

Leszek PAJĄK¹, Antoni P. BARBACKI¹, Bogusław BIELEC¹, Marek BALCER¹

KONCEPCJA ZAGOSPODAROWANIA ENERGII GEOTERMALNEJ NA TERENIE SOCHACZEWA

STRESZCZENIE

W artykule przedstawiono informacje geologiczne i hydrogeologiczne o poziomach wód geotermalnych w rejonie miasta Sochaczew w aspekcie wykorzystania ich dla celów ciepłowniczych (sieć ciepłownicza + park wodny). Jako najbardziej przydatny do tych celów wytypowano zbiornik kredy dolnej. Opracowany model źródła energii zawierał następujące elementy: bezpośredni wymiennik ciepła geotermalnego, pompy ciepła absorpcyjne albo sprężarkowe (alternatywnie) oraz kotły wspomagania szczytowego na wysokometanowy sieciowy gaz ziemny. Stwierdzono, że poniesione nakłady inwestycyjne na uruchomienie źródła energii i niska temperatura wody geotermalnej nie powodują redukcji ceny zakupu energii przez odbiorcę finalnego, w porównaniu do sieciowego gazu ziemnego. Wszystkie warianty zakładające wykorzystanie energii geotermalnej charakteryzują się pozytywnym efektem lokalnego ograniczenia emisji.

SŁOWA KLUCZOWE

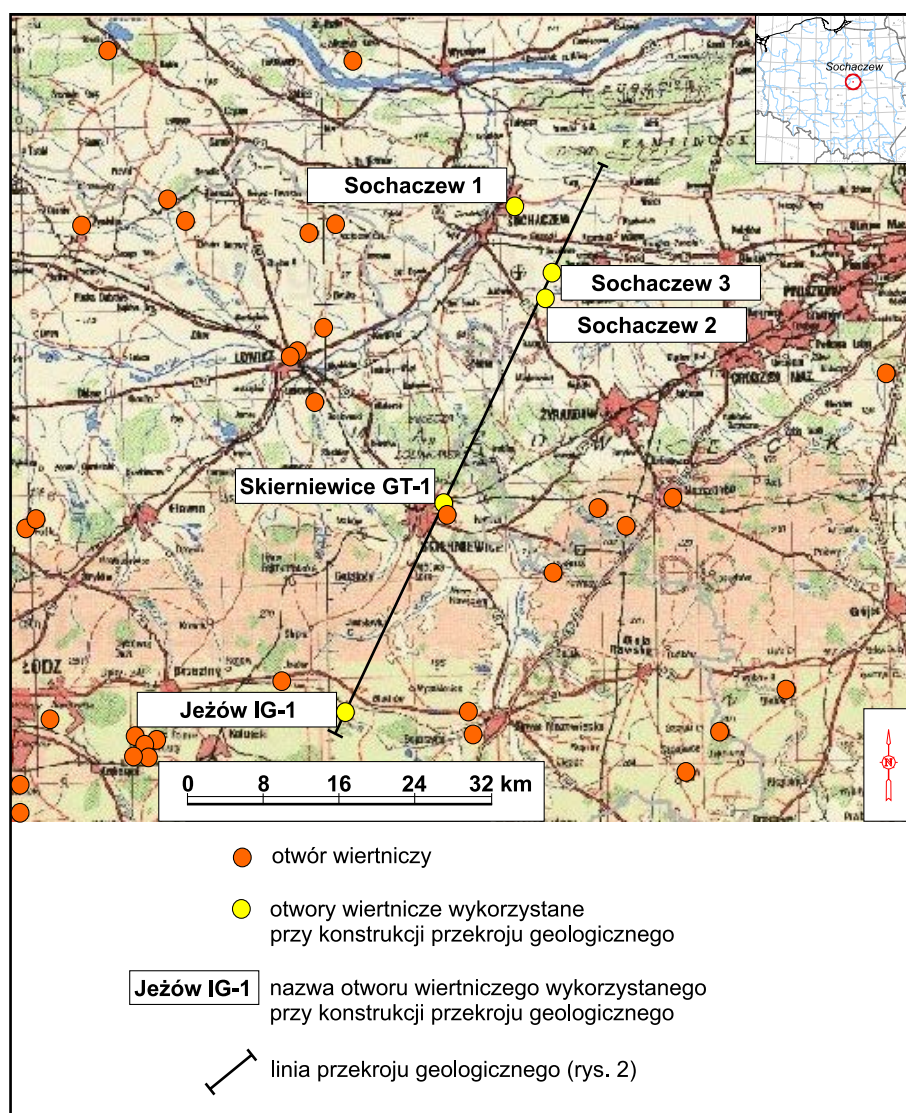
Sochaczew, wody geotermalne, ciepłownictwo, park wodny, redukcja emisji

* * *

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Pracownia Odnawialnych Źródeł Energii, ul. Wybickiego 7A, 31-261 Kraków.

1. WARUNKI HYDROGEOTERMALNE W REJONIE SOCHACZEWA

Pod względem geologicznym analizowany obszar należy do Niziny Warszawskiej i znajduje się w obrębie niecki warszawskiej. Profil stratygraficzny był rozpoznany na podstawie badań głębokich otworów wiertniczych, z których cztery: Skierniewice GT-1, Sochaczew 1, Sochaczew 2, Sochaczew 3 znajdują się w bezpośrednim sąsiedztwie obszaru analiz (rys. 1). Najstarsze utwory osiągnięte tymi otworami to osady karbonu (otwór Sochaczew 2).



Rys. 1. Lokalizacja głębokich otworów wiertniczych i przebieg przekroju geologicznego z rysunku 2

Fig. 1. Location of wells and the line of the geological cross-section in Figure 2

1.1. Zbiornik dolno-kredowy

Na omawianym obszarze wody podziemne dolnokredowego piętra wodonośnego zaliczane do wód termalnych występują w obrębie utworów piaskowcowych z wkładkami ilastymi. Porowatość zbiornika określona metodami geofizycznymi jest zróżnicowana i waha się od kilku do nawet 25%, a stwierdzone przypiływy przekraczają 60 m³/h (otwór Mszczonów IG-1). Według *Atlasu zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim* (Górecki red. 2006) maksymalne wydajności mogą osiągać nawet 200 m³/h.

W otworze Sochaczew 1, zlokalizowanym na obszarze miasta (rys. 1 i 2) opróbowano piaskowcowy poziom kredy dolnej w przedziale głębokości 1169–1185 m, gdzie stwierdzono wody słodkie o temperaturze około 40°C i wydajności 20 m³/h.

Miąższość kompleksu dolno-kredowego ulega redukcji w kierunku SW, a w rejonie Sochaczewa osiąga wartości rzędu 160–180 m. Na obszarze analiz strop zbiornika zapada w kierunku SW począwszy od głębokości około 1100 do 1500 m p.p.t. Tak więc zróżnicowanie temperatur wód termalnych w stropie zbiornika w tej strefie będzie rzędu 10°C (40°C w NE rejonie miasta i 50°C w rejonie SW, rys. 2).

1.2. Zbiornik jurajski

Jurajskie piętro wodonośne charakteryzuje się dobrymi własnościami zbiornikowymi, a w szczególności poziom dolnojurański oraz dolna partia górnej jury (oksford).

W rejonie Sochaczewa strop zbiornika dolnej jury zalega na głębokości 2300 (rejon NE) do 2700 m p.p.t (rejon SW, rys. 2). Zróżnicowanie temperatur wód termalnych w stropie zbiornika w obszarze miasta będzie rzędu 10°C (65°C w części NE i ok. 75°C w części SW miasta). Uwzględniając miąższości kompleksu dolno-jurajskiego, średnio 350 m – temperatury wód poziomów spągowych będą wyższe o około 10°C. Utwory jury środkowej pod względem litologicznym są podobnie wykształcone jak jury dolnej. Porowatość tych osadów wynosi średnio 10%.

W rejonie Sochaczewa strop zbiornika środkowej jury zalega na głębokości od 1900 m (rejon NE miasta) do 2400 m (rejon SW miasta), tak więc zróżnicowanie temperatur wód termalnych w stropie zbiornika będzie wynosić od 55 do 70°C. Biorąc pod uwagę miąższości zbiornika (rzędu 400 m) temperatury stref spągowych będą o około 12°C wyższe.

Wody podziemne występujące w obrębie utworów jury górnej związane są z osadami węglanowymi. Najkorzystniejsze warunki zbiornikowe występują w dolnej części profilu utworów górnej jury (oksford), gdzie porowatość wapieni dochodzi nawet do 20%. Stropowa partia profilu, charakteryzuje się średnią porowatością wynoszącą około kilku procent. W otworze Sochaczew 1 z utworów wapiennych na głębokości 1644–1685 m uzyskano przypiływ solanki o wydajności ~18 m³/h (rys. 2).

Wody górnej jury to wody średnio zmineralizowane o mineralizacji od 10,1 (Raducz IG-1) do 31 g/dm³ (Mszczonów IG-1), a w jednym przypadku stwierdzono dopływ solanki o mi-

neralizacji 79,1 g/dm³ (Różyce-1). Na analizowanym obszarze strop zbiornika zapada uskokowo w kierunku SW począwszy od głębokości około 1300 m do 1700 m p.p.t., tak więc zróżnicowanie temperatur wód termalnych w stropie zbiornika w tej strefie będzie rzędu 10°C (40°C w strefie NE i ok. 50°C w strefie SW). Temperatury wód poziomów spągowych, biorąc pod uwagę miąższość kompleksu ~600 m, będą wyższe o około 18°C. W otworze Sochaczew 1 (strefa NE): partie stropowe ~40°C, partie spągowe ~60°C, natomiast w strefie stwierdzonego przyływu ~50°C (głębokość około 1660 m).

1.3. Zbiornik triasowy

Najgłębiej występujące poziomy wodonośne triasowego piętra wodonośnego stwierdzono w utworach pstrego piaskowca w otworach Kompina-2 (rejon Łowicza), Mszczonów IG-2 i Różyce IG-2. Są to wysoko zmineralizowane solanki typu Cl-Na o mineralizacji dochodzącej do 337,1 g/dm³ (Kompina-2). Jednakże brak jest na ten temat informacji bezpośrednio z analizowanego rejonu.

Poziom wodonośny górnego triasu (kajper/retyk) opróbowano w otworach Kompina-2, Różyce-1 i Mszczonów IG-1. Stwierdzono dopływy solanek o mineralizacji od 88 do 150 g/dm³. Dopływy solanek były zróżnicowane i wahały się w granicach 0,1 do 22 m³/h w otworze Kompina-2 i 8,3 m³/h w otworze Mszczonów IG-1.

Wodonośność triasowego piętra wodonośnego na badanym terenie jest rozpoznana w stopniu pozwalającym stwierdzić, iż najlepsze warunki zbiornikowe występują w poziomie górnego triasu. Problem dla wykorzystania tych wód stanowią jednak wysokie zasolenie wód przekraczające 300g/l oraz trudna do oceny wydajność poszczególnych horyzontów triasowych.

Analizując dostępne materiały oraz oceniając wartości potencjału energetycznego można stwierdzić, że najkorzystniej pod względem parametrów energetycznych prezentują się zbiorniki: jury środkowej i dolnej. Jednak udostępnienie tych zbiorników związane byłoby z wysokimi nakładami inwestycyjnymi (występują na głębokościach poniżej 2000 m i zawierają wody o wysokim stopniu zasolenia, co powodowałoby konieczność prowadzenia eksploatacji systemem dwuotworowym).

Pod względem ekonomicznym przypuszczalnie lepiej prezentuje się zbiornik dolnej kredy (wody słodkie), gdzie eksploatacja może odbywać się systemem jednootworowym. Głębokość zbiornika nie przekracza 1400 m. Eksploatacja takich wód nie wymaga ich załaczania do górotworu, a więc nie ma potrzeby wykonania drugiego odwiertu (chłonnego) i kosztownych zabiegów związanych z utrzymaniem chłonności złoża. Ma to duże znaczenie ekonomiczne dla funkcjonowania całej instalacji geotermalnej.

2. KONCEPCJA ZAGOSPODAROWANIA ENERGII GEOTERMALNEJ

2.1. Dostępne zasoby geotermalne

Według przedstawionych analiz i prognozowanych założeń dotyczących parametrów geotermalnych (Balcer 2017) ustalono następujące dane wyjściowe:

- poziom wodonośny – dolna kreda,
- głębokość odwiertu: 1400–1600 m p.p.t.,
- zakładana maksymalna wydajność: 120 m³/h,
- zakładana średnioroczna wydajność: 80 m³/h,
- zakładana temperatura wody geotermalnej: 40°C,
- przyjęte maksymalne schłodzenie wody geotermalnej od 40°C do 15°C,
- przyjęte średnioroczne schłodzenie wody geotermalnej: 20°C,
- zakładana maksymalna moc termiczna ciepła geotermalnego: ~3,5 MW,
- zakładana średnioroczna produkcja ciepła geotermalnego: ok. 37 TJ / rok,
- woda prawdopodobnie będzie miała mineralizację poniżej 1 g/L, co pozwoli na jednootworową eksploatację. Ochłodzona woda może zostać następnie zagospodarowana, np. jako woda pitna (podobnie jak ma to miejsce w Mszczonowie).

2.2. Opis Istniejącej infrastruktury ciepłowniczej

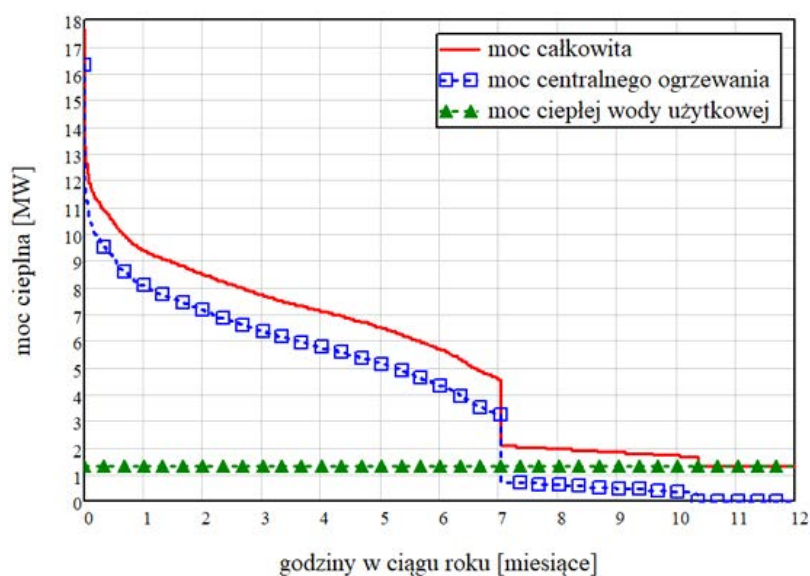
Istniejąca sieć ciepłownicza pracuje przy pełnym (ilościowo-jakościowym) sterowaniu mocą dostarczoną, parametry projektowe dla centralnego ogrzewania (zasilanie/powrót/temperatura wewnętrzna/temperatura zewnętrzna obliczeniowa) to: 80/60/20/–20°C i dla ciepłej wody użytkowej (latem) (zasilanie/powrót) 65/45°C. Aktualnie potrzeby cieplne są zaspokajane przez cztery kotłownie na sieciowy gaz ziemny. Całkowita moc cieplna zainstalowana – 15 MW. Całkowita energia cieplna wytwarzana przez źródła energii szacowana jest na poziomie od ~142 TJ/rok do 152 TJ/rok (Balcer 2017).

Ciepłownia geotermalna, zgodnie z założeniami operatora (Geotermia Mazowiecka SA), powinna bazować na absorpcyjnych pompach ciepła napędzanych wysokotemperaturowymi kotłami na gaz ziemny i wspomagana będzie kotłami na sieciowy gaz ziemny.

Całkowita moc ciepłowni geotermalnej to 15 MW, w tym ~5 MW z absorpcyjnych pomp ciepła (1,86 MW z geotermii i 3,1 MW z wysokotemperaturowych kotłów napędzających pompy). Moc kotłów wspomagania szczytowego wynosić będzie zatem ~10 MW.

Odbiorca aktualnie obsługiwany przez system ciepłowniczy miasta Sochaczewa charakteryzuje się mocą maksymalną przyłączeniową 15 MW, z czego około 1 MW przypada na moc instalacji przygotowania ciepłej wody użytkowej. Temperaturowe parametry robocze odbiorcy określono jako 80/60/20/–20°C zimą (C.O. + C.W.U.) i 65/45°C latem (C.W.U.). Całkowita roczna produkcja energii cieplnej szacowana jest na około 142 TJ/rok.

Analizy dotyczące korekty charakterystyki odbiorcy zakładają dodatkowe wykorzystanie energii pochodzącej ze źródła geotermalnego poprzez włączenie do sieci ciepłowniczej obiektu typu park wodny o powierzchni lustra wody około 1250 m² (rys. 3). Obiekt charakteryzuje się maksymalnym zapotrzebowaniem na moc ogrzewania 2280 kW i moc przygotowania ciepłej wody użytkowej w systemie objętościowym 340 kW. Całkowite zapotrzebowanie na energię dla obiektu szacuje się na 35,8 TJ/rok. Instalacje grzewczą zaprojektowano jako niskotemperaturową (ogrzewanie podłogowe i nadmuchowe) o parametrach 50/35/28/-20°C, a instalację przygotowania ciepłej wody 60/20°C.



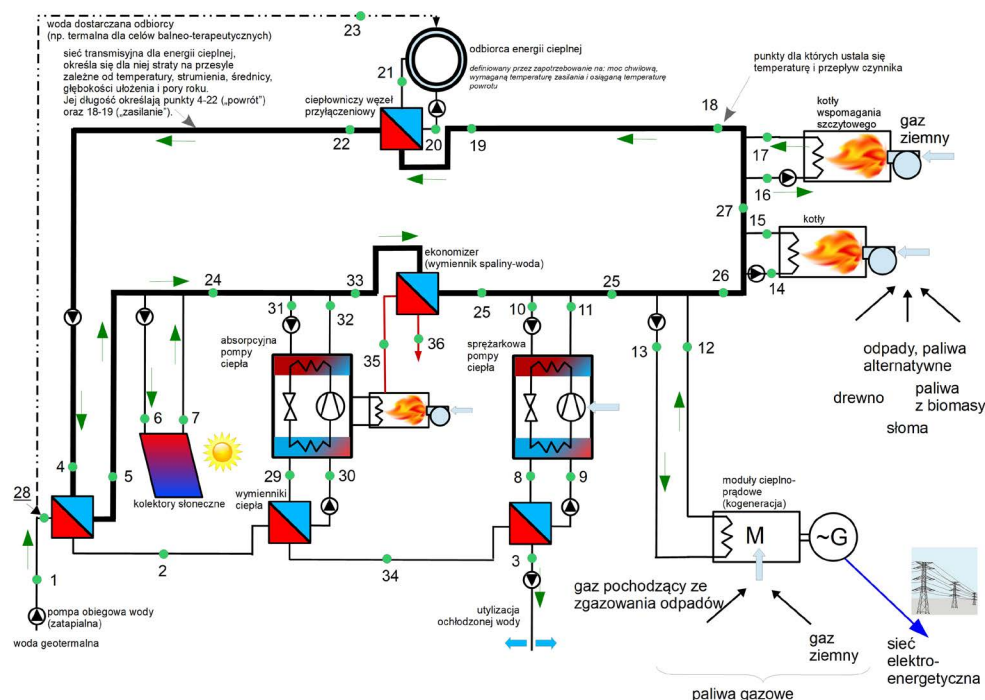
Rys. 3. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy poszerzonego o park wodny w funkcji czasu

Fig. 3. Dynamic characteristics of the variation of the required flow temperature and the flow of the working fluid, as well as the return temperature obtained, for the "extended customer"

2.3. Model źródła energii cieplnej

Obliczenia energetyczne, ekonomiczne oraz szacunki związane z określeniem efektu ekologicznego wykonano przy wykorzystaniu modelu matematycznego źródła energii współpracującego ze zdefiniowanym wcześniej odbiorcą. Źródło energii dawało możliwość analizowania efektów pracy wielu źródeł współpracujących razem w systemie hybrydowym. Schemat ogólny źródła przedstawiono na rysunku 4. Model zawierał następujące elementy: bezpośredni wymiennik ciepła geotermalnego, pompy ciepła absorpcyjne albo sprężarkowe (alternatywnie – zależnie od przyjętego wariantu obliczeń) oraz kotły wspomaganie szczytowego wykorzystujące wysokometanowy sieciowy gaz ziemny. Z analiz wykluczono: ko-

lektory słoneczne, moduły ciepło-prądowe i kotły na paliwo alternatywne. W przypadku sprężarkowych pomp ciepła założono zastosowanie pomp, które pozwalają osiągnąć temperatury na wyjściu ze skraplacza wyższe od rozwiązań standardowych (pompy małej mocy). Wymaga to stosowania wysokich ciśnień skraplania czynnika roboczego i specjalnych ale dostępnych na rynku rozwiązań.



Rys. 4. Schemat hybrydowego źródła energii, którego efekty pracy określano wykorzystując model matematyczny
 Fig. 4. A diagram of a hybrid energy source which was used for the estimation based on a mathematical model

Ceny konwencjonalnych nośników energii przyjęto zgodnie z realiami lokalnego rynku cen i dostępności nośników energii. Dane pochodzą z rynkowych ofert dostawy nośników i są aktualne na drugą połowę 2017 roku. Założono cenę netto zakupu sieciowego gazu ziemnego 110 PLN/MWhr (co przy ciepłe spalania gazu na analizowanym terenie na poziomie 39 MJ/m³ oznacza cenę jego zakupu w przeliczeniu na objętość ok. 1204 PLN/m³). Cenę netto zakupu sieciowej energii elektrycznej założono na poziomie 300 PLN/MWhr. Takie ceny zakupu nośników konwencjonalnej energii napędowej uznać można za bardzo atrakcyjne. Dla porównania średnie ceny netto tych nośników określone na podstawie standardowych taryf rozliczeniowych oszacować można na około 1,6–1,8 zł/m³ dla gazu ziemnego (w odniesieniu do objętości gazu o ciepłe spalania na poziomie 39 MJ/m³) i 400–480 PLN/MWhr dla sieciowej energii elektrycznej.

Kwestią dyskusyjną i możliwą do jednoznacznego rozstrzygnięcia jest poziom wymaganych nakładów inwestycyjnych. Proponowane do zastosowania urządzenia, głównie pompy ciepła, nie są urządzeniami seryjnie produkowanymi i sprzedawanymi. Cena ich zakupu uzależniona jest od przebiegu procesu negocjacyjnego. Zaproponowane ceny, zgodnie z doświadczeniem wykonawców niniejszego opracowania, można uznać za realne. Jeżeli chodzi o absorpcyjne pompy ciepła, to ujmują one również nakłady ponoszone na zakup wysokotemperaturowego kotła napędzającego i ekonomizera.

Analizowano następujące warianty wykorzystania energii geotermalnej:

Wariant ngA (*n-atURAL g-as A-ctUAL user*) – wariant porównawczy – odniesienia, zakładał wykorzystanie gazu ziemnego w celu zaspokojenia potrzeb cieplnych odbiorcy aktualnie obsługiwanego (podłączonego do sieci ciepłowniczej) (tab. 1).

Wariant ngE (*n-atURAL g-as E-xtENDED user*) – wariant porównawczy, zakładający zaspokojenie potrzeb cieplnych odbiorcy poszerzonego o obiekt typu park wodny przy pomocy kotłów na gaz ziemny (tab. 1).

Wariant ahpA (*a-sorption h-eat p-ump A-ctUAL user*) – wariant zakładał obsługę przez źródło energii odbiorców aktualnie podłączonych do sieci ciepłowniczej (tab. 1). Źródło energii wykorzystywało zasoby geotermalne przy wykorzystaniu absorpcyjnych pomp ciepła.

Wariant chpA (*c-mpressor h-eat p-ump A-ctUAL user*) – wariant zakładający obsługę aktualnie podłączonych odbiorców energii (tab. 1), przy wykorzystaniu zasobów geotermalnych przez źródło korzystające ze sprężarkowych pomp ciepła.

Wariant ahpE (*a-sorption h-eat p-ump E-xtENDED user*) – wariant zakładał obsługę odbiorcy poszerzonego o obiekt typu park wodny (tab. 1) przy wykorzystaniu energii geotermalnej i absorpcyjnych pomp ciepła.

Wariant chpE (*c-mpressor h-eat p-ump E-xtENDED user*) – wariant zakładający zaspokojenie potrzeb cieplnych odbiorcy poszerzonego o park wodny przy wykorzystaniu energii geotermalnej i sprężarkowych pomp ciepła.

Mając na uwadze efekt ekologiczny i ekonomiczny najkorzystniej prezentują się warianty ahpA i ahpE wykorzystujące absorpcyjne pompy ciepła (tab. 1, rys. 5, 6, 7, 8).

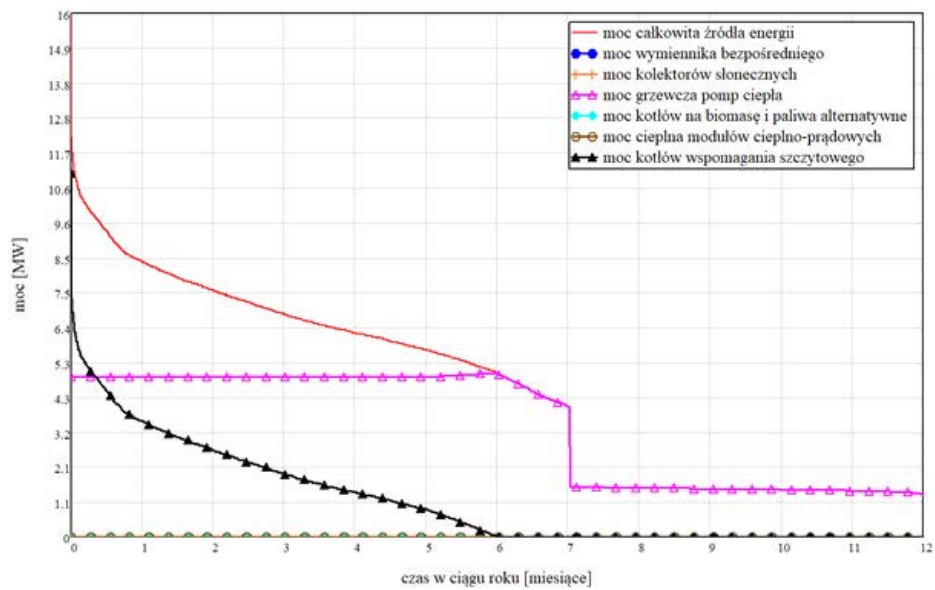
Tabela 1 zawiera zestawienie głównych parametrów technicznych, ekonomicznych i energetycznych analizowanych wariantów. Szacowany efekt ekologiczny podano w dwóch wariantach:

- efekt lokalny – odnosi się do prognozowanej emisji wybranych dziewięciu substancji zanieczyszczających atmosferę. Nie uwzględnia on emisji generowanej w trakcie wytwarzania energii eklektycznej zużywanej przez pompy ciepła i pompy obiegowe,
- efekt globalny (w skali globalnej) – uwzględnia emisję zanieczyszczeń generowaną przez elektrownie w trakcie wytwarzania zużywanej, przez instalację analizowanego źródła energii, energii elektrycznej.

Tabela 1 cd.

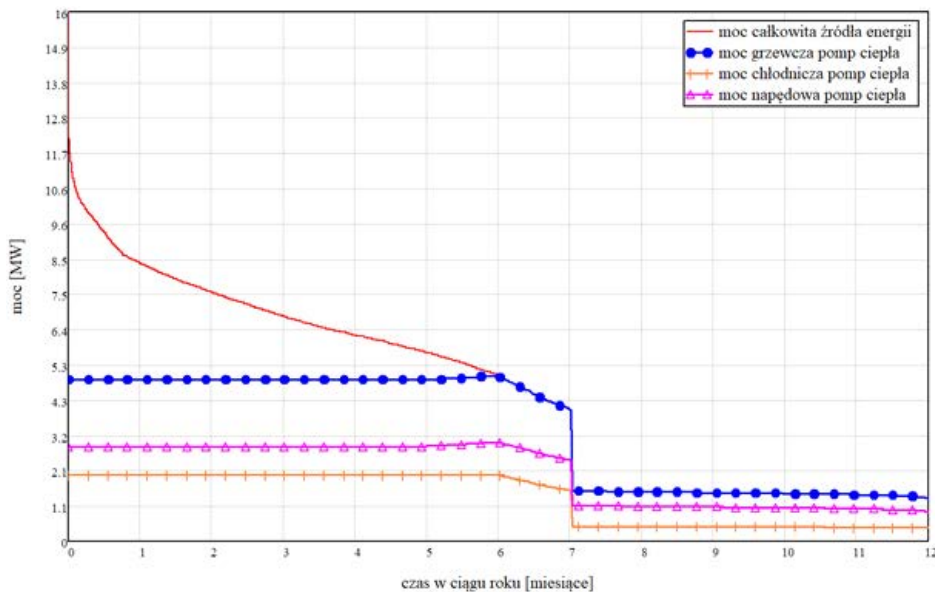
Table 1 cont.

– węglowodory alifatyczne lokalnie	0,037	0,026	0,007	0,036	0,027	0,01
– węglowodory aromatyczne lokalnie	0,001	0,001	0	0,001	0,001	0
– benzo(a)piren globalnie	0	0	0	0	0	0
– sadza globalnie	0	0	0,002	0	0	0,001
– pył całkowity globalnie	0	0,003	0,034	0	0,002	0,029
– CO ₂ (dłtlenek węgla) globalnie	68,145	55,284	104,702	66,263	54,655	97,497
– CO (tlenek węgla) globalnie	0,012	0,025	0,212	0,012	0,022	0,183
– NO _x przeliczone na diltlenek azotu (NO ₂) globalnie	0,044	0,044	0,176	0,043	0,042	0,155
– SO ₂ (diltlenek siarki) globalnie	0	0,045	0,57	0	0,035	0,487
– węglowodory alifatyczne globalnie	0,037	0,026	0,007	0,036	0,027	0,01
– węglowodory aromatyczne globalnie	0,001	0,002	0,011	0,001	0,001	0,009



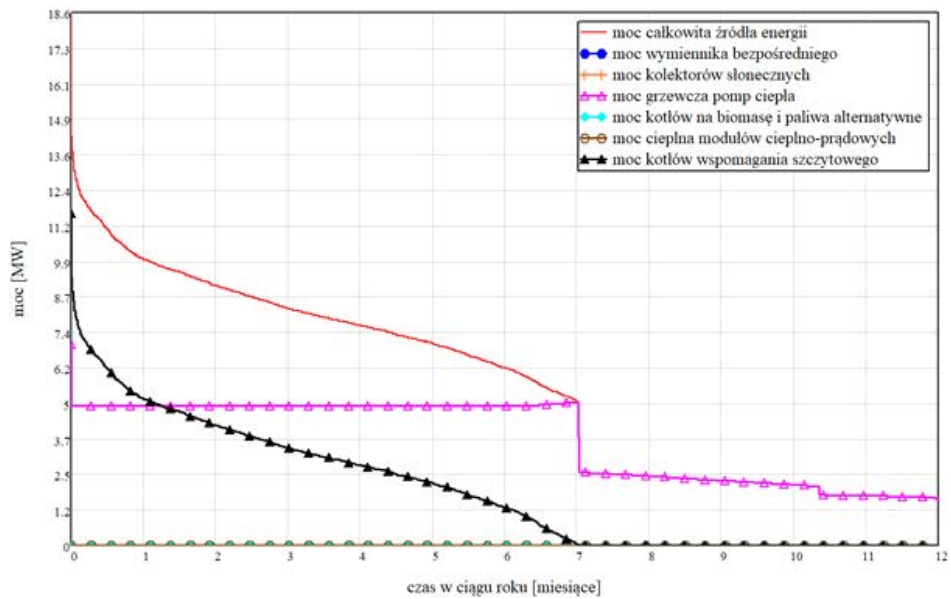
Rys. 5. Schemat pracy źródła energii w wariancie ahpA

Fig. 5. A diagram of a source of energy operation in Option ahpA



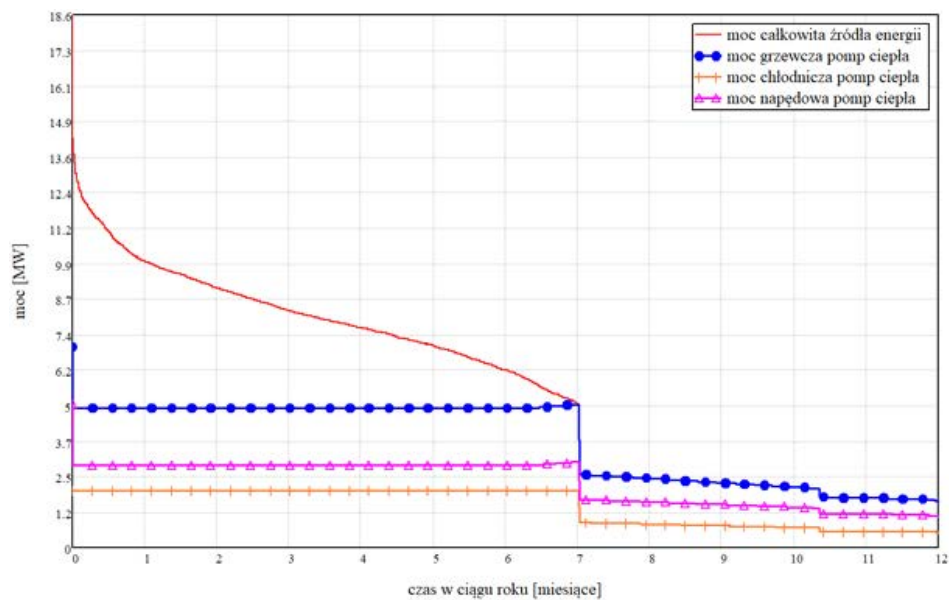
Rys. 6. Udział mocy pobieranej od wody geotermalnej i mocy napędowej w mocy całkowitej pomp ciepła dla wariantu ahpA

Fig. 6. Shares of cooling (geothermal) and drive power for heat pumps in Option ahpA



Rys. 7. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc grzewczą odbiorcy w wariantcie ahpE

Fig. 7. A diagram of a source of energy operation in Option ahpE



Rys. 8. Udział mocy geotermalnej i napędowej w mocy całkowitej grzewczej pomp ciepła dla wariantu ahpE

Fig. 8. Shares of cooling (geothermal) and drive power for heat pumps in Option ahpE

PODSUMOWANIE

Przeprowadzone w ramach obliczeń analizy dotyczące efektów wykorzystania energii geotermalnej w celach grzewczych na terenie Sochaczewa potwierdzają możliwość osiągnięcia pozytywnych efektów energetycznych, ekonomicznych i ekologicznych. Ze względu na niską temperaturę wody geotermalnej konieczne jest wykorzystanie w systemie grzewczym pomp ciepła. Analizowano dwa ich rodzaje: pompy absorpcyjne napędzane wysokotemperaturowym kotłem na gaz ziemny wysokometanowy oraz pompy sprężarkowe napędzane siecią energią elektryczną. Praca pomp ciepła, zarówno dla odbiorcy aktualnie podłączonego, jak i po zwiększaniu grona odbiorców o obiekt basenowy, była wyrównana w czasie. Niestety poniesione nakłady inwestycyjne na uruchomienie źródła energii i niska temperatura wody geotermalnej nie powodują redukcji ceny zakupu energii przez odbiorcę finalnego, w porównaniu do sieciowego gazu ziemnego. Nieco niższej ceny zakupu energii odbiorca może się spodziewać w wariantach zakładających wykorzystanie pomp absorpcyjnych. Wszystkie warianty zakładające wykorzystanie energii geotermalnej charakteryzują się pozytywnym efektem lokalnego ograniczenia emisji. To z kolei w skali globalnej dotyczy wariantów zakładających wykorzystanie absorpcyjnych pomp ciepła. Ograniczenie emisji zanieczyszczeń dotyczy przede wszystkim ditlenków węgla (CO₂). Efekt ten jest pożądanym, w świetle konieczności ograniczenia emisji CO₂ w skali globalnej. Mając na uwadze analizowane aspekty ekonomiczne i ekologiczne uznać można, że wykorzystanie absorpcyjnych pomp ciepła wydaje się najbardziej pożądane.

Artykuł wykonano w ramach Projektu „Energia geotermalna – podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia dla wybranych obszarów w Polsce” dofinansowanego ze środków Mechanizmu Finansowego EOG 2009-2014 w ramach Funduszu Współpracy Dwustronnej na poziomie Programu PL04 „Oszczędzanie energii i promowanie odnawialnych źródeł energii”.

Projekt realizowało Konsorcjum Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (beneficjent), Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie i Politechniki Wrocławskiej we współpracy z partnerami z krajów Darczyńców: National Energy Authority (Islandia) oraz Christian Michelsen AS (Norwegia).


Iceland
Liechtenstein
Norway grants

Artykuł opracowano i opublikowano w ramach Projektu EOG „Energia geotermalna – podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia dla wybranych obszarów w Polsce” dofinansowanego ze środków Mechanizmu Finansowego EOG 2009–2014 w ramach Funduszu Współpracy Dwustronnej na poziomie Programu PL04 „Oszczędzanie energii i promowanie odnawialnych źródeł energii” (Umowa nr 173/2017/Wn50/OA-XN-05/D). Realizatorzy Projektu: Konsorcjum Instytutu Gospodarki Su-

rowcami Mineralnymi i Energią PAN (beneficjent), AGH Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie i Politechniki Wrocławskiej we współpracy z partnerami z krajów Darczyńców: National Energy Authority (Islandia) oraz Christian Michelsen Research AS (Norwegia), a także z zespołem Europejskiej Rady Energii Geotermalnej, ekspertami i przedstawicielami wybranych miast: Konstantynowa Łódzkiego, Poddębic, Sochaczewa, Łącka-Zdroju.

LITERATURA

- Analiza uwarunkowań wykorzystania zasobów geotermalnych dla Gminy Miasto Sochaczew. Listopad 2016.
- Balcer, M. 2017. Koncepcja geotermalnego ucieplownienia miasta Sochaczew,
- Górecki, W. red. i in. 2006. *Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim*. Kraków: Towarzystwo Geosynoptyczne.
- Ministerstwo Infrastruktury i Budownictwa Rzeczypospolitej Polskiej, 2017. Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne do obliczeń energetycznych budynków. Źródło: typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne do obliczeń energetycznych budynków, (dostęp: 11.09.2017).

CONCEPTION OF GEOTHERMAL ENERGY MANAGEMENT IN SOCHACZEW

ABSTRACT

The article presents geological and hydrogeological information on geothermal waters in the area of Sochaczew, in terms of their use for heating purposes (heating network + water park). The Lower Cretaceous aquifer was the most suitable for this purpose. The developed model of the energy source contained the following elements: direct geothermal heat exchanger, absorption or compressor heat pumps (alternatively) and peak boilers for high methane natural gas. It was found that the incurred capital expenditures for the activation of the source of energy and the low temperature of the geothermal water did not result in a reduction in the final price compared to net natural gas. All variants of geothermal energy use are characterized by positive local emissions reductions

KEYWORDS

Sochaczew, geothermal water, space heating, water park, emission reduction



The paper was prepared and published as part of the EEA Project on “Geothermal energy – a basis for low-emission heating, improving living conditions and sustainable development – preliminary studies for selected areas in Poland,” co-funded by the Financial Mechanism of the European Economic Area (EEA) 2009–2014, as part of the Bilateral Co-operation Fund, at the Level of PL04 Programme “Energy Saving and the Promotion of Renewable Energy Sources” (Agreement No. 173/2017/Wn50/OA-XN-05/D). Project performers: The Consortium of The Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy of Sciences (Beneficiary), The AGH University of Science and Technology in Kraków, and The Wrocław University of Science and Technology, in co-operation with the Partners from the Donor countries: The National Energy Authority (Iceland) and the Christian Michelsen Research AS (Norway). The Project performers were also European Geothermal Energy Council, experts and representatives of selected towns: Konstantynów Łódzki, Poddębice, Sochaczew, Łądek-Zdrój.