

# Zastosowanie Absorpcyjnych Pomp Ciepła w Ciepłownictwie

*Applications of Absorption Heat Pumps in District Heating*

DOI: 10.15199/9.2020.9.1

MARCIN MALICKI  
 RYSZARD ZWIERZCHOWSKI

**Słowa kluczowe:** absorpcyjne pompy ciepła, palnik gazowy, cena ciepła, źródła odnawialne

## Streszczenie

Absorpcyjne Pompy Ciepła zasilane z wbudowanego palnika gazowego stanowią realną alternatywę Sprężarkowych Pomp Ciepła zasilanych energią elektryczną, jak również układów kogeneracyjnych. Dzięki sprawności wytwarzania ciepła zbliżonej do 1,7 oraz stosunkowo niskim nakładom inwestycyjnym APC zapewniają atrakcyjną cenę ciepła oraz możliwość zwiększenia udziału odnawialnych źródeł ciepła w strukturze paliwowej Przedsiębiorstw Energetyki Ciepłej. W artykule przedstawiono wyniki porównawczych obliczeń kosztów eksploatacji układu Kotła Gazowego, Sprężarkowej Pompy Ciepła i Absorpcyjnej Pompy Ciepła, jako źródeł ciepła na potrzeby Miejskiej Sieci Ciepłowniczej.

**Keywords:** absorption heat pumps, gas burner, heat cost, renewable sources

## Abstract

Absorption Heat Pumps powered by an integrated gas burner are a viable alternative to Electric Compressor Heat Pumps as well as cogeneration systems. Thanks to heat generation efficiency close to 1,7 and relatively low investment expenditure, AHP ensures an attractive heat price and the possibility of increasing the share of renewable sources of heat in the fuel structure of the Heat Distribution Companies. The article presents the results of comparative calculations of operating costs of the Gas Boiler, Compressor Heat Pump, and Absorption Heat Pump system as heat sources for the needs of the Municipal District Heating Network.

© 2006-2019 Wydawnictwo SIGMA-NOT Sp. z o.o.  
 All right reserved

## 1. Wstęp

Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej stoją przed ogromnym wyzwaniem związanym z modernizacją majątku wytwórczego, która będzie w pełni zgodna z priorytetami Unii Europejskiej w zakresie podniesienia sprawności wytwarzania ciepła i wzrostu udziału energii odnawialnej, oraz zminimalizuje negatywny wpływ transformacji na cenę ciepła. Bezpośrednie zastosowanie źródeł odnawialnych, w postaci energii wiatru czy słońca, wiąże się z odpowiednim zarządzaniem poszczególnymi źródłami z powodu przerywanego charakteru ich dostępności, przy zachowaniu posiadanych mocy wytwórczych. Dążenie do ograniczenia zużycia paliw kopalnych prowadzi także do rewizji stosowanych cykli pracy źródeł wytwarzania oraz ich optymalizacji, np. wykorzystując ciepło traktowane jak dotąd jako ciepło odpadowe bądź nieużyteczne.

Dr inż. **Marcin Malicki**; osoba do kontaktu:  
 M.Malicki@NewEnergyTransfer.com  
 New Energy Transfer Sp. z o.o.  
 Dr hab. inż. **Ryszard Zwierzchowski**;  
 Ryszard.Zwierzchowski@pw.edu.pl  
 Wydział Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej

W przypadku PEC, jednym z kierunków ich modernizacji jest instalacja układów kogeneracyjnych, opartych przeważnie na silnikach tłokowych z zapłonem iskrowym oraz wyposażonych w układ odzyskiwania ciepła ze spalin. W takim rozwiązaniu PEC staje się także producentem energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem. Alternatywnie, gdy dostępne są źródła ciepła niskoparametrowego, jak np. płytkie bądź głębokie odwierty geotermalne, układy chłodzenia z chłodziaczami kominowymi bądź odzyskiwanie ciepła z procesów przemysłowych, mogą znaleźć zastosowanie układy pomp ciepła dużej mocy.

Pompy ciepła umożliwiają wykorzystanie bezwartościowego ciepła niskotemperaturowego do produkcji ciepła o temperaturze umożliwiającej zasilanie Miejskiej Sieci Ciepłowniczej z wykorzystaniem energii zasilającej sprężarkę. Większość stosowanych układów, jako energię zasilającą wykorzystuje prąd, jednak w zastosowaniach dużych i bardzo dużych: o skali od kilku do kilkudziesięciu MW mocy cieplnej, liderem są układy zasilane ciepłem które pochodzi najczęściej z wbudowanego palnika gazowego.

Absorpcyjne Pompy Ciepła z wbudowanym palnikiem stanowią więc atrakcyjną alternatywę w stosunku do kapitałochłonnych układów kogeneracyjnych lub bardzo drogich systemów Sprężarkowych Pomp Ciepła; umożliwiają

one z jednej strony szybką i tanią modernizację mocy wytwórczych, a z drugiej zapewniają ceny ciepła niższe niż z układów kotłowych.

## 2. Absorpcyjne Pompy Ciepła

Podstawową cechą Absorpcyjnej Pompy Ciepła jest wykorzystanie ciepła nieużytecznego (pobieranego z Dolnego Źródła Ciepła), które za pomocą ciepła o wysokiej temperaturze (napędowego) uzyskanego z bezpośredniego spalania paliwa w wbudowanym palniku, dostarczanego w postaci pary wodnej bądź gorącej wodą o temperaturze wyższej niż 100°C, transformowane jest na ciepło użyteczne o wymaganej temperaturze, przy czym ilość tego ciepła jest równa ilości ciepła pobranego z Dolnego Źródła oraz ciepła napędowego.

W APC roztworem roboczym jest najczęściej wodny roztwór bromku litu (LiBr) – nietoksyczna sól, a czynnikiem chłodniczym (roboczym) woda. Zasadę działania obiegu przedstawiono na rys. 1. W generatorze, kosztem dostarczonego ciepła, uzyskanego np. ze spalania gazu we wbudowanym palniku, następuje odparowanie wodny z rozcieńczonego roztworu bromku litu i wody. Odparowanie wody w generatorze jest możliwe dzięki temu, że ciśnienie jest znacząco niższe niż atmosferyczne. Uzyskana w ten sposób czysta para wodna przepływa do skraplacza, gdzie zostaje skroplona w przeponowym wymienniku ciepła (skraplaczu). Skropliny ze skraplacza dopływają przez układ dławiący do parowacza, gdzie odparowują w warunkach wysokiej próżni kosztem ciepła pobieranego z Dolnego Źródła Ciepła. Para wodna powstająca w parowaczu jest następnie pochłaniana w absorberze przez stężony roztwór bromku litu, z którego wcześniej w generatorze odparowała woda, utrzymując w ten sposób wysoką próżnię w urządzeniu, a więc i niską temperaturę wrzenia w parowaczu. Proces absorpcji jest egzotermiczny, dlatego też wymagany jest odbiór ciepła co stanowi pierwszy

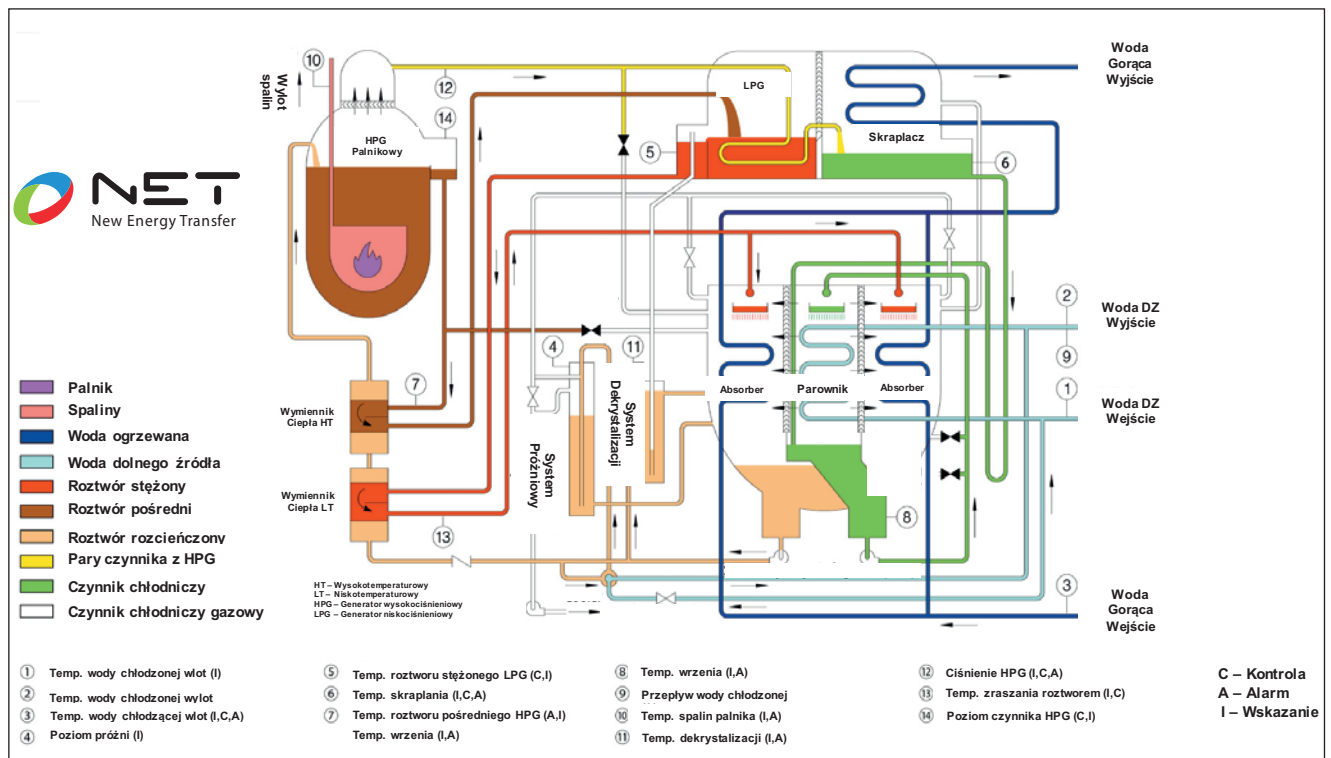
stopień podgrzewania wody powrotnej z MSC. Stężony roztwór bromku litu pochłaniając parę wodną rozcieńcza się, a następnie przetłaczany jest przez pompę roztworu parowacza do generatora, gdzie woda z roztworu odparowuje, a stężony roztwór Li Br zostaje przepompowany do absorbera i cykl powtarza się.

Prawidłowe działanie APC wymaga dostarczenia ciepła w dwóch postaciach – wysokotemperaturowego do generatora i niskotemperaturowego do parowacza. Należy także zapewnić elektryczne zasilanie systemu automatyki i pomp obiegowych; moc pobierana stanowi ok. 0,1% mocy cieplnej urządzenia. Znikome zużycie mocy elektrycznej jest bardzo istotne w porównaniu ze SPC, które, mimo iż mają wyższą sprawność, to zużywają znacząco większe ilości drogiej energii elektrycznej.

Tak jak każde urządzenie techniczne dostępne na rynku, także APC charakteryzują się pewnym zakresem akceptowalnych parametrów roboczych. Poniżej podano parametry pracy urządzenia z podziałem na poszczególne obiegi:

- Ciepło zasilające (ciepło wysokotemperaturowe):
  1. Paliwo (gaz, olej), które zostaje spalane we wbudowanym palniku;
  2. Spaliny o temperaturze powyżej 400°C
  3. Para wodna o temperaturze powyżej 100°C
  4. Gorąca woda o temperaturze powyżej 100°C
- Ciepło odzyskiwane (ciepło niskotemperaturowe):
  1. Woda o temperaturze powyżej 25°C
  2. Opary o temperaturze powyżej 25°C
- Ciepło użyteczne (ciepło średnotemperaturowe):
  - Woda o temperaturze do 95°C
  - Energia elektryczna (pomocnicza): Zasilanie urządzenia – ok. 0,1% mocy cieplnej.

Najistotniejszymi parametrami mającymi wpływ na fizyczną wielkość układu APC są: temperatura dolnego źródła (DZ) oraz wymagana temperatura ciepła użytecznego. W celu zminimalizowania wymiarów urządzenia, a co za tym idzie nakładów inwestycyjnych, zaleca się

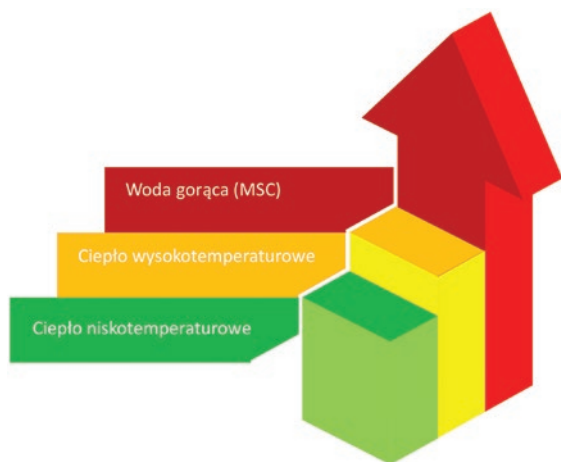


Rys. 1. Schemat bromolitowej Absorpcyjnej Pompy Ciepła na przykładzie urządzenia SL Eco Energy Systems

utrzymanie parametrów pracy układu APC gwarantujących różnicę temperatury pomiędzy wylotem z DZ a powrotem wody gorącej z MSC na poziomie nie przekraczającym 35 K. W związku z tym, że na wielkość oraz sprawność układu może mieć wpływ aż dziewięć parametrów (temperatury zasilania i powrotu oraz natężenie przepływu w każdym z obiegów) prawidłowy dobór układu APC wymaga każdorazowo starannej i indywidualnej analizy. Eksploatacja układu nie jest dużym wyzwaniem dla inwestora m.in. dzięki bardzo szerokiej regulacji mocy; np. moc cieplna może być regulowana w zakresie 20-100% mocy nominalnej przy możliwości zmiany przepływu od 50 do 120% przepływu nominalnego, przy faktycznym braku elementów ruchomych. Zapewnia to bardzo wysoką dyspozycyjność urządzeń, na poziomie przekraczającym 8500 godzin rocznie oraz żywotność instalacji przekraczającą 20 lat, co stawia ją na równi z układem KG i stanowi znaczącą przewagę w stosunku do SPC.

Ponieważ zadanie pomp ciepła polega na wykorzystaniu znaczących ilości ciepła niskoparametrowego, główną korzyścią z zastosowania APC jest znaczące zwiększenie sprawności wytwarzania ciepła w systemie wytwórczym, w porównaniu z systemem konwencjonalnym opartym na KG, a co za tym idzie obniżenie kosztu wytworzenia ciepła. Także, jeśli ciepło niskoparametrowe pochodzi ze źródła odnawialnego (np. geotermalny odwiert niskotemperaturowy) znaczącemu zwiększeniu ulega udział Odnawialnego Źródła Energii w produkowanym strumieniu ciepła. Poza poprawą sprawności wytwarzania ciepła układy APC umożliwiają istotne zwiększenie mocy cieplowniczej konwencjonalnych systemów kogeneracyjnych opartych na silnikach tłokowych bądź turbinach parowych przy zachowaniu takiego samego jak przed modernizacją zużycia paliwa. Na rysunku 2 przedstawiono udział ciepła (niskotemperaturowego) w całkowitej sprawności absorpcyjnej pompy ciepła.

Urządzenie poza jednostką dostarczonego ciepła w postaci użytecznej (ciepło zasilające), odzyskuje ok 0,7 jednostki z ciepła odpadowego, aby wyprodukować 1,7 jednostki ciepła użytecznego możliwego do wykorzystania na potrzeby zasilania MSC. Podane dane dotyczą warunków krajowych zarówno w zakresie temperatur ciepła użytecznego, jak i możliwego do odzyskania ciepła niskotemperaturowego. Oznacza to także, że możliwa do uzyskania moc pompy ciepła jest wprost proporcjonalna do ilości ciepła zasilającego oraz ilości ciepła odzyskiwanego. Układy APC produkowane są jako monobloki przeznaczone do montażu wewnątrz pomieszczeń, w których przez cały rok musi być



Rys. 2. Składowe sprawności absorpcyjnej pompy ciepła



Rys. 3. Schemat Absorpcyjnej Pompy Ciepła z wbudowanym palnikiem marki SL Eco-Energy Systems

utrzymywana temperatura dodatnia. Wynika to z faktu, że czynnikiem roboczym (chłodniczym) jest woda. Ze względu na konstrukcję jedynymi ograniczeniami w zakresie mocy urządzeń są problemy związane z logistyką dostawy poszczególnych elementów. Na rynku dostępne są urządzenia o mocy cieplowniczej od 1 do 180 MW dostarczane jako pojedyncze elementy a do Polski zostały dostarczone instalacje o mocy od ok. 2 MW do ok. 15 MW. Dzięki możliwości łączenia urządzeń w bloki ograniczenie mocy praktycznie nie występuje. Przykładową APC z wbudowanym palnikiem zaprezentowano na rys. 3.

### 3. Możliwości implementacji APC w Polsce

Jednym z najbardziej popularnych w kraju obszarów implementacji APC jest ich wykorzystanie do odzyskiwania ciepła z niskotemperaturowego źródła geotermalnego bądź zwiększeniu mocy źródła geotermalnego. Eksploatacja krajowych źródeł geotermalnych odbywa się najczęściej z wykorzystaniem pompy wody zatopionej w odwiercie. Przy mniejszych wydajnościach odwierty mogą być eksploatowane, na tzw. „samowypływie” (bez udziału pompy). Układ wody geotermalnej oddzielony jest przeważnie od układu cieplowniczego za pomocą przeponowego wymiennika ciepła. Spowodowane jest to jakością wody uniemożliwiającej jej bezpośrednie wykorzystanie w różnych urządzeniach technicznych. Woda geotermalna po oddaniu ciepła wodzie sieciowej w wymienniku ciepła jest zatłaczana za pomocą innego odwiertu bądź odprowadzana do cieków wodnych (po obniżeniu jej temperatury zgodnie z uzyskanym pozwoleniem). Woda sieciowa trafia do MSC i za pomocą zestawów pompowych dostarczana jest do odbiorców. Znane są także instalacje, w których jakość wody umożliwia jej bezpośrednie użycie bez udziału wymienników przeponowych oraz późniejsze wykorzystanie jej jako np. wody pitnej; jednak w takich przypadkach temperatura wody nie jest wystarczająca do bezpośredniego jej wykorzystania w MSC i wymagane jest dalsze podgrzanie wody sieciowej. W takich instalacjach, ciepło z wody geotermalnej może być odbierane bezpośrednio przez APC, przy czym DZ ciepła stanowi woda z odwiertu geotermalnego, a ciepło użyteczne przekazywane jest bezpośrednio do MSC. Powyższa konfiguracja, umożliwia obniżenie temperatury wody geotermalnej nawet do 10°C, produkcję wody gorącej na potrzeby MSC o temperaturze 95°C oraz fizyczne oddzielenie obiegów.

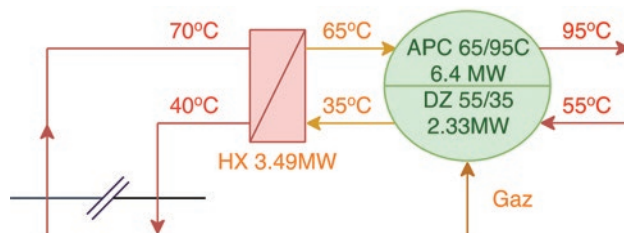


Rzeczywista ilość ciepła możliwego do uzyskania w wymienniku geotermalnym jest uwarunkowana charakterystyką złoża geotermalnego oraz MSC. Ilość ciepła możliwego do uzyskania zależy od strumienia objętości wydobywanej wody geotermalnej, jej temperatury oraz stopnia schłodzenia w wymienniku. Parametry pracy wymiennika geotermalnego w okresie letnim i zimowym znacznie się różnią. W związku ze specyfiką eksploatacji pracy miejskiej sieci ciepłowniczej, w okresie zimowym wymagana jest wyższa temperatura wody (np. 80/55°C), a w letnim niższa (np. 65/35°C), co przy utrzymaniu strumienia objętości wody z odwiertu na niezmiennym poziomie (100 t/h w omawianym przykładzie) oznacza różnicę możliwej do wykorzystania mocy od 3,49 MW w lecie do 1,16 MW w zimie, co spowodowane jest wyższą temperaturą wody powracającej z MSC. W skrajnych przypadkach warunków krajowych, zmniejszenie mocy uzyskiwanej zimą z odwiertu geotermalnego może być nawet kilkukrotne. W związku z tym, że w warunkach krajowych, większa ilość ciepła potrzebna jest odbiorcom zimą, temperatura wody sieciowej za geotermalnymi wymiennikami ciepła w okresie ujemnej temperatury zewnętrznej jest niższa niż wymagana temperatury wody sieciowej, na zasilaniu MSC stosowane są szeregowo układy podgrzewania wody. W takim przypadku woda powracająca z MSC jest początkowo podgrzewana w wymienniku geotermalnym, zgodnie z dostępną mocą, a następnie w źródle szczytowym stosownie do temperatury wody wymaganej przez odbiorców ciepła. Eksploatacja źródła geotermalnego w ten sposób umożliwia zwiększanie ilości ciepła ze źródła konwencjonalnego przy jednoczesnym zmniejszaniu ilości ciepła pochodzącego ze źródła geotermalnego wprost proporcjonalnie do przyrostu temperatury powrotu wody z MSC. Może to dalej prowadzić do dodatkowych problemów związanych ze zbyt wysoką temperaturą wody odprowadzanej do cieków wodnych bądź zatłaczanej za pomocą drugiego odwiertu. W takim wypadku, najkorzystniejszym wariantem zwiększenia stopnia wykorzystania odwiertu umożliwiającym maksymalizację wykorzystania ciepła z wody geotermalnej jest zastosowanie APC. Na rysunku 4 zaprezentowano wariant zastosowania układu APC jako źródła szczytowego w systemie geotermalnym bądź jako rozwiązania zwiększającego moc źródła z proporcjonalnym udziałem OZE.

Wybrany wariant modyfikacji układu jest stosunkowo mało inwazyjny, co umożliwia szybką implementację i rozbudowę mocy grzewczej przy jednoczesnej oszczędności paliwa. Wybrano APC z wbudowanymi palnikami gazowymi (istnieje możliwość montażu APC zasilanych parą wodną bądź gorącą wodą – w takim wypadku parametry analizy ulegną nieznacznej zmianie) i porównano z najpopularniejszym rozwiązaniem alternatywnym – układem KG. Przedstawiona implementacja, obejmująca tylko część ciepłowniczą, ma szereg zalet:

- Jakość wody z DZ nie wymaga zastosowaniu specjalnych materiałów wymiennika DZ, tak jak mogłoby to mieć miejsce w wypadku wykorzystania bezpośrednio wody geotermalnej.
- Ilość ciepła odzyskanego przez APC jest wprost proporcjonalna do przyrostu mocy wymiennika geotermalnego dzięki obniżeniu temperatury wody powracającej do wymiennika.
- Temperatura wody powracającej z MSC umożliwia osiągnięcie przez APC szczytowych sprawności dodatkowo, co skutkuje obniżeniem zużycia paliwa.

Dzięki instalacji APC w konfiguracji zaprezentowanej na rys. 4 w najbardziej niekorzystnym wariantcie



Rys. 4. Wariant włączenia APC w system ciepłowniczy zasilany przez wymiennik geotermalny

eksploatacyjnym MSC (zima), uzyskujemy ponad trzykrotne zwiększenie mocy wymiennika geotermalnego oraz znaczące zwiększenie mocy ciepłowniczej układu. System przed modernizacją dysponował mocą wymiennika ciepłowniczego w warunkach zimowych 1,16 MW. Po modernizacji, dzięki obniżeniu temperatury wody powracającej z sieci do wymiennika geotermalnego moc wzrosła do 3,49 MW. Odzyskane w ten sposób przez APC ciepło zostało wykorzystane do podniesienia temperatury wody zasilającej MSC nawet do 95°C (ponieważ jest to maksymalna temperatura, która może być uzyskana w APC, to należy zmniejszyć jej moc bądź zwiększyć przepływ w sieci). W celu zapewnienia z okresie zimowym dostawy ciepła dla odbiorców w ilości szczytowej 9,89 MW, to w rozwiązaniu konwencjonalnym 1,16 MW pochodziłoby ze źródła geotermalnego, a pozostałe 8,73 MW musiałyby być dostarczone ze źródła szczytowego. Po modyfikacji układu ze źródła geotermalnego pochodzi 3,49 MW, a z APC do 6,4 MW, skutkuje to ograniczeniem ilości ciepła doprowadzanego z zewnątrz do układu o ponad 27% w stosunku do systemu konwencjonalnego oraz zwiększeniem udziału wykorzystania ciepła ze źródła geotermalnego w okresie zimowym o ponad 300%. Na rysunku 5 przedstawiono zdjęcie APC z wbudowanym palnikiem gazowym działającą w opisaną powyżej konfiguracji.



Rys. 5. APC z wbudowanym palnikiem gazowym odzyskująca ciepło ze źródła geotermalnego i produkująca wodę gorącą na potrzeby MSC

Lp.	Opis	Kocioł Gazowy	Absorpcyjna Pompa Ciepła z wbudowanym palnikiem gazowym	Sprężarkowa Pompa Ciepła	
1	Moc	6630	6630	6630	[kW]
2	Nakłady inwestycyjne	560 000	2 200 000	9 700 000	[PLN]
3	COP	0,95	1,67	5	[E/E]
4	Zużycie gazu	663	411	0	[Nm <sup>3</sup> /h]
5	Zużycie prądu	22,1	25,8	1363	[kW/h]
6	Energia dostarczona w paliwie	7274	4509	0	[kW/h]
7	Sprawność rzeczywista	0,91	1,47	4,86	[E/E]
8	Cena gazu	1,85	1,85	1,85	[PLN/Nm <sup>3</sup> ]
9	Cena prądu	544,95	544,95	544,95	[PLN/MWh]
10	Przelicznikowy czas pracy	4380	4380	4380	[h/a]
11	Produkcja ciepła	104542	104542	104542	[GJ/a]
12	Koszt gazu	5 372 289	3 330 333	0	[PLN/a]
13	Koszt prądu	52 750	61 582	3 253 319	[PLN/a]
14	Koszt serwisu	5 600	22 000	97 000	[PLN/a]
15	Sumaryczne koszty roczne	5 430 639	3 413 915	3 350 319	[PLN/a]
16	Przelicznikowa cena ciepła	51,95	32,66	32,05	[PLN/GJ]
17	Roczne oszczędności względem kotła	0	2 016 725	2 080 320	[PLN/a]
18	Roczne oszczędności względem APC	0	0	63 596	[PLN/a]
19	Różnica w nakładach inwestycyjnych względem kotła	0	1 640 000	9 140 000	[PLN/a]
20	Różnica w nakładach inwestycyjnych względem APC		7 500 000	0	[PLN/a]
21	Czas zwrotu		0,81	117,93	[lata]
22	Koszty całkowite po 5 latach	27 713 195	19 269 573	26 451 594	[PLN]
23	Koszty całkowite po 10 latach	54 866 391	36 339 145	43 203 188	[PLN]
24	Koszty całkowite po 20 latach	109 172 781	70 478 291	76 706 376	[PLN]

Rys. 6. Porównanie kosztów wytworzenia ciepła oraz sumarycznych kosztów eksploatacji różnych wariantów dostawy ciepła

#### 4. Porównanie opłacalności systemów

Ogromną zaletą układów APC, widoczną w szczególności w stosunku do układów SPC, są niewielkie nakłady inwestycyjne. APC są oczywiście wyraźnie droższe od konwencjonalnych KG, jednak jest to różnica kompensowana w bardzo krótkim czasie przez znacznie niższe koszty wytwarzania ciepła. APC są także wielokrotnie tańsze od SPC, które mimo nieznacznie niższej ceny ciepła w porównaniu z APC, mają znacząco dłuższy czas zwrotu z inwestycji spowodowany wielokrotnie wyższymi nakładami inwestycyjnymi na SPC. Na rysunku 6 zaprezentowano wyniki analizy porównawczej dostawy ciepła z konwencjonalnego Kotła Gazowego, Absorpcyjnej Pompy Ciepła oraz Sprężarkowej Pompy Ciepła.

Przeanalizowano wariant modernizacji źródła ciepła za pomocą jednego z trzech układów: konwencjonalnego Kotła Gazowego, Absorpcyjnej Pompy Ciepła z wbudowanym palnikiem oraz Sprężarkowej Pompy Ciepła. Nakłady inwestycyjne na urządzenia zebrano na podstawie ofert handlowych od producentów i to właśnie nakłady na urządzenia były głównym elementem porównania. W analizie nie uwzględniono nakładów na dodatkową infrastrukturę energetyczną SPC – wymaga na znaczącej mocy przyłączeniowej, co wiąże się z dodatkowymi kosztami, nakładów inwestycyjnych na wykonanie komina w KG oraz APC oraz nakładów inwestycyjnych na odwiert geotermalny. Należy zaznaczyć, że koszty komina w układzie APC są niższe niż koszty komina w układzie KG, ze względu na mniejszą ilość spalin. Także w wypadku KG i APC z wbudowanym palnikiem koszty infrastruktury energetycznej, z racji bardzo małej wymaganej mocy elektrycznej, są stosunkowo niewielkie. Aby więc ujednoczyć koszty dodatkowe, pominięto także koszty infrastruktury elektroenergetycznej w układzie SPC, która byłaby także zdecydowanie najdroższa.

Najniższe nakłady inwestycyjne, na poziomie 560 000 zł przy mocy ok. 7 MW są wymagane w wypadku budowy

kotłowni opartej o klasyczny Kocioł Gazowy, jednak ze względu na duże zużycie gazu, taki wariant inwestycji prowadzi do najwyższych kosztów wytworzenia ciepła wynoszących 51,95 zł/GJ (bez uwzględnienia amortyzacji kotłowni). Najwyższe nakłady inwestycyjne, w wysokości prawie 10 000 000 zł przy mocy ok. 7 MW są wymagane w wypadku budowy układu z SPC. Nie występuje tutaj zapotrzebowanie na gaz, ponieważ energią zasilającą jest prąd, a samo urządzenie ma zdecydowanie najwyższą sprawność, co prowadzi do najniższego kosztu wytworzenia ciepła – 32,05 zł/GJ (bez uwzględnienia amortyzacji kotłowni). Złotym środkiem zdają się być układy z APC, ponieważ przy akceptowalnych nakładach inwestycyjnych na poziomie 2 200 000 zł przy mocy ok. 7 MW zużywają o 35% mniej gazu w stosunku do układu z KG. Zapewniają więc bardzo

atrakcyjną cenę ciepła wyższą tylko o 0,61 zł (32,66 zł/GJ) bez uwzględnienia amortyzacji kotłowni, od ceny ciepła z SPC co prowadzi do bardzo szybkiego, krótszego od roku, czasu zwrotu nakładów na taką inwestycję. Dla porównania, gdyby APC były poziomem odniesienia, to oszczędności z zainstalowania SPC zwracałyby się przez ponad 117 lat. Istotne jest także podejście skumulowane, obejmujące także nakłady inwestycyjne na urządzenia wraz z kosztami serwisowymi, gdzie po 10 latach eksploatacji, wszystkie koszty poniesione na APC są o ponad 18 mln zł niższe w stosunku do KG oraz o prawie 7 mln zł niższe w stosunku do SPC.

#### 5. Podsumowanie

Absorpcyjne Pompy Ciepła z wbudowanym palnikiem gazowym stanowią doskonałą, wysoce opłacalną alternatywą dla układu KG, wszędzie tam, gdzie dostępne jest Dolne Źródło Ciepła. Nakłady inwestycyjne na APC są wyższe od nakładów na KG, ale wielokrotnie niższe niż nakłady na SPC, przy praktycznie takich samych kosztach produkcji ciepła z PC. Na terenie Polski eksploatowane są instalacje APC i SPC, które potwierdziły wysoki potencjał zastosowania technologii w MSC. Pompy ciepła, umożliwiają zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w systemach ciepłowniczych przy, stosunkowo niewielkich nakładach inwestycyjnych (w przypadku APC).

#### Używane skróty

- APC – Absorpcyjne Pompy Ciepła
- KG – Kocioł Gazowy
- MSC – Miejska Sieć Ciepłownicza
- OZE – Odnawialne Źródło Energii
- PEC – Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej
- SPC – Sprężarkowe Pompy Ciepła