

# Zastosowanie pętli chemicznych w energetyce

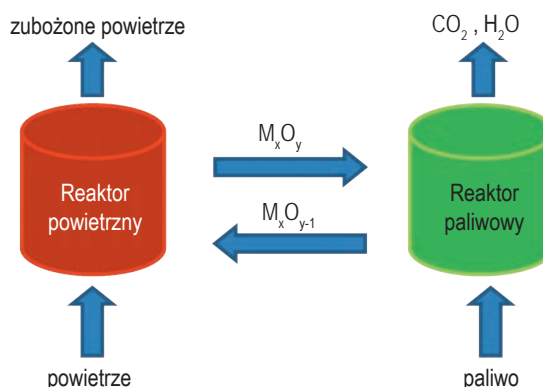
## Application of chemical looping combustion (CLC) in the power industry

### Ogólna charakterystyka pętli chemicznych

Jedną z możliwych metod ograniczenia emisji dwutlenku węgla jest spalanie paliw kopalnych w tzw. pętli chemicznej (CLC – Chemical Looping Combustion). Technologia CLC opierać się może na wewnętrznie połączonych dwóch złożach fluidalnych, z których jedno złożo jest reaktorem powietrznym („utleniacz”), a drugie reaktorem paliwowym („reduktor”). Tlen do spalania paliwa pozyskiwany jest z redukcji tlenków metali (metal oxide –  $M_xO_y$ ), którymi mogą być tlenki żelaza, tlenki manganu, tlenki miedzi, ilmenity lub też związki wapnia, będące materiałem złoża cyrkulującym pomiędzy dwoma reaktorami. W celu ponownego utlenienia zredukowany tlenek metalu jest doprowadzany do reaktora powietrznego, a po utlenieniu na powrót doprowadzany do reaktora paliwowego, gdzie jest źródłem tlenu. Stanowi to istotę działania pętli chemicznej. Strumień opuszczający reaktor powietrzny („utleniacz”) składa się z azotu oraz z resztek tlenu, niezaabsorbowanego przez utleniany nośnik  $M_xO_{y-1}$  (rys. 1). Strumień ten może być wyemitowany do atmosfery, ponieważ nie zawiera substancji toksycznych. Spalanie w pętli chemicznej jest spalaniem bezpłomieniowym, charakteryzującym się brakiem bezpośredniego kontaktu paliwa z powietrzem, w tym zwłaszcza z azotem. Paliwo spalane jest przy wykorzystaniu czystego tlenu doprowadzanego do reaktora paliwowego za pośrednictwem tlenków. Strumień opuszczający reaktor paliwowy („reduktor”) składa się głównie z dwutlenku węgla ( $CO_2$ ) oraz pary wodnej. Po wykropleniu wody strumień czystego i osuszonego  $CO_2$  może być w prosty sposób wykorzystany w technologii CCS (Carbon Capture and Storage) lub CCU (Carbon Capture and Utilization).

Na świecie istnieje kilka ośrodków zajmujących się wykorzystaniem pętli chemicznych do celów energetycznych. Jednym z nich jest *Koncern Alstom*, który od lat 90-tych ubiegłego wieku rozwija dwa kierunki zastosowania pętli chemicznych. Pierwszy z nich przewiduje wykorzystanie tlenków metali, takich jak Fe, Cu, Mn oraz innych nośników (ilmenit). Koncepcja ta rozwijana jest głównie na terenie Europy (1 MW, Darmstadt). Drugie rozwiązanie, w jakim wykorzystywany jest wapń ( $CaS/CaSO_4$ ) jako nośnik tlenu, rozwijane jest przede wszystkim w Stanach Zjednoczonych (3 MW, Windsor). Niniejsza publikacja dotyczy w dużej mierze drugiego z wyżej wymienionych rozwiązań.

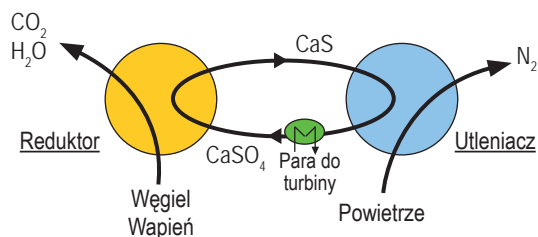
*Koncern Alstom* mający wieloletnie doświadczenie w wykorzystywaniu cyrkulacyjnych złożów fluidalnych w przemyśle chemicznym uznał, że w łatwy sposób można je zaadoptować dla rozwoju technologii CLC. Zastosowanie złożów cyrkulacyjnych umożliwia dobre wymieszanie paliwa z nośnikiem, a w konsekwencji równomierny rozkład temperatur w złożu. Cechy te ułatwiają tworzenie pętli chemicznych ze wzajemnie połączonymi złożami fluidalnymi, dwoma reaktorami CFB (Circulating Fluidized Bed).



Rys. 1. Pętla chemiczna spalania CLC (Chemical Looping Combustion)

### Spalanie węgla z wykorzystaniem wapienowych pętli chemicznych

Proces spalania węgla z wykorzystaniem pętli chemicznej  $CaS/CaSO_4$  jako nośnika tlenu przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Uproszczony przebieg spalania węgla w pętli chemicznej  $CaS/CaSO_4$  [1]

### Reakcje w „reduktorze”:

Spalanie:



Kalcynacja / siarczokowanie:



### Reakcja w „utleniaczu”:

Utlenianie:



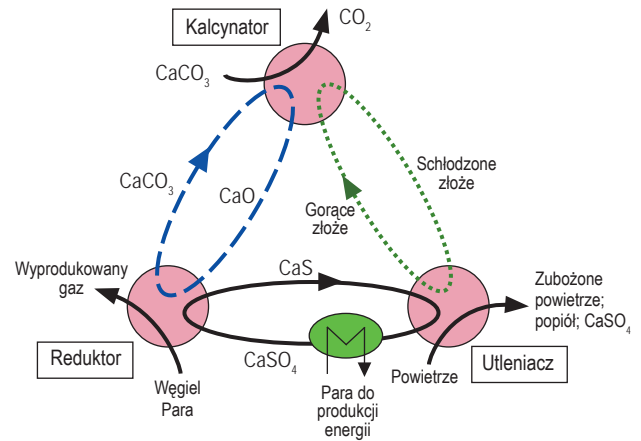
Węgiel doprowadzany jest do „reduktora”, gdzie następuje jego reakcja z  $\text{CaSO}_4$  – reakcje (1) oraz (2). Do „reduktora” doprowadzany jest jednocześnie kamień wapienny, który służy do wychwytywania siarki zawartej w węglu, a w wyniku reakcji powstaje  $\text{CaS}$  – reakcja (3). Podobnie jak w przypadku spalania tlenowego spaliny z „reduktora” zawierają głównie  $\text{CO}_2$  oraz  $\text{H}_2\text{O}$ , jednakże znacznie mniejszą ilość zanieczyszczeń, takich jak  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  i  $\text{CO}$ . Natomiast wytwarzane w „reduktorze”  $\text{CaS}$  jest kierowane do natleniania, gdzie wiąże się z tlenem zawartym w powietrzu, tworząc ponownie  $\text{CaSO}_4$  – reakcja (4).

Zarówno „utleniacz” jak i „reduktor” są cyrkulacyjnymi złożami fluidalnymi wyposażonymi w cyklony i układy recykulacji. Części stałe cyrkulują pomiędzy tymi dwoma układami powodując transfer nośnika tlenu  $\text{CaS} \leftrightarrow \text{CaSO}_4$ . W celu zaabsorbowania nadmiaru ciepła wytwarzanego w „utleniaczu”  $\text{CaS}$  przed dotarciem do „utleniacza” zostaje schłodzone w wymienniku MBHE (*Moving Bed Heat Exchanger*). Uzyskiwane w wymienniku MBHE ciepło z chłodzenia całego układu paliwowo-gazowego wykorzystywane jest do wytwarzania pary wodnej o wysokich parametrach. Umieszczone w MBHE powierzchnie ogrzewalne przegrzewacza pierwotnego i wtórnego, parownika i podgrzewacza wody, cechuje wysoki współczynnik wymiany ciepła.

Gazy odlotowe zawierają zubożone gorące powietrze, głównie azot, opuszczające „utleniacz”, oraz gorący  $\text{CO}_2$  opuszczający „reduktor”. Ta gorąca mieszanina jest schładzana w podgrzewaczu powietrza (odzysk ciepła), po czym schłodzony azot kierowany jest do atmosfery, a schłodzony  $\text{CO}_2$  przygotowywany jest na przykład do składowania (CCS).

Omówione możliwości spalania czystego węgla z wykorzystaniem pętli chemicznej  $\text{CaS}/\text{CaSO}_4$  jako nośnika tlenu mogą być zastosowane w procesie zgazowania węgla. Jednakże proces zgazowania wymaga uzupełnienia o drugą pętlę chemiczną

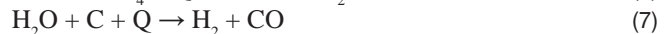
na  $\text{CaO}/\text{CaCO}_3$  oraz o pętlę termodynamiczną (rys. 3), w której nośnik ciepła z „utleniacza” do „kalcynatora” przepływa poprzez gorące złoż fluidalne.



Rys. 3. Zgazowanie węgla z wychwytywaniem  $\text{CO}_2$  opartym na pętlach chemicznych [2-4]

### Reakcje w „reduktorze”:

Reakcje zgazowania



Reakcja konwersji CO



Reakcja karbonacji



### Reakcja w „utleniaczu”:

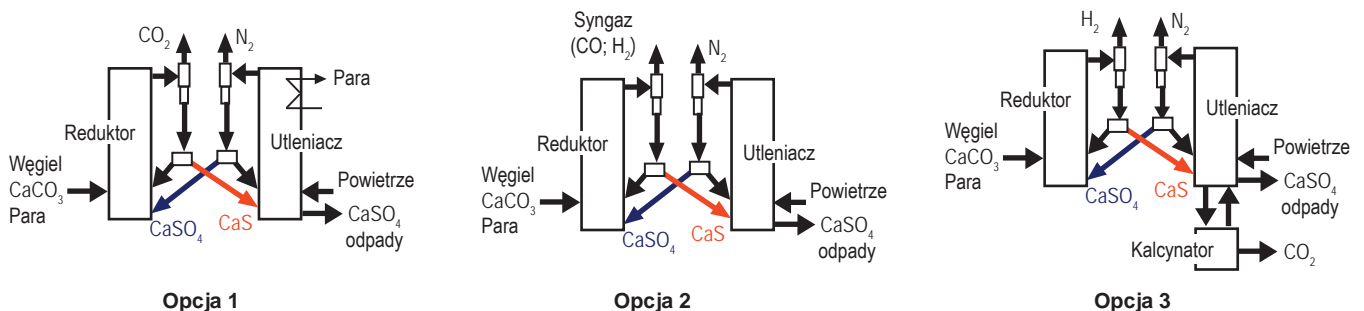


### Reakcja w „kalcynatorze”:



Koncern Alstom rozpatruje możliwości rozwoju trzech przedstawionych poniżej opcji wykorzystania wapienowych pętli chemicznych (rys. 4) [5]:

- opcja 1 – spalanie z wychwytem  $\text{CO}_2$ ,
- opcja 2 – zgazowanie,
- opcja 3 – produkcja wodoru na drodze zgazowania.



Rys. 4. Trzy opcje wykorzystania wapienowych pętli chemicznych [4, 5]

Opcja 1 (rys. 4) przedstawia pętlę chemiczną spalania CLC w elektrowni parowej z wychwytem CO<sub>2</sub>. Uwzględnia ona tylko dolną pętlę CaS → CaSO<sub>4</sub> z rysunku 3. Tlen do spalania węgla uzyskiwany jest drogą pośrednią przez redukcję CaSO<sub>4</sub> do CaS. Węglan wapniowy (CaCO<sub>3</sub>) dodawany do procesu wiąże się z siarką zawartą w węglu, w wyniku czego w reaktorze paliwowym powstaje CaS (siarczek wapniowy). Utlenia się on w „utleniaczu” przy udziale powietrza, wydzielając duże ilości ciepła. Produktem tej reakcji jest gorący siarczan wapniowy (CaSO<sub>4</sub>), który doprowadzany jest do reaktora paliwowego, dostarczając tlen do spalania węgla i ciepło do redukcji CaSO<sub>4</sub> → CaS. Zapewnia to ciągłą recyrkulację, przy czym utrzymywany jest współczynnik nadmiaru powietrza wynoszący około 1,2. Węgiel i wodór zawarte w węglu opuszczają reaktor paliwowy w postaci CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>O. Po skondensowaniu CO<sub>2</sub> może być skierowane do sekwestracji. Ciepło powstające w tym procesie jest wykorzystywane do produkcji pary przegrzanej. Świeży węglan wapniowy (CaCO<sub>3</sub>) jest doprowadzany w miarę zużywania się wapienia w obiegu.

Opcja 2 (rys. 4) przedstawia pętlę chemiczną zgazowania (CLG-Chemical Looping Gasification) bez wychwytu CO<sub>2</sub>, wykorzystuje konfigurację podobną do opcji 1. Istotna różnica polega jednak na tym, że w opcji 2 stosunek tlenu do węgla utrzymywany jest na poziomie poniżej 1. Oznacza to głęboki niedobór tlenu, w wyniku czego produkowany gaz zawiera przede wszystkim tlenek węgla (CO) oraz wodór (H<sub>2</sub>).

Opcja 3 (rys. 4) przedstawia pętlę chemiczną zgazowania (CLG) pracującą, podobnie jak opcja 2, przy bardzo niskim stosunku tlenu do węgla, jednak z naturalnym wychwytywaniem CO<sub>2</sub>. Dla lepszego wychwytywania CO<sub>2</sub> zastosować można kalcynację, tzn. prażenie usuwające substancje lotne, w tym CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>O. Do reaktora paliwowego („reduktora”) doprowadzana jest para wodna, która reaguje z CO zawartym w gazie. Zachodzi wówczas konwersja wodna CO, w wyniku której powstaje H<sub>2</sub> oraz CO<sub>2</sub>. Dwutlenek węgla (CO<sub>2</sub>) jest wychwytywany przez tlenek wapnia (CaO), w wyniku czego powstaje węglan wapnia (CaCO<sub>3</sub>). Pod wpływem ciepła doprowadzanego do „kalcynatora” z „utleniacza” następuje rozpad tego związku

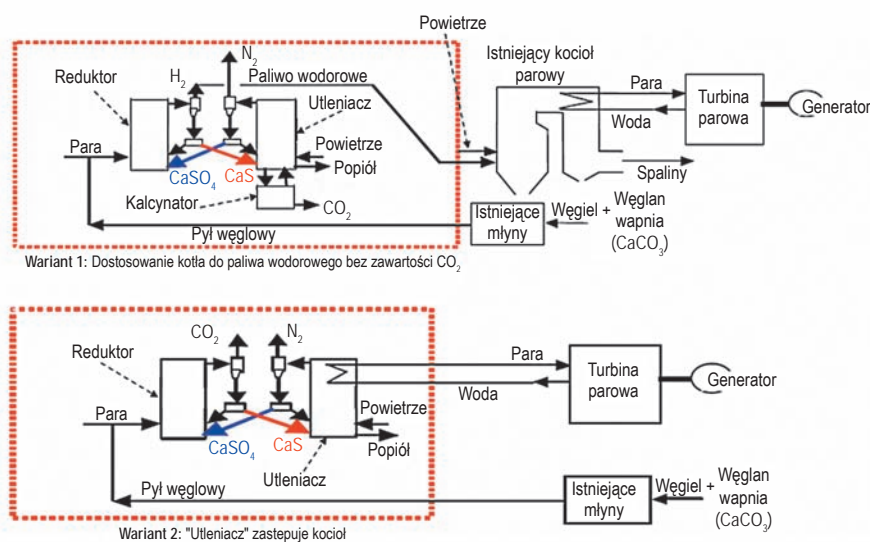
(CaCO<sub>3</sub> + Q → CaO + CO<sub>2</sub>), czyste CO<sub>2</sub> może być odprowadzane z „kalcynatora” do sekwestracji, a CaO do pętli cyrkulującej pomiędzy „reduktorem” a „kalcynatorem”.

Ze względu na niedobór tlenu produktem reakcji zgazowania węgla jest wodór oraz tlenek węgla obok CaS i H<sub>2</sub>O – reakcje (5-7). Wynikiem reakcji (9) oraz reakcji (11) jest etapowe przenoszenie CO<sub>2</sub> z „reduktora” do „kalcynatora”, a następnie do sekwestracji. W rezultacie w „reduktorze” pozostaje gaz średniokaloryczny o wysokiej zawartości wodoru. Po dalszym oczyszczeniu i sprężeniu gaz ten może być np. spalany w turbinie gazowej.

„Utleniacz” działa podobnie jak w przypadku procesu spalania – reakcja (4) = (10) – z wykorzystaniem CaS/CaSO<sub>4</sub> jako nośnika tlenu. Podstawowym elementem „kalcynatora” jest złożo fluidalne o temperaturze około 870°C. Doprowadzany z „reduktora” CaCO<sub>3</sub> wraz z dodatkiem kamienia wapiennego daje w efekcie CaO oraz CO<sub>2</sub> – reakcja (9). CaO powraca do „reduktora” (pętla cyrkulacyjna), natomiast gorące CO<sub>2</sub> po schłodzeniu może być kierowane do sekwestracji. Ciepło do „kalcynatora” doprowadzane jest za pośrednictwem gorących (około 980°C) cząstek złoża fluidalnego z „utleniacza” (termodynamiczna pętla cyrkulacyjna).

## Aspekty ekonomiczne związane z wykorzystaniem pętli chemicznych

Dyrektwy Departamentu Energetyki (DOE-Department of Energy) Stanów Zjednoczonych mówią, że rekonstrukcja istniejących elektrowni węglowych, mająca na celu 90-procentowe ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>, nie może spowodować wzrostu kosztów wytwarzania energii elektrycznej przekraczających 20%. W tym 20-procentowym wzroście kosztów produkcji energii elektrycznej co najwyżej 4% stanowią koszty transportu CO<sub>2</sub>, a pozostałe 16% koszty wychwytywania CO<sub>2</sub>. Pętli chemiczne umożliwiają taką modernizację zarówno w zakresie cyrkulacyjnych kotłów fluidalnych (CFB), jak też kotłów pyłowych (PC). Poniżej przedstawiono dwa warianty wykorzystania pętli chemicznej do modernizacji istniejących węglowych bloków energetycznych (rys. 5).



Rys. 5. Wykorzystanie pętli chemicznej do modernizacji kotła pyłowego [4, 6]

## Prototyp wapniowej pętli chemicznej o mocy cieplnej 3 MW

Wariant 1 (rys. 5) opiera się na pętli chemicznej współpracującej z kotłem, która produkuje paliwo wodorowe (bez domieszki CO<sub>2</sub>). W tabeli 1 przedstawiono aspekty ekonomiczne wariantów modernizacji kotła pyłowego przedstawione na rysunku 5. Przedstawiono między innymi koszty produkcji wodoru dla wariantu 1 (rys. 5), koszt inwestycji i wybrane parametry pracy układu. Rubryka pierwsza (tab. 1) charakteryzuje „obiekt bazowy”, tzn. blok energetyczny 400 MW (netto) przed modernizacją. Rubryka druga charakteryzuje pętlę chemiczną, w której produkowany jest wodór w celu spalania go w kotle. Rubryka trzecia charakteryzuje blok (tzn. głównie kocioł i turbinę) dostosowane do spalania wodoru. Ostatnia (czwarta) rubryka zawiera dane charakteryzujące zbiorczo cały obiekt po modernizacji. Pętla chemiczna stanowi ok. 25% kosztów inwestycyjnych obiektu bazowego, przy czym koszt wodoru pochodzącego z tej pętli ma być znacznie niższy od wodoru dostępnego obecnie na rynku. *Koncern Alstom* zakłada [9], że będzie on wynosić 2,47 USD/GJ przy założeniu, że koszt węgla przetwarzanego na wodór będzie 1,55 USD/GJ. Jednocześnie koszt energii elektrycznej z bloku węglowego o mocy 400 MW (netto), wynoszący obecnie 4,07 centa/kWh (bez redukcji CO<sub>2</sub>) wzrośnie dla tego bloku po modernizacji do 4,72 centa/kWh, wliczając również monitoring, sekwestrację i transport CO<sub>2</sub> [6].

Informacje dotyczące wariantu drugiego wyczytać można jedynie z rysunku 5. Założyć można, że para będzie produkowana w „utleniaczu” z pominięciem kotła, skąd bezpośrednio doprowadzana będzie do turbiny parowej. Przygotowanie i doprowadzanie węgla pozostanie zapewne bez zmian. CO<sub>2</sub> odprowadzane będzie bezpośrednio z reaktora paliwowego. Jest prawdopodobne, że ten wariant będzie prostszy i tańszy od wariantu pierwszego z uwagi na brak kotła.

*Koncern Alstom* przygotowuje nową technologię produkcji energii elektrycznej opartą na pętli chemicznej wykorzystującej węgiel brunatny z Północnej Dakoty. W tym celu *Alstom* opracował prototypową instalację LCL-C™ o mocy cieplnej 3 MW do pracy z zasolonym lignitem, która składa się z dwóch reaktorów w postaci cyrkulacyjnych kotłów fluidalnych (rys. 6). Prototyp stanowi urządzenie potrzebne do prawidłowego wykonania obiektu w wersji komercyjnej. Powinien on zatem umożliwiać badanie zintegrowanych procesów bez konieczności wprowadzania dodatkowego zasilania zewnętrznego. Budowę prototypu 3 MW rozpoczęto w roku 2010. Dotychczasowe jego próby przeprowadzono w kolejnych cyklach począwszy od roku 2011. W lipcu 2012 przeprowadzono 12-godzinne próby kolejno przy dwóch węglach: Pittsburgh #8 (bitumiczny) oraz Adaro z Indonezji (subbitumiczny). Jest to pierwszy przypadek uruchomienia i wielogodzinnej pracy prototypu LCL-C™ na węglu, bez dodatkowego źródła ciepła, czego wymagały wcześniejsze próby.

Prototyp był początkowo sprawdzany popiołem z kotłów fluidalnych, ponownie zwracany do obiegu. Początkowe warunki eksploatacji z węglem polegały na sprawdzaniu płynności jego transportu i składowania przy doprowadzaniu do leja spustowego, gdzie najważniejszym etapem testowania i regulacji tego fragmentu był system automatycznego sterowania płynnego doprowadzania węgla do instalacji. W drugiej połowie 2011 roku wypróbowano szereg wariantów uruchamiania prototypu z rozmaitych stanów cieplnych do ruchu zintegrowanego.

Tabela 1

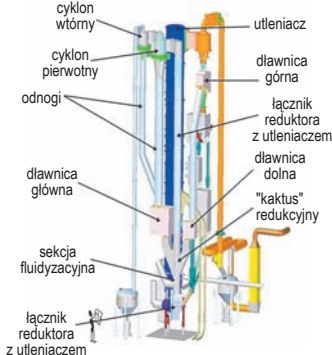
Wybrane dane charakteryzujące rekonstrukcję kotła (wariant pierwszy) [6]

Wyszczególnienie	Jednostka	Objekt bazowy przed modernizacją	Pętla chemiczna produkująca wodór	Objekt dostosowany do zasilania wodorem	Objekt po modernizacji
Produkcja roczna	MWh/rok	2 803 200	-	2 660 775	2 660 775
Ilość spalanego węgla	GJ/h (LHV)	3 520	3 509	-	3 509
	t/h	104,3	106,4	-	106,4
CO <sub>2</sub> (przy 90% wychwycie)	t/h	-	263,4	-	263,4
Produkcja H <sub>2</sub>	GJ/h (HHV)	-	3 262	3 262	-
	GJ/h (LHV)	-	2 758	2 758	-
	t/rok	-	161 152	-	-
Koszt wodoru	cent/kg	-	35,1	-	-
Stopień wychwytu CO <sub>2</sub>	%	0	95	-	-
Koszt inwestycyjny (jednostkowy)	USD/kW	1 100	281	1 159	1 440
Koszt inwestycyjny (całkowity)	mln USD	440	107	440	547
Ilość spalanego węgla	GJ/h (HHV)	3 621	3 693	-	3 693
Moc całkowita (brutto)	MW	424	-	424	424
Potrzeby własne	MW	24	-	24	24
Moc całkowita (netto)	MW	400	-	400	400
Potrzeby własne części wodorowej	MW	-	-	20	20
Moc całk. (netto) po rekonstrukcji	MW	-	-	380	380
Sprawność	%	39,8	-	37,0	37,0
Produkcja H <sub>2</sub>	kg/h	-	22 996	22 996	-
Produkcja energii elektr. (netto)	MWh/rok	2 803 200	-	2 660 775	2 660 775
Koszt energii elektrycznej	cent/kWh	4,07	-	4,72	4,72
Obliczeniowy koszt wodoru	USD/GJ	-	2,47	2,47	-
Koszt węgla	USD/GJ	1,47	1,47	-	1,47

1) potrzeby własne dla pętli chemicznej produkującej wodór oraz dla sprężania CO<sub>2</sub> są włączone do potrzeb własnych całego obiektu;

2) moc bloku netto 400 MW; parametry pary: 270 barów, 585/620 °C; koszt węgla 11,5 USD/GJ; koszt kapitału 13,8%; - współczynnik wykorzystania mocy 85%.





Rys. 6. Blokowy schemat strukturalny prototypu 3 MW wraz z budynkiem (wys. 21,4 m) [7,8]

Kolejnym krokiem było wykonanie w maju 2013 trzech prób dotyczących „reduktora”, „utleniacza” i eksploatacji w układzie autotermicznym, m.in. obejmujących wychwytywanie i retencję siarki. Do końca października 2013 prototyp 3 MW przepracował 75 godzin w trybie autotermicznym oraz 350 godzin w innych reżimach. Najważniejszymi do osiągnięcia celami były:

- zapewnienie 40 godzinowego nieprzerwanego ruchu ciągłego „Autothermal Operation”,
- eksploatacja wyłącznie z węglem Pittsburgh oraz Adaro,
- sprawnie działające reakcje pętli chemicznych,
- niedopał węgla < 0,5%,
- całkowite ograniczenie emisji siarki,
- stabilna eksploatacja w dłuższym okresie.

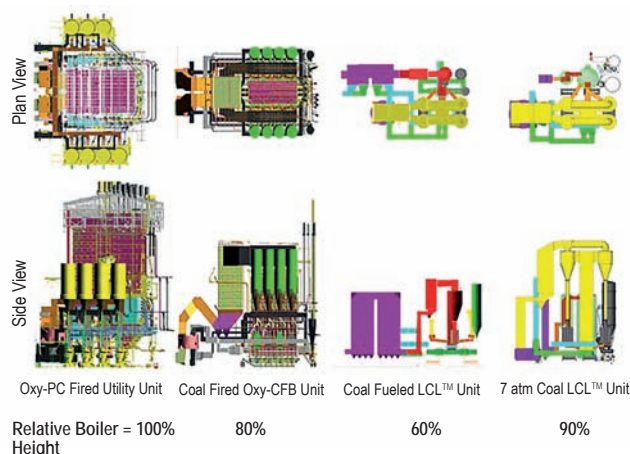
Ogólna ocena pozwala na stwierdzenie, że koncepcja prototypu jest poprawna, a co za tym idzie uzasadnione jest jego wykorzystywanie do prac nad rozwojem technologii LCL-C™.

Alstom wykonał aktualną analizę stanu techniczno-ekonomicznego LCL-C™ łącznie ze współfinansowanym przez DOE (Departament of Energy) – NETL (National Energy Technology Laboratory) „Zawansowanym Programem Spalania”. Wspólnym zadaniem Alstomu oraz DOE jest obecnie stworzenie programu budowy nowoczesnej elektrowni węglowej, która ograniczałaby emisję CO<sub>2</sub> o co najmniej 90% przy wzroście kosztu produkcji

energii nie większym niż 20% w stosunku do obecnych kosztów średnich, jak wspomniano wcześniej. Maksymalny wzrost tych kosztów znajduje się pomiędzy ww. 20% a oficjalnym celem DOE wynoszącym 35%. Dla orientacji, w jakim stopniu wymienione cele będą mogły być osiągnięte Alstom przeanalizował cztery następujące konfiguracje LCL – C™ :

- 1) pracujący przy ciśnieniu atmosferycznym system LCL-C™ wykorzystujący „transport reactors” w „utleniaczu” i w „reduktorze” oraz turbinę parową na parametry nadkrytyczne;
- 2) system LCL-C™ na ciśnieniu atmosferycznym z reaktorem „reduktora” pracującym w układzie CFB o nadkrytycznych parametrach pary;
- 3) atmosferyczny system LCL-C™ z nadkrytycznym układem parowym;
- 4) ciśnieniowy system LCL-C™ z nadkrytycznym systemem parowym.

Cztery wyżej wymienione konfiguracje zostały porównane z klasycznym układem pyłowym na nadkrytyczne parametry pary SCPC (Supercritical Pulverised Combustion) bez ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> w „utleniaczu” (tab. 2), natomiast rysunek 7 stanowi porównanie gabarytów pyłowego kotła USC-660 MW, CFB oraz LCL-C™ [8].



Rys. 7. Porównanie gabarytów pyłowego kotła USC-660 MW, CFB oraz LCL-C™ [8]

Tabela 2

Zestawienie wybranych danych dotyczących konfiguracji 1 – 4 [8]

Wyszczególnienie	DOE/NETL	DOE	Konfiguracja				
	poziom bazowy	cel	1	2	3	4	4A
Technologia	SCPC	CCS	-	-	LCL - C	-	-
Ciśnienie, bary	1	-	1	1	1	7	3
Reaktor redukcyjny	PC	-	transp.	CFB	transp.	transp.	transp.
Cykl parowy	-	-	USC*	USC*	AUSC**	AUSC**	AUSC**
Sprawność netto, %	39,3	-	35,8	35,8	41,1	42,7	42,0
Koszt inwestycyjny, USD/kW	2 452	-	2 795	2 801	2 944	3 067	2 978
Koszt energii elektr., centy/kWh	8,10	-	9,67	9,68	9,51	9,60	9,46
Koszt uniknięcia CO <sub>2</sub> , USD/t	-	-	27,0	27,3	24,2	26,5	23,4
Wychwytywanie CO <sub>2</sub> , %	0	>90	97	97	98	96	97
Koszt en. el. (powyżej poziomu bazowego), %	-	<35	19,5	19,6	17,5	18,6	16,9

\* USC – Ultra Supercritical

\*\* AUSC – Advanced Ultra Supercritical

W tabeli 2 przedstawiono porównanie podstawowych parametrów technicznych opisanych konfiguracji. Ponadto przedstawiono konfigurację 4A (tab. 2), która w stosunku do konfiguracji 4 (tab. 2) charakteryzuje się niższym ciśnieniem procesu. Każde z przedstawionych rozwiązań zapewnia wychwytywanie CO<sub>2</sub> na poziomie powyżej 90% przy wzroście kosztów wytwarzania energii elektrycznej poniżej 20% od poziomu bazowego.

Zgodnie z długofalowym programem *Koncernu Alstom* [7,8], akceptowanym przez DOE po zakończeniu fazy testowania prototypów (lata 2008-2012), uwaga wykonawców skoncentruje się na fazie demonstracyjnej (lata 2013-2020). W pierwszej kolejności będą to jednostki o mocy elektrycznej 10-50 MW. Dopiero następny etap działań dotyczyć będzie dużych jednostek, przekraczających 500 MW, których realizacja przewidywana jest w następnej dekadzie (lata 2020-2025).

## Wnioski

Bezpośrednie spalanie węgla w pętlach chemicznych (CLC) wydaje się dzisiaj bardzo obiecujące. Technologia ta jest rozwijana przez wiele ośrodków badawczych na świecie, a w szczególności przez firmę *Alstom*. Umożliwia ona redukcję emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery poprzez łatwe wychwytywanie spalin bogatych w ten gaz, a także poprzez obniżoną emisję tlenków azotu w wyniku eliminacji udziału azotu atmosferycznego w procesie spalania. Dla technologii CLC decydujące będą wyniki prac badawczo-rozwojowych i ekonomicznych prowadzonych w tym kierunku na świecie.

Ogólnie uznać można, że CLC będzie technologią:

- umożliwiającą budowę jednostek wytwarzających energię z ekonomicznym wychwytem CO<sub>2</sub> powyżej 90%,
- przyjazną środowisku poprzez niską emisję NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, Hg i pyłów,
- zapewniającą wysoką sprawność, w tym jednostek nadkrytycznych,
- konkurencyjną do technologii spalania tlenowego (oxycombustion), ponieważ nie wymaga budowy bardzo drogich tlenowni kriogenicznych lub membranowych.

W Polsce od maja 2014 do kwietnia 2017 roku prowadzony jest projekt o tytule: „Innovative Idea for Combustion of Solid Fuels via Chemical Looping Technology”, akronim *NewLoop* (Umowa Nr POL-NOR/235083/104/2014). Projekt finansowany jest z Funduszy Norweskich w ramach programu Polsko-Norweskiej Współpracy Badawczej, za pośrednictwem

Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Koordynatorem projektu jest Instytut Energetyki, którego partnerami są Politechnika Częstochowska oraz Institute for Energy Technology i Norwegian Institute for Air Research z Norwegii.

Głównym celem projektu *NewLoop* ([www.newloop.eu](http://www.newloop.eu)) jest opracowanie nowej technologii spalania węgla i biomasy, przystosowanej do technologii składowania dwutlenku węgla, która wykorzystywać będzie koncept spalania paliwa w chemicznej pętli tlenkowej. Projekt ma na celu stworzenie technologii konkurencyjnej do już istniejących i charakteryzującej się mniejszą szkodliwością dla środowiska. Celem projektu *NewLoop* jest także rozpowszechnianie innowacyjności i zrozumienia procesów CLC.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Turek D.G., Liljedahl G.N., Nsakala N., Andrus H.E., Chiu J.H., Morin J-X., “Alstom’s Development of Advanced CFB Based Technologies for CO<sub>2</sub> Mitigation”, presented at the 30<sup>th</sup> International Technical Conference on Coal Utilization & Fuel Systems, April 2005, Clearwater, Florida, USA.
- [2] Andrus H.E., Beal C., Brautsch A., “Alstom’s Chemical Looping Coal-Fired Power Plant Development Program”, Presented at the 32<sup>nd</sup> International Technical Conference on Coal Utilization & Fuel Systems, June 2007, Clearwater, Florida, USA.
- [3] Andrus H. E., “Chemical Looping Combustion R&D Efforts of ALSTOM”; IEAGHG International Oxy-Combustion Network; 2<sup>nd</sup> Workshop, Windsor, CT USA, 24-26 January 2007.
- [4] Abdulally I., Andrus H. E., Thibeault P., Chiu J.: “Alstom’s Chemical Looping Combustion Coal Power Technology Development Prototype”, 1<sup>st</sup> International Chemical Looping Conference, Lyon, France, 17-19 March 2010.
- [5] Marion J., Beal C., Bouquet E., Abdulally I. Jr, Andrus H.E., Edberg C., “Alstom’s Chemical Looping Technology Status”. Yeppon, Queensland, Australia; 12-16 September 2011.
- [6] Andrus H.E., Chiu J.H., Thibeault P.R., Brautsch A., “Alstom’s Calcium Oxide Chemical Looping Combustion Coal Power Technology Development”, Presented at the 34<sup>th</sup> International Technical Conference on Clean Coal & Fuel Systems, May-June 2009, Clearwater, Florida, USA.
- [7] Andrus H., Abdulally I., Beal C.: Alstom’s Chemical Looping Technology Program Update; 38<sup>th</sup> International Conference on Clean Coal and Fuel Systems, Clearwater, June 2013.
- [8] Abdulally I., Beal C., Andrus H.: Alstom’s Chemical Looping Technology Program Update; 39<sup>th</sup> International Conference on Clean Coal and Fuel Systems, Clearwater, June 2014.

W Polsce od maja 2014 do kwietnia 2017 roku prowadzony jest projekt o tytule: „Innovative Idea for Combustion of Solid Fuels via Chemical Looping Technology”, akronim *NewLoop* (Umowa Nr POL-NOR/235083/104/2014). Projekt finansowany jest z Funduszy Norweskich w ramach programu Polsko-Norweskiej Współpracy Badawczej, za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Koordynatorem projektu jest Instytut Energetyki, którego partnerami są Politechnika Częstochowska oraz Institute for Energy Technology i Norwegian Institute for Air Research z Norwegii.



NewLoop



IFE