

Efektywna metoda dekarbonizacji krajowego sektora ciepłowniczego za pomocą innowacyjnego systemu odzyskiwania ciepła skraplania pary wodnej ze spalin powstającej ze spalania wilgotnej biomasy oraz absorpcyjnej pompy ciepła

Effective method of national district heating sector decarbonization using deep flue gas condensation heat recovery from wet biomass combustion using absorption heat pump

DOI: 10.15199/9.2021.4.2

MARCIN MALICKI, MAKSYMILIAN GĄDEK, PRZEMYSŁAW GIDZIELA,
JAROSŁAW KABIESZ, WOJCIECH PIOTROWSKI, CARLOS ESTEBAN WONG MUÑOZ

Słowa kluczowe: odzyskiwanie ciepła, wilgotna biomasa, absorpcyjna pompa ciepła

Streszczenie

Biomasa stanowi ponad połowę potencjału energii na potrzeby sektora ciepłowniczego w Polsce. Opracowywane technologie efektywnej zamiany wilgotnej biomasy na ciepło, stanowią realną szansę na dekarbonizację krajowego sektora ciepłowniczego. Zastosowanie Absorpcyjnych Pomp Ciepła umożliwia odzyskanie ciepła ze spalin znacząco poprawiając efektywność procesu wytwarzania ciepła. Wzrost kosztów emisji dwutlenku węgla sprawia, że taka inwestycja jest wysoce opłacalna. W artykule opisano studium przypadku polegającego na porównaniu czterech wariantów technologicznych modernizacji kotłowni o mocy cieplnej 15 MW.

Keywords: waste heat recovery, wet biomass, absorption heat pumps

Abstract

Biomass accounts for more than half of the heating potential in Poland. The developed technologies for the effective conversion of wet biomass into heat constitute a real opportunity to decarbonize the domestic heating sector. The use of Absorption Heat Pumps enables deep recovery of energy from exhaust gases, significantly improving the efficiency of the overall process. The increase in the cost of carbon dioxide emissions makes such an investment highly profitable. Paper presents four technological options of 15 MW boiler station.

© 2006-2021 Wydawnictwo SIGMA-NOT Sp. z o.o.
All right reserved

1. Wstęp – biomasa jako narzędzie do dekarbonizacji sektora ciepłowniczego

Znaczenie Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) w światowej energetyce i ciepłownictwie wyraźnie rośnie. W ostatnich dekadach rozwój OZE stał się jednym z głównych celów polityki energetycznej państw Unii Europejskiej, a w tym tzw. dekarbonizacji, tj. zaprzestanie stosowania paliw kopalnych. Podstawowe kwestie w tym zakresie reguluje Dyrektywa RED II [1], która dotyczy również zrównoważonej metody pozyskiwania biomasy do zastosowań energetycznych.

dr inż. **Marcin Malicki**; osoba do kontaktu:
M.Malicki@NewEnergyTransfer.com
New Energy Transfer Sp. z o.o.
dr inż. **Maksymilian Gądek**; Maksymilian.Gadek@losentech.com
Losentech Sp. z o.o.

Podstawą dekarbonizacji gospodarki Unii Europejskiej jest wielokierunkowa strategia redukcji CO₂ powstającego w procesach konwersji kopalnych nośników energii. Jest to główny element tzw. wspólnego wysiłku redukcyjnego. Od 2021 roku ograniczenie wykorzystania paliw kopalnych będzie dotyczyło nie tylko sektorów energetyki i przemysłu, ale również rolnictwa, transportu, budownictwa i gospodarstw domowych. Celem nadrzędnym polityki energetycznej UE jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Neutralność oznacza stan gospodarki energetycznej każdego państwa, w którym emisja gazów cieplarnianych (przede wszystkim CO₂ i CH₄) jest ograniczona przez ich pochłanianie w sposób naturalny lub technologiczny. Jest to ogromne wyzwanie dla takich państw jak Polska, przy czym w szczególności dotyczy jej energetyki i ciepłownictwa ze względu na strukturę miksu stosowanych paliw.

Ambitne cele zawarte w Dyrektywie [1], wymagania klimatyczne i środowiskowe oraz stale rosnące ceny paliw

kopalnych wyraźnie wskazują na wzrostowy trend wykorzystanie biomasy na potrzeby energetyczne wszystkich krajów regionu Europy Środkowej. Biomasa jest bowiem odnawialnym źródłem energii, gdyż przyjęto, że konwersja energii chemicznej biomasy w ciepło zachodzi z zerową emisją CO₂, a właściwie powstają dwutlenek węgla jest bezpośrednio asymilowany przez rośliny. Dlatego biomasa została uwzględniona w bilansach paliwowo-energetycznych państw członkowskich UE źródło energii o niskim śladzie węglowym, którego wykorzystanie pozwoli na osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Biomasa zużywana na potrzeby energetyczne dzielona jest na sześć grup [2]:

- biomasa drzewna – leśna,
- biomasa zielona i rolnicza – agro,
- biomasa wodna – morska lub słodkowodna, makroalgi lub mikroalgi,
- odpady biomasy pochodzenia zwierzęcego i ludzkiego (np.: kości, ściółka drobiowa, mączka mięsno-kostna, nawóz),
- zanieczyszczona biomasa i biomasa przemysłowa (np.: odpady komunalne, drewno z rozbiórki, osady ściekowe, szlam z masy papierniczej, odpady z tektury, płyty wiórowe, płyty pilśniowe, sklejka, palety i skrzynki drewniane, podkłady kolejowe),
- mieszaniny biomasy.

Polska ma w porównaniu z innymi krajami UE bardzo korzystne warunki do produkcji biomasy na cele energetyczne, przy czym dotyczy to zarówno biomasy leśnej, jak i pochodzenia rolniczego. Całkowita nadwyżka słomy z upraw zbożowych, która może być wykorzystana na cele energetyczne wynosi ok. 12,7 mln ton rocznie, a potencjał biomasy stałej z plantacji energetycznych wynosi ok. 20 mln ton, co przy założeniu jej wartości opałowej ok. 15 GJ/t odpowiada ilości ciepła możliwego do wytworzenia wynoszącej ok. 300 PJ. Innymi źródłami biomasy są odpady z zieleni komunalnej, przemysłu rolno-spożywczego, odpadów biologicznych itp. Sumaryczny potencjał energetyczny biomasy wynosi nawet ok. 835 PJ rocznie [3], co w Polsce stanowi ponad połowę całkowitego potencjału OZE.

Energetyczne wykorzystanie biomasy w urządzeniach o mocy cieplnej powyżej 1MW wiąże się z koniecznością spełnienia szeregu wymogów środowiskowych [4]. Obowiązujące w Polsce Rozporządzenie Ministra Klimatu [5] implementuje minimalne wymagania Dyrektywy MCP (*Medium Combustion Plants*) dotyczące średnich instalacji spalania [6] o mocy cieplnej 1-50 MW. Odpowiednie regulacje dotyczą również granicznych wielkości emisji ze spalania biomasy zarówno drzewnej, jak i niedrzewnej. Graniczne wielkości emisji dotyczą takich zanieczyszczeń, jak dwutlenek siarki SO₂, tlenki azotu oraz pyłu (tab. 1).

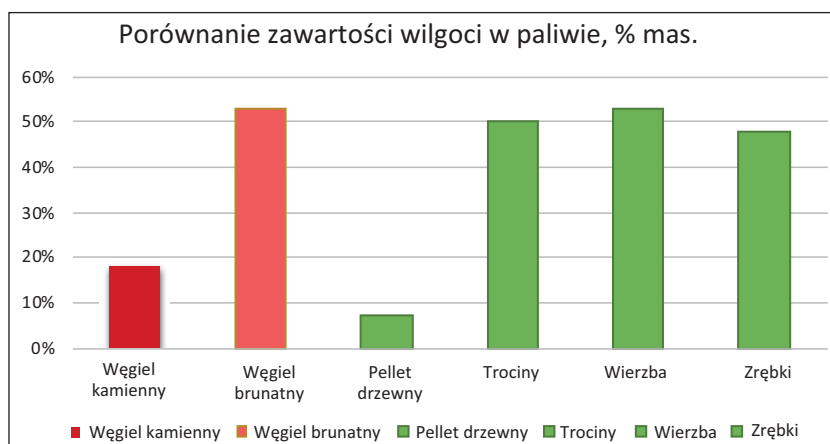
2. Głębokie odzyskiwanie ciepła ze spalin

Spełnienie restrykcyjnych wymagań w odniesieniu do ochrony środowiska dotyczących instalacji średniej mocy przeznaczonych do spalania biomasy stałej, możliwe jest przy zastosowaniu zaawansowanych rozwiązań technicznych, tzw. wtórnych metod ograniczania emisji, tj. głębokiego chłodzenia strumienia spalin.

TABELA 1. Standardy emisji produktów ze spalania paliw stałych, a w tym biomasy

Nominalna moc cieplna >5 ÷ ≤50 MW			
Zanieczyszczenie	standardy emisji w mg/m ³ przy zawartości tlenu 6% w gazach odlotowych		
	do 31 grudnia 2024 r.	od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2029 r.	źródła nowe (od 1 stycznia 2030 r.)
Dwutlenek siarki (SO ₂)	200	200	200
Tlenki azotu (NO _x)	400	300	300
Pyły	100	20 (30*)	20 (30*)
*moc cieplna ≤ 20 MW			
Nominalna moc cieplna 1 ÷ ≤5 MW			
Zanieczyszczenie	standardy emisji w mg/m ³ przy zawartości tlenu 6% w gazach odlotowych		
	do 31 grudnia 2024 r.	od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2029 r.	źródła nowe (od 1 stycznia 2030 r.)
Dwutlenek siarki (SO ₂)	200	200	200
Tlenki azotu (NO _x)	400	400	400
Pyły	100	100	50

W artykule opisano techniczne możliwości autorskiej metody odzyskiwania ciepła ze spalin, opracowanej w trakcie realizacji projektu [8] dofinansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Celem autorskiej metody jest m.in. obniżenie zapotrzebowania na energię pierwotną dzięki wysokosprawnemu wytwarzaniu ciepła z biomasy w wyniku wykorzystania ciepła skraplania pary wodnej ze spalin do zasilania obiegów grzewczych w ciepłownictwie. Zastosowanie tej metody w praktyce ogranicza emisję gazów cieplarnianych: dwutlenku węgla i pary wodnej, ogranicza również emisję kwaśnych gazów i pyłów z procesów spalania; umożliwia wykorzystanie niskowartościowego paliwa wymagającego energochłonnych procesów przygotowania do jego spalania, a w tym biomasy o zawartości wilgoci do 60% (mas). Proponowane rozwiązanie spełnia więc bezpośrednio założenie celów strategicznych, takich jak realizacja gospodarki zeroemisyjnej, gospodarki obiegu zamkniętego, poprawa efektywności energetycznej oraz wielu innych wymagań

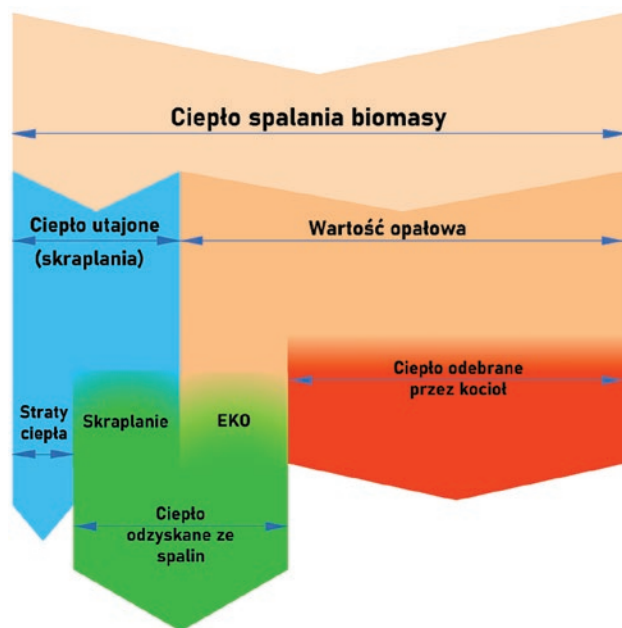


Rys. 1. Porównanie zawartości wilgoci wybranych paliw stałych [2]

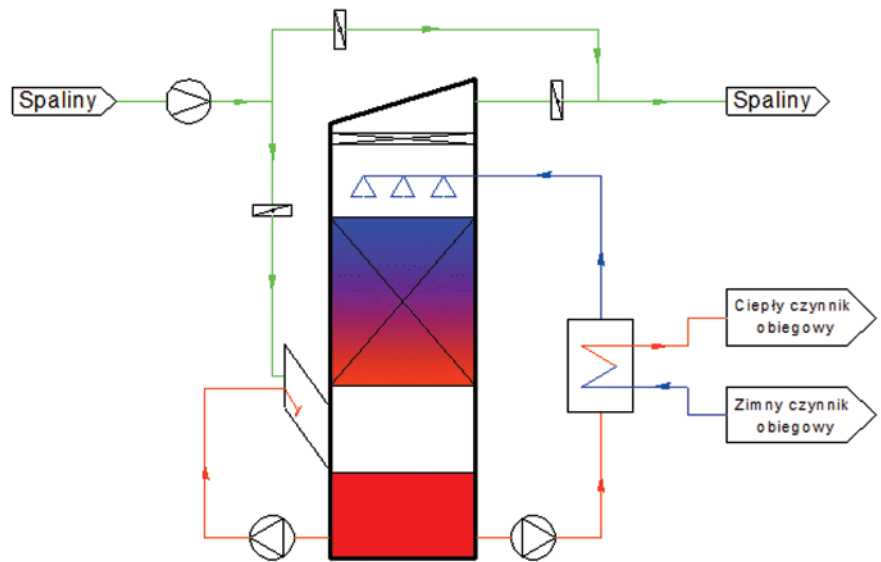
dotyczących poprawy jakości powietrza. Głównym celem technologii jest efektywne zagospodarowanie odpadów biomasy bez konieczności stosowania energochłonnych procesów jej wstępnego przygotowania – suszenia. Na rysunku 1 przedstawiono zawartość wilgoci różnych paliw, bowiem jest to wielkość, która stanowi potencjał do odzyskiwania utajonego ciepła skraplania pary wodnej ze spalin.

Biomasa spalana w specjalnych kotłach dostępnych na rynku [7] jest najczystszym źródłem ciepła użytkowego, a zatem idealnie wpisuje się w trend dekarbonizacji krajowego ciepłownictwa, gdyż średnie źródła ciepła zlokalizowane blisko odbiorcy umożliwiają ograniczenie do minimum śladu węglowego, zwiększają lokalne bezpieczeństwo energetyczne oraz zmniejszają straty przesyłania ciepła. Ze wzrostem zawartości wilgoci w paliwie, spada jego wartość opałowa przy jednoczesnym wzroście udziału utajonego ciepła skraplania pary wodnej w spalinach. Utajone ciepło skraplania można odzyskać skraplając parę wodną znajdującą się w gazach spalinowych. Proces ten zwiększa sprawność cieplną całej instalacji, nawet powyżej 100%. Oznacza to zwiększenie opłacalności inwestycji elektrociepłowni lub ciepłowni opalanej biomasą wilgotną zarówno ze względu na możliwość zwiększenia mocy cieplnej źródeł, jak i zmianę struktury kosztów wilgotnego paliwa. Na rysunku 2 pokazano udziały poszczególnych strumieni ciepła w paliwie o podwyższonej wilgotności.

Odzyskiwanie ciepła skraplania umożliwiają skrubery kondensacyjne tj. bezprzeponowe wymienniki ciepła i masy, w których wilgotne spaliny stykają się bezpośrednio z wodą obiegową. Wymiana ciepła i masy w skrubrze zachodzi na powierzchni statycznego lub ruchomego wypełnienia zwiększającego powierzchnię kontaktu



Rys. 2. Udział poszczególnych strumieni ciepła w paliwie o podwyższonej wilgotności

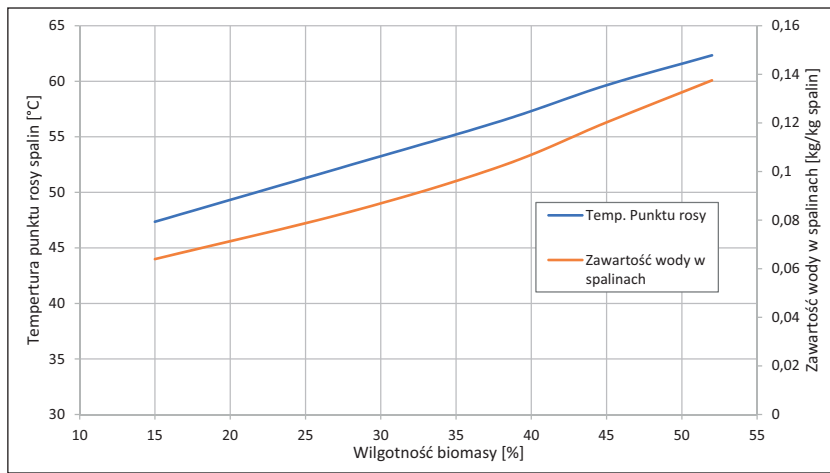


Rys. 3. Jednostopniowy skrubier kondensacyjny w układzie odzyskiwania ciepła ze spalin

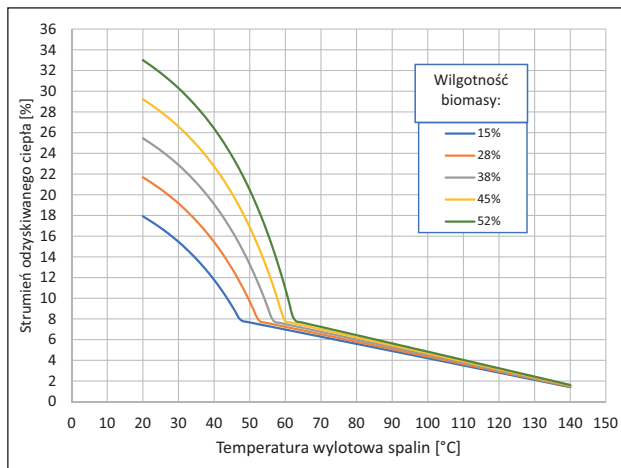
międzyfazowego. Ciepło skraplania odzyskane ze spalin można wykorzystać m.in. do podniesienia efektywności sieci ciepłowniczych na poziomie lokalnym, szczególnie z zastosowaniem przemysłowych pomp ciepła; produkcji ciepła procesowego np. do zasilania urządzeń z obiegiem ORC; suszenia paliwa, np.: trocin, zrębków, paliw lub tarcicy. Odzyskiwanie utajonego ciepła skraplania pary wodnej ze spalin możliwe jest głównie wtedy, gdy spalane są paliwa o dużej zawartości wilgoci, np. biomasa drzewna o podwyższonej wilgotności – do 60%, lub biomasa niedrzewna o podwyższonej wilgotności; odpady komunalne o wartości opałowej min. 7 MJ/kg; odpady typu RDF o podwyższonej wilgotności; węgiel brunatny, torf. Przykład instalacji do odzyskiwania ciepła skraplania pary wodnej ze spalin odprowadzanych z kotła energetycznego opalanego wilgotną biomasą przedstawiono na rys 3.

W skrubrze spaliny zostają ochłodzone na wypełnieniu zraszonym przez przepływającą w przeciwnym kierunku wodą obiegową. Temperatura wody odpływającej ze skrubera jest zbliżona do temperatury punktu rosy spalin. Skrubier jest wyposażony w separator kropli umieszczony na wylocie spalin, co skutecznie ogranicza porywanie kropli cieczy. Skrubery kondensacyjne mogą być zamontowane w każdej instalacji (jako bypass) lub mogą stanowić integralną część instalacji do oczyszczania spalin, przy czym w skrubrach zachodzi mokre odpylenie spalin, absorpcja kwaśnych składników jak: SO_2 , HCl itd.

Parametrem warunkującym wykorzystanie niskotemperaturowej integracji cieplnej jest zawartość wody w paliwie, która bezpośrednio wpływa na wartość temperatury termometru mokrego, zwyczajowo zwaną temperaturą punktu rosy. Zależność temperatury punktu rosy spalin od wilgotności spalanej biomasy podano na rys. 4. Proces bezprzeponowej wymiany ciepła w skrubrze wymaga doprowadzenia cieczy o temperaturze niższej niż temperatura punktu rosy. Analizując rysunek 2 widać, że ciepło uzyskane w procesie spalania paliwa w kotle odbierane jest w zasadzie na drodze promieniowania i konwekcji zarówno w komorze spalania, jak i w strefie ekonomizera. W rezultacie temperatura spalin z poprawnie eksploatowanego kotła rzadko przekracza $160^{\circ}C$. Zatem odzyskiwanie ciepła ze spalin osiągnięte jest najpierw przez ich ochłodzenie do temperatury punktu rosy, a następnie przez skraplanie



Rys. 4. Temperatura punktu rosy spalin oraz zawartość wody w spalinach w zależności od wilgotności biomasy



Rys. 5. Strumień odzyskiwanego ciepła ze spalin w skruberze w zależności od temperatury wylotowej spalin i wilgotności biomasy (temperatura spalin za ekonomizerem typowego kotła 160°C)

pary wodnej znajdującej się w spalinach. Na rysunku 5 pokazano, jak zmienia się strumień odzyskiwanego ciepła skraplania pary wodnej w skruberze w odniesieniu do spalania biomasy w typowym kotle z ekonomizerem. A zatem w przypadku spalania wilgotnego paliwa istnieje możliwość podniesienia efektywności energetycznej kotła oraz sieci ciepłowniczej.

Strumień odzyskiwanego ciepła zależy od wielu czynników, jednak zazwyczaj jego wartość determinowana jest przez temperaturę wody powrotnej z węzłów ciepłowniczych; możliwość zabudowy pomp ciepła w systemie ciepłowniczym lub w układzie zasilania kotła; charakterystykę obciążeń kotła i sieci; stabilizację parametrów paliwa (zachowanie odpowiedniej zawartości wilgoci).

3. Studium przypadku

Aby ocenić korzyści możliwe do uzyskania dzięki zastosowaniu opisywanej technologii przeprowadzono analizę modernizacji ciepłowni o mocy cieplnej 15 MW. Przedmiotem szczegółowej analizy były 4 warianty modernizacji:

- P1 – Kocioł o mocy cieplnej 15,18 MW opalany węglem 22 MJ/kg,
- P2 – Kocioł gazowy o mocy 15,18 MW,
- P3 – Kocioł 15,18 MW opalany biomasą o zawartości wilgoci 50% (mas.),
- P4 – Kocioł 10 MW opalany biomasą o zawartości wilgoci 50% (mas.) zintegrowany z instalacją odzyskiwania ciepła kondensacji i zasilającą gazową, absorpcyjną pompę ciepła o mocy 5,18 MW.

W obliczeniach bilansowych układu ciepłowniczego i kotłów wodnych przyjęto następujące założenia:

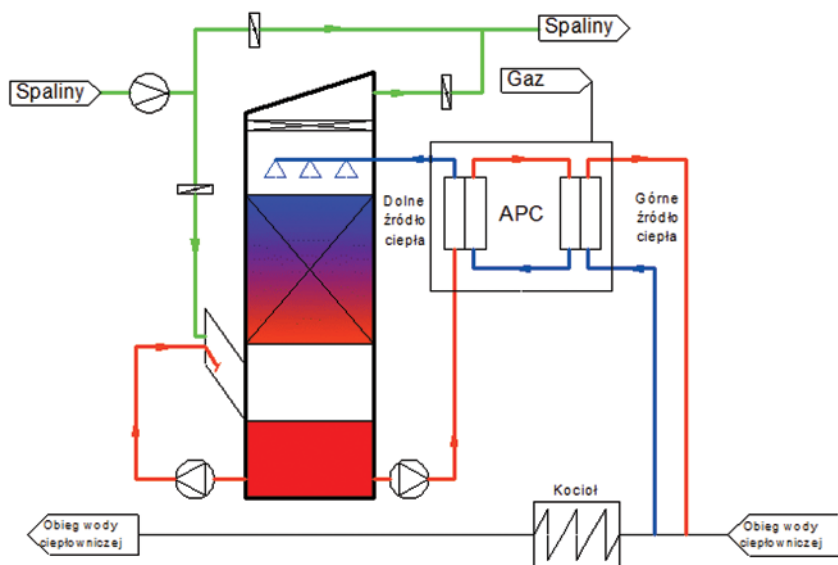
- nominalne natężenie przepływu wody przez kocioł: 185 m³/h,
- temperatura znamionowa wody: wlot do kotła 60°C,
- temperatura znamionowa wody: wylot z kotła 130°C,
- temperatura spalin: wylot za ekonomizerem: 160°C,
- dyspozycyjność obiektu: 240 dni w roku,
- wartości opałowe paliw spalanych w kotłach w analizowanych wariantach podano w tab. 4.

W wariantach P1, P2, P3 cały strumień wody z systemu ciepłowniczego dopływa do kotła, natomiast w wariantcie P4 ok. 80% strumienia wody z systemu ciepłowniczego, tj. 148,5 m³/h, przepływa przez wymiennik ciepła APC zasilanej gazem; w APC woda jest podgrzewana od 60°C do 90°C. Następnie podgrzana woda jest zwracana do rurociągu powrotnego systemu ciepłowniczego, dzięki temu temperatura wody zasilającej kocioł wzrasta do ok. 84°C. Podczas eksploatacji systemu w okresie letnim oraz okresach przejściowych, gdy temperatura zasilania m.s.c. nie przekracza 90°C, to gorąca woda z APC kierowana jest bezpośrednio do sieci. Wariant modernizacji ciepłowni oznaczony jako P4 pokazano na rys. 6.

Aby porównać opisane warianty modernizacji ciepłowni pod względem techniczno-ekonomicznym wykonano serię obliczeń bilansowych skrubera kondensacyjnego zintegrowanego z wysokosprawną, absorpcyjną pompą ciepła zasilaną gazem; współczynnik wydajności grzewczej pompy ciepła – COP (*Coefficient of Performance*) w przyjętych warunkach eksploatacji wynosi 1,8. Założenia do bilansu energetycznego wariantów P1÷P4 podano w tab. 3. W kotle, w którym spalane jest paliwo o wilgotności 50% (mas.) za pomocą skrubera kondensacyjnego może odzyskać ponad 30% ciepła doprowadzonego z energią

TABELA 2. Założenia do bilansu wariantów studium przypadku

Wariant	Rodzaj paliwa	Moc całkowita, MW	Moc netto, MW	Odzyskane ciepło skraplania pary wodnej ze spalin, MWh	Zużycie gazu ziemnego, MWh	Sprawność kotła, %	Sprawność z układem odzyskiwania ciepła skraplania
P1	Węgiel	15,17	15,17	0	n.d	84	n.d
P2	Gaz ziemny	15,17	15,17	0	15	94	n.d
P3	Biomasa 50% wilg.	15,17	15,17	0	n.d	84	84 (brak skrapl.)
P4	Biomasa 50% + gaz. APC	15,17	10,00	2,30	2,87	84	107 (84+23)



paliwa, jego ceny oraz kosztów pochodnych instalacji grzewczej. W obliczeniach bilansowych przyjęto następujące jednostkowe zużycie energii elektrycznej w odniesieniu do uzyskiwanej mocy cieplnej: 7,01 kWh/MW w wariantcie P1; 3,47 kWh/MW w P2, 8,37 kWh/MW w P3 oraz 14,99 kWh/MW w P4. Instalacje wariantów innych niż podstawowy, ze względu na różny stopień oprzyrządowania oraz infrastrukturę techniczną mają zróżnicowane wskaźniki ruchowe opisane tutaj jako uogólniony koszt eksploatacyjny zawierający m.in.: koszt obsługi, serwis, koszty stałe itp. Jak widać najwyższe koszty eksploatacyjne ma obiekt opisany jako wariant P4 i wyposażony w kocioł o mocy cieplnej 10 MW, APC o mocy cieplnej 5,18 MW oraz skrubler kondensacyjny. W tym przypadku koszty dla wariantu P4 są tylko o ok. 40% wyższe niż koszty dla samego kotła biomasowego oraz 2 razy wyższe niż dla kotła węglowego (P1), gdyż zarówno skrubler, jak i APC

Rys. 6. Skrubler kondensacyjny oraz APC do podgrzewania wody w sieci ciepłowniczej w wariantcie P4 modernizacji ciepłowni (Założenia: kocioł o mocy cieplnej 10 MW, zawartość wilgoci w paliwie 50% (mas.), strumień masy paliwa 4,2 t/h, strumień ciepła odzyskanego w wyniku skraplania 2,3 MW)

chemiczną paliwa (ponad 3 MW z 10 MW). Uwzględniając ograniczenia wynikające z procesu wymiany masy oraz integracji cieplnej układu rzeczywistego kotła wodnego wyznaczono optymalny przyrost sprawności cieplnej analizowanego wariantu modernizacji P4; wyniósł on 23% (2,3 MW). W Absorpcyjnej Pompie Ciepła (APC), której dolnym źródłem jest strumień ciepła odpadowego z procesu skraplania pary wodnej ze spalin w ilości 2,3 MW można uzyskać moc cieplną 5,18 MW przy zużyciu strumienia energii pierwotnej gazu zasilającego generator APC wynoszącym 2,87 MW. W analizowanym przypadku do napędu APC przyjęto gaz ziemny ze względu na jego dostępność. APC może być także zasilana parą wodną bądź innym paliwem ciekłym. Dlatego też do analizy skutków modernizacji obiektu wystarczy instalacja kotła opalanego mokrą biomasą o mocy cieplnej netto 10 MW z układem do odzyskiwania ciepła skraplania pary wodnej ze spalin.

Wariant P1 z kotłem węglowym stanowi wariant odniesienia do obliczeń unikniętej emisji dwutlenku węgla. Wartości współczynników emisji z ciepłowni w r. 2021 wyznaczono z tablic KOBIZE [8]. Wynoszą one kolejno – spalanie węgla $WE = 95,05 \text{ kg/GJ}$ oraz gazu ziemnego $WE = 55,42 \text{ kg/GJ}$. Spalanie biomasy ma neutralny wpływ na środowisko, a zatem biomasa jest uznawana jako paliwo zeroemisyjne.

Jednostkowy koszt wytwarzania ciepła w poszczególnych wariantach modernizacji jest różny i zależy od rodzaju

są urządzeniami kompaktowymi o wysokim stopniu automatyzacji i prostej budowie. Koszt zakupu energii elektrycznej ma jednak udział na poziomie 10-20% wszystkich kosztów eksploatacyjnych. W podanej analizie, najistotniejszym składnikiem kosztów, poza paliwem, jest jednak koszt zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla (tab. 3), który znacząco wpływa na opłacalność sprzedaży ciepła odbiorcom. W tym celu na potrzeby porównania wprowadzono *wskaźnik rentowności eksploatacyjnej* (tab. 4) który, można odnosić do opłacalności produkcji ciepła. W tabeli 4 podano wyniki obliczeń wskaźnika rentowności eksploatacyjnej obiektu energetycznego przy cenie zakupu uprawnień do emisji wynoszącej 43 EUR/t (koszt z marca 2021). Przy założeniach opisanych wyżej obecnie eksploatacja obiektu o mocy cieplnej 15 MW opalanego węglem jest zupełnie nierentowna (wariant P1 – ujemny wskaźnik). Wariant P2, charakteryzujący opłacalność eksploatacji kotła gazowego należałoby traktować jako kierunek do dywersyfikacji w niedalekiej przyszłości ze względu na ślad węglowy gazu ziemnego. Z kolei wariant kotła biomasowego z absorpcyjną pompą ciepła ustępuje nieznacznie wariantowi P2 w aspekcie wskaźnika rentowności eksploatacyjnej. Aby uwzględnić rosnące ceny zakupu uprawnień do emisji, które w lutym/marcu br. roku przekroczyły 40 EUR/t wykonano symulację, której celem było zbadanie wpływu ceny zakupu uprawnień na opłacalność eksploatacji obiektu wytwarzającego

TABELA 3. Emisja CO₂ oraz koszt unikniętej emisji w różnych wariantach modernizacji

Wariant	Wartość opalowa, MJ/kg	Moc kotła netto, MW	Strumień masy paliwa podstawowego, t/h	Roczna emisja CO ₂ , t/rok	Uniknięta emisja CO ₂ w odniesieniu do spalania węgla, t/rok	Koszt zakupu uprawnień do emisji, tys. PLN/rok
P1	22	15,17	2,96	35 575,8	0	6 731
P2	48	15,17	1,21	19 172,3	16 404	3 627
P3	10	15,17	6,50	0*	35 576	0
P4**	10 (gaz 48)	10,00	4,29 (gaz-0,18)	3 410,0	32 166	645

* bilans śladu węglowego równy 0; biomasa pochodzenia lokalnego

** uwzględniono emisję CO₂ z palnika gazowego APC

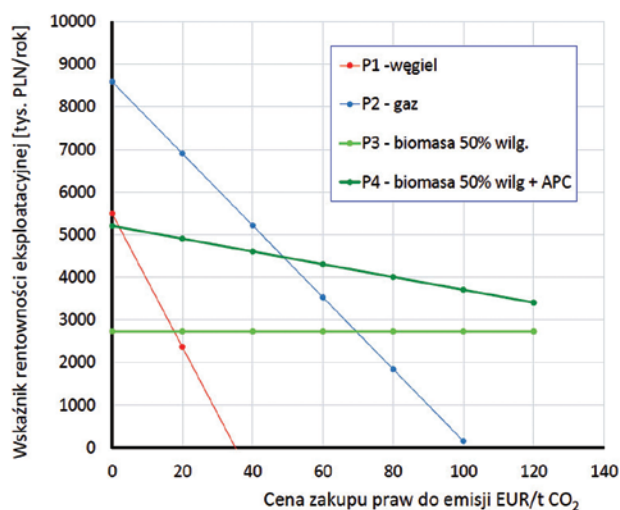
TABELA 4. Zestawienie składników kosztowych uproszczonej analizy ekonomicznej (wskaźnik rentowności eksploatacyjnej przy koszcie emisji 43 EUR/t CO₂ oraz kursu EUR=4,4 PLN)

Wariant	Cena ciepła, PLN/GJ	Koszt jedn. paliwa, PLN/kg	Koszt paliwa, PLN/rok	Koszt en. elektr., PLN/rok	Uogólniony roczny koszt eksploatacyjny, tys. PLN/MW	Wskaźnik rentowności eksploatacyjnej, tys. PLN/rok
P1	46 67	0,52	8 510 961	181 647	79 103	-1 943
P2	71 94	1,86	12 947 526	89 856	65 920	4 965
P3	44 85	0,25	9 362 057	216 864	118 655	2 729
P4	49 98	0,25	8 473 989	388 454	165 000	4 563

ciepło systemowe (ciepłą wodę) w wariantach P1÷P4 przy zachowaniu stałej, jednostkowej ceny sprzedaży ciepła (PLN/GJ). Wyniki analizy porównawczej pokazano na rys. 7; należy je rozpatrywać jako pewne, modelowe ujęcie problemu. Przy aktualnych jednostkowych (PLN/GJ) cenach zakupu ciepła można wnioskować, że dla użytkownika obiektu energetycznego opalanego węglem (P1) przy wartości kosztu uprawnień do emisji CO₂ na poziomie ok 37 EUR/t eksploatacja jest nieopłacalna. Podobna sytuacja w przypadku eksploatacji kotła gazowego (wariant P2) wystąpi przy cenie zakupu praw do emisji na poziomie ok. 100 EUR/t. Co istotne, jeśli cena zakupu uprawnień wzrośnie powyżej 45÷50 EUR/t, to eksploatacja kotła biomasowego ze skruberm kondensacyjnym i APC (wariant P4) staje się opłacalna na poziomie kotła gazowego (wariant P2). Należy zaznaczyć, że wg prognoz w ciągu najbliższych lat cena zakupu uprawnień do emisji wzrośnie do ok. 70 EUR/t, co potwierdzi przewagę rozwiązań z wykorzystaniem biomasy. Oczywiście, niezależnie od dokładności prognoz, nieunikniony wzrost cen uprawnień spowoduje w konsekwencji wzrost cen ciepła w stosunku do wartości podanych w tab. 4. Jednym z istotnych wniosków wynikających z symulacji (rys. 7) jest fakt, że wykorzystanie biomasy jest atrakcyjne już teraz i nie jest wrażliwe na mechanizm handlu emisjami ze względu na zerowy ślad węglowy.

4. Absorpcyjne Pompy Ciepła

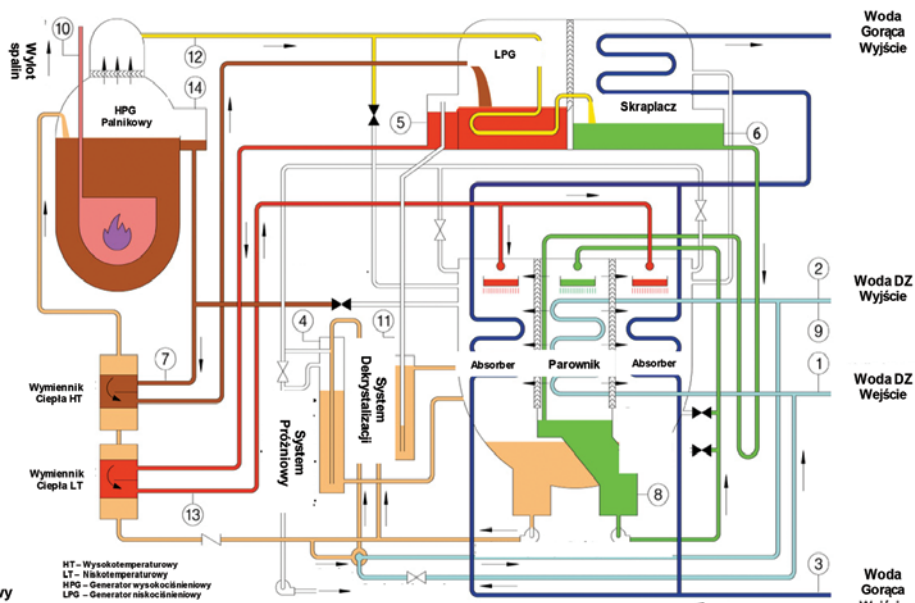
Zadaniem Absorpcyjnych Pomp Ciepła w zaproponowanym układzie modernizacji jest zapewnienie optymalnej temperatury wody dopływającej do skrubera w celu odzyskania maksymalnego strumienia ciepła ze spalin.



Rys. 7. Wpływ ceny zakupu praw do emisji CO₂ na wskaźnik rentowności eksploatacji instalacji wytwarzania ciepła systemowego

Tak niskiej temperatury nie zapewnia bezpośrednio woda powrotna z miejskiej sieci ciepłowniczej, gdyż zgodnie z wykresem regulacyjnym sieci, szczególnie w okresie zimowym, temperatura ta jest znacznie wyższa. Zastosowanie APC wpisuje się więc w powyższy układ dzięki temu, że umożliwiała ona wykorzystanie nieużytecznego ciepła niskotemperaturowego (pobieranego z dolnego źródła ciepła – skrubera) i przekazania go w formie ciepła użytecznego do źródła górnego (MSC). Transformacja ciepła z niższego na wyższy poziom temperatury wymaga doprowadzenia do APC ciepła napędowego za pośrednictwem paliwa gazowego, pary wodnej lub wody gorącej o temperaturze wyższej niż 100°C. Zgodnie z zasadą zachowania energii ilość ciepła użytecznego uzyskanego w APC równa jest sumie ciepła pobranego z dolnego źródła i doprowadzonego ciepła napędowego. W APC roztworem roboczym jest najczęściej wodny roztwór bromku litu (LiBr) – nietoksyczna sól kwasu HBr, a czynnikiem chłodniczym woda. Zasadę działania bromolitowej, absorpcyjnej pompy ciepła przedstawiono na rys. 8. W generatorze (warniku) pompy, kosztem dostarczonego ciepła, uzyskanego np. ze spalania gazu w wbudowanym palniku, odparowuje woda z rozcieńczonego wodnego roztworu bromku. Odparowanie wody w generatorze jest możliwe dzięki temu, że ciśnienie w tym wymienniku jest znacznie niższe niż ciśnienie atmosferyczne. Uzyskana w ten sposób czysta para wodna dopływa do przeponowego wymiennika ciepła (skraplacza), gdzie następuje jej skraplanie. Skropliny ze skraplacza dopływają przez układ dławiący (rozprężny) do parowacza, gdzie odparowują w warunkach wysokiej próżni kosztem ciepła pobieranego z DZC. Para wodna powstająca w parowaczu jest następnie pochłaniana w absorberze przez stężony wodny roztwór bromku litu, przy czym przepływ pary z parowacza do absorbera powoduje różnicę ciśnienia nasycenia pary wodnej nad czystą wodą (w parowaczu) i wodnym roztworem soli (w absorberze), przy czym proces absorpcji jest egzotermiczny. Dlatego też wymagany jest odbiór ciepła z absorbera, który stanowi pierwszy stopień podgrzewania wody powrotnej z MSC. W absorberze (w wyniku pochłaniania wody) roztwór bromku litu rozcieńcza się i następnie rozcieńczony roztwór jest przetłaczany przez pompę obiegową roztworu z absorbera do generatora, gdzie woda z roztworu odparowuje, a stężony roztwór Li Br zostaje doprowadzony do absorbera i cykl powtarza się. Prawidłowe działanie APC wymaga dostarczenia ciepła o różnej temperaturze: wysokiej do generatora i niskiej do parowacza. Należy także zapewnić zasilanie energią elektryczną systemu automatyki i silników pomp obiegowych, przy czym pobierana moc elektryczna stanowi ok. 0,1% mocy cieplnej urządzenia. Znikome zużycie mocy elektrycznej jest bardzo istotne w porównaniu z SPC, które, mimo że mają wyższą sprawność, to zużywają znacząco większe ilości drogiej energii elektrycznej.

- Paliwo
- Spaliny
- Woda ogrzewana
- Woda dolnego źródła
- Roztwór stężony
- Roztwór pośredni
- Roztwór rozcieńczony
- Pary czynnika z HPG
- Czynnik chłodniczy
- Czynnik chłodniczy gazowy



- | | | | |
|--------------------------------------|--|-------------------------------|----------------------------------|
| ① Temp. wody chłodzonej wlot (I) | ⑤ Temp. roztworu stężonego LPG (C,I) | ⑧ Temp. wrzenia(I,A) | ⑫ Ciężnienie HPG (I,C,A) |
| ② Temp. wody chłodzonej wylot | ⑥ Temp. skraplania(I,C,A) | ⑨ Przepływ wody chłodzonej | ⑬ Temp. zraszania roztworem(I,C) |
| ③ Temp. wody chłodzącej wlot (I,C,A) | ⑦ Temp. roztworu pośredniego HPG (A,I) | ⑩ Temp. spalin paliwa (I,A) | ⑭ Poziom czynnika HPG (C,I) |
| ④ Poziom próżni (I) | Temp. wrzenia(I,A) | ⑪ Temp. dekrystalizacji (I,A) | |
- C – Kontrola
A – Alarm
I – Wskazanie

Rys. 8. Ideowy schemat bromolitowej, Absorpcyjnej Pompy Ciepła na przykładzie urządzenia SL Eco Energy Systems

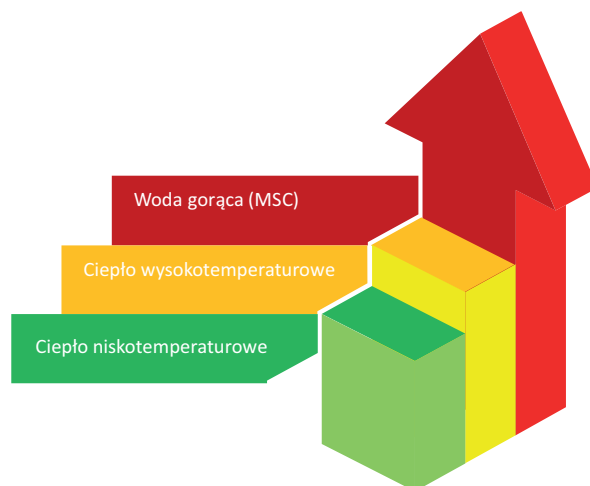
Tak jak każde urządzenie techniczne oferowane na rynku, także APC, charakteryzują się pewnym zakresem dopuszczalnych parametrów roboczych. Poniżej podano parametry robocze urządzenia z podziałem na poszczególne obiegi:

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

Najistotniejszymi parametrami wpływającymi na wielkość układu APC są: temperatura ciepła pobieranego z dolnego źródła (DZ) oraz wymagana temperatura ciepła użytecznego. W celu zminimalizowania wymiarów urządzenia, a co za tym idzie nakładów inwestycyjnych, zaleca się utrzymanie parametrów roboczych układu APC zapewniających różnicę między temperaturą nośnika ciepła odpływającego z DZ a temperaturą wody powrotnej z MSC na poziomie nie przekraczającym 35 K. W związku z tym, że na wielkość oraz sprawność układu może mieć wpływ aż dziewięć parametrów (temperatura 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 szerokiemu zakresowi regulacji mocy; np. moc cieplna może być regulowana w zakresie w zakresie 20-100% mocy nominalnej przy możliwości zmiany przepływu od 50 do 120% przepływu nominalnego oraz 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 wszystkich pomp ciepła polega na wykorzystaniu ciepła niskoparametrowego, to główną korzyścią z zastosowania APC jest znaczące zwiększenie sprawności wytwarzania ciepła w APC, w porównaniu z systemem konwencjonalnym opartym na KG, a co za tym idzie obniżenie kosztu wytworzenia ciepła. Jest to szczególnie widoczne w powyższym studium przypadku, gdzie niska temperatura DZ umożliwia odzyskanie ciepła skraplania pary wodnej zawartej w spalinach. Poza poprawą sprawności wytwarzania ciepła układy z APC umożliwiają istotne zwiększenie mocy cieplnej konwencjonalnych systemów kogeneracyjnych z silnikami tłokowymi bądź turbinami parowymi przy zachowaniu takiego samego, jak przed modernizacją zużycia paliwa. Na rysunku 9 przedstawiono udział ciepła niskotemperaturowego



Rys. 9. Elementy składowe bilansu cieplnego absorpcyjnej pompy ciepła



Rys. 10. Absorpcyjna Pompa Ciepła z wbudowanym palnikiem (SL Eco-Energy Systems)

w całkowitej ilości ciepła wytwarzanego w absorpcyjnej pompie ciepła.

Przyjmując, że do APC dostarcza się jednostkę ciepła zasilającego, to odzyskując ok 0,8 jednostki ciepła odpadowego, wytwarza się 1,8 jednostki ciepła użytecznego o temperaturze umożliwiającej jego wykorzystania do zasilania MSC. Podane liczby dotyczą warunków krajowych odzwierciedlonych w przedstawianym studium przypadku zarówno w zakresie temperatury 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 utrzymywana temperatura dodatnia. Wynika to z faktu, że czynnikiem roboczym (chłodniczym) jest woda. Ze względu na konstrukcję APC jedynymi ograniczeniami w zakresie mocy urządzeń są problemy związane z logistyką dostawy poszczególnych elementów urządzenia. Na rynku dostępne są urządzenia o mocy grzewczej od 1 MW do 180 MW dostarczane jako pojedyncze elementy, przy czym do Polski zostały dostarczone instalacje o mocy od ok. 2 MW do ok. 15 MW. Dzięki możliwości łączenia urządzeń w równoległe połączone zespoły ograniczenie mocy praktycznie nie występuje. APC z wbudowanym palnikiem gazowym pokazano na rys. 10.

5. Podsumowanie i wnioski

W artykule przedstawiono potencjał energetyczny biomasy, stanowiącej większościowy udział w OZE w Polsce. Spalanie biomasy wydaje się być właściwym kierunkiem modernizacji polskich ciepłowni i elektrociepłowni, a także wytwórców ciepła na własne potrzeby. Dostępność technologii spalania wilgotnego paliwa sprawia, że wykorzystanie biomasy, szczególnie niskowartościowej, wilgotnej bez konieczności jej obróbki i suszenia jest obecnie atrakcyjne. Opisana technologia odzyskiwania ciepła skraplania pary wodnej ze spalin stanowi duży i dotychczas niewykorzystany potencjał zwiększenia sprawności cieplnej istniejących i nowych kotłowni biomasowych, nawet o 35%. Z kolei rozwój technologiczny Absorpcyjnych Pomp Ciepła spowodował znaczący wzrost wartości COP; źródłem energii napędowej APC może być para wodna lub palnik gazowy. W aspekcie zastosowania kotłowni biomasowych z głębokim odzyskiwaniem ciepła ze spalin należy zwrócić uwagę na możliwość wykorzystania układów

elektrociepłowni, w których do zasilania APC można wykorzystać parę niskoprężną lub kondensat, eliminując w ten sposób zapotrzebowanie na gaz ziemny. Polityka dekarbonizacji i jej skutki polegające na wzroście cen zakupu praw do emisji w perspektywie nowych inwestycji preferują rozwój kotłowni biomasowych w Polsce. Wyniki analizy różnych wariantów modernizacji ciepłowni oraz symulacja wpływu zmian cen zakupu praw do emisji CO₂ uzasadniła zastosowanie spalania wilgotnej biomasy z głębokim odzyskiwaniem ciepła ze spalin jako typową instalację kotłowni biomasowej, a w kilkuletniej perspektywie dotyczy to również kotłów gazowych. Technologia ta przeznaczona jest przede wszystkim do obiektów MCP, może być również stosowana do modernizacji obiektów

Niniejszy artykuł powstał w wyniku pracy wykonanej przez Konsorcjum firm: LOSENTECH Sp. z o.o. i BUD-KOT Mirosław Śliwa w ramach realizowanego projektu POIR współfinansowanego przez NCBiR POIR.01.01.01-00-1542/19 „Opracowanie i wdrożenie ultra-niskoemisyjnego i wysokosprawnego źródła ciepła użytecznego, średniej mocy, zasilanego biomasą niskiej jakości, ze zintegrowanym, bezprzeponowym węzłem głębokiego odzysku ciepła kondensacji i oczyszczania spalin”.

Używane skróty

APC	– absorpcyjna pompa ciepła
KG	– kotłownia gazowa
RDF	– <i>Refuse Derived Fuel</i> – paliwo alternatywne
COP	– współczynnik sprawności grzewczej pompy ciepła
MCP	– <i>Medium Combustion Plants</i> – obiekty spalania o małej i średniej mocy 5÷50 MW
MSC	– miejskie systemy ciepłownicze
ORC	– Organiczny cykl Rankine’a (ORC z ang. <i>Organic Rankine Cycle</i>)
NCBiR	– Narodowe Centrum Badań i Rozwoju
SPC	– Sprężarkowa Pompa Ciepła
POIR	– Program Operacyjny Inteligentny Rozwój
OZE	– Odnawialne Źródła Energii

LITERATURA

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
- [2] Mirowski T., Mokrzycki E., Uliasz-Bocheńczyk A., Energetyczne wykorzystanie biomasy Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energii Polskiej Akademii Nauk Wydawnictwo IGSM, ISBN 978-83-62922-94-9.
- [3] http://www.pga.org.pl/prawo/ekonomiczne_i_prawne_aspekty.pdf
- [4] Kubica R., Emissions of Pollutants from Biomass Combustion: Relevant Regulatory Measures and Abatement Techniques, Biomass in Small-Scale Energy Applications, Theory and Practice, ISBN 9780367251055, October 8, 2019 by CRC Press, <https://doi.org/10.1201/9780429286063>
- [5] Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.
- [6] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania
- [7] Katalog kotłów biomasowych firmy BUD-KOT Pleszew <https://budkot.pl/>
- [8] Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2018 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2021 https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/monitorowanie_raportowanie_weryfikacja_emisji_w_eu_ets/wo_i_we_do_monitorowania-ETS-2021.pdf