

Geotermia niskotemperaturowa w Polsce i na świecie

**STAN AKTUALNY I PERSPEKTYWY ROZWOJU
Uwarunkowania techniczne, środowiskowe
i ekonomiczne**

Jacek Kapuściński

Andrzej Rodzoch

Warszawa 2010

Wykonano na zamówienie Ministra Środowiska
za środki finansowe wypłacone przez
Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska
i Gospodarki Wodnej



Recenzent: Jan Przybyłek

Redakcja: Jagoda Rodzoch-Malek

Ilustracje: zespół autorski

Komputerowe opracowanie ilustracji: Jacek Kapuściński

Korekta: Joanna Miedzińska

Koncepcja okładki: Andrzej Rodzoch

Artystyczne wykonanie okładki: Karolina Abdel Malek

Copyright by: Ministerstwo Środowiska

ISBN 978-83-86564-34-7

Skład i łamanie:

Borgis[®] Wydawnictwo Medyczne

02-798 Warszawa, ul. Ekologiczna 8 lokal 103; tel./fax +48 22 836 96 69

e-mail: wydawnictwo@borgis.pl

www.borgis.pl

Druk: Drukarnia Narodowa S.A.

Wycorzystanie energii cieplnej zgromadzonej w skałach i wodach podziemnych do celów rekreacyjnych i balneologicznych znane jest już od czasów starożytnych. Wykorzystywanie tej energii, zwanej energią geotermalną, do produkcji ciepła i elektryczności rozpoczęto od niedawna wraz z rozwojem technik wiertniczych i nowoczesnej geologii. Powstała nowa dziedzina nauk geologicznych zwana geotermią, której głównym zadaniem jest rozwiązywanie problemów pojawiających się przy wykorzystywaniu i udostępnianiu ciepła Ziemi.

Polska – jako kraj członkowski Unii Europejskiej – zobowiązana jest do transponowania do prawodawstwa krajowego wymogów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (OZE). Głównym celem Dyrektywy jest doprowadzenie do wzrostu wykorzystania OZE w finalnym zużyciu energii do 15% w 2020 r. Prognozy rozwoju rynku OZE w Polsce i w pozostałych krajach Unii Europejskiej wskazują, że znaczącą rolę w wypełnieniu wymagań Dyrektywy może odegrać geotermia, w tym zwłaszcza geotermia niskotemperaturowa, wykorzystująca pompy ciepła.

Wzrastające zainteresowanie wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii sprawia, że liczba instalacji geotermalnych i zainstalowana w nich moc bardzo szybko wzrasta. Również w Polsce dostrzeżono zalety energii geotermalnej i podjęto działania mające na celu szersze jej wykorzystanie. Jednym z efektów tych działań jest niniejsza publikacja opracowana na zamówienie Ministra Środowiska, dotycząca stosunkowo słabo jeszcze znanej w naszym kraju geotermii niskotemperaturowej i związanej z nią nowoczesnej technologii geotermalnych pomp ciepła (GPC). Technologia ta – znana i rozwijana na świecie już od ponad 50 lat – szczególnie szybko zaczęła się upowszechniać w ostatnich latach, głównie dzięki wzrastającemu zainteresowaniu indywidualnych użytkowników, dostrzegających jej wielkie zalety mimo relatywnie wysokich początkowych kosztów inwestycyjnych.

Wyrażam nadzieję, że prezentowana publikacja spotka się z żywym zainteresowaniem jak najszerszego grona odbiorców i będzie przydatna zarówno dla

inwestorów czekających na podstawowe informacje m.in. z zakresu hydrogeologii, ochrony środowiska i ciepłownictwa, jak i dla projektantów, wykonawców systemów geotermalnych, a także pracowników administracji oraz instytucji finansujących inwestycje geotermalne. W szczególności warto spojrzeć na przedstawione zagadnienia pod kątem bezpieczeństwa ekologicznego i uniezależnienia się użytkowników instalacji geotermalnych od dostaw energii pochodzącej ze źródeł konwencjonalnych. Własny dom ogrzewany ciepłem zgromadzonym na własnej działce stanowi wartość symboliczną, zwiększającą poczucie wolności i bezpieczeństwa.

Wszystkim Czytelnikom życzę, aby znaleźli w niniejszej publikacji odpowiedzi na nurtujące ich pytania i wątpliwości, w szczególności dotyczące opłacalności stosowania instalacji GPC oraz roli geotermii w strategii rozwoju energetyki polskiej i światowej.

Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Środowiska
Główny Geolog Kraju
dr Henryk Jacek Jezierski



SPIS TREŚCI

1. Wprowadzenie	7
2. Stan i perspektywy rozwoju geotermii niskotemperaturowej na świecie ...	13
2.1. Geotermia na tle innych źródeł energii odnawialnych	13
2.1.1. <i>Geotermia i inne odnawialne źródła energii na świecie</i>	13
2.1.2. <i>Geotermia i inne odnawialne źródła energii w Unii Europejskiej</i> ...	17
2.2. Charakterystyka ogólna wykorzystania geotermii niskotemperaturowej ..	19
2.3. Geotermia niskotemperaturowa w USA	21
2.3.1. <i>Aktualny stan wykorzystania geotermii niskotemperaturowej</i>	21
2.3.2. <i>Organizacja rynku</i>	23
2.4. Geotermia niskotemperaturowa w Unii Europejskiej	24
2.4.1. <i>Aktualny stan wykorzystania geotermii niskotemperaturowej</i>	24
2.4.2. <i>Polityka Unii Europejskiej w zakresie rozwoju rynku GPC</i>	27
2.4.3. <i>Projekty Unii Europejskiej promujące rozwój GPC</i>	28
2.4.4. <i>Organizacja rynku i uwarunkowania jego rozwoju</i>	32
2.5. Geotermia niskotemperaturowa w wybranych krajach europejskich ...	36
3. Techniczne warunki pozyskiwania i wykorzystywania ciepła ziemi	44
3.1. Zasada działania pompy ciepła	44
3.2. Rodzaje instalacji geotermalnych	46
3.3. Gromadzenie ciepła w gruncie	51
4. Stan prawny geotermii niskotemperaturowej w Polsce i na świecie	53
4.1. Prawo Unii Europejskiej	53
4.2. Stan prawny w wybranych krajach	54
4.3. Stan prawny w Polsce	57
5. Geologiczne i hydrogeologiczne uwarunkowania pozyskiwania ciepła ziemi ..	59
5.1. Charakterystyka źródeł ciepła	59
5.1.1. <i>Strumień ciepły Ziemi</i>	59
5.1.2. <i>Energia słoneczna</i>	62
5.1.3. <i>Parametry termiczne ośrodka skalnego</i>	63
5.1.4. <i>Terenowa metoda wyznaczania parametrów termicznych gruntu</i> ...	68
5.1.5. <i>Podstawowe czynniki decydujące o wymianie ciepła</i>	71
5.2. Warunki występowania wód podziemnych	75
5.3. Zasobność poziomów wodonośnych oraz metodyka dokumentowania zasobów	80
5.4. Wpływ instalacji geotermalnych na środowisko	82
5.5. Możliwości wykorzystania nieczynnych otworów studziennych do celów ciepłowniczych	87

6. Analiza ekonomiczna opłacalności wykorzystania geotermii niskotemperaturowej w kraju i na świecie	89
6.1. Uwarunkowania opłacalności stosowania systemów GPC	90
6.2. Efektywność ekonomiczna instalacji GPC – przykłady zagraniczne	91
6.2.1. <i>Przykład rynku USA</i>	91
6.2.2. <i>Przykład rynku niemieckiego</i>	97
6.2.3. <i>Przykład rynku francuskiego</i>	101
6.3. Efektywność ekonomiczna instalacji GPC w Polsce	102
7. Perspektywy rozwoju geotermii niskotemperaturowej w Polsce	114
7.1. Analiza rynku ciepłowniczego w zakresie możliwości wykorzystania energii geotermalnej	114
7.2. Geotermia niskotemperaturowa na tle innych odnawialnych źródeł energii	116
7.3. Geotermia i geotermia niskotemperaturowa w krajowej strategii rozwoju energetyki odnawialnej	117
7.4. Oferta producentów i instalatorów systemów GPC	120
7.5. Możliwe źródła i sposoby finansowania instalacji GPC	122
7.6. Główne bariery rozwoju technologii GPC w Polsce	125
8. Procedury postępowania dla inwestorów	129
9. Wykorzystana literatura	138

1. Wprowadzenie

Od ponad 10 lat geotermia niskotemperaturowa wykorzystująca ciepło płytkich partii skorupy ziemskiej przeżywa prawdziwy rozkwit, szczególnie w Ameryce Północnej i w niektórych krajach Europy Zachodniej. Dzieje się tak głównie dzięki temu, że niskotemperaturowe systemy grzewcze są dostępne już dla niewielkich inwestycji, jak np. domy jednorodzinne, osiedla, domy wczasowe, domy opieki społecznej, budynki biurowe, kościoły, zakłady produkcyjne itp. Również w Polsce już od kilku lat wykorzystanie niskotemperaturowego ciepła ziemi do celów grzewczych szybko wzrasta, a koszt pozyskiwanego w ten sposób ciepła staje się konkurencyjny w stosunku do kosztu uzyskanego z konwencjonalnych źródeł energii. Jednak rozwój ten odbywa się w naszym kraju w sposób niezorganizowany, co przejawia się m.in. brakiem powszechnego dostępu do informacji na temat doświadczeń państw wiodących w wykorzystaniu ciepła geotermalnego. Szczególnie odczuwa się niedostatek rzetelnie udokumentowanej wiedzy na temat ekonomicznej strony zagadnienia (opłacalność różnych typów instalacji niskotemperaturowych), a także zasad doboru urządzeń, ich wpływu na środowisko i procedur prawnych obowiązujących przy ich instalacji. Niniejsze opracowanie jest próbą wypełnienia tej luki.

Energię geotermalną pozyskiwaną ze skał i wód podziemnych najogólniej i w sposób umowny podzielić można na dwa rodzaje: wysokotemperaturową (geotermia wysokiej entalpii – **GWE**) i niskotemperaturową (geotermia niskiej entalpii – **GNE**). **Geotermia wysokiej entalpii** umożliwia bezpośrednio wykorzystanie ciepła ziemi, którego nośnikiem są substancje wypełniające puste przestrzenie skalne (woda, para, gaz i ich mieszaniny) o względnie wysokich wartościach temperatur. Oprócz zastosowań grzewczych możliwe jest także wykorzystanie w wielu innych dziedzinach, np. do celów rekreacyjnych (kąpieli-ska, balneologia), hodowli ryb, produkcji rolnej (szklarnie), suszenia produktów rolnych itp. Optymalnym sposobem wykorzystania ciepła wysokiej entalpii jest system kaskadowy, w którym kolejne punkty odbioru ciepła charakteryzują

się coraz mniejszymi wymaganiami temperaturowymi. Złoża geotermalne o bardzo wysokiej entalpii mogą być wykorzystane również do produkcji energii elektrycznej przy użyciu gorącej pary wodnej. W chwili obecnej taki sposób wykorzystania energii geotermalnej jest możliwy jedynie w niektórych rejonach świata i nie dotyczy Polski.

Geotermia niskiej entalpii nie daje możliwości bezpośredniego wykorzystania ciepła ziemi – wymaga ona stosowania urządzeń wspomagających, zwanych potocznie *geotermalnymi (gruntowymi) pompami ciepła (GPC)*, które doprowadzają do podniesienia energii na wyższy poziom termodynamiczny. Ciepło ośrodka skalnego stanowi dla pompy tzw. dolne źródło ciepła, które ze względów ekonomicznych zawsze powinno znajdować się w miejscu zainstalowania pompy. Dolnym źródłem ciepła mogą być także inne nośniki energii, jak np. powietrze atmosferyczne, wody powierzchniowe, ciepło odpadowe powstające w wielu procesach produkcyjnych i inne. O większej atrakcyjności gruntu i wód podziemnych przesądza jednak ich stabilność temperaturowa i związana z tym wyższa efektywność energetyczna.

Należy podkreślić, że w literaturze światowej i w praktyce innych krajów jako wartość graniczną niskotemperaturowych źródeł geotermalnych przyjmuje się powszechnie temperaturę 30°C, a tę gałąź energetyki określa się mianem geotermii bardzo niskiej entalpii (GBNE). Różnica ta nie ma znaczenia przy porównywaniu stanu geotermii niskotemperaturowej w Polsce i w innych krajach, ponieważ niezależnie od tego, jaką wartość graniczną temperatury przyjmiemy, o geotermii niskiej entalpii mówimy wówczas, gdy dla odzysku ciepła zawartego w gruntach czy wodach podziemnych niezbędne jest stosowanie pomp ciepła.

Wzrastająca popularność systemów grzewczych opartych na pompach ciepła przyczynia się do szybkiego rozwoju technologicznego w tej dziedzinie, co sprawia, że pompy stają się bardziej efektywne od strony grzewczej i ekonomicznej. W krajach Unii Europejskiej coraz popularniejsza staje się idea kogeneracji, czyli jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w jednym systemie energetycznym. W przypadku wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (biomasy, słońca, wiatru) i wykorzystywania jej do napędu pomp ciepła uzyskujemy system oparty całkowicie na odnawialnej i praktycznie niewyczerpalnej energii środowiska. Znaczącą zaletą instalacji geotermalnych jest także możliwość ich wykorzystywania nie tylko do celów grzewczych, ale także do chłodzenia i klimatyzowania pomieszczeń.

Niniejsza publikacja skierowana jest do szerokiego grona odbiorców, którzy z racji zawodu lub pełnionych funkcji interesują się wykorzystaniem ciepła ziemi do celów grzewczych przy zastosowaniu pomp ciepła. Należą do nich zarówno projektanci i wykonawcy instalacji grzewczo-klimatyzacyjnych, geolodzy projektujący i nadzorujący wykonanie części podziemnej instalacji, pracownicy administracji geologicznej, przedstawiciele samorządów lokalnych, jak też przedstawiciele jednostek finansujących zadania, w tym jednostek specjalizujących się w uzyskiwaniu środków pomocowych Unii Europejskiej. Głównymi odbiorcami

powinni być jednak potencjalni inwestorzy, do których docierają często nieprecyzyjne i sprzeczne informacje na temat technologii pomp ciepła i możliwości wykorzystania ciepła ziemi do celów grzewczych.

Tak szerokie określenie docelowego grona odbiorców powoduje, że wiele zagadnień omówionych jest z podaniem wiedzy podstawowej, podręcznikowej. Wydaje się to adekwatne do etapu rozwojowego geotermii niskiej entalpii, który – przynajmniej w warunkach polskich – można uznać za początkowy. Wymaga to od specjalistów z poszczególnych branż poszerzenia wiedzy ogólnej o wszystkich aspektach budowy i funkcjonowania systemów ciepłowniczych opartych na ciepłe ziemi.

W celu ułatwienia lektury poniżej zestawiono główne pojęcia, jednostki fizyczne oraz skróty używane w tekście.

Główne pojęcia używane w opracowaniu

- COP** – współczynnik efektywności energetycznej pompy ciepła (ang. *coefficient of performance*) oznaczający stosunek wytworzonej energii cieplnej do ilości energii elektrycznej zużytej na jej wytworzenie
- Energia pierwotna** – (ang. *primary energy*) energia zawarta w naturalnych zasobach (węgiel, ropa naftowa, uran, energia słoneczna i inne), które nie zostały w żaden sposób zmienione lub przetworzone przez człowieka
- Entalpia** – termodynamiczna funkcja stanu, zwykle traktowana jako energia cieplna
- GNE** – geotermia niskiej entalpii (niskotemperaturowa): temperatura źródła ciepła nie daje możliwości bezpośredniego wykorzystania ciepła, energia odzyskiwana jest za pomocą geotermalnych pomp ciepła (niekiedy zamiennie używany jest termin *geotermia płytka*) – definicja przyjęta na potrzeby niniejszego opracowania
- GPC** – geotermalna (lub gruntowa) pompa ciepła (ang. *GCHP – ground coupled heat pump*; fr. *PACG – pompe à chaleur géothermique*): urządzenie umożliwiające podniesienie ciepła niskotemperaturowego wód podziemnych i gruntu, za pomocą dostarczonej energii elektrycznej na poziom wyższych temperatur użytecznych do celów grzewczych
- GWE** – geotermia wysokiej entalpii (wysokotemperaturowa): temperatura źródła ciepła (wody termalne) umożliwia wykorzystanie bezpośrednio, bez udziału pomp ciepła (niekiedy zamiennie używane są pojęcia *geotermia głęboka* lub *geotermia głębokootworowa*) – definicja przyjęta na potrzeby niniejszego opracowania

LCC	– koszt użytkowania instalacji grzewczej w całym okresie jej użytkowania (ang. <i>life cycle cost</i>)
OZE	– odnawialne źródła energii (ang. <i>RES – renewable energy sources</i> ; fr. <i>SER – sources d'énergie renouvelable</i>)
PC	– pompa ciepła (ang. <i>HP – heat pump</i> ; fr. <i>PAC – pompe à chaleur</i>)
PER	– wskaźnik zużycia energii pierwotnej (ang. <i>PER – primary energy ratio</i>) wyrażający stosunek ilości wytworzonej energii do energii koniecznej do jej wytworzenia zawartej w naturalnych zasobach (węgiel, ropa naftowa, uran i inne)
TEWI	– równoważnik emisji gazów cieplarnianych (ang. <i>total equivalent warming impact</i>): wskaźnik wymyślony w Oak Ridge National Laboratory w USA na początku lat 90. XX wieku; wyrażony masą równoważną CO ₂ , łączy w sobie bezpośrednią i pośrednią emisję gazów cieplarnianych do atmosfery w całym okresie użytkowania instalacji

Stosowane jednostki fizyczne

GJ	– jednostka energii cieplnej (gigadżul); 1 GJ = 10 ⁹ J
GWh	– jednostka energii (gigawatogodzina); 1 GWh = 10 ⁶ kWh
Ktoe (ang.)	– jednostka ekwiwalentna energii (ang. <i>kilotonne of oil equivalent</i>) odpowiadająca zużyciu tysiąca ton oleju
kW	– jednostka mocy (kilowat); 1 kW = 10 ³ W
kWh	– jednostka energii (kilowatogodzina); 1 kWh = 3,6·10 ⁶ J
MJ	– jednostka energii cieplnej (megadżul); 1 MJ = 10 ⁶ J
Mtoe (ang.)	– jednostka ekwiwalentna energii (ang. <i>million tonne of oil equivalent</i>) odpowiadająca zużyciu miliona ton oleju (1 Mtoe = 41,868 PJ = 1015 kcal)
MW	– jednostka mocy (megawat); 1 MW = 10 ³ kW
MWth	– jednostka mocy cieplnej (<i>megawatt thermal</i>)
MWe	– jednostka mocy elektrycznej (<i>megawatt electric</i>)
PJ	– jednostka energii cieplnej (petadżul); 1 PJ = 10 ¹⁵ J
TJ	– jednostka energii cieplnej (teradżul); 1 TJ = 10 ¹² J

Skróty i nazwy najważniejszych organizacji oraz instytucji wymienionych w tekście

ADEME	– Agencja środowiska i wykorzystania energii (fr. <i>Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie</i>) – www.ademe.fr
AFPAC	– Francuskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła (fr. <i>Association Française pour les Pompes à Chaleur</i>) – www.costic.com/afpac

-
- ASHRAE** – Amerykańskie Stowarzyszenie Inżynierów Ciepła, Chłodnictwa i Klimatyzacji (ang. *American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers*) – www.ashrae.org
- BRGM** – Biuro Poszukiwań Geologicznych i Górniczych (fr. *Bureau de Recherche Géologique et Minière*), odpowiednik Państwowego Instytutu Geologicznego w Polsce – www.brgm.fr
- BWP** – Niemieckie Stowarzyszenie Pomp Ciepła (niem. *Bundesverband WärmePumpe*) – www.waermepumpe-bwp.de
- DOE** – Ministerstwo Energii USA (ang. *U.S. Department of Energy*) – www.energy.gov, www.eere.energy.gov
- DRIRE** – Dyrekcja Regionalna ds. Przemysłu, Badań Naukowych i Środowiska (fr. *Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement*) – www.drire.gouv.fr
- DSIRE** – Krajowa Baza Wspierania Energii Odnawialnej (ang. *US Database of State Incentives for Renewable Energy*) – www.dsireusa.org
- EC BREC** – Europejskie Centrum Energii Odnawialnej (ang. *EC Baltic Renewable Energy Centre*). Od 2006 roku, po połączeniu z Centralnym Laboratorium Naftowym, funkcjonuje jako Instytut Paliw i Energii (IPiEO) - www.ipieo.pl
- EDF** – Dostawca Państwowy Energii Elektrycznej we Francji (fr. *Électricité de France*) – www.edf.fr
- EEA** – Europejska Agencja Ochrony Środowiska (ang. *European Environment Agency*) – www.eea.europa.eu
- EGEC** – Europejska Rada Energii Geotermalnej (ang. *European Geothermal Energy Council*) – www.egec.org
- EHPA** – Europejskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła (ang. *European Heat Pump Association*) – www.ehpa.org
- EPA** – Agencja Ochrony Środowiska USA (ang. *US Environmental Protection Agency*) – www.epa.gov
- EREC** – Europejska Rada Energii Odnawialnych (ang. *European Renewable Energy Council*) – www.erec-renewables.org
- ESCO** – oznaczenie firm energetycznych działających na zasadzie finansowania projektów energetycznych przez tzw. stronę trzecią (ang. *Energy Service Company*)
- EurObserv'ER** – centrum informacyjne EurObserv'ER z siedzibą w Paryżu; wydaje roczne biuletyny informacyjne poświęcone różnym rodzajom energii odnawialnych, w tym: *Geothermal Barometer*, *Heat Pumps Barometer* – www.eurobserv-er.org
- FWS** – Szwajcarskie Stowarzyszenie Promocji Pomp Ciepła (niem. *Fördergemeinschaft Wärmepumpen Schweiz*) – www.fws.ch
- GEF** – Fundusz na Rzecz Globalnego Środowiska (ang. *Global Environment Facility*) – www.gef.undp.org.pl

- GHC** – Centrum Ciepła Geotermalnego przy Oregon Institute of Technology (ang. *Geo-Heat Center*) – <http://geoheat.oit.edu>
- GHPC** – Konsorcjum Geotermalnych Pomp Ciepła w USA (ang. *Geothermal Heat Pump Consortium*) – www.geoexchange.org
- IEA** – Międzynarodowa Agencja Energii (ang. *International Energy Agency*) – www.iea.org
- IEO** – Instytut Energetyki Odnawialnej – prywatny instytut naukowy działający w dziedzinie OZE, założony w 2005 roku przez zespół pracowników EC BREC – www.ieo.pl
- IGSHPA** – Międzynarodowe Stowarzyszenie Geotermalnych Pomp Ciepła z siedzibą w USA (ang. *International Ground Source Heat Pump Association*) – www.igshpa.okstate.edu
- KAPE** – Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA – www.kape.gov.pl
- NPDES** – Narodowy System Usuwania Zanieczyszczeń w USA (ang. *National Pollutant Discharge Elimination System*)
- PGA** – Polska Geotermalna Asocjacja – www.pga.org.pl
- PSPC** – Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła – www.pompaciepla.org
- SVEP** – Szwedzkie Stowarzyszenie Pomp Ciepła (ang. *Swedish Heat Pump Association*, szw. *Svenska Värmepumpföreningen*) – www.svepinfo.se

2. Stan i perspektywy rozwoju geotermii niskotemperaturowej na świecie

2.1. Geotermia na tle innych źródeł energii odnawialnych

Przedstawienie w pełni wiarygodnej oceny udziału energii geotermalnej, w tym zwłaszcza geotermii niskotemperaturowej (GNE), w pokryciu potrzeb energetycznych świata jest trudne, ponieważ instytucje zajmujące się monitorowaniem tej dziedziny gospodarki podają często różne dane. Różnice wynikają częściowo z braku informacji, a częściowo z przyjęcia różnych kryteriów i różnej metodyki analiz porównawczych. Znacznie pełniejszą i bardziej wiarygodną ocenę można przedstawić dla krajów Unii Europejskiej, które starają się na bieżąco możliwie szczegółowo monitorować rynek energii, w tym w szczególności rynek energii odnawialnych.

2.1.1. Geotermia i inne odnawialne źródła energii na świecie

Według danych Międzynarodowej Agencji Energetycznej – IEA (*World Energy...*, 2007) w 2005 r. w skali całego świata produkcja energii ze źródeł odnawialnych osiągnęła poziom około **65 750 PJ** (tj. 1 570 Mtoe), co stanowiło około 13,3% całkowitego zapotrzebowania na energię pierwotną. Udział poszczególnych odnawialnych źródeł energii (OZE) kształtował się następująco: biomasa – 78,0%, energetyka wodna – 16,5%, geotermia – 3,5% (tj. około 2 300 PJ, tj. ok. 55 Mtoe), energetyka wiatrowa – 1,3% i energetyka słoneczna – 0,7%. W związku z globalnymi zmianami klimatycznymi, wymagającymi podjęcia zdecydowanych działań na rzecz ograniczenia produkcji gazów cieplarnianych, do rozwoju energetyki odnawialnej przywiązuje się coraz większe znaczenie. Chociaż kierunek zmian w sektorze energetycznym w najbliższych dziesięcioleciach jest ogólnie wyznaczony, to ich tempo i ostateczny zakres jest trudny do przewidzenia. W październiku 2008 r. Europejska Rada Energetyki Odnawialnej (EREC), wspólnie z Greenpeace International, przygotowała prognozę energetyczną dla całego świata do roku 2050 (*Energy [R]evolution...*, 2008). W prognozie tej przedstawiono dwa scenariusze rozwoju OZE: zachowawczy (referencyjny) i rozwojo-

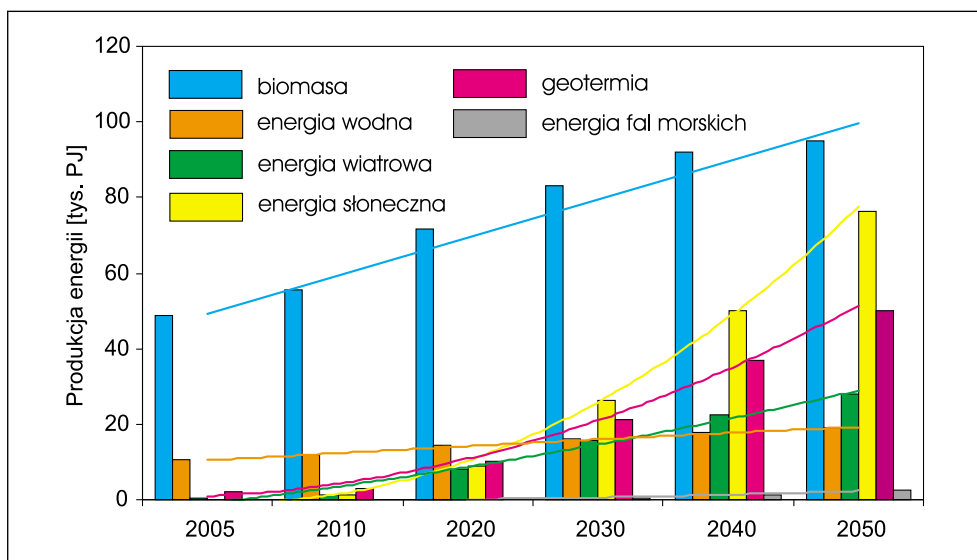
wy (dynamiczny). **Scenariusz zachowawczy**, oparty w dużej części na prognozach IEA, zakłada kontynuację dotychczasowych trendów i polityk energetycznych różnych krajów, w tym powolny, ale stały rozwój energetyki jądrowej i wzrost światowego zapotrzebowania na energię pierwotną w 2050 r. o około 1,8 razy

Tab. 1. Udział geotermii w światowej produkcji **energii elektrycznej i ciepłej** na tle innych energii odnawialnych w 2005 roku wraz z prognozą rozwojową i zachowawczą do 2050 roku

Rodzaj OZE	Łączna ilość energii elektrycznej i ciepłej [PJ]					
	Rok 2005	Rok 2010	Rok 2020	Rok 2030	Rok 2040	Rok 2050
Scenariusz rozwojowy prognozy						
Biomasa	48 594	55 372	71 712	83 207	92 003	94 779
<i>Udział w OZE</i>	78,9%	76,2%	63,2%	51,0%	41,8%	35,0%
Energia wodna	10 521	12 001	14 435	15 930	17 706	19 253
<i>Udział w OZE</i>	17,1%	16,5%	12,7%	9,8%	8,0%	7,1%
Energia wiatrowa	372	1 301	8 119	15 832	22 576	27 857
<i>Udział w OZE</i>	0,6%	1,8%	7,2%	9,7%	10,2%	10,3%
Energia słoneczna	176	1 063	8 978	26 315	50 006	76 441
<i>Udział w OZE</i>	0,3%	1,5%	7,9%	16,1%	22,7%	28,2%
Geotermia (GWE+GNE)	1 921	2 934	10 045	21 247	36 811	50 131
<i>Udział w OZE</i>	3,1%	4,0%	8,9%	13,0%	16,7%	18,5%
Energia fal morskich	2	9	207	544	1 218	2 437
<i>Udział w OZE</i>	0,0%	0,0%	0,2%	0,3%	0,6%	0,9%
OZE razem	61 584	72 671	113 288	163 075	220 321	270 899
Łączne zapotrzebowanie świata na energię	474 907	524 782	540 753	525 939	503 437	480 861
Udział OZE w pokryciu światowego zapotrzebowania	13,0%	13,8%	21,0%	31,0%	43,8%	56,3%
Scenariusz zachowawczy prognozy						
Geotermia	1 921	1 974	3 621	5 179	6 289	7 510
<i>Udział w OZE</i>	3,1%	2,9%	4,4%	5,4%	6,0%	6,7%
OZE razem	61 584	67 398	82 629	95 339	105 155	112 713
Łączne zapotrzebowanie świata na energię	474 907	532 251	632 485	721 342	794 412	867 705
Udział OZE w pokryciu światowego zapotrzebowania	13,0%	12,7%	13,1%	13,2%	13,2%	13,0%

Źródło: *Energy [R]evolution...*, 2008.

w stosunku do roku 2005. **Scenariusz rozwojowy**, lansowany przez Greenpeace, zakłada, że w 2050 r. dzięki nowym technologiom i efektywniejszemu wykorzystywaniu produkowanej energii potrzeby energetyczne świata będą na poziomie podobnym do roku 2005. Przewiduje on również całkowite wyeliminowanie do 2050 r. energetyki jądrowej. W tabeli 1 i na rysunku 1 zestawiono dane prezentujące prognozowany rozwój OZE do 2050 r. dla dwóch ww. scenariuszy, przy czym scenariusz zachowawczy przedstawiono tylko dla geotermii.



Rys. 1. Prognozowana dynamika wzrostu wykorzystania OZE w światowej produkcji energii elektrycznej i ciepłej wg scenariusza rozwojowego

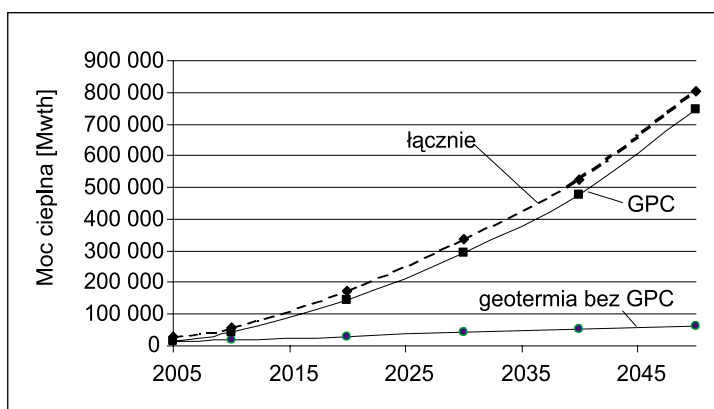
Przedstawione liczby pokazują, że w światowej strategii zwiększania udziału odnawialnych źródeł energii w ogólnym bilansie energetycznym świata dominującą rolę będzie odgrywała biomasa, której udział procentowy będzie się jednak stopniowo zmniejszał. Również udział hydroenergetyki wodnej, mimo dalszego wzrostu, będzie tracił na znaczeniu. W scenariuszu rozwojowym prognozuje się, iż najszybciej rozwijającą się dziedziną będzie wykorzystanie energii słonecznej i wiatrowej, których zdolności produkcyjne w 2050 r. zwiększą się odpowiednio 434 i 75 razy w stosunku do roku 2005. Znaczenie energii geotermalnej również będzie szybko wzrastało, ale w stopniu znacznie mniejszym niż w przypadku energii słońca i wiatru (przyrost około 26-krotny). Udział procentowy geotermii w łącznej produkcji energii odnawialnej zwiększy się z 3,1% w 2005 r. do 18,5% w 2050 r. Należy jednak zaznaczyć, że w przypadku scenariusza zachowawczego zakładany wzrost wykorzystania energii geotermalnej jest znacznie mniejszy (tylko 3,9-krotny), a jej udział w OZE wzrośnie jedynie do 6,7%. W wariantcie rozwojowym (bardzo optymistycznym) udział geotermii w pokryciu potrzeb energetycznych świata w 2050 r. stanowiłby około 10%. W wariantcie zachowawczym nie przekraczałby jednak 1,0%.

W przypadku energii geotermalnej wykorzystywanej jedynie do celów grzewczych najnowsza prognoza z 2008 r. (Fridleifsson i inni, 2008) zakłada dla całego świata bardzo szybki przyrost mocy grzewczej instalacji geotermalnych do 2050 r., mimo stopniowego spadku średniorocznego wskaźnika wzrostu (tab. 2, rys. 2). W przypadku instalacji GPC jest to wzrost ponad 48-krotny, a w przypadku instalacji bez GPC – 4,7-krotny. Liczby zamieszczone w tabeli 2 pokazują wyraźnie, że **wykorzystanie ciepła ziemi do celów grzewczych będzie odbywało się głównie za pomocą pomp ciepła**. W 2005 roku udział zainstalowanej mocy GPC stanowił tylko około 54% całkowitej mocy grzewczej instalacji geotermalnych z produkcją ciepła na poziomie 32%. W 2050 roku stosunek ten będzie się kształtował na poziomie 92,5% zainstalowanej mocy i 83% produkowanej energii cieplnej. Tak duża różnica w wartościach wynika z zalet pomp ciepła, które można instalować praktycznie w każdym zakątku świata.

Tab. 2. Prognozowany wzrost wykorzystania na świecie energii geotermalnej do celów grzewczych w latach 2005-2050

Rok	Średnioroczny wskaźnik wzrostu od 2005 roku		Geotermia do celów grzewczych, bez GPC		GPC		Geotermia do celów grzewczych razem	
	Geotermia bez GPC [%]	GPC [%]	MWth	Mtoe (rocznie)	MWth	Mtoe (rocznie)	MWth	Mtoe (rocznie)
2005	–	–	12 855	4,44	15 384	2,09	28 238	6,53
2010	7	22	18 000	6,21	41 500	5,64	59 500	11,85
2020	6	16	30 900	10,65	143 000	19,37	173 000	30,02
2030	5	12,5	43 600	15,05	292 000	39,65	336 000	54,70
2040	4	10	50 800	17,53	476 000	64,73	527 000	82,26
2050	3,5	9	60 500	20,88	744 000	101,03	804 000	121,81

Źródło: Fridleifsson i inni, 2008.



Rys. 2. Prognoza wzrostu mocy cieplnej instalacji geotermalnych na świecie w latach 2005-2050

2.1.2. Geotermia i inne odnawialne źródła energii w Unii Europejskiej

W krajach Unii Europejskiej w 2007 r. całkowita produkcja i zużycie energii ze źródeł odnawialnych osiągnęła poziom **135,9 Mtoe**, co stanowi około **7,5%** całkowitego zużycia energii w tych krajach (*The State of Renewable Energies...*, 2008). Udział poszczególnych OZE kształtował się następująco: biomasa – 65,6%, energetyka wodna – 21,7%, energetyka wiatrowa – 6,6%, geotermia – 5,2% i energetyka słoneczna – 1,0%.

W 27 krajach Unii Europejskiej łączna moc instalacji geotermalnych produkujących energię elektryczną wynosiła w 2007 r. 857 MWe, a instalacji produkujących ciepło użytkowe – 11 223 MWth, w tym 8 758 MWth (78%) przypadało na instalacje GPC. Łącznie ilość ciepła pozyskiwanego w instalacjach geotermalnych wyniosła około 2,6 Mtoe, w tym w instalacjach GPC około 1,8 Mtoe (70%).

Celem strategicznym Unii Europejskiej, zapisanym w 1997 roku w *Białej Księdze Komisji Europejskiej*¹, jest zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii pierwotnej do 12% w 2010 roku i do 20% w roku 2020, łącznie dla wszystkich krajów Wspólnoty. W 2007 r. cel wyznaczony dla 2010 r. osiągnęło jedynie 6 krajów: Szwecja (31,3%), Łotwa (29,3%), Austria (23,4%), Finlandia (23,0%), Portugalia (17,7%) i Dania (16,6%). W Polsce udział ten był szacowany na 5,1%, czyli nieco poniżej średniej europejskiej. Duże różnice w wykorzystaniu OZE w poszczególnych państwach wynikają przede wszystkim z różnych możliwości wykorzystania energii wodnej. W takich krajach, jak Austria czy Szwecja udział hydroenergetyki w OZE sięga 95%. Ponieważ dla wielu krajów cele wyznaczone w *Białej Księdze* mogą być trudne do osiągnięcia, dlatego w odniesieniu do pojedynczych państw UE obniżono ten udział, np. dla Polski do 7,5% do roku 2010 i 15% do roku 2020.

W *Białej Księdze* ustalono również cele do osiągnięcia do 2010 roku oddzielnie dla każdego rodzaju OZE. W chwili obecnej już wiadomo, że w przypadku biomasy, małej energetyki wodnej i ciepła pozyskiwanego z paneli słonecznych zakładanych celów nie uda się osiągnąć. Natomiast w przypadku energetyki wiatrowej osiągnięte rezultaty są większe niż zakładano. W *Białej Księdze* dla geotermii założono dwa główne cele:

- wzrost mocy instalacji produkujących energię elektryczną do 1 000 MWe, głównie dzięki inwestycjom we Włoszech i w mniejszej części – we Francji i w Portugalii;
- wzrost produkcji energii cieplnej do poziomu 5 000 MWth (w tym 2 500 MWth dla GNE), głównie dzięki szybkiemu rozwojowi instalacji GPC.

Opierając się na obserwacji trendów, prognozuje się (*The State of Renewable Energies...*, 2008), że w roku 2010 założony poziom produkcji energii elektrycznej w instalacjach geotermalnych (990,5 MWe) w zasadzie zostanie osiągnięty, natomiast możliwości produkcyjne energii cieplnej osiągną poziom 15 834 MWth

¹White Paper – Energy for the future – renewable sources of energy – COM(97)599, za: http://europa.eu/documents/comm/white_papers/pdf/com97_599_en.pdf.

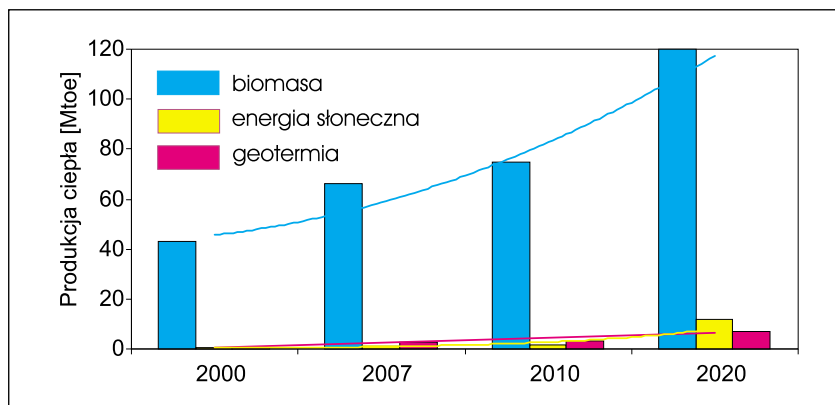
(czyli ponad 3 razy wyższy niż zakładany), w tym na instalacje GPC przypadać będzie 13 134 MWth (ok. 83%).

W 2008 r. Europejska Rada Energii Odnawialnych (EREC) opublikowała prognozę rozwoju OZE do 2020 r. (*Renewable Energy Target...*, 2008). Wybrane elementy tej prognozy zestawiono poniżej w tabeli 3 i na rysunku 3.

Tab. 3. Udział geotermii w produkcji ciepła użytkowego na tle innych odnawialnych źródeł energii w Unii Europejskiej w 2000 i 2007 roku wraz z prognozą na lata 2010 i 2020

Rodzaj OZE	Ilość produkowanego ciepła							
	Rok 2000		Rok 2007		Prognoza 2010		Prognoza 2020	
	Mtoe	[%]	Mtoe	[%]	Mtoe	[%]	Mtoe	[%]
Biomasa	43,1	97,6	66,4	94,9	75,0	94,3	120,0	86,3
Energia słoneczna	0,4	0,9	0,95	1,4	1,5	1,9	12,0	8,7
Geotermia (GWE+GNE)	0,7	1,5	2,6	3,7	3,0	3,8	7,0	5,0
Razem OZE	44,1	100,0	69,95	100	79,5	100,0	139,0	100,0
Całkowita produkcja ciepła	454,4	100,0	573,45	100,0	583,5	100,0	606,0	100,0
Udział OZE w produkcji całkowitej	44,1	9,7	70,0	12,2	79,5	13,6	139,0	22,9
Udział geotermii w produkcji całkowitej	0,7	0,15	2,6	0,45	3,0	0,51	7,0	1,16

Źródło: *Renewable Energy Target...*, 2008.



Rys. 3. Dynamika wzrostu wykorzystania odnawialnych źródeł energii do produkcji ciepła w krajach Unii Europejskiej

Z powyższych danych wynika, że udział energii geotermalnej w pokryciu zapotrzebowania na ciepło użytkowe w Unii Europejskiej jest marginalny, bo wynosi zaledwie ok. 0,45% (w 2007 r.). Prognoza zakłada, że w 2020 r. udział ten zwiększy się 2,5-krotnie i osiągnie poziom 1,16%. W bilansie energetycznym naszego

kontynentu będzie to więc ciągle procent mało znaczący. Udział geotermii w produkcji ciepła przez wszystkie OZE również będzie niewielki i mimo stopniowego wzrostu w roku 2020 osiągnie wartość 5,0%. Rozwój energetyki odnawialnej do celów grzewczych w Europie ma następować głównie w oparciu o biomasę, której udział będzie utrzymywał się cały czas na bardzo wysokim poziomie, mimo stopniowego spadku jej udziału procentowego.

2.2. Charakterystyka ogólna wykorzystania geotermii niskotemperaturowej

W przeciwieństwie do geotermii wykorzystującej źródła wysokotemperaturowe geotermia niskiej entalpii, po długim okresie stagnacji w latach 80. i na początku lat 90. XX wieku, przeżywa obecnie na świecie prawdziwy rozkwit i jest jedną z najszybciej rozwijających się dziedzin w zakresie wykorzystania energii odnawialnych.

Stopień wykorzystania tego źródła energii odnawialnej najlepiej charakteryzuje liczba i moc grzewcza zainstalowanych urządzeń GPC. W odniesieniu do krajów Unii Europejskiej dane na ten temat zestawiono w tabeli 4 (na następnej stronie). Niestety, informacje podawane przez różne instytucje monitorujące rynek geotermii i pomp ciepła są często rozbieżne i z reguły szacunkowe. Instalacje GPC, w większości o niewielkiej mocy, montowane są przeważnie w domach prywatnych, dlatego też nie wszystkie są ewidencjonowane. Informacje na ich temat uzyskiwane są głównie od producentów pomp ciepła, i to z reguły od tych większych. Na rynku europejskim monitorowaniem rozwoju energii odnawialnych, w tym geotermii, zajmuje się od 1998 r. centrum informacyjne EurObserv'ER z siedzibą w Paryżu, finansowane przez Komisję Europejską. Dane publikowane w jego periodyku można traktować jako najbardziej wiarygodne. Monitoring rynku GNE w USA i częściowo także na świecie prowadzony jest głównie przez centrum informacyjne *Geo-Heat Center* zlokalizowane przy Oregon Institute of Technology. Dane ogólne na temat rozwoju geotermii do celów grzewczych w różnych krajach na świecie można znaleźć również na stronach internetowych i w publikacjach wielu innych instytucji zajmujących się geotermią i energiami odnawialnymi.

Pod względem stopnia wykorzystania geotermii do celów grzewczych niekwestionowanym liderem wśród krajów Unii Europejskiej jest Szwecja. W kraju tym ciepło ziemi pozyskiwane jest w całości za pomocą instalacji pomp ciepła. Do krajów o średnim stopniu wykorzystania geotermii można zaliczyć Francję, Niemcy, Węgry, Austrię i Włochy. Pozostałe kraje charakteryzują się zróżnicowanym i z reguły niewielkim lub wręcz zerowym stopniem wykorzystania geotermii. W przypadku krajów skandynawskich, Holandii, Belgii, Wielkiej Brytanii, Irlandii, Czech i Estonii energia geotermalna pozyskiwana jest głównie lub wyłącznie za pomocą instalacji GPC.

Tab. 4. Zestawienie porównawcze mocy zainstalowanych GPC z łączną mocą wszystkich instalacji geotermalnych użytkowanych do celów grzewczych w krajach Unii Europejskiej – stan na 2007 r.

Kraj	Geotermia płytka – GPC		Geotermia głęboka – GWE	Geotermia łącznie (G)	Udział GPC
	Liczba instalacji	Moc zainstalowana [MWth]	Moc zainstalowana [MWth]	Moc zainstalowana [MWth]	GPC/G [%]
Szwecja	298 067	2 682,6	0,0	2 682,6	100,0
Niemcy	115 813	1 273,9	120,0	1 393,9	91,4
Francja	105 056	1 155,6	307,0	1 462,6	79,0
Dania	53 252	931,2	0,0	931,2	100,0
Finlandia	38 912	827,9	0,0	827,9	100,0
Austria	48 439	722,2	97,0	819,2	88,2
Holandia	15 230	392,0	0,0	392,0	100,0
Włochy	7 500	150,0	500,0	650,0	23,1
Polska	10 000	133,0	110,0	243,0	54,7
Czechy	6 965	112,0	4,5	116,5	96,1
Wielka Brytania	5 100	92,2	3,0	95,2	96,8
Irlandia	4 014	84,3	0,4	84,7	99,5
Belgia	7 000	69,0	3,9	72,9	94,7
Estonia	5 000	49,0	0,0	49,0	100,0
Węgry	350	15,0	694,2	709,2	2,1
Grecja	400	5,0	69,8	74,8	6,7
Słowenia	420	4,6	44,7	49,3	9,3
Litwa	200	4,3	17,0	21,3	20,2
Rumunia	40	2,0	145,1	147,1	1,4
Słowacja	8	1,4	186,3	187,7	0,7
Bułgaria	19	0,3	109,6	109,9	0,3
Łotwa	10	0,2	0,0	0,2	100,0
Portugalia	1	0,2	30,4	30,6	0,7
Razem UE-27	721 796	8 708,0	2 443,0	11 150,8	78,1

Źródło: *The State of Renewable Energies...*, 2008.

Stopień wykorzystania geotermii nie zawsze idzie w parze z liczbą zainstalowanych urządzeń GPC. W krajach o wyjątkowo korzystnych warunkach występowania wód termalnych, umożliwiających ich łatwe, bezpośrednie wykorzystanie (Węgry, Słowacja, w mniejszym stopniu także Włochy, Grecja, Słowenia), zainteresowanie tego typu urządzeniami jest niewielkie lub prawie zerowe.

Udział Polski w wykorzystaniu energii geotermalnej do celów grzewczych w Europie jest stosunkowo niewielki i stanowi zaledwie 2,2%. Jeśli chodzi o GPC, udział ten jest jeszcze mniejszy i wynosi zaledwie 1,5%.

Ilość energii cieplnej dostarczanej użytkownikom w krajach Unii Europejskiej w 2007 r. można szacować na około 1,7 Mtoe, w tym 0,91 Mtoe (53,5%) przypada na instalacje GPC. W skali całego świata udział krajów UE w wykorzystaniu energii geotermalnej do celów grzewczych można szacować na około 18-20%, natomiast w przypadku instalacji GPC – na około 40%.

W krajach Unii Europejskiej ciepło pochodzenia geotermalnego wykorzystywane jest w około 43,1% do celów rekreacji i balneologii, w 30,3% do ogrzewania budynków, w 11,2% do ogrzewania szklarni, w 6,3% w uprawach hydroponicznych oraz w niewielkim stopniu do innych celów. Podobnie jest na całym świecie.

2.3. Geotermia niskotemperaturowa w USA²

2.3.1. Aktualny stan wykorzystania geotermii niskotemperaturowej

Stany Zjednoczone są krajem o najdłuższych tradycjach i doświadczeniu w stosowaniu pomp ciepła do odzysku ciepła zgromadzonego w skałach i wodach podziemnych. Rynek GPC w tym kraju od lat jest bardzo dobrze zorganizowany i cały czas dynamicznie się rozwija przy silnym wsparciu władz stanowych i federalnych. Z doświadczeń amerykańskich korzystały i cały czas korzystają kraje europejskie rozwijające własne programy rozwoju GNE.

Pierwsze instalacje grzewcze wykorzystujące pompy ciepła powstały w USA w latach 40. XX wieku. Dopiero jednak od lat 70. możemy mówić o stałym i dynamicznym rozwoju tej technologii. W latach 90. postęp technologiczny w zakresie pomp ciepła był już tak zaawansowany, że ich stosowanie do celów grzewczych stało się ekonomicznie bardzo konkurencyjne w stosunku do konwencjonalnych źródeł energii. Dostrzegając zalety nowej technologii, rząd amerykański w ustawie Prawo Energetyczne z 1992 roku (ang. *Energy Policy Act*) zawarł postanowienia o wspieraniu rozwoju geotermii niskotemperaturowej jako alternatywnego, odnawialnego źródła energii.

W latach 1994 i 1999 prezydent Clinton podpisał specjalne rozporządzenia wykonawcze do tej ustawy, dotyczące zwiększenia efektywności ener-

²Rozdział opracowany na podstawie: Blodgett, Slack, 2009; Hughes, 2008; International Energy Agency Implementing..., 2008.

tycznej w budynkach publicznych i obniżenia kosztów ich ogrzewania oraz klimatyzacji, głównie przez upowszechnienie systemów GPC. Cele, jakie zostały nakreślone w tych rozporządzeniach, to zmniejszenie o 35% zużycia energii i zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 30% w 2010 roku w stosunku do roku 1990. Do ich osiągnięcia Agencja Ochrony Środowiska (EPA – *Environmental Protection Agency*) i Ministerstwo Energii (DOE – *Department of Energy*), we współpracy z Konsorcjum Geotermalnych Pomp Ciepła (GHPC – *Geothermal Heat Pump Consortium*), opracowały specjalny narodowy program rozwoju geotermalnych pomp ciepła o nazwie FEMP (ang. *Federal Energy Management Program*). Program ten zakładał, że w roku 2005 średni roczny poziom sprzedaży nowych instalacji tego typu wyniesie około 400 000, wobec około 40 000 w roku 2000. Ten bardzo ambitny cel nie został jak dotąd osiągnięty, ale i tak średni roczny przyrost nowych GPC, sięgający prawie 100 000 w ostatnich kilku latach, budzi podziw i świadczy o tym, że Stany Zjednoczone rzeczywiście bardzo poważnie traktują tę technologię i wiążą z nią duże nadzieje. Dzięki programowi FEMP ponad 20% wszystkich nowo instalowanych systemów GPC wykonywanych jest na zlecenie instytucji państwowych, w tym głównie armii. Ze środków publicznych wspomagane jest również przygotowywanie regionalnych i stanowych programów rozwoju GNE. W USA, niezależnie od działań podejmowanych na szczeblu federalnym, każdy stan posiada własne regulacje dotyczące OZE.

Monitoring rynku GPC i innych OZE jest prowadzony przez *Energy Information Administration*, działającą w ramach DOE. Dzięki danym gromadzonym przez tę instytucję możliwe jest wydawanie pełnego i wartościowego rocznika statystycznego dotyczącego aktualnego stanu energetyki odnawialnej w USA. Do wypełniania odpowiedniego formularza informacyjnego, pod karą grzywny, zobowiązane są wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się produkcją, importem i eksportem geotermalnych pomp ciepła. Kara wynosi nie więcej niż 2 750 \$ za każdy dzień zwłoki w postępowaniu cywilnoprawnym i nie więcej niż 5 000 \$ za każdy dzień zwłoki w postępowaniu karnym.

Całkowita moc cieplna instalacji geotermalnych zainstalowanych w USA w 2007 r. jest szacowana na około 10 897 MW_{th}, z tego około 96% przypada na instalacje GPC. Szacuje się, że w 2008 r. całkowita liczba instalacji GPC w tym kraju mogła przekroczyć 1,2 mln jednostek. Wśród wielu rodzajów stosowanych pomp ciepła te odzyskujące ciepło z gruntu i wód podziemnych nabrały szczególnego znaczenia z uwagi na ich wysoką efektywność. EPA, promując instalacje GPC, podkreśla, że w chwili obecnej są one najbardziej efektywnym rozwiązaniem w ogrzewaniu i klimatyzowaniu pomieszczeń, a ich szerokie stosowanie zwiększa bezpieczeństwo energetyczne kraju i przyczynia się do poprawy stanu środowiska. Wśród nowo budowanych instalacji około 46% stanowiły zamknięte systemy otworowe, 38% – zamknięte systemy horyzontalne i 16% – systemy otwarte wykorzystujące wody podziemne³.

³Charakterystyka systemów do odzysku ciepła ziemi przedstawiona jest w rozdz. 3.2.

Rozwój GPC na rynku amerykańskim w ciągu kolejnych lat jest prognozowany następująco (Hughes, 2008): 18 400 MWth zainstalowanej mocy w 2015 roku (wzrost o 75% w stosunku do 2007 r. i przyrost średnioroczny ok. 1 130 MWth), 66 400 MWth w 2025 r. (przyrost średnioroczny ok. 4 800 MWth) i aż 1 000 000 MWth w 2050 r. Ostatnia wartość odpowiada 83,3 mln zainstalowanych urządzeń o standardowej mocy, co wydaje się jednak mało realne do osiągnięcia.

2.3.2. Organizacja rynku

System pomocy publicznej

W chwili obecnej szybki przyrost instalowanych urządzeń GPC w USA nie wynika z pomocy publicznej udzielanej na szeroką skalę czy ze specjalnego systemu preferencji, ale z tego, że instalacje te przynoszą wymierną korzyść swoim użytkownikom. W warunkach amerykańskich koszty inwestycji przy instalowaniu GPC zaczynają być porównywalne z kosztami instalacji klasycznych systemów grzewczych, dodatkowo użytkowanie GPC jest znacznie tańsze, mniej uciążliwe i bardziej przyjazne dla środowiska. Czas zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych wynosi średnio 5-7 lat. W takiej sytuacji nie stosuje się szerzej specjalnych zachęt finansowych, a pomoc publiczna kierowana jest głównie na wzmocnienie działań promocyjnych, edukacyjnych i badawczych oraz na opracowywanie regionalnych programów rozwoju tej technologii, zwłaszcza w sektorze publicznym. Publiczna pomoc finansowa przeznaczana jest w tej chwili przede wszystkim na wsparcie rozwoju innych energii odnawialnych, w tym głównie słonecznej i wiatrowej. Niektóre stany i samorzady lokalne obejmują nią również systemy GPC. Szczegółowe informacje o zakresie i formach zachęt finansowych wspierających rozwój energii odnawialnych można znaleźć w internetowej bazie danych DSIRE (*Database of State Incentives for Renewable Energy*) prowadzonej przez DOE.

Na poziomie federalnym największą zachętą do korzystania z odnawialnych źródeł ciepła są ulgi podatkowe. Instalacje geotermalne objęte są programem podatkowych ulg inwestycyjnych (ang. *investment tax credit*) i produktowych (ang. *production tax credit*). Dodatkowo istnieją pożyczki i programy dofinansowujące, wspierające programy badawczo-rozwojowe i inne projekty dotyczące rozwoju geotermii oraz pozostałych źródeł odnawialnych. W Prawie Energetycznym z 2005 r. ustalono zwroty nadpłaty dla OZE w domach mieszkalnych lub małych firmach prywatnych. Kwota ta stanowi 25% poczynionych wydatków lub 3 000 \$ – w zależności od tego, która suma jest mniejsza.

System zapewnienia jakości

Jakość w wykonawstwie instalacji GPC zapewniona jest przez dobrze rozwinięty system certyfikacji. W zakresie pomp ciepła certyfikaty wydawane są przez *American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers* (ASHRAE), a w zakresie projektowania i wykonawstwa – przez *International Ground Source Heat Pump Association* (IGSHPA). Chociaż uzyskanie certyfikatu nie jest formalnie wymagane, by móc prowadzić działalność gospo-

darczą, to w praktyce producenci i instalatorzy, którzy nie posiadają certyfikatów tych dwóch instytucji, nie mają szans na rynku. System certyfikacji gwarantuje wysoki, profesjonalny poziom wykonawstwa instalacji GPC i przyczynia się do wzrostu zaufania do tej technologii. Właściwe, zgodne z przepisami i obowiązującymi normami technicznymi wykonawstwo instalacji jest zapewnione przez kontrolę nadzoru budowlanego i służby ochrony środowiska.

Instytucje i organizacje związane z rynkiem GPC

Ponad pół wieku rozwoju technologii GPC w USA to czas wystarczający, aby rynek okrzepł i dobrze się zorganizował. O jego rozwój wspólnie dbają instytucje państwowe, w tym głównie EPA i DOE, organizacje branżowe producentów i instalatorów GPC (np. GHPC, IGSHPA i inne) oraz ośrodki naukowo-badawcze. Zadania i rola poszczególnych instytucji są jasno określone, a wymiana informacji i współpraca są dobrze rozwinięte. Instytucją koordynującą współpracę poszczególnych partnerów rynku GPC jest ogólnokrajowa organizacja non-profit *Geothermal Heat Pump Consortium* (GHPC) z siedzibą w Waszyngtonie, powołana do życia w 1994 r.

Najbardziej uznanymi w USA i na świecie jednostkami badawczo-rozwojowymi w zakresie geotermii niskotemperaturowej i systemów GPC są: Uniwersytet w stanie Oklahoma (*Oklahoma State University*), gdzie siedzibę ma również IGSHPA oraz Instytut Technologiczny w Oregonie (*Oregon Institute of Technology*), ze znanym na całym świecie centrum geotermii *Geo-Heat Center*. Efektem prac całego środowiska naukowo-badawczego są liczne publikacje naukowe, poradniki metodyczne, wytyczne techniczne, materiały edukacyjne i narzędzia informatyczne dla projektantów systemów.

2.4. Geotermia niskotemperaturowa w Unii Europejskiej

2.4.1. Aktualny stan wykorzystania geotermii niskotemperaturowej

Mimo że odzysk niskotemperaturowego ciepła ziemi za pomocą pomp ciepła zaczął się w Europie już na początku lat 80. XX wieku, to jednak dopiero od połowy lat 90. można mówić o trwałym i szybkim rozwoju tej technologii. W latach 2004-2008 wzrost rynku europejskiego w dziedzinie wykorzystania GNE wyniósł średnio ponad 20% rocznie. Kraje europejskie, po długim okresie stagnacji, szybko nadrabiają opóźnienie w tej dziedzinie w stosunku do USA. Rozwój GNE i ogólnie całej geotermii jest elementem szerszych działań podejmowanych na szczeblu Unii Europejskiej i przez poszczególnych jej członków, które to działania mają na celu stopniowe zwiększanie udziału odnawialnych źródeł energii w ogólnym zużyciu energii. Należy jednak zaznaczyć, że w przyjętej strategii rozwoju OZE w Unii Europejskiej udział geotermii w pokryciu zapotrzebowania na energię ciepłą jest i pozostanie marginalny (tab. 3). Aktualnie obserwowane tendencje wskazują, że przynajmniej do 2020 r. wy-

korzystanie ciepła geotermalnego będzie wzrastało głównie dzięki dynamicznie rozwijającemu się rynkowi GPC.

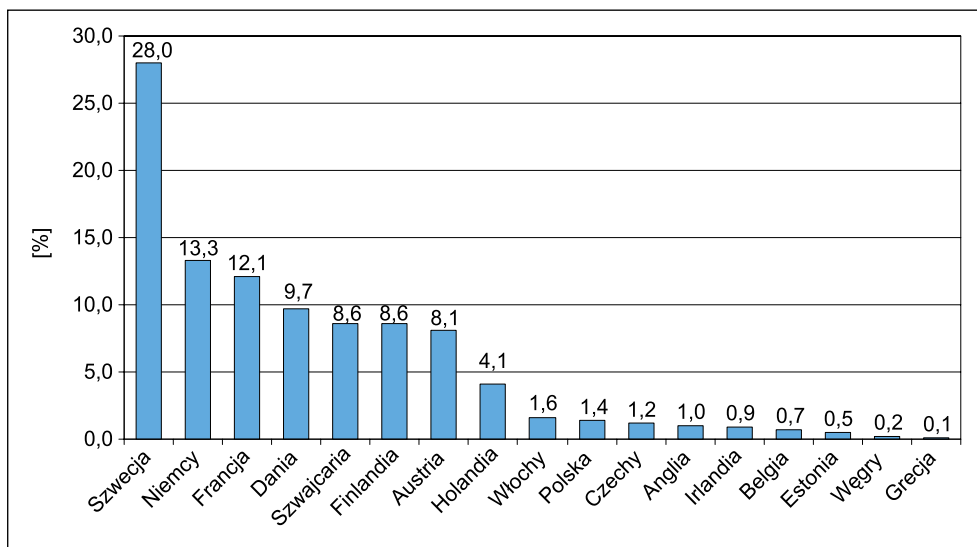
Obecny stan rozwoju rynku GPC w poszczególnych krajach europejskich można ocenić na podstawie liczby i mocy zainstalowanych urządzeń, przedstawionych w tabeli 5 oraz na rysunkach 4 i 5. Mimo że wiarygodność przekazy-

Tab. 5. Liczba i moc zainstalowanych GPC w latach 2004 i 2008 w krajach Unii Europejskiej

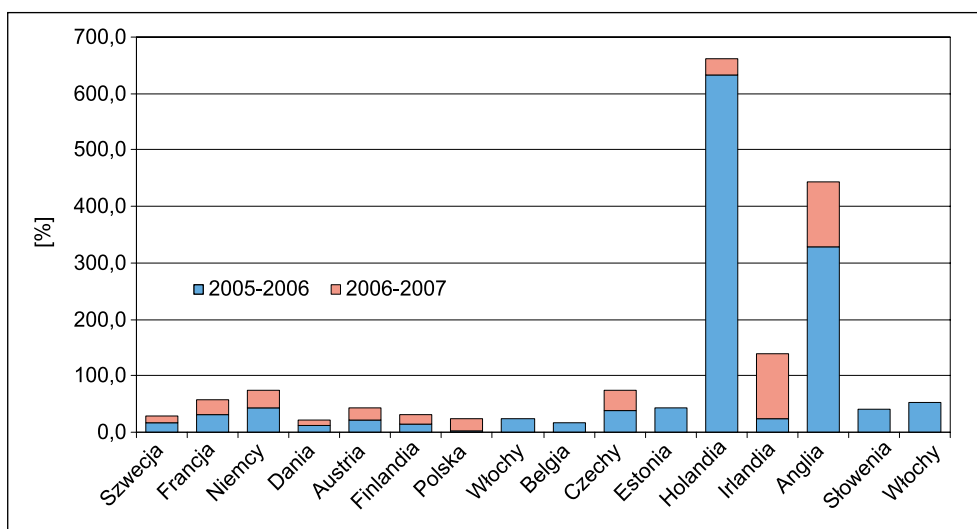
Kraj	2004*		2008**		Wskaźnik wzrostu	
	Liczba GPC	Moc [MWth]	Liczba GPC	Moc [MWth]	Liczba GPC	Moc [MWth]
Szwecja	185 531	1700,0	320 687	2 909,0	1,7	1,7
Niemcy	48 662	632,6	150 263	1 652,9	3,1	2,6
Francja	49 950	549,5	121 886	1 340,7	2,4	2,4
Austria	30 577	611,5	48 641	544,8	1,6	0,9
Finlandia	30 000	300,0	46 412	857,9	1,5	2,9
Polska	8 000	103,6	11 000	180,0	1,4	1,7
Dania	6 700	80,4	11 250	123,8	1,7	1,5
Włochy	6 000	120,0	7 500	150,0	1,3	1,3
Belgia	5 000	60,0	9 500	114,0	1,9	1,9
Czechy	2 700	47,0	9 168	147,0	3,4	3,1
Holandia	1 600	235,5	19 310	508,0	12,1	2,2
Irlandia	1 500	19,6	9 673	157,0	6,4	8,0
Estonia	1 475	15,6	4 874	63,0	3,3	4,0
Wielka Brytania	550	10,2	10 350	134,6	18,8	13,2
Węgry	400	4,0	350	15,0	0,9	3,8
Grecja	319	4,0	194	1,9	0,6	0,5
Słowenia	204	2,3	1 125	12,2	5,5	5,3
Słowacja	10	1,6	8	1,4	0,8	0,9
Litwa	4	13,6	200	4,3	50,0	0,3
Portugalia	1	0,2	1	0,2	1,0	1,0
Bułgaria	bd.	bd.	19	0,3	-	-
Rumunia	bd.	bd.	40	2,0	-	-
Łotwa	bd.	bd.	10	0,2	-	-
Razem UE	379 183	4 511,2	782 461	8 920,2	2,1	2,0

*Na podst. EurObserv'ER – *Geothermal barometer*, grudzień 2005.

**Na podst. EurObserv'ER – *Heat Pumps Barometer*, październik 2009.



Rys. 4. Procentowy udział zainstalowanej mocy grzewczej GPC w wiodących krajach europejskich w 2008 roku



Rys. 5. Procentowy przyrost liczby zainstalowanych urządzeń w latach 2005-2007 w wybranych krajach Unii Europejskiej

wanych danych jest różna, można przyjąć, że podane wartości dobrze prezentują udział i znaczenie poszczególnych krajów w europejskim rynku GPC.

W Unii Europejskiej w 2008 roku liczba pomp ciepła została oszacowana na ponad 782 000 z mocą zainstalowaną równą 8 920 MWth. Od wielu lat liderem w zakresie wykorzystania GPC jest Szwecja, na którą przypada ponad 41% wszystkich zainstalowanych na kontynencie urządzeń i 32,6% łącznej ich mocy. W kraju tym jest również najwięcej pomp ciepła w stosunku do liczby mieszkańców

(około 35 GPC na 1000 mieszkańców). Znaczący, ale znacznie skromniejszy udział mają Niemcy i Francja (19,2% i 15,6% liczby GPC), a w następnej kolejności Finlandia i Austria (ok. 6,0%). Polski udział w europejskim rynku GPC jest bardzo skromny i wynosi około 1,4% w liczbie instalacji i około 2,0% w ilości zainstalowanej mocy. W latach 2004-2008 największy przyrost nowych instalacji GPC nastąpił na Litwie (50-krotny) w Wielkiej Brytanii (ok. 19-krotny) i w Holandii (ok. 12-krotny). Około 5-6-krotny wzrost odnotowały także Irlandia i Słowenia. Na podstawie analizy dotychczasowych trendów prognozuje się, że 2010 r. w Unii Europejskiej powinno funkcjonować blisko 1,1 mln instalacji GPC o łącznej mocy zainstalowanej około 13 134 MWth (*The State of Renewable Energies...*, 2008).

Na tle innych krajów europejskich, gdzie technologia GPC rozwijana jest już od wielu lat, wykorzystanie GNE w Polsce jest ciągle niewielkie, choć z roku na rok się zwiększa. Szacuje się, że w 2008 roku liczba instalacji GPC w naszym kraju przekroczyła **11 000** sztuk o łącznej mocy **180 MWth**. Stanowi to około 1,4% wszystkich urządzeń zainstalowanych w Europie, co plasuje nas na ósmym miejscu. Według ocen producentów i dystrybutorów pomp ciepła rynek GPC w Polsce szacowany jest na około 1 000 sztuk rocznie. Dla porównania można podać, że w 2008 r. w całej Unii Europejskiej zainstalowano ponad 112 000 GPC, a w Niemczech 34 450 sztuk.

2.4.2. Polityka Unii Europejskiej w zakresie rozwoju rynku GPC

Na szczeblu Unii Europejskiej nie opracowano jak dotąd specjalnej polityki dotyczącej rozwoju geotermii. Przyjęto jedynie pewne ogólne założenia i cele, które wpisują się w całościową strategię rozwoju odnawialnych źródeł energii, zaprezentowaną w 1997 roku w *Białej Księdze* Komisji Europejskiej.

Realizacja założonych celów odbywa się w oparciu o szczegółowe programy działań. W czerwcu 2003 roku Parlament Europejski i Rada Europy przyjęły program działań na lata 2003-2006 w obszarze energii: „Inteligentna Energia – Europa” (ang. *Intelligent Energy – Europe*)⁴, który zastąpił zakończony w roku 2002 „Energetyczny Program Ramowy”. Jego celem było finansowe wspieranie inicjatyw lokalnych, regionalnych i ogólnokrajowych w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz poprawy efektywności energetycznej, ograniczania i racjonalizacji zużycia energii, wspomaganie współpracy międzynarodowej w tych dziedzinach.

W programie działań przyjętym przez Komisję Europejską na lata 2005-2008 (ang. *Sustainable Energy Europe Campaign, 2005-2008*) wytyczono dla geotermii następujące cele 15 elektrowni geotermalnych, 10 instalacji ciepłowniczych wykorzystujących wody termalne o temperaturze <60°C oraz 250 000 nowych instalacji GPC. Osiągnięcie założonych celów w przypadku GPC oka-

⁴Decyzja Nr 1230/2003/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26.06.2003 roku przyjmująca wieloletni program działania w dziedzinie energii „Inteligentna Energia-Europa” (2003-2006).

zało się jak najbardziej realne, natomiast jeśli chodzi o geotermię głęboką – nie wszystkie cele udało się osiągnąć.

23 kwietnia 2009 roku weszła w życie długo wyczekiwana i ważna Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (2009/28/WE) w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, która to dyrektywa ostatecznie przyznała status OZE pozyskiwaniu ciepła ziemi za pomocą pomp ciepła. Stworzyło to zupełnie nowe i znacznie lepsze warunki dla rozwoju tej technologii pozyskiwania ciepła.

Oprócz tego ważnym elementem unijnej polityki w zakresie oszczędnego i efektywnego wykorzystania energii jest także **poprawa efektywności energetycznej w sektorze mieszkaniowym i usługowym** (do ogrzewania pomieszczeń i przygotowywania ciepłej wody użytkowej). Sektor ten obejmuje ponad 40% końcowego zużycia energii w krajach Unii i zużycie to ciągle wzrasta, co powoduje także wzrost emisji CO₂ do atmosfery.

Poprawa efektywności energetycznej w tym sektorze jest stosunkowo najłatwiejsza do uzyskania. Wymaga podejmowania działań na rzecz zmniejszenia strat ciepła w budynkach, stosowania wysokosprawnych i energooszczędnych urządzeń grzewczych, upowszechnienia lokalnych i indywidualnych systemów dostawy energii opartych na źródłach energii odnawialnej. Duże nadzieje wiążą się z rozwojem wysokosprawnych instalacji wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w skojarzeniu (kogeneracja), wykorzystujących odnawialne źródła energii.

Najważniejszymi aktami prawnymi Unii Europejskiej regulującymi ww. zagadnienia są dwie dyrektywy:

- Dyrektywa 2002/91/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 16.12.2002 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków;
- Dyrektywa 2004/8/WR Parlamentu Europejskiego i Rady z 11.02.2004 r. w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii.

2.4.3. Projekty Unii Europejskiej promujące rozwój GPC

Mimo że w prognozach europejskich dotyczących rozwoju OZE udział geotermii jest stosunkowo skromny (tabela 3), to również w tej dziedzinie na szczeblu europejskim podejmowane są różne inicjatywy mające na celu zwiększenie efektywności i upowszechnienie wykorzystania tego źródła energii. Spośród wielu projektów zrealizowanych lub będących w trakcie realizacji, a dotyczących wykorzystania gruntowych pomp ciepła, na szczególną uwagę zasługują te wymienione poniżej⁵:

- **GEOCOOL** (*Ground Source Heat Pumps System for Cooling and Heating in the South European Region*). Projekt realizowany w ramach 5. Programu Ramowego UE (FP5) i ukończony w 2005 roku, dotyczył zastosowania GPC (pomp rewersyjnych) do ogrzewania zimą i klimatyzowania (chłodzenia) latem budynków biurowych w regionie śródziemnomorskim

⁵Za: http://ec.europa.eu/energy/intelligent/index_en.html.

Europy. Połączenie funkcji grzewczej i chłodniczej instalacji GPC ma w tych regionach szczególne uzasadnienie.

- **GROUNDHIT** (*Ground Coupled Heat Pumps of High Technology*). Projekt realizowany w ramach 6. Programu Ramowego UE (FP6), zakończony w 2006 roku. Głównym jego celem był wzrost efektywności grzewczej i ekonomicznej GPC w Europie i zbliżenie się w tym zakresie do poziomu osiągniętego w USA. W projekcie uczestniczyły instytucje z 11 krajów UE, w tym także z Polski, która reprezentowana była przez Uniwersytet Śląski.
- **EARTH** (*Extend Accredited Renewables Training for Heating*). Projekt realizowany był jako część ramowego programu energetycznego UE o nazwie SAVE. Uczestniczyło w nim 9 krajów: Austria, Bułgaria, Finlandia, Wielka Brytania, Niemcy, Grecja, Hiszpania, Litwa i Słowenia. Polska nie była reprezentowana. Jego celem było promowanie stosowania do celów grzewczych kotłów na biomasę, gruntowych pomp ciepła i kolektorów. Projekt miał bardzo praktyczny charakter i polegał głównie na przeprowadzeniu 18 kursów szkoleniowych w zakresie technicznych aspektów projektowania i instalowania wymienionych wyżej systemów grzewczych. Zakończył się w 2006 roku.
- **EU-CERT.HP** (*European Certified Heat Pump Installer*). Projekt realizowany był jako część ramowego programu energetycznego UE o nazwie SAVE. Uczestniczyło w nim 10 partnerów (w tym EHPA) z 9 krajów: Francji, Austrii, Włoch, Wielkiej Brytanii, Irlandii, Szwecji, Niemiec, Czech i Słowenii. Polska nie była reprezentowana. Projekt zakończony w 2006 r. dotyczył opracowania i wdrożenia Europejskiego Programu Szkoleń i Europejskiego Programu Certyfikacji dla instalatorów systemów pomp ciepła oraz opracowania i wprowadzenia europejskiego znaku jakości *Certified Heat Pump Installer*, co miaoby przyczynić się do zwiększenia zaufania klientów do tej technologii GPC.
- **SHERPHA** (*Sustainable Heat and Energy Research for Heat Pump Applications*). Projekt rozpoczęty w 2004 roku i zakończony w 2007, realizowany był w ramach 6. Programu Ramowego UE (FP6). Jego głównym celem było opracowanie nowej generacji pomp ciepła dla systemów ogrzewania spełniających najwyższe wymagania efektywnego użytkowania energii i ochrony środowiska, a następnie przekazanie opracowanych rozwiązań technicznych do praktycznego stosowania w krajach UE. Koordynatorem projektu była francuska instytucja naukowo-badawcza GRETh z siedzibą w Grenoble, wspólnie z Europejskim Stowarzyszeniem Pomp Ciepła (EHPA). Łącznie w projekcie wzięło udział 35 partnerów z 13 krajów UE: wyższe uczelnie, instytuty badawcze, stowarzyszenia oraz producenci i instalatorzy urządzeń. Polska reprezentowana była przez firmę HIBERNATUS Sp. z o.o. z Wadowic.
- **ThERRA** (*Thermal Energy from Renewables – References and Assessment*). Projekt rozpoczęty w styczniu 2006 roku, a zakończony w grudniu 2008 roku. Wzięło w nim udział 7 krajów. Polska była reprezentowana przez Krajową Agencję Poszanowania Energii (KAPE). Podstawowym celem

projektu ThERRA było rozwinięcie i rozpowszechnienie metodologii monitoringu produkcji ciepła ze źródeł odnawialnych. Porównywane były definicje odnawialnych źródeł energii i metodologie gromadzenia danych statystycznych ówczesnie funkcjonujące w poszczególnych krajach. Efektem projektu miało być wypracowanie wspólnego i akceptowanego przez zainteresowane instytucje (Komisja Europejska, EUROSTAT, Międzynarodowe Stowarzyszenia, urzędy statystyczne poszczególnych krajów) podejścia do zagadnienia zbierania danych dotyczących produkcji ciepła ze źródeł odnawialnych.

- **GROUND-REACH** (*Reaching the Kyoto Targets Ground Source Heat Pumps*). Projekt rozpoczęty w styczniu 2006 r. i zakończony w grudniu 2008 r. jest najlepszym przykładem wzrastającego i poważnego zainteresowania Unii Europejskiej rozwojem i upowszechnieniem technologii GPC w krajach członkowskich. Uczestniczyło w nim 21 instytucji publicznych, ośrodków naukowych i firm z różnych krajów Unii Europejskiej, w tym m.in. EGEC, EHPA, ADEME. Polska reprezentowana była przez Narodową Agencję Poszanowania Energii SA. Projekt ten miał ogromne znaczenie dla rozwoju geotermii niskiej entalpii w Europie, ponieważ w szerokim zakresie tematycznym obejmował następujące zagadnienia:
 - Analizę i ocenę możliwości wykorzystania geotermii niskiej entalpii (instalacji GPC) w ogrzewaniu i klimatyzowaniu pomieszczeń wraz z oceną znaczenia tej technologii dla redukcji emisji CO₂ oraz zmniejszenia zapotrzebowania krajów UE na energię pierwotną. W ramach tego planowano wykonać szczegółowy przegląd i analizę dostępnych informacji statystycznych, aktualnie stosowanych technologii w sektorze ogrzewania i klimatyzowania pomieszczeń, metod i narzędzi obliczeniowych w projektowaniu instalacji, metodyki oceny emisji gazów cieplarnianych i przeliczania ich na ekwiwalent CO₂. Celem głównym była ocena potencjalnego znaczenia instalacji GPC aby osiągnąć cele konferencji z Kioto (zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych). Według ADEME około 18% gazów cieplarnianych (CO₂) emitowanych do powietrza w Europie związanych jest z ogrzewaniem i klimatyzowaniem pomieszczeń oraz przygotowaniem ciepłej wody użytkowej. Od 1990 roku tylko w tym sektorze i w sektorze transportu obserwuje się na całym świecie tendencję wzrostową emisji CO₂. W innych sektorach następuje stopniowy spadek. Szerokie upowszechnienie stosowania pomp ciepła w sektorze mieszkaniowym może przyczynić się do znaczącego zmniejszenia zużycia energii, a w konsekwencji także do redukcji emisji CO₂ do atmosfery.
 - Zebranie i porównanie informacji na temat systemów GPC stosowanych w Europie w celu przedstawienia ich zalet i wyboru najlepszych praktyk.
 - Analizę znaczenia technologii GPC, aby osiągnąć cele dyrektywy dotyczącej efektywności energetycznej budynków (Dyrektywa 2002/91/WE). Analiza ta miała zawierać przede wszystkim ocenę technicznych, środo-

- wiskowych i ekonomicznych uwarunkowań stosowania technologii GPC. Efektem pracy tego zespołu miało być także opracowanie poradnika metodycznego dla architektów i projektantów systemów.
- Zdefiniowanie barier legislacyjnych, technicznych, ekonomicznych i różnych innych utrudniających rozwój technologii GPC w krajach UE i zaproponowanie działań do ich przezwyciężenia.
 - Opracowanie i jak najszybsze uruchomienie w skali całej Europy szeroko zakrojonej kampanii promującej wykorzystanie technologii GPC do ogrzewania i klimatyzowania pomieszczeń. Zakładano powołanie do życia Europejskiego Komitetu Geotermalnych Pomp Ciepła (*European Geothermal Heat Pump Committee*) na wzór organizacji IGSHA w USA.
- **IGEIA** (ang. *Integration of Geothermal Energy into Industrial Applications*). Program, który ruszył w styczniu 2007 r. i zakończył się w maju 2009 roku. Wzięło w nim udział 5 krajów europejskich, bez Polski. Celem projektu była analiza sektora przemysłowego w krajach partnerskich pod kątem możliwości szerszego wykorzystania energii geotermalnej.
 - **GTR-H** (ang. *GeoThermal Regulation – Heat*). Projekt rozpoczęty w listopadzie 2006 r. i zakończony w październiku 2009 r. Brało w nim udział 8 instytucji z różnych krajów. Polska reprezentowana była przez Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN. Celem projektu była identyfikacja barier i braków w ustawodawstwie oraz przepisach prawnych dotyczących energii geotermalnej w czterech docelowych krajach partnerów projektu (Węgry, Irlandia, Irlandia Północna i Polska). Na tej podstawie dalsze cele sformułowane zostały następująco: ustalenie odpowiednich rozwiązań prawnych dotyczących geotermii w krajach docelowych projektu na podstawie doświadczeń trzech innych krajów UE (Francja, Niemcy, Holandia), które dysponują właściwym ustawodawstwem; wzmocnienie i poszerzenie sieci współpracy w zakresie legislacji dotyczącej energii geotermalnej; zachęcanie do międzynarodowych inwestycji w sektorze geotermii; dostarczenie rozwiązań pozwalających na pokonywanie barier społeczno-ekonomicznych istniejących na poziomie krajowym; uzyskanie akceptacji rządów krajowych w sprawie uwzględniania energii geotermalnej w państwowej legislacji dotyczącej środowiska, energii, wód i zasobów naturalnych⁶.
 - **GEOTRAINET** (ang. *Geo-Education for a Sustainable Geothermal Heating and Cooling Market*). Projekt edukacyjny, który rozpoczął się we wrześniu 2008 roku. Jego zakończenie przewidziane jest na luty 2011 roku. W projekcie uczestniczy 8 krajów z Unii Europejskiej, nie ma wśród nich Polski. Program ma na celu wypracowanie dla obszaru całej Unii Europejskiej systemu certyfikacji instalacji geotermalnych dla projektantów (geologów, geotechników, inżynierów w zakresie ciepłownictwa i klimatyzacji) i instalatorów systemów GPC. W projekcie przewidziano opracowanie programów szkoleń, przygotowanie materiałów dydaktycznych oraz platformy e-learningowej.

⁶Za: <http://www.gtrh.eu/polish.html>.

2.4.4. Organizacja rynku i uwarunkowania jego rozwoju

Rynek pomp ciepła w Unii Europejskiej jest bardzo dobrze ukształtowany w Szwecji, Niemczech i Francji. W Danii, Finlandii, Austrii i Holandii ma bardzo duży potencjał i szybko się rozwija. W pozostałych krajach jest w początkowej, dość chaotycznej fazie wzrostu albo w ogóle się nie rozwija (tabela 5). Mimo występujących różnic, rynek ten jest jednak coraz lepiej zorganizowany, co przejawia się głównie w intensyfikacji współpracy międzynarodowej i w działaniach informacyjnych promujących wykorzystywanie pomp ciepła do ogrzewania i klimatyzacji pomieszczeń.

W odróżnieniu od USA, w Europie nie ma jeszcze organizacji, która zajmowałaby się wyłącznie problematyką geotermalnych pomp ciepła. W ramach projektu GROUND-REACH, który zakończył się w grudniu 2008 roku, powołano jedynie Europejski Komitet Gruntowych Pomp Ciepła (EGSHPC – *European Ground Source Heat Pump Committee*), który ma wspierać i koordynować działania w kierunku rozwoju technologii GPC w Europie podejmowane przez EGEC i EHPA oraz inne instytucje. Do najważniejszych instytucji i organizacji o zasięgu europejskim, które zajmują się problematyką GNE oraz publikują dane i informacje na jej temat, należą:

- EHPA – Europejskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła (*European Heat Pump Association*) z siedzibą w Brukseli to główna organizacja grupująca przedsiębiorstwa i instytucje zajmujące się wykorzystaniem OZE za pomocą pomp ciepła. Utworzona w lutym 2000 roku. Na koniec 2004 roku zrzeszała 73 członków z 21 krajów oraz jednego członka honorowego. Polskę reprezentuje Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła z siedzibą w Gdańsku. Od 2000 roku wydają informator *European Heat Pump News* (www.ehpa.org).
- EGEC – Europejska Rada Energii Geotermalnej (*European Geothermal Energy Council*) z siedzibą w Brukseli. Prowadzi dobrze zaprojektowaną stronę internetową *Geothernet*, zawierającą wiele cennych informacji dla różnych odbiorców. Strona sponsorowana jest przez Komisję Europejską (www.egeg.org).
- EREC – Europejska Rada Energii Odnawialnych (*European Renewable Energy Council*) z siedzibą w Brukseli zrzesza m.in. EGEC (www.erec-renewables.org).
- EEA – Europejska Agencja Ochrony Środowiska (*European Environment Agency*) z siedzibą w Kopenhadzie; prowadzi stronę internetową z informacjami również w języku polskim (www.eea.europa.eu).
- EurObserv'ER – Centrum Informacyjne EurObserv'ER z siedzibą w Paryżu. Powołane do życia w 1997 roku. Monitoruje rynek OZE, wykonuje analizy i ekspertyzy, prowadzi szkolenia i seminaria. Zarządza portalem internetowym (www.eurobserv-er.org), gdzie publikowane są m.in. okresowe raporty przygotowywane dla Komisji Europejskiej, w tym specjalny raport dotyczący geotermii (w języku angielskim *Geothermal Barometer* i francuskim *Le baromètre de la géothermie*).

Certyfikaty i standaryzacja w Europie

W chwili obecnej nie ma w Unii Europejskiej jednolitego systemu certyfikacji i opracowanych wspólnych standardów w zakresie projektowania i wykonawstwa systemów wykorzystujących pompy ciepła, co ma się zmienić po 1 stycznia 2013 roku, kiedy to zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE wszystkie kraje członkowskie mają zaprezentować plany edukacyjne w celach certyfikacji instalatorów i innych osób zajmujących się GPC. W krajach, gdzie rynek pomp ciepła jest najlepiej zorganizowany, istnieją już instytucje kontrolujące i wspomagające jego rozwój. Najważniejsze z nich znajdują się w:

- Szwecji – *Swedish National Research and Testing Institute* z siedzibą w Boras. Testują pompy ciepła wg normy europejskiej EN-14511 i wydają dla nich certyfikaty krajowe.
- Austrii – *Austrian Institute of Technology (AIT)* z siedzibą w Wiedniu. Testuje pompy ciepła na rynku krajowym i wydaje dla nich certyfikaty. Odgrywa bardzo aktywną rolę w szkoleniach instalatorów.
- Francji – *Centre Technique des Industries Aérauliques et Thermiques (CETIAT)* w Lyonie. Testuje urządzenia chłodzące i grzewcze. Nie ma systemu certyfikacji dla pomp ciepła.
- Szwajcarii – *Bundesamt für Energie (BFE) Bereich Wärmepumpen, Interstaatliche Hochschule für Technik NTB* z siedzibą w Buchs. Odgrywa on znaczącą rolę w zapewnieniu jakości produktów i usług na rynku krajowym.
- Niemczech – firma *Technischer Überwachungs-Verein (TÜV)*, zajmująca się m.in. bezpieczeństwem produktów, która jest akredytowanym laboratorium do testowania pomp ciepła.

W Szwecji, Francji, Austrii, Niemczech i Szwajcarii jest stosowany również system jakości pomp ciepła sprawdzający, czy urządzenia są przyjazne dla środowiska (tzw. *eco-labeling*). Aby uzyskać prawo do posługiwania się etykietką „przyjazne dla środowiska”, urządzenia muszą spełniać szereg kryteriów z zakresu efektywności, bezpieczeństwa, hałasu, jakości materiałów informacyjnych, kompetencji instalatorów, jakości serwisu i innych.

Kraje niemieckojęzyczne porozumiały się w sprawie wspólnych kryteriów dotyczących oceny jakościowej pomp ciepła. Kryteria te są znane pod nazwą *DACH-Gutesiegel* (od pierwszych liter nazw krajów) i uwzględniają: efektywność energetyczną, instrukcję obsługi, gwarancję, jakość serwisu, dostępność części zamiennych i inne. W chwili obecnej w Europie jest to najlepiej rozpoznawany certyfikat jakości pomp ciepła.

Wymagania w zakresie kompetencji instalatorów

Instalacje grzewcze i/lub klimatyzacyjne wykorzystujące pompy ciepła są znacznie bardziej skomplikowane w zastosowaniu niż instalacje klasyczne dotychczas stosowane i stąd też wymagają szczególnych kompetencji ze strony projektantów i instalatorów. Właśnie brak wystarczającej liczby wykwalifikowanych specjalistów był, a w wielu krajach nadal jest, główną przyczyną trudności w rozwoju rynku pomp ciepła. Potrzeba stałego szkolenia projektantów

i instalatorów pomp jako niezbędnego warunku szybkiego upowszechnienia się tej technologii jest dobrze znana na szczeblu Unii Europejskiej. Od 2002 roku pod patronatem EHPA realizowany był międzynarodowy projekt mający na celu inicjowanie i rozwijanie szkoleń na rynkach krajowych w oparciu o doświadczenia takich krajów, jak: Szwecja, Austria, Niemcy i Szwajcaria. Projekt ten był kontynuowany i rozwijany w ramach nowego projektu Ground-Reach. W chwili obecnej szkolenia dla instalatorów, kończące się uzyskaniem certyfikatu kompetencji, prowadzone są przez wszystkich większych producentów pomp ciepła. Zgodnie z dyrektywą UE 2009/28/WE do 31 grudnia 2012 r. kraje członkowskie mają zapewnić wszystkim instalatorom płytkich systemów geotermalnych oraz pomp ciepła dostęp do szkoleń w celu uzyskania certyfikacji. Programy szkoleń, uwzględniając ogólne wytyczne europejskie, mogą wykorzystywać również krajowe systemy i struktury organizacyjne. Każde państwo członkowskie musi uznawać certyfikaty przyznane przez inne państwa członkowskie.

Instalatorzy urządzeń będą uzyskiwali certyfikaty w ramach szkoleń prowadzonych przez akredytowanego organizatora i według akredytowanego programu. Ich ważność ma być ograniczona do kilku lat, aby zmusić instalatorów do ciągłego poszerzania swej wiedzy. Państwa członkowskie będą prowadziły akredytację programu lub organizatora szkoleń we własnym zakresie. Organ akredytujący zapewnić ma ciągłość programu szkoleń oferowanego przez ich organizatora oraz zadbać o regionalny lub ogólnokrajowy zasięg tego programu. Organizator szkoleń powinien posiadać odpowiednie urządzenia techniczne do zajęć praktycznych, w tym sprzęt laboratoryjny. Oprócz szkoleń podstawowych organizator powinien także oferować krótsze szkolenia przypominające, obejmujące wybrane tematy, w tym zagadnienia dotyczące nowych technologii, umożliwiające ciągłe dokształcanie pracowników w zakresie instalacji. Organizator szkoleń może być producentem urządzeń lub systemu, instytucją lub stowarzyszeniem.

Szkolenie prowadzące do certyfikacji lub uznania kwalifikacji instalatora obejmować powinno zarówno część teoretyczną, jak i praktyczną. Po zakończeniu szkolenia instalator musi posiadać taki poziom umiejętności wymaganych do instalacji właściwych urządzeń i systemów, aby spełniały one wymogi klienta w zakresie ich eksploatacji i niezawodności, cechowały się solidną jakością rzemieślniczą oraz były zgodne ze wszystkimi obowiązującymi zasadami i normami, w tym dotyczącymi oznakowania energetycznego i ekologicznego. Szkolenie kończyć się będzie egzaminem, na podstawie którego wydany zostanie certyfikat lub zostaną uznane kwalifikacje.

Część teoretyczna szkolenia dla instalatora pomp ciepła powinna obejmować m.in. następujące zagadnienia: sytuację rynkową w zakresie pomp ciepła, zasoby geotermalne i temperatury gruntu w różnych regionach, identyfikacja gleby i skał pod względem określenia przewodności cieplnej, regulacje prawne dotyczące wykorzystania zasobów geotermalnych, możliwość zastosowania pomp ciepła w budynkach, parametry techniczne pomp, zasady bezpieczeństwa i wiele innych. Szkolenie powinno dostarczyć także odpowiednią wiedzę

w zakresie europejskich norm dotyczących pomp ciepła oraz odpowiednich przepisów prawa krajowego i wspólnotowego.

Główne bariery utrudniające rozwój rynku GPC

W raporcie przygotowanym na zamówienie Szwedzkiego Stowarzyszenia Pomp Ciepła – SVEP (Forsen, 2005) wyróżniono następujące główne bariery utrudniające rozwój rynku pomp ciepła (w tym rynku GPC) w Europie:

- **Bariery psychologiczne wynikające z braku wiedzy.** Występują w różnych krajach i w różnym natężeniu. Obserwowane wśród decydentów, polityków i szerokiego ogółu społeczeństwa, wynikają głównie z braku profesjonalnie przygotowanej i rozpowszechnionej informacji na temat technologii pomp ciepła i korzyści płynących z jej stosowania. Inne odnawialne źródła energii, dzięki szerokim kampaniom reklamowym i wsparciu władz, są znacznie lepiej znane.
- **Wysokie koszty początkowe instalacji pomp ciepła.** W wielu przypadkach czynnik ten jest główną barierą, mimo że rentowność ekonomiczna instalacji liczona w odniesieniu do całego okresu jej użytkowania (minimalnie przyjmuje się 20 lat) jest bardzo zachęcająca i konkurencyjna w stosunku do rozwiązań konwencjonalnych. Dodatkowym argumentem marketingowym powinny być m.in.: przyjazny charakter dla środowiska, komfort dla użytkowników oraz bezobsługowość.
- **Negatywny odbiór technologii pomp ciepła.** Szybki i chaotyczny wzrost rynku w wielu krajach przyciąga niekompetentnych sprzedawców urządzeń i usług instalacyjnych, którzy nie są w stanie zapewnić odpowiednio efektywnej i bezawaryjnej pracy systemów ciepłowniczych. Takie sytuacje pojawiały się w wielu krajach, nawet w momencie podejmowania ambitnych programów w zakresie oszczędności energii. Przykładem może być zapaść sprzedaży nowych urządzeń w latach 80. XX wieku obserwowana w wielu krajach Europy.
- **Zaniżenie cen energii ze źródeł konwencjonalnych.** Niskie ceny energii uzyskiwanej ze źródeł konwencjonalnych, nie odpowiadające rzeczywistym kosztom jej wytworzenia (np. z powodu dotacji państwowych), są poważną barierą rozwoju rynku pomp ciepła w niektórych krajach Europy. Polska jest tutaj typowym przykładem takiej sytuacji. Nawet jeśli systemy pomp ciepła są konkurencyjne ekonomicznie w stosunku do rozwiązań konwencjonalnych, uzyskiwane korzyści finansowe są zbyt małe, by zachęcić do ich stosowania. Pozafinansowe argumenty są w tym przypadku najczęściej niewystarczające. Bariera ta może być pokonana dzięki stosowaniu różnego rodzaju zachęt finansowych, np. ulg podatkowych, dotacji, preferencyjnych kredytów, dopłat za zmniejszenie emisji CO₂ itp.

Wiodący producenci pomp ciepła

Obecnie na naszym kontynencie jest kilkadziesiąt znaczących producentów, głównie szwedzkich i niemieckich. Rynek jest coraz bardziej kontrolowany przez wielkie grupy, które zakupują firmy specjalizujące się w produkcji pomp ciepła.

Największym producentem pomp w Europie jest przedsiębiorstwo szwedzkie *IVT Industrier*, z przedstawicielstwem w Polsce (Gdańsk). Głównym konkurentem *IVT Industrier* na rynku skandynawskim jest druga szwedzka firma *Nibe Heating*, specjalizująca się w produkcji różnych instalacji i urządzeń grzewczych, również z przedstawicielstwem w Polsce (Białystok). Trzecia szwedzka firma, specjalizująca się od wielu lat w produkcji pomp ciepła – *Thermia Varne AB*, od 2005 roku wchodzi w skład międzynarodowego koncernu DANFOSS, który w Grodzisku Mazowieckim otworzył bardzo nowoczesną i jedną z większych w Europie fabryk pomp ciepła. Spośród firm niemieckich należy wymienić przede wszystkim przedsiębiorstwo *Ochsner Warmepumpen GmbH* posiadające dwie fabryki w Monachium i Lintzu, które jest największym producentem pomp ciepła na rynku niemieckim i austriackim. Ważnym europejskim producentem jest szwajcarska filia niemieckiego koncernu *Viessmann*, która po połączeniu się z firmą *Satag Thermotechnik* produkuje urządzenia tej marki. Firma ma bardzo silną pozycję na rynku szwajcarskim, niemieckim, francuskim, hiszpańskim, słowackim oraz w Azji. Ważnymi niemieckimi producentami pomp ciepła są również firmy: *Alpha-InnoTec*, *Stiebel Eleton* i *Waterkotte*. We Francji największym producentem pomp ciepła jest firma *France Géothermie*.

2.5. Geotermia niskotemperaturowa w wybranych krajach europejskich

Do charakterystyki wybrano kraje, w których rozwojowi GNE przypisuje się duże znaczenie, a stan organizacji rynku oraz doświadczenia w zakresie instalacji GPC są już mocno zaawansowane i mogą służyć jako przykład w tworzeniu polityk krajowych w zakresie rozwoju geotermii niskotemperaturowej.

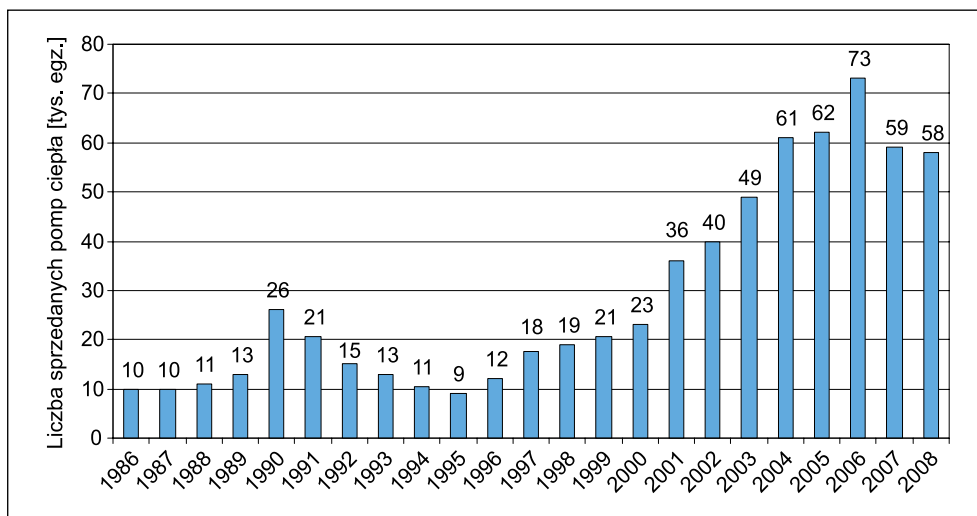
Szwecja⁷

Systemy GPC zyskały dużą popularność w tym kraju na początku lat 80. XX wieku, głównie w związku z kryzysem naftowym z końca lat 70. W 1985 roku pracowało już około 50 000 tego typu instalacji. Następne 10 lat to okres stagnacji wywołanej niskimi cenami nośników energii oraz niską jakością stosowanych pomp ciepła. W okresie tym rocznie montowano około 2 000 nowych instalacji GPC, co na warunki europejskie było i tak znaczącą liczbą. Gwałtowny i szybki wzrost liczby instalowanych GPC nastąpił dopiero w 1996 roku, głównie dzięki poważnemu zaangażowaniu się państwa w rozwój i promocję tej technologii.

Rozwój rynku pomp ciepła w ostatnim 20-leciu (według liczby sprzedanych urządzeń wszystkich typów) obrazuje rysunek 6.

W 2008 roku łączna sprzedaż pomp ciepła na rynku krajowym wyniosła około 58 000, z czego 43% przypadało na systemy GPC. Największą sprzedaż odnotowano w 2006 roku; wyniosła ona ponad 40 000, ze sprzedażą na poziomie 41%

⁷Rozdział opracowany na podstawie: Lund, 2003; Forsen, 2005.



Rys. 6. Sprzedaż pomp ciepła w Szwecji w latach 1986-2008

w stosunku do rynku unijnego. W kolejnych latach nastąpił spadek zainteresowania GPC do wartości blisko 30 000 rocznie. Jednakże według stanu na rok 2008 Szwecja, która posiada ponad 320 000 instalacji GPC o łącznej mocy 2 909 MWth, daleko wyprzedza inne kraje europejskie, jeśli chodzi o wykorzystanie energii geotermalnej niskiej entalpii i nie wydaje się, aby w ciągu najbliższych kilku lat sytuacja ta uległa zmianie. Stosunek liczby GPC do liczby mieszkańców w 2007 roku wynosił 35 GPC na 1 000 mieszkańców, natomiast stosunek do powierzchni kraju – 0,7 GPC na 1 km² powierzchni (Sanner, 2009b).

Według danych SVEP w nowo budowanych domach mieszkalnych montowanych jest ponad 80% GPC; jeśli chodzi o domy już istniejące – sytuacja wygląda podobnie. Pompy ciepła wykorzystujące systemy zamknięte stanowią 18% instalacji produkujących energię cieplną. Przeważają w nich instalacje pionowe (ok. 70%) o średniej głębokości otworu około 120 m, choć oczywiście bywają i głębsze. Należy podkreślić, że rozwój geotermii w Szwecji skoncentrowano głównie na wykorzystaniu niskotemperaturowych źródeł ciepła (gruntów i wód podziemnych) możliwych do odzyskania jedynie za pomocą pomp ciepła. Instalacje wykorzystujące ciepło wysokiej entalpii praktycznie nie mają znaczenia. Jednak wśród produkowanych pomp ciepła zaczyna wzrastać udział pomp wykorzystujących powietrze jako podstawowe źródło. Stanowią one, w różnej formie, już 28% instalacji produkujących ciepło na szwedzkim rynku.

Do najważniejszych czynników sprzyjających stosowaniu pomp ciepła w ogrzewaniu budynków należy zaliczyć:

- Niską jak na warunki europejskie cenę energii elektrycznej, która wytwarzana jest prawie w całości w hydroelektrowniach i elektrowniach jądrowych. Cena ta stanowi około 80% średniej ceny europejskiej.
- Stosunkowo wysokie, w porównaniu ze średnią w UE ceny konwencjonalnych nośników energii, w tym zwłaszcza gazu ziemnego i ropy naftowej.

- Obowiązujące przepisy prawa budowlanego. W 1984 roku prawo budowlane wprowadziło zasadę, że temperatura wody dostarczana do systemów grzewczych pomieszczeń nie powinna być wyższa niż 55°C w porównaniu z 80°C stosowanymi wcześniej. Powszechnie stosowane w Szwecji ogrzewanie podłogowe wymaga temperatur 35-28°C.

W latach 1981-1991 dostępne były dotacje państwowe. Forma zależała od typu i wielkości urządzenia, a także jego przeznaczenia. Były to pożyczki lub dopłaty (*Geothermal Heating & Cooling...*, 2007). Aktualnie dobrze zorganizowany rynek GPC nie korzysta już z żadnych subwencji rządowych. Natomiast 1 lutego 2009 roku weszła nowa regulacja dotycząca nowo budowanych obiektów, która określa limity wykorzystanej energii. Dzięki niej przewiduje się większy udział w wykorzystaniu GPC w nowych budynkach (Forsen, 2009).

Francja⁸

Francja ma długą tradycję i duże doświadczenie w wykorzystywaniu energii geotermalnej do celów grzewczych. W Europie zajmuje pod tym względem czwarte miejsce, po Islandii, Węgrzech i Włoszech. Rynek pomp ciepła w tym kraju miał podobną historię jak w Szwecji. Po gwałtownym rozwoju na początku lat 80. XX wieku i późniejszej stagnacji od 1997 r. następuje ponowny i stały tym razem rozwój tego rynku.

W 2008 roku Francja zajmowała w Unii Europejskiej trzecią pozycję, po Szwecji i Niemczech, jeśli chodzi o liczbę zainstalowanych urządzeń GPC. Wzrost ich sprzedaży w latach 2005-2008 kształtował się na poziomie 25-30%. Mimo stosunkowo dużej liczby sprzedawanych urządzeń wykorzystywanie pomp ciepła do celów grzewczych nie jest jeszcze tak powszechne jak w Szwecji czy w Szwajcarii. Jedynie 5% nowo budowanych budynków mieszkalnych wyposażonych jest w systemy grzewcze wykorzystujące pompy ciepła, przy czym tylko 25% to systemy GPC, a reszta to systemy odzyskujące ciepło z powietrza.

W chwili obecnej jedynie około 5% energii cieplnej zużywanej we Francji pochodzi ze źródeł odnawialnych, głównie z biomasy (ok. 78%). Udział energii geotermalnej jest niewielki i wynosi około 2%, z czego prawie 70% przypada na instalacje GPC. Stosunek GPC do liczby mieszkańców w 2007 roku wynosił 3 GPC na 1 000 mieszkańców, natomiast stosunek do powierzchni kraju to prawie 0,2 GPC na 1 km² powierzchni (Sanner, 2009). Specyfiką Francji jest wysoka sprzedaż pomp ciepła do klimatyzowania pomieszczeń latem, sięgająca prawie 220 000 urządzeń rocznie (tj. około 10 razy więcej niż urządzeń wykorzystywanych do celów grzewczych).

Rynek pomp ciepła we Francji jest bardzo dobrze zorganizowany, co również przyczynia się do szybkiego rozwoju tej dziedziny energii odnawialnych. W lutym 2002 roku zostało powołane do życia Francuskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła (AFPAC), grupujące producentów i instalatorów pomp ciepła,

⁸Opracowano na podstawie materiałów informacyjnych publikowanych na stronach internetowych ADEME i AFPAC (www.ademe.fr, www.costic.com/afpac).

biura projektowe, organizacje publiczne i pozarządowe. Organizacja ta jest członkiem Europejskiego Stowarzyszenia Pomp Ciepłych (EHPA).

ADEME wspólnie z BRGM, opierając się na analizie tendencji światowych oraz potencjału krajowego, opracowały scenariusz rozwoju geotermii możliwy do zrealizowania z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia (zamieszczony na stronie: www.geothermie-perspectives.fr). Zakładano w nim, że w 2010 roku geotermia będzie dostarczała około 0,7 Mtoe/rok energii cieplnej. Ilość CO₂ emitowanego do atmosfery zmniejszy się dzięki temu o 1,75 miliona ton rocznie. Udział geotermii w produkcji energii cieplnej wśród OZE zwiększyłby się z 2% do 4%. Aby osiągnąć ten cel, założono, iż geotermia będzie się rozwijać w trzech kierunkach:

1. Rozwój GPC w budynkach indywidualnych. Cel: w 2010 roku 20% nowych budynków będzie wyposażonych w te systemy. Łączna liczba instalacji osiągnie ok. 300 000 (tj. prawie 3 razy więcej niż w 2007 roku).
2. Rozwój GPC w budynkach komercyjnych i użyteczności publicznej lub dla minisieci ciepłowniczych, ogrzewania basenów, stadionów, szklarni itd. Instalacje średnich rozmiarów, oparte na wodach podziemnych lub polach sond geotermalnych pionowych. W tej chwili aktualizuje się dane o warunkach geologicznych w konfrontacji z lokalnymi potrzebami.
3. Geotermia głęboka dla sieci ciepłowniczych – głównie w regionie paryskim i regionie Bordeaux. Mimo że od 1987 roku nie wybudowano żadnej nowej instalacji, uważa się, że w warunkach francuskich są one opłacalne i mają wiele zalet. Wynika to z dobrego rozpoznania zasobów wód termalnych, niskiego kosztu produkcji energii, pozytywnego wpływu na środowisko, dobrze zorganizowanego serwisu itd. Zakłada się, że do 2020 roku w regionie paryskim przybędzie 50% ilości zainstalowanej mocy.

Plany są bardzo ambitne, ale realne, ponieważ Francja jest dobrze przygotowana organizacyjnie do ich realizacji. Szybkiemu rozwojowi rynku GPC sprzyja polityka państwa, które aktywnie działa na rzecz rozwoju i promocji wykorzystania pomp ciepła. Główne elementy francuskiej polityki w tym zakresie są następujące:

1. Od końca 2006 roku zredukowano VAT od odnawialnych źródeł energii, włączając w to geotermalne. Cena za dostarczone ciepło płacona przez odbiorcę końcowego składa się z dwóch części:
 - podłączenie: VAT = 5,5% od wszystkich źródeł energii cieplnej,
 - zużycie energii (MWh): VAT = 5,5%, jeśli ok. 60% dostarczonego ciepła pochodzi ze źródeł odnawialnych, w innym razie VAT = 19,6%.
2. W 2005 roku jednostki publiczne wdrożyły programy dużych dotacji na domowe pompy ciepła. Dotacje te (przewidziane do końca 2009 roku) przyznawane są w postaci zwrotu 50% podatku za samo urządzenie. W 2007 roku dotacje na GNE zostały oszacowane na 90 mln euro.
3. ADEME przewidziały program rozwoju energetyki odnawialnej na okres 2008-2013, wliczając w to więcej dotacji na energetykę geotermalną niż w

poprzednich programach. W programie tym do 50% wsparcia przeznaczone jest na studia wykonalności projektu, a do 40% – na całość inwestycji, głównie na nowoczesne rozwiązania lub niezbyt znane technologie, takie jak np. podziemne magazynowanie energii cieplnej w połączeniu z ciepłem solarnym.

4. Oprócz zachęt finansowych do rozwoju geotermii, szczególnie tej opartej na wykorzystaniu ciepła wód podziemnych, ważne jest zminimalizowanie ryzyka geologicznego związanego z budową i eksploatacją systemów geotermalnych. Aby zabezpieczyć się przed ryzykiem nieuzyskania odpowiednich ilości wody podziemnej i problemami z funkcjonowaniem instalacji podziemnej w przyszłości (zmniejszenie ilości wody lub jej zanik, zmniejszenie chłonności otworów, spadek temperatury pompowanej wody itd.), ADEME, BRGM i EDF opracowały specjalne zasady ubezpieczania takich zdarzeń. Koszt ubezpieczenia nazywanego **Aquapac** zawiera się z reguły na 10 lat z maksymalną kwotą 115 000 euro, ale tylko dla mocy powyżej 30 kWth.

Niemcy

Wśród krajów europejskich Niemcy zajmują drugą pozycję po Szwecji w ilości zainstalowanej mocy GPC oraz w rocznym przyroście instalowanych urządzeń. Są również jednym z najszybciej rozwijających się rynków w tym zakresie. W roku 1996 zainstalowano w tym kraju około 1 800 GPC, a w 2008 roku już ponad 35 000.

Zwraca uwagę wysoki i wzrastający udział GPC w ogólnej liczbie instalowanych pomp ciepła. Pod koniec lat 80. ubiegłego wieku udział ten był niższy niż 30%. W roku 2002 sięgnął już 82%, by spaść do około 55% w 2008, z uwagi na szybki rozwój rynku pomp ciepła odzyskujących ciepło z powietrza.

Wśród instalowanych GPC przeważają systemy zamknięte (ok. 48% w 2008 roku), z liczbą ok. 30 000 w 2008 roku, chociaż liczba instalacji otwartych, opartych na wodach podziemnych, powoli wzrasta (7% w 2008 roku – 4 450 urządzeń). W 2007 roku stosunek GPC do liczby mieszkańców wynosił 2 GPC na 1 000 mieszkańców, natomiast stosunek do powierzchni kraju – 0,3 GPC na 1 km² (Sanner, 2009). GPC dostarczały w 2007 roku 2,4% całkowitej ilości ciepła pochodzącego z odnawialnych źródeł energii (OZE stanowi 6,6% w całkowitej konsumpcji energii cieplnej). Najwięcej, bo blisko 93%, ciepła pochodzi z biomasy (*International Energy Agency Implementing...*, 2008).

W Niemczech technologia GPC jest już dobrze opanowana od strony naukowej i technicznej. W chwili obecnej główny wysiłek koncentruje się na zapewnieniu właściwej jakości montażu i eksploatacji instalacji. W tym celu zostały przygotowane poradniki techniczne (VDI 4640 i VDI 4650) oraz wdrożony został system certyfikacji urządzeń i instalatorów opracowany wspólnie z Austrią i Szwajcarią.

Tak jak i w innych krajach o dobrze rozwiniętym rynku GPC, do upowszechnienia tej technologii przyczyniło się wprowadzenie wysokich standardów ener-

getycznych w budownictwie, zmniejszających zapotrzebowanie budynków na energię cieplną do około 100 kWh/m² rocznie w stosunku do 250 kWh/m² rocznie jeszcze w latach 80. Nowe perspektywy na rozwój rynku pomp ciepła otworzyły się również z chwilą, gdy w nowej ustawie Prawo energetyczne z 2002 roku energię cieplną środowiska pozyskiwaną za pomocą tych urządzeń uznano oficjalnie jako odnawialne źródło energii.

Podobnie jak w Austrii, rynek energii elektrycznej, silnie zliberalizowany i konkurencyjny, oferuje specjalne taryfy na systemy pomp ciepła. Zakłady energetyczne ogólnie mają pozytywny stosunek do tej technologii i popierają jej rozwój, udzielając nawet wsparcia finansowego. Ich polityka w tym zakresie jest jednak bardzo zróżnicowana regionalnie. Na przykład w Bawarii (w 2003 roku) system wsparcia w poszczególnych landach przedstawiał się następująco: 150 euro za każdy zainstalowany 1 kW zdolności grzewczej w istniejących budynkach poddanych modernizacji, 100 euro w innych przypadkach. Maksymalnie do 25% kosztów inwestycji i nie więcej niż 12 500 euro za jeden system pomp ciepła. W Brandenburgii natomiast wsparcie zakładów energetycznych sięgało do 30% kosztów inwestycji, ale nie więcej niż 613 euro/kW.

Niemcy dostosowując swoją politykę do polityki Unii Europejskiej w kwestii odnawialnych źródeł energii, wprowadziły obowiązek wykorzystywania OZE w nowo powstających budynkach i modernizacji ogrzewania w budynkach istniejących. W ramach Programu Motywacyjnego (*German Federation's Market Incentive Programme*) tylko w 2007 roku zrealizowano inwestycje za około 1,7 mld euro. Z programu tego cały czas można uzyskać wsparcie finansowe w wysokości 7,5 euro/m² lub maksymalnie 1 500 euro za każde mieszkanie w nowo budowanych budynkach mieszkalnych i 20 euro/m² lub maksymalnie 3 000 euro za każde mieszkanie w budynkach modernizowanych (*International Energy Agency Implementing...*, 2008).

Na Uniwersytecie w Bochum, Aachen, Berlinie i w Poczdamie oferowane są studia kształcące w kierunku energetyki odnawialnej. Ponadto szereg instytucji lub stowarzyszeń prowadzi seminaria i wykłady związane z energetyką geotermalną.

Niemieckie Stowarzyszenie Pomp Ciepła powołane w 1993 roku, noszące od 2001 roku nazwę *Bundesverband WarmePumpe* (BWP), w chwili obecnej zrzesza około 700 członków z terenu Niemiec, w tym 36 zakładów energetycznych i 62 producentów pomp ciepła. BWP na swojej stronie internetowej prowadzi intensywną kampanię promocyjną, dostarcza klientom potrzebnych informacji, prowadzi listy producentów i instalatorów.

Szwajcaria⁹

Szwajcaria, chociaż nie należy do Unii Europejskiej, zasługuje na szczególną uwagę, jeśli chodzi o wykorzystanie energii geotermalnej, w tym szczególnie za pomocą instalacji GPC. W 2007 roku liczba tych instalacji była szacowana na około

⁹Rozdział opracowany na podstawie: *IEA Geothermal Annual Report*, 2002, na: www.iea-gia.org.

50 000. Łączna zainstalowana moc cieplna instalacji geotermalnych wynosiła 880 MWth, w tym aż 828 MWth przypadało na instalacje GPC. Pod względem zainstalowanej mocy grzewczej tych urządzeń Szwajcaria plasuje się na 4. miejscu w Europie. Całkowita produkcja ciepła wynosiła 1 684 GWh, w tym 1 342 GWh z wykorzystaniem pomp ciepła. Szacuje się, że wykorzystywana w Szwajcarii energia geotermalna stanowi ekwiwalent około 86 000 ton paliwa konwencjonalnego i redukuje emisję CO₂ do atmosfery w wysokości około 300 000 ton rocznie.

W latach 2006 i 2007 sprzedaż pomp ciepła kształtowała się na poziomie 16 000-17 000 rocznie, w tym ponad 50% stanowiły urządzenia GPC. Stosunek GPC do liczby mieszkańców wynosił 7 GPC na 1 000 mieszkańców, natomiast stosunek do powierzchni kraju blisko 1,3 GPC na 1 km² (Sanner, 2009b).

W 2007 roku łączna moc zainstalowanych GPC (zamkniętych i otwartych) stanowiła prawie 94% mocy wszystkich instalacji geotermalnych pracujących w kraju. Reszta przypadała na źródła termalne wykorzystywane w balneologii i – jedynie w nikłym stopniu – na wody termalne głębokich struktur. Ciepło pochodzące z pomp ciepła stanowiło 18% ciepła pozyskiwanego ze źródeł odnawialnych (*Schweizerische Statistik...*, 2008). Jeśli chodzi o ilość produkowanego ciepła, to na systemy GPC przypadało 62,4%, a na źródła termalne 31,7%. Wśród instalacji GPC tylko 5% stanowią płytkie instalacje horyzontalne, 30% – instalacje bazujące na wodach podziemnych i 65% – zamknięte instalacje otworowe (obecnie najpopularniejsze). Średnia głębokość otworów zawiera się w granicach 150-200 m, ale pojawia się coraz więcej otworów sięgających powyżej 300 m. O bardzo szybkim rozwoju tego typu instalacji świadczy fakt, że w 2007 roku wykonano odwierty o łącznej długości około 1 500 km. Było to możliwe dzięki bardzo znacznemu obniżeniu kosztów wierceń i montażu wymiennika ciepła w otworze. W warunkach szwajcarskich całkowity koszt wykonania instalacji otworowej zawiera się z reguły w przedziale 40-60 euro na 1 m otworu, a całkowity koszt budowy systemu grzewczego wykorzystującego GPC jest porównywalny z kosztami budowy systemów na olej opałowy. GPC są tym bardziej konkurencyjne, że na zużycie przez nie energii elektrycznej stosowana są niższe taryfy; poza tym od 2004 roku wprowadzono opłaty środowiskowe za emisję CO₂ do atmosfery.

Pierwsze instalacje GPC zaczęły powstawać na początku lat 80. ubiegłego wieku, ale szybki i stały ich przyrost datuje się dopiero od 1993 roku i dotyczy głównie małych instalacji o mocy do 20 kW montowanych w budynkach jednorodzinnych. Do szybkiego wzrostu rynku przyczyniła się sprzyjająca atmosfera polityczna. Upowszechnienie stosowania pomp ciepła do celów grzewczych zostało potraktowane jako jeden z ważnych sposobów na zmniejszenie zależności energetycznej kraju i redukcję emisji gazów cieplarnianych. W opracowanym w 1993 roku krajowym programie oszczędzania energii *Energie 2000* technologia pomp ciepła została zaliczona do odnawialnych źródeł energii i od tej pory sprzedaż urządzeń zaczęła bardzo szybko wzrastać.

Państwo dużą wagę przywiązuje do edukacji społecznej i promowania technologii GPC oraz inspiruje i wspomaga badania naukowe dotyczące wykorzy-

stania ciepła ziemi do celów grzewczych. Podobnie jak w Niemczech, aby zapewnić wysokie standardy wykonawstwa, podjęto działania na rzecz wdrożenia systemu certyfikacji urządzeń i instalatorów. Szybki rozwój technologii GPC następuje także dzięki upowszechnianiu tzw. kontraktów energetycznych (ang. *energy contracting*), które polegają na tym, że przedsiębiorstwa użyteczności publicznej na swój koszt instalują, nadzorują i utrzymują te systemy bezpośrednio u użytkowników, sprzedając im ciepło (lub zimno w okresach letnich) po cenach umownych.

Sukces rozwoju rynku pomp ciepła w Szwajcarii wynika głównie z harmonijnej współpracy producentów urządzeń, zakładów energetycznych, Krajowego Biura Energii (ang. *Swiss Federal Office of Energy*), stowarzyszenia instalatorów. Od 1993 roku rząd szwajcarski realizuje strategiczny program zwiększenia udziału OZE w sektorze ciepłowniczym. Program ten, którego ważnym elementem jest rozwój technologii pomp ciepła, został podzielony na 3 główne elementy:

- powołanie do życia krajowego stowarzyszenia do promocji pomp ciepła (FWS);
- poprawa jakości i efektywności pomp ciepła;
- zachęty finansowe dla użytkowników pomp ciepła.

W wielu regionach kraju program federalny został uzupełniony programami regionalnymi. Dodatkowo od 2000 roku FWS uruchomił nowy projekt upowszechniania pomp ciepła także w istniejących budynkach. Od 2000 roku program *Energy 2000* został zastąpiony nowym o nazwie *Energie Swiss*. Prowadzone są w nim statystyki dotyczące badań i rozwoju energetyki geotermalnej. Narodowy cel do 2010 roku to redukcja wykorzystania źródeł nieodnawialnych o 10% i zmniejszenie emisji CO₂ również o 10% w stosunku do roku 1999. Celem programu jest również posiadanie w 2010 roku co najmniej 100 000 zainstalowanych pomp ciepła oraz osiągnięcie konkretnego poziomu procentowego, jeśli chodzi o typ budynków wyposażonych w GPC: 50% dla nowych budynków i 10% dla budynków już istniejących. W chwili obecnej około 30% nowych budynków jest wyposażonych w pompy ciepła. Działalność FWS w 50% finansowana jest z budżetu federalnego. Zadaniem stowarzyszenia jest prowadzenie akcji promocyjnych, informowanie, prowadzenie szkoleń, konferencji, przyznawanie znaków jakości. Cyklicznie organizowane są Krajowe Targi Pomp Ciepła.

Szwajcaria realizuje także projekty w sektorze badawczo-naukowym. Ogromną rolę przywiązuje się do systemu certyfikacji i kontroli jakości świadczonych usług. Służy temu opracowany wspólnie z Austrią i Niemcami system kryteriów jakościowych pod nazwą DACH. Zachęty finansowe są bardzo zróżnicowane regionalnie i głównie oferowane przez samorządy lokalne oraz lokalne zakłady energetyczne. Udzielanie pomocy uzależnione jest od spełnienia warunków w zakresie standardów budynków, instalowanych urządzeń i otworów wiertniczych.

3. Techniczne warunki pozyskiwania i wykorzystywania ciepła ziemi

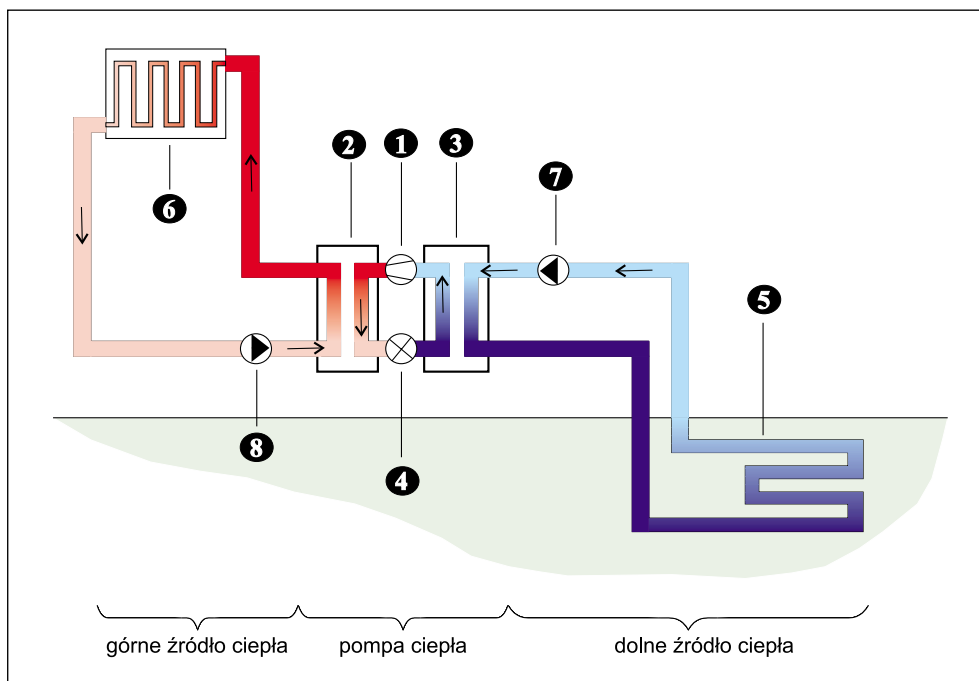
3.1. Zasada działania pompy ciepła

Pompa ciepła (PC) jest urządzeniem, które czerpie z otoczenia rozproszoną energię cieplną i za pomocą energii „napędowej” dostarczanej ze sprężarki podnosi energię na wyższy poziom termodynamiczny. Odbywa się to w zamkniętym procesie obiegowym, poprzez stałą zmianę stanu fizycznego czynnika roboczego (parowanie, sprężanie, skraplanie, rozprężanie). W praktyce oznacza to możliwość wykorzystania niskich temperatur środowiska gruntowo-wodnego do przygotowania ciepłej wody obiegu grzewczego (c.o.) lub ciepłej wody użytkowej (c.w.u.).

Należy tu wspomnieć, że stosowana powszechnie nazwa *pompa ciepła* nie odpowiada rzeczywistej funkcji urządzenia – bardziej adekwatne jest sformułowanie *pompa grzejna* (Rubik, 2006). Termin *pompa ciepła* przyjął się jednak na całym świecie (np. ang. *heat pump*, niem. *Wärmepumpe*, fr. *pompe à chaleur*) i w takim też brzmieniu używany jest w niniejszym opracowaniu.

Sprężarkowa pompa ciepła składa się z dwóch głównych elementów: parownika i skraplacza. Pomiędzy nimi zamontowana jest sprężarka oraz zawór rozprężający, który rozgranicza część wysoko- i niskociśnieniową instalacji. Wszystkie te elementy połączone są przewodem wypełnionym czynnikiem roboczym (patrz: rys. 7 na następnej stronie). Jako czynniki robocze stosowane są substancje, które parują w niskich temperaturach (np. 0°C), a jednocześnie posiadają wysoki wewnętrzny współczynnik ciepła. Dodatkowym wymogiem jest brak negatywnego oddziaływania na środowisko, w tym na strefę ozonową. Bardziej szczegółowe informacje na temat wymogów w odniesieniu do czynników roboczych, wraz z charakterystyką ich właściwości fizycznych oraz oceną przydatności do pomp ciepła, znaleźć można m.in. w pracy Rubika (Rubik, 2006).

Zgodnie z zasadami termodynamiki przepływ ciepła następuje od źródła o wyższej temperaturze do źródła o temperaturze niższej. W przypadku insta-



Rys. 7. Schemat instalacji GPC:

1 – sprężarka, 2 – skraplacz, 3 – parownik, 4 – zawór rozprężający, 5 – dolne źródło ciepła, 6 – górne źródło ciepła, 7 – pompa cyrkulacyjna dolnego źródła ciepła, 8 – pompa obiegowa instalacji c.o. i c.w.u.

lacji GPC dolnym źródłem ciepła jest środowisko naturalne (woda, grunt), skąd ciepło doprowadzane jest do pompy przez czynnik chłodniczy krążący w kolektorze umieszczonym pod powierzchnią ziemi. Górne źródło ciepła stanowią ogrzewane pomieszczenia, gdzie z kolei ciepło rozprowadzane jest przez wodę obiegu grzewczego (c.o.) lub wodę użytkową (c.w.u.).

Czynnik roboczy przepływając przez parownik (3), pobiera ciepło z czynnika chłodniczego dolnego źródła (5) i zaczyna wrzeć, by następnie stać się parą o niskim ciśnieniu. Zasysany przez sprężarkę (1) ulega sprężeniu, co wiąże się z gwałtownym wzrostem jego temperatury. Gorący czynnik roboczy trafia do skraplacza (2) i oddaje w nim ciepło do wody systemu grzewczego (górnego źródła). W wyniku spadku temperatury skrapla się i następnie trafia do zaworu rozprężającego (4), skąd w stanie ciekłym sływa z powrotem do parownika.

Obieg termodynamiczny pomp ciepła odbywa się w odwrotnym cyklu Carnota. Współczynnik efektywności COP (ang. *coefficient of performance*) określa oddaną moc grzewczą w stosunku do zastosowanej mocy napędowej. Wyraża się to wzorem:

$$COP = \frac{T}{T - T_u} = \frac{T}{\Delta T}$$

gdzie:

COP – współczynnik efektywności wg Carnota,

T_u – temperatura dolnego źródła ciepła,

T – temperatura górnego źródła ciepła,

ΔT – różnica temperatur pomiędzy dolnym i górnym źródłem ciepła.

Wartość współczynnika efektywności zależna jest w gruncie rzeczy od wymaganej temperatury górnego źródła ciepła, ponieważ na temperaturę źródła dolnego zwykle nie mamy wpływu. Dlatego też przy projektowaniu systemów ciepłowniczych z użyciem pomp ciepła zaleca się racjonalny dobór górnego źródła ciepła, np. bardzo korzystne jest tu niskotemperaturowe, podłogowe ogrzewanie pomieszczeń. Przy temperaturach dolnego źródła ciepła charakterystycznych dla naszych warunków przyrodniczych (naturalnych) zadowalająca efektywność pompy osiągnięta może być przy temperaturze górnego źródła na poziomie ok. 50°C. Przykładowo dla wartości:

$$T_u = 4^\circ\text{C} = 277 \text{ K}; \quad T = 50^\circ\text{C} = 323 \text{ K}$$

otrzymujemy współczynnik efektywności:
$$COP = \frac{T}{T - T_u} = \frac{323}{323 - 277} = 7,02$$

Oczywiście obieg idealny, pozbawiony strat ciepła nie jest możliwy. Z tego względu rzeczywiste współczynniki efektywności pomp są mniejsze niż wyliczone teoretycznie. W różnych warunkach stosowania nowoczesnych pomp ciepła wynoszą one ok. 4-5, co znaczy, że 1 kWh energii elektrycznej pozwala uzyskać 4-5 kWh energii cieplnej. Stosunek energii włożonej w postaci napędu sprężarki do energii odzyskanej w górnym źródle ciepła wynosi około 1 do 4. Tak więc wydajność pompy ciepła wynosi ok. 75%.

Nowoczesne pompy ciepła są urządzeniami o stosunkowo niewielkich gabarytach, np. pompa o mocy ok. 40 kW ma wymiary porównywalne z pralką. Wyposażenie obejmuje sterownik umożliwiający dwustronną komunikację z komputerem, dzięki czemu wszystkie parametry pracy pompy mogą być na bieżąco monitorowane. Sterownik może mieć wbudowany algorytm pogody, umożliwiający automatyczne dostosowywanie temperatury wody zasilającej grzejniki do temperatury zewnętrznej. Dzięki temu obniża się energochłonność urządzenia. Pomimo pracy sprężarki obecnie produkowane pompy ciepła są ciche i nie powodują drgań.

Pompa ciepła może pracować także w trybie odwrotnym, tj. działać w charakterze urządzenia chłodzącego, co bliżej przedstawiono w rozdziale 3.3.

3.2. Rodzaje instalacji geotermalnych

Pompa ciepła, jako urządzenie odzyskujące z otoczenia rozproszoną energię cieplną, stosowana może być w bardzo wielu schematach instalacyjnych. Umowny podział instalacji geotermalnych wyróżnia dwa zasadnicze systemy:

1. Systemy zamknięte, które przenoszą ciepło do pompy ciepła za pomocą kolektora zabudowanego pod powierzchnią ziemi. Medium transportu-

jącym ciepło jest substancja wypełniająca rury kolektora, krążąca w systemie zamkniętym, tj. bez bezpośredniego kontaktu z otoczeniem.

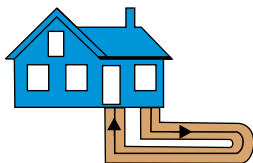
2. Systemy otwarte, w których medium przenoszącym ciepło z górotworu do pompy ciepła jest woda podziemna pompowana ze studni. Po oddaniu ciepła wykorzystana woda odprowadzana jest do kanalizacji, wód podziemnych lub powierzchniowych i może być także użytkowana do innych celów (nawadnianie, spożycie itp.) W systemie otwartym wykorzystywane mogą być także wody pochodzące z odwodnień kopalnianych lub z zatopionych wyrobisk górniczych.

W dalszej części opisu poszczególnym typom instalacji nadano umowne symbole, co ułatwia ich identyfikację w dalszej części opracowania.

SYSTEMY ZAMKNIĘTE

ZH – Instalacje poziome

Kolektor poziomy wykonuje się najczęściej z rur o średnicy 1 cala¹⁰, układanych poniżej głębokości przemarzania gruntu (średnio ok. 1,5 m), ale z reguły nie głębiej niż 2,0 m, ponieważ poniżej tej głębokości grunt nagrzewa się dużo słabiej w okresie letnim. Kolektor poziomy w zasadzie odbiera ciepło pochodzące wyłącznie od słońca i dlatego też w odniesieniu do niego używa się czasami terminu *instalacja geosolarna*. Z tego względu teren ułożenia kolektora powinien być jak najlepiej wystawiony na działanie słońca oraz należy mu zapewnić dobrą infiltrację wód opadowych, będących głównym nośnikiem ciepła. Rury



kolektora układa się na różny sposób, zachowując między nimi odstęp rzędu 0,5-0,8 m. Przyjmuje się, że z 1 m² gruntu z poziomo ułożonym kolektorem można uzyskać moc grzewczą rzędu 10-40 W, w zależności od rodzaju gruntu i stopnia jego zawodnienia. Grunty piaszczyste i suche gorzej przewodzą i gromadzą ciepło słoneczne aniżeli grunty wilgotne i zaglinione. Zakładając, że do ogrzania 1 m² powierzchni mieszkalnej, potrzebna jest moc około 50 W, kolektor poziomy będzie zajmował powierzchnię 1,5 do 5 razy większą niż powierzchnia domu. Często, zwłaszcza na mniejszych działkach, stosuje się kolektory spiralne układane w rowach o szerokości około 1,0 m i oddalonych od siebie o około 3,0 m. Pozwala to zmniejszyć powierzchnię prac ziemnych około pięciokrotnie. Rury kolektora wypełniane są z reguły wodnym roztworem glikolu. Wodnego roztworu soli praktycznie się już nie stosuje, chociaż termin *solanka* nadal jest używany, także w odniesieniu do glikolu.

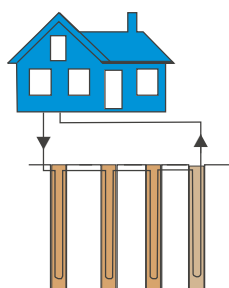
Instalacje horyzontalne stosowane są głównie na potrzeby domów jednorodzinnych z uwagi na prostotę i relatywnie niski koszt ich wykonania, niższy nawet o 50-100% w stosunku do kolektorów pionowych. Z tego względu uważa

¹⁰Są to rury z tworzywa sztucznego, a najpowszechniej stosowany jest PE (politereftalanu etylenu).

się, że na potrzeby domów jednorodzinnych jest to rozwiązanie bardziej opłacalne, mimo uzyskiwania gorszych parametrów grzewczych.

ZO – Instalacje pionowe w otworze wiertniczym

Kolektor pionowy, nazywany także *sondą pionową*, stanowi rura zagięta w kształcie litery U, umieszczona w otworze wiertniczym, który następnie wypełnia się masą bentonitowo-cementową. Głębokość odwiertów z reguły mieści się w

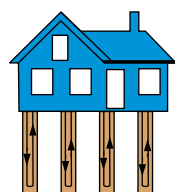


przedziale 50-100 m, a ich średnica wynosi 132-165 mm. Odległość pomiędzy odwiertami nie powinna być mniejsza niż 5,0 m. Francuskie poradniki fachowe podają, że powinna ona wynosić co najmniej 0,1 długości zastosowanych sond (Hartmann, Novembre, 2009). Z 1 m odwiertu można uzyskać około 20-70 W mocy grzewczej w zależności od rodzaju skał i stopnia ich zawodnienia. Średnio przyjmuje się, że 1 m kolektora pionowego wystarcza na ogrzanie 1 m² powierzchni mieszkalnej. Kolektory pionowe zyskały dużą popularność z uwagi na większą efektywność grzewczą w sto-

sunku do kolektorów horyzontalnych, stabilność temperaturą dolnego źródła ciepła, prostotę wykonania i niewielki zajmowany teren, który dodatkowo może być normalnie użytkowany, a nawet zabudowany. Z uwagi na zalety tego rozwiązania, mimo wyższych kosztów wykonania, kolektory pionowe również w Polsce są najbardziej popularne spośród innych instalacji wykorzystujących pompy ciepła. Ankieta przeprowadzona w 2009 r. przez portal internetowy budujemydom.pl wśród użytkowników instalacji GPC wykazała, że 31,4% spośród nich wybrało kolektory pionowe, 27,8% kolektory poziome, 22,2% system otwarty oparty na dwóch studniach i 18,6% inne rozwiązania. W przypadku instalacji o dużych mocach grzewczych (budynki biurowe, użyteczności publicznej i inne) najczęściej stosuje się kolektory pionowe w formie tzw. pól geotermicznych, składających się z kilkudziesięciu, a nawet kilkuset odwiertów.

ZF – Instalacje pionowe w palach fundamentowych

W budownictwie wielkokubaturowym w przypadku gruntów słabonośnych do posadowienia budynków stosuje się pale fundamentowe o średnicach sięgających

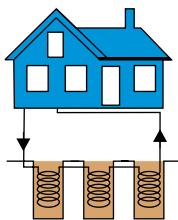


nawet 1,5 m i głębokości do 30 m. W przypadku umieszczenia w takich palach kolektorów pionowych wypełnionych roztworem glikolu uzyskuje się bardzo efektywny gruntowy wymiennik ciepła, wykorzystywany do ogrzewania budynków zimą i chłodzenia ich latem. Jest to nowa technologia, bardzo szybko rozwijana w ostatnich latach w niektórych krajach – głównie w Szwajcarii, Austrii i Francji. Sztandarowym jej przykładem jest budynek terminala lotniczego na lotnisku Midfield w Zurychu, gdzie 300 pali fundamentowych o głębokości

30 m, wspierających budynek terminala o długości 500 m i szerokości 30 m, wyposażono w pionowe kolektory. Cała instalacja pokrywa w pełni zapotrzebowanie budynku na ciepło w sezonie grzewczym, szacowane na około 1 100 MWh.

ZK – Instalacje spiralne w otworach/wykopach o niewielkiej głębokości

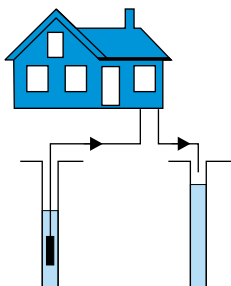
Kolektor tworzy spiralę przypominającą sprężynę o wysokości do ok. 3 metrów i średnicy ok. 40 cm. Głębokość otworu nie przekracza z reguły 5 m, w związku z czym do jego wykonania nie jest wymagany wysoko wyspecjalizowany sprzęt wiertniczy, a nawet możliwe jest zainstalowanie kolektora w wykopie wykonanym przy użyciu zwykłego sprzętu budowlanego. Jest to rozwiązanie wykorzystywane od niedawna, które znajduje zastosowanie zwłaszcza w przypadku trudnych warunków geologicznych, utrudniających wykonywanie głębokich wierceń. Producenci tego typu instalacji podają, że przy korzystnych warunkach gruntowo-wodnych podłoża z jednego kolektora spiralnego można uzyskać nawet do 700 W mocy grzewczej.



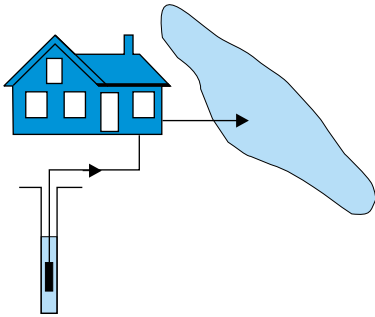
SYSTEMY OTWARTE

OG – Instalacje dwuotworowe

Instalacja składa się z reguły z dwóch studni ujmujących tę samą warstwę wodonośną. W studni eksploatacyjnej pompa pobiera i tłoczy wodę aż do pompy ciepła. Po odebraniu z wody ciepła i schłodzeniu jej o około 5-7°C jest ona tłoczona do studni chłonnej i odprowadzana z powrotem do warstwy, z której została pobrana. Latem studnie mogą pracować na odwrót, zapewniając chłodzenie budynku. Z punktu widzenia wydajności energetycznej instalacje tego typu są najbardziej efektywne z uwagi na stałość temperatury wód podziemnych występujących do głębokości kilkudziesięciu metrów. W warunkach polskich wynosi ona w zależności od regionu 8-12°C. Na potrzeby typowego domu jednorodzinnego, wyposażonego w pompę ciepła o mocy grzewczej 7-8 kW, wystarczy studnia o wydajności 1,5 m³/h i średnim poborze dobowym rzędu 15 m³. Przy-



kładowo można podać, że aby uzyskać moc grzewczą instalacji w wysokości 1 MW potrzeba 1 studni o wydajności 90 m³/h lub 150 sond pionowych o głębokości 100 m (Lemale, Gourmez, 2008). Mimo niewątpliwych zalet rozwiązanie tego typu jest stosowane w naszym kraju stosunkowo rzadko z uwagi na trudności techniczne związane z zatłaczaniem. Otwór, do którego woda jest zatłaczana, traci przeważnie z czasem swoje zdolności chłonne, co wymaga jego okresowej renowacji lub nawet odwiercenia nowego otworu. Istotna jest też skomplikowana procedura formalnoprawna oraz konieczność wykonania specjalistycznych badań i analiz hydrogeologicznych. Należy zaznaczyć, że w odróżnieniu od systemów zamkniętych instalacje otwarte bazujące na wodach podziemnych mogą być wykonywane tylko tam, gdzie występują warstwy wodonośne o odpowiedniej zasobności i jakości wody. W każdym przypadku konieczna jest fachowa opinia specjalisty hydrogeologa.

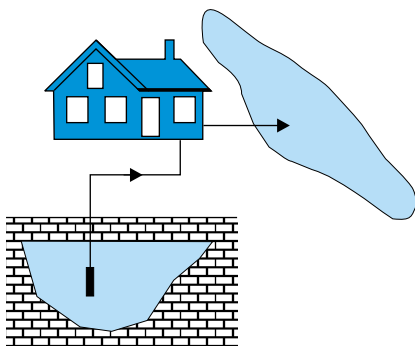
OP – Instalacje jednotworowe

Instalacja jednotworowa, podobnie jak dwuotworowa, wykorzystuje do celów grzewczych energię cieplną pozyskiwaną z wód podziemnych. W rozwiązaniu tym woda pompowana ze studni, po schłodzeniu w pompie ciepła, odprowadzana jest do wód powierzchniowych lub użytkowana do innych celów (nawadnianie, spożycie i inne). W niektórych krajach zrzut taki jest zabroniony lub obwarowany bardzo restrykcyjnymi przepisami. Mimo że systemy

otwarte z energetycznego punktu widzenia są najbardziej efektywne, instalacje ze zrzutem wód do odbiorników powierzchniowych są stosunkowo rzadkie z uwagi na skomplikowaną procedurę uzyskiwania wymaganych pozwoleń.

OK – Instalacje wykorzystujące wody z odwodnień kopalnianych lub z zatopionych wyrobisk górniczych

Po wykorzystaniu ciepła następuje zrzut albo do wód powierzchniowych, albo na powrót do wyrobiska górniczego, przy czym zrzut ten może następować do płytszych partii wyrobisk przy wykorzystaniu istniejących szybów, studni i otworów wiertniczych, a nawet sztolni. Ten typ instalacji może być rozwiązaniem efektywnym z uwagi na temperatury wód z kopalń



głębiniowych, wyższe z reguły niż obserwowane w wodach płytko występujących. Brak jest informacji o praktycznym zastosowaniu tego rozwiązania w Polsce, niemniej istnieje bogato udokumentowane rozpoznanie pola cieplnego w obrębie Górnośląskiego Zagłębia Węglowego (zob. m.in. Karwasiecka, 1996; Małolepszy, 2002) oraz szereg koncepcji zagospodarowania ciepła pochodzącego z tego źródła (zob. np. Sawicki, 2002; Solik, Małolepszy, 2002). Znany jest ponadto konkretny projekt wykorzystania wód kopalni „Piast” do zaspokojenia potrzeb łaźni górniczej (Bujakowski i inni, 2005).

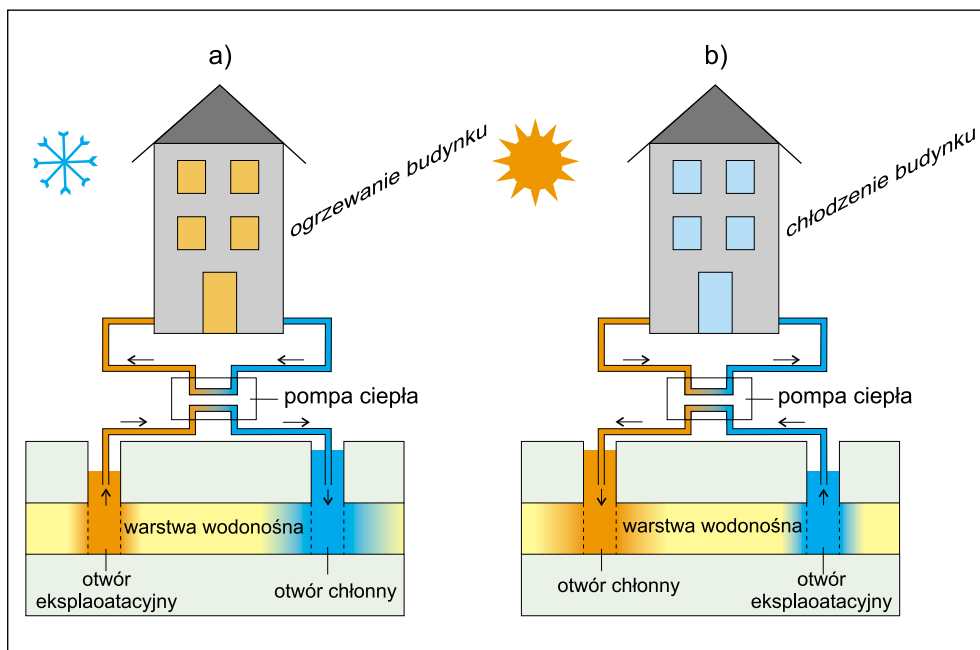
Możliwe wydaje się również wykorzystanie ciepła zgromadzonego w wyrobiskach górniczych bez konieczności wydobywania wód kopalnianych na powierzchnię. W tym systemie wymienniki ciepła mogłyby być instalowane w zatopionych kopalniach, np. w szybach czy studniach sięgających głębokich partii wyrobisk. Jak dotąd, brak jest informacji o praktycznym zastosowaniu tego rozwiązania w naszym kraju.

Możliwe wydaje się również wykorzystanie ciepła zgromadzonego w wyrobiskach górniczych bez konieczności wydobywania wód kopalnianych na powierzchnię. W tym systemie wymienniki ciepła mogłyby być instalowane w zatopionych kopalniach, np. w szybach czy studniach sięgających głębokich partii wyrobisk. Jak dotąd, brak jest informacji o praktycznym zastosowaniu tego rozwiązania w naszym kraju.

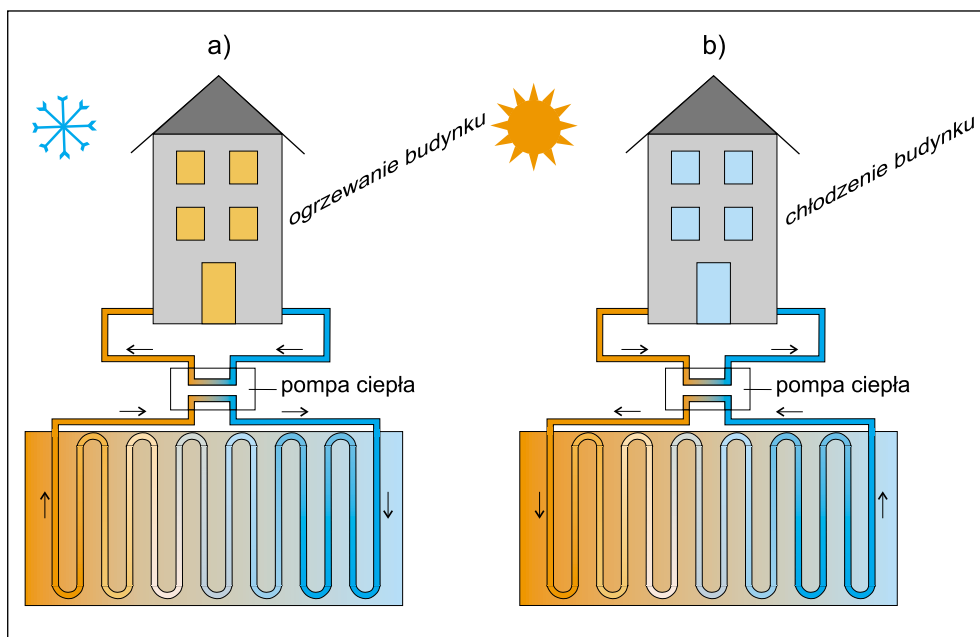
3.3. Gromadzenie ciepła w gruncie

Zarówno systemy otwarte, jak i zamknięte wykorzystywać mogą nie tylko energię pierwotną, tj. ciepło nagromadzone w sposób naturalny w górnych partiach skorupy ziemskiej, ale także tzw. energię odpadową, która odzyskiwana jest w procesach technologicznych i grzewczych. Wśród rodzajów energii odpadowej wymienić można na przykład gazy z przeróbki chemicznej węgla i ropy, ciepło zawarte w odprowadzanych ściekach, energię wód zrzutowych z energetyki. Ciekawym przykładem zmagazynowania energii odpadowej są hałdy poeksploatacyjne kopalń węgla kamiennego oraz składowiska odpadów, które na skutek procesów fermentacyjnych generują spore ilości ciepła. Temperatura wewnątrz składowiska może osiągać nawet 70°C (Maciak, 1999), znane są także przypadki samozapłonu.

W ostatnich latach coraz powszechniej stosowane są rozwiązania umożliwiające podziemne magazynowanie energii cieplnej. Wykorzystywane w nich pompy ciepła wyposażone są w przełącznik umożliwiający odwrócenie cyklu obiegu czynnika chłodzącego w taki sposób, że skraplacz staje się parownikiem, a parownik skraplaczem. Mówimy wtedy o pompach rewersyjnych, wykorzystywanych zarówno do ogrzewania, jak i klimatyzowania pomieszczeń. Zwiększa to stabilność temperaturową dolnego źródła ciepła i podwyższa tym samym efektywność cieplną oraz ekonomiczną instalacji. W okresie letnim, gdy pompa ciepła wykorzystywana jest do klimatyzowania i chłodzenia pomieszczeń, ciepło odzyskowe odprowadzane jest do gruntu i tam gromadzone do wykorzystania w okresie zimowym. Z kolei w zimie następuje schłodzenie gruntu do wykorzystania w okresie letnim. W niektórych instalacjach, szczególnie tych o dużych mocach grzewczych, do magazynowania energii używa się także ciepła odpadowego oraz ciepła wytwarzanego przez baterie słoneczne. Rozwiązania takie są oczywiście znacznie bardziej skomplikowane i wymagają odpowiedniego skonfigurowania całego systemu grzewczo-klimatyzacyjnego. W anglojęzycznej literaturze fachowej (Sanner, 2001) magazynowanie ciepła w gruncie określane jest jako *Underground Thermal Energy Storage* (UTES), przy czym dla systemów otwartych przyjęło się używać nazwy *Aquifer Thermal Energy Storage* (ATES), a dla systemów zamkniętych – *Duct Thermal Energy Storage* (DTES). Zasada pracy instalacji GPC (otwartych i zamkniętych) z magazynowaniem ciepła w gruncie została przedstawiona na rysunkach nr 8 i 9.



Rys. 8. Schemat otwartej instalacji geotermalnej magazynującej ciepło w gruncie (ATES):
 a) ogrzewanie w okresie zimowym – stan pod koniec okresu grzewczego,
 b) chłodzenie w okresie letnim – stan pod koniec sezonu chłodzenia.



Rys. 9. Schemat zamkniętej instalacji geotermalnej magazynującej ciepło w gruncie (DTES):
 a) ogrzewanie w okresie zimowym – stan pod koniec okresu grzewczego,
 b) chłodzenie w okresie letnim – stan pod koniec sezonu chłodzenia.

4. Stan prawny geotermii niskotemperaturowej w Polsce i na świecie

4.1. Prawo Unii Europejskiej

Do niedawna w prawie unijnym brak było jakichkolwiek uregulowań odnoszących się bezpośrednio do geotermii, w szczególności do geotermii niskotemperaturowej. Poza ogólnymi sformułowaniami założeń i celów dotyczących wykorzystania tego źródła energii odnawialnej (patrz rozdz. 2.4.), brak było konkretnej polityki legislacyjnej w tym zakresie. Sytuacja uległa zmianie z chwilą wejścia w życie w dniu 23 kwietnia 2009 r. długo wyczekiwanej Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (2009/28/WE) w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (tzw. Dyrektywa OZE), zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE (w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych) oraz 2003/30/WE (w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych). **W dyrektywie tej w sposób jednoznaczny przyznano status OZE pozyskiwaniu ciepła ziemi za pomocą pomp ciepła;** jednocześnie sformułowano następujące ważne zalecenia i wymagania:

- W przypadku pomp ciepła korzystających z energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł konwencjonalnych energia ta powinna być odejmowana od całkowitego produkowanego przez nie ciepła. Jedynie pompy ciepła, których wydajność znacząco przekracza pierwotną energię potrzebną do ich zasilania, mogą być traktowane jako podlegające przepisom dyrektywy.
- Państwa członkowskie będą promować i wspierać te instalacje GPC, które spełniają minimalne wymagania dotyczące oznakowania ekologicznego, ustanowione w decyzji Komisji Europejskiej z 9 listopada 2007 roku (2007/742/WE).
- Do 31 grudnia 2012 roku państwa członkowskie mają umożliwić instalatorom płytowych systemów geotermalnych oraz pomp ciepła dostęp do szkoleń pozwalających uzyskać certyfikację.

Opracowanie dyrektywy z pewnością przyczyni się do przyspieszenia rozwoju geotermii, szczególnie tej wykorzystującej pompy ciepła. Być może podjęte działania doprowadzą do opracowania i przyjęcia wspólnej europejskiej strategii wykorzystania GNE, na wzór tej, która realizowana jest z powodzeniem od wielu lat w USA.

4.2. Stan prawny w wybranych krajach

Do prezentacji niektórych uregulowań prawnych dotyczących wykonywania instalacji GPC wybrano dwa kraje (Francję i USA), które mają długie i bogate doświadczenia w wykorzystaniu GNE i jako takie mogą być dobrym punktem odniesienia do oceny naszych krajowych przepisów w tej dziedzinie.

Francja

- Instalacje horyzontalne nie wymagają żadnego zgłoszenia ani pozwolenia na eksploatację. Ich wykonanie podlega jedynie przepisom prawa budowlanego i kontrolowane jest przez inspektorów budowlanych.
- W przypadku instalacji pionowych, zgodnie z *Code Miniere*¹¹, wszystkie otwory wiertnicze o głębokości ponad 10 m, niezależnie od ich przeznaczenia, muszą być zgłoszone w celach ewidencyjnych do DRIRE miesiąc przed rozpoczęciem prac. Z uwagi na to, że pionowe wymienniki mają moc cieplną w granicach 30-50 W/mb otworu, użytkowanie instalacji GPC opartych na sondach pionowych wymaga jedynie zgłoszenia, a nie uzyskania pozwolenia czy też koncesji.
- Karty otworów wiertniczych wykonywanych w celu pozyskiwania ciepła ziemi, po zakończeniu prac muszą być przekazywane do centralnego banku danych geologicznych prowadzonego przez Państwową Służbę Geologiczną.
- Jeśli chodzi o instalacje wykorzystujące wody podziemne, to – zgodnie z *Code Miniere* – jeśli głębokość otworu nie przekracza 100 m, a uzyskiwana ilość ciepła nie jest wyższa niż 172,4 kWh, wykonanie i eksploatacja otworu wymaga również jedynie zgłoszenia do DRIRE. W przypadku głębszych otworów i większej wydajności cieplnej wymagane jest uzyskanie pozwolenia na eksploatację górnictwem, po wcześniejszym przeprowadzeniu konsultacji społecznych. Z kolei do eksploatacji wód termalnych o temperaturze wyższej niż 150°C trzeba uzyskać koncesję górnictwem (złoża traktowane jest wtedy jako kopalina). Bardziej skomplikowane jest również wykonanie samego odwiertu, który wymaga uzyskania decyzji administracyjnej poprzedzonej sporządzeniem raportu o oddziaływaniu na środowisko, a w niektórych przypadkach przeprowadzenia dodatkowo

¹¹Ustawa górnictwa (odpowiednik polskiej ustawy Prawo geologiczne i górnictwa) – *Code minier Version consolidée au 29 mai 2009* – <http://www.legifrance.gouv.fr>.

konsultacji społecznych. Z uwagi na skomplikowaną procedurę instalacje otworowe we Francji z reguły nie przekraczają głębokości 100 m.

- Eksploatacja wód podziemnych do celów grzewczych podlega również przepisom ustawy o ochronie środowiska, w tym zwłaszcza środowiska wodnego (odpowiednik naszej ustawy Prawo wodne). System zezwoleń administracyjnych na wykonanie otworów i eksploatację wód podziemnych jest skomplikowany i uzależniony od wielkości poboru wody, warunków hydrogeologicznych oraz oceny zagrożenia stanu wód podziemnych i powierzchniowych. Ogólnie biorąc, pobór wód przekraczający 200 000 m³/rok wymaga uzyskania pozwolenia administracyjnego (odpowiednik naszego pozwolenia wodnoprawnego), natomiast pobór niższy, ale wyższy niż 10 000 m³/rok – wymaga jedynie zgłoszenia. W obszarach ochronnych wód mineralnych do wykonywania otworów i eksploatacji wód trzeba uzyskać pozwolenie administracyjne w każdym przypadku, niezależnie od głębokości otworu i planowanej wielkości eksploatacji. W sposób szczególny traktowane są również obszary o intensywnej eksploatacji wód podziemnych i wyraźnie zmienionych stosunkach wodnych. Na obszarach tych każdy pobór przekraczający 8 m³/h wymaga uzyskania pozwolenia, natomiast niższy – jedynie zgłoszenia.
- Podobnie jak w naszym kraju, pozwolenie administracyjne (odpowiednik naszego pozwolenia wodnoprawnego) jest wymagane w każdym przypadku odprowadzania wód do zbiorników powierzchniowych lub podziemnych.
- Kodeks cywilny reguluje odpowiedzialność wykonawcy instalacji podziemnej w przypadku szkód wyrządzanych w trakcie jej realizacji i eksploatacji. Odpowiedzialność ta jest ustalona na 10 lat. Dla własnego bezpieczeństwa inwestor powinien upewnić się, czy wykonawca instalacji podziemnej ma wykupioną polisę odpowiedzialności cywilnej od swojej działalności gospodarczej na co najmniej taki okres.
- W przypadku, gdy woda pobierana do celów grzewczych ma służyć również do celów konsumpcyjnych zbiorowego zaopatrzenia ludności lub produkcji żywności, wymagane jest dodatkowo uzyskanie stosownego pozwolenia od organów odpowiedzialnych za zdrowie publiczne (odpowiednik naszej Państwowej Inspekcji Sanitarnej).

USA

- Pobór wód podziemnych na potrzeby GPC w indywidualnych budynkach mieszkalnych nie wymaga pozwolenia ani nie podlega administracyjnym ograniczeniom ilościowym.
- Pozwolenie na pobór wód jest wymagane przy instalacjach montowanych w budynkach użyteczności publicznej i w sektorze gospodarczym. W wydawanym pozwoleniu uwzględnia się prawa innych użytkowników oraz ograniczenia w wielkości poboru wód podziemnych ustalone przez zarządy poszczególnych zlewni rzecznych.
- Lokalizacja GPC musi być uzgodniona z lokalnymi władzami, jeśli znajduje się w obrębie strefy ochronnej ujęcia zbiorowego zaopatrzenia ludności w wodę.

- W przypadku systemów zamkniętych wykonanie odwiertów nie wymaga pozwoleń ani wcześniejszych uzgodnień. Podobnie sytuacja wygląda, jeśli chodzi o wykonanie studni eksploatujących wodę do celów prywatnych, w tym dla potrzeb GPC.
- Pozwolenie na wykonanie studni jest wymagane w przypadku, gdy pobierana woda ma służyć również do celów konsumpcyjnych zbiorowego zaopatrzenia ludności (min. 15 przyłączy lub 25 osób).
- Mimo że do wykonywania otworów wiertniczych nie trzeba sporządzać projektu, przepisy wymagają, aby każdy otwór był zarejestrowany w ogólnokrajowej bazie danych otworów wiertniczych. Odbywa się to przez wypełnienie specjalnego formularza zawierającego podstawowe dane o otworze i jego wykonaniu, który to formularz następnie przesyła się do odpowiedniej jednostki państwowej służby geologicznej. Nie ma wymogu sporządzania i zatwierdzania specjalnej dokumentacji geologicznej. Oczywiście, w zależności od wielkości i typu instalacji dokumentacja taka, często bardzo szczegółowa, może być konieczna do właściwego przedstawienia warunków geologicznych i termicznych górotworu jako podstawy zaprojektowania całej instalacji grzewczej.
- Każda instalacja GPC powinna być zarejestrowana. Dokonuje się to przez wypełnienie specjalnego formularza, który następnie należy przesłać do bazy danych prowadzonej przez IGSHPA, dołączając opłatę w wysokości 25 \$. Formularz zawiera jedynie podstawowe informacje dotyczące lokalizacji, konstrukcji i wykonania instalacji.
- Szczególna procedura obowiązuje w przypadku studni zatłaczających w otwartych systemach GPC. Chociaż w klasyfikacji EPA studnie takie nie stanowią większego zagrożenia dla środowiska, muszą zostać zarejestrowane w specjalnym krajowym banku danych. Informacja o takim otworze jest zgłaszana do regionalnego biura EPA na standardowym formularzu. Oprócz tego, jak wszystkie otwory wiertnicze, studnia podlega rejestracji w banku danych geologicznych.
- Zasady i warunki odprowadzania wód do gruntu nie podlegają regulacjom prawnym, ale są ściśle określone w poradnikach metodycznych. Z reguły nie jest wymagane żadne pozwolenie, pod warunkiem że nie zmienia się składu wody. Dodanie do odprowadzanej wody obcych dla niej substancji powoduje jej zaliczenie do ścieków przemysłowych, które podlegają szczególnym przepisom o utylizacji.
- Wykorzystane wody podziemne mogą być odprowadzane do wód powierzchniowych, ale wymaga to specjalnego pozwolenia NPDES (*National Pollutant Discharge Elimination System*), o które właściciel instalacji musi wystąpić do regionalnego biura. Można również starać się o podłączenie do kanalizacji burzowej, na co musi być wydana zgoda lokalnych władz. Nie dopuszcza się odprowadzania wód do kanalizacji ściekowej. W przypadku, gdy woda odprowadzana jest do zamkniętego zbiornika zlokalizowanego na własnej działce, żadne pozwolenie nie jest wymagane.

- Sposób wykonywania otworów jest bardzo ważny z punktu widzenia ochrony środowiska. Przepisy prawa nie regulują kwestii technicznych dotyczących budowy otworów; stwierdza się jedynie, że musi się to odbywać w sposób bezpieczny dla środowiska. Aby zapewnić wysokiej jakości wykonawstwo, wprowadzono prawny obowiązek posiadania licencji na prace wiertnicze i wymóg właściwego wykonawstwa studni¹². Zasady wykonywania i oddawania studni są opracowane w odpowiednich poradnikach metodycznych, mających charakter obowiązujących wytycznych.

4.3. Stan prawny w Polsce

Z uwagi na różne rozwiązania techniczne stosowane do pozyskiwania energii cieplnej zgromadzonej w skałach i wodach podziemnych budowa i eksploatacja systemów GNE może podlegać różnym przepisom. W Polsce do regulacji tej problematyki potencjalnie mogą mieć zastosowanie przepisy zawarte w następujących ustawach (wraz z towarzyszącymi im rozporządzeniami wykonawczymi):

- Prawo geologiczne i górnicze (PGiG) Ustawa z dnia 4 lutego 1994 r. – Prawo geologiczne i górnicze (tekst jednolity – Dz. U. Nr 228, poz. 1947)
- Prawo wodne (PW) Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. – Prawo wodne (Dz. U. Nr 115, poz. 1229 z późn. zm.)
- Prawo ochrony środowiska (POŚ) Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 627 z późn. zm.)
- Prawo budowlane (PB) Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. Nr 89, poz. 414 z późn. zm.)
- Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (PZP) Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. Nr 80, poz. 717 z późn. zm.)
- Ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku (UIŚ) Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. Nr 199, poz. 1227)

Poniżej przedstawiono jedynie ogólne uwagi dotyczące przepisów prawnych zawartych w ww. ustawach, regulujących zasady wykonywania instalacji GPC. Więcej szczegółowych informacji dotyczących procedur postępowania przy realizacji poszczególnych typów instalacji zawiera rozdział 8.

¹²*Act 610 of the Administrative Code (Water Well Drillers Licence Act)*, na: <http://www.license.state.tx.us/wwd/wwdlaw.pdf>.

Problematyka wykorzystania niskotemperaturowego ciepła ziemi jest uwzględniana w prawie polskim dopiero od kilku lat. Dwie najważniejsze ustawy: Prawo geologiczne i górnicze oraz Prawo wodne w sposób właściwy i nie nadmiernie restrykcyjny podchodzą do problematyki GNE. Zapisy tych ustaw, szczególnie pierwszej z nich, stanowią rodzaj kompromisu pomiędzy interesem inwestora, zainteresowanego jak najbardziej uproszczoną procedurą, a interesem państwa, któremu zależy na pozyskiwaniu informacji geologicznej, ewidencjonowaniu instalacji do celów statystycznych oraz ochronie zasobów środowiska naturalnego i ochronie interesów ludności i gospodarki.

Jeśli chodzi o najpowszechniej stosowane systemy pionowe (typu ZO), to na ich budowę i eksploatację nie są wymagane żadne pozwolenia. Wprowadzono jedynie wymóg zgłaszania zamiaru wykonania takiej instalacji w postaci przedkładania staroście projektu prac geologicznych, aby możliwe było ich ewidencjonowanie. Prawo geologiczne i górnicze dopuszcza jednak formę ingerencji starosty działającego jako organ administracji geologicznej, w sytuacji gdy lokalizacja inwestycji koliduje z obszarem zasobowym istniejącego ujęcia wód podziemnych i istnieje zagrożenie, że może to negatywnie oddziaływać na jakość ujmowanych wód albo koliduje z obszarem górniczym wyznaczonym w koncesji na wydobywanie wód leczniczych lub torfów. W takich przypadkach starosta może wnieść w drodze decyzji sprzeciw. Sprzeciw taki może być również wyrażony, gdy projekt nie odpowiada wymogom określonym w ustawie Prawo geologiczne i górnicze. Takie sytuacje nie są jednak w praktyce spotykane, a sposób zapobiegania im przedstawiony został w rozdziale 8.

Instalacje wykorzystujące jedynie płytkie warstwy gruntu (typ: ZH, ZF, ZK) wymagają najmniej skomplikowanej procedury inwestycyjnej. Nie trzeba uzyskiwać na nie żadnego zezwolenia. Jedynie w przypadku, gdy projekt techniczny instalacji jest częścią składową projektu budowlanego, może być on realizowany dopiero po wydaniu decyzji administracyjnej przez organ administracji architektoniczno-budowlanej i organ nadzoru budowlanego szczebla powiatowego.

W stosunku do systemów otwartych, ze zrzutem wód wykorzystanych do warstwy wodonośnej lub do cieków powierzchniowych, obowiązują takie same przepisy jak przy budowie ujęć wód podziemnych. Procedura jest więc nieco bardziej skomplikowana: aby odwiercić otwór, wymagany jest zatwierdzony projekt prac geologicznych, a po zakończeniu prac wiertniczych sporządza się dokumentację hydrogeologiczną ustalającą zasoby eksploatacyjne ujęcia wód podziemnych. Kolejnym krokiem jest uzyskanie pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie urządzenia wodnego (otwór wiertniczy po uzbrojeniu i przystosowaniu do eksploatacji), pozwolenia na pobór wód podziemnych oraz analogicznego pozwolenia na odprowadzanie wód wykorzystanych. Właściciel ujęcia z reguły zobowiązany jest do prowadzenia pomiarów ilości i jakości pobieranej wody.

5. Geologiczne i hydrogeologiczne uwarunkowania pozyskiwania ciepła ziemi

5.1. Charakterystyka źródeł ciepła

5.1.1. Strumień cieplny Ziemi

Podstawowym źródłem ciepła wykorzystywanego w instalacjach geotermalnych (zarówno niskiej, jak wysokiej entalpii) jest strumień cieplny ziemi. W płytkich partiach litosfery (do głębokości 20-40 km) strumień kształtowany jest głównie przez kondukcyjny transport ciepła, mniejsze znaczenie ma transport konwekcyjny oraz radiacja (Haenel, Staroste, 1988). Gęstość kondukcyjnego strumienia ciepła uzależniona jest od różnicy temperatur oraz zdolności przewodzenia ciepła przez skały, której miarą jest współczynnik przewodności cieplnej – λ ¹³. Transport kondukcyjny ciepła opisany jest prawem Fouriera:

$$q = -\lambda \cdot \text{grad}T$$

gdzie:

q – gęstość strumienia ciepła [W/m²]

λ – współczynnik przewodności cieplnej [W/(m·°C)]

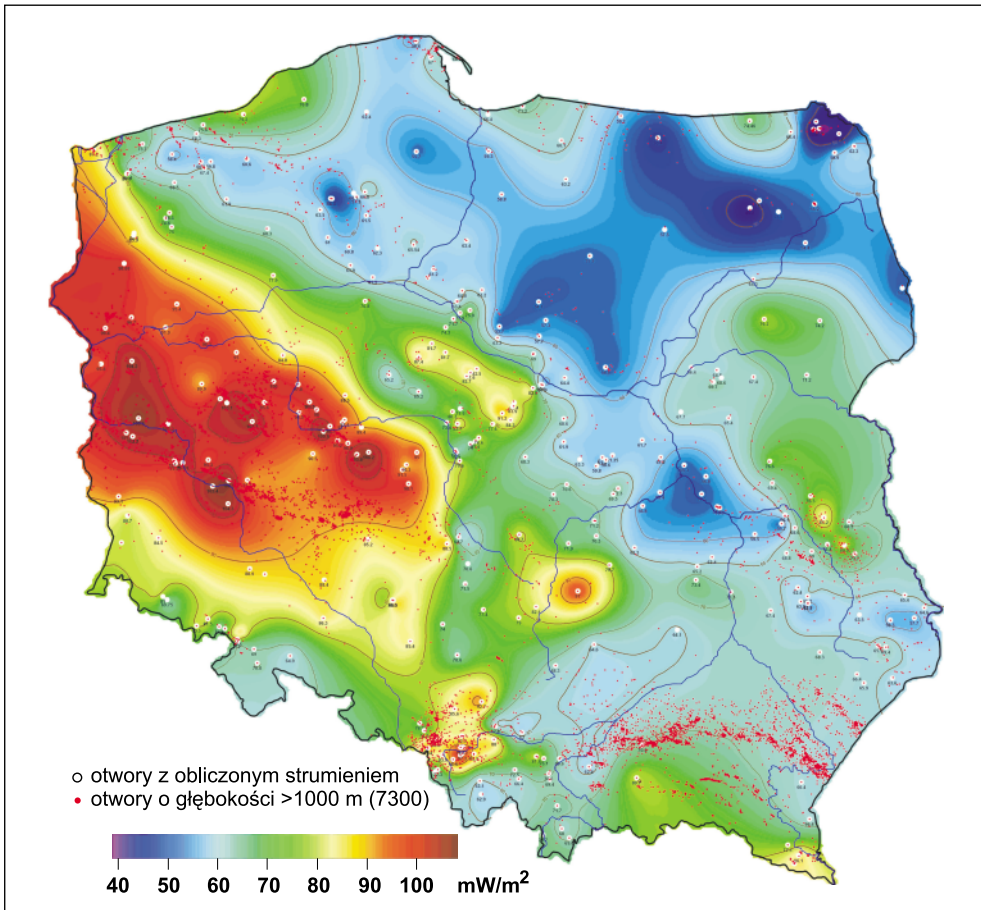
T – temperatura [°C]

Pozyskanie danych niezbędnych do obliczenia gęstości strumienia ciepłego ziemi (λ , T) nie jest zadaniem prostym. Pomiaru temperatury prowadzone od lat w głębokich otworach wiertniczych (strukturalnych, naftowo-gazowych i złożowych) dokonywane były w warunkach nieizotermicznych i przy oddziaływaniu szeregu elementów zakłócających naturalne pole cieplne. Czynnikiem zakłócającym jest przede wszystkim sam proces wiercenia, a także cyrkulacja

¹³W literaturze wymiennie stosuje się dwa pojęcia: *przewodność cieplna* i *współczynnik przewodności cieplnej*, traktując je jako synonimy. Taki styl utrzymany jest także w niniejszej pracy, chociaż właściwiej jest *przewodność* uznać za cechę ośrodka, a *współczynnik przewodności* – za jej liczbową charakterystykę. To samo dotyczy *pojemności cieplnej* i *współczynnika pojemności cieplnej*.

płuczki wiertniczej, która zaburzać może pole temperaturowe w sposób długotrwały (Majorowicz i inni, 2002). Drugi z elementów decydujących o gęstości strumienia ciepła – współczynnik przewodności cieplnej skał – oznaczany był w warunkach laboratoryjnych z próbek skał pobranych z rdzeni wiertniczych. Otrzymywana w ten sposób wartość współczynnika nie była w pełni reprezentatywna (Szewczyk, 2001), zwłaszcza dla dłuższych odcinków profilu geologicznego, ponieważ charakteryzowała wybitnie lokalne warunki przewodzenia ciepła, dotyczące konkretnej głębokości, z której pobrano próbkę.

Wobec powyższych zastrzeżeń do obliczeń gęstości strumienia ciepłego zastosowana została metoda modelowań własności termicznych ośrodka skalnego (Szewczyk, 2001). Pozwoliła ona dla poszczególnych otworów, w których dokonano pomiarów temperatury, uzyskać głębokościowy rozkład współczynnika przewodności cieplnej i na tej podstawie obliczyć temperaturę na dowolnej głębokości. Porównując temperatury w ten sposób obliczone z tymi, które zostały zmierzone w otworze, poszukuje się metodą iteracyjną takiej wartości strumie-



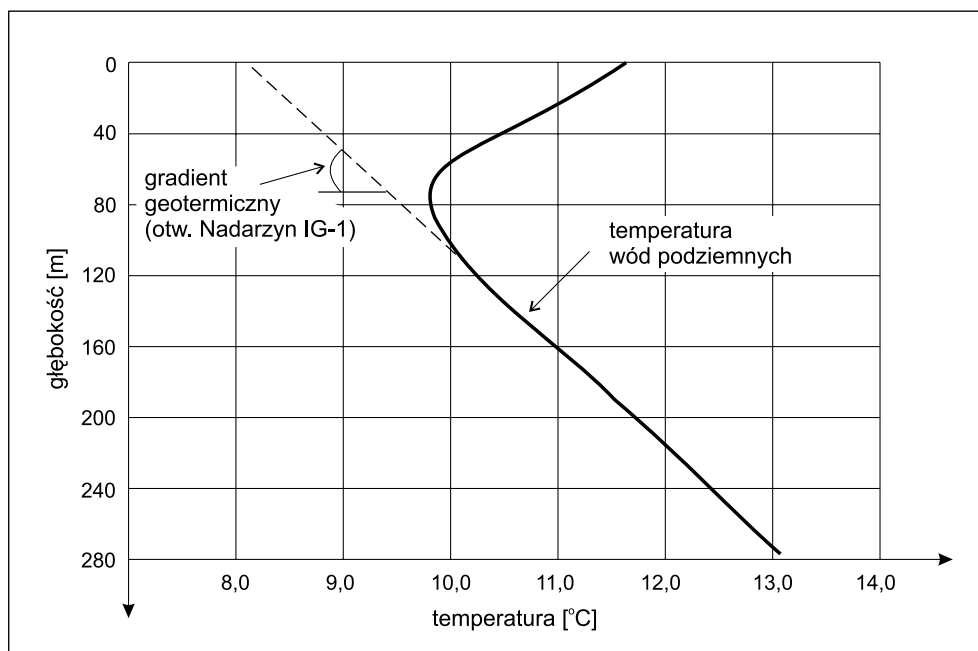
Rys. 10. Mapa gęstości strumienia ciepłego Polski (Szewczyk, Gientka, 2009)

nia ciepłego, dla której występuje najlepsza zgodność wartości obserwowanych z obliczonymi. Metoda modelowania pozwoliła uwzględnić także wpływ czynników paleoklimatycznych na obecną gęstość strumienia ciepłego (Szewczyk, 2005).

Wykonanie tej procedury dla 308 otworów odwierconych na terenie Polski i częściowo w dnie Bałtyku doprowadziło do powstania mapy gęstości strumienia ciepłego dla obszaru Polski (Szewczyk, Gientka, 2009) – rys. 10 na poprzedniej stronie.

Największa wartość strumienia ciepła, sięgająca ponad 100 MW/m^2 , występuje w Polsce zachodniej i północno-zachodniej, w obrębie fragmentu monokliny przed-sudeckiej i niecki szczecińskiej. Obszar podwyższonych wartości strumienia widoczny jest także w obrębie Górnośląskiego Zagłębia Węglowego, które, dzięki licznym wierceniom badawczym wykonanym w celu rozpoznania budowy geologicznej zagłębia jest pod tym względem stosunkowo lepiej rozpoznane (Karwasiecka, 1996; Karwasiecka 2002). Wyraźne anomalie obserwuje się w obszarze pomiędzy Toruniem i Płockiem, gdzie na antyklinorium środkowopolskim występują struktury halokinetyczne (wysady solne) o wysokich wartościach przewodności cieplnej. Znaczny wzrost gęstości strumienia widoczny jest także w obszarze na północny zachód od Gór Świętokrzyskich i w Bieszczadach. Niska wartość strumienia (poniżej 50 MW/m^2) obserwowana jest w Polsce północno-wschodniej, na obszarze platformy prekambryjskiej, gdzie bezwzględne minimum, o wartości około 38 MW/m^2 , występuje w obrębie suwalskiego masywu anortozytowego.

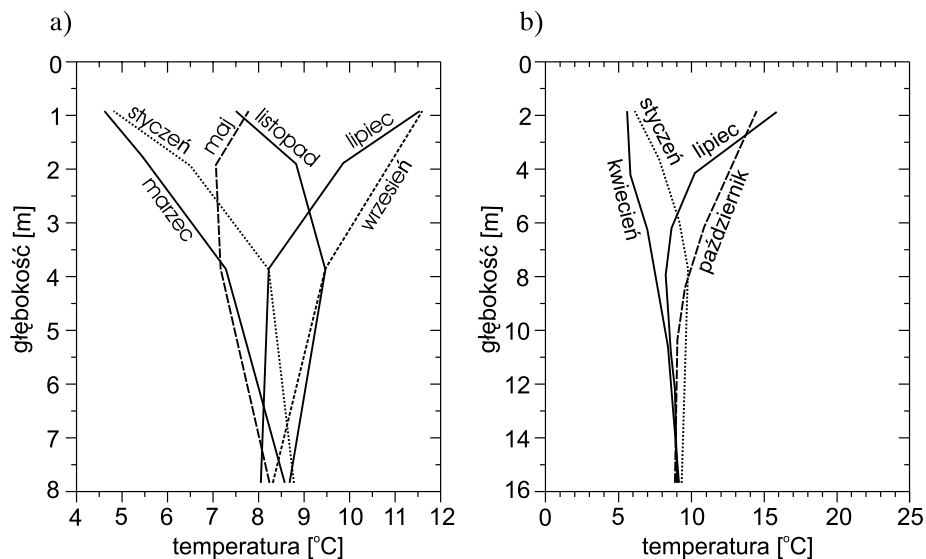
Elementem istotnym przy instalacjach geotermalnych wykorzystujących płytke partie litosfery jest wiedza o wartości gradientu geotermicznego i wpływie



Rys. 11. Zmienność średniej temperatury wód podziemnych wraz z głębokością (wg Szewczyk, 2005)

czynników powierzchniowych na temperatury skał. Danych na ten temat dostarczają analizy profilowań temperaturowych otworów badawczo-strukturalnych. Przykładowy gradient geotermiczny dla rejonu Warszawy, otrzymany na podstawie danych z otworu Nadarzyn IG-1, przedstawia na poprzedniej stronie rysunek nr 11 (wg Szewczyk, 2005). Oprócz linii gradientu wykres przedstawia także zmienność głębokościową średniej temperatury wód podziemnych (poziomu czwartorzędowego i oligoceńskiego) rejestrowaną na terenie Warszawy. Z wykresu odczytać można głębokość (ok. 80-90 m), poniżej której zanika wpływ czynników powierzchniowych i dominować zaczyna wzrost temperatury zgodnie z wartością gradientu.

Roczna amplituda temperatur w naszej szerokości geograficznej praktycznie zanika na głębokości poniżej 10 m (Szewczyk, 2005). Ilustrują to wykresy przedstawione za Sannerem (Sanner, 2009) – rys. 12, na których zobrazowano dane średnie z lat 1838-1854 obserwowane w stacji Royal Edinburgh (Wielka Brytania) oraz temperatury zmierzone w roku 1988 na stacji badawczej w Schwalbach.

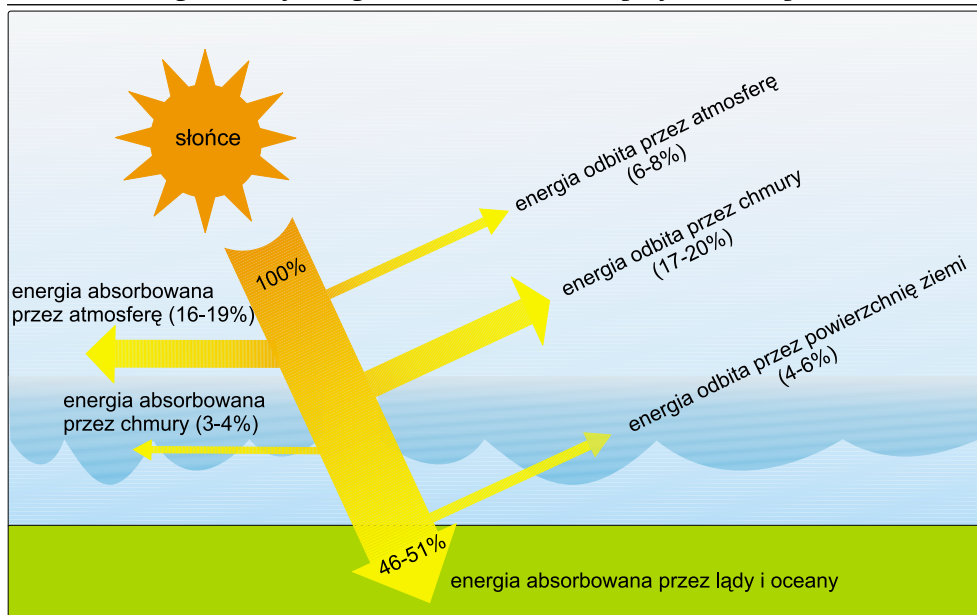


Rys. 12. Temperatury w płytkich partiach gruntu mierzone w:
a) Royal Edinburgh (średnia z lat 1838-1854), b) Schwalbach (pomiar z roku 1988).

5.1.2 Energia słoneczna

Źródłem ciepła, istotnym zwłaszcza dla płytkich instalacji geotermalnych typu ZH, ZF, ZK, jest promieniowanie słoneczne. Do powierzchni ziemi dociera jedynie ok. 50% całkowitej energii emitowanej przez słońce. Duża część energii ulega odbiciu i rozproszeniu w atmosferze i w chmurach (rys. 13).

Intensywność nasłonecznienia uzależniona jest od szerokości geograficznej oraz lokalnych warunków klimatycznych. Mierzy się ją roczną gęstością strumienia promieniowania słonecznego na płaszczyznę poziomą. W Polsce naj-



Rys. 13. Bilans energii słonecznej docierającej do powierzchni ziemi
(Dane liczbowe na podst. materiałów informacyjnych *Earth Energy Society of Canada* – www.earthenergy.ca oraz *Commercial Earth Energy Systems...*, 2002)

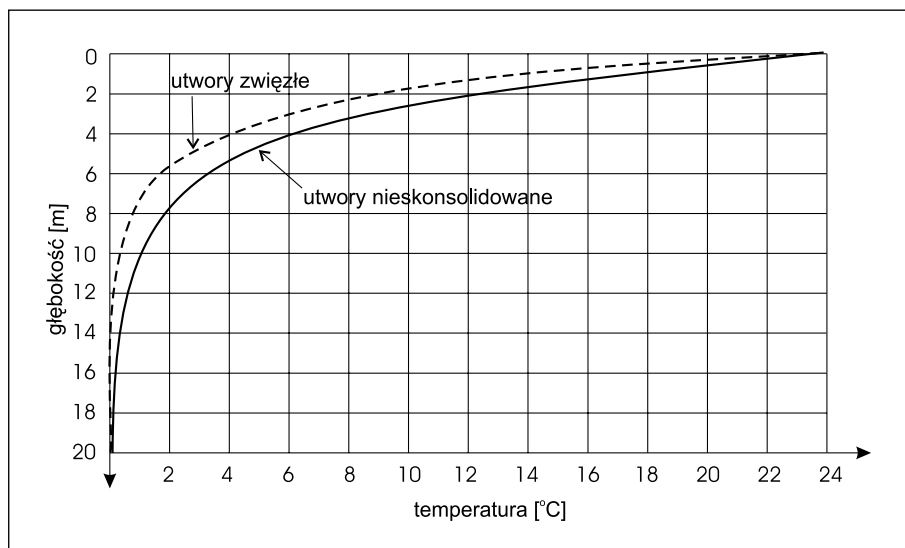
większa wartość nasłonecznienia (do ok. 1 250 kWh/m²) występuje na północy, najmniejsza (od ok. 950 kWh/m²) – w obrębie dużych aglomeracji miejskich, co związane jest z zanieczyszczeniem powietrza w tych rejonach. Podobny rozkład wykazuje tzw. usłonecznienie, tj. liczba godzin słonecznych w ciągu roku. Najwyższe wartości usłonecznienia obserwuje się na Wybrzeżu (powyżej 1 600 godzin/rok), a najniższe na Górnym Śląsku (powyżej 1 200 godzin/rok).

Energia słoneczna absorbowana przez skorupę ziemską wpływa na amplitudy wahań temperatur gruntu. Zmiany w czasie geologicznym obserwowane są nawet do głębokości kilku kilometrów, natomiast współczesne zmiany sezonowe (roczne) sięgają w naszej szerokości geograficznej do ok. 10-12 m (Szewczyk, 2005) – rys. 14 na następnej stronie.

5.1.3 Parametry termiczne ośrodka skalnego

Podstawowym parametrem wykorzystywanym we wszelkiego rodzaju analizach i obliczeniach jest przewodność cieplna ośrodka. Określa się ją współczynnikiem przewodności cieplnej i wyraża najczęściej w W/(m·°C)¹⁴. W warunkach laboratoryjnych parametr ten oblicza się z próbek skał pobranych np. z rdzeni wiertniczych. Pomimo zastrzeżeń co do dokładności otrzymywanych w ten sposób wyników (Szewczyk, 2001), tak uzyskane dane umożliwiają sporządzenie klasy-

¹⁴Jednostką przewodności cieplnej w układzie SI jest W/(m·K), jednak w zastosowaniach geologicznych wygodniej jest temperaturę podawać w °C ze względu na to, że w takich jednostkach dokonuje się bezpośrednich odczytów terenowych.



Rys. 14. Wpływ głębokości na średnie roczne amplitudy temperatur (wg Szewczyk, 2005)

fikacji wybranych skał pod względem zdolności przewodzenia ciepła. Przykładowe wartości zmierzone dla różnych rodzajów skał pokazano w tabeli nr 6.

Istotną rolę w określaniu przewodności cieplnej skał odgrywa anizotropia ośrodka. Przewodność mierzona równoległe do uwarstwienia skały jest zwykle większa od przewodności mierzonej prostopadle do uwarstwienia, co pokazano w zestawieniu dotyczącym skał osadowych (tab. 7).

Na wartość przewodności cieplnej bardzo istotny wpływ wywiera stopień zawodnienia skał. W utworach zawodnionych rzeczywistą przewodność cieplną ośrodka określa zarówno przewodność szkieletu skalnego, jak i przewodność wody wypełniającej puste przestrzenie. Dla izotropowego ośrodka porowatego wyraża się to zależnością:

$$\lambda = \phi \cdot \lambda_w + (1 - \phi) \cdot \lambda_r \quad [\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})]$$

gdzie:

λ	–	przewodność cieplna ośrodka porowatego	$[\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})]$
λ_w	–	przewodność cieplna wody	$[\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})]$
λ_r	–	przewodność cieplna szkieletu skalnego	$[\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})]$
ϕ	–	współczynnik porowatości	[1]

Powyższa formuła zakłada przewodzenie równoległe – rozdzielnie dla fazy wodnej i szkieletu. Niekiedy przyjmuje się szeregowy model przewodzenia:

$$\frac{1}{\lambda} = \frac{\phi}{\lambda_w} + \frac{1 - \phi}{\lambda_r}$$

W przypadku utworów zawodnionych dodatkową rolę spełnia konwekcyjne przenoszenie ciepła, którego intensywność zależy w głównej mierze od prędkości przepływu wód, a ta z kolei uwarunkowana jest współczynnikiem filtra-

Tab. 6. Przewodność cieplna skał według różnych źródeł [$W/(m^{\circ}C)$]

Rodzaj skały	Kjaran i Elliasson (1983)	Haenel, Staroste (1988)	Kappelmayer i Haenel (1974)	Halliburton logging serv. (1993)	Ostaficzuk (2001)	Chiasson i inni (2000)
Bazalt	1,7	–	–	–	–	2,5-6,6
Doleryt	1,6	–	–	–	–	
Gabbro	2,0	–	–	–	–	
Granit	3,0	2,5-3,8	2,5-3,8	–	2,90-4,09	
Kwarcyt	–	2,9-8,0	3,3-7,5	5,45	–	
Dolomit	–	3,8-5,9	3,0-5,0	3,77-5,45	–	–
Sól kamienna	–	5,4-7,1	5,4-7,1	5,4	–	–
Łupek ilasty	–	1,35-2,5	1,0-3,0	1,2-2,35	1,40-1,98	1,5-3,5
Wapień	–	–	1,7-3,0	1,7-3,6	0,92-1,40	1,5-3,3
Anhydryt	–	–	4,8-5,8	5,46	–	–
Piaski	–	–	1,2-5,5	1,47-3,23	–	0,7-0,9
Piaskowiec	–	1,7-4,6	–	–	–	2,3-6,5
Glina	–	–	–	–	0,75-1,25	0,85-1,1
Mułek	–	–	–	–	–	1,2-2,4
Żwir	–	–	–	–	0,80-0,93	0,7-0,9
Torf	–	–	–	–	0,047-0,093	–

Tab. 7. Anizotropia przewodności cieplnej skał osadowych w zależności od kierunku przepływu ciepła [$W/(m^{\circ}C)$]

Rodzaj skały	Wiek	Sposób pomiaru przewodności cieplnej	
		równoległe do uwarstwienia	prostopadle do uwarstwienia
Piaski, ily, gliny, piaskowce i iłowce	Trzeciorzęd, czwartorzęd	1,05-1,83	
Zlepieńce	Karbon	3,49-4,57	2,25-3,48
Piaskowce	Karbon	2,41-4,57	1,93-3,90
Mułowce i iłowce	Karbon	1,19-3,43	1,27-2,16
Węgle	Karbon	0,37-1,03	0,23-0,71

Źródło: Kurowska, Groborz, 2002.

cji i spadkiem hydraulicznym. Konwekcja jest procesem, który ma marginalne znaczenie przy obliczeniach gęstości strumienia ciepłego ziemi, natomiast jest istotna w analizie transportu wymuszonego (np. w postaci iniekcji ciepła w otworze wiertniczym), ze znacznym udziałem składowej poziomej ruchu wody, co dotyczy m.in. instalacji GPC wykonanych w utworach zawodnionych.

Innym ważnym parametrem jest pojemność cieplna ośrodka definiowana jako ilość ciepła konieczna do podniesienia temperatury ciała o stałej objętości o jeden stopień. Pojemność cieplna odniesiona do masy ciała stanowi pojemność cieplną właściwą (ciepło właściwe). Dla ośrodka niejednorodnego, jaki stanowią skały nasycone wodą, ciepło właściwe jest sumą ciepła właściwego szkieletu skalnego oraz wody i opisane jest wzorem:

$$C_t \cdot \rho = (1 - \phi) \cdot C_r \cdot \rho_r + \phi \cdot C_w \cdot \rho_w$$

gdzie:

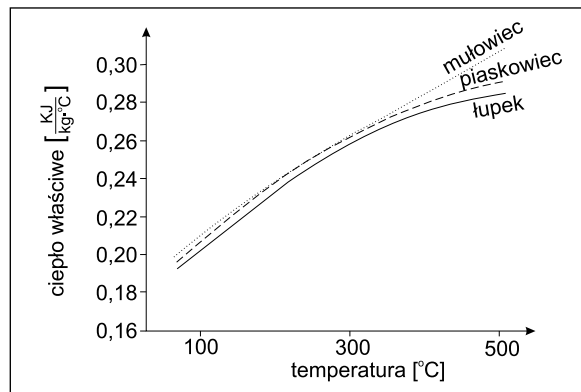
C_t	– pojemność cieplna ośrodka nasyconego wodą	[J/°C]
C_w	– pojemność cieplna wody	[J/°C]
C_r	– pojemność cieplna szkieletu skalnego	[J/°C]
ϕ	– współczynnik porowatości	[1]
ρ	– gęstość ośrodka skalnego (matryca skalna + pory)	[g/cm ³]
ρ_w	– gęstość wody	[g/cm ³]
ρ_r	– gęstość szkieletu skalnego	[g/cm ³]

Pojemność cieplna jest silnie uzależniona od nasycenia, ciśnienia i temperatury. Pokazuje to tabela nr 8 zawierająca eksperymentalne wartości pojemności cieplnej skał nasyconych wodą przy różnych wartościach ciśnienia. Z kolei na rysunku nr 15 przedstawiono zależność ciepła właściwego od temperatury.

Tab. 8. Pojemność cieplna skał nasyconych wodą

Rodzaj skały	Pojemność cieplna przypadająca na 1 m ³ skały w temp. 327°C [kJ/(m ³ ·K)]			
	ciśn.=1 bar	ciśn.=35 bar	ciśn.=70 bar	ciśn. 100 bar
Piaskowiec	2 280	2 284	2 338	3 075
Piasek	2 387	2 392	2 446	3 290
Wapienie	2 372	2 379	2 425	3 136
Łupki	2 653	2 653	2 680	2 687

Źródło: Passmore, Archer, 1985.



Rys. 15. Zależność ciepła właściwego skał od temperatury (wg Passmore, Archer, 1985)

Zarówno przewodność, jak i pojemność cieplna są parametrami decydującymi o mocach uzyskiwanych z geotermalnych instalacji niskotemperaturowych. Jednak zasadnicze znaczenie ma w tym przypadku przewodność cieplna jako współczynnik proporcjonalności pomiędzy gradientem temperaturowym a gęstością strumienia. Pojemność istotna jest jedynie w niestacjonarnych procesach przepływu ciepła, w praktyce dotyczy więc dobowej i sezonowej zmienności mocy, a także procesów magazynowania ciepła w gruncie. Oba opisane wyżej parametry, połączone z gęstością strumienia ciepłego ziemi na danym obszarze, decydują o efektywności energetycznej instalacji.

W praktycznej działalności instalacyjnej gruntowych wymienników ciepła typu ZO wykorzystuje się parametr określany jako wskaźnik (współczynnik) mocy poboru lub wskaźnik (współczynnik) mocy cieplnej, który oznacza moc uzyskiwaną z 1 metra głębokości otworu. Na etapie projektowania wskaźnik ten dla różnych typów litologicznych skał może być określony jedynie w sposób orientacyjny, bez uwzględniania specyficznych cech struktury i tekstury ośrodka. Przykładowe wartości wskaźnika mocy poboru podaje tabela nr 9.

Tab. 9. Specyficzne moce poboru pionowych wymienników ciepła dla 1800 i 2400 rocznych godzin pracy

Litologia skał	Współczynnik mocy cieplnej	
	przy 1 800 godzinach pracy	przy 2 400 godzinach pracy
Suchy żwir, piasek	<25 W/m	<20 W/m
Zawodniony żwir, piasek	60-80 W/m	55-65 W/m
Silnie zawodniony żwir, piasek	80-100 W/m	80-100 W/m
Iły, gliny	35-50 W/m	30-40 W/m
Wapienie (masywne)	55-70 W/m	45-60 W/m
Piaskowce	65-80 W/m	55-65 W/m
Kwaśne skały magmowe (np. granity)	65-85 W/m	55-70 W/m
Zasadowe skały magmowe (np. bazalty)	40-65 W/m	35-55 W/m
Gnejsy	70-85 W/m	60-70 W/m

Źródło: f-ma Haka.Gerodur – www.hakagerodur.ch.

Rzeczywista moc cieplna uzyskiwana z 1 metra otworu rzadko kiedy odpowiada tej, którą zakłada się na etapie projektowania instalacji. Dlatego też po odwierceniu pierwszego otworu koryguje się zwykle projekt w zakresie doboru współczynnika mocy cieplnej, co oznacza konieczność zmniejszenia lub zwiększenia sumarycznej długości kolektora pionowego.

Dla wymienników horyzontalnych (typ ZH) moc cieplna charakteryzowana jest poprzez określenie mocy możliwej do uzyskania z 1 m² powierzchni

gruntu. Orientacyjną wartość mocy cieplnej w zależności od rodzaju podłoża przedstawia tabela nr 10.

Tab. 10. Moc poboru kolektorów poziomych dla 1800 i 2400 rocznych godzin pracy

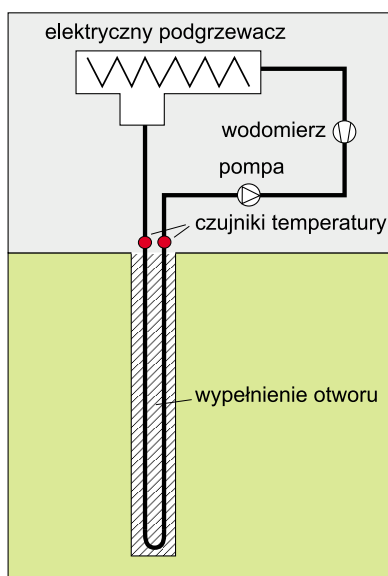
Rodzaj podłoża	Moc poboru	
	przy 1800 godzinach pracy	przy 2400 godzinach pracy
Suche, niezwiązane podłoże	10 W/m ²	8 W/m ²
Podłoże związane, wilgotne	20-30 W/m ²	16-24 W/m ²
Podłoże nasycone wodą, piasek, żwir	40 W/m ²	32 W/m ²

Źródło: f-ma Haka.Gerodur – www.hakagerodur.ch.

5.1.4. Terenowa metoda wyznaczania parametrów termicznych gruntu

Od połowy lat 90. stosuje się terenową metodę ustalania wartości przewodnictwa cieplnego, określaną w literaturze jako *thermal response test* – TRT (Sanner i inni, 2007). Są to badania „in-situ” wykonywane w otworze pilotażowym – pierwszym z serii przewidzianych do odwiercenia dla planowanej inwestycji geotermalnej. Wartość przewodnictwa cieplnego otrzymana w wyniku zastosowania metody TRT jest bardzo wiarygodna, ponieważ oblicza się ją w rzeczywistych warunkach pracy wymiennika ciepła.

Test TRT polega na iniekcji do wymiennika (rurka ukształtna) energii cieplnej o znanej wartości. Medium wypełniające wymiennik krąży w obiegu zamkniętym, a iniekcja ciepła w postaci podgrzewania płynu prowadzona jest przez cały



Rys. 16. Schemat stanowiska do przeprowadzenia testu geotermalnego

okres trwania testu. Na powierzchni dokonywany jest pomiar temperatury cieczy wprowadzanej do otworu i go opuszczającej (rys. 16). Dynamika zmian temperatury cieczy jest miarą przewodnictwa cieplnego ośrodka skalnego. Jest to tzw. przewodność cieplna efektywna, tj. uwzględniająca cały ośrodek gruntowo-wodny (szkielet skalny, puste przestrzenie, woda), a także materiał wypełniający otwór. Warunkiem otrzymania poprawnych wyników jest odpowiednio długi czas przeprowadzenia testu, aby doprowadzić do zmian temperaturowych nie tylko w obrębie materiału wypełniającego otwór, ale także otaczających skał. Minimalny czas testu określany jest na 48 godzin (Mands, Sanner, 2001).

Interpretacja testu geotermalnego dokonywana jest przy użyciu równania przepływu ciepła w funkcji czasu (Busso, Georgiev, Roth, 2003):

$$T(t) = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot H \cdot \lambda_{ef}} \left[\ln \left(\frac{4 \cdot a \cdot t}{r^2} \right) - 0,5772 \right] + \frac{Q}{H} R_b + T_0$$

gdzie:

T	– temperatura płynu	[°C]
t	– czas	[h]
Q	– ciepło iniekcji	[W]
H	– długość wymiennika ciepła	[m]
λ_{ef}	– współczynnik przewodności cieplnej	[W/(m·°C)]
a	– współczynnik dyfuzyjności ($a = \lambda_{ef} / C \cdot \rho$)	m ² /h
C	– współczynnik pojemności cieplnej	[J/°C]
ρ	– gęstość	[g/cm ³]
R_b	– oporność cieplna otworu	[(m·°C)]/W
T_0	– naturalna temperatura gruntu (przed rozpoczęciem testu)	[°C]

Powyższe równanie można zapisać w postaci zlinearyzowanej, gdzie parametr „k” jest współczynnikiem kierunkowym prostej na wykresie w skali logarytmicznej (rys. 17b):

$$T(t) = k \cdot \ln(t) + m; \quad k = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot H \cdot \lambda_{ef}}$$

Stąd przewodność cieplną określamy jako:

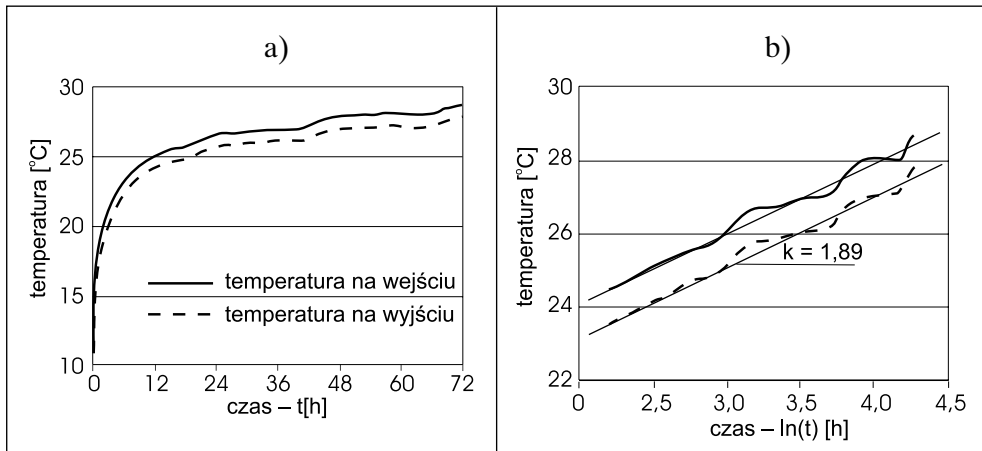
$$\lambda_{ef} = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot H \cdot k}$$

Używając iteracyjnych metod rozwiązywania równań, można otrzymać także wartość R_b , która charakteryzuje oporność cieplną samego otworu (tj. zabudowanych w nim rur i materiału wypełniającego).

Na rysunku 17 na następnej stronie przedstawiono przykładowy wykres zmian temperatury wlotowej i wylotowej obserwowanej podczas testu przeprowadzonego w Belgii, w miejscowości Mol (Mands, Sanner, 2001). Test przeprowadzono w otworze o głębokości 30,5 m i średnicy wiercenia 150 mm. Początkowa temperatura gruntu wynosiła 12,5°C, czas trwania testu wyniósł 71,8 godzin. Otrzymano następujące wartości współczynnika przewodności cieplnej:

- dla temperatury rejestrowanej na wejściu: $\lambda_{ef} = 2,49$ W/(m·°C);
- dla temperatury rejestrowanej na wyjściu: $\lambda_{ef} = 2,48$ W/(m·°C).

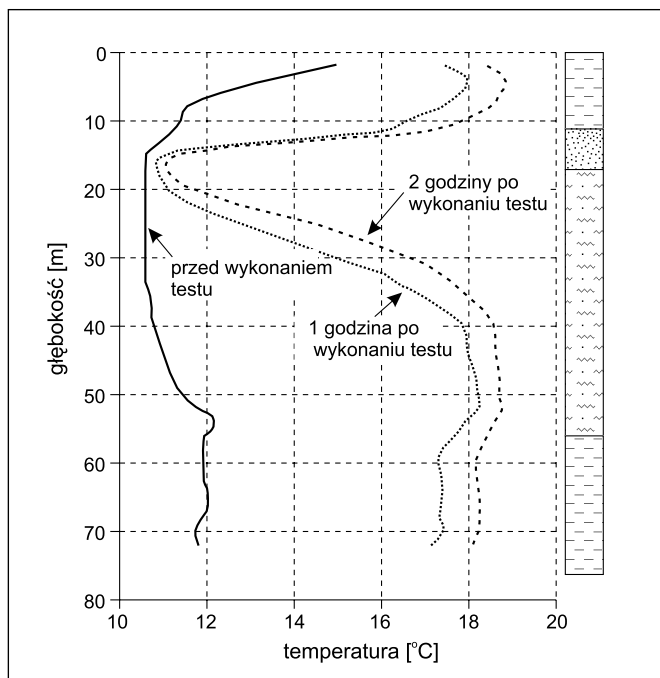
Do interpretacji testów terenowych, szczególnie w przypadku dużych, przemysłowych instalacji, stosowane są również bardziej skomplikowane metody, np. rozwiązania numeryczne równania transportu ciepła, które umożliwiają dyskretyzację długości otworu i analizę zmienności przewodnictwa cieplnego w przestrzeni (Hellström, 1997). Do modeli numerycznych wykorzystuje się dodatkowe możliwości interpretacyjne testu TRT, polegające na profilowaniu temperaturowym wzdłuż długości otworu. Dzięki umieszczonym w otworze czujnikom profi-



Rys. 17. Wyniki testu geotermalnego przeprowadzonego w Mol (Belgia), (wg Mands, Sanner, 2001):

- a) zmiany temperatury w czasie,
- b) wykres interpretacyjny $T=f(\ln t)$.

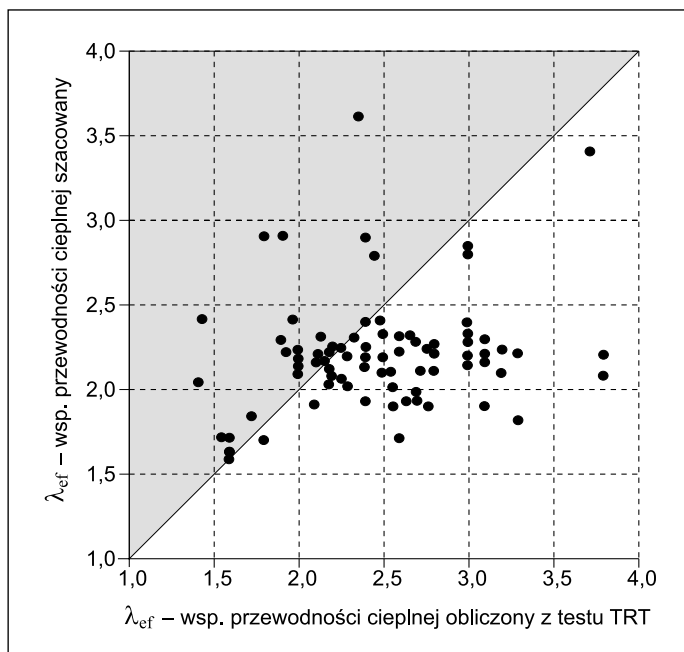
lowanie takie można wykonać przed rozpoczęciem testu oraz tuż po jego zakończeniu i po pewnym czasie od zakończenia. Krzywe zmienności temperatury pokazują zależność przepływu ciepła od litologii osadów występujących w profilu geologicznym otworu oraz występowania stref zawodnionych (rys. 18). W efek-



Rys. 18. Profilowanie temperaturowe przed i po zakończeniu testu TRT (wg Sanner i inni, 2007)

cie otrzymuje się możliwość przestrzennego zróżnicowania współczynnika przewodności cieplnej i uwzględnienia tego zróżnicowania w symulacjach numerycznych zmierzających do optymalizacji kosztów inwestycji.

Na przykładzie około osiemdziesięciu wyników badania przewodności cieplnej zostało wykazane (Sanner i inni 2007; Sanner i inni 2008), że parametr ten na etapie wstępnych szacunków przedinwestycyjnych (*pre-feasibility study*) był w większości przypadków niższy niż ustalony później w wyniku testu TRT (rys. 19). Oznaczało to możliwość zniwelowania kosztów inwestycji geotermalnej.



Rys. 19. Szacowana i zmierzona w teście TRT przewodność cieplna (wg Sanner i inni, 2008)

5.1.5. Podstawowe czynniki decydujące o wymianie ciepła

W fizyce istnieją trzy mechanizmy transportu ciepła:

1. kondukcja (przewodzenie),
2. konwekcja,
3. radiacja.

W przypadku transportu ciepła w litosferze radiacja nie odgrywa znaczącej roli; głównym procesem jest przenoszenie kondukcyjne, a w strefie aktywnej wymiany wód podziemnych – także konwekcyjne (Kjaran, Elliason, 1983; Ungemach, 1987). Oba te procesy wpływają na temperatury obserwowane w litosferze w różnym stopniu, zależnym głównie od głębokości, ale także od warunków hydrogeologicznych, zwłaszcza prędkości przepływu wód podziemnych. Przyjmuje się jednak, że dominujące znaczenie ma zwykle kondukcja.

Kondukcja jest procesem przepływu ciepła spowodowanym gradientem temperatur i opisana jest prawem Fouriera:

$$q = -\lambda \cdot \frac{DT}{dx} \quad \text{– dla przypadku jednowymiarowego}$$

lub

$$q = -\lambda \cdot \text{grad}T \quad \text{– dla przypadku przestrzennego}$$

gdzie:

q – gęstość strumienia ciepła	[W/m ²]
λ – współczynnik przewodności cieplnej	[W/(m·°C)]
T – temperatura	[°C]
x – współrzędna normalna do powierzchni wymiany ciepła	[m]

Minus w powyższych równaniach oznacza, że przepływ ciepła następuje w kierunku przeciwnym do wzrostu temperatury.

W oparciu o ten zapis wyprowadzone zostało ogólne równanie kondukcijnego transportu ciepła w układzie przestrzennym (współrzędne x, y, z), które dla ośrodka o gęstości ρ , ciepłe właściwym przy stałym ciśnieniu c , wydajności wewnętrznej źródła ciepła q_v i współrzędnej czasowej t – przybiera postać:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_x \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda_y \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) + q_v = \rho \cdot c \frac{DT}{dt}$$

W przypadku ośrodka izotropowego ($\lambda_x = \lambda_y = \lambda_z$) wprowadzając symbol laplasjanu:

$$\nabla^2 T = \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}$$

oraz symbol współczynnika wyrównywania temperatury (zwanego również współczynnikiem dyfuzyjności lub przewodzenia temperatury):

$$a = \frac{\lambda}{\rho \cdot c} \quad [\text{m}^2/\text{h}]$$

można skrócić zapis równania przewodzenia ciepła do postaci:

$$\nabla^2 T + \frac{1}{\lambda} q_v = \frac{1}{a} \frac{DT}{dt}$$

W praktyce w zagadnieniach dotyczących transportu ciepła z wykorzystaniem otworów wiertniczych najczęściej wykorzystywane jest analityczne rozwiązanie równania różniczkowego, które po zastosowaniu współrzędnych cylindrycznych i zamianie jednostek zapisuje się następująco (Hellstrom, Sanner, 2001):

$$\Delta T = \frac{0,183 \cdot Q}{\lambda} \left[\log \frac{a \cdot t}{r^2} + 0,106 \frac{r^2}{a \cdot t} + 0,351 \right]$$

gdzie:

ΔT	–	zmiana temperatury w promieniu r po czasie t [°C]
Q	–	strumień ciepła na metr długości wiercenia [W/m]
λ	–	współczynnik przewodności cieplnej [W/(m·°C)]
a	–	współczynnik dyfuzyjności [m ² /h]
r	–	promień [m]
t	–	czas [h]

Wymiana konwekcyjna polega na transporcie ciepła w wyniku ruchu substancji (cieczy, gazów). Wyróżnia się konwekcję swobodną i wymuszoną. Konwekcja swobodna wynika z istnienia gradientów ciśnień zależnych od naturalnej różnicy temperatur i gęstości strumienia cieczy lub gazu. Konwekcja wymuszona wywołana jest przez zewnętrzne gradienty ciśnień.

Matematyczny opis wymiany konwekcyjnej przedstawia poniższy zapis:

$$q = -a \cdot \frac{DT}{dx}$$

gdzie:

q	–	gęstość strumienia ciepła [W/m ²]
a	–	współczynnik przejmowania ciepła [W/m ² ·°C]
T	–	temperatura [°C]
x	–	współrzędna normalna do powierzchni wymiany ciepła [m]

Występujący w powyższym wzorze współczynnik przejmowania ciepła – a oznacza ilość ciepła przejmowaną przez jednostkę powierzchni w jednostce czasu, przy danej różnicy temperatur. Współczynnik ten dla wody przybiera wartości o szerokim zakresie 1 500-10 000 (Wolańczyk, 2002) i jest zależny od wielu zmiennych: prędkości przepływu, różnicy temperatur, współczynnika przewodności cieplnej, ciepła właściwego, gęstości i lepkości płynu.

Konwekcja swobodna, dominująca w naturalnych warunkach geologicznych, opisywana jest równaniem energii:

$$u_x \frac{\partial T}{\partial x} + u_y \frac{\partial T}{\partial y} + u_z \frac{\partial T}{\partial z} = a \cdot \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right)$$

gdzie: u_x , u_y , u_z oznaczają składowe prędkości, a rzeczywista prędkość filtracji podlega prawu Darcy:

$$u = -\frac{k}{\phi} \frac{\partial H}{\partial x}$$

gdzie:

u	–	rzeczywista prędkość filtracji [m/h]
k	–	współczynnik filtracji [m/h]
ϕ	–	współczynnik porowatości [1]
H	–	wysokość hydrauliczna [m]
x	–	współrzędna [m]

Istnieje szereg analitycznych rozwiązań równania konwekcji swobodnej, które wymagają przyjęcia założeń upraszczających i odpowiedniego schematu obliczeniowego (np. przepływ laminarny lub burzliwy, kształt powierzchni wymiany ciepła itp.).

Suma efektów kondukcyjnego i konwekcyjnego przepływu ciepła w ośrodku gruntowo-wodnym charakteryzowana jest przez dyspersję. Równanie opisujące zjawisko dyspersji ciepła uwzględnia dodatkowo zewnętrzne źródła ciepła w postaci wydatku i temperatury wód opadowych (zasilanie infiltracyjne) oraz wydatku i temperatury punktowych źródeł ciepła (np. zatłaczanie lub pompowanie wód ze studni). Równanie to w przypadku dwuwymiarowego strumienia filtracyjnego ma postać:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(h \cdot K_{xx} \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(h \cdot K_{yy} \frac{\partial T}{\partial y} \right) - u_x \cdot h \frac{\partial T}{\partial x} - u_y \cdot h \frac{\partial T}{\partial y} =$$

$$= \phi \cdot h \cdot R_h \frac{\partial T}{\partial t} - (T_p - T) \cdot \gamma - Q \cdot (T_r - T)$$

Współczynniki dyspersji ciepła K_{xx} i K_{yy} są zdefiniowane jako:

$$K_{xx} = \alpha_L \cdot u + \kappa \cdot \phi \quad [\text{m}^2/\text{s}]$$

$$K_{yy} = \alpha_T \cdot u + \kappa \cdot \phi \quad [\text{m}^2/\text{s}]$$

a współczynnik opóźnienia:

$$R_h = 1 + \beta \cdot (1 + \phi) \cdot \rho_r / (\phi \cdot \rho_w)$$

$$\text{i } \beta = \frac{C_r}{C_w}$$

Pozostałe symbole oznaczają:

T	–	temperatura	[°C]
u	–	prędkość przepływu	[m/s]
(u_x, u_y)	–	składowe wektora prędkości przepływu	[m/s]
α_L	–	stała dyspersji podłużnej	[m]
α_T	–	stała dyspersji poprzecznej	[m]
κ	–	współczynnik dyfuzji cieplnej	[m ² /s]
ϕ	–	współczynnik porowatości	[1]
h	–	miąższość strumienia wód podziemnych	[m]
T_p	–	temperatura zasilania pionowego	[K]

γ	–	natężenie zasilania pionowego	$[\text{m}^3/\text{s}]$
T_r	–	temperatura iniekcji punktowej	$[\text{°C}]$
Q	–	wydajność iniekcji punktowej (np. pompowania)	$[\text{m}^3/\text{s}]$
ρ_w	–	gęstość właściwa cieczy	$[\text{kg}/\text{m}^3]$
ρ_r	–	gęstość właściwa szkieletu skalnego	$[\text{kg}/\text{m}^3]$
C_w	–	pojemność cieplna cieczy	$[\text{J}/\text{°C}]$
C_r	–	pojemność cieplna szkieletu skalnego	$[\text{J}/\text{°C}]$

Opierając się na powyższym zapisie, realizuje się modele transportu ciepła w ośrodku zawodnionym, w którym ma miejsce ruch wody podziemnej. Stosowane bywają różne algorytmy rozwiązań numerycznych, a generalnie najpowszechniej obecnie stosowanym algorytmem jest metoda elementów skończonych Galerkina, z zastosowaniem trójkątnej sieci dyskretyzacyjnej. Umożliwia ona różnicowanie rozmiaru bloków sieci dyskretyzacyjnej w zależności od stopnia rozpoznania modelowanego obszaru.

Algorytm uwzględniający oba dominujące procesy przepływu ciepła (kondukcja + konwekcja) może być stosowany w przypadku instalacji wymienników ciepła w utworach zawodnionych i w strefie aktywnej wymiany wód. Jeśli chodzi o skały suche, zastosowanie znajduje model wymiany kondukcyjnej, w prostych przypadkach realizowany jako jednowymiarowy model analityczny. Istnieje szereg programów komputerowych ułatwiających prowadzenie obliczeń, które mogą być wykorzystywane w szczególności do prognozowania zmian temperaturowych i optymalizacji położenia otworów.

5.2. Warunki występowania wód podziemnych

Wiedza o warunkach występowania i możliwościach wykorzystywania wód podziemnych jest niezbędna już we wstępnych analizach ekonomicznych inwestycji, a na późniejszym etapie – także przy projektowaniu systemu ciepłowniczego. Należy zaznaczyć, że pojęcie *wykorzystanie wód podziemnych* nie odnosi się tu jedynie do systemów otwartych, w których nośnikiem energii jest woda, ale także do systemów zamkniętych, które – w przypadku umiejscowienia wymiennika ciepła w utworach zawodnionych – wykazują lepsze warunki odnawialności zasobów energii cieplnej. Jedynie podpowierzchniowe instalacje, typu ZH lub ZK, są mniej uzależnione od warunków hydrogeologicznych, ponieważ z reguły umiejscawiane są w strefach niezawodnionych.

Wody podziemne wypełniają puste przestrzenie skalne. Zespół utworów przepuszczalnych, a także słabo przepuszczalnych, pozostających we wzajemnej łączności hydraulicznej oraz występujących w aktywnej strefie krążenia, przyjęło się określać mianem zbiornika wód podziemnych (Dowgiałło – red., 2002; Szczepański i inni, 2004). Ze względu na rodzaje pustek skalnych wyróżniamy następujące typy zbiorników podziemnych (tab. 11): porowe, szczelinowe, porowo-szczelinowe, szczelinowo-krasowe i porowo-szczelinowo-krasowe

Tab. 11. Podział zbiorników wód podziemnych ze względu na typ pustek skalnych

Typ zbiornika	Rodzaje skał	Porowatość (n), Odsączalność (μ)	Wodoprzepuszczalność (wsp. filtracji – k)
porowe	skały luźne: piaski, żwiry, rumosze	porowatość wysoka (n=0,2-0,3) odsączalność zróżnicowana ($\mu=0,12-0,26$)	wysoka (k=10 ⁻³ -10 ⁻⁵ m/s)
szczelinowe	skały zwięzłe: magmowe, wulkaniczne i metamorficzne, a także niektóre skały osadowe: zdiagenezowane i scementowane piaskowce, kreda, łupki	porowatość bardzo niska i silnie zróżnicowana odsączalność bardzo niska ($\mu=0,01-0,1$)	średnia (k=10 ⁻⁵ -10 ⁻⁷ m/s) lokalnie wysoka – przy gęstej sieci spękań (k=10 ⁻³ -10 ⁻⁴ m/s)
szczelinowo-porowe	skały zwięzłe spękane o dużej porowatości matrycy; różne odmiany piaskowców i węglanowych skał ziarnistych np. dolomitów, wapieni oolitowych i detrytycznych	podwójna porowatość: szczeliny – duża przepuszczalność i mała pojemność wodna; pory – mniejsza przepuszczalność i duża pojemność wodna. odsączalność silnie zróżnicowana	zróżnicowana (k=10 ⁻³ -10 ⁻⁵ m/s)
szczelinowo-krasowe	skały węglanowe z niską porowatością matrycy	porowatość i pojemność wodna bardzo zmienne	bardzo zróżnicowana (k=10 ⁻² -10 ⁻⁶ m/s)
porowo-szczelinowo-krasowe	skały węglanowe z dużą porowatością matrycy	podwójna porowatość, przestrzeń porowa spowalnia przepływ	

(wg Szczepański i inni, 2004), na podstawie opisu Motyki (Kazimierski, Sadurski, 1999).

Zbiorniki charakteryzujące się odpowiednio dużą zasobnością i dobrą jakością wody uznane zostały za strategiczne do zaopatrzenia w wodę i uzyskały status głównych zbiorników wód podziemnych (GZWP). Kryterium wyróżniającym są tu:

- wydajność potencjalnego otworu studziennego powyżej 70 m³/h;
- wydajność ujęcia powyżej 10 000 m³/d;
- przewodność warstwy wodonośnej wyższa od 10 m²/h;
- przydatność wody – w stanie surowym lub po jej ewentualnym prostym uzdatnieniu za pomocą stosowanych obecnie i uzasadnionych ekonomicznie technologii – do zaopatrzenia ludności.

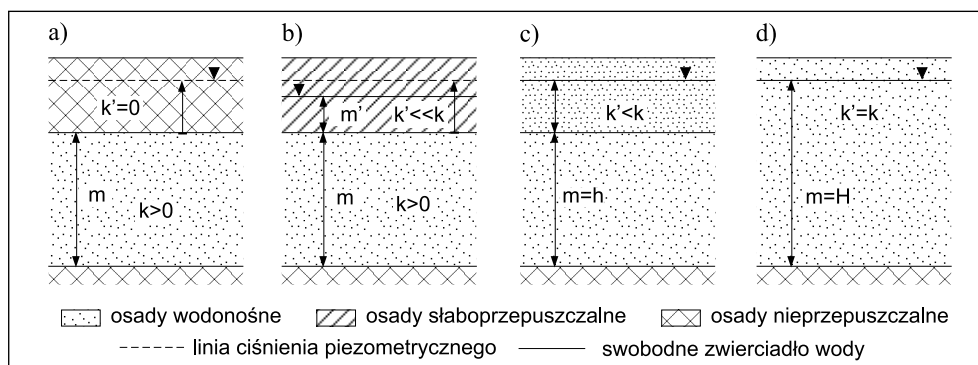
W celach praktycznych warunki hydrogeologiczne panujące w zbiornikach wód podziemnych są poddawane schematyzacji, aby dostosować je do uproszczonych formuł opisujących procesy zachodzące w obrębie zbiornika. W ramach tej schematyzacji, biorąc pod uwagę cechy wspólne oraz odrębności poszczególnych ze-

społów litologicznych (rodzajów skał) budujących zbiornik, wydziela się dwa najważniejsze pojęcia: warstwa wodonośna oraz poziom wodonośny.

Warstwa wodonośna (Pazdro, Kozerski, 1990; Dowgiałło – red., 2002) to zbiorowisko wód podziemnych związane z warstwowanymi utworami skalnymi o znacznym rozprzestrzenieniu i o określonej miąższości, ograniczone od góry zwierciadłem wód podziemnych (warstwy o zwierciadle swobodnym) lub nieprzepuszczalnym stropem (warstwy o zwierciadle napiętym), a od dołu nieprzepuszczalnym spągłem (podstawą). Za warstwę wodonośną uznaje się też strefę utworów wodonośnych o innym niż porowy systemie przewodzenia i mniej jednoznacznie określonych granicach, jak np. wypełnione wodą strefy spękań skał litych, szczeliny i pustki krasowe itp.

Wydzielenie warstwy wodonośnej niezbędne jest w każdym przypadku, gdy zamierzamy prowadzić obliczenia hydrodynamiczne z wykorzystaniem metod analitycznych, w których zakłada się jednorodność i izotropowość ośrodka skalnego. Wydziela się cztery podstawowe typy warstw wodonośnych (rys. 20):

1. Warstwa wodonośna o zwierciadle napiętym (naporowym), którą w stropie i spągu ograniczają warstwy utworów nieprzepuszczalnych (tj. o współczynniku filtracji $k'=0$).
2. Warstwa wodonośna o zwierciadle niezupełnie napiętym, która ma w spągu warstwę nieprzepuszczalną, a w stropie warstwę półprzepuszczalną o przepuszczalności wielokrotnie niższej niż warstwa podstawowa – wodonośna ($k' \ll k$).
3. Warstwa wodonośna o zwierciadle niezupełnie swobodnym, gdy w spągu występuje warstwa nieprzepuszczalna, a przepuszczalność warstwy będącej w jej nadkładzie różni się znacząco ($k' < k$), lecz nie wielokrotnie, od przepuszczalności warstwy podstawowej.
4. Warstwa wodonośna o zwierciadle swobodnym, której spąg stanowi nieprzepuszczalne podłoże, a górną granicą jest zwierciadło wody będące jednocześnie powierzchnią graniczną strefy pełnego nasycenia.

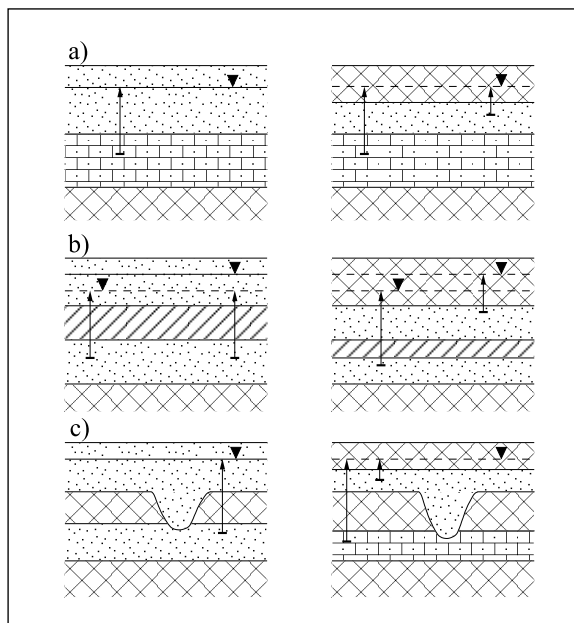


Rys. 20. Typy hydrodynamiczne warstw wodonośnych (wg Kruseman, de Ridder, 1979)

Warstwy naporowe: a – o zwierciadle napiętym, b – o zwierciadle niezupełnie napiętym;

Warstwy swobodne: c – o zwierciadle niezupełnie swobodnym, d – o zwierciadle swobodnym.

Poziomem wodonośnym nazywamy zespół dwóch lub kilku warstw wodonośnych, które pozostają ze sobą we wzajemnej więzi hydraulicznej. Więż ta może być pełna, ograniczona lub strefowa, jak to pokazano schematycznie na rysunku 21.



Rys. 21. Poziomy wodonośne dwuwarstwowe o więzi hydraulicznej: pełnej (a), ograniczonej (b) oraz strefowej przez okna hydrogeologiczne (c) – wg Dąbrowski, Przybyłek, 2005.

Zwraca się uwagę na brak precyzji przy używaniu pojęć *poziom wodonośny* i *warstwa wodonośna* w ustawie z dnia 18 lipca 2001 r. – Prawo wodne (Dz. U. Nr 115, poz. 1229 z późn. zm.) Definicji *poziomu wodonośnego wód podziemnych* nie ma w ogóle, pomimo że pojęcie to wykorzystane jest np. w art. 39 ustawy, a definicja *warstwy wodonośnej*, przedstawiona w art. 9, pkt. 19a, jest nieprecyzyjna. Mówi ona, że warstwą wodonośną nazywamy *warstwowane lub niewarstwowane utwory skalne przepuszczalne i nasycone wodą, wykazujące wystarczającą porowatość i przepuszczalność umożliwiającą znaczący przepływ wód podziemnych lub pobór znaczących ilości wód podziemnych*. Użycie niejednoznacznych sformułowań *znaczący przepływ* i *znaczący pobór* może być interpretowane różnorako, ponadto są to kryteria wyróżniające nie tyle warstwę wodonośną, ile raczej zbiornik wód podziemnych. Wobec mnogości różnorodnych określeń stosowanych w nazewnictwie hydrogeologicznym (warstwa wodonośna, poziom wodonośny, zbiornik wód podziemnych, system wodonośny, jednolite części wód podziemnych) powinno się pozostawić *warstwę wodonośną* jako obiekt obrazujący warunki uproszczone, będące efektem schematyzacji. Drugi sposób rozumienia tego pojęcia dotyczyć może charakterystyki warunków hydrogeologicznych przy rozpoznawaniu i dokumentowaniu zasobów eksploatacyjnych wód podziemnych, a także przy określaniu warunków ich zatłaczania. Do eksploatacji ujmuje się

zwykle *warstwę wodonośną* i do *warstwy wodonośnej* zatłacza się zużyte wody. Pojęcie to odnosi się wówczas do utworów przepuszczalnych, w których umieszczony jest filtr studzienny. Oba rozumienia pojęcia *warstwa wodonośna* zgodne są z definicją zaczerpniętą z klasycznej, podręcznikowej literatury hydrogeologicznej (patrz rys. 20).

Wiedza o występowaniu wód podziemnych na terenie Polski może być pozyskiwana z wielu źródeł. Opracowaniem kartograficznym, które w sposób najdokładniejszy pokazuje warunki hydrogeologiczne, jest *Mapa hydrogeologiczna Polski* (MhP) w skali 1:50 000. Scharakteryzowane są na niej warunki występowania wód podziemnych głównych użytkowych poziomów wodonośnych, tj. poziomów pierwszych od powierzchni, o miąższości ponad 5 m, przewodności ponad 50 m²/d i wydajności potencjalnej studni wierconej ponad 5 m³/h. Są to kryteria przyjęte dla większości obszarów Polski; mniej rygorystyczne wymagania panują na obszarach górskich, tj. w Sudetach i Karpatach. Obecnie mapa hydrogeologiczna w skali 1:50 000 pokrywa cały obszar kraju. Jej udostępnianiem w wersji cyfrowej oraz materialnej zajmuje się Centralne Archiwum Geologiczne. Zasady korzystania z informacji geologicznej reguluje Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 czerwca 2005 r. w sprawie rozporządzania prawem do informacji geologicznej za wynagrodzeniem oraz udostępniania informacji geologicznej wykorzystywanej nieodpłatnie (Dz. U. Nr 116, poz. 982).

Obecnie w Państwowym Instytucie Geologicznym kontynuuje się prace kartograficzne na mapie hydrogeologicznej w skali 1:50 000 – powstają dodatkowe warstwy informacyjne dotyczące warunków występowania i hydrodynamiki pierwszego od powierzchni terenu poziomu wodonośnego oraz wrażliwości na zanieczyszczenia i jakości tego poziomu. Harmonogram realizacji zadania uwzględnia w pierwszej kolejności wykonanie map na obszarach zagrożenia antropopresją oraz obszarach górniczych, a także w rejonach przygranicznych i tam, gdzie zdefiniowane zostały ekosystemy powierzchniowe zależne od wód podziemnych (podmokłości, łąki i lasy na siedliskach z płytkim położeniem zwierciadła wód podziemnych). Docelowo przewidziane jest scalenie poszczególnych arkuszy mapy w jedną spójną bazę danych o nazwie GIS MhP oraz późniejsze rozwijanie tej bazy poprzez wprowadzanie nowych warstw informacyjnych (Herbich, 2004).

Wiedza o warunkach hydrogeologicznych wykraczająca poza zakres przedstawiony na MhP (tj. główne użytkowe poziomy wodonośne oraz pierwszy poziom wodonośny) zgromadzona jest przede wszystkim w licznych hydrogeologicznych dokumentacjach regionalnych, ustalających zasoby dyspozycyjne wód podziemnych oraz określających warunki hydrogeologiczne w związku z ustanawianiem obszarów ochronnych zbiorników wód podziemnych (GZWP). Dokumentacje te sporządzane są od wielu lat, w większości na zamówienie Ministra Środowiska. Wszystkie one przechowywane są w Centralnym Archiwum Geologicznym, część z nich jest w posiadaniu Regionalnych Zarządów Gospodarki Wodnej oraz Urzędów Wojewódzkich.

5.3. Zasobność poziomów wodonośnych oraz metodyka dokumentowania zasobów

Zasady prowadzenia poszukiwawczych i rozpoznawczych prac hydrogeologicznych na potrzeby otwartych systemów GPC są takie same jak przy ustalaniu zasobów eksploatacyjnych wszystkich innych ujęć przeznaczonych do zaopatrzenia w wodę. Metodyka tych prac została szczegółowo omówiona w opracowanym w roku 2004 na zlecenie Ministra Środowiska poradniku pt. *Metodyka określania zasobów eksploatacyjnych ujęć zwykłych wód podziemnych* (Szczepański i inni, 2004). W niniejszym rozdziale przedstawia się wobec tego jedynie najważniejsze uwarunkowania związane z prowadzeniem prac hydrogeologicznych zmierzających do określenia zasobów wód podziemnych możliwych do wykorzystania. W celu uzyskania szczegółowych informacji, jak również poznania podstawowych danych terminologicznych, definicji oraz uwarunkowań prawnych odsyła się czytelnika do ww. publikacji.

Biorąc pod uwagę aktualny stan rozpoznania hydrogeologicznego Polski, potencjalna zasobność poziomów wodonośnych określana może być ze zróżnicowaniem stopnia dokładności i wiarygodności na podstawie poniższych danych:

1. Materiały archiwalne, w szczególności *Mapa hydrogeologiczna Polski* w skali 1:50 000. Jednym z wydziełów pokazanych na mapie są jednostki hydrogeologiczne użytkowych poziomów wodonośnych z charakterystyką modułu zasilania oraz wydajności potencjalnej typowej studni. Mapa zawiera także hydroizohipsy poziomu użytkowego, które mogą być wykorzystane do charakterystyki prędkości przepływu wód podziemnych.
2. Badania hydrogeologiczne przeprowadzone w odwierconym i zafiltrowanym otworze, czyli praktyczne sprawdzenie ilości i jakości wody możliwej do uzyskania w danych warunkach technicznych i przyrodniczych. W połączeniu z terenowym rozpoznaniem hydrogeologicznym ujęć okolicznych daje to możliwość najbardziej dokładnego określenia parametrów eksploatacyjnych otworu (wydajność, depresja, sprawność) i prognoz jego oddziaływania (granice obszaru spływu, obszaru zasobowego i obszaru oddziaływania).

O rzeczywistej zasobności poziomu wodonośnego decydują 2 podstawowe czynniki:

1. Wykształcenie warstwy wodonośnej – odpowiednia granulacja osadów w przypadku warstwy porowej lub stopień szczelinowatości bądź skrasowienia skał w przypadku warstw wykształconych w utworach zwięzłych (spolistych).
2. Warunki zasilania w postaci możliwości infiltracji i/lub możliwości zasilania lateralnego, co oznacza w praktyce odpowiednie wykształcenie naddkładu i znaczące rozprzestrzenienie ujętego poziomu wodonośnego.

Aby zasobność poziomu mogła być w pełni wykorzystana, konieczne jest jeszcze spełnienie trzeciego warunku w postaci właściwej konstrukcji studni przeznaczonej do poboru wody. Aby zapewnić trwałą wydajność ujęcia, wszystkie te

3 czynniki muszą być spełnione jednocześnie. Praktycznym sposobem sprawdzenia tego jest próbne pompowanie badawcze, które ma na celu uzyskanie danych o hydrodynamicznej reakcji warstwy wodonośnej na zewnętrzny impuls w postaci czerpania wody. Dzięki odpowiednim technikom interpretacyjnym w wyniku analizy pompowania możliwe jest określenie zarówno parametrów filtracyjnych warstwy wodonośnej (przewodność, współczynnik filtracji, współczynnik odsączalności lub współczynnik zasobności sprężystej), parametrów zasilania (granice szczelne i zasilające, zmienność litofacja warstwy), jak i parametrów technicznych samej studni (depresja, zeskok hydrauliczny, sprawność).

Wszystkie wymienione właściwości ujętej warstwy wodonośnej i samej studni są niezbędne do prawidłowego sporządzenia prognoz eksploatacyjnych określających przyszłe warunki pracy ujęcia. Prognozy te, zgodnie z wymogami formalnymi wynikającymi z przepisów, określają:

- depresję w otworze,
- depresję rejonową i regionalną,
- zasięg oddziaływania ujęcia,
- bilans zasilania ujęcia,
- kierunki dopływu wód do ujęcia,
- granice obszaru zasilania i obszaru zasobowego,
- trwałość właściwości fizycznych, składu chemicznego i stanu bakteriologicznego wód podziemnych.

Metodyka dokumentowania zasobów eksploatacyjnych ujęcia zakłada pozyskiwanie informacji o badanym (przeznaczonym do ujęcia) poziomie wodonośnym na zasadzie stopniowego uszczegółowienia wiedzy (od ogółu do szczegółu). Pierwsza, przybliżona charakterystyka dokonywana jest na etapie prac projektowych, gdy określić należy warunki występowania wód podziemnych i trzeba zebrać podstawową wiedzę o parametrach poziomu wodonośnego. W przypadku braku dostatecznie wiarygodnych danych podejmowane są badania geofizyczne, umożliwiające określenie głębokości występowania utworów wodonośnych oraz ich orientacyjne wykształcenie granulometryczne. Ten wstępny etap prac kończy się sporządzeniem i zatwierdzeniem projektu prac geologicznych.

Właściwe prace rozpoznawcze zaczynają się z chwilą rozpoczęcia robót wiertniczych. Geolog prowadzący dozór prac wiertniczych zobowiązany jest do wykonywania szeregu czynności związanych z koniecznością uzyskania pełni informacji geologicznych o każdej przewiercanej warstwie wyróżniającej się litologicznie. Geolog sporządza i systematycznie uaktualnia w czasie wiercenia profil geologiczny otworu, koryguje w razie konieczności zakres prac przewidziany w projekcie, kontroluje przewiercanie warstwy wodonośnej, przebieg filtrowania otworu, a potem wszystkie badania hydrogeologiczne (pompowanie oczyszczające, właściwe pompowania pomiarowe). Pod koniec badań, po dokonaniu dezynfekcji otworu, pobierane są próbki wody do badań fizykochemicznych i bakteriologicznych.

Ilość wody otrzymana z wykonanej studni podczas próbnego pompowania nie stanowi automatycznie o jej zasobach eksploatacyjnych. Zasoby te ustala się dopiero po uwzględnieniu zapotrzebowania na wodę, które w przypadku zamierzonego wykorzystania wody w systemie otwartym GPC jest stosunkowo proste do określenia. Kryteriami ograniczającymi zasoby mogą być również: sąsiedztwo innych ujęć wód podziemnych, a w szczególności wspólny z nimi obszar zasobowy lub zasięg oddziaływania obejmujący inne ujęcia, stopień odporności ujętej warstwy wodonośnej na antropopresję, obecność ognisk zanieczyszczeń, wymogi ochrony środowiska itp. Ogół tych czynników decyduje o przedstawieniu w dokumentacji hydrogeologicznej takiej prognozy, która spełnia wymogi formalne określone w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 23 czerwca 2005 r. w sprawie określenia przypadków, w których jest konieczne sporządzenie innej dokumentacji geologicznej (Dz. U. Nr 116, poz. 893).

5.4. Wpływ instalacji geotermalnych na środowisko

Wpływ instalacji GPC na środowisko może być analizowany w różny sposób i z różnych punktów widzenia. Przyjmując perspektywę globalną, można go oceniać w kontekście znaczenia rozwoju tej technologii dla zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych do atmosfery oraz w kontekście oszczędnego gospodarowania zasobami nieodnawialnych paliw kopalnych. Można go również oceniać w skali lokalnej, patrząc na bezpośrednie oddziaływanie konkretnej instalacji na środowisko gruntowo-wodne.

Charakterystyka globalnego oddziaływania

Jedną z najbardziej podkreślanych zalet stosowania pomp ciepła do celów grzewczych jest ich wpływ na ograniczanie emisji gazów cieplarnianych do atmosfery, co ostatecznie ma także swój znaczący wymiar ekonomiczny. W Europie około 40% całkowitego zużycia energii przypada na ogrzewanie i klimatyzowanie pomieszczeń¹⁵ i – obok transportu – jest to jednym z głównych źródeł emisji tych gazów i efektu cieplarnianego. Upowszechnienie stosowania pomp ciepła może znacząco przyczynić się do poprawy sytuacji w tym zakresie. Najbardziej oczywistą korzyścią wynikającą ze stosowania pomp ciepła jest wyeliminowanie na szczeblu lokalnym emisji powstających ze spalania nośników energii. Praca pomp ciepła wymaga energii elektrycznej, która produkowana jest w zakładach energetycznych. Wytwarzanie energii elektrycznej wiąże się oczywiście z emisją gazów. Wielkość emisji gazowych, jaką można teoretycznie przypisać pracującym pompom ciepła, zależy od wielkości emisji powstającej w zakładach produkujących prąd elektryczny służący do ich napędu. Określa to specjalny wskaźnik emisji **TEWI** (ang. *total equivalent warming*

¹⁵Źródło: *Directive 2002/91/EC of the European Parliament and of the Council of 16 December 2002 on the energy performance of buildings.*

impact) podawany w kg ekwiwalentu CO₂ na kWh wytworzonej energii elektrycznej. W zależności od rodzaju stosowanego paliwa pierwotnego oraz stanu technicznego zakładu może on zmieniać się w bardzo szerokich granicach. Wskaźnik TEWI został wymyślony w Oak Ridge National Laboratory w USA na początku lat 90. XX wieku i łączy w sobie bezpośrednią i pośrednią emisję gazów cieplarnianych do atmosfery w całym okresie życia dowolnej instalacji energetycznej. Stosowany jest jako jedno z kryteriów certyfikacji pomp ciepła (ang. *eco-labelling*) m.in. w Niemczech, Austrii i Szwajcarii. Wskaźnik TEWI pomp ciepła jest z reguły wyraźnie niższy niż w przypadku innych systemów grzewczych (np. kotłów gazowych czy też olejowych). W sytuacji, gdy prąd wykorzystywany do pracy pompy ciepła pochodzi ze starych zakładów energetycznych o dużej emisji gazów na jednostkę wytworzonej energii, wskaźnik TEWI użytkowanych w ten sposób pomp może być wyższy niż w urządzeniach konwencjonalnych o wysokiej sprawności. Porównanie wielkości wskaźnika TEWI pomp ciepła oraz kotłów gazowych i olejowych o różnej sprawności w odniesieniu do różnych wariantów wskaźnika emisji gazowej zakładu energetycznego przedstawiono w poniższej tabeli nr 12. W porównaniu założono, że wskaźnik sprawności pompy (COP) wynosi 3,0 i dostarcza ona 20 000 kWh energii cieplnej rocznie.

Z powyższego zestawienia wynika, że stosowanie pomp ciepła nie zawsze musi przyczyniać się do zmniejszania emisji gazów cieplarnianych, bo uzależnione to jest od wielkości emisji gazowej zakładu energetycznego dostarczającego prąd.

Tab. 12. Zestawienie porównawcze ekwiwalentu emisji gazów cieplarnianych (wskaźnika TEWI) w przypadku użytkowania pomp ciepła oraz kotłów olejowych i gazowych

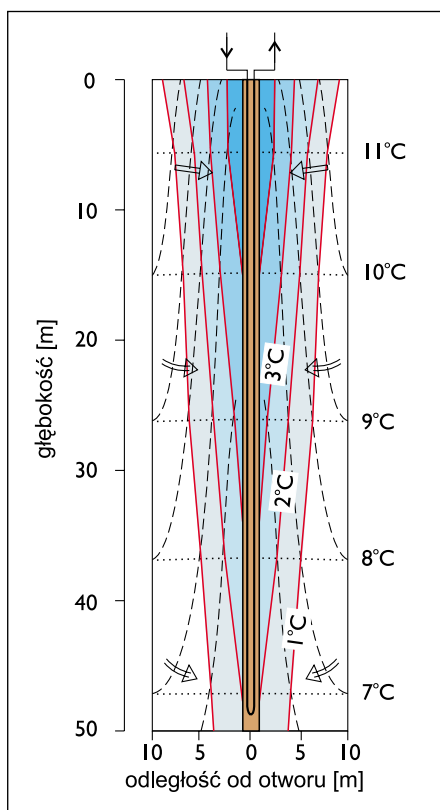
Urządzenie grzewcze	Emisja gazów [kg CO ₂]		Urządzenie grzewcze	Emisja gazów [kg CO ₂]	
Kocioł gazowy – 70%	6 000		Kocioł olejowy – 70%	8 000	
Kocioł gazowy – 80%	5 250		Kocioł olejowy – 80%	7 000	
Kocioł gazowy – 90%	4 667		Kocioł olejowy – 90%	6 222	
Emisja gazowa producenta energii elektrycznej	Pompa ciepła		Emisja gazowa producenta energii elektrycznej	Pompa ciepła	
	Ekwiw. emisji gazów [kg CO ₂]	Zmniejsz. ilości CO ₂		Ekwiw. emisji gazów [kg CO ₂]	Zmniejsz. ilości CO ₂
Emisja niska 0,10 CO ₂ /kWh	667	85-88%	Emisja niska 0,10 CO ₂ /kWh	667	89-92%
Emisja średnia 0,47 CO ₂ /kWh	3 133	32-47%	Emisja średnia 0,47 CO ₂ /kWh	3 133	49-60%
Emisja wysoka 0,90 CO ₂ /kWh	6 000	-28-0%	Emisja wysoka 0,90 CO ₂ /kWh	6 000	3-25%

Źródło: dane wg Forsen, 2005.

Innym istotnym wskaźnikiem służącym głównie ocenie efektywności energetycznej instalacji, ale pośrednio wpływającym także na stan zasobów naturalnych środowiska, jest wskaźnik zużycia energii pierwotnej **PER** (ang. *primary energy ratio*) wyrażający stosunek ilości wytworzonej energii do energii koniecznej do jej wytworzenia zawartej w naturalnych zasobach (węgiel, ropa naftowa, uran, energia słoneczna i inne). Z reguły charakteryzuje się nim całkowitą efektywność energetyczną systemu, uwzględniając różne straty. Przykładowo: wskaźnik ten dla kotłów gazowych i olejowych mieści się w przedziale 0,7-0,9, a dla pomp ciepła wynosi 1,14 (COP 3,0) i 1,52 (COP 4,0) przy efektywności wytwarzania prądu elektrycznego w wysokości 0,38 (średnio w Europie). Przy założeniu, że efektywność wytwarzania energii elektrycznej będzie stopniowo wzrastała, wskaźnik PER pomp ciepła będzie również się zwiększał, przyczyniając się do oszczędniejszego gospodarowania nieodnawialnymi zasobami energetycznymi.

Charakterystyka lokalnego oddziaływania

Instalacje niskotemperaturowe bazujące na systemach zamkniętych oddziałują na środowisko poprzez obniżenie temperatury ośrodka, z którego czerpane jest ciepło. W przypadku najszerszej stosowanych pionowych wymienników ciepła (instalacje typu ZO) wokół otworu tworzy się charakterystyczny lej temperaturowy (rys. 22).



Rys. 22. Schemat powstawania leja temperaturowego podczas eksploatacji pionowych wymienników ciepła typu ZO

Objaśnienia:

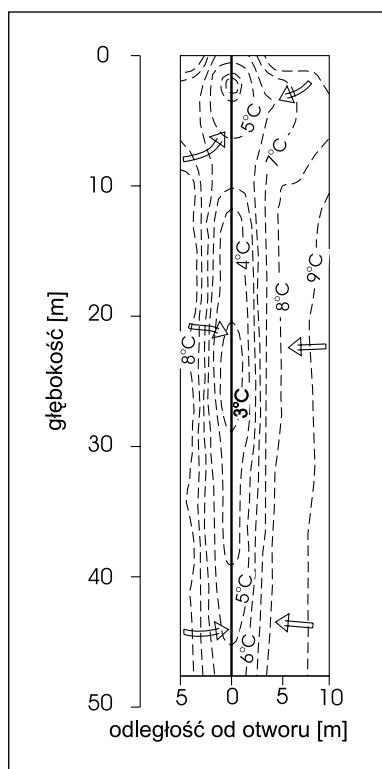
- izotermy gruntu w stanie naturalnym [°C]
- - - - - izotermy gruntu po rozpoczęciu eksploatacji ciepła przez wymiennik [°C]
- - - - - izoliny leja temperaturowego [°C]
- ⇨ kierunek przepływu ciepła po rozpoczęciu eksploatacji

Obniżenie temperatury w leju:

- od 1°C do 2°C
- od 2°C do 3°C
- od 3°C do 4°C
- > 4°C

Na rysunku lej temperaturowy jest symetryczny względem osi otworu i w takiej postaci tworzy się on w utworach niezawodnionych, a więc dotyczy przepływu kondukcyjnego ciepła. Jeśli pionowy wymiennik zainstalowany jest w utworach wodonośnych, to lej temperaturowy nie wykazuje symetrii – jest rozwinięty w dół strumienia wód podziemnych. Przykład pokazany na rysunku dotyczy sytuacji, gdy cały pionowy wymiennik ciepła zlokalizowany jest w strefie spadku temperatury gruntu wraz z głębokością. Wówczas rozległość leja maleje wraz z głębokością. Gdy jednak wymiennik obejmuje również strefę wzrostu temperatury (zgodnie z wartością gradientu geotermicznego), lej temperaturowy wraz ze wzrostem głębokości rozszerza się w głąb górotworu. W takiej postaci nie stanowi on zagrożenia dla środowiska, pomijając fakt oczywistych przeobrażeń kriogenicznych głębszych partii gruntu i wód podziemnych.

Przykład rzeczywistego leja temperaturowego pokazano na rysunku 23 (za Rybach, 2005). Pionowy wymiennik ciepła został otoczony siecią termometrów umiejscowionych w otworach obserwacyjnych oddalonych od wymiennika o 2,5 m, 5 m i 10 m. W każdym otworze znajdowały się 24 czujniki temperatury rozmieszczone co 2 metry w pionie. Dzięki temu możliwa była dokładna analiza pola temperaturowego wokół instalacji. Prezentowany na rysunku 23



Rys. 23. Rozkład temperatury wokół pionowego wymiennika ciepła w Schwalbach (wg Rybach, 2005)

przebieg izoterm ukształtowany został w końcowej fazie pierwszego sezonu grzewczego, podczas którego nie doszło do stabilizacji pola temperaturowego. Przebieg izoterm wskazuje na niejednorodność gruntu wokół wymiennika ciepła – w szczególności istotne jest tu zróżnicowanie właściwości fizycznych gruntu (przewodność i pojemność cieplna).

Analizując możliwość oddziaływania leja temperaturowego na środowisko, wskazać trzeba, że jego rozległość jest istotna przy instalacjach wielotworowych, gdzie określa się optymalne odległości poszczególnych otworów, w których montowane są pionowe wymienniki ciepła. W praktyce instalacyjnej przyjęło się, że odległości te wynoszą 6-15 m i uzależnione są od głębokości otworów (im większa głębokość otworów, tym większa odległość pomiędzy nimi). Wpływ na rozległość leja temperaturowego ma również zdolność przewodzenia ciepła przez ośrodek gruntowo-wodny (litologia) oraz stopień jego zawodnienia.

Kriogeniczne przekształcenia gruntu nie stanowią na ogół bezpośredniego zagrożenia dla środowiska. Spadek temperatury przypo-

wierzchniowych partii gruntu w wyniku instalacji systemów ZH lub ZO może powodować jednak szkody w ekosystemach związanych ze środowiskiem glebowym (skrócenie okresu wegetacyjnego, zubażanie szaty roślinnej). Wpływ na środowisko jest więc potencjalnie możliwy, lecz ograniczony powierzchniowo i w związku z tym nie wymaga specjalnych unormowań w rozumieniu formalno-prawnym (Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 627 z późn. zm.)).

Zagrożenie jakości wód podziemnych ze strony zamkniętych systemów GPC jest marginalne. Jedynie na etapie wykonywania odwiertów jest ono teoretycznie możliwe, natomiast w trakcie eksploatacji jest już praktycznie wykluczone z uwagi na zabudowę wymienników ciepła w masie bentonitowo-cementowej. Podkreślić tu trzeba rolę właściwego wykonania otworów, szczególnie w sytuacjach, gdy są one zagłębione w strefach głębokości obejmujących użytkowe poziomy wodonośne. Wówczas zasadnicze znaczenie ma dokładne wypełnienie otworu masą bentonitowo-cementową celem zachowania izolacyjnej roli osadów rozdzielających te poziomy.

Instalacje wykorzystujące systemy otwarte bazujące na wodach podziemnych wykazują nieco odmienny typ oddziaływania na środowisko. Problemem nie jest tu oddziaływanie na reżim temperaturowy ośrodka gruntowo-wodnego, lecz zmiany hydrodynamiczne (pompowanie ew. także zatłaczanie), jakie mogą wystąpić w eksploatowanym zbiorniku wód podziemnych. Zagadnienia te scharakteryzowane są dokładnie w bardzo wielu publikacjach i podręcznikach hydrogeologicznych i z tego powodu nie muszą być w tym miejscu dodatkowo analizowane.

Potencjalny wpływ na środowisko mogą wykazywać te systemy otwarte, w których zrzut wykorzystanych wód następuje do cieków powierzchniowych. Oddziaływanie na odbiornik nie dotyczy zmian jakości wód, ponieważ wody odprowadzane mają niezmienny chemizm, może natomiast dotyczyć zmian temperaturowych (np. zmiana średniej rocznej temperatury rzeki, skrócenie okresu zamarzania albo całkowity jego zanik itp.) Skala oddziaływania zależy w tym przypadku w zasadzie jedynie od rodzaju odbiornika (rzeka, jezioro przepływowe, jezioro zamknięte) oraz wydatku i temperatury odprowadzanych wód. Konsekwencją zmian temperaturowych mogą być potencjalne zmiany w ekosystemach związanych z ciekami powierzchniowymi. Nie mamy tu jednak do czynienia z wodami termalnymi, lecz z takimi, które charakteryzują się temperaturą zbliżoną do średniej rocznej w danej miejscowości. Z tego względu potencjalne zagrożenie dla środowiska ocenia się jako minimalne, możliwe do zaakceptowania i niewymagające rozbudowywania procedur prawnych ponad zakres obecnie obowiązujący.

5.5. Możliwości wykorzystania nieczynnych otworów studziennych do celów ciepłowniczych

Otwory nieczynne, z których nie prowadzi się eksploatacji, teoretycznie nadają się do wykorzystania w takim samym stopniu jak studnie nowe, odwiercone specjalnie do celów wykorzystania w systemach otwartych GPC. Problem polega jednak na tym, że studnie, które nie są eksploatowane, stopniowo tracą wydajność. Mechanizm zjawiska polega na kolmatacji filtra poprzez osadzanie się zawiesin i drobnych frakcji piaszczysto-łlasytych na jego ściankach oraz w strefie przyfiltrkowej. Kolmatacji mechanicznej towarzyszą zwykle procesy chemiczne i biochemiczne, wzmagające efekt zarastania i prowadzące do ograniczenia przepustowości filtra. Procesy te nie mają oczywiście miejsca w studniach bezfiltrkowych, ujmujących wody z utworów szczelinowych lub krasowych.

Możliwość wykorzystania nieczynnych otworów studziennych musi więc każdorazowo być zweryfikowana przez określenie rzeczywistego stanu technicznego studni. Zadanie jest stosunkowo proste i polega na przeprowadzeniu próbnego pompowania sprawdzającego. Jest ono poprzedzone pomiarem głębokości otworu w celu sprawdzenia, czy filtr studzienny nie uległ zasypaniu, co oznaczałoby jego trwałe uszkodzenie i brak możliwości wykorzystania otworu. Pompowanie próbne przeprowadza się w miarę możliwości z wydajnością zbliżoną do tej, którą uzyskano w studni nowej, tuż po jej odwierceniu. Rzadko kiedy wyniki są zbliżone, jednak przez odpowiednie zaprogramowanie i przeprowadzenie pompowania można uzyskać informacje o stopniu zakolmatowania filtra i parametr ten wyrazić w postaci procentowej jako sprawność studni.

Wyniki tych prac przedstawia się w opracowaniu pt. *Ocena stanu technicznego studni*. Nie znajduje ono umiejscowienia w przepisach prawa i stanowi rodzaj autorskiej ekspertyzy. Ocena taka, jeśli dokonywana jest dla studni o przewidywanym wykorzystaniu dla systemu GPC, powinna zawierać m.in. prognozę trwałości wydatku i jakości wody. Pozytywna opinia na ten temat jest warunkiem niezbędnym do podjęcia decyzji o inwestowaniu w wykorzystanie ciepła geotermalnego, którego nośnikiem ma być woda czerpana ze studni.

Osobnym problemem jest stan prawny nieużytkowanego ujęcia. Do uruchomienia poboru niezbędne jest uzyskanie pozwolenia wodnoprawnego, a to z kolei wymaga przedstawienia dokumentacji hydrogeologicznej ustalającej zasoby eksploatacyjne ujęcia. W Polsce istnieje bardzo wiele ujęć nieczynnych, które nie mają ani dokumentacji, ani też ustalonych zasobów. Przyczyn tego stanu rzeczy może być wiele. Mogą to być chaotycznie prowadzone przemiany własnościowe, gdy przekazaniu gruntu wraz ze studnią nie towarzyszy przekazanie dokumentów otworu. Może to być likwidacja majątku dotychczasowego właściciela (np. PGR-u) bez należytej dbałości o stan prawny pozostawianych nieruchomości. Są też przypadki nielegalnego odwiercenia otworu, tj. bez zatwierdzonego projektu i dokumentacji hydrogeologicznej. Niejednokrotnie zdarza się, że przyczyną braku dokumentów dotyczących ujęcia jest bałagan panujący w

jednostce będącej właścicielem studni i ma to miejsce często w przypadku wieloletnich państwowych monopolistów, np. na rynku transportowym.

Przyjęto się, że w takich przypadkach może być sporządzona tzw. „dokumentacja odtworzeniowa”, zawierająca opis ujęcia i ustalenie jego zasobów w oparciu o dostępne dane hydrogeologiczne oraz prace i badania przeprowadzone na ujęciu (próbne pompowanie, badania jakości wody itp.) Ten typ opracowania nie jest przewidziany w przepisach prawa, ale stanowi jedyne wyjście z sytuacji, tj. pozwala w pewien sposób zalegalizować stan obecny. Dokumentacja taka, po ustaleniu w niej zasobów eksploatacyjnych, powinna być przekazana do odpowiedniego organu administracji geologicznej w analogiczny sposób, jak każda inna dokumentacja hydrogeologiczna. Przyjęcie dokumentacji w trybie przewidzianym przez Prawo geologiczne i górnicze pociąga za sobą cały szereg pozytywnych skutków: pozyskanie i zarchiwizowanie danych geologicznych, wpływy z opłat za korzystanie ze środowiska, ew. nawet stworzenie miejsc pracy, jeśli na bazie ujęcia rozwijana ma być działalność gospodarcza. W ostatnich latach obserwuje się coraz więcej tego typu dokumentacji przekazywanych do przyjęcia, co świadczyć może o postępującej świadomości prawnej właścicieli ujęć.

Zupełnie oddzielnym problemem jest wykorzystanie nieczynnych otworów studziennych jako otworów chłonnych, których zadaniem miałyby być wtlaczanie wód wykorzystanych w systemie typu OP na powrót do warstwy wodonośnej. Otwory, których zadaniem pierwotnym był pobór wody, a nie jej zatłaczanie, z reguły nie są konstrukcyjnie przystosowane do tego typu zadań. Trzeba zdawać sobie sprawę, że proces zatłaczania wcale nie jest lustrzanym odbiciem poboru wody. Stożek depresji wokół otworu zatłaczającego wodę jest głębszy niż stożek depresji przy poborze wody, co w praktyce oznacza konieczność wytworzenia dużego nadciśnienia, aby możliwy był odpływ wody z filtra do warstwy wodonośnej. Nadciśnienie to powoduje ryzyko niekontrolowanego wypływu wody na powierzchnię wzdłuż kolumny rur osłonowych lub też wzdłuż ściany rury nadfiltrowej (zależnie od konstrukcji studni).

Nawet jeśli ze wstępnych badań wynika, że chłonność otworu jest dobra, będzie ona z czasem zawsze malała. Przyczyna tkwi w nieuniknionym procesie kolmatacji filtra od strony wewnętrznej. Kolmatacja następuje na skutek wnoszenia drobnych cząstek mechanicznych, a nade wszystko – korozji rur stalowych zabudowanych w otworze. Produkty tej korozji są w stanie skutecznie zakolmatować warstwę wodonośną w otoczeniu filtra.

O ile więc wykorzystuje się czasem nieczynne otwory studzienne do pompowania wody w systemach otwartych GPC i nawet zaleca się to przy zachowaniu wszystkich wymienionych wyżej uwarunkowań, o tyle wykorzystanie tychże otworów do zatłaczania zdecydowanie polecane nie jest. Brakuje obecnie w Polsce informacji o długotrwałym i skutecznym działaniu systemu zatłaczania wód do porowej warstwy wodonośnej, byłoby to więc rozwiązanie obarczone znacznym ryzykiem.

6. Analiza ekonomiczna opłacalności wykorzystania geotermii niskotemperaturowej w kraju i na świecie

Dane na temat opłacalności ekonomicznej instalacji GPC w stosunku do innych systemów grzewczych można znaleźć w materiałach informacyjnych producentów i instalatorów pomp ciepła, na stronach internetowych stowarzyszeń i organizacji promujących rozwój tej technologii oraz w literaturze fachowej. Niestety, wartości liczbowe podawane przez poszczególne źródła, oparte na różnych kryteriach i parametrach wyjściowych, często znacznie różnią się od siebie i są trudno porównywalne. Cennym źródłem najbardziej chyba rzetelnych informacji są raporty ekspertów wykonywane na zamówienie instytucji rządowych w niektórych krajach (np. USA, Kanada, Niemcy). W porównywaniu wyników analiz amerykańskich i europejskich dodatkowym utrudnieniem są różne jednostki przeliczeniowe.

W naszym kraju praktycznie brak jest kompleksowych, wiarygodnych i rzetelnych opracowań dotyczących opłacalności wykorzystania geotermii niskotemperaturowej do celów grzewczych. Dane na ten temat najczęściej można znaleźć w materiałach reklamowych producentów i instalatorów systemów grzewczych oraz w pismach branżowych i na portalach internetowych dotyczących budownictwa mieszkaniowego oraz energii odnawialnych. Siłą rzeczy ich wiarygodność jest ograniczona, ponieważ podporządkowana jest celom handlowym.

Z uwagi na to, że ocena efektywności ekonomicznej systemów GPC może być bardzo różna w zależności od zastosowanego podejścia i przyjętych parametrów obliczeniowych, w niniejszym rozdziale przedstawiono dane zaczerpnięte z wielu różnych źródeł krajowych i zagranicznych. Dopiero z ich porównania wyłania się prawdziwy obraz opłacalności stosowania technologii GPC w warunkach polskich.

6.1. Uwarunkowania opłacalności stosowania systemów GPC

O efektywności ekonomicznej każdego systemu grzewczego, w tym także systemu opartego na pracy pompy ciepła, decydują następujące czynniki:

- efektywność energetyczna,
- wielkość nakładów inwestycyjnych,
- koszty eksploatacji.

Efektywność energetyczna w przypadku instalacji GPC (i innych wykorzystujących pompy ciepła) jest zależna głównie od różnicy temperatur pomiędzy górnym i dolnym źródłem ciepła i jest tym wyższa, im niższa jest wartość, o którą musimy podnieść temperaturę. Efektywność energetyczna instalacji charakteryzowana jest najczęściej współczynnikiem **COP** oznaczającym oddaną energię cieplną w stosunku do energii elektrycznej zużytej na jej wytworzenie. W wielu ofertach i materiałach reklamowych, a także w opracowaniach naukowych, podawany jest tylko współczynnik efektywności energetycznej dotyczący samej pompy i w stosunku do niego oblicza się oszczędności ogrzewania. Należy jednak pamiętać, że instalacja grzewcza oparta na pompie ciepła ma także urządzenia pomocnicze (np. pompy głębinowe, pompy obiegowe i inne) zużywające energię i obniżające w ten sposób ostateczną efektywność energetyczną całego systemu. W niektórych typach instalacji GPC stosuje się płytowe wymienniki ciepła (jeśli istnieje zagrożenie korozji parownika lub jego zanieczyszczenia), co powoduje dalsze zmniejszenie współczynnika COP. W analizach efektywności energetycznej instalacji opartych na pompach ciepła właściwsze jest zatem posługiwanie się współczynnikiem COP całego systemu i w odniesieniu do rocznego okresu jego eksploatacji. Innym istotnym wskaźnikiem służącym ocenie efektywności energetycznej instalacji jest wskaźnik zużycia energii pierwotnej **PER** (ang. *primary energy ratio*) opisany szerzej w rozdziale 5.4. Dla instalacji GPC jego wartość zawiera się w przedziale 1,14-1,52 (przy wartości COP od 3,0 do 4,0) i jest wyraźnie wyższa niż w przypadku instalacji gazowych czy też olejowych.

Nakłady inwestycyjne na budowę systemu grzewczego są z reguły bardzo zróżnicowane. Zależą one głównie od typu instalacji oraz od wymaganej funkcji i mocy grzewczej systemu. W przypadku niskotemperaturowych instalacji GPC, montowanych w istniejących budynkach, dochodzi jeszcze często konieczność ich termomodernizacji w celu wyeliminowania strat ciepła oraz konieczność przebudowy wewnętrznej instalacji grzewczej. Przed podjęciem ostatecznej decyzji o wyposażeniu budynku w instalację GPC należy szczegółowo przeanalizować wszystkie niezbędne nakłady inwestycyjne, pamiętając, że do każdego przypadku należy podchodzić w sposób zindywidualizowany.

Koszty eksploatacji systemu dzieli się z reguły na tzw. koszty operacyjne utożsamiane z opłatami za zakup energii elektrycznej niezbędnej do funkcjonowania całej instalacji oraz koszty bieżącego utrzymania (przeeglądy, serwis, naprawy). Koszty utrzymania są stosunkowo niskie i mało znaczące dla efektywności ekonomicznej

systemu, bo instalacja GPC jest praktycznie bezobsługowa, natomiast koszty operacyjne mogą wpływać na nią bardzo silnie. W materiałach reklamowych (zwłaszcza krajowych) koszty eksploatacyjne najczęściej podawane są dla okresu rocznego, co jest stosunkowo proste do oszacowania. Bardzo rzadko spotyka się analizy dla całego zakładanego okresu funkcjonowania instalacji (z reguły 20 lat), ponieważ są one znacznie bardziej skomplikowane. Do oceny rzeczywistej opłacalności ekonomicznej funkcjonowania systemu analizy takie są jednak niezbędne.

Opłacalność ekonomiczna stosowania GPC może być analizowana z różnych punktów widzenia. Możemy ją porównywać z systemami wykorzystującymi inne źródła energii, odnosić do różnych typów użytkowania oraz do różnych okresów funkcjonowania instalacji. Najważniejszym wskaźnikiem opłacalności ekonomicznej inwestycji jest wyliczony *okres zwrotu zainwestowanego kapitału*, który najlepiej charakteryzuje potencjalne ryzyko projektu. Dla większości projektów GPC wskaźnik ten oceniany jest na 4-6 lat, choć w niektórych przypadkach może być znacznie dłuższy. Aby właściwie ocenić rzeczywistą efektywność ekonomiczną instalacji opartych na pompach ciepła, należy ją odnosić do całego planowanego okresu użytkowania instalacji, uwzględniając wszystkie rodzaje kosztów. Służy do tego znana i powszechnie stosowana na świecie metoda LCC (ang. *Life Cycle Cost*). Została ona wykorzystana także w szeroko znanym już na świecie programie **RETScreen** do oceny projektów inwestycyjnych w zakresie odnawialnych źródeł energii. Jest to bezpłatne oprogramowanie udostępnione przez Rząd Kanady dla wszystkich zainteresowanych, umożliwiające wykonanie szybkiej i profesjonalnej oceny efektywności planowanej inwestycji. Program udostępniony jest w 35 językach (w tym polskim) i stał się prawdziwym światowym standardem, przyczyniając się znacząco do rozwoju energetyki odnawialnej. Pełną informację o programie można znaleźć na stronie internetowej www.retscreen.net.

6.2. Efektywność ekonomiczna instalacji GPC

– przykłady zagraniczne

6.2.1. Przykład rynku USA

□ Instalacje GPC w budynkach komercyjnych i użyteczności publicznej

Przedstawione niżej dane zostały oparte głównie na wynikach badań zamieszczonych w raportach wykonanych w latach 1998-1999 na zamówienie Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych (DOE) w ramach wdrażania w życie narodowego programu rozwoju geotermalnych pomp ciepła (FEMP – *Federal Energy Management Program*). Badania te (Bloomquist, 2001) miały na celu ustalenie rzeczywistej opłacalności zastosowania pomp ciepła w budynkach komercyjnych i użyteczności publicznej, z uwzględnieniem wszystkich rodzajów kosztów ponoszonych przez użytkownika w całym okresie użytkowania instalacji (ang. LCC – *Life Cycle Cost*). Na koszty te składają się: koszty inwesty-

cyjne (ang. *capital costs*), operacyjne (ang. *operating costs*) oraz koszty utrzymania i serwisowania instalacji (ang. *maintenance costs*). Moc grzewcza instalacji uwzględnionych w analizie zawiera się w bardzo szerokim przedziale – od kilkuset do kilku tysięcy kW. Z uwagi na bardzo zróżnicowany charakter i wielkość budynków przedstawione dalej koszty mają charakter uśredniony i mogą znacznie się różnić w konkretnych przypadkach.

W poniższych zestawieniach (tab. 13-16, rys. 24) porównano koszty instalacji GPC z kosztami instalacji konwencjonalnych (elektrycznych i gazowych), najczęściej stosowanych na rynku amerykańskim. Porównanie wykonano dla różnych typów budynków, w których dokonano wymiany instalacji grzewczoklimatyzacyjnych, opartych na gazie lub elektryczności, na instalacje GPC (pionowe lub horyzontalne, zamknięte lub otwarte). Liczbę przykładów uwzględnionych w analizie porównawczej podano w tabelach jako *liczba instalacji*.

Tab. 13. Zestawienie porównawcze kosztów inwestycyjnych budowy systemów GPC

Typ budynku lub instalacji	Liczba instalacji	Koszt w \$/m ²	Koszt w \$/kW
Systemy GPC			
Typ budynku			
Szkoły	32	115,4	1 018
Budynki biurowe	13	85,0	1 002
Sklepy	5	35,9	1 094
Domy opieki społecznej	3	126,2	1 116
Więzienia	3	134,9	1 317
Stacje benzynowe	1	232,4	1 947
Typ instalacji GPC			
Pionowa zamknięta	50	117,9	1 104
Horyzontalna	8	55,1	716
Pionowa otwarta	7	55,0	851
Systemy konwencjonalne			
Ogrzewanie elektryczne	2	52,0	bd.
Ogrzewanie gazowe	5	61,0	bd.

Z powyższego zestawienia wynika, że koszty inwestycyjne instalacji GPC w przeliczeniu na m² powierzchni ogrzewanej są mocno zróżnicowane w zależności od typu budynku, co wynika z różnego ich zapotrzebowania na energię cieplną. Budynki sklepowe mają z reguły duże powierzchnie o niskim zapotrzebowaniu na ciepło, stąd też koszt jednostkowy jest najniższy. Im wyższych temperatur wymagają pomieszczenia, a instalacje mają służyć również do innych celów (podgrzewanie wody, klimatyzacja itd.), tym wyższe są koszty

początkowe. Szczególnym przypadkiem są stacje benzynowe, w których jednostkowy koszt inwestycyjny jest bardzo wysoki, co wynika z tego, że instalacja GPC ma służyć nie tylko do ogrzewania i klimatyzowania pomieszczeń, ale również do produkcji lodu, chłodzenia, topienia śniegu na podjazdach, podgrzewania wody dla myjni samochodowych. Mimo wysokich kosztów inwestycyjnych zastosowanie GPC w tym segmencie rynku USA bardzo szybko rośnie.

Wśród instalacji GPC koszty inwestycyjne instalacji horyzontalnych są znacznie niższe niż zamkniętych instalacji pionowych (o ok. 35% w przeliczeniu na 1 kWh). W budynkach o dużym zapotrzebowaniu na energię ciepłą możliwości ich zastosowania są jednak z reguły ograniczone z uwagi na brak wystarczającej powierzchni do ułożenia kolektora gruntowego. Z tego względu w budynkach komercyjnych i użyteczności publicznej instalowane są głównie wymienniki pionowe.

Podany w zestawieniu koszt jednostkowy otworowych instalacji otwartych, bazujących na wodach podziemnych, jest porównywalny z instalacjami horyzontalnymi. Ponieważ autor nie podaje, czym spowodowany jest tak niski ich koszt, można przypuszczać, że analizowane przypadki bazują na już istniejących studniach lub też schłodzona woda zrzucana jest do wód powierzchniowych (co nie wymaga ponoszenia kosztów wiercenia otworu zrzutowego).

Koszty inwestycyjne konwencjonalnych systemów grzewczych, opartych na gazie i elektryczności, są porównywalne z kosztami inwestycyjnymi instalacji horyzontalnych GPC i około 2-krotnie niższe w porównaniu do zamkniętych instalacji otworowych.

Tab. 14. Zestawienie porównawcze rocznych kosztów operacyjnych (koszty zakupu energii)*

Typ budynku lub instalacji	Instalacje GPC		Instalacje konwencjonalne razem		Uzyskane oszczędności po przejściu na GPC
	Liczba instal.	Koszt w \$/ (m ² ·rok)	Liczba instal.	Koszt w \$/ (m ² ·rok)	
Typ budynku					
Szkoły	22	5,9	19	9,2	36%
Budynki biurowe	10	9,9	8	13,9	29%
Sklepy	4	5,8	3	9,5	39%
Domy opieki społecznej	2	9,5	3	13,3	26%
Więżenia	2	11,9	1	12,2	2%
Stacje benzynowe	1	89,9	1	122,3	26%
Typ instalacji					
Pionowa zamknięta	34	8,2	33	11,3	27%
Horyzontalna	6	4,7	3	8,9	47%
Pionowa otwarta	6	8,1	3	10,5	23%

*Koszty operacyjne instalacji gazowych są szacowane średnio w wysokości 12,50 \$/(m²·rok)

Z porównania zestawionych wyżej kosztów operacyjnych wynika, że koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby instalacji GPC, w przeliczeniu na m² powierzchni ogrzewanej, są najniższe w przypadku szkół i budynków sklepowych (szkoły mają okres wakacyjny, sklepy – duże powierzchnie o niskich wymaganiach cieplnych). Najwyższe są w przypadku stacji benzynowych - z powodów opisanych wcześniej.

Wśród instalacji GPC koszty operacyjne instalacji horyzontalnych są ponad 40% niższe niż w przypadku instalacji otworowych. Koszty operacyjne instalacji konwencjonalnych (elektrycznych i gazowych) są średnio o 40% wyższe od kosztów instalacji GPC łącznie.

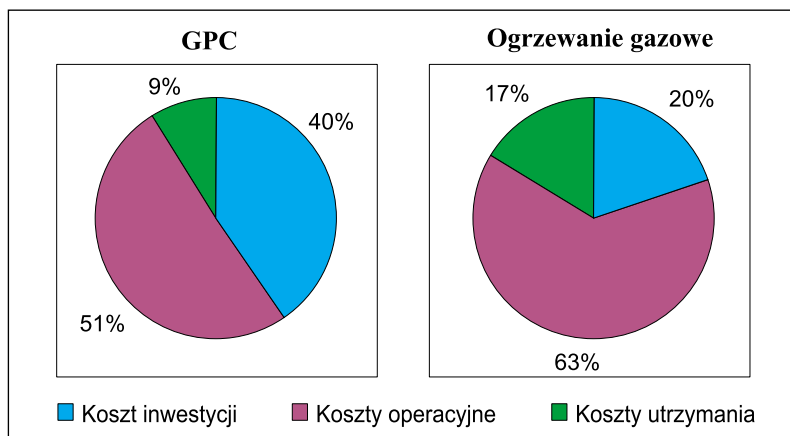
Tab. 15. Zestawienie porównawcze rocznych kosztów utrzymania instalacji (serwis, przeglądy)*

Typ budynku	Instalacje GPC razem		Instalacje konwencjonalne razem		Uzyskane oszczędności po przejściu na GPC
	Liczba instalacji	Koszt \$/(m ² ·rok)	Liczba instalacji	Koszt \$/(m ² ·rok)	
Szkoły	10	1,3	11	3,7	65%
Budynki biurowe	1	2,7	1	3,4	21%
Domy opieki społecznej	1	1,0	2	2,5	60%
Więzienia	1	1,5	1	4,8	69%
Razem	13	1,4	15	3,6	61%

*Koszty utrzymania instalacji gazowych są szacowane średnio w wysokości 3,30 \$/(m²·rok)

Tab. 16. Całkowite koszty inwestycyjne i eksploatacyjne systemów GPC i konwencjonalnych w całym okresie funkcjonowania instalacji (LCC) w \$/m²

Typ systemu	Koszt inwestycji	Roczne koszty operacyjne	Roczne koszty utrzymania	Koszty operacyjne 20 lat	Koszty utrzymania 20 lat	Całkowity koszt (LCC) 20 lat
Wariant I – stałe koszty operacyjne i utrzymania w ciągu 20 lat, stopa dyskontowa Banku Narodowego – 4,5%						
GPC – średnio razem	100,1	8,0	1,4	104,1	18,2	222,4
Ogrzewanie gazowe	61,0	12,5	3,3	162,6	42,9	266,5
Wariant II – roczny wzrost kosztów operacyjnych i utrzymania w wysokości 2,0%, stopa dyskontowa – 4,5%						
GPC – średnio razem	100,1	8,0	1,4	125,3	21,9	247,3
Ogrzewanie gazowe	61,0	12,5	3,3	195,8	51,7	308,5



Rys. 24. Koszty inwestycyjne i eksploatacyjne systemów GPC i gazowych w okresie 20 lat [\$/m²] – wariant II

Największe oszczędności ekonomiczne, rzędu 47%, uzyskano przy przejściu z instalacji konwencjonalnych na instalacje horyzontalne GPC. W przypadku instalacji pionowych zysk był mniejszy i średnio wyniósł około 25%. Największe oszczędności z zastosowania systemów GPC odnotowano w sektorze budynków sklepowych (39%) i szkolnych (36%).

Bieżące koszty obsługi i utrzymania instalacji GPC w przeliczeniu na m² powierzchni ogrzewanej są średnio ponad 2,5 razy niższe niż systemów konwencjonalnych (elektrycznych i gazowych). Przejście z systemu konwencjonalnego na GPC pozwoliło obniżyć roczne koszty obsługi instalacji średnio o ponad 60%.

Z analizy porównawczej kosztów LCC wynika, że początkowe koszty inwestycyjne instalacji GPC są średnio wyższe o około 40% w porównaniu do kosztów inwestycyjnych instalacji gazowych. Mimo to całkowity koszt użytkowania instalacji GPC w całym okresie jej funkcjonowania (tu przyjęto 20 lat) jest wyraźnie niższy w porównaniu do instalacji gazowych. Przy wariacie rosnących kosztów operacyjnych system GPC staje się tańszy od gazowego po około 6 latach od rozpoczęcia eksploatacji. Różnica rośnie do około 25% pod koniec 20-letniego okresu funkcjonowania systemu. W całym tym okresie koszty operacyjne (zakupu energii) systemów GPC stanowią około 64% kosztów operacyjnych systemów gazowych. W przypadku kosztów utrzymania udział ten jest jeszcze niższy i wynosi 42%.

▣ Instalacje GPC w budynkach mieszkalnych

W poniższej tabeli porównano średni całkowity koszt wykonania instalacji różnych systemów GPC z kosztami wykonania instalacji gazowych i dodatkowo instalacji pompy ciepła typu powietrze-woda. Podane wartości odnoszą się do typowego domu jednorodzinnego w USA o powierzchni 120 m² i przy czterech osobach zamieszkujących (moc grzewcza systemu ok. 10 kW).

Według danych tego samego źródła (*Geo-Heat Center - Bulletin Vol. 18, No 2, 2003*) koszt instalacji wewnętrznej zawiera się w przedziale 4500-6000 \$ w

Tab. 17. Średnie koszty wykonania instalacji GPC, instalacji gazowej i pompy ciepła typu powietrze-woda w typowym budynku mieszkalnym

Instalacja gazowa	Pompa ciepła (powietrze-woda)	GPC pionowe otwarte (z zatłaczaniem)	GPC pionowe zamknięte	GPC horyzontalne
4 330 \$	4 430 \$	6 870 \$	9 000 \$	8 140–8 630 \$*

Źródło: *Geo-Heat Center, 2003 r. Bulletin Vol. 18. No 2.*

*W zależności od sposobu ułożenia kolektora (spiralny, płaski)

zależności od sposobu rozprowadzania ciepła wewnątrz domu. Średni koszt wykonania instalacji podziemnej wynosi:

- instalacje horyzontalne: ok. 2 200-2 700 \$ (w zależności od sposobu ułożenia kolektora);
- instalacje pionowe zamknięte: ok. 3 100 \$;
- instalacje pionowe otwarte z zatłaczaniem: ok. 2000 \$ (najczęściej oparte są na płytce występujących wodach podziemnych, a głębokości studni nie przekraczają kilkunastu metrów).

Udział kosztów wykonania instalacji podziemnej w całkowitych kosztach inwestycyjnych zawiera się w przedziale od 27% w przypadku systemów horyzontalnych do 34% w przypadku zamkniętych systemów otworowych.

Poniżej (tab. 18) przedstawiono również **porównanie kosztów ogrzewania typowego domu jednorodzinnego** (o charakterystyce jak wyżej) w \$ na 1 kWh zużytej energii pozyskanej z różnych źródeł. Wartości odnoszą się do cen jednostkowych nośników energii z 2002 r. (elektryczność 0,07 \$/kWh; olej opałowy 0,28 \$/l; propan-butan 0,32 \$/l; gaz naturalny 0,60 \$/m³) i uwzględniają tylko koszty operacyjne (zakupu energii lub paliw).

Tab. 18. Koszty ogrzewania domu jednorodzinnego za pomocą energii z różnych źródeł

Gaz naturalny	Pompa ciepła (powietrze-woda)	Olej opałowy	Propan-butan	Energia elektryczna	GPC – COP 3,5
0,024 \$/kWh	0,032 \$/kWh	0,031 \$/kWh	0,054 \$/kWh	0,070 \$/kWh	0,020 \$/kWh

Źródło: *Geo-Heat Center, 2003 r. Bulletin Vol.18. No 2, 2003.*

Zakładając w przybliżeniu, że średnie roczne zużycie energii elektrycznej przez instalację GPC w takim domu wynosi w warunkach amerykańskich około 10 000 kWh (wg Geo-Heat Center) oraz przyjmując cenę energii elektrycznej w wysokości wyżej podanej (0,07 \$/kWh), roczny koszt ogrzewania typowego budynku mieszkalnego o powierzchni 120 m² przy zastosowaniu takiego rozwiązania, wynosi około 700 \$, czyli około 5,8 \$/m².

Z powyższego zestawienia wynika również, że ogrzewanie za pomocą GPC jest rozwiązaniem najtańszym. W stosunku do ogrzewania elektrycznego jest około 3,5 razy tańsze, ale w stosunku do ogrzewania gazowego tylko 1,2 raza. Należy zauważyć, że w przypadku budynków komercyjnych różnica ta jest większa i wynosi około 1,5.

6.2.2. Przykład rynku niemieckiego

Przedstawiona niżej charakterystyka opłacalności wykorzystania energii geotermalnej w warunkach niemieckich, w tym geotermii niskiej entalpii, została oparta na wynikach badań i analiz porównawczych wykonanych w Instytucie Energii i Środowiska w Lipsku w 2000 r., w momencie bardzo szybko wzrastającego zainteresowania wykorzystaniem technologii GPC do celów grzewczych. Ich celem było udokumentowanie rzeczywistej efektywności energetycznej i ekonomicznej płytkiej geotermii opartej na pompach ciepła w stosunku do geotermii głębokiej o wysokiej entalpii, a także w stosunku do innych OZE i paliw kopalnych. Efektywność ekonomiczną oceniano z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych oraz wszystkich kosztów funkcjonowania systemu grzewczego (operacyjnych i obsługi bieżącej) w całym okresie jego użytkowania (LCC). W analizie porównawczej przyjęto ceny z roku 2000, stopę dyskontową banku centralnego w wysokości 4% oraz brak inflacji w całym analizowanym okresie. Koszty przedstawione w zestawieniach prezentują wartości uśrednione, które mogą znacznie się różnić od wartości podawanych w podobnych opracowaniach, gdzie założono inne parametry wyjściowe. Analizie porównawczej poddano 3 niżej wymienione typy geotermalnych instalacji grzewczych:

- Instalacje płytkiej geotermii odzyskujące niskotemperaturowe ciepło gruntów lub wód podziemnych (systemy zamknięte i otwarte) za pomocą pomp ciepła. W warunkach niemieckich systemy te stosowane są najczęściej w indywidualnych systemach grzewczych (głównie w sektorze mieszkaniowym).
- Instalacje zamknięte bazujące na głębokich otworach rzędu 2 000-3 000 m, o mocy grzewczej sięgającej maksymalnie kilku MW. Z uwagi na stosunkowo małe ilości ciepła uzyskiwanego z takich otworów instalacje grzewcze na nich oparte mogą być stosowane głównie w niewielkich, lokalnych sieciach ciepłowniczych. W zależności od uzyskiwanych temperatur mogą wymagać zastosowania dodatkowo pomp ciepła, a w okresach szczytowego zapotrzebowania na ciepło – wsparcia klasycznymi systemami grzewczymi.
- Instalacje otwarte bazujące na wodach podziemnych o temperaturze $>55^{\circ}\text{C}$, czerpanych z głębokich otworów wiertniczych. Z uwagi na stosunkowo duże ilości uzyskiwanego ciepła i moc grzewczą z reguły przekraczającą 5 MW w sposób racjonalny mogą być wykorzystywane jedynie w większych sieciach ciepłowniczych (miejskich). Również i w tym przypadku energia geotermalna nie pokrywa z reguły całego zapotrzebowania na energię cieplną i konieczne jest dogrzewanie przy użyciu paliw konwencjonalnych.

Wyniki badań zostały przedstawione w artykule zaprezentowanym podczas Letniej Szkoły Energii Geotermalnej, która odbyła się w Bad Urach w Niemczech w 2001 r. (Kaltschmitt, 2001). Przedstawione w niniejszym rozdziale dane (tab. 19-22, rys. 25) i opinie zostały zaczerpnięte z tego właśnie artykułu. Mimo że od czasu sporządzenia tej analizy minęło już prawie 10 lat, jej ustalenia cały czas są aktualne. Należy również pamiętać, że znaczny postęp technologiczny, jaki dokonał się w tym okresie w Europie w dziedzinie pomp

Tab. 19. Koszty pozyskania ciepła z płytkich instalacji gruntowych

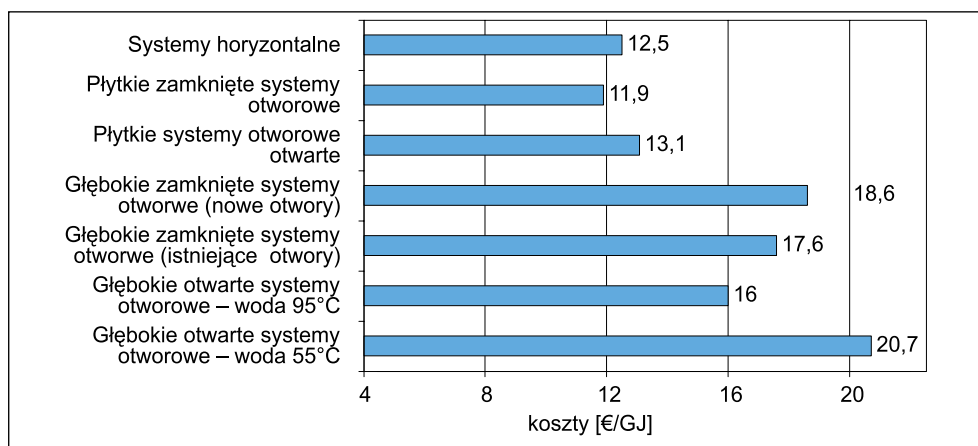
Typ systemu Rodzaj kosztów	Systemy horyzontalne	Systemy otworowe zamknięte	Systemy otworowe otwarte
Koszty inwestycyjne w €/kWh zainstalowanej mocy grzewczej:			
Wykonanie instalacji podziemnej	450	400	300
Zakup pompy ciepła	350	350	250
Koszty instalacji i inne	40	40	35
Razem	840	790	585
Koszty użytkowania w €/GJ wytworzonego ciepła:			
Operacyjne (zakup energii elektrycznej)	4,3	4,3	3,9
Obsługa bieżąca (serwis, przeglądy itd.)	0,7	0,7	1,0
Razem	5,0	5,0	4,9
Średni koszt produkcji energii cieplnej:			
w €/kWh	0,045	0,043	0,047
w €/GJ	12,5	11,9	13,1

Tab. 20. Koszty pozyskania ciepła z głębokich otworów (2 000-3 000 m) w instalacjach zamkniętych

Rodzaj kosztów	Nowe otwory		Istniejące otwory	
Udział energii geotermalnej w %	71		71	
Koszty inwestycyjne w tys. €:				
Instalacja podziemna	1 800		1 250	
Pompa ciepła	200		200	
Szczytowe, dodatkowe źródło ciepła	220		220	
Sieć ciepłownicza	220		200	
Prace budowlane i inne	450		450	
Razem	2 890		2 320	
Koszty użytkowania w tys. €:				
Operacyjne (zakup energii i paliw)	80		80	
Obsługa bieżąca (serwis, przeglądy, itd.)	90		90	
Razem	170		170	
Średni koszt produkcji energii cieplnej	dla zakładu ciepłown.	dla odbiorcy końcowego	dla zakładu ciepłown.	dla odbiorcy końcowego
w €/kWh	0,058	0,067	0,054	0,064
w €/GJ	16,0	18,6	15,5	17,6

Tab. 21. Koszty pozyskania ciepła z wód termalnych – instalacje otwarte

Rodzaj kosztów	Przy temp. wody 95°C – otwory o głęb. 2 000 m		Przy temp. wody 55°C – otwory o głęb. 500 m	
Udział energii geotermalnej w %	97		41	
Koszty inwestycyjne w tys. €:				
Instalacja podziemna	4 800		3 900	
Pompa ciepła	–		190	
Szczytowe, dodatkowe źródło ciepła	200		200	
Sieć ciepłownicza	1 800		1 800	
Prace budowlane i inne	2 300		2 300	
Razem	9 100		8 390	
Koszty użytkowania w tys. €:				
Operacyjne (zakup energii i paliw)	60		380	
Obsługa bieżąca (serwis, przeglądy, itd.)	220		220	
Razem	280		600	
Średni koszt produkcji energii cieplnej:	dla zakładu ciepłown.	dla odbiorcy końcowego	dla zakładu ciepłown.	dla odbiorcy końcowego
w €/kWh	0,040	0,058	0,056	0,075
w €/GJ	11,00	16,00	15,60	20,70



Rys. 25. Koszt wytwarzania ciepła w różnych systemach geotermalnych (na podst. danych z tabel 19-21)

ciepła i wykonawstwie dolnego źródła ciepła instalacji GPC, przyczynił się do poprawy ich efektywności ekonomicznej w stosunku do sytuacji sprzed 10 lat.

Na podstawie wartości zestawionych w tabelach 19-22 można sformułować następujące wnioski ogólne:

Tab. 22. Porównanie kosztów wytwarzania energii cieplnej w Niemczech w €/GJ

Źródło pozyskiwania energii cieplnej	Wielkość instalacji ciepłowniczej		
	Budynki mieszkalne	Małe, lokalne sieci ciepłownicze	Duże sieci ciepłownicze
Energia słoneczna	21,0	28,0	–
Biomasa	14,4	18,2	17,8
Energia geotermalna:			
Geotermia płytka, niskotemperaturowa	11,9-13,1	–	–
Geotermia głęboka (systemy zamknięte)	–	17,6-18,6	–
Geotermia głęboka (systemy otwarte)	–	–	16,0-20,7
Paliwa kopalne	12,0-12,5	13,6-14,3	12,1-12,8

- W przypadku indywidualnych systemów ciepłowniczych geotermia niskotemperaturowa jest interesującą alternatywą w stosunku do systemów klasycznych, opartych na paliwach kopalnych. Uwzględniając całkowite koszty budowy i użytkowania instalacji w okresie jej funkcjonowania (LCC), stanowi ona tańsze lub porównywalne rozwiązanie. Jest również wyraźnie tańsza od innych OZE.
- Geotermia głęboka, dla lokalnych i miejskich sieci ciepłowniczych, jest rozwiązaniem znacząco droższym od systemów opartych na paliwach kopalnych. LCC odniesiony do jednostki wytworzonego ciepła jest wyższy od około 30% do około 60%.
- Instalacje niskotemperaturowe płytkiej geotermii są znacznie efektywniejsze ekonomicznie niż instalacje głębokiej geotermii. Koszt wytworzenia jednostki energii cieplnej jest w nich niższy o około 18-25% w stosunku do dużych instalacji opartych na wodach termalnych oraz o około 25-48% w stosunku do systemów zamkniętych w głębokich otworach.
- Wśród systemów płytkiej geotermii najbardziej opłacalne ekonomicznie są zamknięte systemy otworowe. W stosunku do systemów horyzontalnych różnica w kosztach wytworzenia jednostki ciepła (uwzględniając LCC) jest stosunkowo niewielka i średnio nie przekracza 5%.

Podsumowując ustalenia badaczy niemieckich, można stwierdzić, że wykorzystanie ciepła geotermalnego do celów grzewczych w Niemczech jest znacznie kosztowniejsze niż pozyskiwanie ciepła z paliw kopalnych. Jedynie płytka, niskotemperaturowa geotermia może być ekonomicznie konkurencyjna w stosunku do systemów konwencjonalnych. Należy jednak zaznaczyć, że tak wyglądała sytuacja 10 lat temu. W chwili obecnej, z uwagi na postęp technologiczny w dziedzinie pomp ciepła oraz sukcesywne obniżania kosztów wierceń, relacje te mogą wyglądać nieco inaczej. Należy jednak zakładać, że efektywność ekonomiczna płytkich instalacji GPC jest nadal wyższa niż innych rozwiązań.

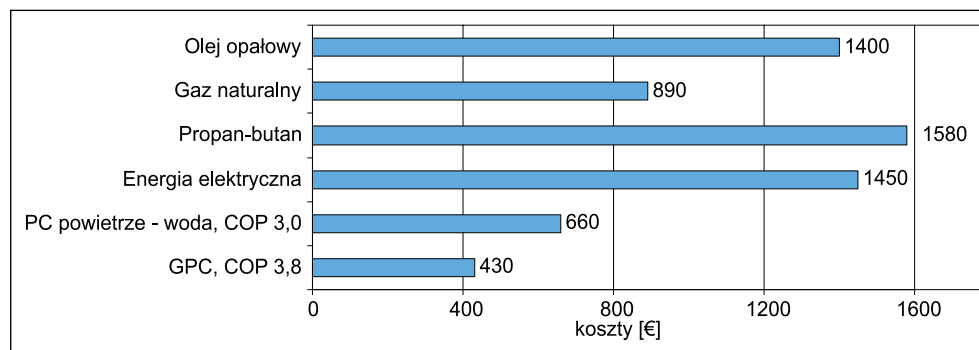
6.2.3. Przykład rynku francuskiego

W poniższej tabeli 23 oraz na rysunku 26 porównano roczne koszty ogrzewania (tylko koszty operacyjne) typowego domu jednorodzinnego we Francji za pomocą różnych typów systemów grzewczych. Porównano następujące parametry i założenia obliczeniowe: dolne źródło ciepła dla GPC – zamknięty system horyzontalny, dom w nowoczesnej technologii, ogrzewanie podłogowe o powierzchni 150 m², rodzina 4-osobowa, szacunkowe roczne zapotrzebowanie na energię ciepłą do ogrzewania (c.o.) – 13 120 kWh i do przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) – 3 880 kWh, wymagana moc grzewcza systemu – 9,5 kW.

Tab. 23. Roczne koszty wytworzenia energii cieplnej przy użyciu różnych systemów grzewczych w typowym domu jednorodzinnym

Rodzaj kosztów	Typ systemu	Olej opałowy	Gaz naturalny	Propan-butan	Energia elektr.	PC powietrze-woda COP 3,0	GPC instalacja horyzontalna COP 3,8
		Koszt roczny	c.o. c.w.u.	1 060 € 340 €	680 € 210 €	1 200 € 380 €	1 200 € 250 €
Razem		1 400 €	890 €	1 580 €	1 450 €	660 €	430 €
Zużyta ilość Energii/ /paliwa	c.o. c.w.u.	1 500 l 500 l	15 000 kWh 4800 kWh	1 120 kg 350 kg	13 100 kWh 2 800 kWh	4 290 kWh 1 350 kWh	3 160 kWh 1 240 kWh
Razem		2 000 l	19 800 kWh	1 470 kg	15 900 kWh	5 640 kWh	4 400 kWh
Średni roczny koszt ogrzewania		7,09 €/m ²	4,50 €/m ²	8,00 €/m ²	8,00 €/m ²	3,30 €/m ²	2,10 €/m ²
Średni roczny koszt ogrzewania i ciepłej wody		9,33 €/m ²	5,93 €/m ²	10,53 €/m ²	9,66 €/m ²	4,40 €/m ²	2,86 €/m ²

Źródło: f-ma WAVIN – www.europe-geothermie.com.



Rys. 26. Porównanie rocznych kosztów wytworzenia energii cieplnej (c.o. + c.w.u.) dla typowego domu jednorodzinnego

Prezentowane porównanie dotyczy roku 2008 i pochodzi z materiałów informacyjnych jednej z największych we Francji firm oferujących nowoczesne systemy grzewczo-klimatyzacyjne, w tym w szczególności oparte na pompach ciepła. Z powyższego zestawienia wynika, że:

- Systemy GPC (tutaj horyzontalne) są znacznie tańsze w eksploatacji niż inne rozwiązania: 3,7-krotnie w stosunku do gazu propan-butan, 3,4-krotnie w stosunku do elektryczności, 3,3-krotnie w stosunku do oleju i 2,1-krotnie w stosunku do gazu ziemnego. Są również o około 50% tańsze w stosunku do powietrznych pomp ciepła, najbardziej popularnych we Francji.
- Pokrycie rocznego zapotrzebowania domu na energię ciepłą w wysokości około 17 000 kWh w przypadku systemu GPC kosztuje jedynie około 430 €, czyli 0,0253 € za 1 kWh.
- Przyjmując, że ilość energii ciepłej odzyskiwanej z gruntu wynosi rocznie około 17 000 kWh (roczne zapotrzebowanie budynku), a roczne zużycie energii elektrycznej na potrzeby pracy całej instalacji grzewczej wynosi 4 400 kWh, średni roczny współczynnik jej efektywności grzewczej (COP) wynosi 3,8.

Państwowa Agencja do Spraw Energii – ADEME podaje (*Guide pratique – les pompes a chaleur geothermiques* – www.ademe.fr) następujące średnie wartości kosztów inwestycyjnych i użytkowania systemów GPC w indywidualnych budynkach mieszkalnych, z uwzględnieniem wszystkich opłat i podatków i tylko w odniesieniu do ogrzewania (bez klimatyzacji):

- koszty inwestycyjne: system horyzontalny – 85 €/m²; system pionowy (zamknięty) – 145-185 €/m²;
- koszty eksploatacji: w obu przypadkach jednakowe: 2,3-3,5 €/m² na rok.

6.3. Efektywność ekonomiczna instalacji GPC w Polsce

Potencjalny inwestor instalacji GPC, poszukując informacji na temat ich opłacalności ekonomicznej, napotyka na sprzeczne opinie użytkowników takich instalacji oraz różne (czasem diametralnie) opinie fachowców. Wynika to głównie ze słabej ciągle organizacji rynku pomp ciepła i nikłego zainteresowania władz rządowych i samorządowych rozwojem tej technologii. Informacje na temat opłacalności stosowania instalacji GPC można znaleźć głównie w materiałach reklamowych producentów i instalatorów pomp ciepła oraz w branżowych piśmie i na portalach internetowych z zakresu budownictwa mieszkaniowego i odnawialnych źródeł energii. Ekspozuje się w nich przede wszystkim zalety technologii, w tym zwłaszcza niskie koszty użytkowania systemów GPC w stosunku do systemów konwencjonalnych, marginalizując jednocześnie problem generalnie wyższych kosztów inwestycyjnych. Trudno znaleźć szczegółowe analizy całkowitych kosztów użytkowania instalacji GPC w całym okresie ich funkcjonowania (LCC), ponieważ mało jest instalacji, które funkcjonują od wielu lat, a jeśli są, z reguły nie monitoruje się całkowitych kosztów ich użytkowania, a jedynie same koszty operacyjne (zakup energii elektrycznej).

Planując budowę instalacji GPC, w kosztach inwestycyjnych należy uwzględnić przede wszystkim: koszt wykonania instalacji dolnego źródła ciepła, koszt zakupu urządzeń i materiałów do całej instalacji zewnętrznej (gruntowej) i wewnętrznej (grzewczej w budynku), koszt montażu i rozruchu instalacji, często także koszty termomodernizacji budynku (ocieplenia i modernizacji systemu grzewczego).

Ostateczny koszt wykonania systemu, w przeliczeniu na jednostkę zainstalowanej mocy grzewczej, będzie uzależniony głównie od warunków gruntowo-wodnych (czyli kosztów budowy instalacji podziemnej) oraz zakresu prac modernizacyjnych. Wpływ tych czynników (zwłaszcza termomodernizacji) może często czynić inwestycję nieopłacalną, bo okres zwrotu zainwestowanego kapitału jest zbyt długi, nawet przy założeniu znacznie niższych kosztów operacyjnych niż w przypadku systemów konwencjonalnych. W tabeli 24 zestawiono wybrane przykłady instalacji GPC z terenu całej Polski, wykonane po 2000 r., które dobrze pokazują, jak duże może być zróżnicowanie ich kosztów inwestycyjnych.

Mimo że przedstawione wyżej przykłady dotyczą bardzo różnych przypadków, które trudno ze sobą porównywać z uwagi na bardzo zróżnicowany zakres wykonanych prac instalacyjnych i adaptacyjnych budynków, ich analiza umożliwia sformułowanie następujących wniosków ogólnych:

Tab. 24. Koszty inwestycyjne instalacji GPC w różnych typach budynków na terenie Polski

wość	Typ budynku	Funkcja układu	Zainstalowana moc grzewcza w kW	Dolne źródło ciepła	Koszt inwestycji netto	Koszt jednostkowy
Wygonin	Dom wczasowy	c.o. +c.w.u.	100 (modernizacja c.o.)	wody podz. - nowe studnie	175 000 zł	1 750 zł/kW
Miechów	Szkoła podstawowa	c.o. +c.w.u.	78,4	poziomy kolektor gruntowy	195 000 zł	2 490 zł/kW
Sopot	Dom dziecka	c.o. +c.w.u.	122 (modernizacja c.o.)	wody podziemne (2 nowe studnie po 35 m)	300 000 zł	2 460 zł/kW
Tykocin	Dom pomocy społecznej	c.o. +c.w.u.	150 (modernizacja c.o.)	wody podziemne (2 nowe studnie po 35 m)	360 000 zł	2 400 zł/kW
Sadek-Kostrza	Szkoła podstawowa, pow. ogrzew. 1 640 m ²	c.o. +c.w.u.	116 (wykonanie c.o.)	poziomy kolektor gruntowy	420 000 zł	3 620 zł/kW 256 zł/m ²

Źródło: wybrane przykłady f-my HIBERNATUS z Wadowic.

Tab. 24. cd.

Miejsco-wość	Typ budynku	Funkcja układu	Zainstalowana moc grzewcza w kW	Dolne źródło ciepła	Koszt inwestycji netto	Koszt jednostkowy
Limanowa	PPUH Wolimex, bud. biurowy	c.o. +c.w.u	38	poziomy kolektor gruntowy	74 000 zł	1 950 zł/kW
Kluszkowce	Restauracja „Sperling”	c.o. +c.w.u	161	pionowy kolektor gruntowy	375 000 zł	2 330 zł/kW
Konary	Dom pomocy społecznej	c.o. +c.w.u	232	poziomy kolektor gruntowy o długości 10 230 m	525 000 zł	2 260 zł/kW
Pieczarki	Doświadcz. Ośrodek Zarybieniowy „Dgał”	c.o. +c.w.u woda technologicz.	156 (demontaż starej kotłowni)	wody podziemne (2 nowe studnie wyd. 24 m ³ /h)	155 000 zł	990 zł/kW
Nakło Śląskie	Plebania	c.o.	26	poziomy kolektor gruntowy	40 000 zł	1 540 zł/kW
Smolany	Dom Rekolekcyjny	c.o. +c.w.u	100	wody podziemne (2 nowe studnie)	80 000 zł	800 zł/kW
Boguty	Dom jednorodzinny, pow. 550 m ²	c.o. +c.w.u	26	pionowy kolektor gruntowy	80 000 zł	3 080 zł/kW 145 zł/m ²
Węgrów	Dom jednorodzinny, pow. 200 m ²	c.o. +c.w.u	9,6 (montaż nowych grzejników)	wody podziemne (z istniejącej studni)	39 000 zł	4 060 zł/kW 195 zł/m ²
Warszawa	Dom jednorodzinny, pow. 150 m ²	c.o. +c.w.u	5 (bez montażu c.o.)	wody podziemne (z istniejącej studni)	30 000 zł	6 000 zł/kW 200 zł/m ²
Jaworznik	Dom jednorodzinny, pow. 250 m ²	c.o. +c.w.u	11 (montaż c.o.)	poziomy kolektor gruntowy	55 000 zł	5 000 zł/kW 220 zł/m ²

- Koszt jednostkowy zainstalowanej mocy grzewczej waha się w bardzo szerokim przedziale od 800 zł/kW do 6 000 zł/kW i jest najwyższy w przypadku małych instalacji w domach jednorodzinnych. Im większa instalacja, tym koszt jednostkowy jest niższy. Jest to zgodne z wynikami badań amerykańskich i kanadyjskich, z których wynika, że technologia GPC jest szczególnie efektywna w sektorze budynków użyteczności publicznej o dużych powierzchniach;
- Jednostkowy koszt inwestycyjny systemu GPC w budynkach szkolnych waha się w przedziale 2 500-3 600 zł/kW, a w budynkach domów czasowych i pomocy społecznej w przedziale 1 700-2 500 zł/kW. W USA w podobnych obiektach, koszt inwestycyjny wynosi około 1 000-1 100 \$/kW, co odpowiada około 3 200-3 500 zł/kW;
- W przeliczeniu na 1 m² ogrzewanych pomieszczeń koszty inwestycyjne wykazują już mniejsze zróżnicowanie i zawierają się w przedziale od 145 zł/m² w przypadku zamkniętych systemów otworowych do 256 zł/m² w przypadku systemów poziomych (tj. od 36 do 64 €/m²). Dla porównania można podać, że we Francji koszt ten jest szacowany średnio w wysokości 85 €/m² dla instalacji horyzontalnych i 145-185 €/m² dla zamkniętych instalacji otworowych (rozdz. 6.2.3). W USA koszt inwestycyjny w domach jednorodzinnych wynosi średnio około 67 \$/m² (tj. ok. 210 zł/m²) dla systemów horyzontalnych i do 75 \$/m² (tj. ok. 240 zł/m²) dla zamkniętych systemów otworowych.

Porównując koszty inwestycyjne zestawione w powyższej tabeli z cenami średnimi w innych krajach, można zauważyć, że są one wyraźnie niższe, mimo iż uwzględniają często także koszty prac modernizacyjnych. Ten niższy koszt, oprócz niższych kosztów pracy, związany jest głównie z tym, że w prezentowanych przykładach zostały zastosowane tylko urządzenia krajowe. W przypadku zastosowania droższych urządzeń zagranicznych podane ceny jednostkowe byłyby wyższe i bardziej zbliżone do tych w krajach zachodniej Europy.

Dla pełniejszego zobrazowania czynników wpływających na efekty ekonomiczne instalacji GPC w Polsce poniżej przedstawiono przykłady konkretnych inwestycji wykonanych w ostatnich latach z podziałem na koszty inwestycyjne i eksploatacyjne.

Przykład 1. (źródło: P.H.U. GRASANT, Zimin 45, k. Poznań, www.grasant.pl)

Dom mieszkalny o powierzchni użytkowej 200 m² w okolicach Poznania, ocieplony styropianem, z ogrzewaniem podłogowym. Ogrzewany pompą ciepła o zmiennej regulacji mocy 4-16 kW. Dolne źródło ciepła stanowi kolektor pionowy składający się z 2 odwiertów o głębokości 100 m każdy.

Koszty inwestycyjne z podatkiem VAT wyniosły 105 500 zł (w 2009 r.), w tym:

- kolektor pionowy: 24 400 zł,
- połączenie kolektora z pompą ciepła: 2 100 zł,
- pompa ciepła Nibe Fighter 1150: 34 300 zł,
- zbiornik c.w.u. 300 l i zawór trójdrogowy: 8 500 zł,

- instalacja wraz z materiałami: 4 200 zł,
- ogrzewanie podłogowe (rozstaw co 10 cm): 32 000 zł.

Koszty eksploatacyjne w okresie sierpień-grudzień 2009 r. wyniosły łącznie 1 058 zł i zmieniały się od 41,0 zł w sierpniu (tylko przygotowanie c.w.u.) do 408 zł w grudniu (w tym ok. 80 zł na c.w.u.). W styczniu 2010 r. (okres silnych mrozów) wyniosły 535 zł. Średni miesięczny koszt przygotowania c.w.u. wyniósł w tym okresie około 60 zł, przy średnim zużyciu ok. 6 m³/m-c ciepłej wody dla 4 osób. Łącznie w analizowanym okresie 6 miesięcy zużycie energii elektrycznej dla potrzeb c.o. i c.w.u. wyniosło 2 220 kWh. Łączna ilość wytworzonej energii cieplnej dla tych celów jest szacowana na około 34,4 GJ, stąd rzeczywisty koszt 1GJ wynosi 30,7 zł.

Przykład 2. (źródło: Firma Clima Komfort, Grudziądz, www.climakomfort.pl)

Dom mieszkalny o powierzchni użytkowej 130 m² w okolicach Bydgoszczy, ocieplony styropianem, z ogrzewaniem podłogowym. Ogrzewany pompą ciepła Danfoss o mocy 6,0 kW. Dolne źródło ciepła stanowi kolektor pionowy składający się z 2 odwiertów o głębokości 60 m każdy

Całkowity koszt inwestycji (zakup pompy ciepła, prace montażowe, kolektor pionowy, ogrzewanie podłogowe) – 64 200 zł (z VAT) w lipcu 2008 r.

Koszty eksploatacyjne (zakup energii elektrycznej) za 2 m-ce zimowe 2009 r. przy temperaturach do -20°C, wyniósł 660 zł, łącznie dla wszystkich odbiorników elektryczności w domu (RTV, pralka, oświetlenie i inne).

W listopadzie 2009 r. portal internetowy budujemy.pl, rozesłał do firm instalacyjnych w całej Polsce ankietę, w której poprosił o szacunkową wycenę kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych instalacji grzewczej opartej na pompie ciepła w hipotetycznym domu jednorodzinnym o powierzchni użytkowej 200 m², zamieszkałym przez rodzinę 4-osobową, wykonanym w nowoczesnej technologii z ogrzewaniem podłogowym i o wymaganej mocy grzewczej 8 kW.

W odpowiedzi w odniesieniu do instalacji GPC ankietowane firmy podały następujące wyceny:

Typ systemu grzewczego	Element kosztów	Cena netto w [zł] min./max
Otwarty, dwuotworowy	Pompa ciepła	20 800/27 100
	Dolne źródło – 2 studnie	6 000/10 000
	Inne koszty inwestycyjne	5 000/6 000
	Razem	31 800/43 100
Zamknięty Sondy pionowe	Pompa ciepła	27 900/29 200
	Dolne źródło – sondy pionowe	16 000/25 000
	Inne koszty inwestycyjne	2 000/8 400
	Razem	45 900/62 600
Zamknięty Horizontalny	Pompa ciepła	27 900/30 980
	Dolne źródło – sondy pionowe	10 000/12 000
	Inne koszty inwestycyjne	2 000/2 000
	Razem	39 900/44 980

Odpowiadając na pytanie o koszty eksploatacji, respondenci podawali najczęściej roczne koszty ogrzewania + c.w.u. w przedziale 1 500-2 000 zł, nie różnicując ich dla poszczególnych typów instalacji.

Powyższe kwoty są ogólnie zgodne z tymi, które podawane są w materiałach informacyjnych w Internecie i w pismach branżowych, gdzie roczny koszt ogrzewania typowego budynku mieszkalnego, średnioenergochłonnego (klasy E) za pomocą systemu GPC zawiera się w przedziale 6,7-9,5 zł/m², czyli około 1,7-2,4 €/m². W krajach zachodniej Europy (np. Francja – rozdz. 6.2.3.) szacowany jest on średnio w wysokości około 3,0 €/m². Wydaje się, że relacja ta jest wiarygodna, odzwierciedlająca różnice w kosztach pracy i nośników energii.

Podobne ceny jednostkowe kosztów ogrzewania są osiągane w większych budynkach sektora publicznego. Dobrze ilustruje to załączony niżej przykład Szkoły Podstawowej w Sadku, gm. Jodłownik, gdzie zmodernizowano stary system grzewczy oparty na węglu kamiennym.

Przykład 3. (źródło: Firma HIBERNATUS z Wadowic)

Szkoła Podstawowa w Sadku, gm. Jodłownik

Powierzchnia ogrzewana budynku	1 640 m ²
Roczne zapotrzebowanie na energię cieplną	800 GJ
Zainstalowana moc grzewcza systemu	116 kW
Wewnętrzna instalacja grzewcza	Centralne ogrzewanie oparte na grzejnikach niskotemperaturowych
Temperatura zasilania c.o. i c.w.u.	50°C
Dolne źródło ciepła	Poziomy kolektor gruntowy, długość 4 200 m
Koszt uzyskania 1GJ energii końcowej	15,5 zł (przy cenie energii elektrycznej 0,29 zł/kWh brutto)
Roczne koszty ogrzewania (c.o. i c.w.u.)	Okolo 12 000 zł (tj. 7,30 zł/m ²)
Oszczędność w skali roku w stosunku do systemu grzewczego na gaz ziemny	Okolo 38 000 zł
Efekt ekologiczny	Oszczędność: 130 ton węgla lub 60 tys. m ³ gazu

W chwili obecnej na polskim rynku ceny wykonania dolnego źródła ciepła wynoszą około 80-120 zł (+VAT 22%) za 1 mb kolektora pionowego i około 25-30 zł za 1 mb typowego kolektora poziomego. Koszty wykonania studni są bardziej zróżnicowane i zależą głównie od głębokości występowania ujmowanej warstwy wodonośnej i wydajności studni. Na potrzeby domów jednorodzinnych, w których wystarczającą wydajnością jest około 1,5 m³/h i przy płytko

występującym zwierciadle wody umożliwiającym jej pobór za pomocą pomp powierzchniowych, koszt wykonania studni eksploatacyjnej i zatłaczającej jest stosunkowo niewielki i mieści się w przedziale 300-400 zł za 1 mb. W przypadku studni głębszych i o większej wydajności (o większych mocach grzewczych) cena jednostkowa może być nawet 2-krotnie wyższa.

Przy wyborze instalacji grzewczej inwestorzy mają naturalną tendencję do kierowania się głównie wysokością kosztów inwestycyjnych, zapominając o późniejszych kosztach eksploatacyjnych (koszty operacyjne i bieżącej obsługi serwisowej). Niestety brak jest wiarygodnych danych z rynku krajowego, opartych na wieloletnich obserwacjach, na temat rocznych kosztów obsługi bieżącej instalacji GPC. Według danych niemieckich (Kaltschmit, 2001) koszty te szacuje się w wysokości około 0,7 €/GJ wytworzonego ciepła (tab. 19), co w typowym domu jednorodzinym o powierzchni 120 m² i rocznym zapotrzebowaniu na energię cieplną rzędu 50 GJ (domy budowane w nowoczesnej technologii) daje kwotę około 35 € rocznie (tj. ok. 140 zł/rok). Dane amerykańskie (tab. 16) podają, że koszt rocznej obsługi serwisowej instalacji GPC wynosi około 1,40 \$/m² ogrzewanej powierzchni. W obu przypadkach koszty obsługi zamykają się w granicach 10-15% kosztów ponoszonych na zakup energii elektrycznej. W warunkach polskich, uwzględniając znacznie niższe koszty pracy, kwota ta powinna być znacząco mniejsza, natomiast procentowa relacja pozostaje na podobnym poziomie.

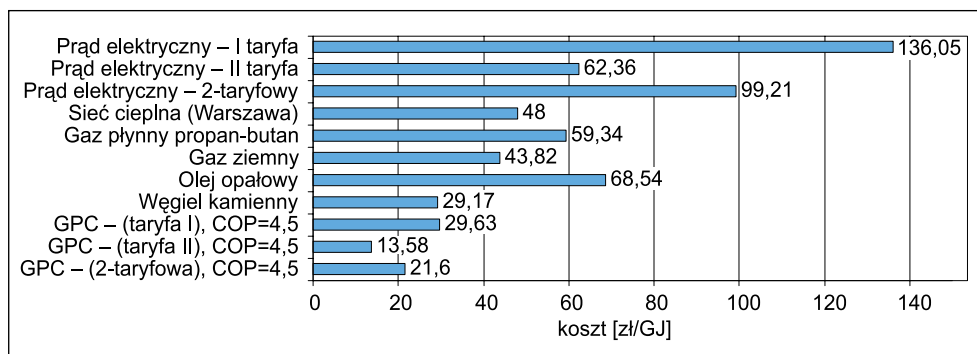
Znacznie poważniejszą pozycję w kosztach użytkowania stanowi koszt zakupu energii elektrycznej niezbędnej do pracy pompy ciepła (koszty operacyjne). Według Kaltschmita (Kaltschmit, 2001) i w warunkach niemieckich (tab. 19) w skali roku wynosi on średnio 4,3 €/GJ (tj. ok. 17,2 zł/GJ) wytworzonego ciepła, co stanowi około 85% całkowitych kosztów eksploatacji systemu grzewczego. W materiałach reklamowych firm oferujących systemy grzewcze oparte na pompach ciepła podkreśla się głównie ich znacząco niższe koszty wytwarzania energii cieplnej w porównaniu z systemami klasycznymi. Porównuje się przy tym koszt wytworzenia jednostki energii cieplnej (podawanej z reguły w GJ lub kWh) uwzględniający najczęściej tylko koszt zakupu energii lub jej nośnika. Mimo że porównania te nie pokazują pełnych kosztów wytworzenia energii cieplnej, stanowią dobrą ilustrację różnic kosztów użytkowania różnych systemów grzewczych.

Poniżej przedstawiono dwa przykłady takiego porównania (tab. 25, rys. 27, 28), podawane przez dwie firmy instalacyjne w ich materiałach informacyjno-reklamowych. Porównanie dotyczy domu o powierzchni 200 m² z 4-osobową rodziną, zlokalizowanego w okolicach Zielonej Góry. Dom wykonany w klasycznej technologii (z izolacją cieplną, oknami PCV), o zapotrzebowaniu na ciepło szacowanym na 10 kW. W skali całego roku zużycie energii elektrycznej na pracę systemu GPC wyniosło 23 100 kWh (w tym 10% na c.w.u.). Przy porównaniu uwzględniono ceny nośników energii z 2008 r.: gaz płynny – 2,60 zł/l; olej opałowy – 3,10 zł/l; gaz ziemny – 1,8 zł/m³; energia elektryczna I taryfa – 0,42 zł, II taryfa – 0,22 zł. Sprawność energetyczną systemów konwencjonalnych przyjęto w wysokości 85%. COP gruntowej pompy ciepła (system horyzontalny) – 4,5.

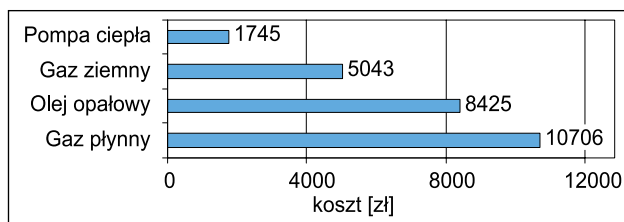
Tab. 25. Koszt wytworzenia 1 GJ energii cieplnej w różnych systemach grzewczych (wg cen brutto nośników energii z lipca 2009 r.)

Źródło ciepła	Jednostka [a]	Wartość opałowa kWh/[a]	Cena jednostkowa nośnika energii zł/[a]	Średnia efektywność systemu grzewczego [%]	Koszt 1 GJ wytworzonego ciepła [zł]
Prąd elektryczny – I taryfa	kWh		0,48	98	136,05
Prąd elektryczny – II taryfa	kWh		0,22	98	62,36
Prąd elektryczny – 2-taryfowy	kWh	1,00	0,35	98	99,21
Sieć ciepła (Warszawa)	GJ		48,00	100	48,00
Gaz płynny propan-butan	kg	12,64	3,00	80	59,34
Gaz ziemny	m ³	9,86	1,40	80	43,82
Olej opałowy	kg	11,50	2,56	80	68,54
Węgiel kamienny	tona	6,67	490,00	70	29,17
GPC – taryfa I, COP=4,5	kWh	1,00	0,48	450	29,63
GPC – taryfa II, COP=4,5	kWh	1,00	0,22	450	13,58
GPC – 2-taryfowa, COP=4,5	kWh	1,00	0,35	450	21,60

Źródło: Firma HIBERNATUS z Wadowic, www.hibernatus.pl.



Rys. 27. Porównanie kosztów wytworzenia ciepła w różnych systemach grzewczych (wg tabeli 25)



Rys. 28. Porównanie rocznych kosztów ogrzewania budynku mieszkalnego za pomocą różnych systemów grzewczych

Źródło: Firma ZINSTAL z Zielonej Góry, www.zinstal.zgora.pl.

Z zamieszczonych wyżej zestawień porównawczych wynika, że różnice w kosztach wytwarzania ciepła w różnych systemach są podobne do obserwowanych w innych krajach. Najdroższe jest ogrzewanie elektryczne, niezależnie od taryfy, a w drugiej kolejności ogrzewanie na gaz płynny (propan-butan) i olej opałowy. Stosunkowo drogie dla odbiorców końcowych jest również ogrzewanie z miejskich sieci ciepłowniczych.

Tak jak i w innych krajach koszt wytwarzania energii cieplnej w instalacjach GPC jest zdecydowanie najniższy. Przy efektywności urządzenia $COP=4,5$ (stosunkowo wysokiej) i przy najniższej taryfie energetycznej jest on niższy o około 55% w porównaniu do kosztu energii uzyskiwanej z węgla. W taryfie uśrednionej różnica ta spada do około 26%, a dla taryfy I (najwyższej) spada do zera. Biorąc pod uwagę uśrednioną taryfę na energię elektryczną, koszt wytworzenia ciepła w instalacji GPC jest niższy: 4,6 razy od ogrzewania elektrycznego; 3,2 razy od oleju opałowego; 2,7 razy od gazu ciekłego; 2,0 razy od gazu ziemnego i tylko około 1,3 raza od węgla kamiennego. Porównując te dane, można zwrócić uwagę, że w innych krajach wskaźnik oszczędności w stosunku do energii elektrycznej nie przekracza wartości 3,5. Wynika to z tego, że w zestawieniu przedstawionym w tabeli 25. przyjęto za miernik pompę ciepła o wysokiej efektywności energetycznej ($COP=4,5$), podczas gdy w innych krajach z reguły przyjmowano wartość COP z przedziału 3,0-3,5. W porównaniu z innymi nośnikami energii różnice są mniejsze i wynikają z innych cen jednostkowych nośników energii stosowanych w poszczególnych krajach.

Należy jednak pamiętać, że koszt wytworzenia jednostki energii cieplnej zależy nie tylko od rodzaju nośnika energii, ale także od sprawności energetycznej urządzenia grzewczego. Różnice z tym związane są często bardzo znaczne, zwłaszcza w przypadku instalacji korzystających z węgla i – w mniejszym zakresie – instalacji gazowych. Ma to oczywiście swoje znaczenie w analizach porównawczych efektywności ekonomicznej instalacji GPC w stosunku do systemów konwencjonalnych.

Na wynik oceny opłacalności różnych systemów grzewczych bardzo silnie wpływają zmiany cen paliw i energii elektrycznej. Niestety, prognozy cenowe rynku krajowego są w tym zakresie mało precyzyjne, a zmiany trudne do przewidzenia. Ogólna zasada jest jednak oczywista: im niższa będzie cena zakupu jednostki energii elektrycznej w stosunku do kosztu wytworzenia jednostki energii cieplnej ze źródeł konwencjonalnych (węgiel, gaz ziemny, propan-butan, biomasa, inne), tym stosowanie instalacji GPC będzie bardziej opłacalne. Należy również pamiętać, że efektywność ekonomiczna stosowania pomp ciepła jest bardzo silnie uzależniona od efektywności energetycznej całego systemu grzewczego. Przy efektywności w wysokości 2,4 (przypadek poziomych wymienników gruntowych i instalacji grzejnikowej) i cenie energii elektrycznej 0,35 zł/kWh koszt uzyskania jednostki ciepła wyniesie około **40,50 zł/GJ**, a dla efektywności w wysokości 5,4 (ogrzewanie podłogowe, wody podziemne

jako dolne źródło ciepła) i cenie energii elektrycznej w wysokości 0,20 zł/kWh koszt ten wyniesie tylko **10,30 zł/GJ**¹⁶.

Należy również podkreślić bardzo duży wpływ energochłonności budynku na koszty jego ogrzewania. Chociaż w przypadku wszystkich systemów grzewczych wzrost rocznych kosztów ogrzewania związany ze wzrostem energochłonności budynku proporcjonalnie będzie podobny (choć nie w sensie wartościowym), to w przypadku instalacji GPC będzie miał szczególne znaczenie, bo ich **efektywność ekonomiczna jest tym wyższa, im niższa jest energochłonność budynku**. Jeśli jest ona zbyt wysoka, pompa ciepła może nie wystarczyć do ogrzania budynku i system grzewczy trzeba wspomóc dodatkowym, konwencjonalnym źródłem ciepła, co oczywiście podraża znacznie koszty całego ogrzewania.

Poniżej (tab. 26) przedstawiono klasy energochłonności budynków stosowane w Polsce przy audytach energetycznych. Klasyfikacja ta jest ogólnie zgodna ze stosowaną w krajach Unii Europejskiej, gdzie również wydziela się 7 klas.

Tab. 26. Klasyfikacja energetyczna budynków

Klasa	Budynek mieszkalny	Wskaźnik E w kWh/(m ² ·rok)
A	Pasywny	≤ 15
B	Niskoenergetyczny	15-45
C	Energooszczędny	45-80
D	Średnioenergooszczędny	80- 00
E	Średnioenergochłonny	100-150
F	Energochłonny	150-250
G	Bardzo energochłonny	> 250

Źródło: Stowarzyszenie na Rzecz Zrównoważonego Rozwoju¹⁷.

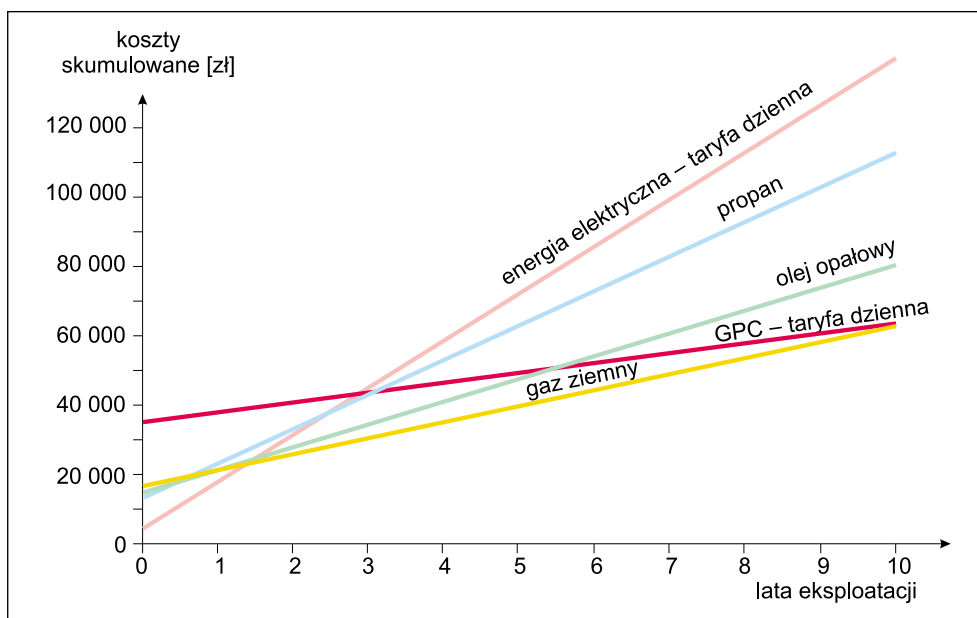
W krajach zachodniej Europy, prezentując efektywność ekonomiczną systemów grzewczych opartych na pompach ciepła, odnosi się ją z reguły do klasy średnioenergochłonnej. We Francji na przykład najczęściej przyjmuje się wskaźnik energochłonności w wysokości 120 kWh/(m²·rok).

Aby właściwie ocenić efektywność ekonomiczną instalacji grzewczej, należy uwzględnić i zsumować wszystkie koszty związane z jej budową i użytkowaniem w całym okresie funkcjonowania. W Polsce, gdzie technologia pomp ciepła rozwija się praktycznie dopiero w ostatnich latach, brak jest rzetelnych badań monitoringowych na temat rzeczywistych kosztów uzyskiwania energii cieplnej za pomocą pomp ciepła. Mimo to **analiza kosztów skumulowanych** powinna być wykonywana do każdej nowo projektowanej inwestycji.

¹⁶M. Skrzypczak – *Uwarunkowania opłacalności zastosowania pomp ciepła*, VERT Energy Consulting, na: www.skrzypczak.pl.

¹⁷Stowarzyszenie na Rzecz Zrównoważonego Rozwoju – Wrocław, www.eko.org.pl.

Coraz częściej w analizie tej wykorzystywany jest program RETScreen, powszechnie stosowany na świecie (patrz rozdz. 6.1.). Z uwagi na niepewność prognoz cen nośników energii w dłuższym czasie ocena kosztów skumulowanych może być dokonana jedynie w przybliżeniu. Z reguły odnosi się ją do cen bieżących energii i paliw oraz aktualnej polityki finansowej i podatkowej państwa. Poniżej przedstawiono przykładowy wykres porównawczy (rys. 29) skumulowanych kosztów ogrzewania typowego budynku mieszkalnego za pomocą instalacji GPC i innych konwencjonalnych systemów grzewczych, zamieszczony na stronie internetowej jednej z firm projektowo-instalacyjnych. Obrazuje on najpełniej ich rzeczywistą efektywność ekonomiczną w dłuższym czasie, choć odniesioną do hipotetycznie założonych warunków. Dla inaczej przyjętych parametrów wyjściowych przedstawione niżej relacje mogą być inne, ale ich zasadnicza wymowa nie powinna ulec zmianie.



Rys. 29. Wykres porównawczy skumulowanych kosztów ogrzewania budynku jednorodzinnego za pomocą różnych systemów grzewczych

Źródło: Przedsiębiorstwo Innowacyjno-Wdrożeniowe PAMAR z Sochaczewa, www.pamar.waw.pl.

Dla powyższego wykresu przyjęto następujące założenia wyjściowe: dom mieszkalny o powierzchni ogrzewanej 120 m², instalacja GPC oparta na poziomym kolektorze gruntowym, ceny energii i nośników z 2004 r. W analizie uwzględniono optymalne rozwiązania grzewcze dla poszczególnych rodzajów instalacji. Z wykresu wynika, że w stosunku do ogrzewania elektrycznego (według najdroższej dziennej taryfy) oraz w stosunku do gazu propan-butan zwrot ten następuje już po około 3 latach w stosunku do oleju opałowego po około 5,5 latach, a w stosunku do gazu ziemnego po około 10 latach.

Porównując ten wykres z rys. 25, widzimy, że okres zwrotu kapitału zainwestowanego w GPC w stosunku do gazowej instalacji grzewczej jest znacznie krótszy w USA (6 lat) niż w Polsce. Wynika to z wyższej ceny gazu w stosunku do ceny energii elektrycznej w USA niż w Polsce.

Trzeba zaznaczyć, że w literaturze przedmiotu można natknąć się na analizy, z których wynikają inne relacje kosztowe poszczególnych typów instalacji grzewczych, z reguły wskazujące na nieco dłuższy okres zwrotu nadwyżki kosztów inwestycji GPC w porównaniu do instalacji konwencjonalnych. Na przykład w stosunku do ogrzewania olejowego jest on często oceniany na 8-9 lat¹⁸. Należy w tym miejscu podkreślić, że we Francji okres ten oceniany jest nawet na powyżej 10 lat.

¹⁸Z. Bonca, J. Sieniuc – *Ocena techniczno-ekonomiczna stosowania pomp ciepła w systemach ogrzewania wolnostojących budynków mieszkalnych*, na: www.ogrzewnictwo.home.pl.

7. Perspektywy rozwoju geotermii niskotemperaturowej w Polsce

7.1. Analiza rynku ciepłowniczego w zakresie możliwości wykorzystania energii geotermalnej

Energia geotermalna niskiej entalpii może być powszechnie wykorzystywana do ogrzewania pomieszczeń i przygotowywania wody użytkowej w budynkach mieszkalnych, biurowych oraz w budynkach użyteczności publicznej. Pozostałe sektory mają mniejsze znaczenie, głównie ze względu na niewielką skalę zużywanego ciepła. W tym zakresie Polska nie różni się niczym od innych krajów. Unia Europejska i jej kraje członkowskie, podejmując ambitny program upowszechniania technologii pomp ciepła, ich zastosowanie widzą głównie w sektorze budownictwa mieszkaniowego, biurowego i użyteczności publicznej. Pomijając kwestie polityczne i cenowe rynku paliw, rozwój rynku geotermalnych pomp ciepła ściśle zależy od charakteru rynku ciepłowniczego istniejącego w danym kraju, w tym przede wszystkim od takich czynników, jak: sposób wytwarzania i dystrybucja ciepła, stan instalacji grzewczych i ich efektywność energetyczna, energochłonność budynków. Krótka charakterystyka tych czynników przedstawiona poniżej opiera się na danych podawanych przez Krajową Agencję Poszanowania Energii (KAPE)¹⁹.

W Polsce zużywa się ponad 2 razy więcej energii na jednostkę powierzchni mieszkaniowej niż w krajach Europy Zachodniej o podobnym klimacie. Zużycie energii pierwotnej w sektorze komunalno-bytowym na ogrzewanie i przygotowanie ciepłej wody użytkowej wynosi około 42% jej globalnego zużycia, w tym 35% przypada na sektor mieszkalnictwa. W budynkach mieszkalnych zużycie energii na ogrzewanie zawiera się w przedziale 30-55%, a na przygo-

¹⁹KAPE SA (Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA), *Efektywne wykorzystanie energii w mieszkalnictwie na tle gospodarki narodowej*, Warszawa 2000, na: <http://www.kape.gov.pl/PL/Dzialalnosc/ZrownowazoneBudownictwo>.

towanie ciepłej wody – w przedziale 10-15%. Według danych z 2000 r. w kraju jest około 11 mln mieszkań, w tym ok. 7,4 mln w miastach i 3,6 mln na wsi. Około 1/3 powierzchni mieszkaniowej zaopatrywana jest w ciepło z systemów ciepłowniczych centralnego ogrzewania. Reszta zaopatrywana jest z systemów indywidualnych spalających głównie węgiel i koks. Instalacje gazowe i olejowe są jeszcze stosunkowo mało rozpowszechnione.

Przytoczone wyżej dane, mimo że dotyczą sytuacji sprzed 10 lat, są ciągle aktualne i dają wyobrażenie o skali potencjalnego rynku instalacji grzewczych opartych na pompach ciepła, co nie znaczy, że ich zastosowanie byłoby uzasadnione w każdym przypadku. Możliwości te w dużym stopniu ograniczone są niskim standardem energetycznym budynków w Polsce. KAPE, na podstawie wrywkowych badań i kilkuset audytów energetycznych wykonanych w ostatnich latach przez różne organizacje, podaje następujące orientacyjne wskaźniki zapotrzebowania na ciepło budynków mieszkalnych w Polsce w zależności od roku ich budowy:

Budynki wybudowane w latach	Wskaźnik zużycia energii cieplnej w kWh/(m ² ·rok)
do 1966	240-350
1967-1985	240-280
1985-1992	160-200
1993-1997	120-160
od 1998	90-120

Jak wynika z powyższego zestawienia, standard energetyczny budynków dobrze koreluje się z okresem ich budowy. Podobna korelacja obserwowana jest w innych krajach europejskich, choć tam różnice pomiędzy różnymi latami nie są tak duże. Jako przykład można podać, że w Szwecji budynki postawione przed 1965 r. mają wskaźnik zużycia energii cieplnej w wysokości około 165 kWh/(m²·rok), a te wybudowane po 1990 r. – 108 kWh/(m²·rok) (Forsen, 2005). KAPE podaje, że **około 90% mieszkań w Polsce ma standard energetyczny na poziomie gorszym niż 240 kWh/(m²·rok)**. Ogranicza to bardzo mocno możliwość prostego przechodzenia z ogrzewania konwencjonalnego na systemy oparte na pompach ciepła. Wskazuje jednocześnie na olbrzymi obszar działań termomodernizacyjnych istniejących zasobów mieszkaniowych. Działania te są prowadzone w ostatnich latach z dużym powodzeniem dzięki możliwościom, jakie stworzyła obowiązująca od grudnia 1998 r. ustawa o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych²⁰.

Oprócz sektora mieszkaniowego instalacje GPC mogą być z powodzeniem stosowane także w wielu innych budynkach nie wymagających wysokich tempe-

²⁰Ustawa z dnia 18 grudnia 1998 r. o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych (Dz. U. Nr 162, poz. 1121 z późn. zm.).

ratur grzewczych, pod warunkiem że budynki te spełniają wymagane standardy energetyczne. W warunkach polskich instalacjami tymi powinny być zainteresowane przede wszystkim obiekty użyteczności publicznej na obszarach wiejskich, gdzie brak jest systemów centralnego ogrzewania i nie ma doprowadzonej sieci gazowej. Mogą to być budynki szkolne, urzędy, biura, domy opieki, ośrodki wczasowo-wypoczynkowe, domy parafialne i wiele innych. W Polsce można już spotkać bardzo wiele systemów GPC zainstalowanych w tego typu budynkach. Również na terenach miejskich instalacje GPC mogą być z powodzeniem stosowane, szczególnie w nowoczesnych budynkach biurowych, które z reguły charakteryzuje się wysokimi standardami energetycznymi. Jak dotąd tego typu realizacji, z reguły o dużych mocach grzewczych, jest stosunkowo mało w naszym kraju, ponieważ ich właściwe zaprojektowanie jest znacznie bardziej skomplikowane niż ma to miejsce w przypadku konwencjonalnych systemów grzewczych. Sytuacja jednak szybko się zmienia i również w sektorze pozamieszkaniowym pojawia się coraz więcej instalacji GPC świetnie zaprojektowanych i pracujących bardzo efektywnie.

7.2. Geotermia niskotemperaturowa na tle innych odnawialnych źródeł energii

Według danych GUS²¹ w 2008 r. łączne pozyskanie energii pierwotnej ze źródeł odnawialnych osiągnęło w Polsce wartość około **5,5 Mtoe** (tj. 230 274 TJ), co stanowiło około 7,7% wykorzystania energii pierwotnej ogółem. Udział poszczególnych OZE kształtował się następująco: biomasa stała – 86,9%, biopaliwa – 5,4%, biogaz – 2,4%, energetyka wodna – 3,4%, energetyka wiatrowa – 1,3%, geotermia – **0,4%** (tj. **20 Ktoe**) i energetyka słoneczna – 0,02%. Z danych tych wynika, że udział geotermii wśród OZE jest w Polsce cały czas marginalny i daleko niższy w porównaniu ze średnią europejską (5,2%). W przypadku produkcji energii cieplnej z OZE, szacowanej na około 7 718 TJ w 2008 r., udział geotermii sięga już jednak prawie 15% (z czego ok. 60% przypada na GPC), natomiast dominuje biomasa stała z udziałem 72% (wg GUS). Udział biogazu w produkcji ciepła stanowi około 12%, natomiast udział energii pozyskiwanej z paneli słonecznych jest marginalny i nie przekracza 1%.

W chwili obecnej odzysk ciepła ziemi odbywa się w trzech głównych typach instalacji (Bujakowski, 2009):

- Instalacje ciepłownicze wykorzystujące wody termalne o temperaturze $>25^{\circ}\text{C}$ (4 na Podhalu oraz ciepłownie w Pyrzycach, Mszczonowie, Uniejowie i Starogardzie Szczecińskim) o łącznej zainstalowanej mocy 48,5 MWth i produkcji

²¹*Energia ze źródeł odnawialnych w 2008 r.*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, XI/2009, na: http://www.stat.gov.pl/cps/rde/xbcr/gus/PUBL_se_energia_zrodla_odnawialne_2008.pdf.

energii geotermalnej (bez energii konwencjonalnej) szacowanej na około 350 TJ/rok.

- Instalacje geotermalne w zakładach balneologicznych. Łączna moc zainstalowana w 8 największych zakładach (Cieplice, Łądek, Duszniki, Ciechocinek, Konstancin, Ustroń, Iwonicz, Grudziądz) wynosi 3,6 MWth, a produkcja energii geotermalnej szacowana jest na około 31,4 TJ/rok.
- Instalacje GPC wykorzystujące ciepło wód podziemnych i gruntu o temperaturze $<25^{\circ}\text{C}$. Łączna liczba tych instalacji w 2008 r. była szacowana na około 10 000, a ich moc na około 100 MWth. Ilość pozyskiwanego przez nie ciepła geotermalnego wynosiła około 450 TJ/rok.

Łączną ilość energii geotermalnej pozyskiwanej we wszystkich ww. instalacjach można szacować zatem na około 811,4 TJ/rok (tj. **19,3 Ktoe**). Stanowi to około 0,7% energii geotermalnej pozyskiwanej w krajach UE do celów grzewczych (zgodnie z zestawieniem przedstawionym w tabeli 3).

Należy zauważyć, że dane podane wyżej za Bujakowskim nie w pełni zgadzają się z podawanymi przez źródła zagraniczne (tab. 4 i tab. 5). W przypadku instalacji GPC ich łączna moc została oszacowana niżej o ponad 80%, a w przypadku geotermii bazującej na wodach termalnych – niżej o prawie 40%.

7.3. Geotermia i geotermia niskotemperaturowa w krajowej strategii rozwoju energetyki odnawialnej

W 2000 r. Ministerstwo Środowiska opracowało ważny dokument pt. *Strategia Rozwoju Energetyki Odnawialnej*, ustalający główne kierunki działań w tym zakresie. Został on przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 5 września 2000 r. oraz przez Sejm Rzeczypospolitej Polskiej w dniu 23 sierpnia 2001 r.²² Na potrzeby tego dokumentu EC BREC sporządził w roku 2000 ekspertyzę pt. *Ekonomiczne i prawne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce*, w której dokonano m.in. oceny potencjału technicznego wszystkich odnawialnych źródeł energii w naszym kraju. Ocena ta stała się następnie podstawą opracowania strategii i wytyczenia kierunków działań dotyczących powyższego zagadnienia. W ekspertyzie EC BREC potencjał techniczny²³ energii możliwej do pozyskania w ciągu roku z odnawialnych źródeł energii został oceniony w wysokości 2 514 PJ, stanowiącej około 60% krajowego zapotrzebowania na energię pierwotną. Potencjał techniczny geotermii został oszacowany w wysokości około 200 PJ, co stanowi tylko niecałe 8% potencjału wszystkich OZE. Największy potencjał został przypisany energii słonecznej (ok. 53%)

²²Dokument jest dostępny na stronie internetowej Ministerstwa Środowiska: www.mos.gov.pl.

²³Pod tym pojęciem rozumiane są teoretyczne możliwości wydobywania energii przy uwzględnieniu jedynie ograniczeń środowiskowych i przestrzennych.

i biomasie (ok. 35%). Opierając się na tak przyjętym potencjale technicznym poszczególnych OZE, ustalono różne scenariusze ich rozwoju do roku 2010. Największe znaczenie przypisano biomasie, której udział w całkowitej produkcji energii z OZE miał osiągnąć 95%. Prognozowany wzrost produkcji ciepła w instalacjach geotermalnych miał osiągnąć poziom 2400 TJ (tj. 2,4 PT) rocznie, ale udział geotermii w OZE miał nie przekraczać 1%. Analiza aktualnej sytuacji pokazuje, że w przypadku biomasy prognoza generalnie się potwierdziła, natomiast nie udało się osiągnąć zakładanego wzrostu produkcji energii geotermalnej.

W grudniu 2007 roku Instytut Energetyki Odnawialnej ((IEO) na zlecenie Ministra Gospodarki przygotował ekspertyzę pt. *Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce do roku 2020* (Wiśniewski, 2007). W ekspertyzie tej, w odniesieniu do energii geotermalnej i według prognozy optymistycznej dla 2020 r., założono wzrost produkcji energii cieplnej w instalacjach geotermalnych łącznie do 12 217 TJ rocznie (tj. około 12,3 PT), w tym do 4 050 TJ rocznie w przypadku geotermii głębokiej i do 8 167 TJ w przypadku geotermii płytkiej, wykorzystującej pompy ciepła. Tak oszacowane wielkości energii odpowiadają tzw. potencjałowi rynkowemu i stanowią tę część potencjału technicznego, która jest realnie możliwa do wykorzystania przy aktualnie istniejących ograniczeniach. Prognozowany roczny wzrost rynku został oszacowany na około 20% w przypadku geotermii płytkiej i 10% w przypadku geotermii głębokiej. Udział geotermii razem w produkcji energii z OZE (łącznie szacowanej na 695,8 PJ rocznie) według tej prognozy miałby wzrosnąć do poziomu 1,7%. Udział biomasy miałby spaść do poziomu 76,6%, natomiast udział energii wiatrowej miałby wzrosnąć do poziomu 17,2%. Moc cieplna wszystkich instalacji geotermalnych (razem 975 MWth) powinna stanowić około 3,2% łącznej zainstalowanej mocy produkcyjnej energii cieplnej, w tym 84% przypadałoby na instalacje GPC.

Z analizy wyżej przytoczonych opracowań i dokumentów rządowych wynika, że energia geotermalna nie jest postrzegana jako perspektywiczna i istotna z punktu widzenia poprawy bilansu energetycznego kraju. Nie jest też uważana za istotną dla redukcji emisji gazów cieplarnianych, do czego zobowiązuje nas podpisana deklaracja z Kioto. Należy również podkreślić, że do niedawna geotermia niskiej entalpii, możliwa do wykorzystania jedynie za pomocą pomp ciepła, nie była traktowana w naszym kraju jako energia odnawialna i stąd też nie została uwzględniona w krajowej strategii rozwoju energetyki odnawialnej z 2000 r. Dotyczy to zresztą nie tylko instalacji GPC, ale wszystkich innych odzyskujących odnawialną energię cieplną ze środowiska za pomocą pomp ciepła. Sytuacja ta zaczęła się zmieniać od 2009 r., z chwilą implementacji do prawa krajowego przepisów Unii Europejskiej w zakresie odnawialnych źródeł energii.

W chwili obecnej podstawowym dokumentem zawierającym długoterminową prognozę zapotrzebowania kraju na paliwa i energię oraz wytyczającym kierunki rozwoju sektora energetycznego jest dokument zatytułowany *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*, przygotowany przez Ministerstwo Gospodarki i

przyjęty Uchwałą Rady Ministrów Nr 202/2009 z dnia 10 listopada 2009 r. Dokument ten, uwzględniając priorytety *Strategii rozwoju kraju 2007-2015*²⁴, spełnia również wymagania dwóch ważnych dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady: Dyrektywy 206/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz Dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Jako główne cele założono w nim wzrost OZE w finalnym zużyciu energii do 15% w 2020 r. oraz zmniejszenie do 2016 r. zużycia energii finalnej o 9% w stosunku do zużycia średniego z lat 2001-2005, tj. o 53 452 GWh²⁵.

Polityka energetyczna Polski do 2030 r., mimo że jest dokumentem ogólnym, w którym brak szczegółowego określenia programu działań do osiągnięcia zakładanych celów strategicznych (konkretnych zadań i harmonogramu ich realizacji), zawiera zapisy, które stanowią dobry punkt wyjścia do rozwoju technologii GPC w naszym kraju. Przynajmniej po raz pierwszy w oficjalnym dokumencie rządowym pojawiło się pojęcie *pompa ciepła* w kontekście odnawialnych źródeł energii. W odniesieniu do geotermii w Dziale 5 dotyczącym rozwoju wykorzystania OZE znalazł się następujący ważny zapis: *Wzrost wykorzystania energii geotermalnej planowany jest poprzez użycie pomp ciepła i bezpośrednio wykorzystanie wód termalnych*, natomiast w części prezentującej priorytety działań, w Dziale 4.4, dotyczącym wprowadzenia instrumentów wspierających rozwój OZE pojawił się zapis: *Przygotowanie systemu promowania wykorzystania ciepła i chłodu z zasobów geotermalnych, w tym przy użyciu pomp ciepła*. Przygotowanie projektu regulacji w zakresie wspierania rozwoju OZE, w tym GPC, zostało zaplanowane na 2011 r.

Należy w tym miejscu podkreślić i przypomnieć, że rozwój geotermii niskiej entalpii w krajach, które dziś uważamy za przodujące w tej dziedzinie, był możliwy przez zaangażowanie się państwa w promowanie i wspieranie rozwoju tej nowoczesnej dziedziny energetyki. Wystarczy wskazać na Stany Zjednoczone, kraj o największych osiągnięciach w wykorzystaniu GPC, który wyprzedza kraje europejskie nie tylko w liczbie zainstalowanych urządzeń, ale także w dużo lepszej organizacji rynku usług. Ustabilizowany od wielu lat wzrost tego rynku jest możliwy dzięki następującym uwarunkowaniom:

- przyjęciu i konsekwentnemu realizowaniu narodowego programu rozwoju geotermii niskotemperaturowej;
- pozytywnemu obrazowi technologii GPC w społeczeństwie jako czystego i oszczędnego źródła energii cieplnej, potwierdzonemu wieloletnimi obserwacjami ich funkcjonowania;
- wysokiemu poziomowi technicznemu urządzeń i profesjonalizmowi instalatorów, potwierdzonych systemem certyfikatów;

²⁴Dokument przyjęty Uchwałą Rady Ministrów z dnia 29 listopada 2006 r.

²⁵Poziom ustalony w dokumencie *Krajowy Plan Działań dotyczących efektywności energetycznej*, przyjętym przez Komitet Europejski Rady Ministrów 31 lipca 2007 r.

- rozbudowanemu i łatwo dostępnemu dla wszystkich zainteresowanych systemowi informacji w Internecie o technologii GPC i możliwościach jej zastosowania;
- dobrej i skoordynowanej współpracy wielu różnych instytucji zajmujących się wykorzystaniem geotermii niskotemperaturowej.

Można mieć nadzieję, że nowa *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.* oraz przygotowywana ustawa dotycząca rozwoju energetyki odnawialnej, stanowiąca implementację Dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, stworzy lepsze niż dotychczas warunki do rozwoju GPC w naszym kraju.

7.4. Oferta producentów i instalatorów systemów GPC

Jak zostało to już zaznaczone wcześniej, geotermia niskotemperaturowa oparta na pompach ciepła od kilku lat rozwija się w Polsce dynamicznie i żywiołowo, choć pozostaje poza szerszym zainteresowaniem instytucji i osób odpowiedzialnych za politykę energetyczną kraju. Moda na pompy ciepła w Europie (w tym zwłaszcza na systemy GPC) i szybki wzrost ich sprzedaży, szacowany na około 10% rocznie, spowodował, że również w naszym kraju wzrasta zainteresowanie tą technologią. Z każdym rokiem pojawia się coraz więcej firm handlowych i projektowo-montażowych chcących działać w tym sektorze. Oferowane są również pompy ciepła i wyposażenie do instalacji GPC rodzimej produkcji. Wyczerpujące informacje na temat firm, pomp ciepła i akcesoriów można znaleźć w pismach branżowych i na portalach internetowych poświęconych budownictwu mieszkaniowemu i energetyce odnawialnej.

Oferta handlowa urządzeń

Przeglądając strony internetowe różnych firm, można zorientować się, że w Polsce oferowane są głównie urządzenia znanych marek zachodnich, przede wszystkim producentów szwedzkich, niemieckich, szwajcarskich i w mniejszej liczbie francuskich. Gama oferowanych urządzeń jest bardzo szeroka i w zasadzie nie różni się od propozycji rynków innych krajów europejskich. Firmy handlowe zajmujące się sprzedażą pomp ciepła z reguły oferują również całe dodatkowe wyposażenie niezbędne do wykonania instalacji, łącznie z kolektorami gruntowymi i wyposażeniem wewnętrznych instalacji grzewczych. Na tle oferty producentów zagranicznych oferta firm krajowych przedstawia się skromnie, choć też się rozwija. W zasadzie można by wskazać tylko kilka firm, które produkują pompy ciepła pod własną nazwą, choć opierają się na komponentach renomowanych firm zagranicznych. Należy w tym miejscu podkreślić, że nowoczesne pompy ciepła o wysokiej efektywności energetycznej, chociaż co do zasady proste w swej konstrukcji, są urządzeniami skomplikowanymi technologicznie, wymagającymi wysokiej jakości materiałów oraz wyrafinowanej i niezawodnej elektroniki. Trudno konstruować dobre jakościowo urządze-

nia tego typu metodą rzemieślniczą. Powinny one posiadać certyfikaty potwierdzające ich cechy podawane przez producentów (efektywność energetyczną, zużycie energii, moc grzewczą i inne). Ważne, aby były to certyfikaty uznanych instytucji certyfikujących. W przypadku urzędzeń znanych zagranicznych firm z reguły mają one oznaczenie CE, co oznacza, że są zgodne z europejską normą lub aprobatą techniczną.

Oferta handlowa usług projektowo-montażowych

Większość renomowanych przedsiębiorstw produkujących i sprzedających pompy ciepła oferuje również kompleksowe wykonanie instalacji obejmujące: szczegółowy projekt techniczny całego systemu grzewczego, projekt i wykonanie dolnego źródła ciepła, montaż systemu i jego rozruch, a w razie konieczności także audyt energetyczny budynku. Oprócz nich istnieje (i coraz więcej ich przybywa) wiele małych firm projektowo-montażowych działających w sektorze instalacji grzewczych i klimatyzacyjnych. Montażem instalacji GPC zajmują się również niektóre firmy wiertnicze we współpracy ze specjalistami od ciepłownictwa. Duża liczba wykonawców oferujących usługi w sektorze instalacji GPC może sprawiać wrażenie, że rynek jest już konkurencyjny, nasycony i dobrze zorganizowany. Niestety jest to wrażenie mylne, a zagrożenia dla rozwoju tego rynku, jak i całego rynku pomp ciepła są realne i wiążą się z istnieniem w społeczeństwie zróżnicowanych, często bardzo negatywnych opinii o efektywności energetycznej i opłacalności instalacji wykorzystujących te urządzenia. Wiele takich opinii można znaleźć na forach dyskusyjnych w Internecie. Również wśród fachowców nie ma pełnej jednomyślności, co dodatkowo wzmacnia wątpliwości potencjalnych inwestorów i pogarsza odbiór społeczny tej technologii. Należy jednak podkreślić, że winą za taki stan rzeczy nie można obarczać samych urzędzeń i ich producentów, co zwykle się czyni, ale najczęściej są to błędy projektowe i montażowe całej instalacji. Aby cały system działał efektywnie i bezawaryjnie, musi być optymalnie skonfigurowany z uwzględnieniem wszystkich szczególnych uwarunkowań miejsca, potrzeb i obiektu, dla którego jest projektowany. Musi być również zmontowany ściśle według wskazań producentów poszczególnych części składowych instalacji.

Główni producenci pomp ciepła, dostrzegając i poważnie traktując problem, stosują własne systemy szkoleń i certyfikacji dla projektantów i instalatorów, oferujących ich urządzenia. Kontrolują również sposób wykonania instalacji, a często także monitorują pracę swoich urzędzeń. Należy zakładać, że przygotowywana ustawa o promowaniu rozwoju energii ze źródeł odnawialnych wymusi stosowanie *dobrych praktych* w zakresie prac projektowo-montażowych oraz wprowadzenie i przestrzeganie wymagań dotyczących szkoleń i certyfikacji projektantów i instalatorów.

7.5. Możliwe źródła i sposoby finansowania instalacji GPC

Jak dotąd nie ma w naszym kraju żadnych szczególnych zachęt finansowych (dotacji, preferencyjnych kredytów, ulg podatkowych) wspierających rozwój instalacji pomp ciepła. Ponieważ instalacje te przyczyniają się do oszczędnego gospodarowania energią i zmniejszania emisji gazów cieplarnianych, mogą korzystać z tych samych zasad i źródeł finansowania co pozostałe OZE.

Istnieje szereg możliwości pozyskania zewnętrznych źródeł finansowania projektów wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym GPC. Środki te mogą mieć zarówno charakter komercyjny, jak i preferencyjny. Mogą pochodzić od instytucji wspierających rozwój energetyki odnawialnej, jak i z rynków finansowych. Środki o charakterze pomocowym można pozyskać z funduszy krajowych i zagranicznych. Najważniejsze z nich scharakteryzowano poniżej.

Fundusze dostępne w ramach Krajowych Programów Operacyjnych

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW)

Środki udzielane są w ramach programu priorytetowego o nazwie *Program dla przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji*. Budżet programu wynosi 560 mln zł, a termin jego wykorzystania jest zaplanowany do końca 2011 r. Wsparcie udzielane jest w formie pożyczek o stałym oprocentowaniu w wysokości 3% rocznie, maksymalnie do 75% kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia, na okres do 10 lat. Minimalny koszt przedsięwzięcia to 1 mln zł, a planowany efekt to uzyskanie energii odnawialnej na poziomie minimum 330 GWh/r. Wdrażaniem programu zajmują się wojewódzkie oddziały Funduszu (WFOŚiGW).

Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ)

Środki udzielne są w ramach Priorytetu IX o nazwie „Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna” o budżecie 580,9 mln euro do wykorzystania w latach 2007-2013. O wsparcie na inwestycje z udziałem GPC można ubiegać się głównie z dwóch działań: Działanie 9.3.: *Termomodernizacja obiektów użyteczności publicznej* i Działanie 9.4.: *Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych*. Warunki i tryb udzielania pomocy publicznej z tego programu reguluje Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 3 lutego 2009 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie budowy lub rozbudowy jednostek wytwarzających energię elektryczną lub ciepło z odnawialnych źródeł energii (Dz. U. Nr 21, poz. 112). Wysokość wsparcia uzależniona jest od lokalizacji inwestycji oraz wielkości przedsięwzięcia i wynosi od 30 do 70% wydatków kwalifikowanych. Jednocześnie maksymalna kwota wsparcia nie może przekroczyć 40 mln zł, a minimalna – 20 mln zł. Projekty o niższej wartości mogą otrzymać wsparcie z regionalnych programów operacyjnych.

Fundusze dostępne w ramach Regionalnych Programów Operacyjnych (RPO)

Programy te zostały uruchomione we wszystkich 16 województwach. Łącznie ich budżet wynosi 391,1 mln euro na lata 2007-2013. Każdy Regionalny Program Operacyjny ustalił własne, szczegółowe zasady udzielania wsparcia. Nie we wszystkich też województwach wyszczególniono specjalne działania wspierające inwestycje z zakresu odnawialnych źródeł energii. Wsparcie to udzielane jest najczęściej w ramach działań dotyczących ochrony środowiska lub w ramach działań Programu Innowacyjna Gospodarka. Niektóre regiony wprowadziły również ograniczenia kwotowe dotyczące wysokości wsparcia. Wszystkie regiony stosują konkursową procedurę przyjmowania wniosków.

Fundusze spoza środków Unii Europejskiej

Szwajcarski Instrument Finansowy

Fundusz ten został utworzony w ramach Szwajcarsko-Polskiego Programu Współpracy z grudnia 2007 r. Ma on charakter bezzwrotnej pomocy zagranicznej przyznanej przez Szwajcarię Polsce i 9 innym, nowym państwom członkowskim UE. O dofinansowanie projektów z dziedziny OZE można ubiegać się w ramach celu 2: *Zwiększenie efektywności energetycznej i redukcja emisji, w szczególności gazów cieplarnianych i niebezpiecznych substancji*. Wielkość środków przeznaczonych na ten cel wynosi 117,5 milionów franków, a okres ich wykorzystania został ustalony na 8 lat. Minimalna wymagana wartość projektu to 10 mln franków, a wymagany wkład własny powinien wynosić 40%. Koordynatorem rozdziału tych środków pomocowych jest Ministerstwo Rozwoju Regionalnego.

Projekt efektywności energetycznej

Środki na jego realizację w wysokości 11 mln \$ pochodzą z Funduszu na Rzecz Globalnego Środowiska (GEF), którego administratorem jest Bank Światowy. Zadaniem funduszu jest wspomaganie krajów rozwijających się w projektach na rzecz ochrony środowiska. Do 30 czerwca 2011 r. GEF ma oferować wsparcie finansowe podmiotom realizującym inwestycje energooszczędne. Mogą z niego korzystać osoby fizyczne, prawne, samorządy, spółdzielnie oraz przedsiębiorstwa działające w formule ESCO (formuła ta oznacza przyjęty na świecie skrót, którym posługują się firmy energetyczne działające na zasadzie finansowania projektów energetycznych przez tzw. stronę trzecią). Finansowanie inwestycji przez stronę trzecią jest rozwiązaniem bardzo interesującym i mogącym przyczynić się do szybkiego rozwoju OZE. Dla inwestora ma ono wiele zalet: umowa z firmą działającą w formule ESCO to umowa o efekt energetyczny, nie angażuje się własnych środków, brak dodatkowych opłat, system grzewczy jest eksploatowany i serwisowany przez wyspecjalizowaną firmę. Warunkiem skorzystania z programu GEF jest wykonanie audytu energetycznego. Polski rynek tego typu usług dopiero się rozwija, ale obserwując sytuację w innych krajach, należy zakładać, że i u nas coraz więcej firm będzie oferowało usługi w formule ESCO.

Mówiąc o funduszach przeznaczonych na wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii, należy również wspomnieć o środkach przeznaczonych na termomodernizację i remont budynków, których celem jest zmniejszenie ich energochłonności. W przypadku instalacji grzewczych z zastosowaniem pomp ciepła montowanych w budynkach istniejących wsparcie to może być bardzo istotne lub wręcz konieczne z punktu widzenia opłacalności inwestycji.

Fundusz Termomodernizacyjny został utworzony na podstawie przepisów ustawy termomodernizacyjnej z dnia 18 grudnia 1998 r.²⁶ Podstawowym jego celem jest wsparcie finansowe dla inwestorów realizujących przedsięwzięcia termomodernizacyjne za pomocą kredytów zaciąganych w bankach komercyjnych. Fundusz powierzono Bankowi Gospodarstwa Krajowego, który podejmuje decyzję o przyznaniu premii termomodernizacyjnej i po zakończeniu realizacji przedsięwzięcia przekazuje przyznaną premię do banku kredytującego na spłatę pozostałej części kredytu zaciągniętego przez inwestora. Środki wypłacane w formie premii termomodernizacyjnej są pokrywane przez Skarb Państwa. Kredyt jest spłacany przez inwestora z uzyskanych oszczędności energetycznych. Podstawowym warunkiem formalnym ubiegania się o premię jest przedstawienie audytu energetycznego. Audyt taki powinien być dołączony do wniosku o przyznanie premii, składanego wraz z wnioskiem kredytowym w banku kredytującym.

19 marca 2009 r. weszła w życie nowa ustawa o wspieraniu termomodernizacji i remontów²⁷, która zastąpiła ustawę z 1998 r., i zniósła m.in. wymóg posiadania wkładu własnego, który dotychczas musiał stanowić co najmniej 20% kosztów inwestycji. Wysokość przyznawanej premii termomodernizacyjnej wynosi obecnie 20% wykorzystanego kredytu, jednak nie więcej niż 16% kosztów poniesionych na realizację przedsięwzięcia i dwukrotność spodziewanych rocznych oszczędności kosztów energii. Jeśli chodzi o premię remontową, to jej wysokość stanowi 20% kwoty kredytu wykorzystanego na remont, jednak nie więcej niż 15% poniesionych kosztów przedsięwzięcia. Zarówno w przypadku premii termomodernizacyjnej, jak i remontowej, warunkiem ich uzyskania jest przedstawienie wyników audytu, pozytywnie zaopiniowanego przez Bank Gospodarstwa Krajowego.

Przedstawione wyżej instytucje i fundusze nie wyczerpują wszystkich możliwości uzyskania wsparcia finansowego na realizację inwestycji z zakresu OZE, w tym GPC. Oferta szybko się zmienia, jedne fundusze się wyczerpują, aktywizowane są nowe, zmieniają się też szczegółowe warunki i wymagania udzielania dotacji i pożyczek lub kredytów. Należy jednak pamiętać, że żadna z instytucji nie finansuje z zasady całości projektu inwestycyjnego. Zawsze (niezależnie od tego, czy wsparcie ma postać dotacji, kredytu itd.), niezbędny jest plan fi-

²⁶Ustawa z dnia 18 grudnia 1998 r. o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych. (Dz. U. Nr 162, poz. 1121 z późn. zm.).

²⁷Ustawa z 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Dz. U. z 19.12.2008 r. Nr 223, poz.1459).

nansowy całego przedsięwzięcia ze wskazaniem źródeł jego finansowania, w tym wykazanie udziału własnego. Ogólnie można stwierdzić, że udzielanie pomocy finansowej jest obwarowane wieloma warunkami i w konsekwencji jej uzyskanie jest często trudne, szczególnie przez małych inwestorów.

Należy również zaznaczyć, że opisane wyżej możliwości wsparcia finansowego inwestycji GPC dotyczą tylko firm i inwestorów z sektora publicznego. Jak dotąd brak jest tego typu wsparcia i zachęt dla inwestorów prywatnych, wykonujących instalacje grzewcze w budynkach mieszkalnych na własne potrzeby. Aby rynek GPC zaczął się dynamicznie rozwijać w tym sektorze, konieczne jest wprowadzenie systemu zachęt finansowych w formie preferencyjnych kredytów czy też dopłat lub ulg podatkowych. Przykład USA, Kanady i wielu krajów europejskich pokazuje, że jest to jedyna droga upowszechnienia się stosowania tej technologii w sektorze mieszkaniowym, zwłaszcza w początkowej fazie rozwoju rynku.

7.6. Główne bariery rozwoju technologii GPC w Polsce

Rozwój rynku GPC w Polsce napotyka na wiele barier. Mają one charakter psychologiczny, informacyjny, edukacyjny, instytucjonalny, polityczny i ekonomiczny.

□ Bariera psychologiczna

Zarówno wśród potencjalnych inwestorów, jak i wśród osób odpowiedzialnych za podejmowanie decyzji inwestycyjnych, istnieje obawa przed wyborem instalacji GPC. Cały czas są one postrzegane jako nowinka technologiczna możliwa do stosowania jedynie w krajach bogatych. Istnieje również obawa o zapewnienie właściwego serwisu i bezawaryjne funkcjonowanie instalacji. W konsekwencji wybiera się klasyczne rozwiązania oparte na paliwach kopalnych lub biomase, których instalacja jest znacznie tańsza i obciążona mniejszym ryzykiem, iż nie osiągnie się zadowalającego efektu grzewczego i ekonomicznego. Sytuacja taka wynika z braku informacji i często negatywnego odbioru technologii pomp ciepła wśród potencjalnych klientów, spowodowanego tym, że szybki wzrost rynku przyciąga wielu niekompetentnych sprzedawców i instalatorów. Jeśli technologia GPC ma się w Polsce rozwijać, należy zrobić wszystko, aby nie dopuścić do szerokiego upowszechnienia się takiego negatywnego przekonania o niej. W chwili obecnej, przeglądając opinie na stronach dyskusyjnych w Internecie, widać, że w wielu przypadkach użytkownicy są zawiedzeni, choć są też opinie bardzo pozytywne.

□ Bariera informacyjna

Sposób przekazu informacji o technologii pomp ciepła i możliwościach wykorzystania ciepła geotermalnego decyduje w dużym stopniu o społecznym odbiorze instalacji GPC. Dostępne informacje są rozproszone, a te, które moż-

na uzyskać w Internecie, mają głównie charakter reklamowy. Potencjalny inwestor napotyka często na sprzeczne informacje i opinie, co w konsekwencji powoduje, że trudno mu podjąć właściwą decyzję. Generalnie brakuje dobrze opracowanej, podanej w przystępnej formie, fachowej i obiektywnej informacji dotyczącej:

- możliwości i warunków pozyskiwania ciepła ziemi,
- zasad działania i typów pomp ciepła,
- rzeczywistych efektów grzewczych i finansowych uzyskanych w wyniku zastosowania instalacji GPC, porównania tych efektów z innymi alternatywnymi źródłami energii, w tym z innymi OZE,
- postępu technologicznego w dziedzinie wykorzystania geotermii niskiej entalpii,
- rozwoju technologii GPC w innych krajach,
- wymagań formalnych związanych z realizacją różnych typów instalacji GPC,
- warunków zewnętrznego finansowania inwestycji i ulg finansowych,
- oferty handlowej dotyczącej pomp ciepła,
- wyspecjalizowanych firm projektowych i wykonawczych instalacji GPC.

Niedostatki informacyjne pogłębia to, że instytucje i osoby fizyczne zajmujące się geotermią niskiej entalpii i instalacjami GPC jako jedyne spośród wszystkich OZE nie posiadają swojego stowarzyszenia branżowego na wzór tych, które istnieją w wielu innych krajach. Brak reprezentacji na rynku krajowym utrudnia rozwój technologii pomp ciepła, w tym w szczególności GPC i współpracę międzynarodową w tej dziedzinie. Jako kraj w małym zakresie uczestniczymy w wielu ważnych projektach unijnych dotyczących rozwoju geotermii niskiej entalpii (patrz rozdz. 2.4.).

□ Bariera edukacyjna

Brak jest programów edukacyjno-szkoleniowych o zasięgu krajowym dotyczących geotermii niskiej entalpii i systemów GPC adresowanych do inżynierów, projektantów, architektów, przedstawicieli sektora energetycznego, bankowości i decydentów. Systemy grzewcze oparte na pompach ciepła mogą osiągać zakładane efekty grzewcze i ekonomiczne, pod warunkiem że ich realizacją od początku do końca będą zajmowały się wyspecjalizowane firmy. Dotyczy to zarówno projektu technicznego, prac instalacyjnych, jak i systemu finansowania inwestycji, szczególnie jeśli ma być ona realizowana w oparciu o pożyczki i kredyty. Szkolenia dla instalatorów są prowadzone głównie przez firmy produkujące pompy ciepła, które są zainteresowane jak największą sprzedażą tych urządzeń i w związku z tym zależy im na jak najlepszym społecznym odbiorze tej technologii. W chwili obecnej, po zakończeniu projektu Unii Europejskiej o nazwie EU-CERT.HP (rozdz. 2.4.), konieczne będzie opracowanie i wdrożenie Europejskiego Programu Szkoleń oraz Europejskiego Programu Certyfikacji dla instalatorów systemów pomp ciepła, do czego zobowiązuje nas również Dyrektywa 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

□ Bariery ekonomiczne

Uwarunkowania ekonomiczne są najpoważniejszą barierą rozwoju geotermii niskotemperaturowej, ponieważ są trudne do przezwyciężenia. Wśród nich można wymienić przede wszystkim:

● *Wysokie koszty inwestycyjne instalacji GPC*

Średnio są one około 2-krotnie wyższe niż koszty instalacji konwencjonalnych systemów grzewczych. W sytuacji, gdy zachodzi konieczność wykonania prac termomodernizacyjnych, różnica ta może być jeszcze wyższa. W wielu przypadkach to właśnie jest głównym powodem rezygnacji z instalacji GPC, mimo oczywistego faktu, że rentowność ekonomiczna takiej inwestycji odniesiona do całego okresu życia instalacji czyni ją bardzo konkurencyjną w stosunku do systemów opartych na paliwach kopalnych i innych OZE.

O wysokości kosztów inwestycyjnych decydują głównie dwa składniki:

- *Koszty zakupu pompy ciepła* i urządzeń towarzyszących. Postęp technologiczny w dziedzinie produkcji pomp ciepła jest szybki i należy spodziewać się, że ceny tych urządzeń będą spadać, a ich efektywność i niezawodność wzrastać. Na szczęblu UE podejmowanych jest wiele działań mających na celu przybliżyć nas technologicznie w tej dziedzinie do USA.
- *Koszty prac wiertniczych* przy instalacjach otworowych. Wykonanie zamkniętej lub otwartej instalacji dolnego źródła ciepła plasuje się na znaczącej pozycji w całkowitych kosztach inwestycji (ok. 50% lub nawet więcej w zależności od warunków geologicznych). W USA i w Europie otworowe instalacje GPC zaczęły przeważać nad instalacjami horyzontalnymi dopiero z chwilą radykalnego obniżenia kosztów prac wiertniczych. Obecnie cena 1 mb odwiertu zamkniętego z pełnym wyposażeniem (z zabudową wymiennika ciepła) wynosi w USA około 40-60 \$. W Europie jest nieco drożej, ale – licząc w euro – podobnie. Tak niskie koszty prac wiertniczych, nawet w porównaniu do cen oferowanych w Polsce (średnio 100-120 zł/mb), były możliwe do uzyskania dzięki zastosowaniu nowoczesnych urządzeń wiertniczych umożliwiających wykonanie otworu o głębokości do 100 m, nawet w ciągu jednego dnia. Nasi krajowi wykonawcy w większości dysponują przestarzałym sprzętem, co sprawia, że znaczące obniżenie kosztów prac wiertniczych jest niemożliwe. Sytuacja w tym zakresie powoli się jednak poprawia, bo również na naszym rynku zaczyna pojawiać się sprzęt najnowszej generacji.

● *Niskie ceny węgla na rynku krajowym*

Niskie ceny węgla, nie odpowiadające rzeczywistym kosztom jego wydobycia, mogą stanowić jedną z głównych barier rozwoju rynku pomp ciepła. Fakt ten ma szczególne znaczenie w naszym kraju, gdzie energetyka cieplna oparta jest głównie na węglu. W stosunku do innych paliw kopalnych, których ceny nie są dotowane, konkurencyjność systemów GPC jest wystarczająco wysoka.

- ***Niski standard energetyczny budynków i konieczność ich termomodernizacji***

W Polsce zużywa się ponad 2 razy więcej energii na jednostkę powierzchni mieszkaniowej niż w krajach Europy Zachodniej o podobnym klimacie. Ogranicza to bardzo mocno możliwość prostego przechodzenia z ogrzewania konwencjonalnego na systemy oparte na pompach ciepła, które, aby były efektywne, wymagają wysokich standardów energochłonności budynków i niskotemperaturowych systemów grzewczych. W budynkach, które takich standardów nie spełniają, system grzewczy oparty na pompach ciepła może być po prostu nieekonomiczny, chyba że są jakieś inne szczególne argumenty uzasadniające taki wybór.

- ***Brak wystarczających zachęt finansowych***

Nawet jeśli systemy GPC są konkurencyjne ekonomicznie w stosunku do rozwiązań konwencjonalnych, uzyskiwane korzyści finansowe są często zbyt małe i zbyt odległe w czasie, aby zachęcić do ich stosowania. Pozafinansowe argumenty w tym przypadku najczęściej nie wystarczają. Bariera ta może być pokonana przez wprowadzenie różnego rodzaju zachęt finansowych, jak: ulgi podatkowe, dotacje, preferencyjne kredyty, dopłaty za zmniejszenie emisji CO₂ i inne. W przypadku inwestycji realizowanych przez podmioty gospodarcze lub instytucje publiczne, mimo często kłopotliwych i trudnych do spełnienia warunków, istnieją możliwości uzyskania znaczącego wsparcia finansowego, głównie w postaci preferencyjnych kredytów i dotacji. W przypadku inwestorów prywatnych budujących instalacje GPC na własne potrzeby mieszkaniowe, praktycznie brak jest jakichkolwiek zachęt finansowych.

W niektórych dokumentach poświęconych barierom rozwoju OZE wskazuje się również na **bariery środowiskowe**. Jednak geotermia niskiej entalpii stosunkowo najmniej ingeruje w środowisko naturalne, ponieważ nie zmienia krajobrazu i przyczynia się do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych do atmosfery, co wyróżnia ją korzystnie spośród innych OZE – zwłaszcza biomasy i energetyki wiatrowej. Ograniczenia środowiskowe nie mają większego wpływu na rozwój technologii GPC.

8. Procedury postępowania dla inwestorów

Sposób prowadzenia inwestycji dla zainstalowania systemu grzewczego bazującego na niskotemperaturowym cieple ziemi nie jest z reguły skomplikowany, ani jeśli chodzi o wymogi prawa, ani ze względu na uwarunkowania wykonawcze (budowlane). Zalecane niżej procedury postępowania mają na celu uzmysłowienie inwestorom, że właściwa kolejność działań oraz staranność w zakresie doboru wykonawców prac wiertniczych, instalacyjnych oraz obsługi geologicznej przyczyniają się do obniżania kosztów inwestycji. Pomijanie etapów prac, które inwestorowi wydają się zbędne albo o których nie wie w ogóle, że są możliwe do wykonania, prowadzić może do „przewymiarowania” inwestycji, np. do zakupu i instalowania pomp ciepła o zbyt dużych mocach. Nadmiar mocy nie zostaje spożytkowany, za to generuje zwiększone koszty inwestycji.

Procedury przy budowie systemu zamkniętego bazującego na pionowych wymiennikach ciepła – typ ZO

Aby przedstawić sposób optymalnego prowadzenia inwestycji przy instalacji wymienników pionowych, właściwe jest umowne podzielenie systemów zamkniętych typu ZO na małe i duże. Do małych zalicza się systemy grzewcze projektowane do niewielkich obiektów, np. pojedynczych budynków mieszkalnych bazujących na kilku, kilkunastu pionowych wymiennikach ciepła. Duże systemy ZO obejmują natomiast instalacje składające się z kilkudziesięciu i kilkuset wymienników, budowane w obiektach wielkogabarytowych wymagających dużych mocy cieplnych (budynki wielorodzinne, centra handlowe, szpitale itp.). Właściwy schemat postępowania przy małych i dużych systemach ZO obejmuje następujące kolejne kroki:

Krok I: Analiza geologiczna i hydrogeologiczna działki przewidzianej do zabudowy.

Analiza ma na celu ocenę terenu przyszłej inwestycji pod kątem budowy geologicznej i warunków hydrogeologicznych. Dostarcza ona następujących danych potrzebnych do sporządzenia projektu instalacji ciepłowniczej:

- profil geologiczny w rejonie planowanych wierceń do zabudowy pionowych wymienników ciepła;
- stopień zawodnienia gruntu: głębokość występowania warstw wodonośnych, ich miąższość, wykształcenie litologiczne (piaski drobne, średnie, grube, skały szczelinowe itp.), parametry filtracyjne warstw (współczynnik filtracji, przewodność wodna, porowatość, współczynnik odsączalności, współczynnik sprężystości);
- kierunek spływu wód podziemnych, spadek hydrauliczny, prędkość filtracji;
- parametry termiczne poszczególnych rodzajów gruntów stwierdzonych w profilu geologicznym (gł. przewodność cieplna na podstawie opisu litologicznego).

Powyższe dane mogą być pozyskane na jeden z trzech sposobów:

1. materiały archiwalne, np. profile wierceń wykonanych w okolicy;
2. badania geofizyczne;
3. wiercenia próbne wykonane na terenie opiniowanej działki.

Te trzy metody cechują się wzrastającą dokładnością rozpoznania: od zgrabnej charakterystyki dokonanej na podstawie materiałów archiwalnych do dokładnego opisu przy wykorzystaniu wyników prac wiertniczych. Należy przyjąć, że pierwsza metoda powinna być dopuszczana tylko w przypadku małych instalacji GPC, gdy koszt prac geofizycznych i wiertniczych może być znaczący w porównaniu z nakładami na całą inwestycję. Duże instalacje każdorazowo wymagają przeprowadzenia tych badań. Często są one prowadzone równoległe z rozpoznaniem geologiczno-inżynierskim niezbędnym do ustalenia geotechnicznych warunków posadawiania obiektów budowlanych.

Formą przedstawienia wyników prac jest sprawozdanie, które może być ztytułowane: *Opinia geologiczna dotycząca możliwości instalacji gruntowych wymienników ciepła oraz warunków hydrogeologicznych*. Nie jest to opracowanie wymagane przez przepisy prawa, należy je traktować jako raport dla inwestora niezbędny do prawidłowego zaprojektowania instalacji geotermalnej. Jego wykonanie inwestor powinien zlecić wyspecjalizowanej firmie geologicznej z doświadczeniem w dziedzinie geotermii.

Oprócz omówienia podstawowych danych i parametrów hydrogeologicznych oraz geotermalnych opracowanie powinno zawierać jednoznaczna ocenę, czy opiniowana działka nie znajduje się w obszarze zasobowym ujęcia wód podziemnych lub w obszarze górniczym wyznaczonym w koncesji na wydobywanie wód leczniczych współwystępujących z wodami podziemnymi oraz w koncesji na wydobywanie torfów leczniczych. Jest to niezwykle ważny element opinii, ponieważ wystąpienie którejkolwiek z powyższych okoliczności może spowodować brak zgody na realizację inwestycji (patrz krok IV).

Krok II: Projekt ciepłowniczy instalacji geotermalnej.

Projekt, wykorzystując szczegółowe dane techniczne o konstrukcji budynku, zastosowanych technologiach i materiałach, podaje zapotrzebowanie na ciepło do

celów grzewczych i do przygotowania ciepłej wody użytkowej. Na podstawie tych danych oraz wyników opinii geologicznej w projekcie wskazuje się niezbędną długość gruntowych wymienników ciepła wraz z ich głębokością, a także moc i typ pompy ciepła. Projekt ten powinna wykonywać firma wyspecjalizowana w instalowaniu systemów grzewczych opartych na pionowych wymiennikach ciepła.

Krok III: Projekt geologiczny prac wiertniczych.

Opracowanie zatytułowane: *Projekt prac geologicznych w związku z budową instalacji z wykorzystaniem ciepła ziemi* wykonuje się zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 19 grudnia 2001 r. w sprawie projektów prac geologicznych (Dz. U. Nr 153, poz. 1777). Projekt, sporządzony przez geologa posiadającego stosowane uprawnienia, zawiera m.in. podstawowe dane konstrukcyjne otworów wiertniczych, jak: głębokość, średnica, technologia wiercenia. Projekt powinien zwracać informację o możliwej zmianie liczby otworów w zależności od wyników testów TRT.

Krok IV: Zgłoszenie projektu prac geologicznych.

Projekt zostaje zgłoszony do starosty najpóźniej na 8 tygodni przed zamierzonym terminem rozpoczęcia prac wiertniczych. Do wykonywania prac można przystąpić, jeśli w terminie 30 dni od przedłożenia projektu starosta nie wniesie w drodze decyzji sprzeciwu. Sprzeciw może być wyrażony na skutek zaistnienia jednej z dwóch przyczyn:

1. Zgłoszony projekt nie odpowiada wymaganiom określonym w przepisach Prawa geologicznego i górniczego.
2. Prace geologiczne zaprojektowano:
 - w obrębie obszaru zasobowego ujęcia wód podziemnych i istnieje zagrożenie, że może to negatywnie oddziaływać na jakość ujmowanych wód;
 - w obrębie obszarów górniczych wyznaczonych w koncesjach na wydobywanie wód leczniczych współwystępujących z wodami podziemnymi oraz w koncesjach na wydobywanie torfów leczniczych.

Aby wyeliminować możliwość sprzeciwu ze strony starosty, należy zlecać realizację projektu wyspecjalizowanej firmie geologicznej, która zrobi to zgodnie z wymogami prawa, realizując uprzednio krok I, którego zadaniem jest m.in. analiza położenia działki względem obszarów zasobowych ujęć wód podziemnych oraz obszarów górniczych.

Krok V: Zgłoszenie wykonania prac wiertniczych.

Zamiar przystąpienia do wykonywania prac wiertniczych wykonawca zgłasza właściwemu organowi administracji geologicznej, organowi nadzoru górniczego oraz wójtowi, burmistrzowi lub prezydentowi właściwemu ze względu na miejsce prowadzenia robót. Zgłoszenie winno być dokonane najpóźniej na 2 tygodnie przed zamierzonym terminem rozpoczęcia prac. Wiercenia mogą być wykonywane tylko przez osoby posiadające odpowiednie kwalifikacje do

kierowania robotami geologicznymi, zaś dozór prac – przez osoby posiadające stwierdzone uprawnienia kat. IV lub V.

Krok VI: Wykonanie prac wiertniczych i zabudowa pionowych wymienników ciepła.

VIa: W przypadku dużych systemów typu ZO w pierwszych wykonanych otworach wykonuje się testy TRT. Otrzymane w wyniku ich interpretacji parametry termiczne gruntu pozwalają ponownie ocenić ilość energii cieplnej możliwą do pozyskania i zbilansować ją z zapotrzebowaniem inwestycji na ciepło. Pierwotny bilans, dokonany na etapie tworzenia projektu ciepłowniczego, zakładał przybliżone parametry termiczne gruntu, które test TRT uszczegółowił.

VIb: W przypadku małych systemów ZO testy TRT nie są niezbędnym elementem zalecanej procedury, ale ich wykonanie zawsze będzie służyło optymalizacji kosztów inwestycji, jest więc ze wszech miar wskazane.

Krok VII: Korekta projektu ciepłowniczego w oparciu o wyniki testów TRT.

Korekta dotyczy w głównej mierze sumarycznej długości wymienników ciepła i – co za tym idzie – liczby otworów wiertniczych. Może z niej wynikać także zmniejszenie wymaganej mocy pompy ciepła.

Krok VIII: Sporządzenie dokumentacji geologicznej.

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 23 czerwca 2005 r. w sprawie określenia przypadków, w których jest konieczne sporządzenie innej dokumentacji geologicznej (Dz. U. Nr 116, poz. 893) wyniki prac wiertniczych przedstawiane są w formie opracowania zatytułowanego: *Dokumentacja prac geologicznych wykonanych w celu wykorzystania ciepła ziemi*. Dokumentacja zawiera omówienie i podsumowanie przeprowadzonych prac i badań. Sporządza się ją najpóźniej w terminie 6 miesięcy od zakończenia prac geologicznych.

Krok IX: Przekazanie dokumentacji geologicznej.

Dokumentację przekazuje się w trzech egzemplarzach staroście. Nie podlega ona formalnemu przyjęciu, stanowi zatem wyłącznie akt zgłoszenia wykonanej instalacji do celów ewidencyjnych.

Krok X: Wykonanie instalacji ciepłowniczej.

Dokonanie połączeń instalacji podziemnej (zabudowane w otworach wymienniki) z napowierzchniową częścią instalacji. Krok ten obejmuje kompletną instalację wraz z jej rozruchem i sprawdzeniem poprawności działania.

Procedury przy budowie systemu zamkniętego bazującego na odbiorze ciepła z przypowierzchniowych partii gruntu – typy: ZH, ZF, ZK

Krok I: Analiza geologiczna i hydrogeologiczna działki przewidzianej do zabudowy.

Z uwagi na odbiór ciepła z płytkich partii gruntu niezbędne informacje o wykształceniu tej strefy uzyskać można za pomocą płytkich sondowań wykonywanych ręcznie lub sprzętu zmechanizowanego. Nie są to badania kosztowne, więc zalecane są przy każdej inwestycji, niezależnie od jej skali. W przypadku dużych inwestycji, połączonych ze wznoszeniem obiektów budowlanych, badania te mogą być połączone z rozpoznaniem geologiczno-inżynierskim.

Wyniki badań zestawia się w sprawozdaniu, którego treść nie jest unormowana prawnie, lecz stanowi materiał umożliwiający właściwe zaprojektowanie instalacji odzysku ciepła. Jego wykonanie inwestor powinien zlecić wyspecjalizowanej firmie geologicznej z doświadczeniem w dziedzinie geotermii.

Opinia powinna zawierać w szczególności informacje o wykształceniu litologicznym gruntu w strefie głębokości przewidzianej do zabudowy wymiennika ciepła oraz o zawodnieniu gruntu (obecność lub brak warstwy wodonośnej, ew. głębokość występowania zwierciadła wód podziemnych).

Krok II: Sporządzenie projektu cieplowniczego instalacji geotermalnej.

W przypadku, gdy budowa horyzontalnej instalacji do odzysku ciepła z gruntu połączona jest ze wznoszeniem od podstaw obiektów budowlanych, to jej projekt jest częścią projektu budowlanego i jest akceptowany razem z tymże projektem (pozwolenie na budowę). Jeśli instalacja taka stanowi samodzielne przedsięwzięcie, nie wymaga żadnych form uzyskania akceptacji.

Krok III: Wykonanie instalacji, jej części podziemnej oraz podłączeń wewnątrz budynku; rozruch i kontrola sprawności działania.

Procedury przy budowie systemu otwartego bazującego na wodach podziemnych czerpanych ze studni – typ OP oraz OG

Krok I: Analiza hydrogeologiczna działki przewidzianej do zabudowy.

Głównym celem analizy jest ustalenie profilu geologicznego na terenie opiniowanej działki oraz warunków występowania warstwy wodonośnej, z której woda podziemna stanowić ma dolne źródło ciepła dla instalacji GPC. Na ogół do wykonania takiej analizy wystarczające są materiały archiwalne w postaci

profilu wierceń hydrogeologicznych wykonanych w pobliżu, połączone z wizją lokalną w rejonie planowanej inwestycji. W wyjątkowych wypadkach, przy braku tego typu materiałów, wykonuje się badania geofizyczne, które pozwalają ustalić profil geologiczny i głębokość występowania warstwy wodonośnej za pomocą kilku/kilkunastu sondowań geoelektrycznych.

Podsumowaniem prac jest *Opinia hydrogeologiczna o możliwości pozyskania wód podziemnych na potrzeby zaopatrzenia w wodę instalacji GPC*. Opinia powinna zawierać co najmniej następujące dane:

- głębokość występowania warstwy wodonośnej,
- charakter zwierciadła wody (swobodne, napięte),
- jakość wód podziemnych (charakterystyka cech fizycznych i chemizmu),
- parametry filtracyjne warstwy wodonośnej (współczynnik filtracji, przewodność wodna),
- potencjalna wydajność studni,
- spodziewana temperatura wód podziemnych,
- stopień wpływu potencjalnej eksploatacji na system wodonośny (rozległość leja depresji i obszaru zasobowego),
- dane o sąsiednich ujęciach wód podziemnych (ich stan prawny, wielkość zużycia wody, obszar zasobowy, lej depresji, możliwości współdziałania z ujęciem planowanym do wykonania).

Krok II: Projekt ciepłowniczy instalacji geotermalnej.

Na podstawie spodziewanej temperatury wody i wydajności studni, a także danych o konstrukcji budynku, zastosowanych technologiach i materiałach projekt podaje zapotrzebowanie na ciepło do celów grzewczych i dla przygotowania ciepłej wody użytkowej. W oparciu o te dane wskazywany jest typ i moc pompy ciepła. Projekt ten powinna realizować firma wyspecjalizowana w instalowaniu systemów grzewczych wykorzystujących wody podziemne.

Krok III: Sporządzenie projektu prac geologicznych dla odwiercenia otworu studziennego.

Zaprojektowanie i późniejsze wykonanie otworu podlega przepisom Prawa geologicznego i górniczego. Zasady są identyczne jak przy budowie każdego innego ujęcia wód podziemnych, np. do celów pitnych. Projekt, sporządzony przez geologa posiadającego stosowane uprawnienia, wykonuje się zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 19 grudnia 2001 r. w sprawie projektów prac geologicznych (Dz. U. Nr 153, poz. 1777). Zawiera on podstawowe dane konstrukcyjne otworu wiertniczego, jak: głębokość, średnica, technologia wiercenia, sposób zafiltrowania warstwy wodonośnej, rodzaje badań wykonywanych po zafiltrowaniu (pompowanie oczyszczające, pompowanie pomiarowe), zakres badań laboratoryjnych wody. Projekt zawierać musi także harmonogram prac.

Jeśli planowane jest zatłaczanie wód wykorzystanych (po odbiorze z nich ciepła) na powrót do warstwy wodonośnej, projekt obejmuje także zagadnie-

nia związane z odwierceniem drugiego otworu, który później będzie pełnił rolę chłonną, tj. podaje dla niego zasady konstrukcyjne, analogicznie jak dla otworu eksploatacyjnego.

Krok IV: Zatwierdzenie projektu.

Projekt przedkłada się do zatwierdzenia właściwemu organowi administracji geologicznej. Organem takim dla ujęć o przewidywanej wydajności przekraczającej 50 m³/h jest marszałek województwa, natomiast dla pozostałych ujęć, o mniejszej wydajności – starosta. Projekt przedkłada się w czterech egzemplarzach. Zatwierdzenie następuje w drodze decyzji, na czas oznaczony.

Krok V: Zgłoszenie wykonania prac wiertniczych.

Zamiar przystąpienia do prac wiertniczych wykonawca zgłasza właściwemu organowi administracji geologicznej, organowi nadzoru górniczego oraz wójtowi, burmistrzowi lub prezydentowi właściwemu ze względu na miejsce prowadzenia robót. Zgłoszenie winno być dokonane najpóźniej na 2 tygodnie przed zamierzonym terminem rozpoczęcia prac. Wiercenia mogą być wykonywane tylko przez osoby posiadające odpowiednie kwalifikacje do kierowania robotami geologicznymi, zaś dozór prac – przez osoby posiadające stwierdzone uprawnienia kat. IV lub V.

Krok VI: Wykonanie prac wiertniczych.

Krok ten obejmuje wykonanie otworu studziennego (ew. także drugiego otworu, który później pełnił będzie rolę chłonną), jego zafiltrowanie, przeprowadzenie badań (próbne pompowanie), pobranie próbek do badań laboratoryjnych²⁸.

Krok VII: Wykonanie badań laboratoryjnych.

Badania wykonywać powinno laboratorium posiadające odpowiedni certyfikat. Zwykle wykonuje się badanie dla dwóch próbek – pierwsza z początkowego etapu pompowania, druga z ostatniej fazy pompowania. Zakres oznaczeń fizyczno-chemicznych określa zatwierdzony projekt prac geologicznych.

Krok VIII: Sporządzenie dokumentacji hydrogeologicznej.

Opracowanie: *Dokumentacja hydrogeologiczna ustalająca zasoby eksploatacyjne ujęcia wód podziemnych* stanowi podsumowanie wykonanych prac i badań. Opisuje ono w szczególności stopień osiągnięcia założonego celu, tj. uzyskanie założonej wydajności ujęcia. Oprócz opisu parametrów hydraulicznych studni, takich jak: wydajność, depresja, sprawność, dokumentacja, a podaje także obszar zasobowy ujęcia, zasięg jego oddziaływania, kierunki dopływu wód do ujęcia i inne elementy będące wynikiem prac dokumentacyjnych i wymagane Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 14 października 2005 r. w *spra-*

²⁸Zasady wykonywania prac przy budowie ujęć wód podziemnych i ustalaniu ich zasobów są szczegółowo opisane przez Dąbrowskiego i innych (2004).

wie szczegółowych wymagań, jakim powinny odpowiadać dokumentacje hydrogeologiczne i geologiczno-inżynierskie (Dz. U. Nr 201, poz. 1673).

Krok IX: Przyjęcie dokumentacji hydrogeologicznej.

Dokumentacja jest przekazywana w czterech egzemplarzach właściwemu organowi administracji geologicznej zgodnie z kompetencjami omówionymi w kroku IV (starosta lub marszałek województwa). W ciągu dwóch miesięcy od dnia otrzymania dokumentacji organ ten zawiadamia pisemnie o przyjęciu dokumentacji bez zastrzeżeń. Jeśli dokumentacja nie odpowiada wymogom prawa, żąda się, w drodze decyzji jej uzupełnienia lub poprawienia. W ciągu jednego miesiąca od dnia otrzymania uzupełnionej lub poprawionej dokumentacji organ administracji zawiadamia o jej przyjęciu bez zastrzeżeń.

Krok X: Sporządzenie operatu wodnoprawnego.

Zgodnie z ustawą z dnia 18 lipca 2001 r. – Prawo wodne (Dz. U. Nr 115, poz. 1229 z późn. zm.) na **wykonanie urządzenia wodnego** oraz na **szczególne korzystanie z wód** wymagane jest pozwolenie wodnoprawne, które wydawane jest na podstawie operatu wodnoprawnego. Urządzeniem wodnym nie jest odwiercony otwór, ale otwór po jego uzbrojeniu i przygotowaniu do eksploatacji. Natomiast korzystanie z wód w systemach otwartych należy traktować jako korzystanie szczególne, nawet w przypadku, jeśli instalacja jest orzeznaczona na potrzeby gospodarstwa domowego. Decyduje o tym zapis Art. 36, który do szczególnego korzystania z wód kwalifikuje każdy pobór przekraczający 5 m³/dobę. Najmniejsze nawet instalacje zaspokajające potrzeby grzewcze typowego domu jednorodzinnego wymagają dobowego poboru wody w wysokości około 15 m³. Niezależnie od tego Art. 37 ustawy mówi, że korzystanie z wód do celów energetycznych zawsze jest korzystaniem szczególnym. Również odprowadzanie wód zużytych zarówno do warstwy wodonośnej, jak i do cieków powierzchniowych, jest traktowane jako szczególne korzystanie z wód (Art. 37, pkt 1, i Art. 37, pkt 3).

Operat wodnoprawny dotyczący wykonania urządzenia wodnego oraz poboru i odprowadzania wody zawierać musi m.in. cel i zakres zamierzonego korzystania z wody, opis techniczny urządzeń służących do poboru i jego rejestracji oraz określenie zakresu i częstotliwości wykonywania analiz pobieranej wody. W szczególności operat zawiera bilans zapotrzebowania na wodę oraz określa wielkość maksymalnego godzinowego i średniego dobowego poboru i zrzutu.

Krok XI: Uzyskanie decyzji środowiskowej.

Zgodnie z Ustawą z dnia 3 października 2008 r. *o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko* (Dz. U. Nr 199, poz. 1227) przed uzyskaniem pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie urządzeń wodnych, dla urządzeń umożliwiających pobór nie mniejszy niż 10 m³/h, niezbędne jest uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Decyzja taka jest

wydawana na podstawie karty informacyjnej przedsięwzięcia, opracowanej zgodnie z Art. 3 ust. 1 pkt 5 ustawy. Informację o wymaganych dokumentach dołączanych do wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz o zakresie karty informacyjnej są dostępne np. na stronie Urzędu Miasta Stołecznego Warszawy²⁹.

Krok XII: Udzielenie pozwolenia wodnoprawnego (PWP).

Pozwolenie wodnoprawne wydawane jest na wniosek, do którego dołącza się m.in. decyzję środowiskową, operat wodnoprawny, a w przypadku pozwolenia na pobór – także dokumentację hydrogeologiczną. W pozwoleniu ustala się m.in. cel i zakres korzystania z wód oraz obowiązki właściciela ujęcia niezbędne ze względu na ochronę zasobów środowiska, interesów ludności i gospodarki, a szczególności: dopuszczalną ilość pobieranej i odprowadzanej wody, w tym maksymalną ilość m³ na godzinę, oraz średnią ilość m³ dobę, a także sposób i zakres prowadzenie pomiarów ilości i jakości pobieranej wody.

Pozwolenie wydawane jest w drodze decyzji na czas określony, jednak nie dłuższy niż 20 lat. Organem właściwym do wydania pozwolenia w omawianym przypadku jest starosta.

Krok XIII: Wykonanie instalacji ciepłowniczej, dla której dolnym źródłem ciepła jest woda podziemna, rozruch i kontrola sprawności działania.

Trzeba podkreślić, że wykorzystanie wszystkich atutów technologii GPC wymaga należytej staranności w przygotowaniu całej inwestycji, a następnie jej realizacji. Cały system ciepłowniczy musi być zaprojektowany optymalnie do konkretnej sytuacji i wymaga ścisłej współpracy specjalistów z różnych dziedzin (ciepłowników, geologów, elektryków, fachowców od audytu energetycznego i termomodernizacji). Optymalnym rozwiązaniem jest powierzenie całości zadania wyspecjalizowanej firmie o udokumentowanych referencjach, która zajmie się kompleksowo obsługą całej inwestycji i jednocześnie weźmie odpowiedzialność za właściwe jej funkcjonowanie.

²⁹Zob.: www.wom.warszawa.pl/index_karta.php?adres=437&kat=91.

9. Wykorzystana literatura

- Blodgett L., Slack K. (eds.) 2009 – Basics of Geothermal Energy Production and Use. Geothermal 101, GEA.
- Bloomquist R. Gordon 2001 – The economics of geothermal heat pump systems for commercial and institutional buildings. International Summer School on Direct Application of Geothermal Energy. Bad Urach.
- Bujakowski W., Barbarki A., Grzybek A., Hołojuch A., Pająk L., Skoczek A. Skrzypczak S., Skrzypczak M. 2005 – Odnawialne źródła energii i możliwości ich wykorzystania na obszarach nieprzemysłowych województwa śląskiego. PAN, Kraków.
- Bujakowski W. 2009 – Wykorzystanie wód geotermalnych w Polsce – stan na 2009 rok. Mat. II. Kongresu Geotermalnego. Bukowina Tatrzańska, wrzesień 2009.
- Busso A., Georgiev A., Roth P. 2003 – Underground thermal energy storage – first thermal response test in South America. RIO – World Climate & Energy Event, 1-5 December 2003, Rio de Janeiro, Brazil.
- Chiasson A., Ress S.J., Spitler J.D. 2000 – A Preliminary Assessment of the effects of Ground-water Flow on Closed-Loop Ground-Source Heat Pump Systems. ASHRAE Transactions, 160 (1): 380-393.
- Commercial Earth Energy Systems: A Buyer's Guide 2002 – Natural Resources Canada, Ottawa.
- Dąbrowski S., Przybyłek J. 2005 – Metodyka próbnych pompowań w dokumentowaniu zasobów wód podziemnych. Poradnik metodyczny, Bogucki Wydawnictwo Naukowe, Poznań.
- Dąbrowski S., Górski J., Kapuściński J., Przybyłek J., Szczepański A., 2004 – Metodyka określania zasobów eksploatacyjnych ujęć zwykłych wód podziemnych. Poradnik metodyczny, wyd. Borgis, W-wa.
- Dowgiało J. (red.) 2002 – Słownik hydrogeologiczny. Wyd. TRIO, Warszawa.
- Energy [R]evolution – A Sustainable Global Energy Outlook. 2008. European Renewable Energy Council (EREC) i Greenpeace International, str.190-191.
- Forsen M. 2005 – Heat pumps – technology and environmental impact. Swedish Heat Pump Association (SVEP) (http://ec.europa.eu/environment/ecolabel/about_ecolabel/reports/hp_tech_env_impact_aug2005.pdf).
- Forsen M. 2009 – The Heat Pump Market in Sweden status and outlook. 2nd EHPA Heat Pump Forum, Linz, Austria, 20.05.2009.
- Fridleifsson I.B., Bertani R., Huenges E., Lund J.W., Ragnarsson A., Rybach L. 2008 – The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change. [W:] IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources, Proceedings, O. Hohmeyer and T. Trittin (Eds.), Luebeck, Germany, 20-25 January 2008, s. 59-80.
- Geothermal Heating & Cooling Action Plan for Europe. EGEC, styczeń 2007.

- Haenel R., Staroste E. 1988 – Atlas of Geothermal Resources in the European Community, Austria and Switzerland. Schaefer, Hannover, F.G.R.
- Haenel R., Rybach L., Stegna L. 1988 – Handbook of Terrestrial Heat-Flow Density Determination. Kluwer AP.
- Hartmann F., Novembre R. 2009 – Les pompes à chaleur pour la maison individuelle. Observ'ER, Paris.
- Hellström G. 1997 – Thermal response test of a heat store in clay at Linköping. Sweden. Proc. Megastock '97, 115-120.
- Herbich P. 2004 – Mapa hydrogeologiczna w skali 1:50 000, udostępnianie, weryfikacja, aktualizacja i rozwój. PIG, Warszawa.
- Halliburton Logging services, 1993 – Production logging training notes.
- Hellstrom G., Sanner B. 2001 – PC-programs and modelling for borehole heat exchanger design. International Summer School of Direct Application of Geothermal Energy, Bad Urach.
- Hughes P.J. 2008 – Geothermal (Ground-Source) Heat Pumps: Market Status, Barriers to Adoption, and Actions to Overcome Barriers. Oak Ridge National Laboratory (www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/ornl_ghp_study.pdf).
- International Energy Agency Implementing Agreement for Cooperation in Geothermal Research & Technology. IEA Geothermal Energy. Annual Report 2007, grudzień 2008 (www.iea-gia.org/publications.asp).
- Kaltschmitt M. 2001 – Shallow geothermal energy in comparison to other geothermal sources of energy – economics and potentials. International Summer School on Direct Application of Geothermal Energy, Bad Urach.
- Kappelmeyer O., Haenel R. 1974 – Geothermics with Special Reference to Application. Borntraegel. Berlin.
- Karwasiecka M. 1966 – Atlas Geotermiczny Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Wydawnictwo Kartograficzne Polskiej Agencji Ekologicznej SA, Warszawa.
- Karwasiecka M. 2002 – Pole cieplne Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. [W:] Energia geotermalna w kopalniach podziemnych. Wyd. Wydział Nauk o Ziemi, Uniwersytet Śląski.
- Kazimierski B., Sadurski A. (red.) 1999 – Monitoring osłony ujęć wód podziemnych. Metody badań. Wyd PIG, Warszawa.
- Kjaran S.P., Eliasson J. 1983 – Geothermal Reservoir Engineering. Lecture Notes. UNU Geothermal Training Programme. Iceland.
- Kruseman G.P., de Ridder N.A. 1979 – Analysis and Evaluation of Pumping Test Data, Bull. 11. International Inst. For Land. Reclamation and Improvements, Wageningen, Netherlands, 200 p.
- Kurowska E., Groborz E. 2002 – Anomalne warunki geotermiczne kopalń w południowo-zachodniej części Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. [W:] Energia geotermalna w kopalniach podziemnych, Wyd. Wydział Nauk o Ziemi, Uniwersytet Śląski, Katowice.
- Lemale J., Gourmez D. (red.) 2008 – Pompe à chaleur géothermique sur aquifère – Guide technique. BRGM. Orleans.
- Lund J.W. 2003 - Ground-source heat pumps. In *Renewable Energy World*, VII-VIII.
- Maciak F. 1999 – Ochrona i rekultywacja środowiska. Wyd. SGGW W-wa.
- Majorowicz J., Wróblewska M., Krzywiec P. 2002 – Interpretacja i modelowane ziemskiego strumienia ciepłego na obszarze eksperymentu sejsmicznego POLONAISE'97 – analiza krytyczna. *Prz. Geol.*, 50: 1082-1091.
- Małolepszy Zb. 2002 – Zasoby energii geotermalnej w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym, [W:] Energia geotermalna w kopalniach podziemnych, Wyd. Wydział Nauk o Ziemi.
- Mands E., Sanner B. 2001 – In-situ-determination of underground thermal parameters. International Summer School of Direct Application of Geothermal Energy, Bad Urach.
- Ostaficzuk St. 2001 – Podziemne magazynowanie energii cieplnej. Proceedings of International Scientific Conference „Geothermal Energy In Underground Mines”, November 21-23, 2001, Ustroń.
- Passmore M.J., Archer J.S. 1985 – Thermal properties of reservoir rocks and fluids [W:] *Developments in Petroleum Science*, Vol. 1, Ed. Dawe, Powers.

- Pazdro Z., Kozerski B. 1990 – Hydrogeologia ogólna. Wyd. Geol., Warszawa.
- Renewable Energy Target in Europe 20% by 2020. EREC, 2008.
- Rubik M. 2006 – Pompy ciepła, poradnik. Wyd. Ośr. Informacji „Technika instalacyjna w budownictwie”, Warszawa.
- Rybach L. 2005 – Wykorzystanie i zarządzanie płytko zalegającymi zasobami geotermalnymi w Szwajcarii. Techn. Poszuk. Geol. Geostroptyka i Geotermia, zeszyt 233, Kraków.
- Sawicki J. 2002 – Uwagi na temat możliwości wykorzystania energii geotermalnej z wód kopalń podziemnych Dolnego Śląska, [W:] Energia geotermalna w kopalniach podziemnych, Wyd. Wydział Nauk o Ziemi, Uniwersytet Śląski, Katowice.
- Sanner B. 2001 – A different approach to shallow geothermal energy – Underground Thermal Energy Storage (UTES). International Summer School on Direct Application of Geothermal Energy.
- Sanner B., Mands E., Sauer M., Grundman E. 2007 – Technology, development status, and routine application of Thermal Response Test. Proceedings European Geothermal Congress, Unterhaching, June 2007.
- Sanner B., Mands E., Sauer M., Grundman E. 2008 – Thermal Response Test, a routine method to determine thermal ground properties for GSHP design. International IEA Heat Pump Conference, 20-22 May 2008, Zurich, Switzerland.
- Sanner B. 2009 – Development of Ground Source Heat Pump Technology and Projects. IGA International Geothermal Workshop, February 16-19.2009, Istanbul. Turkey.
- Sanner B. 2009b – Overview of ground-source heat pump development status and market in Europe. International Geothermal Days, Słowacja.
- Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgabe 2007, Schweizerische Eidgenossenschaft, Berno, październik 2008.
- Solik E., Małolepszy Zb. 2002 – Możliwości wykorzystania energii geotermalnej z wód kopalnianych w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. [W:] Energia geotermalna w kopalniach podziemnych, Wyd. Wydział Nauk o Ziemi, Uniwersytet Śląski.
- Szewczyk J. 2001 – Estymacja gęstości strumienia ciepłego metodą modelowań właściwości termicznych ośrodka. Przegląd Geologiczny, vol. 49, nr 11.
- Szewczyk J. 2005 – Wpływ zmian klimatycznych na temperaturę podpowierzchniową Ziemi. Przegląd Geologiczny, vol. 53, nr 1.
- Szewczyk J., Gientka D. 2009 – Terrestrial heat flow density in Poland – a new approach. Geological Quarterly 2009, vol. 53(1):125-139.
- The State of Renewable Energies in Europe, 2008 – 8th. EurObserv'ER Report. www.euroobserv-er.org.
- Ungemach P. 1987 – Reservoir Engineering Assessment of a Low Enthalpy Geothermal Field. Paris Basin. Ed. Ender Okandan, Geothermal Reservoir Engineering, NATO ASI, Series E:Appl.Sci.v.150, Kluwer Acad. Publ. p. 332.
- Wiśniewski G. 2007 - Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce do roku 2020. Instytut Energii Odnawialnej. www.ieo.pl
- Wolańczyk F. 2002 – Wymiana ciepła, przykłady i zadania. Oficyna Wydawnicza Politechniki Rzeszowskiej.
- World Energy Outlook 2007. International Energy Agency (IEA). XII/2008. www.iea.org.