

Energia geotermalna dla światowej gospodarki. Grzanie za darmo

Autor: prof. dr hab. inż. Włodzimierz Kotowski

(„Energia Gigawat” – listopad 2005)

Ochrona środowiska z równoczesną rozważną i oszczędną gospodarką nieodnawialnymi nośnikami energii, traktowanymi jako surowiec dla przemysłu, a nie jako baza do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, stają się nakazem chwili. Wiele krajów podpisując Protokół z Kioto zobowiązało się do redukcji emisji gazów cieplarnianych, co w sytuacji szybko rosnących cen ropy i gazu ziemnego wymusza pilne korzystanie z energii geotermalnej wszędzie tam, gdzie jest to technicznie możliwe, a w dodatku udokumentowane efektywnością ekonomiczną. W tym stuleciu wyczerpią się zasoby ropy i gazu ziemnego, a wciąż jeszcze nie podejmuje się w Polsce na wymaganą skalę działań na rzecz masowej produkcji paliw płynnych i gazowych dla silników spalinowych w transporcie ziemnym oraz powietrznym w oparciu o inne surowce niż ropa.

Podczas gdy w obszarze utylizacji energii wody, wiatru oraz słońca, niezbędne działania badawczo-wdrożeniowe znajdują się od wielu lat w fazie intensywnego rozwoju w świecie, to wytwarzaniu energii elektrycznej na bazie geotermii wciąż jeszcze nie poświęca się w Polsce dostatecznej uwagi. 30% ciepła geotermalnego wiąże się z powstawaniem Ziemi, a 70% pochodzi z zachodzących w niej procesów radioaktywnego rozpadu uranu, toru oraz wielu innych pierwiastków, które nieustannie się z nich tworzą. Wulkany, wypływ przegrzanej pary czy gorącej wody stale dokumentują ogrom energii, skumulowanej we wnętrzu naszej planety (D. Kellermann; Naturschutzblätter, Umwelt – Klima – Energie – Technologie, 36,3,2005 r.)

Gospodarcze wykorzystanie hydrogeotermii

Pierwszą ciepłownię geotermalną uruchomiono w 1850 r. w Lardarello w Toskanii, ogrzewając cyrkulującą wodą grzewczą budynki sąsiadujących osiedli niskociśnieniową parą wodną, wyprowadzaną z Ziemi. W tym też mieście uruchomiono w 1904 r. geotermalną elektrownię, która z konkurencyjną efektywnością pracuje do dziś.

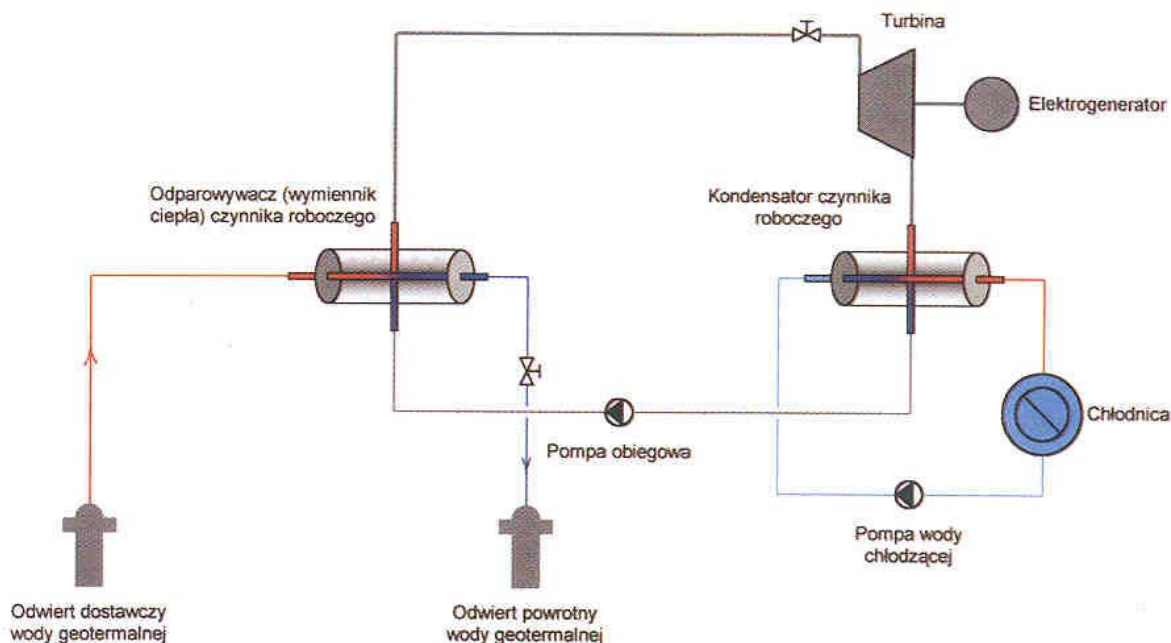
W oparciu o te doświadczenia inne kraje zaczęły budowę u siebie ciepłowni, elektrowni oraz elektrociepłowni na bazie energii geotermalnej.

W 2003 r. moc elektrowni geotermalnych w świecie osiągnęła moc 8400 MW. Są one zlokalizowane głównie w USA (2020 MW), Filipinach (1931 MW), Indonezji (807 MW), Włoszech (791 MW) oraz Islandii (230 MW).

Elektrownie bądź elektrociepłownie pracują zarówno z klasycznymi turbinami wodno-parowymi, sprzężonymi z elektrogeneratorami, jak i z organiczną substancją w obiegu. Te ostatnie, znane pod określeniem ORC (Organic Rankine Cycle), stosują w obiegu nie układ wodno-parowy, a lekkie węglowodory. Ich ciepło parowania wynosi zaledwie 17% ciepła parowania wody i tu tkwi efektywność ekonomiczna elektrowni oraz elektrociepłowni ORC (wtedy skraplanie opar organicznych po turbinie dokonuje się obiegiem wody ogrzewającej budynki sąsiadujących osiedli).

Schemat elektrowni geotermalnej typu ORC ilustruje rys. 1. Są w niej dwa obiegi ciepła: pierwszy obejmuje dopływ wody geotermalnej do rurowego wymiennika ciepła, skąd pompą inżektorową oziębiona woda wraca drugim odwiertem do złoża geotermalnego. Tymczasem w drugim obiegu cyркуluje organiczny nośnik ciepła, którym jest lekki węglowodór – w opisanym schemacie jest to izobutan lub izopentan. Pierwszy bywa stosowany w elektrowni, a drugi w elektrociepłowni. Ten

typ elektrowni z uwagi na cyrkulację organicznego czynnika roboczego w drugim obiegu – określa się nazwą Organic Rankine Cycle (ORC).



Rys. 1. Schemat elektrowni geotermalnej wg technologii Organic Rankine Cycle (ORC), tj. z ograniczonym czynnikiem roboczym, którego opary napędzają turbinę sprzężoną z elektrogenratorem

Temperatura oraz wielkość dopływającej wody geotermalnej wyznaczają wartości brzegowe w projektowym rozpracowaniu procesu dla określonej elektrowni lub elektrociepłowni.

W optymalizacji procesowej korzysta się oczywiście z doświadczeń klasycznych elektrowni czy elektrociepłowni z typowym obiegiem wodno-parowym. Umożliwia to racjonalne zaprojektowanie tak aparatów, jak i systemów regulacyjno-przepływowych.

W obliczeniach korzysta się również z dróg określania podstawowych wielkości energetycznych i wskaźników sprawności:

- moc netto elektrowni geotermalnej P_{Net} (kW) wyznacza równanie:

$$P_{Net} = P_{Generat.} - [P_{Pompy\ injekt.\ wody\ term.} + P_{Pompy\ cyrk.\ czyn.\ roboczego} + P_{Pompy\ wody\ chłodn.}]$$

- dostarczona energia geotermalna, ΔQ (kW) jest wyliczona według równania:

$$\Delta Q = Q_{Wody\ term.\ przed\ wym.\ ciepła} - Q_{Wody\ term.\ po\ wym.\ ciepła}$$

- dostarczona energia do czynnika roboczego (węglowodoru), napędzającego turbinę, sprzężoną z elektrogenratorem, ΔE (kW) określa się według wzoru:

$$\Delta E = E_{Nad\ odpar.} - E_{Przed\ kondens.}$$

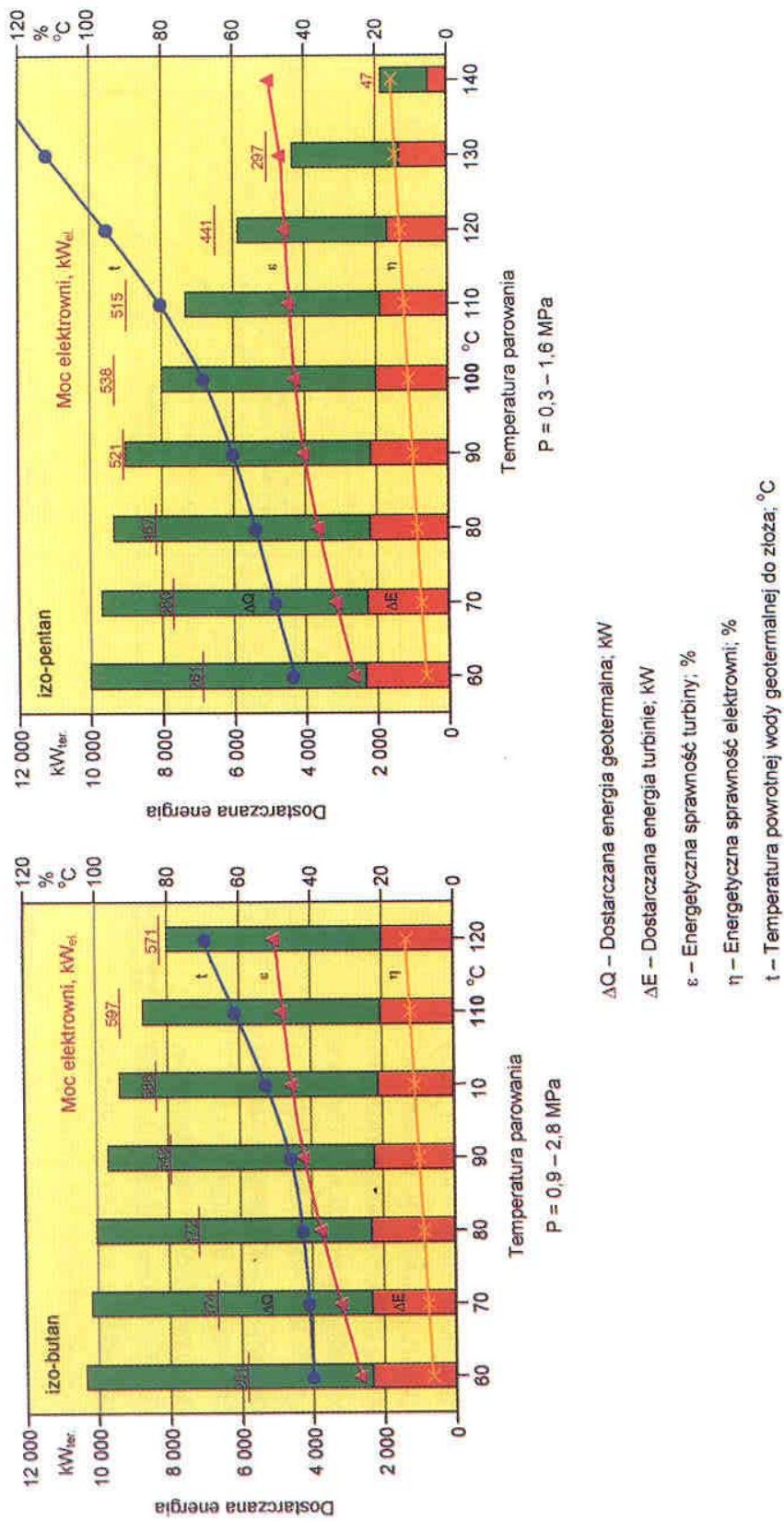
- sprawność energetyczna elektrowni, η wynika z równania:

$$\eta = \frac{P_{Generatora}}{\Delta Q}$$

- sprawność pracy turbiny wyznacza wzór:

$$\varepsilon = \frac{P_{Turbiny}}{\Delta Q}$$

Za pomocą programu obiegowo-rachunkowego (Cycle-Tempo) przeprowadza się bazowe obliczenia elektrowni geotermalnej, których celem jest w pierwszej kolejności wyznaczenie strumieni masy mediów i ich energii. Jednym z przykładów tego typu obliczeń jest dobór czynnika roboczego oraz wypracowanie optymalnych parametrów jego eksploatacji. W wyniku tego typu obliczeń zdecydowano się na zastosowanie izobutanu oraz - na przemian - izopentanu. Wyniki tych obliczeń ilustruje rys. 2.



Rys. 2. Wpływ temperatur wrzenia dwóch czynników roboczych (izobutanu i izopentanu) na moc netto elektrowni, jej sprawność w powiązaniu ze stopniem schładzania wody geotermalnej oraz na sprawność turbiny. Dopyływ wody geotermalnej wynosi 72 t/h o temp. 150 st. C.

Bazą założeń obliczeniowych były: temperatura wody geotermalnej przed wymiennikiem ciepła (wtórnego obiegu czynnika roboczego, którym jest węglowodór) w wysokości (w tym przykładzie) 150 st. C, jej natężenie przepływu 72 t/h, temperatura wody chłodzącej przed kondensatorem opar czynnika roboczego w wysokości 15 st. C i jej ocieplenie o 5 st. C.

Czynnik roboczy przepływa z kondensatora przez pompę do wymiennika ciepła bez wstępnego podgrzewacza, a jego opary płyną z wymiennika ciepła do turbiny, również bez ich przegrzewania. Jako czynnik roboczy wybrano dwa media, gdyż parametry ich eksploatacji są różne dla elektrowni i elektrociepłowni. W drugim przypadku maksymalizuje się oczywiście moc elektryczną netto. Dodatkowy wymiennik ciepła w elektrociepłowni znajduje się po pompie inżektorowej, tj. przed zawrotem wody do złoża geotermalnego. Przez ten wymiennik ciepła cyrkuluje woda ogrzewająca budynki mieszkalne najbliższego osiedla.

Przykład wariantowych obliczeń: podwyższenie temperatury parowania czynnika roboczego w pierwotnym wymienniku ciepła wywołuje niższe schłodzenie wody geotermalnej, co jest równoznaczne ze zmniejszaniem ilości odbieranej z niej energii dla elektrowni. Ale równocześnie rośnie wskaźnik sprawności turbiny ϵ we wtórnym obiegu ciepła. Z widocznych na rys. 2 wyników obliczeń wynika, że elektrownia osiąga maksimum mocy netto w wysokości 597 kW przy 110 st. C parowania izobutanu, a 538 kW przy 100 st. C parowania izopentanu. Izobutan eksploatowano pod ciśnieniem w granicach 0,9-2,8 MPa, a izopentan w interwale 0,3-1,6 MPa.

Wpływ temperatury parowania czynnika roboczego na temperaturę wody geotermalnej po wymienniku ciepła (tj. przed jej zawrotem do złoża geotermalnego) okazał się wyższy dla izobutanu niż dla izopentanu. Ale dzięki temu moc netto elektrowni z cyrkulującym izopentanem w obiegu wtórnym o ciśnieniu parowania 1,3 MPa oraz w temperaturze 130 st. C wynosi 297 kW i wywołuje schładzanie wody geotermalnej ze 150 st. C tylko do 110 st. C. Natomiast woda o takiej temperaturze jest doskonała dla miejskiej ciepłowni. W sumie tego typu elektrociepłownia jest nie tylko ekonomiczna, ale także zapewnia mieszkańcom najtańszą w okolicy energię elektryczną oraz tanie ciepło w domach przez cały rok.

Islandia wyłącznie odnawialne

Energię elektryczną i ciepło użytkowe w Islandii dostarczają wyłącznie wodospady oraz geotermia poprzez elektrownie, elektrociepłownie lub ciepłownie. Elektrownie wodne dysponują mocą 1100MW, a geotermalne 230 MW. Te ostatnie są w intensywnej rozbudowie, co dokumentuje tabela 1.

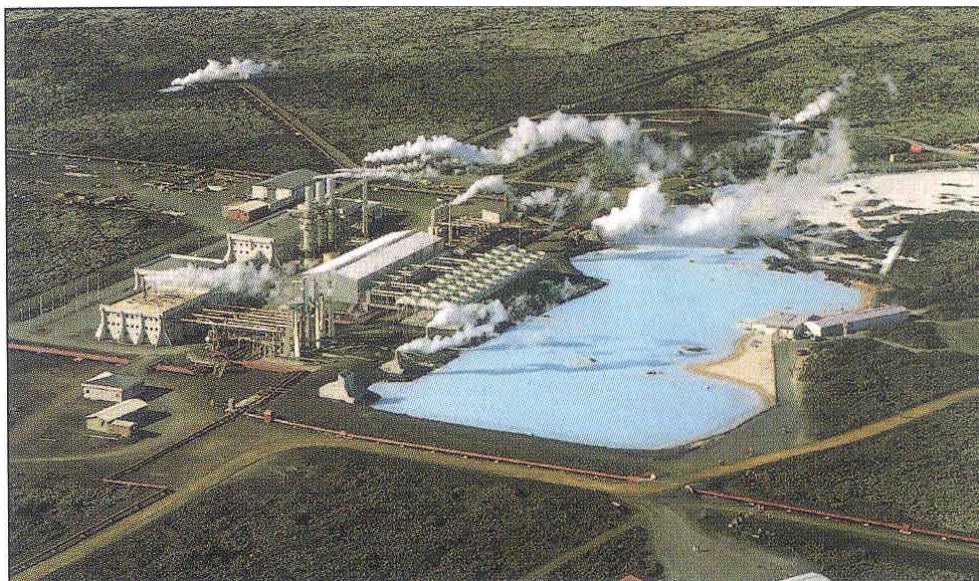
Tab. 1. Elektrownie i elektrociepłownie geotermalne w eksploatacji oraz w budowie.

Miejscowość	Firma	Rok budowy	Moc MW
Krafla	Landsvirkjun	1977/1997	60
Bjarnaflag	Landsvirkjun	1999	3
Nesjavellir	Orkuveita Reikjavíkur	1998-2001	90 – 120
Svartsengi	Hitaveita Sudurnesja	1977 - 1999	46
Hellisheidi	Orkuveita Reikjavíkur	2006 w budowie	80 120
Reykjanes	Hitaveita Sudurnesja	2006 w budowie	150

Islandia – jako największy lodowiec Europy – wyłoniła się z Atlantyku przed 20 milionami lat. Została zlokalizowana na styku dwóch płyt tektonicznych (europejskiej oraz amerykańskiej), które odsuwają się od siebie po 2 cm rocznie. Sprzyja to wypływowi magmy z wnętrza ziemi poprzez

wulkany. Prawie 300 tys. mieszkańców tego kraju żyje wyłącznie w paśmie przybrzeżnym, głównie wokół stolicy - Reykjavíku.

Elektrownie, elektrociepłownie oraz ciepłownie geotermalne zasilane są wodą i parą o ciśnieniu do 12 barów i temperaturze do 240 st. C z odwiertów o przeciętnej głębokości 2000-2200 m. W wyniku systematycznych ruchów tektonicznych rokrocznie niektóre z odwiertów zostają zniszczone, ale obok stawia się w krótkim czasie nowe. Niektóre wody geotermalne zawierają składniki mineralne o leczniczych właściwościach. W elektrowniach oraz elektrociepłowniach ORC nie stanowi to żadnego utrudnienia. Część wody geotermalnej – po wykorzystaniu energii w wymienniku ciepła instalacji ORC – bywa zawracana pompą do podziemia, a reszta płynie do basenów wody leczniczej, co dokumentuje rys. 3.



Źródło: Hitaveita Suðurnesja

Rys. 3. „Niebieska laguna” jako basen wody leczniczej przy elektrociepłowni geotermalnej w Svartsengi.

Obejmuje on elektrociepłownię w Svartsengi, z której część wykorzystanej wody geotermalnej – o niebieskim zabarwieniu od składników mineralnych – przepływa do sztucznego basenu pod nazwą „niebieskiej laguny” w ramach obiektu leczniczego.

Niskie koszty pozyskiwania w Islandii energii elektrycznej ściągają inwestorów energochłonnych gałęzi ciężkiego przemysłu, głównie wytwarzania aluminium oraz żelazo-krzemu. Ogromne zainteresowanie inwestorów zagranicznych obejmuje produkcję wodoru – poprzez elektrolizę wody – dla ogniw paliwowych, w które w najbliższych latach będą seryjnie wyposażone auta, jako efektywne agregaty napędowe, uwzględniając dodatkowo w pełni wymogi ochrony środowiska.

Wodór do odbiorców – głównie na kontynencie europejskim – będzie dostarczany w skroplonej postaci tankowcami (T. Weller; Erneuebare Energien, 49,8,15, 2005 r.).

Energia geotermalna w Niemczech i w Polsce

Jak widać z mapy na rys. 4 udokumentowane zasoby podziemnego ciepła sięgają 60% powierzchni Niemiec i są o 20% mniejsze od polskich pokładów geotermalnych. Niemiecki potencjał hydrogeotermalny przewyższa 600-krotnie wielkość wytwarzanej energii elektrycznej dziś w tym kraju i podobnie jest w Polsce. Tak w Niemczech, jak i w Polsce na większości powierzchni złóż hydrogeotermalnych temperatura w ziemi wzrasta średnio o 3 st. C na każde 100 m głębokości, co oznacza, że na głębokości 4000 m woda geotermalna ma temperaturę 120 st. C.

Obok elektrowni czy elektrociepłowni typu ORC, istnieją podobne o nazwie „Procesu – Kalina”. Różnica ogranicza się jedynie do czynnika roboczego: w ORC jest nim izobutan lub izopentan, a w „Procesie – Kalina” mieszanina amoniaku z wodą. Jej opary napędzają turbinę już w temperaturze 105-110 st. C, a zatem woda geotermalna o 120 st. C może zasilać elektrociepłownię lokalną tego właśnie procesu.

Niemcy zbudowali pierwszą elektrownię geotermalną w Gross Schonebeck k. Poczdamu w 2003 r., która bazuje na byłym odwiercie gazu ziemnego i ropy o głębokości 3000 m. Pogłębiono go do 4294 m, uzyskując 334 m sześć./h wody o temperaturze 148,8 st. C. Drugą elektrownię geotermalną uruchomiono w 2004 r. w miejscowości Neustadt Glewe, obok odwiertu o głębokości 2500 m.

Jak widać z rys. 4 Niemcy dysponują trzema regionami pokładów hydrogeotermalnych: największym jest basen północny, sięgający przez Polskę aż za Kaliningrad (Królewiec). Mniejszym jest basen południowo-bawarski, a najmniejszym - rów nadreński.

Pokłady hydrogeotermalne są u nas znacznie większe od tych w Niemczech, biorąc pod uwagę powierzchnię kraju. Zasoby te są zlokalizowane w trzech rejonach: Przedkarpackim, Karpackim oraz Niżowym. Pierwszy odwiert w Polsce hydrogeotermalny dla lokalnej ciepłowni pod nazwą „Bańska JG-1” wykonano na Podhalu w 1981 r. Uzyskano wypływ 60 m sześć. wody o temperaturze 72 st. C.

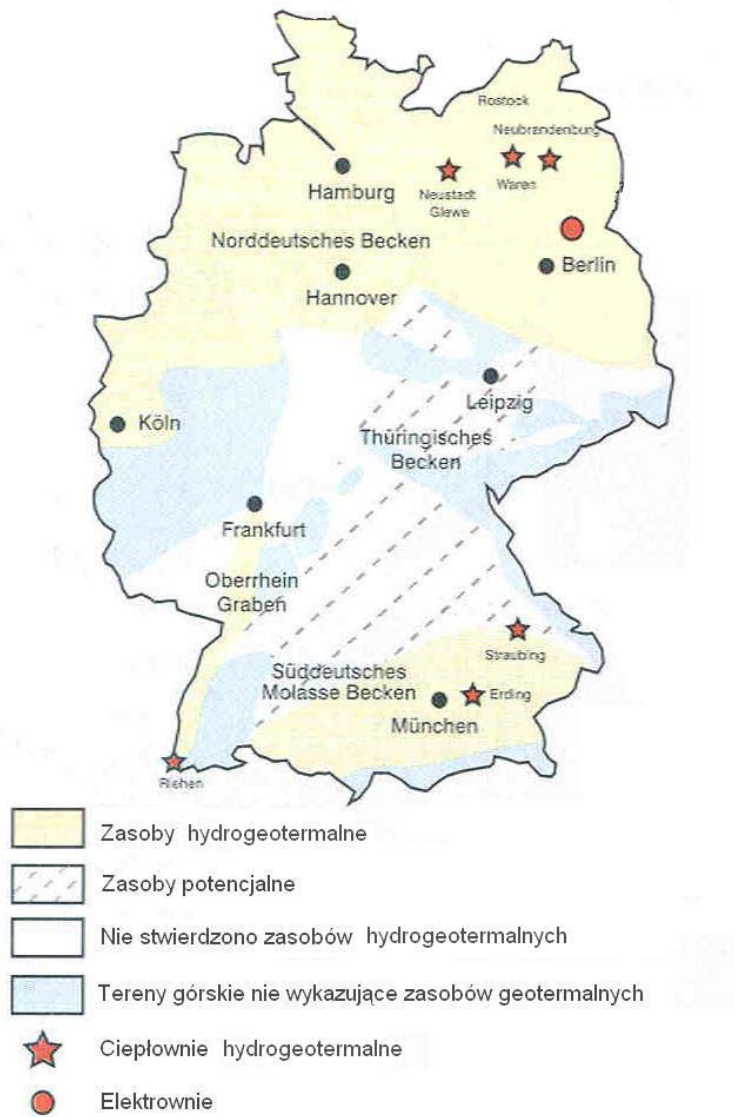
Powierzchnia tego złoża geotermalnego obejmuje 450 km kw., a zmagazynowane ciepło oszacowano na $4,5 \times 10^6$ TJ. Znajduje się ono na głębokości 2000-3200 m, a jego temperatura jest w granicach 85 – 95 st. C. W 1994 r. uruchomiono tu pierwszą ciepłownię geotermalną o wydajności 120 m sześć./h (o mocy 9 MW).

Dziś w Polsce pracuje sześć ciepłowni geotermalnych w: Pyrzycach k. Szczecina o mocy 50 MW, Mszczonowie o mocy 12 MW, Białym Dunajcu o mocy 125 MW, Uniejowie o mocy 4,6 MW oraz w Słomnikach k. Krakowa o mocy 3,5 MW.

Najwyższy czas, abyśmy skorzystali wreszcie z taniej, rodzimej energii geotermalnej, zamiast zwiększać import systematycznie droższego gazu ziemnego. Elektrociepłownie geotermalne typu ORC lub według „Procesu-Kalina” sprzężone z pompą ciepła, mogą budować krajowe firmy budowlano-montażowe korzystając z niemieckiej dokumentacji.

Korzystne kredyty – w części potem umarżane – można uzyskać z Unii Europejskiej, EkoFunduszu w Warszawie oraz Wojewódzkich Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Niepokojący w Polsce jest fakt pogłębiania się niedoboru samowystarczalności energetycznej kraju: 113% w 1975 r., 85% w 2000 r., a na rok 2020 zaplanowano 60%, co godzi w bezpieczeństwo energetyczne kraju. Pokażne rodzime zasoby hydrogeotermalne są dotąd pomijane we wszystkich wariantach rozwoju i modernizacji polskiej energetyki. Dlaczego?



Rys. 4. Rozmieszczenie zasobów hydrogeotermalnych na terenie Niemiec