

Energia geotermalna w systemach binarnych

Leszek Pająk¹, Wiesław Bujakowski¹



L. Pająk

W. Bujakowski

Geothermal energy in binary systems. *Prz. Geol.*, 61: 699–705.

Abstract. The paper contains an overview of the technologies used for generation of electricity from low-temperature geothermal energy resources, including an overview of installations in those technologies. The review is focused on the prospective adaptation of the technology under the Polish geothermal energy resources conditions. The most important parameters for the efficient power production by a binary power plant are analyzed. The paper draws attention to parallel – combined (CHP – combined heat and power production) use of geothermal energy to produce electricity and heat. Such an approach to the problem can significantly improve the economic viability of proposed solutions.

Keywords: geothermal energy, binary power plants, ORC, Kalina

Energia geotermalna na świecie jest użytkowana na dwa sposoby: do pozyskania energii cieplnej i wytwarzania energii elektrycznej. W przyjętej nomenklaturze (Barbier, 2002) kierunki te zwykło się określać bezpośrednim (pozyskanie energii cieplnej) i pośrednim (wytwarzanie energii elektrycznej) wykorzystaniem energii geotermalnej. W Polsce do chwili obecnej dominuje wykorzystanie bezpośrednie (np. Barbacki, 2010; Bujakowski, 2010). Popularną w skali światowej klasyfikacją zasobów energii geotermalnej jest ich podział na nisko- i wysokotemperaturowe. Należy podkreślić, że nie ma jednej obowiązującej klasyfikacji – o czym pisał np. Górecki (2006), który dokonał jednocześnie zestawienia metod podziału zasobów energii geotermalnej. Granicę rozróżnienia między zasobami może stanowić bariera możliwości produkcji energii elektrycznej z pary wodnej z zastosowaniem standardowego układu elektrowni wykorzystującej parę wodną jako medium robocze – granicę tę zwykło się ustalać na 140–150°C. Powyżej tej temperatury można mówić o wysokotemperaturowych zasobach energii geotermalnej, a poniżej – o zasobach niskotemperaturowych. Bujakowski (2010) proponuje następujący podział zasobów energii geotermalnej oparty na sposobie ich użytkowania:

1. Energia geotermalna do bezpośredniego wykorzystania jako energia cieplna (do 100°C):

– do 25°C – płyny zimne (wykorzystywane jako woda lub ciecze specjalne w instalacjach ze sprężarkowymi pompami ciepła),

– 25–60°C – płyny niskotemperaturowe (wykorzystywane w instalacjach z absorpcyjnymi pompami ciepła),

– 60–100°C – płyny średnotemperaturowe (wykorzystywane bezpośrednio u odbiorcy).

2. Energia geotermalna do pośredniego wykorzystania poprzez produkcję energii elektrycznej (powyżej 100°C):

– 100–140°C – płyny wysokotemperaturowe (wykorzystywane w elektrociepłowniach binarnych),

– ponad 140°C – płyny bardzo wysokotemperaturowe (wykorzystywane w konwencjonalnych elektrowniach geotermalnych).

Klasyfikacji zasobów geotermalnych można dokonywać nie tylko na podstawie kryterium temperaturowego, które może okazać się mało precyzyjnym narzędziem do technicznej oceny atrakcyjności zasobów energii geotermalnej. Przykładowo: ilość energii zawartej w 1 kg wody o danej temperaturze będzie zupełnie inna w przypadku pary i cieczy – energia pary zawiera dodatkowo energię potrzebną do odparowania cieczy (tzw. entalpię parowania lub potencjalnie ciepło parowania). Do energetycznych porównań i klasyfikacji zasobów płynów geotermalnych bardziej odpowiednie jest zastosowanie wartości ich egzergii właściwej (Barbacki, 2012a, b).

Sukcesywny wzrost cen energii i wyczerpywanie zasobów konwencjonalnych nośników energii oraz zwiększające się zanieczyszczenie atmosfery sprzyjają upowszechnieniu wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE). W ostatnich latach na szczeblu krajów członkowskich Unii Europejskiej podejmowane są działania legislacyjne, które zmierzają do usunięcia barier związanych z korzystaniem z OZE (Bujakowski i in., 2010a, b; Kasztelewicz & Pająk, 2010; Kępińska & Tomaszewska, 2010; Kasztelewicz i in., 2011; Bujakowski & Kasztelewicz, 2012; Kępińska & Kasztelewicz, 2012), prowadzone są również prace badawcze nad lepszym rozpoznaniem głębokich struktur hydrogeotermalnych (Bujakowski i in., 2010c, 2012). Efektem tych prac ma być zagospodarowanie wód i energii geotermalnej w celach komercyjnych (Bujakowski i in., 2008; Tomaszewska, 2011; Tomaszewska & Pająk, 2012; Tomaszewska & Bodzek, 2013). Wspomniane czynniki przyczyniają się do rozwoju nowych i udoskonalania istniejących technologii energetycznego wykorzystania OZE. W przypadku instalacji geotermalnych spowodowało to zdecydowane obniżenie granicy temperaturowej technicznych możliwości produkcji energii elektrycznej z zasobów energii geotermalnej. Technologie, które w tym celu zostały zaadaptowane, nazwano technologiami binarnymi, a siłownie pracujące z ich zastosowaniem – siłowniami binarnymi (ang. *binary cycle plant* lub *binary power plant*).

¹ Pracownia Odnawialnych Źródeł Energii, Zakład Odnawialnych Źródeł Energii i Badań Środowiskowych, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, ul. Wybickiego 7, 31-261 Kraków; pajak@meeri.pl, buwi@meeri.pl.

Siłownia binarna to system wytwarzający energię elektryczną, działający dzięki wykorzystaniu dwóch różnych płynów oddzielonych od siebie hydraulicznie (niemieszających się). Płyn dostarczający energię (nośnik energii napędowej) cechuje się wyższą temperaturą parowania niż płyn roboczy napędzający turbinę. Turbina napędza wał generatora produkującego energię elektryczną. Podobnie definicję geotermalnej siłowni binarnej ujęli Cleveland i Morris (2006). Termin siłownia binarna często jest wiązany z energią geotermalną – wynika to ze stosowania jako medium grzewczego płynu geotermalnego o temperaturze za niskiej, by napędzać klasyczną turbinę parową (dla której czynnikiem napędzającym turbinę jest przegrzana para wodna). Można sobie również wyobrazić układ pracujący na bazie schematu siłowni binarnej, a wykorzystujący inne niż geotermia źródła energii (Obernberger i in., 2002, 2003), w tym energię pochodzącą z paliw konwencjonalnych lub biomasy (Baradziej & Pająk, 2004a, b).

Celem pracy jest zapoznanie Czytelnika z dostępnymi i praktycznie wykorzystywanymi technologiami pozwalającymi wytwarzać energię elektryczną z polskich zasobów energii geotermalnej. W artykule, oprócz przeglądu technologii i danych technicznych, zamieszczono informacje pozwalające ocenić poziom wymaganych nakładów inwestycyjnych związanych z ich wprowadzeniem.

PRZEGLĄD DZIAŁAJĄCYCH GEOTERMALNYCH SIŁOWNI BINARNYCH

Pierwszą siłownię binarną uruchomili Rosjanie na Kamczatce w 1967 r. (Lund, 2004), miała ona moc elektryczną 680 kW i produkowała energię z wód o temperaturze 81°C. Pracowała w technologii ORC (ang. *Organic Rankine Cycle*), wykorzystując czynnik roboczy R-12 (freon o nazwie dichlorodifluorometan).

W Polsce opracowano i uruchomiono laboratoryjną instalację siłowni binarnej ORC pracującą dzięki poborowi energii z wody z sieciowego obiegu ciepłowniczego (Nowak i in., 2010), której temperatura symuluje możliwą do osiągnięcia temperaturę płynów geotermalnych w polskich warunkach geologicznych.

Światowe doświadczenia dotyczące wykorzystania siłowni binarnych są już dość znaczne. Z informacji literaturowych wynika, że instalacja produkująca energię elektryczną z wód o najniższej temperaturze jest zlokalizowana w Chena Hot Springs na Alasce (Bertani, 2012). Wytwarzana jest w niej energia elektryczna z wód o temperaturze 74°C, przy wydajności ok. 32 kg/s. Moc elektryczna zainstalowana w siłowni wynosi 200 kW (Lund, 2006; 225 kW wg Bertaniego, 2012). Erkan i in. (2008) wspominają o możliwości produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem siłowni binarnej z płynów geotermalnych o temperaturze 57°C, informacja ta nie dotyczy jednak działającej instalacji, lecz inwestycji znajdującej się na etapie rozważań projektowych. W tabeli 1 zestawiono najbardziej istotne parametry eksploatacyjne wybranych siłowni binarnych znanych z literatury.

Dotyczące nakładów inwestycyjnych dane źródłowe, na których podstawie opracowano tabelę 1, zawierają informacje zależne od indywidualnej charakterystyki poszczególnych projektów, często bez detalicznego ich opisu. W zależności od specyfiki projektu zróżnicowane są nakłady

poniesione na budowę ujęcia geotermalnego (system eksploatacji może być jednootworowy lub wielootworowy; odwierty mogą być nowe, rekonstruowane lub istniejące) i budowę systemu dystrybucji energii. Pomimo pewnych niejasności w artykule zestawiono dostępne dane ekonomiczne, aby ogólnie przedstawić poziom wymaganych nakładów inwestycyjnych i kosztów wytwarzania energii. Wskaźniki i oceny ekonomiczne podane w tabeli 1 należy traktować jako dane orientacyjne. Szczególnie niskie wydają się nakłady inwestycyjne i jednostkowe koszty produkcji energii w przypadku instalacji w Húsavíku (Islandia). Ogriseck (2009) szacuje wymagany poziom nakładów inwestycyjnych dla instalacji o mocy elektrycznej poniżej 500 kW na ok. 2–3 tys. euro/kW. Według tego autora, jeżeli moc elektryczna instalacji przekracza 6 MW, to nakłady inwestycyjne na budowę siłowni binarnej pracującej w obiegu Kalina mniej więcej zrównują się z nakładami ponoszonymi na siłownię konwencjonalną.

TECHNOLOGIE WYKORZYSTYWANE W GEOTERMALNYCH SIŁOWNIACH BINARNYCH

Zamieszczone w tabeli 1 charakterystyki dotyczą dwóch dostępnych na rynku technologii elektrowni binarnych: ORC i Kalina. Na kolejnych rysunkach przedstawiono schematy technologiczne instalacji siłowni pracujących w technologii ORC (ryc. 1) i Kalina (ryc. 2).

Technologia ORC jest zdecydowanie bardziej rozpowszechniona. Z dostępnej literatury wynika, że do 2009 r. na świecie działały tylko dwie siłownie geotermalne wykorzystujące system Kalina (Ogriseck, 2009), pozostałe instalacje stanowiły siłownie ORC. W 2012 r. do grupy siłowni geotermalnych pracujących w obiegu Kalina dołączyła instalacja w Bruchsal w Niemczech (Ganz i in., 2013). Ogólna liczba działających siłowni wykorzystujących system Kalina (geotermalnych i innych) była szacowana do 2009 r. na pięć jednostek (Ogriseck, 2009). Własność patentów i dokumentacja technologii Kalina należą do amerykańskiej firmy Exergy Inc., która ma monopol na wdrażanie tej technologii na świecie. Może to być powodem mniejszej popularności stosowania technologii Kalina mimo wyższych sprawności energetycznych i niższych prognozowanych nakładów inwestycyjnych – o czym będzie mowa w dalszej części artykułu.

Na rycinach 3 i 4 (patrz str. 719) znajdują się zdjęcia siłowni geotermalnej Svartsengi (Islandia) wykorzystującej – obok klasycznej turbiny na parę geotermalną – obieg ORC. Widoczne na rycinie 4 turbina i generator stanowią turbozespół ORC o mocy elektrycznej 1,2 MW napędzany wodą o temperaturze ok. 95°C.

Podstawowa różnica między technologiami ORC i Kalina polega na odmienności procesów generujących siłę napędową do wytwarzania energii elektrycznej – czyli różnicę ciśnienia, która powoduje przepływ czynnika roboczego napędzającego turbinę. W przypadku technologii ORC parowanie i skraplanie czynnika roboczego przebiega izotermicznie i izobarycznie (ryc. 1). Cykl roboczy technologii Kalina polega na wykorzystaniu mieszaniny dwóch mediów: wody i amoniaku. Dzięki własnościom tego roztworu możliwe jest jego anizotermiczne parowanie i skraplanie. Sposoby parowania czynnika roboczego w obiegach ORC i Kalina przedstawiono schematycznie na rycinie 5. Rycina ta ma jedynie charakter poglądowy, ujmuje jednak

Tab. 1. Zestawienie parametrów wybranych instalacji binarnych działających na świecie (na podstawie danych literaturowych)
Table 1. List of parameters of selected binary installations operating in the world (based on literature data sources)

Parametr Parameter	Jednostka Unit	Lokalizacja elektrowni Location of power plant						
		Altheim, Austria (wg 1, 3) <i>Altheim, Austria (according to 1, 3)</i>	Bad-Blumau, Austria (wg 1, 2) <i>Bad-Blumau, Austria (according to 1, 2)</i>	Húsavík, Islandia (wg 4, 9) <i>Húsavík, Iceland (according to 4, 9)</i>	Neustadt- Glewe, Niemcy (wg 2) <i>Neustadt- Glewe, Germany (according to 2)</i>	Unter- haching, Niemcy (wg 5, 6) <i>Unter- haching, Germany (according to 5, 6)</i>	Chena Hot Springs, USA (wg 3, 7, 8) <i>Chena Hot Springs, USA (according to 3, 7, 8)</i>	Bruchsal, Niemcy (wg 10–13) <i>Bruchsal, Germany (according to 10–13)</i>
Temperatura wody geotermalnej na wlocie do instalacji binarnej <i>Inlet geothermal water temperature to a binary installation</i>	[°C]	106	110	121	98	120	74	122
Strumień płynu geotermalnego <i>Geothermal fluid flow rate</i>	[kg/s]	81,7	80,0	95,0	30,6	150,0	32,0	25,0
Moc elektryczna: b – brutto, n – netto, i – zainstalowana <i>Electrical power output: b – gross, n – net, i – installed</i>	[kW]	1000 (i) 500 (n)	250 (i) 180 (n)	1823 (i) 1700 (n)	210 (b)	3360 (n)	200 (i)	500 (i)
Moc cieplna <i>Thermal power output</i>	[MW]	9	~5	44	6	40	?	5,5
Technologia <i>Technology</i>	[–]	ORC	ORC	Kalina	ORC	Kalina	ORC	Kalina
Rodzaj niskotemperaturowego źródła energii <i>Type of low-temperature energy source</i>	[–]	woda z górskiego potoku <i>water from the mountain stream</i>	chłodnie wentylatorowe <i>cooling towers</i>	woda z górskiego potoku <i>water from the mountain stream</i>	chłodnie wentylatorowe <i>cooling towers</i>	chłodnie wentylatorowe <i>cooling towers</i>	woda z rzeki <i>water from the river</i>	chłodnie wentylatorowe <i>cooling towers</i>
Temperatura niskotemperaturowego źródła energii <i>Temperature of low-temperature energy source</i>	[°C]	10 (podgrzew. do 18°C) <i>(heated up to 18°C)</i>	~10	4	~10	~10	4	~10
Nakłady inwestycyjne (na etapie budowy; wg danych źródłowych): a) całość inwestycji, b) część geotermalna, c) elektrownia (urządzenia) <i>Capital expenditure (under construction; according to the source data): a) the total investment, b) geothermal part, c) power plant (equipment)</i>	[mln zł]	a) 18 b) 8,5 c) 6,32	a) 80 b) ? c) ?	a) 14,8 b) ? c) 2,16	a) 39 b) 26 c) 4	a) 320* b) 80 c) ?	a) 8 b) ? c) ?	a) 71 b) ? c) ?
Koszty produkcji lub cena sprzedaży energii elektrycznej (wg danych źródłowych, przeliczone na PLN) <i>Costs of energy production or selling price of electricity (according to the source data, converted into the PLN)</i>	[zł/kWh]	0,37	?	0,12	?	0,60**	0,21	?

Źródła informacji podanych w tabeli:

1 – Pernecker & Uhlig (2003), 2 – Lund & Chiasson (2007), 3 – Bertani (2012), 4 – Hjartarson (2005), 5 – Knappek & Kittl (2007), 6 – Lill (2008), 7 – Chena Power Company (2007), 8 – Lund (2006), 9 – Valdimarsson (2003), 10 – Ganz i in. (2013), 11 – Enpros (2013), 12 – Think Geoenergy (2013), 13 – Bracke (2012).

* W tym sieć dystrybucyjna.

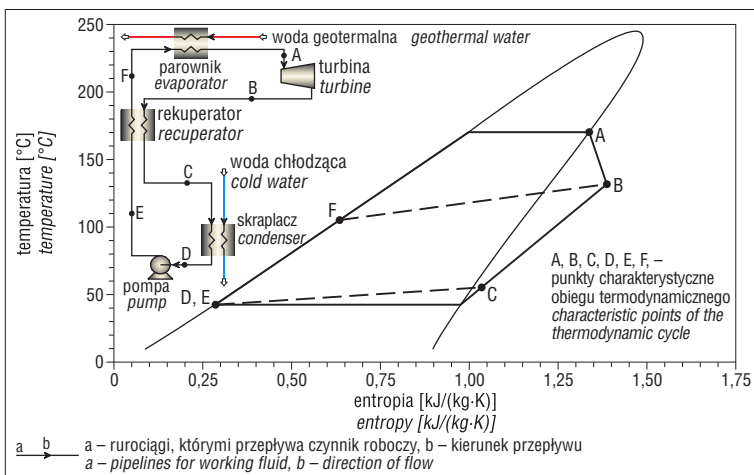
** Taryfy gwarantowane sprzedaży energii (*feed in tariffs*) w 2008 r.

Sources of the information provided in the table:

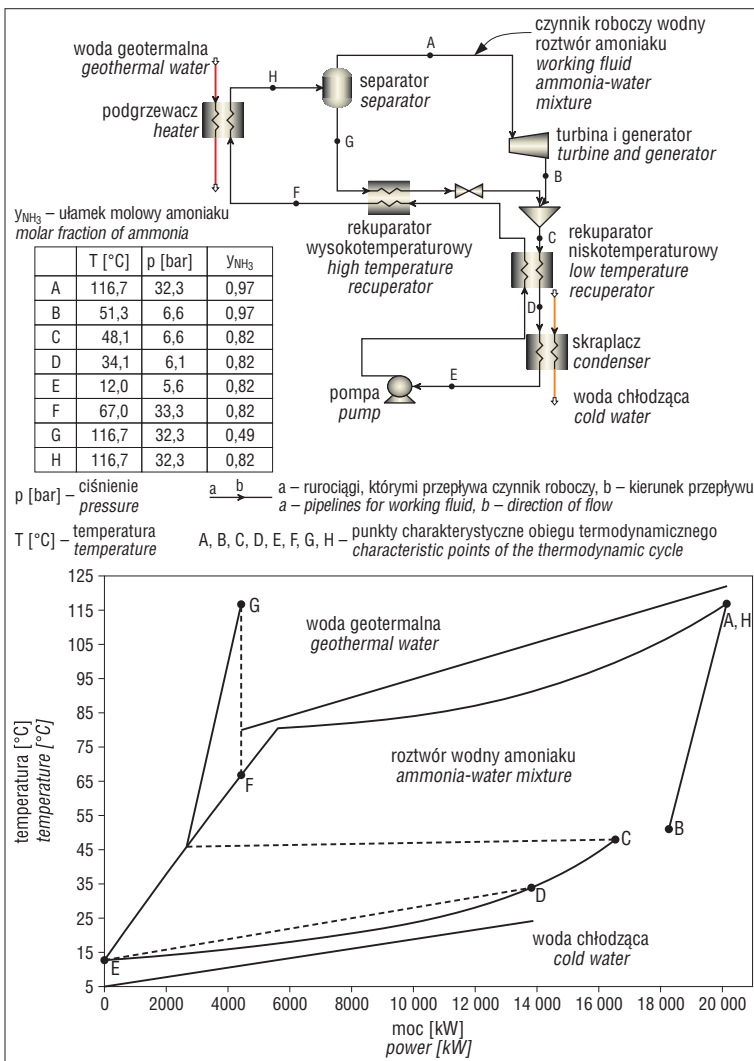
1 – Pernecker & Uhlig (2003), 2 – Lund & Chiasson (2007), 3 – Bertani (2012), 4 – Hjartarson (2005), 5 – Knappek & Kittl (2007), 6 – Lill (2008), 7 – Chena Power Company (2007), 8 – Lund (2006), 9 – Valdimarsson (2003), 10 – Ganz et al. (2013), 11 – Enpros (2013), 12 – Think Geoenergy (2013), 13 – Bracke (2012).

* Including the distribution network.

** Guaranteed selling price – *feed in tariffs* in the 2008.



Ryc. 1. Przykładowy układ technologiczny siłowni pracującej w obiegu ORC wraz ze szkicem obiegu roboczego w układzie współrzędnych temperatura-entropia właściwa czynnika roboczego (Bombarda i in., 2010)
Fig. 1. An example of a power plant technological system based on the ORC together with a sketch of the working cycle in the coordinate system: temperature-specific entropy of the working fluid (Bombarda et al., 2010)



Ryc. 2. Przykładowy układ technologiczny siłowni pracującej w obiegu Kalina wraz ze szkicem obiegu roboczego w układzie współrzędnych temperatura-moc (Bombarda i in., 2010)
Fig. 2. An example of a power plant technological system based on the Kalina cycle together with a sketch of the working cycle in the coordinate system: temperature-power (Bombarda et al., 2010)

istotę różnicy między obiegami termodynamicznymi ORC i Kalina. Sposób parowania czynnika 2 odpowiada wodzie, a czynnika 1 – amoniakowi. Mieszanina czynników 1 i 2 to roztwór roboczy amoniaku w wodzie, będący podstawą działania cyklu Kalina.

Zestawienie różnic wybranych parametrów istotnych dla eksploatacji i projektowania omawianych technologii binarnych podano w tabeli 2.

Energetyczna efektywność produkcji energii elektrycznej w siłowni binarnej jest uzależniona od temperatury medium napędowego (oddającego energię w parowaczu) oraz od temperatury medium chłodzącego (odbierającego energię skraplania par czynnika). Im większa jest między nimi różnica, tym większa jest moc elektryczna i wyższa możliwa do uzyskania sprawność konwersji energii geotermalnej w energię elektryczną. Dzięki zastosowaniu odpowiednio niskiej temperatury dla źródła współpracującego ze skraplaczem możliwe jest znaczące obniżenie wymaganej temperatury zasobów energii geotermalnej wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej.

OCENA NAKŁADÓW INWESTYCYJNYCH I EFEKTÓW STOSOWANIA SIŁOWNI BINARNYCH

Z tabeli 1 wynika, że najniższa temperatura wody geotermalnej, z której produkuje się dzisiaj na świecie energię elektryczną, wynosi 74°C (instalacja w Chena Hot Springs na Alasce). Pomysłodawcy i realizatorzy tego projektu twierdzą, że bodźcem do uruchomienia instalacji były względy czysto ekonomiczne. Siłownia pracuje w rejonie świata, gdzie nie docierają sieci dużych systemów energetycznych, a podstawowym źródłem energii elektrycznej były generatory napędzane olejem napędowym, wykorzystujące silniki Diesla.

Valdimarsson (2003) podał informacje, które pozwalają w przybliżony sposób ocenić prognozowe nakłady inwestycyjne na wdrożenie technologii ORC (N_{ORC}) i Kalina (N_{Kalina}) w geotermii w zależności od temperatury płynu geotermalnego na wejściu do instalacji (t_x). Podana kalkulacja uwzględnia wzrost cen, jaki nastąpił w ciągu ostatnich lat, oraz zmiany kursu dolara; autorzy uznali za realny następujący sposób oceny wymaganych nakładów inwestycyjnych (kW_{el} to kW mocy elektrycznej):

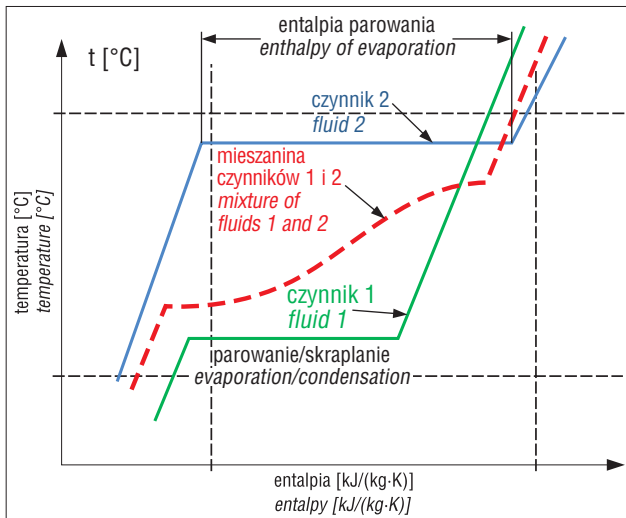
– dla technologii ORC w zakresie temperatur $100^{\circ}C \leq t_x \leq 150^{\circ}C$ [1]:

$$N_{ORC} \left[\frac{zł}{kW_{el}} \right] = 9000 \frac{zł}{kW_{el}} - 64 \frac{kW_{el}}{^{\circ}C} (t_x [^{\circ}C] - 100^{\circ}C) \tag{1}$$

– dla technologii Kalina w zakresie temperatur $100^{\circ}\text{C} \leq t_x \leq 150^{\circ}\text{C}$ [2]:

$$N_{\text{Kalina}} \left[\frac{\text{zł}}{\text{kW}_{\text{el}}} \right] = 7000 \frac{\text{zł}}{\text{kW}_{\text{el}}} - 48 \frac{\text{kW}_{\text{el}}}{^{\circ}\text{C}} (t_x [^{\circ}\text{C}] - 100^{\circ}\text{C}) \quad [2]$$

Efektywność pracy siłowni binarnej i wysokość wymaganych nakładów inwestycyjnych w znaczący sposób zależą od parametrów eksploatacyjnych ujęcia (otworu)



Ryc. 5. Porównanie krzywych parowania dwóch czynników jednorodnych i ich mieszaniny

Fig. 5. Comparison of evaporation curves for two homogeneous fluids and mixture of fluids

Tab. 2. Podstawowe różnice między technologiami ORC i Kalina
Table 2. The main differences between the ORC and Kalina technologies

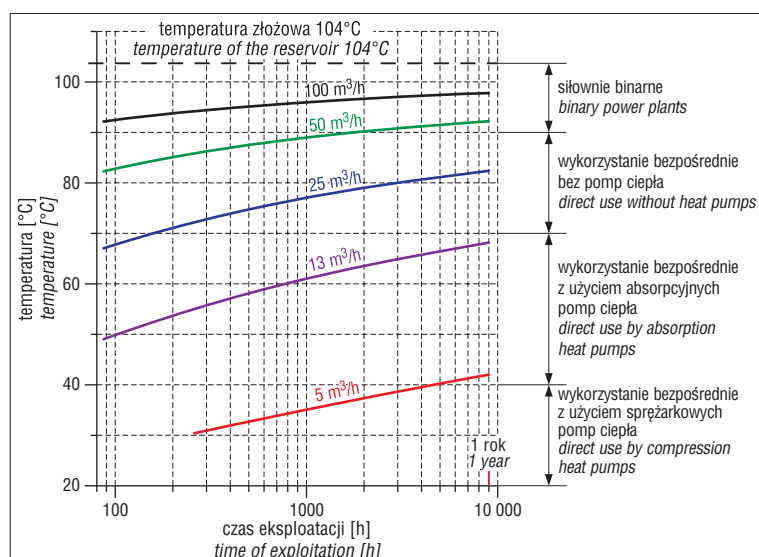
Parametr Parameter	ORC	Kalina
Generacja nieodwracalnych strat energii na wymiennikach Generation of irreversible losses of energy on heat exchangers	duża <i>high</i>	mała; dzięki temu możliwe jest osiągnięcie przez czynnik roboczy temperatury zbliżonej do temperatury wejściowej czynnika dostarczającego energię do parowacza (np. wody geotermalnej) <i>low; it achieving the working medium temperature on an evaporator close to the input temperature of the high-energy source (eg. geothermal water)</i>
Standaryzacja stosowanych rozwiązań The standardization of approach	większość elementów instalacji musi być projektowana indywidualnie <i>most parts of the installation must be designed individually</i>	podobne parametry czynnika roboczego (w fazie gazowej) do pary wodnej (czyli tego medium, które „pracuje” na turbinie), co umożliwia stosowanie turbin zaprojektowanych dla pary wodnej – rozwiązania standardowe $M_{\text{NH}_3} = 17 \text{ kg/kmol}$, $M_{\text{H}_2\text{O}} = 18 \text{ kg/kmol}$ <i>parameters of the working fluid (in the gas phase) similar to the steam of water (i.e. to the medium that “works” the turbine) allows using turbines designed for the steam of water – standard equipment</i> $M_{\text{NH}_3} = 17 \text{ kg/kmol}$, $M_{\text{H}_2\text{O}} = 18 \text{ kg/kmol}$
Stopień komplikacji obiegu termodynamicznego i jego dopasowanie do istniejących parametrów roboczych The complexity of the thermodynamic cycle and its adaptation to the existing operating parameters	prosty obieg; mała elastyczność i duża wrażliwość na zmiany parametrów roboczych, przede wszystkim temperatury parowania i skraplania <i>a simple cycle; low flexibility and high sensitivity to changes in operating conditions, mainly evaporating and condensing temperatures</i>	skomplikowany obieg, przynajmniej trzy parametry niezależne wymagane są dla ustalenia stanu układu; dzięki temu duża jest elastyczność pod względem dopasowania się systemu do parametrów roboczych; możliwość zoptymalizowania pracy układu w danych warunkach <i>complicated cycle, at least three independent parameters are required to determine the state of the system; this allows a high flexibility to adjust the system to operating parameters; the possibility of optimizing the operation of the system in terms of data</i>
Regeneracja (odzysk) energii Regeneration (recovery) of energy	możliwy, chętnie i często stosowany <i>possible, willingly and frequently used</i>	znacząca, z reguły większy stopień odzysku energii niż w przypadku ORC <i>significant, usually greater degree of energy recovery than in the ORC</i>

geotermalnego oraz jego konstrukcji. Na rycinie 6 przedstawiono prognozowaną temperaturę płynu geotermalnego na głowicy otworu produkcyjnego osiąganą przy różnych wydajnościach, dla konkretnych parametrów złożowych i przy stałej konstrukcji otworu, w funkcji czasu, jaki upłynął od rozpoczęcia eksploatacji. Dane uzyskano w wyniku modelowania matematycznego, opisano je dokładniej w literaturze (Bujakowski, 2009).

Z ryciny 6 wynika, że w danych warunkach, zależnie od wydajności strumienia eksploatowanego płynu, możliwe są różne scenariusze dotyczące wartości temperatury płynu na głowicy otworu produkcyjnego. W zależności od temperatury płynu na głowicy zróżnicowane są natomiast sposoby zagospodarowania energii, której płyn jest nośnikiem. Wartość osiąganej temperatury płynu na głowicy jest wprost proporcjonalna do strumienia płynu i czasu eksploatacji.

PODSUMOWANIE

Na podstawie przeprowadzonego przeglądu technologii wytwarzania energii elektrycznej w geotermalnych siłowniach binarnych można stwierdzić, że istnieje techniczna możliwość adaptacji tych technologii w polskich warunkach geotermalnych. Na terenie Polski już dziś eksploatowane są ujęcia gwarantujące techniczną możliwość uruchomienia binarnej siłowni geotermalnej – np. zbiornik niecki podhalańskiej, gdzie temperatury płynu geotermalnego na głowicy przekraczają 74°C (woda o takiej temperaturze jest wykorzystywana w działającej siłowni binarnej na Alasce – tab. 1). W polskich warunkach możliwa wydaje się eksploatacja wód termalnych o temperaturach przekraczających 100°C ze zbiorników triasu dolnego i jury dolnej Niżu Polskim (Górecki, 2006) oraz z gorących suchych skał Sudetów, szczególnie w obrębie masywu Karkonoszy (Skrzypczak, 2011). Zakres potencjalnej adaptacji technologii binarnych



Ryc. 6. Zależność temperatury solanki na głowicy otworu Kompina-2 (okolicie Łowicza) od wydajności strumienia eksploatowanego płynu w funkcji czasu eksploatacji (Bujakowski, 2009)

Fig. 6. Brine temperature on the wellhead of Kompina-2 (vicinity of Łowicz) depending on brine flow rate vs. time of exploitation (Bujakowski, 2009)

może ulec poszerzeniu dzięki wykorzystaniu ciepła suchych gorących skał (Miecznik, 2011; Miecznik & Pająk, 2012).

Parametry geotermalne, od których zależy efektywność pracy siłowni geotermalnej, można podzielić na trzy umowne grupy:

1. Parametry złożowe: temperatura złożowa, wydajność, mineralizacja i kompozycja fizyko-chemiczna płynu złożowego, poziom zwierciadła statycznego, depresja jednostkowa i konstrukcyjne ujęcia otworu geotermalnego (średnica zarurowania, stosowanie zmienności średnicy otworu itp.). Parametry złożowe wpływają na poziom wymaganych nakładów inwestycyjnych i sprawność energetyczną siłowni binarnej. W polskich warunkach należy liczyć się z nakładami inwestycyjnymi związanymi z zakupem urządzeń do siłowni binarnej wynoszącymi 5–9 tys. zł/kW mocy elektrycznej zainstalowanej (zależności [1] i [2]).

2. Cechy odbiorcy energii. Limituje możliwości efektywnego (najlepiej równoległego) zbytu wytwarzanej energii elektrycznej i pozyskiwanej energii cieplnej. Zbyt energii elektrycznej nie powinien stanowić problemu, ponieważ może być ona wprowadzana do krajowego systemu elektroenergetycznego w praktycznie dowolnych ilościach, przynajmniej w skali pojedynczej instalacji. Problemem może okazać się możliwość zagospodarowania energii cieplnej, której powstaje znacznie więcej niż energii elektrycznej (tab. 1). Dodatkowym utrudnieniem jest poziom temperatury energii cieplnej – w polskich warunkach będzie to raczej energia niskotemperaturowa (do 70°C). Idealnym, z energetycznego punktu widzenia, rozwiązaniem byłoby dopasowanie parametrów instalacji grzewczych u odbiorców do dostępnych parametrów źródła energii, tak aby uniknąć konieczności dogrzewania wody sieciowej z użyciem dodatkowego (tzw. szczytowego) źródła energii.

3. Właściwości odbiornika energii niskotemperaturowej skojarzonego ze skraplaczem siłowni. Odbiornikiem tym może być instalacja ciepłownicza, powietrze atmosferyczne lub woda z cieków powierzchniowych. Sprawność konwersji energii geotermalnej w energię elektryczną

będzie tym większa, im większą pojemnością cieplną i niższą temperaturą będzie cechował się odbiornik współpracujący ze skraplaczem. Dobrym odbiornikiem energii ze skraplacza elektrowni są wody powierzchniowe rzek i strumieni. Źródła te cechują się w miarę wyrównaną i niską średnią roczną temperaturą. Dodatkowo przejmowanie ciepła przez wodę jest bardziej intensywne, niż przejmowanie przez powietrze, co redukuje rozmiary skraplacza. Powietrze atmosferyczne – oprócz mniejszej intensywności odbioru energii – charakteryzuje się większą zmiennością temperatury w ciągu roku, co nie jest korzystne dla pracy siłowni binarnej. Jego wykorzystanie może jednak okazać się konieczne w niektórych lokalizacjach, np. ze względu na brak dostępu do wód powierzchniowych.

Niewątpliwą zaletą geotermalnej siłowni binarnej, w porównaniu z innymi instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną z użyciem odnawialnych źródeł energii, w szczególności energii wiatrowej i słonecznej, jest jej pełna dyspozycyjność (czyli niezależność od warunków klimatycznych). W efekcie wysoce prawdopodobna jest możliwość produkcji znacznej ilości energii elektrycznej w przeliczeniu na jednostkę mocy zainstalowanej, co powinno wydatnie poprawić ekonomiczną efektywność instalacji geotermalnej siłowni binarnej w porównaniu z wymienionymi OZE.

Autorzy składają podziękowania recenzentom niniejszego artykułu: dr. hab. inż. Józefowi Chowańcowi, prof. nadzw. PIG-PIB, i Anonimowemu Recenzentowi. Dzięki ich uwagom aktualność i forma przedstawionych informacji uległa zdecydowanej poprawie. Pracę wykonano w ramach projektu pod tytułem „Wykorzystanie wód termalnych do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i cieplnej przy zastosowaniu układów binarnych w Polsce” (umowa nr 398/2011/Wn-06/FG-hg-tx/D z dnia 2.09.2011 r.) realizowanego na zamówienie ministra środowiska za środki finansowe wypłacone przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

LITERATURA

- BARADZIEJ T. & PAJĄK L. 2004a – Nowe technologie do skojarzonego wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej z wykorzystaniem biomasy dla potrzeb energetyki rozproszonej. Techn. Posz. Geol. Geosyn. Geoterm., 1–2: 31–36.
- BARADZIEJ T. & PAJĄK L. 2004b – Wstępna analiza ekonomiczna opłacalności wykorzystania instalacji do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej z wykorzystaniem biomasy. Techn. Posz. Geol. Geosyn. Geoterm., 4: 75–79.
- BARBACKI A. 2010 – Geological and technical aspects of geothermal energy utilization in South-East Poland. Env. Prot. Eng., 36(1): 25–34.
- BARBACKI A. 2012a – Classification of geothermal resources in Poland by exergy analysis – comparative study. Renew. Sust. Energy Rev., 16: 123–128.
- BARBACKI A. 2012b – Ocena energetycznej jakości zasobów geotermalnych – aspekty termodynamiczny i terminologiczny. Prz. Geol., 60: 117–120.
- BARBIER E. 2002 – Geothermal energy technology and current status: an overview. Renew. Sust. Energy Rev., 6: 3–65.
- BERTANI R. 2012 – Geothermal power generation in the world 2005–2010 update report. Geothermics, 41: 1–29.
- BOMBARDA P., INVERNIZZI C.M. & PIETRA C. 2010 – Heat recovery from Diesel engines: a thermodynamic comparison between Kalina and ORC cycles. Appl. Therm. Eng., 30: 212–219.

- BRACKE R. 2012 – Geothermal energy – low enthalpy technologies [http://www.cicr.com/docs/IV_Congreso_Energia/Rolf-Bracke.pdf].
- BUJAKOWSKI W. (red.) 2009 – Opracowanie i testy zintegrowanej metodyki prac sejsmo-magnetotellurycznych w aspekcie rozpoznania przestrzennego wglębnej budowy geologicznej dla wskazania optymalnej lokalizacji otworów geotermalnych. Wyd. Revel, Kraków, s. 166.
- BUJAKOWSKI W. 2010 – Wykorzystanie wód termalnych w Polsce (stan na rok 2009). *Prz. Geol.*, 58: 580–588.
- BUJAKOWSKI W., BARBACKI A., CZERWIŃSKA B., PAJAŁ L., PUSSAK M., STEFANIUK M. & TRZEŚNIEWSKI Z. 2010c – Integrated seismic and magnetotelluric exploration of the Skierniewice, Poland, geothermal test site. *Geothermics*, 39: 78–93.
- BUJAKOWSKI W., BARBACKI A.P., SKRZYPCZAK R. & KASZTELEWICZ A. 2012 – Planowane wiercenie badawcze w Karkonoszach dla potrzeb modelowania termicznego systemów gorących suchych skał (HDR). *Prz. Geol.*, 60: 199–205.
- BUJAKOWSKI W., HOŁOJUCH G., KĘPIŃSKA B., PAJAŁ L. & TOMASZEWSKA B. 2010b – Legal and financial barriers for development of geothermal energy in Poland on the background of GTR-H Project results. [W:] Zuber A. i in. (red.) XXXVIII IAH Congress. Groundwater Quality Sustainability, Krakow, September 12–17, 2010. Extended Abstracts. Univ. Silesia Press. Paper no. 482: 1905–1911.
- BUJAKOWSKI W. & KASZTELEWICZ A. 2012 – Upowszechnienie energii geotermalnej w projektach unijnych realizowanych z udziałem Pracowni Odnawialnych Źródeł Energii IGSMiE PAN. *Pol. Energ. Słonecz.*, 1–4: 60–62.
- BUJAKOWSKI W., KĘPIŃSKA B. & TOMASZEWSKA B. 2010a – Propozycje zmian polskich uregulowań prawnych dotyczących energii geotermalnej – podsumowanie projektu UE. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, 439: 205–208.
- BUJAKOWSKI W., PAJAŁ L. & TOMASZEWSKA B. 2008 – Zasoby energii odnawialnej w województwie śląskim oraz możliwości ich wykorzystania. *Gosp. Sur. Min.*, 24: 409–426.
- CHENA POWER COMPANY 2007 – 400 kW geothermal power plant at Chena Hot Springs, Alaska. Final report prepared for: Alaska Energy Authority. Chena Power LCC, Alaska, s. 37 [http://www.yourownpower.com/Downloads/PowerPlantReport.pdf].
- CLEVELAND C.J. & MORRIS C.H.G. 2006 – Dictionary of energy. Elsevier, Amsterdam, s. 512.
- ENPROS 2013 – Bruchsal geothermal power station [http://www.enpros.de/en/referenzen/detail/geothermisches-kraftwerk-bruchsal.php].
- ERKAN K., HOLDMANN G., BENOIT W. & BLACKWELL D. 2008 – Understanding the Chena Hot Springs, Alaska, geothermal system using temperature and pressure data from exploration boreholes. *Geothermics*, 37: 565–585.
- GANZ B., SCHELLSCHMINDT R., SCHULZ R. & SANNER B. 2013 – Geothermal energy use in Germany. [W:] European Geothermal Congress 2013, Pisa, Italy, June 3–7, 2013: 1–16.
- GÓRECKI W. (red.) 2006 – Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim. AGH, Kraków, s. 484.
- HJARTARSON H. 2005 – Húsavík energy multiple use of geothermal energy. *GHC Bull.*, June 2005: 7–13 [http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull26-2/art3.pdf].
- KASZTELEWICZ A., BUJAKOWSKI W., HOŁOJUCH G., KĘPIŃSKA B., PAJAŁ L. & TOMASZEWSKA B. 2011 – Poprawa efektywności wykorzystania energii geotermalnej w integracji z innymi OZE – projekt EU „Geothermal Communities” (GEOCOM). *Tech. Posz. Geol. Geotermia, Zrówn. Rozw.*, 50: 425–428.
- KASZTELEWICZ A. & PAJAŁ L. 2010 – Projekt GEOCOM realizowany w ramach 7. Programu Ramowego UE. *Prz. Geol.*, 58: 631.
- KĘPIŃSKA B. & KASZTELEWICZ A. 2012 – Projekty unijne realizowane z udziałem Pracowni Odnawialnych Źródeł Energii IGSMiE PAN – „Promowanie systemów geotermalnego centralnego ogrzewania w Europie”. *Prz. Geol.*, 60: 585–586.
- KĘPIŃSKA B. & TOMASZEWSKA B. 2010 – Główne bariery rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce. *Propozycje zmian. Prz. Geol.*, 58: 594–598.
- KNAPEK E. & KITTL G. 2007 – Unterhaching power plant and overall system. [W:] Proceedings of the European Geothermal Congress, Unterhaching, Germany, 30 May–1 June 2007, s. 4.
- LILL T. 2008 – Geothermal power heats up in Germany. *Bloomberg Businessweek*, June 3, 2008 [http://www.businessweek.com/globalbiz/content/jun2008/gb2008063_168366.htm].
- LUND J.W. 2004 – 100 years of geothermal power production. *GHC Bull.*, September 11–19, 2004 [http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull25-3/art2.pdf].
- LUND J.W. 2006 – Chena Hot Springs. *GHC Bull.*, September 2–4, 2006 [http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull27-3/art2.pdf].
- LUND J.W. & CHIASSEON A. 2007 – Examples of combined heat and power plants using geothermal energy. [W:] Proceedings of the European Geothermal Congress, Unterhaching, Germany, 30 May–1 June 2007, s. 7.
- MIECZNIK M. 2011 – Wpływ ciepła radiogenicznego na temperaturę złożową wody termalnej podczas eksploatacji i w okresie poeksploatacyjnym. *Tech. Posz. Geol. Geotermia, Zrówn. Rozw.*, 50: 117–130.
- MIECZNIK M. & PAJAŁ L. 2012 – Przegląd procesów zachodzących w systemach HDR w kontekście modelowania numerycznego efektów ich pracy. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, 448: 247–250.
- NOWAK W., BORSUKIEWICZ-GOZDUR A., KLONOWICZ P., STACHEL A., HANAUSEK P. & KLONOWICZ W. 2010 – Wstępne wyniki badań prototypowego układu minisiłowni z ORC zasilanej wodą o temperaturze 100°C. *Prz. Geol.*, 58: 622–625.
- OBERNBERGER I., CARLSEN H. & BIEDERMANN F. 2003 – State-of-the-art and future developments regarding small-scale biomass CHP systems with a special focus on ORC and stirling engine technologies. [W:] Proceedings of the International Nordic Bioenergy Conference, Jyväskylä, Finland, September 2003: 331–339.
- OBERNBERGER I., THONHOFER P. & REISENHOFER E. 2002 – Description and evaluation of the new 1000 kW_e Organic Rankine Cycle process integrated in the biomass CHP plant in Lienz, Austria. *Euroheat & Power*, 10: 18–25.
- OGRISECK S. 2009 – Integration of Kalina cycle in a combined heat and power plant, a case study. *Appl. Therm. Eng.*, 29: 2843–2848.
- PERNECKER G. & UHLIG S. 2003 – Low-enthalpy power generation with ORC-Turbogenerator The Altheim Project, Upper Austria. [W:] International Summer School on Direct Application of Geothermal Energy: 1–7 [http://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/ISS/2003Germany/III/6_1.per.pdf].
- SKRZYPCZAK R. 2011 – Propozycje lokalizacji badań dla potrzeb geotermalnej technologii gorących suchych skał w rejonie Sudetów. *Tech. Posz. Geol. Geotermia, Zrówn. Rozw.*, 50: 93–108.
- THINK GEOENERGY 2013 – Germany: Bruchsal’s Kalina plant goes online [http://thinkgeoenergy.com/archives/3256].
- TOMASZEWSKA B. 2011 – The use of ultrafiltration and reverse osmosis in the desalination of low mineralized geothermal waters. *Arch. Env. Protect.*, 37: 63–77.
- TOMASZEWSKA B. & BODZEK M. 2013 – The removal of radionuclides during desalination of geothermal waters containing boron using the BWRO system. *Desalination*, 309: 284–290.
- TOMASZEWSKA B. & PAJAŁ L. 2012 – Geothermal water resources management – economic aspects of their treatment. *Gosp. Sur. Min.*, 28: 59–70.
- VALDIMARSSON P. 2003 – ORC and Kalina analysis and experience [http://www.chpcenterw.org/NwChpDocs/ORC_and_Kalina_Analysis_and_experience.pdf].

Praca wpłynęła do redakcji 22.04.2013 r.

Akceptowano do druku 20.08.2013 r.

Energia geotermalna w systemach binarnych (patrz str. 699)
Geothermal energy in binary systems (see p. 699)



Ryc. 3. Siłownia geotermalna Svartsengi (Islandia) wykorzystująca oprócz klasycznej turbiny na parę geotermalną obieg ORC
Fig. 3. Geothermal power plant Svartsengi (Iceland) utilizing ORC cycle in addition to the classical steam turbines



Ryc. 4. Turbina i generator o mocy $1,2 \text{ MW}_{el}$, turbina jest napędzana wodą o temperaturze ok. 95°C . Obie fot. L. Pająk
Fig. 4. The ORC turbine and generator with a capacity of 1.2 MW_{el} are showed below, the turbine is driven by a water with temperature of ca. 95°C . Both photos by L. Pająk