorzy, London,

- CRC Press, Taylor, Francis Group, 2013, p. 969–975.
- [238] O. Dubrule, „Geostatistics in Petroleum Geology.. AAPG. Tulsa, Oklahoma, USA,,” *AAPG Continuing Education Course Note Series #38*, tom 45, p. 125, 1998.
- [239] T. C. Coburn, J. M. Yarus i R. L. Chambers, „Stochastic modeling and geostatistics: Principles, methods, and case studies, volume II,,” *AAPG Computer Applications in Geology*, nr 409, 2007.
- [240] L. Cosentino, *Integrated Reservoir Studies*. Editions Technip, 2001, pp. 1-310.
- [241] K. E. Zakrevsky, *Geological 3D modeling*. EAGE Publications., DB Houten, 2011.
- [242] J. Y. Chatellier i D. M. Jarvie, „Critical Assessment of Shale Resource Plays,,” *Memoir AAPG* , p. 186, 2013.
- [243] L. Vernik, *Seismic Petrophysics in Quantitative Interpretation. Investigations in Geophysics Series No. 18.*, Seismic Petrophysics, LLC, Houston, TX, 77082, US, 2016.
- [244] A. Wachowicz-Pyzik, L. Pająk, B. Papiernik i M. Michna, „The use of numerical modeling for geothermal investments: Numerical Heat Transfer,” *Eurotherm seminar no. 109*, 27-30 September 2015.
- [245] J. P. Chilès i P. Delfiner, „Geostatistics,,” *Modeling Spatial Uncertainty, Wiley Series in Probability and Statistics*, Wiley, Sons., pp. 373-385, 1999.
- [246] P. Abrahamsen , R. Hauge, K. Haggland i P. Mostad, „ Estimation of gross rock volume of filled geological structures with uncertainty measures,,” *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, pp. 304-309, 3, 4, 2000.
- [247] T. C. Coburn, J. M. Yarus i R. L. Chambers, „Stochastic modeling and geostatistics: Principles, methods, and case studies, volume II,,” *AAPG Computer Applications in Geology*, 2007.
- [248] D. V. Arnold, M. Demyanov, A. Christie, Bakay i K. Gopa, „Optimisation of decision making under uncertainty throughout field lifetime: A fractured reservoir example, *Comput.*,” *Geosci*, p. 123–139, 2016.
- [249] V. E. McKelvey, „Mineral resource estimates and public policy,,” *American Scientist*, pp. 32-40, 1972.
- [250] W. Górecki, „Metodyka oceny zasobów energii wód geotermalnych w Polsce. Ekspertyza 12/93 MOSZNiL,” *Arch. ZSE AGH*, Kraków, 1993.
- [251] W. Górecki, „Określenie odnawialnych zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim. Sprawozdanie z wykonania projektu badawczego KBN nr 901279101. *Arch.*,” *ZSE AGH*, Kraków, 1994.
- [252] W. Górecki , *Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim.*, tom 37, Towarzystwo Geosynoptyków „Geos”, 1995.
- [253] W. Górecki i M. Hajto, *Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich.*, W. Górecki, Red., Kraków: KSE AGH, 2011.
- [254] W. Górecki i A. Sowizdżał, *Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego*, W. Górecki, Red., Kraków: KSE AGH, 2012.
- [255] A. Wójcicki , A. Sowizdżał i W. Bujakowski, *Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce*,

Warszawa: Ministerstwo Środowiska, 2013.

- [256] B. Kępińska , „Geothermal Energy Use - Country Update for Poland, 2013–2015,„ w *European Geothermal Congress 2016, Strasbourg, France, 19–24 Sept 2016*, 2017.
- [257] R. Kulma, Podstawy obliczeń filtracji wód podziemnych, Kraków: AGH, 1995.
- [258] A. Haładus i R. Kulma, „Dynamika wód podziemnych. Przykłady obliczeń. Cz. 2.,„ w *Dopływy do ujęć wodnych*, Kraków, Wydawnictwa AGH, 2014.
- [259] M. Kaczmarczyk, Niska emisja. Od przyczyn występowania do sposobów eliminacji, M. Kaczmarczyk, Red., Kraków: GEOSYSTEM Burek, Kotyza s.c, 2015.
- [260] R. Głaz, „Działania i plany Ministerstwa Środowiska w zakresie poprawy jakości powietrza,„ Ministerstwo Środowiska , Warszawa, 2014.
- [261] T. Schönfelder, „Analiza możliwości ograniczania niskiej emisji ze szczególnym uwzględnieniem sektora bytowo-komunalnego,„ Opole, 2011.
- [262] R. Sadlok, A. Graboś, S. Żymanowska-Kumon i J. Sadlok , Przeciwdziałanie niskiej emisji na terenach zwartej zabudowy mieszkalnej, Stowarzyszenie na rzecz efektywności energetycznej i rozwoju odnawialnych źródeł energii „HELIOS”, 2014.
- [263] M. Kaczmarczyk, „Niska emisja,„ w *Efektywność energetyczna w gminach i samorządach*, M. Kaczmarczyk, Red., Kraków, GLOBENERGIA Sp. z o.o., 2017.
- [264] KOBIZE, *Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw. Kotły o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW*, Warszawa: Instytut Ochrony Środowiska-Państwowy Instytut Badawczy,, 2015.
- [265] B. Kępińska, „Geothermal Energy Use - Country Update for Poland, 2013–2015,„ w *European Geothermal Congress 2016, Strasbourg, France, 19–24 Sept 2016*, 2016.
- [266] B. Kępińska i W. Bujakowski, Wytyczne projektowania poprawy chłonności skał zbiornikowych w związku z załaczaniem wód termalnych w polskich zakładach geotermalnych., Kraków: Wydawnictwo EJB. , 2011.
- [267] H. S. Carslaw i J. C. Jaeger, *Operational Methods in Applied Mathematics*, London: Oxford University Press, 1948.
- [268] W. D. McCain, „Reservoir-Fluid Property Correlations-State of the Art,„ *SPE Reservoir Engineering*, pp. 266-272, 5 1991.
- [269] L. Pajak i W. Bujakowski, „Zmiany ceny zakupu energii cieplnej pochodzącej z polskich ciepłowni geotermalnych w latach 2007–2018 w świetle obowiązujących taryf rozliczeniowych,„ *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, pp. 29-35, 1 2018.
- [270] B. Paczyński i A. Sadurski, *Hydrogeologia regionalna Polski*, Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny, 2007.
- [271] Z. Pazdro i B. Kozerski, *Hydrogeologia ogólna*, Wydawnictwa Geologiczne, Warszawa, Warszawa: Wyd. Geol., 1990.
- [272] B. Paczyński i Z. Płochniewski, *Wody mineralne i lecznicze Polski*, Warszawa:

Państwowy Instytut Geologiczny, 1996.

- [273] L. Rajchel, „Zastosowanie wód geotermalnych w balneoterapii i rekreacji,” w *Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim – formacje mezozoiku*, W. Górecki, Red., Warszawa, Ministerstwo Środowiska. ZSE AGH, 2006.
- [274] V. G. Gude, „Geothermal source potential for water desalination,” *Current status and future perspective, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 1038-1065.
- [275] A. Huang, S. Seite i T. Adar, „The use of balneotherapy in dermatology,” *Clin. Dermatol*, pp. 363-368, 2018.
- [276] J. W. Lund, „Balneological use of thermal and mineral waters in the U.S.A.,” *Geothermics*, pp. 103-147, 1, 1996.
- [277] I. Bacle, S. Meges, C. Lauze, P. Macleod i P. Dupuy, „Sensory analysis of four medical spa spring waters containing various mineral concentrations,” *Int. J. Dermatol*, pp. 784-786.
- [278] B. Tomaszewska, Ocena możliwości efektywnego wykorzystania schłodzonych wód termalnych., KRAKÓW: Wyd. IGSMiE Nr 190, ISBN: 978-83-62922-44-4, 2014.
- [279] B. Tomaszewska, Pozyskanie wód przeznaczonych do spożycia oraz cieczy i substancji balneologicznych w procesie uzdatniania schłodzonych wód geotermalnych, B. Tomaszewska, Red., Kraków: Wyd. IGSMiE PAN, 2018.
- [280] L. Liu, J. Yuan, Z. Ji, B. Wang, Y. Hao i X. Guo, „Concentrating brine from sweater desalination process by nanofiltration-electrodialysis integrated membrane technology,” *Desalination*, pp. 53-61, 2016.
- [281] B. Tomaszewska i L. Pająk, „Using treated geothermal water to replenish network water losses in a district heating system,” *Polish Journal of Environmental Studies*, pp. 243-250, 1 2013.
- [282] B. Tomaszewska, „New approach to the utilisation of concentrates obtained during geothermal water desalination,” *DESALINATION AND WATER TREATMENT*, pp. 407-413, 2018.
- [283] D. Gallup, „Geochemistry of geothermal fluids and well scales, and potential for mineral recovery,” *Ore Geology Reviews*, p. 225–236, 1998.
- [284] B. Tomaszewska i A. Szczepański, „Possibilities for the efficient utilisation of spent geothermal waters,” *Environmental Science and Pollution Research*, pp. 11409-11417, 2014.
- [285] P. J. Durrant i B. Durrant, Zarys współczesnej chemii nieorganicznej, Warszawa: Państwowe Wydawnictwo Naukowe, 1965.
- [286] J. W. Lund i D. H. Freeston, „World-wide direct uses of geothermal energy 2000,” *Geothermics*, pp. 29-68, 2000.
- [287] R. Carella i C. Sommaruga, „SPA and industrial uses of geothermal energy in Italy,” *Proceedings World Geothermal Congress 2000 Kyushu*, 5,6, 2000.
- [288] B. Kepińska i B. Tomaszewska, „Główne bariery rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce. Propozycje zmian.,” *Przegląd Geologiczny*, nr 7, 2010.
- [289] G. Falcone, „Proposal of a consistent framework to integrate geothermal potential classification with energy extraction,” *Geoth. Energ. Sci*, pp. 7-11,

2015a.

- [290] G. Falcone, „White Paper – Progress Update. IGA Working Group for the Development of Geothermal Specifications for the UNFC-2009,” Issue no. 2 – 2 November 2015, 2015b.
- [291] M. Nieć, „Polska i Międzynarodowa Ramowa Klasyfikacja Zasobów (UNFC) złóż kopalin stałych i węglowodorów – podobieństwa i różnice,” *Górnictwo Odkrywkowe*, nr 2-3, pp. 50-57, 2009.
- [292] Y. P. Ampilov, *From seismic interpretation to modelling and assessment of oil and gas field*, EAGE Publications BV, ISBN 978-90-73781-82-5, Houten, 2010.
- [293] J. Caers, *Petroleum Geostatistics*, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 2005.
- [294] T. Bu i E. Damsleth, „SPE Formation Evaluation,” pp. 194-200, 8 1996.
- [295] R. H. Caldwell i D. I. Heater, „SPE 68592,” 2001.
- [296] J. Siemek i S. Nagy, „Estimation of Uncertainles in Gas-Condensate Systems Reserves by Monte Carlo Simulation,” *Acta Montanistica Slovaca Ročník 9*, pp. 289-293, 2004.
- [297] B. Papiernik i M. Michna, „Modelowania elementów geologicznego ryzyka składowania CO₂ z wykorzystaniem programu PETREL na przykładzie analizy ryzyka strukturalnego antykliny Zaosia.,” *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, pp. 59-64.
- [298] E. Gosk, „Geothermal resources assesment,” w *Geothermics and geothermal energy*, V. Stuttgart, R. Čermak i E. Haenel, Redaktorzy, 1982.
- [299] P. W. Saługa, „Dobór stopy dyskontowej dla długoterminowych projektów,” *Gospodarka surowcami mineralnymi – mineral resources management*, pp. 50-70, 2017.
- [300] L. D. Smith, „Discount Rates and Risk Assessment in Mineral Project Evaluations.,” *Transactions Institution of Mining & Metallurgy (Sect. A: Mineral Industry)*, 1994.
- [301] L. D. Smith, „Discounted Cash Flow Analysis and Discount Rates.,” *Special Session on Valuation of Mineral Properties Mining Millennium 2000, March 8, 2000, Toronto, Ontario*, 2000.
- [302] G. Mankiw i M. P. Taylor, *Makroekonomia*, Warszawa : PWE, 2009.
- [303] A. Buńczyk i P. Bogusławski, *Energetyka ciepła w liczbach – 2018*, Warszawa: URE, 2019.
- [304] B. Kępińska i W. Bujakowski, *Wytyczne projektowania poprawy chłonności skał zbiornikowych w związku z załaczaniem wód termalnych w polskich zakładach geotermalnych*, W. Bujakowski i B. Kępińska, Redaktorzy, Kraków: Wydawnictwo EJB, 2011.
- [305] D. L. Parkhurst i C. A. Appelo, *User's Guide to PHREEQC (Version 2): A Computer Program for Speciation, Batch-Reaction, One-Dimensional Transport, and Inverse Geochemical Calculations*. USA Geological Survey Water-Resources Investigations Report, 1999.
- [306] A. Kleczkowski i A. Rózkowski, *Słownik hydrogeologiczny*, Wydawnictwo TRIO, 1997.

- [307] M. Tyszer i B. Tomaszewska, „The Impact Of Geothermal Water Ro Concentrate Volume Minimization On The Possibility Of Comprehensive Further Use. Preliminary Results.,” *Desalination And Water Treatment*, 2019.
- [308] B. Tomaszewska, „Pozyskanie wód pitnych oraz cieczy i substancji balneologicznych w procesie uzdatniania schłodzonych wód termalnych. Cele i założenia projektu / Obtaining of drinking water and liquids and balneological substances in the treatment of cooled thermal waters,” *Przegląd Geologiczny*, pp. 1111-1114, 6 2015.
- [309] A. Kielerz i M. Porzerzyńska-Antonik, „Węgiel w energetyce zawodowej i ciepłownictwie – stan obecny i perspektywy.,” *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk*, pp. 39-50, 2019.

13. Spis rysunków

Rys. 1. Mapa głównych jednostek tektonicznych Polski na powierzchni podkenozoicznej poza obszarem Karpat [38] - zmodyfikowana.....	19
Rys. 2. Zmiana temperatury wraz z głębokością (zielone punkty) oraz linia regresji (niebieska linia) – do obliczenia modelu temperatury	61
Rys. 3. Model pola geotermicznego na Niżu Polskim - 3D (z lokalizacją krzywych termicznych)	62
Rys. 4. Mapa średniej wartości temperatury w obrębie zbiornika kredy dolnej...	63
Rys. 5. Mapa średniej wartości temperatury w obrębie zbiornika jury dolnej	65
Rys. 6. Mapa gęstości strumienia ciepłego na obszarze Polski [219]	69
Rys. 7. Mapa pola hydrodynamicznego dolnokredowego (K1) zbiornika hydrogeotermalnego (Haładus i Reicher, [230] – zmienione).....	77
Rys. 8. Zmienność wartości głównych parametrów hydrogeochemicznych wód termalnych w poziomach dolnokredowym i dolnojurajskim	82
Rys. 9. Mapa pola hydrodynamicznego dolnojurajskiego (J1) zbiornika hydrogeotermalnego (Szklarczyk i Adamczyk, [234] - zmienione)	89
Rys. 10. Dystrybucja otworów wiertniczych z danymi wejściowymi do modelowań parametrycznych na Niżu Polskim	92
Rys. 11. Przykład integracji danych w obrębie otworu Gdańsk IG-1. Zestawienie wydzieleni stratygrafii, litotypów, krzywej temperatury, porowatości, a także pomiarów mineralizacji	93
Rys. 12. Główne fazy modelowania komputerowego [244]	95
Rys. 13. Klasyfikacja zasobów wód i energii geotermalnej stosowana w Polsce [69] [90] [253] [254].....	97
Rys. 14. Rozkład zasobów statycznych zbiorników wód termalnych na Niżu Polskim [69]– zmodyfikowany	97
Rys. 15. Rozkład zasobów statycznych energii geotermalnej zbiornika kredy dolnej na Niżu Polskim	99
Rys. 16. Rozkład zasobów statycznych energii geotermalnej zbiornika jury dolnej na Niżu Polskim.....	100
Rys. 17. Obszary słabo rozpoznane wiertniczo (wg CBDG, 2019) na tle obszarów perspektywicznych dla zagospodarowania zasobów hydrogeotermalnych w rejonie Niżu Polskiego	102
Rys. 18. Lokalizacja głębokich otworów wiertniczych w rejonie Niżu Polskiego (wg CBDG, 2019)	104
Rys. 19. Lokalizacja wybranych miejscowości na tle zasięgu występowania utworów dolnokredowych oraz izotermi 20°C	108
Rys. 20. Lokalizacja wybranych miejscowości na tle zasięgu występowania utworów dolnojurajskich oraz izotermi 20°C	109
Rys. 21. Model 3D porowatości zbiornika jury dolnej na Niżu Polskim	120

Rys. 22. Zależność funkcyjna przepuszczalności i porowatości dla utworów kredy dolnej (A) oraz jury dolnej (B).....	120
Rys. 23. Trend sterujący modelem przepuszczalności w procesie co-krigingu dla utworów zbiornika kredy dolnej (K1).....	121
Rys. 24. Trend sterujący modelem przepuszczalności w procesie co-krigingu dla utworów zbiornika jury dolnej (J1).....	121
Rys. 25. Przykład wrażliwości obliczeń przepuszczalności od porowatości na podstawie zależności wyznaczonej empirycznie dla utworów kredy dolnej (K1).....	122
Rys. 26. Wizualizacja przedstawiająca iteratywne działanie algorytmu interpolacji konwergentnej (ang. Convergent Interpolation).....	141
Rys. 27. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia PM10 w roku 2018..	143
Rys. 28. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia PM2.5 w roku 2018.	144
Rys. 29. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia B(a)P w roku 2018..	145
Rys. 30. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia SO ₂ w roku 2018.....	146
Rys. 31. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia NO _x w roku 2018....	147
Rys. 32. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia NO ₂ w roku 2018....	148
Rys. 33. Mapa średniorocznych wartości zanieczyszczenia CO	149
Rys. 34. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie PM10 w roku 2018	152
Rys. 35. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie PM2,5 w roku 2018	153
Rys. 36. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie B(a)P w roku 2018	154
Rys. 37. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie SO ₂ w roku 2018	155
Rys. 38. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie NO _x w roku 2018	156
Rys. 39. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie NO ₂ w roku 2018	157
Rys. 40. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie CO w roku 2018	158
Rys. 41. Klasyfikacja gmin ze względu na średnioroczne zanieczyszczenie CO ₂ w roku 2018	159
Rys. 42. Poziom zainteresowania ewentualnym zagospodarowaniem potencjału wód termalnych i leczniczych	161
Rys. 43. Główne źródła informacji o geotermii	162
Rys. 44. Udział procentowy poszczególnych odpowiedzi na pytanie odnośnie zasobów energii geotermalnej i możliwości jej wykorzystania (po lewej – gminy zainteresowane, po prawej – gminy niezainteresowane)	163
Rys. 45. Udział procentowy poszczególnych odpowiedzi na pytanie odnośnie nakładów finansowych związanych z realizacją i funkcjonowaniem ewentualnej	

inwestycji (po lewej – gminy zainteresowane, po prawej – gminy niezainteresowane)	163
Rys. 46. Główne źródła finansowania potencjalnej inwestycji mającej zagospodarować energię geotermalną	164
Rys. 47. Rozkład odpowiedzi na pytania dotyczące konieczności akcji informacyjnych ośrodków naukowo-badawczych dotyczących problematyki wykorzystania energii geotermalnej	165
Rys. 48. Główne bariery w rozwoju wykorzystania energii wód termalnych według gmin zainteresowanych geotermią	166
Rys. 49. Główne bariery w rozwoju wykorzystania energii wód termalnych według gmin niezainteresowanych geotermią.....	166
Rys. 50. Prognozowana temperatura głowicowa dla ujęć wód zbiorników J1 i K1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17)	170
Rys. 51. Wykres uporządkowany prognozowanej temperatury głowicowej dla otworów eksploatujących zbiornik K1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17)	171
Rys. 52. Wykres uporządkowany prognozowanej temperatury głowicowej dla otworów eksploatujących zbiornik J1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17)	171
Rys. 53. Wykres uporządkowany po temperaturze głowicowej prognozowanej mocy cieplnej możliwej do pozyskania od płynu geotermalnego dla otworów eksploatujących zbiornik J1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17)	173
Rys. 54. Wykres uporządkowany po temperaturze głowicowej prognozowanej mocy cieplnej pozyskanej od płynu geotermalnego dla otworów eksploatujących zbiornik K1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17)	173
Rys. 55. Uporządkowany po temperaturze głowicowej wykres dostępnej mocy ujęcia dla lokalizacji z dostępem do sieci ciepłowniczej dla zbiornika J1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17)	174
Rys. 56. Uporządkowany ze względu na moc ujęcia wykres lokalizacji z dostępem do sieci ciepłowniczej dla zbiornika K1 (liczby na osi x są równoważne z wartościami kolumny ID w tab. 17).....	175
Rys. 57. Udział w kosztach netto wytwarzania energii kosztów stałych wytworzenia ujęcia/dupletu geotermalnego [zł/GJ] (na wykresie naniesiono orientacyjne zakresy typowe dla konwencjonalnych nośników energii, przy uwzględnieniu kosztów wytwarzania i dystrybucji, na podstawie [269]	178
Rys. 58. Udział w kosztach netto wytworzenia energii kosztów stałych wytworzenia ujęcia/dupletu geotermalnego [zł/GJ] (na wykresie naniesiono orientacyjne zakresy typowe dla konwencjonalnych nośników energii, przy uwzględnieniu kosztów wytwarzania i dystrybucji energii, na podstawie [269].	178

Rys. 59. Zintegrowany system wykorzystania zasobów wód i energii geotermalnej [274]	188
Rys. 60. Blue Lagoon na tle Elektrowni Geotermalnej Svartsengi (fot. B. Tomaszewska)	195
Rys. 61. Schemat koncepcyjny systemu załężania wód wysoko zmineralizowanych (grupa I) ([278] [279])	197
Rys. 62. Schemat koncepcyjny systemu załężania wód średnio zmineralizowanych (grupa II) [278] [279]	199
Rys. 63. Schemat koncepcyjny systemu załężania wód nisko zmineralizowanych (grupa III i IV) [278] [279]	201
Rys. 64. Koncepcyjny model przedstawiający ryzyko i koszty na różnych etapach rozwoju projektu geotermalnego (na podst: Geothermal Handbook – ESMAP, – zmodyfikowane)	202
Rys. 65. Schemat analizowanego systemu energetycznego (SPC – sprężarkowa pompa ciepła)	208
Rys. 66. Krzywa zapotrzebowania na moc grzewczą dla analizowanego odbiorcy o charakterze obiektów komunalnych w funkcji temperatury powietrza atmosferycznego i czasu w ciągu roku.....	209
Rys. 67. Krzywa sterowania mocą dostarczoną dla odbiorcy o charakterze obiektu komunalnego	210
Rys. 68. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariancie osiągnięcia parametrów zakładanych	210
Rys. 69. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariancie osiągnięcia wydajności ujęcia o 10% mniejszej od parametrów zakładanych	211
Rys. 70. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariancie osiągnięcia wydajności ujęcia o 20% mniejszej od parametrów zakładanych	211
Rys. 71. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariancie osiągnięcia wydajności ujęcia o 10% większej od parametrów zakładanych	212
Rys. 72. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariancie osiągnięcia wydajności ujęcia o 20% większej od parametrów zakładanych	212
Rys. 73. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariancie osiągnięcia temperatury złożowej o 10% mniejszej od parametrów zakładanych	213
Rys. 74. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy źródłami energii z Rys. 65, w wariancie osiągnięcia temperatury złożowej o 10% wyższej od parametrów zakładanych	213
Rys. 75. Ranking możliwości wykorzystania wód termalnych do celów ciepłowniczych w odniesieniu do przewidywanych temperatur wód	

geotermalnych w złożu (dla 81 lokalizacji, liczby odpowiadają numerom ID analizowanych lokalizacji)	219
Rys. 76. Mapa lokalizacji miast wybranych do szczegółowej analizy geośrodowiskowo-ekonomicznej na tle mapy zasięgu zbiorników kredy dolnej oraz jury dolnej.....	220
Rys. 77. Czynniki wpływające na opłacalność wykorzystania zasobów geotermalnych [69] [90]	225
Rys. 78. Ceny węgla energetycznego na rynkach Europy zachodniej – CIF ARA 6000 kcal/kg (na podst. http://polski-wegiel.pl/indeksy-cen-węgla : dostęp: 10.12.2019)(RB - Richards Bay (RPA); ARA – Amsterdam, Rotterdam, Antwerpia)	231
Rys. 79. Zależność obliczonej realnej stopy dyskontowej od wskaźnika opisującego ryzyko projektu dla poszczególnych analizowanych projektów (brak oznaczenia zbiornika geotermalnego jest tożsamy z J1)	240
Rys. 80. Ogólny schemat technologiczny geotermalnego źródła energii wykorzystującego zasoby geotermalne, absorpcyjne pompy ciepła i kotły wspomagania szczytowego.....	250
Rys. 81. Porównanie IRR (wewnętrznej stopy zwrotu) i stopy dyskonta dla inwestycji opartych o różne warianty ciepłowni geotermalnej w miastach objętych analizą.....	283
Rys. 82. Ograniczenie emisji CO ₂ , wielkość sprzedaży i cena jednostkowa energii w różnych wariantach funkcjonowania ciepłowni geotermalnej w miastach objętych analizą.....	284

14. Spis tabel

Tab. 1. Parametry hydrogeotermalne zbiornika dolnokredowego (K1).....	73
Tab. 2. Parametry hydrogeotermalne określone w studniach ujmujących wody termalne zbiornika dolnokredowego (K1).....	74
Tab. 3. Główne parametry hydrogeochemiczne zbiornika dolnokredowego (K1).	79
Tab. 4. Parametry hydrogeotermalne zbiornika dolnojurańskiego (J1).	85
Tab. 5. Parametry hydrogeotermalne określone w ujęciach wód termalnych zbiornika dolnojurańskiego (J1).	86
Tab. 6. Główne parametry hydrogeochemiczne zbiornika dolnojurańskiego (J1).	91
Tab. 7. Zestawienie ilości danych wejściowych i parametrów poddanych modelowaniu przestrzennemu.	94
Tab. 8. Wyniki weryfikacji – wstępna selekcja miast.....	114
Tab. 9. Założenia dotyczące parametrów ujęcia warstw wodonośnych analizowanych zbiorników: kredy dolnej oraz jury dolnej na Niżu Polskim.....	117
Tab. 10. Wyniki oszacowań zasobów wód oraz mocy cieplnej ujęć zbiorników kredy dolnej i jury dolnej w poszczególnych, wybranych gminach Niżu Polskiego (kolorem zaznaczono ujęcia o przewidywanej mocy źródła geotermalnego $\geq 5\text{MW}$).....	125
Tab. 11. Ciepłownie geotermalne w Polsce [6] [265].....	135
Tab. 12. Zestawienie emisji substancji zanieczyszczających do powietrza z produkcji 1 MJ energii, w zależności od rodzaju zastosowanej biomasy i wartości opałowej oraz sprawności kotła.	136
Tab. 13. Zestawienie emisji substancji zanieczyszczających do powietrza z produkcji 1 MJ energii, dla węgla kamiennego i koksu, z uwzględnieniem wartości opałowej oraz sprawności kotła.....	136
Tab. 14. Zestawienie emisji substancji zanieczyszczających do powietrza z produkcji 1 MJ energii, dla oleju opałowego, z uwzględnieniem wartości opałowej oraz sprawności kotła.....	137
Tab. 15. Zestawienie emisji substancji zanieczyszczających do powietrza z produkcji 1 MJ energii, dla gazu ziemnego GZ50, z uwzględnieniem wartości opałowej oraz sprawności kotła.....	137
Tab. 16. Zestawienie emisji substancji zanieczyszczających do powietrza dla istniejących ciepłowni geotermalnych w Polsce.....	138
Tab. 17. Zestawienie lokalizacji spełniających kryterium udziału w cenie energii cieplnej kosztów stałych związanych z amortyzacją ujęcia	179
Tab. 18. Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych kredy dolnej (K1) – na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych.....	190

Tab. 19. Uwarunkowania hydrogeochemiczne dla zagospodarowania wód termalnych jury dojrzałej (J1) – na podstawie zweryfikowanych prognoz hydrogeotermalnych.....	192
Tab. 20. Zestawienie ilości energii wytworzonej w poszczególnych wariantach analizujących wpływ nieotrzymania parametrów zakładanych na efekty pracy systemu geotermalnego.....	214
Tab. 21. Kryteria przyjęte do konstrukcji modelu rankingu lokalizacji instalacji geotermalnych.....	218
Tab. 22. Zestawienie podstawowych informacji złożowych i statystycznych dla wytypowanych, perspektywicznych lokalizacji ujęć wód geotermalnych na Niżu Polskim.....	221
Tab. 23. Wartości współczynnika mocy (F) dla przedmiotowych lokalizacji, wraz z zestawieniem podstawowych parametrów złożowych i eksploatacyjnych ujęć.	233
Tab. 24. Wyniki oszacowań realnej stopy dyskontowej dla rozpatrywanych projektów geotermalnych wraz z zestawieniem parametrów wejściowych do modelu.....	239
Tab. 25. Zestawienie podstawowych wskaźników ekonomicznych dla analizowanych scenariuszy zagospodarowania energii i wód geotermalnych w wybranych lokalizacjach na Niżu Polskim.....	245
Tab. 26. Zakres oznaczeń wskaźników fizykochemicznych w „otworach reperowych” (na podstawie bazy danych z Banku Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin).....	255

15. Spis załączników

Załącznik nr 1 Analiza techniczna i ekonomiczna możliwości wykorzystania istniejących („starych”) otworów wiertniczych do celów eksploatacji wód termalnych w rejonie Niżu Polskiego

Załącznik nr 2 Pole geotermiczne i regiony geotermalne na Niżu Polskim

Załącznik nr 3 Wzór ankiety skierowanej do samorządów