

Podziemne magazynowanie energii cieplnej – metody i zastosowania

Maciej Miecznik¹



Underground thermal energy storage – methods and applications. Prz. Geol., 64: 464–471.

Abstract. Underground Thermal Energy Storage (UTES) is a powerful set of solutions that allows efficient management of thermal energy sources, both heat and cold, the demand of which is subjected to seasonal variations. Underground can store available in excess heat or cold for periods of up to several months and use whenever needed, especially in the opposing season. Sources of thermal energy that can be stored underground are, among others: solar thermal energy, cold winter air, waste heat from ventilation and waste heat from industrial processes. Two primary methods of underground energy storage are Aquifer Thermal Energy Storage (ATES) where water reservoir is a thermal energy accumulator and Borehole Thermal Energy Storage (BTES) where rock formation acts as a heat/cold store. UTES allows to minimizing consumption of fossil fuels and therefore reduce costs of energy purchase, limiting the amount of greenhouse gases emission into atmosphere, and increasing energy security.

Keywords: Underground Thermal Energy Storage, Aquifer Thermal Energy Storage, Borehole Thermal Energy Storage, Cavern Thermal Energy Storage, UTES, ATES, BTES, CTES

Polska, jako kraj leżący w strefie klimatu umiarkowanego ciepłego przejściowego, charakteryzuje się występowaniem wyraźnej pory letniej oraz zimowej. Latem temperatura przeważnie waha się między 18 a 30°C, zależnie od regionu. Średnia temperatura to od 17°C na wybrzeżu do 19,3°C na Dolnym Śląsku i w okolicach Tarnowa. Zimą od ok. 0°C w Świnoujściu, –1°C na Nizinie Śląskiej i Ziemi Lubuskiej do poniżej –5°C na Suwalszczyźnie (Woś, 1999). Duża roczna amplituda temperatur powoduje zwiększone zapotrzebowanie na dostarczenie energii cieplnej w okresie grzewczym, podczas gdy w okresie letnim, w miarę konieczności lub też w celu osiągnięcia komfortu termicznego, stosuje się instalacje obniżające temperaturę obiektu – klimatyzację.

Sezonowe magazynowanie energii cieplnej oraz chłodu (ang. STES – *Seasonal Thermal Energy Storage*) pozwala wyrównać krzywą zapotrzebowania na moc cieplną oraz chłodniczą. Na przykład ciepło zgromadzone dzięki kolektorom słonecznym, ciepło odpadowe z procesów przemysłowych lub instalacji wentylacyjnych może zostać zmagazynowane w okresie letnim, a następnie wykorzystane w sezonie jesienno-zimowym do celów grzewczych. Odwrotnie, chłód pochodzący z chłodnego zimowego powietrza może zostać zmagazynowany i wykorzystany w okresie letnim do klimatyzowania pomieszczeń. Występuje kilka rodzajów technologii sezonowego magazynowania energii cieplnej. Najpowszechniejszym rozwiązaniem dla dużych i bardzo dużych obiektów jest podziemne magazynowanie energii cieplnej w formacjach geologicznych (ang. UTES – *Underground Thermal Energy Storage*): gruncie, skałach lub warstwie wodonośnej. W tym artykule opisano główne technologie oraz przedstawiono przykłady zastosowań.

MAGAZYNOWANIE ENERGII CIEPLNEJ W WARSTWIE WODONOŚNEJ

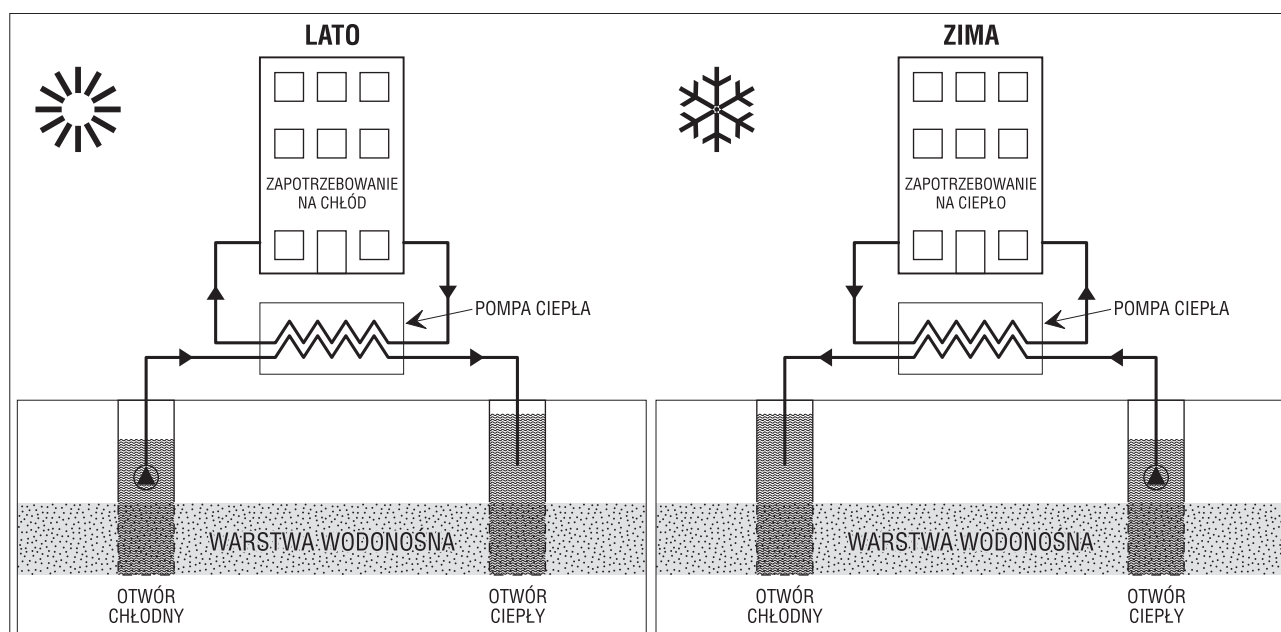
Magazynowanie energii cieplnej w warstwach wodonośnych (z ang. ATES – *Aquifer Thermal Energy Storage*) polega na wykonaniu dubletu lub wielu par dubletów otwo-

rów wiertniczych, które służą magazynowaniu oraz eksploatacji zgromadzonej energii w warstwy wodonośnej. W tym przypadku akumulatorem energii cieplnej jest woda oraz otaczające skały. Jeden z otworów służy eksploatacji wody będącej nośnikiem energii cieplnej, podczas gdy drugi otwór pełni rolę otworu chłonnego (Dickinson i in., 2009) (ryc. 1). Pozostałe komponenty systemu ATES to m.in.: wymienniki ciepła, rurociągi przesyłowe, pompy ciepła (przede wszystkim w okresie grzewczym), pompy cyrkulacyjne oraz elementy kontrolno-sterujące.

Kluczowymi parametrami dla technologii ATES są właściwości warstwy wodonośnej: przepuszczalność, miąższość, jednorodność (brak barier tektonicznych, uskoków), przepiękalność z innych warstw, głębokość zalegania, wydajność z pojedynczego otworu, mineralizacja wody oraz naturalne kierunki przepływu. Głębokość położenia warstwy wodonośnej jest najczęściej w zakresie od kilkudziesięciu do stu kilkudziesięciu metrów poniżej poziomu terenu. W ocenie pracy systemu ATES w planowanym okresie żywotności instalacji kluczowe jest wykonanie na wczesnym etapie planowania modelowania numerycznego pozwalającego prognozować zachowanie systemu wodonośnego w warunkach nieustalonych, tj.: określić kierunki przepływu, położenie zwierciadła dynamicznego, transport ciepła i ewentualnie zjawiska chemicznego wytrącania bądź rozpuszczania minerałów na filtrach otworów. Modelowanie numeryczne pozwala dobrać optymalną liczbę otworów, ich wzajemną konfigurację oraz oszacować zapotrzebowania na moc elektryczną dla pomp eksploatacyjnych oraz zatłaczających. Istotną rolę dla długotrwałej pracy instalacji pełni monitoring parametrów eksploatacyjnych: temperatury, ciśnienia, pH, zawartości tlenu. Oczywiście, systemy ATES nie mogą stwarzać konfliktu lub niebezpieczeństwa dla ujęcia wód pitnych.

System magazynowania energii cieplnej w warstwach wodonośnych jest szczególnie polecany dla dużych obiektów: osiedli, szpitali, lotnisk, biurów oraz centrów handlowych. Istnieje również wiele zrealizowanych inwestycji w przemyśle i rolnictwie (hodowle roślin, szklarnie).

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, ul. Wybickiego 7, 31-261 Kraków; miecznik@min-pan.krakow.pl.



Ryc. 1. Schemat działania technologii ATES w sezonie letnim i zimowym
 Fig. 1. Fundamentals of the ATES technology during summer and winter season

Większość zrealizowanych projektów ATES posiada zdolność magazynowania energii cieplnej w zakresie 750–2000 kW (http://www.iftech.co.uk/aquifer_thermal_energy_storage.cgi). Minimalną progową wielkość instalacji ATES, pozwalającą uzyskać zwrot poniesionych nakładów inwestycyjnych w przeciągu kilku lat, szacuje się na 250 kW. Obiekty korzystające z technologii ATES mogą zaoszczędzić do 80% energii elektrycznej niezbędnej w procesie klimatyzowania pomieszczeń w okresie letnim oraz 20–40% ilości zużytego gazu lub oleju opałowego na potrzeby grzewcze (http://www.iftech.co.uk/aquifer_thermal_energy_storage.cgi). Są szczególnie polecane dla obiektów o sezonowym zapotrzebowaniu zarówno na ciepło, jak i chłód. Współczynnik wydajności COP (ang. *Coefficient of Performance*) dla trybu grzania wynosi ok. 6, podczas gdy dla trybu chłodzenia od ok. 10 do ok. 40 (IFTech, 2012).

Technologia ATES została wykorzystana do magazynowania energii cieplnej oraz chłodu w ponad 1000 lokalizacjach, głównie w Europie, a w szczególności w Holandii i Szwecji (tab. 1).

W tabeli 2 przedstawiono w bardziej szczegółowym ujęciu kilka obiektów wykorzystujących technologię ATES w celu magazynowania energii cieplnej na potrzeby grzewcze oraz dostarczania chłodu. W większości z przedstawionych obiektów głównym celem jest magazynowanie chłodu w okresie zimowym oraz jego późniejsze wykorzystanie w okresie letnim do klimatyzacji.

Systemy ATES mogą być stosowane w kilku warstwach wodonośnych oddzielonych warstwą nieprzepuszczalną o odpowiedniej miąższości. Przykładem takiej implementacji jest instalacja pod gmachem siedziby Bundestagu w Berlinie, która wykorzystuje warstwę wodonośną w piaskach czwartorzędu na głębokości 60 m do magazynowania chłodu oraz warstwę w piaskowcach hetangu (jura dolna) do magazynowania ciepła na głębokości ok. 300 m.

Tab. 1. Główne państwa stosujące technologię ATES w Europie (Desmedt & Hoes, 2007; Godschalk & Bakema, 2009; IFTech, 2012)

Table 1. Major ATES applications in Europe (Desmedt & Hoes, 2007; Godschalk & Bakema, 2009; IFTech, 2012)

Kraj	Liczba instalacji ATES (przybliżona)	Rodzaj warstwy wodonośnej	Główne zastosowania
Belgia	>15	piasek/kreda*	szpitale
Dania	10	piasek/żwir, kreda*	przemysł
Holandia	>1000	piasek	duże budynki
Szwecja	70	kreda*, piasek/żwir	duże budynki

* kreda jako typ skały

W przypadku zbiornika „ciepłego”, ciepło odpadowe z procesu wytwarzania energii elektrycznej w układzie kogeneracyjnym zasila w okresie letnim warstwę zbiornikową wodą o temperaturze maksymalnej 70°C, w wyniku czego woda eksploatowana w okresie grzewczym ma temperaturę w zakresie 25–65°C.

Wśród wybranych instalacji, szacowany prosty okres zwrotu inwestycji w magazynowanie energii cieplnej w warstwach wodonośnych wynosi od ok. 4–5 lat (lotnisko Gardermoen-Oslo, lotnisko Arlanda-Sztokholm) do ok. 10 lat (szpital Klina k. Antwerpii), z tym wyjątkiem, że w drugim z przypadków nie uwzględniono udzielonego wsparcia finansowego w wysokości 35% nakładów (www.ground-med.eu). Okres zwrotu inwestycji zależy zarówno od wysokości poniesionych nakładów, jak i kosztów stałych oraz zmiennych wersji bazowej (alternatywnej rynkowo) dostarczającej energii cieplnej i chłód, względem której liczymy bilans ekonomiczny instalacji ATES.

Tab. 2. Zestawienie przykładowych implementacji technologii ATES w Europie
Table 2. List of illustrative ATES technology implementations in Europe

Kraj	Obiekt	Moc cieplna systemu ATES	Rok uruchomienia	Liczba otworów	Wydajność (wszystkich otworów)	Informacje dodatkowe	Literatura
Holandia	Uniwersytet w Eindhoven	20 MW (chłód) docelowo 25 MW	2002	16×2 docelowo 24×2	2000 m ³ /h docelowo 3000 m ³ /h	<ul style="list-style-type: none"> – głębokość warstwy wodonośnej: 28–80 m; – przewodność T = 1600–2000 m²/d; – oszczędności: en. elektryczna – 2,6 GWh/r., ciepło – 37 GWh/r., zmniejszenie emisji CO₂ – 13300 Mg/r.; – koszt inwestycyjny – 14,7 mln USD 	IFTech, 2012; Technische Universiteit Eindhoven; Snijders & Van Aarssen, 2003
Holandia	terminal portowy oraz budownictwo mieszkalne „Oostelijke Handelskade”	3,5 MW (chłód)	2000	2×2	500 m ³ /h	<ul style="list-style-type: none"> – głębokość warstwy wodonośnej: 90–180 m; – temp. zatł. do „ciepłego” otworu: 14°C – temp. zatł. do „chłodnego” otworu: 7°C – zmniejszenie emisji CO₂: 977 Mg/r (2005 r.) 	Groundmed IFTech, 2012
Szwecja	lotnisko Sztokholm-Arlanda	ok. 8–10 MW	2009	11 (6 „ciepłych” + 5 „zimnych”)	720 m ³ /h	<ul style="list-style-type: none"> – objętość warstwy wodonośnej: 3·10⁶ m³ – szacowane oszczędności: en. elektryczna – 4 GWh/r., ciepło: 10 GWh/r., zmniejszenie emisji CO₂ – 7000 Mg/r – szacowane koszty inwestycyjne: 5 mln EUR – szacowany prosty czas zwrotu: 5 lat 	Wigstrand, 2009; Anderson, 2009
Norwegia	lotnisko Gardermoen-Oslo	9 MW (ciepło) 8 MW (chłód)	1998	9×2	20–25 m ³ /h z każdego otworu	<ul style="list-style-type: none"> – warstwa wodonośna na głęb. 45 m (piaski, żwiry) – temp. wody ze strefy „chłodnej”: 4,1–4,5°C – temp. wody ze strefy „cieplej”: 4,5–20°C – 25% (2,8 GWh/r.) całkowitego zapotrzebowania na chłód przez lotnisko pokrywane bezpośrednio z warstwy, pozostałe 75% (8,5 GWh/r) z wykorzystaniem pomp ciepła – pompy ciepła dostarczają średnio rocznie ok. 11 GWh ciepła – pow. użytkowa hali lotniskowej wraz z przyległościami: 180 000 m² – całkowity koszt inwestycyjny wyniósł 17 mln NOK (ok. 8,5 mln PLN), okres zwrotu, w odniesieniu do tradycyjnych systemów grzania (spalanie paliw kopalnych) i systemów chłodzenia, jest szacowany na poniżej 4 lat – w związku z zawartością wapnia i żelaza w wodzie złożowej jest wymagane (raz na kilka lat) czyszczenie filtrów otworowych oraz wymienników ciepła 	EGgen & Vangsnes, 2005
Niemcy	gmach parlamentu (Reichstag) w Berlinie wraz z budynkami sąsiadującymi	3 absorpcyjne pompy ciepła o mocach 850 kW, 700 kW i 450 kW, wspomagające działanie systemu ATES zarówno do celów grzewczych, jak i chłodzenia	1999, pełna zdolność operacyjna – 2003	6×2 (5×2 zbiornik płytki; 1×2 zbiornik głęboki)	<ul style="list-style-type: none"> – płytki zbiornik – 60 m³/h z każdego otworu – głęboki zbiornik – 100 m³/h z każdego otworu 	<ul style="list-style-type: none"> – zbiornik „chłodu” w warstwie na głęb. ok. 60 m w okresie zimowym zasilany wodą o temp. min. 5°C, w lecie – o temp. 15–30°C. W okresie letnim temperatura eksploatacyjna jest rzędu 6–10°C – symulowane pozyskanie chłodu w okresie letnim: 3,95 GWh/r. – warstwa ciepła na głęb. ok. 300 m zasilana jest wodą o temp. 70°C, będącą ciepłem odpadowym z procesu kogeneracji. Woda eksploatowana w okresie zimowym ma temp. 25–65°C – symulowane pozyskanie ciepła w okresie zimowym: 2,05 GWh/r. 	Kabus & Seibt, 2000; Sanner i in., 2005

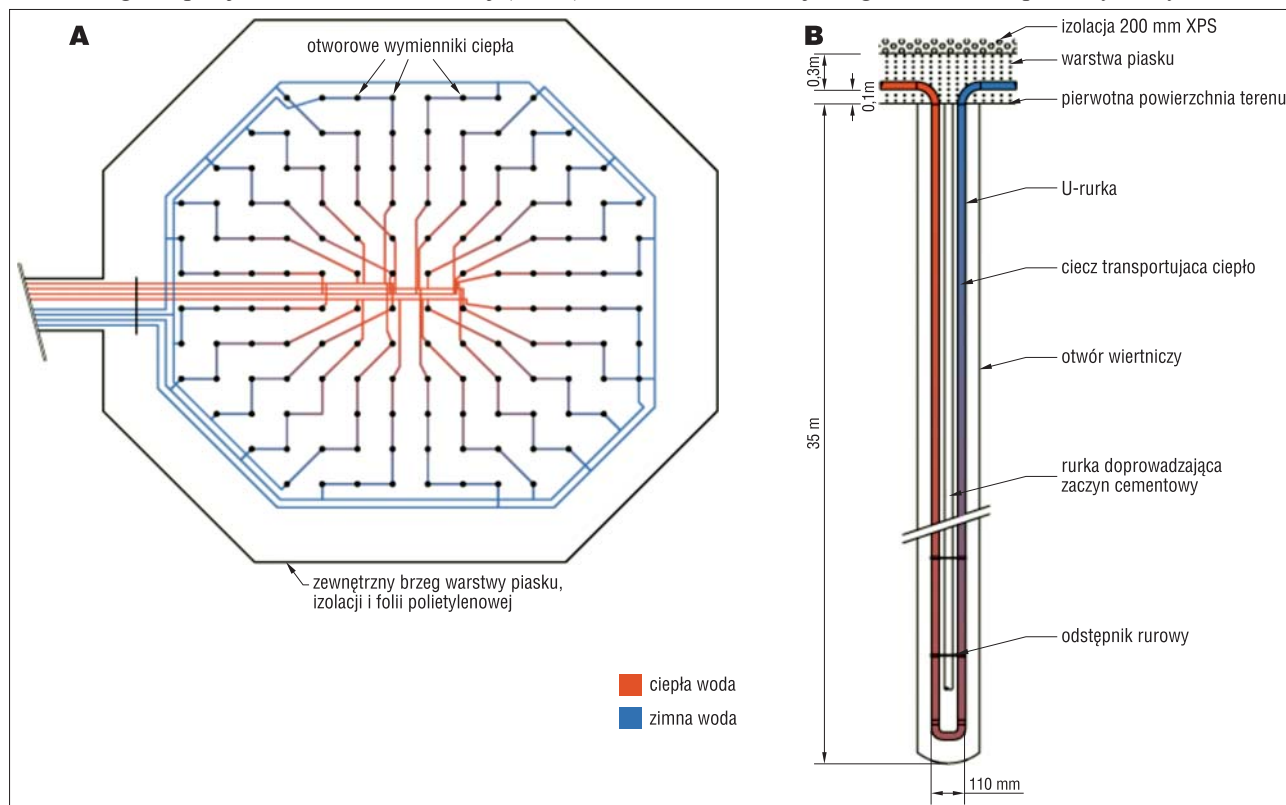
Tab. 2. Zestawienie przykładowych implementacji technologii ATES w Europie (cd.)
Table 2. List of illustrative ATES technology implementations in Europe (cont.)

Kraj	Obiekt	Moc cieplna systemu ATES	Rok uruchomienia	Liczba otworów	Wydajność (wszystkich otworów)	Informacje dodatkowe	Literatura
Belgia	szpital Klina, Brasschaat k. Antwerpii	1,25 MW (chłód) 0,4 MW (ciepło)	2000	1×2	100 m ³ /h	<ul style="list-style-type: none"> – głębokość odwiertów: 65 m – miąższość warstwy wodonośnej: 30–40 m – odległość pomiędzy otworami: 100 m – temp. niezaburzona warstwy wodon.: 11,7°C – temp. zatłaczania do „ciepłego” otworu: 18°C – temp. zatłaczania do „chłodnego” otworu: 8°C – pompy ciepła o mocy cieplnej 195 kW – oszczędności: <ul style="list-style-type: none"> 69% niższe zużycie energii pierwotnej dla dostarczenia chłodu; 19% energii cieplnej dostarczonej bezpośrednio z warstwy wodonośnej – zmniejszenie emisji CO₂ o 67% w porównaniu z instalacją referencyjną (kotły gazowe) – prosty czas zwrotu inwestycji: 9,6 lat bez uwzględnienia dotacji; rzeczywista dot. wyniosła 35% 	Desmedt & Hoes, 2007; Groundmed

MAGAZYNOWANIE ENERGII CIEPLNEJ W GÓROTWORZE

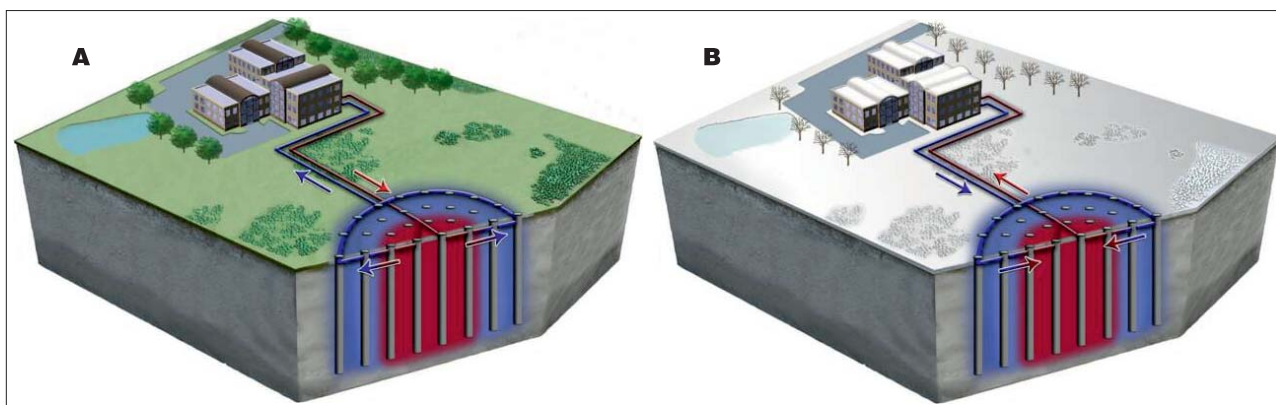
Magazynowanie energii cieplnej w górotworze za pomocą otworowych wymienników ciepła (z ang. BTES – *Borehole Thermal Energy Storage*) polega na przemiennym składowaniu oraz pobieraniu ciepła lub chłodu z górotworu, w zależności od pory roku oraz temperatury zewnętrznej. Zasada działania jest podobna jak w przypadku magazynowania energii cieplnej w warstwie wodonośnej (ATES), z tą

różnicą, że akumulatorem gromadzącym energię jest grunt/skała, a nie warstwa wodonośna. Magazynowanie oraz pobieranie energii cieplnej (tj. ciepła lub chłodu) odbywa się w obiegu zamkniętym poprzez umieszczenie U-rurek wypełnionych niezamarzającą cieczą w odwierconych otworach. Typowa średnica otworu to 150 mm (Cabeza, 2015). Przestrzeń pomiędzy U-rurkami, a ściankami otworu jest wypełniona zaczynem cementowym o wysokim współczynniku przewodzenia. Struktura geometryczna systemu BTES składa się z jednego do kilkuset pionowych wymienników



Ryc. 2. Otworowe wymienniki ciepła. **A** – widok z góry na strukturę ułożenia otworowych wymienników ciepła w Drake Landing Solar Community (Kanada), **B** – schemat zastosowanego otworowego wymiennika ciepła (<http://www.dlsc.ca>)

Fig. 2. The borehole heat exchangers. **A** – top view of the structure of arrangement of the borehole heat exchangers (BHE) at Drake Landing Solar Community (Canada), **B** – scheme of the used BHE (<http://www.dlsc.ca>)



Ryc. 3. Schemat działania systemu BTES: **A** – w okresie letnim, **B** – w okresie zimowym (<http://www.underground-energy.com/BTES.html>)
Fig. 3. Fundamentals of the ATES technology during **A** – summer and **B** – winter period (<http://www.underground-energy.com/BTES.html>)

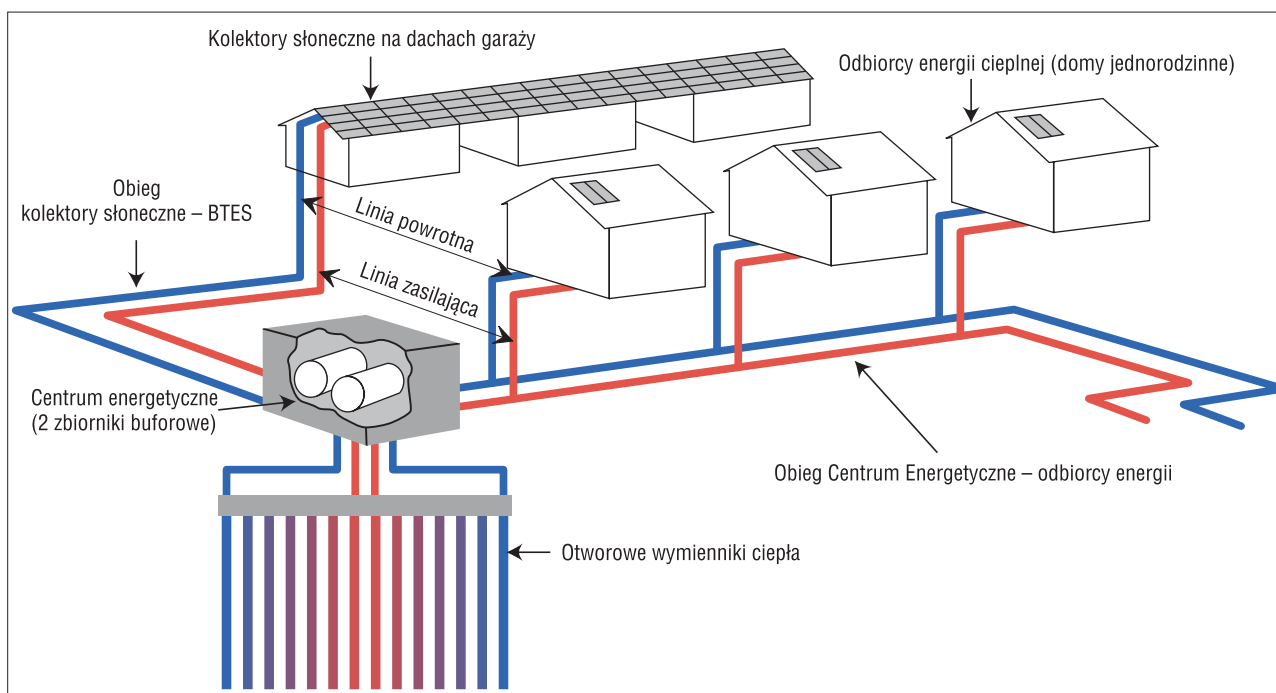
ciepła, ułożonych radialnie od centrum układu ku jego brzegom (ryc. 2). Odległość pomiędzy kolejnymi otworami wynosi najczęściej 2–5 m (Cabeza, 2015). Głębokość otworów wynosi od kilkunastu do ok. 300 m.

W zasadzie każdy rodzaj gruntu, począwszy od luźnych piasków po skały krystaliczne, może służyć jako akumulator energii cieplnej. Ważne jest jednak dobre rozpoznanie geologiczne i hydrogeologiczne terenu wierceń, tj. litologii, gęstości skał, pojemności cieplnej, przewodności termicznej, porowatości oraz zawodnienia. Należy unikać przeszacowania wielkości potrzebnej mocy, ze względu na wysoki wzrost nakładów finansowych związanych z wykonaniem nadmiernej liczby otworów. W celu oceny parametrów termicznych gruntu, tj. przewodnictwa cieplnego skały oraz rezystancji termicznej otworu stosuje się test reakcji termicznej (ang. TRT – *Thermal Response Test*). Po przeprowadzonym rozpoznaniu geologiczno-petrofizycznym należy wykonać modelowanie numeryczne, które pozwoli dobrać optymalną głębokość, ilość i konfigurację otworów. Modelowanie takie powinno symulować warunki niestacjonarne, tj. pokazać w funkcji czasu zmianę parametrów modelowanego ośrodka (przede wszystkim zmianę

temperatury górotworu w okresie wielokrotnego magazynowania i pobierania energii cieplnej).

W trakcie sezonu letniego, przy nadmiarze ciepła pochodzącego m.in. z kolektorów słonecznych, ogrzana ciecz jest transportowana w kierunku od centrum układu wymienników ku jego obrzeżom. W ten sposób następuje stopniowe oddawanie ciepła do gruntu, przy czym centrum układu posiada wyższą temperaturę niż jego obrzeże. W okresie zimowym następuje odwrócenie obiegu. Chłodna ciecz jest pompowana od wymienników znajdujących się na obrzeżach w kierunku centrum układu, stopniowo odbierając ciepło z gruntu (ryc. 2, 3) i podnosząc swoją temperaturę. Temperatura krążącej cieczy w centrum układu wymienników może wynosić nawet 90°C i jest głównie ograniczona przez termoodporność U-rurek, wykonanych najczęściej z polietylenu sieciowanego PEX. Źródłem ciepła mogą być kolektory słoneczne, ciepło odpadowe z procesów przemysłowych lub też inne formy nadwyżki energii cieplnej. Wyrzewanie górotworu do osiągnięcia zakładanej mocy cieplnej układu może trwać kilka lat.

Ciecz krążąca w U-rurkach stanowi dolne źródło ciepła dla pompy ciepła. Ponieważ jej temperatura jest znacząco



Ryc. 4. Schemat magazynowania oraz dystrybucji energii cieplnej w Drake Landing Solar Community (<http://www.dlsc.ca>)
Fig. 4. Scheme of thermal energy storage and transmission at Drake Landing Solar Community (<http://www.dlsc.ca>)

wyższa niż w przypadku temperatury gruntu będącej dolnym źródłem dla standardowego układu pompy ciepła, współczynnik efektywności pompy COP (ang. *Coefficient of Performance*) może wynosić od ok. 4 do ok. 8 (<http://www.underground-energy.com/BTES.html>).

Systemy BTES w Europie są szczególnie popularne w Szwecji, stanowiącej największy rynek pomp ciepła w Europie (Kępińska, 2013), oraz w Niemczech, a także w Holandii, Belgii i Wielkiej Brytanii (Hendriks i in., 2008). Systemy te znajdują zastosowanie głównie w celu magazynowania energii cieplnej dla powierzchni biurowych, budownictwa

mieszkalnego (małe osiedla), szpitali oraz obiektów przemysłowych (Hendriks i in., 2008).

Na rycinie 4 przedstawiono schemat wykorzystania otworowych wymienników ciepła do magazynowania energii cieplnej pozyskanej przez kolektory słoneczne w celu ogrzewania 52 domów jednorodzinnych w Drake Landing Solar Community w Kanadzie. Instalacja nie wykorzystuje pomp ciepła, a mimo to jest w stanie pokryć w ok. 90% roczne zapotrzebowanie na energię cieplną (<http://www.dlsc.ca>).

W tabeli 3 przedstawiono podstawowe parametry operacyjne wybranych instalacji BTES w świecie.

Tab. 3. Zestawienie przykładowych implementacji technologii BTES w Europie
Table 3. List of illustrative BTES technology implementations in Europe

Kraj	Obiekt	Moc cieplna systemu BTES	Rok uruchomienia	Liczba otworów	Informacje dodatkowe	Literatura
Kanada	budownictwo mieszkalne (52 domy) Drake Landing Solar Community	?	2007	144	<ul style="list-style-type: none"> - 90% zapotrzebowania na ciepło jest pokrywane z energii słonecznej w połączeniu z magazynowaniem ciepła w gruncie przy wykorzystaniu technologii BTES - 800 paneli kolektorów słonecznych o łącznej pow. ok. 2310 m² i mocy szczytowej 1,5 MW (słoneczny, letni dzień) - odległość pomiędzy otworami wynosi 2,25 m; średnica obszaru zajmowanego przez otwory – 35 m - głębokość otworów wynosi 37 m - pod koniec lata, temperatura gruntu w centrum układu wymienników wynosi ok. 80°C - dwa dodatkowe zasobniki ciepła o pojemności 120 m³ każdy, do krótkoterminowego magazynowania ciepła; woda w zasobnikach jest ogrzewana przez gruntowe wymienniki ciepła i bezpośrednio ze zbiorników transmitowana przez lokalną sieć grzewczą do domowych wymienników - kotły gazowe jako wspomaganie szczytowe (przy bardzo niskich temperaturach pod koniec zimy) - woda krążąca w obiegu pomiędzy zasobnikiem ciepła a indywidualnymi domami ma temperaturę w zakresie 40–50°C 	www.dlsc.ca
USA	Richard Stockton College, Galloway Township, New Jersey	?	1995	400	<ul style="list-style-type: none"> - głębokość otworów: 130 m - całkowita powierzchnia zajmowana przez system 400 otworowych wymienników ciepła: 1,4 ha - ciecz robocza: woda - maksymalny przepływ w obiegu geotermalnym: 4000 gpm = ok. 908 m³/h - całkowity koszt inwestycyjny (wraz z instalacją HVAC): 1,63 mln USD - roczne oszczędności: 126 000 USD - prosty czas zwrotu (bez uwzględniania wsparcia finansowego): 4,6 lat 	Stiles, 2011
Norwegia	Szpital Uniwersytecki Akershus, Lørenskog k. Oslo	8MW	2007	228	<ul style="list-style-type: none"> - głębokość otworów: 200 m - koszty inwestycyjne: 50 mln NOK = ok. 25 mln PLN - zapotrzebowanie na ciepło: 26 GWh/r. - zapotrzebowanie na chłód: 8 GWh - 56% zapotrzebowania na energię cieplną pokryte dzięki odzyskowi zmagazynowanego ciepła w gruncie 	Midttømme i in., 2009; www.swecogrup.com
Norwegia	Muzeum historyczne Falstadsenteret w Levanger	0,13		13	<ul style="list-style-type: none"> - głębokość otworów: 180 m - całkowite koszty inwestycyjne: 170 000 EUR - roczne koszty serwisowania: 5000 NOK = ok. 2500 PLN - szacowany czas zwrotu nakładów inwestycyjnych: 12 lat 	Midttømme i in., 2009
Szwecja	Odlewnia metalu Xylem, Emmaboda	0,55 MW (ciepło) 0,45 MW (chłód)	2010	140	<ul style="list-style-type: none"> - głębokość otworów: 150 m (w granodiorycie) - pow. zajmowana przez otwory: 2000 m² (40 × 50 m) - odległość pomiędzy otworami: 4 m - planowane magazynowanie ciepła latem: 3800 MWh - planowany odzysk ciepła: 2600 MWh (68%) - temperatura robocza: 60/40°C - ciepło pochodzi głównie z procesu przemysłowego (chłodzenie pieców topiących) 	Andersson & Rydell, 2010
Polska	Sklep IKEA Łódź	0,86 MW	2009	160	<ul style="list-style-type: none"> - główny cel: pozyskanie chłodu - głębokość wymienników: 100 m - średnica świda: 143 mm - badania poprzedzone wykonaniem otworu testowego oraz testem odpowiedzi termicznej - U-rurki PE 100 DN 40 - ciecz robocza: roztwór glikol propylenowy-woda w proporcjach 1 : 2,5 - maksymalny strumień cieczy roboczej: 12,1 dm³/min 	Śliwa i in., 2011

MAGAZYNOWANIE ENERGII CIEPLNEJ W KAWERNACH

Wykorzystanie pustych kawern skalnych (ang. CTES – *Cavern Thermal Energy Storage*) jest znacznie mniej popularną formą wykorzystania struktur geologicznych do sezonowego magazynowania energii cieplnej, w porównaniu z systemami ATES i BTES. Obiektami przeznaczonymi do składowania nośnika energii cieplnej mogą być również opuszczone kopalnie, tunele, opuszczone podziemne zbiorniki ropy naftowej oraz naturalne formy krasowe. Można też wydrążyć podziemną komorę specjalnie w celu magazynowania energii cieplnej, jednakże wiązałoby się to z ogromnymi kosztami, co w praktyce bardzo ogranicza ich stosowalność.

Nośnikiem energii cieplnej jest woda. Ciepła woda służy sezonowemu pozyskiwaniu ciepła, podczas gdy chłodna (np. z lodem) służy pozyskiwaniu chłodu. Woda posiada stosunkowo duże ciepło właściwe, natomiast skała (zwłaszcza sucha) jest słabym przewodnikiem ciepła. Parametry te sprzyjają niewielkim stratom energii do górotworu. W przypadku korzystnych warunków straty energii cieplnej w kawernie nie powinny przekroczyć 10% w trakcie jednego cyklu pracy. Kluczowe znaczenie ma w tym przypadku zawodnienie formacji skalnej – im niższe, tym lepiej (Lee, 2013). Woda, ze względu na zależność gęstości od temperatury, ulega stratyfikacji – najcieplejsza woda jest na górze zbiornika (kawerny), natomiast najchłodniejsza jest na dnie.

Zaletą stosowania komór podziemnych jest możliwość bardzo szybkiego magazynowania oraz pobierania zgromadzonej energii cieplnej (ciepła lub chłodu), które jest w zasadzie zależne wyłącznie od wydajności pomp. Wadą jest niewątpliwie koszt tego typu instalacji (w przypadku budowy całkowicie nowej komory). W świecie istnieje tyl-



Ryc. 5. Prace budowlane przy kawernie w Lyckebo, Szwecja (Hellström, 2012)

Fig. 5. Construction of the cavern in Lyckebo, Sweden (Hellström, 2012)

ko kilka przypadków implementacji technologii CTES. Pierwsze z nich powstały na początku lat 80. XX w. w Szwecji (Nordell, 2012). Wybrane instalacje (wyłącznie w Skandynawii) przedstawiono w tabeli 4. Na rycinie 5 widać prace budowlane podczas drażenia kawerny w Lyckebo, w Szwecji.

Tab. 4. Zestawienie przykładowych implementacji technologii CTES w Skandynawii

Table 4. List of illustrative CTES technology implementations in Scandinavia

Kraj	Lokalizacja	Rok uruchomienia	Objętość komory	Zdolność magazynowania	Informacje dodatkowe	Literatura
Szwecja	Lyckebo	1983	120 000 m ³	5,5 GWh	<ul style="list-style-type: none"> – rodzaj ośrodka: specjalnie wydrążona kawerna – ciepło pochodzące z kolektorów słonecznych – wymiary kawerny: wys. 30 m, szer. 18 m, zewn. śred. 75 m – temperatura składowania: 40–90°C – koszt inwestycyjny: 14,5 mln SEK (1982) – wchodzi w skład systemu ciepłowniczego w mieście Uppsala 	Chuard & Hadorn, 1983; Nordell, 2012; Hellström, 2012
Szwecja	Avesta	1982	15 000 m ³		<ul style="list-style-type: none"> – rodzaj ośrodka: specjalnie wydrążona kawerna – temperatura składowania: 70–115°C – koszt inwestycyjny: 13 mln SEK (1982) 	Chuard & Hadorn, 1983
Szwecja	Kopparberg	1982	150 000 m ³		<ul style="list-style-type: none"> – rodzaj ośrodka: opuszczona kopalnia – temperatura składowania: 5–50°C – koszt inwestycyjny: 0,5 mln SEK (1982) 	Chuard & Hadorn, 1983;
Szwecja	Oxelösund	1988	200 000 m ³		<ul style="list-style-type: none"> – rodzaj ośrodka: opuszczony magazyn ropy naftowej – magazynowanie ciepła odpadowego z fabryki stali (firma SSAB) – obecnie nie wykorzystywany 	Nordell, 2012
Finlandia	Oulu	1999	200 000 m ³	1,4–7,1 GWh (zależne od temperatury magazynowanej wody)	<ul style="list-style-type: none"> – rodzaj ośrodka: opuszczony magazyn ropy naftowej użytkowany przez fabrykę Kemira – wykorzystywany przez elektrociepłownię jako bufor do pokrycia chwilowego zapotrzebowania na ciepło – oczekiwane oszczędności energetyczne w wysokości 4400 toe/r = 51,17 GWh/r. – maksymalna wydajność pomp: 2 500 m³/h – temperatura wody w najwyższej warstwie komory: 63–95°C – transfer ciepła w 1 roku pracy: 18 GWh 	Nordell, 2012; http://cordis.europa.eu/project/rcn/45158_en.html

PODSUMOWANIE

Sezonowe magazynowanie energii cieplnej w formacjach geologicznych przyczynia się do poprawy efektywności energetycznej obiektu, do którego jest dostarczane ciepło lub chłód, co przekłada się na niższe zużycie paliw kopalnych, niższe koszty pozyskania energii, zwiększone bezpieczeństwo energetyczne oraz zmniejszoną emisję szkodliwych związków do atmosfery.

Magazynowanie energii cieplnej w warstwie wodonośnej (ATES), m.in. ze względu na dostępność płytko zalegających horyzontów wodonośnych jest szczególnie popularne w Holandii, gdzie istnieje już ponad 1000 instalacji tego typu, a największa z nich – instalacja dostarczająca chłodną wodę do układu chłodzenia na terenie kampusu uniwersytetu w Eindhoven ma moc cieplną wynoszącą 20 MW. Technologia ATES jest również wykorzystywana w Szwecji, Danii oraz Belgii.

Magazynowanie energii cieplnej w górotworze (BTES) za pomocą otworowych wymienników ciepła jest bardziej powszechne ze względu na szerszy dostęp do ośrodków geologicznych umożliwiających magazynowanie energii. Technologia BTES jest szczególnie popularna w Szwecji, Niemczech, Holandii, Belgii i Wielkiej Brytanii.

Próby magazynowania energii cieplnej w sztucznie budowanych kawernach (CTES), opuszczonych kopalniach bądź nieużytkowanych magazynach ropy naftowej były podejmowane w latach 80. XX w. w Skandynawii. Ze względu na bardzo wysokie nakłady inwestycyjne technologia nie jest upowszechniana.

Magazynowanie energii cieplnej w strukturach geologicznych (ATES, BTES) wymaga bardzo precyzyjnych szacunków mocy szczytowej i energii możliwej do pozyskania. Niezwykle użytecznym, a najczęściej niezbędnym etapem prac badawczych jest wykonanie modelowania numerycznego pracy instalacji podziemnej, co pozwala dobrać optymalny układ przestrzenny, ilość oraz głębokość otworów zarówno w przypadku technologii ATES, jak i BTES. Prawdopodobnie zoptymalizowane instalacje pozwalają osiągnąć zwrot poniesionych nakładów inwestycyjnych już po okresie 5 lat.

Magazynowanie energii cieplnej w formacjach wodonośnych lub gruncie jest możliwe również w Polsce, choć obecne zastosowania są ograniczone głównie do skali laboratoryjnej oraz instalacji o mocy cieplnej poniżej 1 MW. Przykładami instalacji magazynowania energii w górotworze za pomocą otworowych wymienników ciepła to wspomniany wcześniej sklep IKEA w Łodzi (Śliwa i in., 2011), Ekologiczny Park Rozrywki i Edukacji we wsi Ossa, w gminie Biała Rawska (woj. łódzkie; Złotkowski i in., 2011) oraz Laboratorium Geoenergetyki WWiG AGH (Śliwa & Gonet, 2011).

Autor składa podziękowania Recenzentom: dr. inż. Adamowi Wójcickiemu oraz Redaktorowi Naczelnemu dr. hab. Andrzejowi Gąsiewiczowi za cenne uwagi i komentarze.

LITERATURA

ANDERSSON O. 2009 – The ATES Project at the Stockholm Arlanda Airport – Technical Design and Environmental Assessment. Effstock Conference Proceedings, 14–17.06.2009, Stockholm.
ANDERSSON O. & RYDELL L. 2010 – The HT-BTES plant at Xylem in Emmaboda, Sweden – Experiences from design, construction and initial operation.

CABEZA L.F. 2015 – Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications. Woodhead Publishing, Cambridge.
CHUARD P. & HADORN J.C. 1983 – Heat storage systems: concepts, engineering data and compilation of projects [W]: Central solar heating plants with seasonal storage. Swiss Federal Office of Energy. Document No A24389/3.
DESMEDT J. & HOES H. 2007 – Monitoring results of aquifer thermal energy storage system in a Belgian hospital. 2nd PALENC Conference and 28th AIVC Conference on Building Low Energy Cooling and Advanced Ventilation Technologies in the 21st Century, 27–29.09.2007, Crete.
DICKINSON J.S., BUIK N., MATTHEWS M.C. & SNIJDERS A. 2009 – Aquifer thermal energy storage: theoretical and operational analysis. Geotechnique 59(3): 249–260.
EGGEN G. & VANGSNES G. 2005 – Heat pump for district cooling and heating at Oslo, Airport Gardermoen. Proceedings of 8th IEA Heat Pump Conference, 30.05–2.06.2005, Las Vegas.
GODSCHALK M. & BAKEMA G. 2009 – 20,000 ATES Systems in the Netherlands in 2020 – Major step towards a sustainable energy supply, Effstock 2009 Conference Proceedings, 14–17.06.2009, Stockholm.
HELLSTRÖM G. 2012 – UTES experiences from Sweden. REHAU seminar on Underground Thermal Energy Storage, 31.05.2012, London.
HENDRIKS M., SNIJDERS A. & BOID N. 2008 – Underground thermal energy storage for efficient heating and cooling of buildings. Proceedings of the 1st international conference on industrialised, integrated, intelligent construction (I3CON), 14–16.05.2008, Loughborough.
http://cordis.europa.eu/project/rcn/45158_en.html.
<http://www.dlsc.ca>.
<http://www.groundmed.eu>.
http://www.iftech.co.uk/aquifer_thermal_energy_storage.cgi.
<http://www.swecogroup.com/en/Sweco-group/Solutions/Buildings/Effective-storage-of-energy-at-new-Akershus-University-Hospital/>.
<http://www.underground-energy.com/BTES.html>.
IFTECH. 2012 – An Introduction to Aquifer Thermal Energy Storage (ATES). RehaU Workshop, 28–31.05.2012.
KABUS F. & SEIBT P. 2000 – Aquifer Thermal Energy Storage for the Berlin Reichstag Building – New Seat of the German Parliament. Proceedings of World Geothermal Congress, 28.05–10.6.2000, Kyushu-Tohoku: 3611–3615.
KĘPIŃSKA B. 2013 – Wykorzystanie energii geotermalnej w Europie, 2012–2103. Tech. Posz. Geol. Geot. Zrów. Rozw., 52 (2): 5–16.
LEE K.S. 2013 – Underground Thermal Energy Storage. Springer, London.
MIDTØMME K., HAUGE A., GRINI R.S., STENE J. & SKARPHAGEN H. 2009 – Underground thermal energy storage (UTES) with heat pumps in Norway. Effstock 2009 Conference Proceedings, 14–17.06.2009, Stockholm.
NORDELL B. 2012 – Underground Thermal Energy Storage. Inno-stock 2012 Conference Proceedings, 16–19.05.2012, Lleida.
SANNER B., KABUS F., SEIBT P. & BARTELS J. 2005 – Underground Thermal Energy Storage for the German Parliament in Berlin – System Concept and Operational Experiences. Proceedings of World Geothermal Congress, 24.04–29.04.2005, Antalya.
SNIJDERS A.L. & VAN AARSSSEN M.M. 2003 – Big is beautiful? Application of large scale energy storage in the Netherlands. Future-stock 2003 Conference Proceedings, 1–4.09.2003, Warszawa: 83–88.
STILES L. 2011 – Geothermal installations at Richard Stockton College and NJ regulations. Northeast Region Geothermal Workshop, 29.03.2011, North Chelmsford, Massachusetts.
ŚLIWA T. & GONET A. 2011 – Otworowe wymienniki ciepła jako źródło ciepła lub chłodu na przykładzie Laboratorium Geoenergetyki WWiG AGH. Wiertnictwo, Nafta, Gaz, 28 (1/2): 419–430.
ŚLIWA T., GONET A. & SKOWROŃSKI G. 2011 – Największa w Polsce instalacja grzewczo-chłodnicza bazująca na otworowych wymiennikach ciepła. Wiertnictwo, Nafta, Gaz, 28 (3): 587–597.
TECHNISCHE UNIVERSITEIT Eindhoven – <https://www.tue.nl/en/university/about-the-university/sustainability/campus-and-operational-management/energy/heat-and-cold-storage-ates/>.
WIGSTRAND I. 2009 – The ATES Project – a sustainable solution for Stockholm-Arlanda airport. Effstock 2009 Conference Proceedings, 14–17.06.2009, Stockholm.
WOŚ A. 1999 – Klimat Polski. PWN, Warszawa.
ZŁOTKOWSKI A., ŚLIWA T. & GONET A. 2011 – Otworowe wymienniki ciepła w instalacji grzewczo-klimatyzacyjnej ekologicznego parku edukacji i rozrywki OSSA. Wiertnictwo, Nafta, Gaz, 28 (1/2): 475–482.

Praca wpłynęła do redakcji 22.04.2015 r.
Akceptowano do druku 19.05.2015 r.