

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/273767868>

Technologie proekologiczne w przemyśle i energetyce

Book · December 2011

CITATIONS

0

READS

2,718

1 author:



Bartłomiej Igliński

Nicolaus Copernicus University

75 PUBLICATIONS 622 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)

Some of the authors of this publication are also working on these related projects:



Technical potential of renewable energy in Poland [View project](#)



Sustainable Bioenergy Solutions for Tomorrow (BEST) [View project](#)

TECHNOLOGIE
proekologiczne
w przemyśle i energetyce

Roman Buczkowski
Bartłomiej Igliński
Marcin Cichosz
Grzegorz Piechota

TECHNOLOGIE

proekologiczne
w przemyśle i energetyce

Znaczenie dla gospodarki
i środowiska

monografia



WYDAWNICTWO NAUKOWE
UNIWERSYTETU MIKOŁAJA KOPERNIKA
Toruń 2011

Recenzent
Edward Sztyk

Projekt okładki
Wirgiliusz Małecki

Redakcja
Zespół Autorski
(**Roman Buczkowski, Bartłomiej Igliński, Marcin Cichosz, Grzegorz Piechota**)

Druk Materiałów dofinansowano ze środków
Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Toruniu

Printed in Poland
© Copyright by Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Mikołaja Kopernika
Toruń 2011

ISBN 978-83-231-2739-0

WYDAWNICTWO NAUKOWE
UNIwersytetu MIKOŁAJA KOPERNIKA
Redakcja: ul. Gagarina 5, 87-100 Toruń
tel. (056) 611 42 95, fax (056) 611 47 05
e-mail: wydawnictwo@umk.pl
Dystrybucja: ul. Reja 25, 87-100 Toruń
tel./fax: (056) 611 42 38, e-mail: books@umk.pl

www.wydawnictwoumk.pl

Wydanie pierwsze
Druk: Wydawnictwo Naukowe UMK
ul. Gagarina 5, 87-100 Toruń

SPIS TREŚCI

Wstęp	9
Działania proekologiczne w przemyśle	11
1. Polska gospodarka na początku XXI wieku	11
2. Proekologiczne przemiany w przemyśle polskim po 1989 r.	13
3. Działania proekologiczne w przemyśle chemicznym	18
4. Cele polityki ekologicznej do 2016 roku	24
5. Literatura	25
Osiągnięcia proekologiczne w Janikowskich Zakładach Sodowych	
Soda Polska Ciech S.A.	27
1. O firmie	27
2. Produkty	28
3. System zarządzania środowiskowego według normy ISO 14001	30
4. Stan formalno-prawny	30
5. Wielkość oddziaływania na środowisko	31
6. Rekultywacja składowisk odpadów	35
7. Ochrona wód podziemnych	35
8. Ochrona przed hałasem	36
9. Przeciwdziałanie sytuacjom awaryjnym	36
10. Monitoring emisji do środowiska	37
11. Koszty ochrony środowiska	37
12. Przedsięwzięcia proekologiczne	38
13. Wymogi związane z wstąpieniem do Unii Europejskiej	38
Technologie proekologiczne wdrożone przez Anwil S.A.	39
1. Wprowadzenie	39
2. Wytwórnia chloru i ługu sodowego	39
3. Wytwórnia chlorku winylu	40
4. Wytwórnia polichlorku winylu (PCW)	41
5. Wytwórnia amoniaku	42
6. Wytwórnia kwasu azotowego	42
7. Wytwórnie saletry i saletrzaku	45
8. Oczyszczanie ścieków	46

Proekologiczne rozwiązania w Zakładach Azotowych „Puławy” S.A.	47
1. Wprowadzenie	47
2. Realizacja Programu „Odpowiedzialność i Troska”	48
3. Ochrona powietrza atmosferycznego	49
4. Ochrona wód	51
5. Gospodarka odpadami	53
6. Literatura	54
Utylizacja odpadów w instalacji wytwarzania cementu portlandzkiego w przedsiębiorstwie Lafarge S.A.	55
1. Wprowadzenie – historia produkcji cementu	55
2. Technologia cementu portlandzkiego	56
3. Termiczne unieszkodliwianie odpadów w piecach cementowych	60
4. Odpady jako paliwo alternatywne	62
5. Współspalanie paliw alternatywnych w cementowni Kujawy	63
6. Podsumowanie	69
7. Literatura	70
Działania proekologiczne w Grupie kapitałowej Solbet Sp. z o.o.	71
1. Proekologiczna misja przedsiębiorstwa	71
2. Autoklawizowany beton komórkowy-proekologiczny wyrób dla branży budowlanej	71
3. Charakterystyka substratów do produkcji AAC	72
4. Technologia produkcji AAC w firmie Solbet Sp. z o.o.	77
5. Proekologiczne aspekty AAC	79
6. Literatura	80
Rozwiązania proekologiczne w galwanizerni firmy Nomet sp. z o.o. w Toruniu	81
1. O firmie	81
2. Proces technologiczny	81
3. Działania prośrodowiskowe	84
Produkty chemoodporne z laminatów poliestrowo-szklanych	91
1. O firmie	91
2. Technologia i właściwości laminatu poliestrowo-szklanego	92
3. Podstawowe produkty	93
4. Aparaty, przewody i rurociągi Plasticon Poland S.A. w instalacjach stosowanych w ochronie środowiska	95
Technologie proekologiczne w energetyce	99
1. Wprowadzenie	99
2. Pojęcie i podział biomasy	100
3. Możliwości pozyskiwania odpadowej biomasy w Polsce	104
4. Plantacje roślin energetycznych w Polsce	105
5. Produkcja peletów i brykietów z biomasy w Polsce	106
6. Spalanie i współspalanie biomasy	107
7. Produkcja biopaliw i biokomponentów w Polsce	124

8. Pozyskiwanie biogazu w Polsce	126
9. Geoenergetyka w Polsce.....	131
10. Aeroenergetyka w Polsce	134
11. Hydroenergetyka w Polsce.....	135
12. Helioenergetyka w Polsce	135
13. Literatura.....	138
Współspalanie biomasy z węglem oraz produkcja flubetu B w Elektrowni Turów	143
1. Wprowadzenie	143
2. Kotły do spalania i współspalania węgla z biomasą	144
3. Rozszerzenie procesu współspalania biomasy w Elektrowni Turów	150
4. Wytwarzanie Flubetu B.....	152
5. Inne działania proekologiczne w Elektrowni Turów	154
6. Literatura.....	155
Działania proekologiczne w toruńskiej energetyce Cergia S.A.	157
1. Wprowadzenie	157
2. Modernizacja systemu grzewczego Zespołu Staromiejskiego Torunia	157
3. Działania proekologiczne w Cergia S.A.	158
4. Działania eksploatacyjne, modernizacyjne i inwestycyjne	163
5. Literatura	164
Urządzenia do produkcji energii odnawialnej – Herz Sp. z o.o.	165
1. Wprowadzenie	165
2. Kotły na biomasę.....	166
3. Pompy ciepła	177
4. Kolektory słoneczne	186
5. Literatura.....	196
Zakład unieszkodliwiania odpadów komunalnych (ZUOK) w Toruniu	197
1. Systemy selektywnej zbiórki na terenie miasta Torunia	197
2. Projekt Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych	201
3. Budowa Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych	203
4. Infrastruktura Zakładu	205
5. Podsumowanie	215
Nowoczesna i efektywna instalacja utylizacji biogazu składowiskowego w Toruniu	217
1. Wprowadzenie	217
2. Miejskie składowisko odpadów komunalnych w Toruniu	217
3. Pozyskiwanie biogazu i jego energetyczne wykorzystanie	221
4. Perspektywy działania instalacji biogazowej w Toruniu.....	226
5. Aspekty ekologiczne i ekonomiczne produkcji energii z biogazu składowiskowego	227
6. Podsumowanie	229
7. Literatura	229

Wytwarzanie bioenergii w gorzelnii i w biogazowni rolniczej w Mełnie.....	231
1. Wprowadzenie	231
2. Założenia technologiczne pracy gorzelnii	231
3. Biogazownia rolnicza	233
Podsumowanie	237

WSTĘP

Przemysł i energetyka stanowią niezwykle istotną domenę każdej rozwiniętej gospodarki i w znaczącym stopniu decydują o jej rozwoju. Jednocześnie, korzystają z zasobów środowiska i na nie oddziałują. Świadomość takiego stanu rzeczy już od kilkadziesiąt lat zaowocowała podjęciem przez przemysł i energetykę szeregu zorganizowanych działań, których celem stała się nieodwracalna i wyraźna poprawa funkcjonowania polskich przedsiębiorstw, skutkująca wymiernym zmniejszeniem negatywnego oddziaływania na środowisko. To właśnie krajowy przemysł i energetyka stały się prekursorem systemowych rozwiązań organizacyjnych stymulujących i zapewniających ich proekologiczną misję. Dzisiaj trzeba wyraźnie stwierdzić, iż faktyczna kondycja ekologiczna przemysłu i energetyki zawodowej zdecydowanie odbiega od istniejącego wizerunku, który przez wiele lat w niekorzystny sposób zakorzenił się w opinii społecznej. Preferowany obecnie przez rozwinięte społeczeństwa stosunek do środowiska opiera się na koncepcji zrównoważonego rozwoju, który przewiduje harmonijne zaspokajanie potrzeb oraz aspiracji współczesnych i przyszłych pokoleń z uwzględnieniem ekspansywnych działań politycznych, gospodarczych i społecznych. Za najbardziej spektakularne osiągnięcia w tym zakresie należy uznać: ograniczanie do minimum masy generowanych zanieczyszczeń, racjonalne odzyskiwanie powstających odpadów lub ich bezpieczne unieszkodliwianie, efektywną konsumpcję tradycyjnych i odnawialnych surowców energetycznych oraz systematyczne wdrażanie nowoczesnych technologii opartych na najlepszych dostępnych technikach (BAT), zalecanych przez Europejską Radę Przemysłu Chemicznego (CEFIC).

Interesujący materiał na temat strategii zarządzania środowiskiem, roli i zadania technologii w dostosowaniu przemysłu krajowego do wymogów najlepszych dostępnych technik, sytuacji polskiej energetyki przed nowymi wyzwaniami ekologicznymi oraz działań proekologicznych w strategii rozwoju kraju po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej został zaprezentowany w ni-

niejszej monografii. Wraz z uchwaleniem Ustawy „Prawo Ochrony Środowiska”, stworzono w Polsce ramy prawne dla wprowadzenia mechanizmów zintegrowanego podejścia do ochrony środowiska przed skutkami działalności przemysłowej. Wzorzec w tym zakresie stanowią rozwiązania wprowadzone na poziomie Unii Europejskiej. Polska włączyła zasady podejścia zintegrowanego – nowej strategii zarządzania środowiskiem do własnego systemu prawnego oraz praktyki przemysłowej i administracyjnej. Wraz z przepisaniem Dyrektywy 96/61/WE do prawa polskiego, została wprowadzona idea nowej strategii zarządzania środowiskiem, tzw. podejście zintegrowane, którego idea polega na ochronie środowiska raczej jako całości, niż skupienie uwagi na poszczególnych jego komponentach. Sposobem realizacji całościowej ochrony środowiska przed oddziaływaniem instalacji przemysłowych jest ich funkcjonowanie w zgodzie z Najlepszą Dostępną Techniką (*Best Available Technique*). Głównym instrumentem prawnym nowej strategii zarządzania środowiskiem jest pozwolenie zintegrowane. Zgodnie z prawem polskim, operator instalacji mogącej powodować znaczące zanieczyszczenie poszczególnych elementów środowiska przyrodniczego albo środowiska jako całości jest zobowiązany uzyskać pozwolenie zintegrowane, które jest *de facto* pozwoleniem na funkcjonowanie instalacji.

Ocena aktualnego stanu środowiska na obszarze naszego kraju oraz identyfikacja najważniejszych problemów ekologicznych upoważniają do stwierdzenia, że jest jeszcze wiele do zrobienia, zwłaszcza w zakresie poprawy jakości środowiska naturalnego. Dotyczy to przede wszystkim szeroko rozumianej gospodarki wodno-ściekowej i odpadowej, ochrony powietrza oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, między innymi poprzez systematyczne wdrażanie energetyki alternatywnej.

DZIAŁANIA PROEKOLOGICZNE W PRZEMYŚLE

1. Polska gospodarka na początku XXI wieku

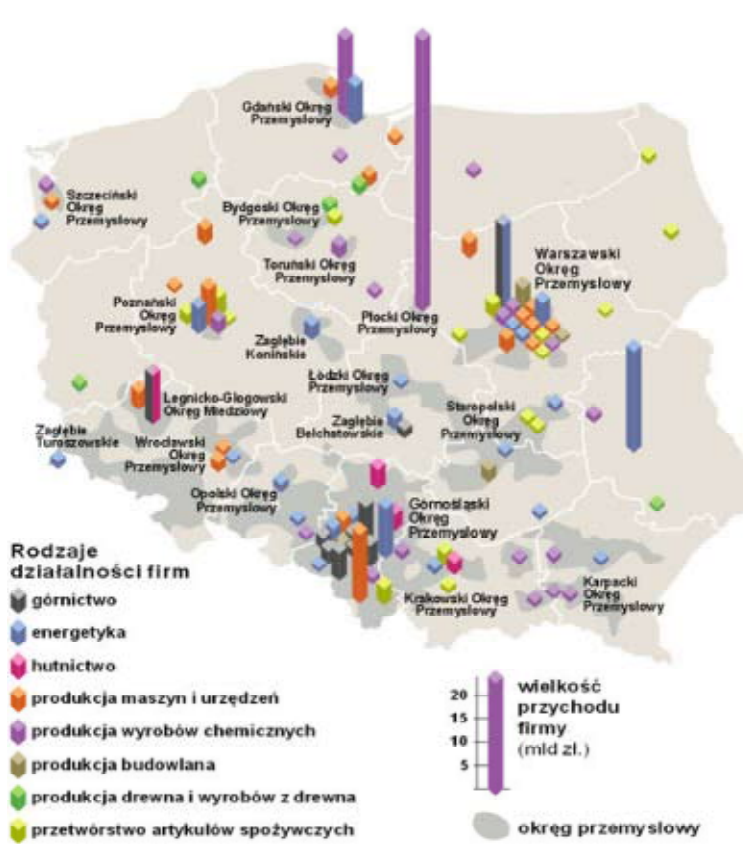
Polska, mierzona wskaźnikiem parytetu siły nabywczej, jest szóstą gospodarką Unii Europejskiej i ósmą w Europie. Pod względem bogactwa kraj nasz od 2010 roku uznawany jest za „wysoko rozwinięty”, mimo to na 50 państw europejskich plasuje się dopiero na miejscu 29. Wyprzedzają go wszystkie państwa Europy Zachodniej oraz cztery postkomunistyczne (Czechy, Słowacja, Słowenia, Węgry). Poziom zamożności Polski zbliżony jest do poziomu Chorwacji, Estonii czy Węgier [1].

Gospodarka kraju rozwija się dość dynamicznie, czemu nie przeszkodził nawet kryzys finansowy. Mimo, że gospodarka Polski zbliża się coraz bardziej do krajów Zachodu Europy, proces ten postępuje powoli. Według optymistycznych szacunków dopiero w roku 2020 uda się jej dogonić dzisiejsze standardy Czech czy Portugalii [2].

Otwarcie kilku unijnych rynków pracy dla Polaków przyczyniło się do spadku bezrobocia, które w niektórych powiatach sięgało ponad 30%. Polacy pracujący za granicą przekazali do Polski około 22 miliardów złotych, przyczyniając się do 1,5% wzrostu gospodarczego [2].

Na rysunku 1 przedstawiono rozmieszczenie największych firm przemysłowych w Polsce [3].

Polska energetyka opiera się na węglu kamiennym i brunatnym. Z każdym rokiem wzrasta udział energetyki odnawialnej, która jest nie tylko przyjazna środowisku, ale również coraz tańsza. Z kolei węgiel, a więc i energia pozyskiwana z tego surowca są coraz droższe w Polsce (Rys. 2). Dla potwierdzenia, średnia cena jednej tony węgla w 2010 r. wynosiła 720 zł, nierzadko osiągając cenę na składach węgla powyżej 1000 zł. Wysokie ceny energii ze źródeł konwencjonalnych hamują polską gospodarkę, ceny usług i towarów są również coraz wyższe. Ponadto, wysokie ceny węgla przyczyniają się do niekontrolo-

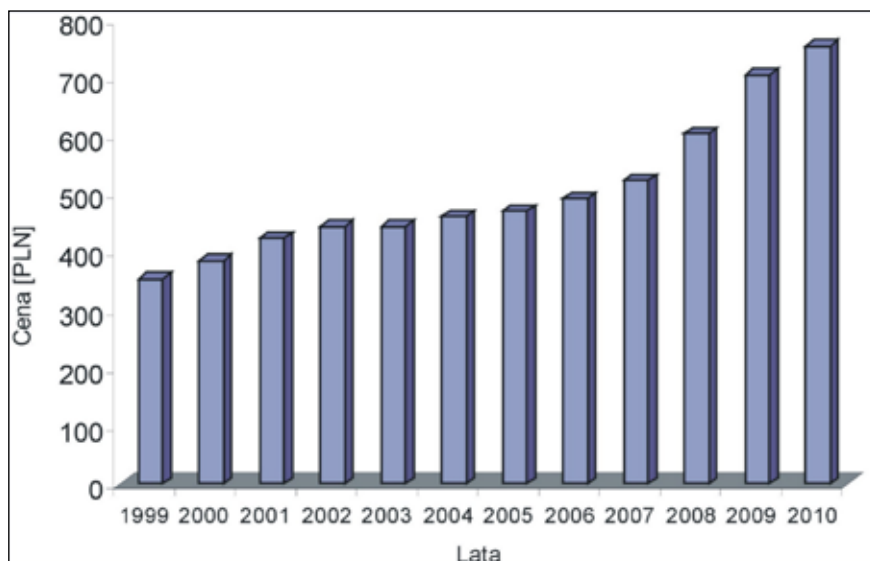


Rys. 1. Rozmieszczenie największych firm przemysłowych w Polsce [3]

wanej emisji substancji niebezpiecznych, gdyż Polacy na coraz większą skalę spalają śmieci i odpady w gospodarstwach indywidualnych [4].

Polska posiada znaczne zasoby surowców mineralnych, będących podstawą wielu gałęzi przemysłu. Najważniejszym surowcem metalicznym w Polsce są rudy miedzi. Odkryto je w latach 50-tych ubiegłego wieku na Dolnym Śląsku. W Lubinie, Polkowicach, Rudnej, Sierszowicach i Iwinach powstały kopalnie, a w Legnicy, Żukowicach i Orsku huty – w ten sposób utworzony został Legnicko-Głogowski Okręg Miedziowy KGHM Polska Miedź S.A. [2,3].

Przez wiele lat wydobywanie siarki odgrywało w Polsce bardzo ważną rolę. Obecnie, rozwinęły się inne metody uzyskiwania tego pierwiastka, np. w procesie odsiarczania gazu ziemnego, przy rafinacji ropy naftowej, z gazów powstających w czasie spalania węgla, z gazów hutniczych, z pirytu, gipsu i anhydrytu.



Rys. 2. Średnia cena 1 Mg węgla kamiennego w Polsce (opracowanie własne za GUS [5])

Polska posiada bogate złoża soli kamiennej. Duże pokłady soli występują też na Kujawach (w rejonie Inowrocławia i Kłodawy), a nieco mniejsze na Wybrzeżu. Obecnie zakłady sodowe wykorzystujące sól kamienną znajdują się na Kujawach [2,3].

Surowce skalne zalegają praktycznie na terenie całego kraju – szczególnie dotyczy to piasków, żwirów, glin, iłów, które są pozostałościami po zlodowaceniach. Wapnienie, dolomity, margle, gips oraz kredę (pochodzące z ery mezozoicznej) spotkać można głównie w pasie wyżyn – od Opolszczyzny po Wyżynę Lubelską. Tam też znajdują się największe cementownie, które je wykorzystują, np. w Górażdżach i Strzelcach Opolskich, w Małogoszczy i Sitkówce-Nowinach (Kielecczyzna), w Chełmie i Rejowcu Fabrycznym (Lubelszczyzna). Granity i bazalty (skały prekambryjskie) pozyskiwane są w kamieniołomach na Przedgórzu Sudeckim, np. w Strzegomiu, Strzelinie, Sobótce, Sulikowie [2,3].

2. Proekologiczne przemiany w przemyśle polskim po 1989 r.

Do 1989 r. Polska była, obok ZSRR i NRD, krajem o największym zanieczyszczeniu środowiska. Industrializacja i urbanizacja kraju odbywała się bez respektowania zasad ochrony środowiska i ochrony przyrody. Prawo było „fasadowe”, a względy społeczne lub gospodarcze przeważały nad ekologicznymi.

Wydatki inwestycyjne w sektorze ochrony środowiska kształtowały się na poziomie 0,3–0,5% dochodu narodowego, podczas gdy straty materialne, jakie ponosiło społeczeństwo w wyniku zanieczyszczeń środowiska, szacowano na 5–10% dochodu narodowego [6].

Sytuacja zmieniła się diametralnie po zmianie ustroju politycznego i gospodarczego w 1989 r. Już w pierwszych latach transformacji ustrojowej ustanowiono nowe, bardziej restrykcyjne przepisy prawne. Dnia 20 lipca 1991 r. weszła w życie ustawa o Inspekcji Ochrony Środowiska [7], w tymże roku wydano pierwszą „Politykę ekologiczną Państwa” – dokument strategiczny dla rozwoju kraju. Rozwój ten powinien odbywać się w zgodzie z zasadami zrównoważonego rozwoju.

Pod koniec lat 90-tych tempo poprawy jakości środowiska w Polsce znacznie zmalało. Nowym, znacznym impulsem na tej drodze okazała się bliska perspektywa przystąpienia RP do Unii Europejskiej. Planowane działania w obszarze ochrony środowiska w Polsce wpisują się w priorytety w skali Unii Europejskiej i cele 6. Wspólnotowego programu działań w zakresie środowiska naturalnego. Zgodnie ze wspólnotową polityką ochrony środowiska do najważniejszych wyzwań należy zaliczyć:

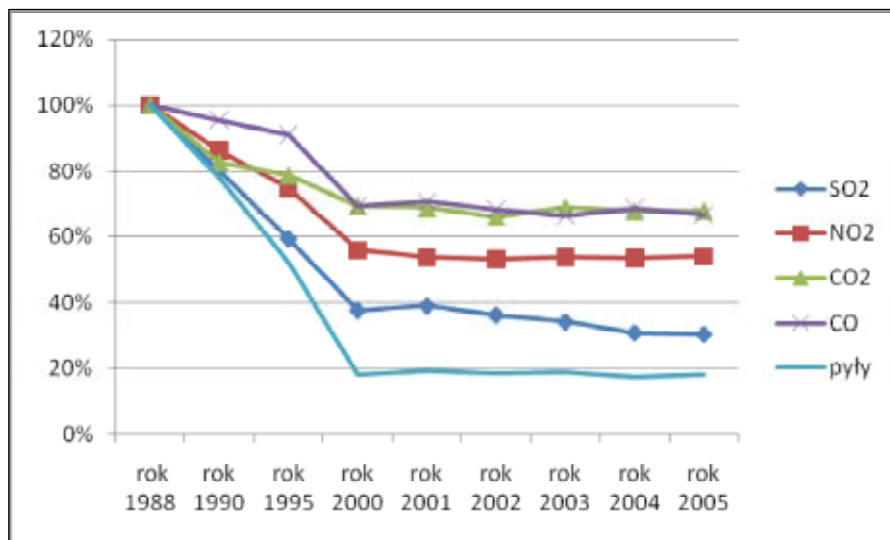
- działania na rzecz zapewnienia realizacji zasady zrównoważonego rozwoju,
- przystosowanie do zmian klimatu, oraz
- ochronę różnorodności biologicznej [6].

Do roku 1988 zanieczyszczenie powietrza w Polsce należało do najwyższych w Europie. Na około 10% powierzchni kraju, które zamieszkiwało 30% ludności, stężenie głównych zanieczyszczeń, takich jak: dwutlenek siarki, pyły i tlenki azotu, a także stężenie metali ciężkich, permanentnie przekraczały wartości dopuszczalne w sezonie zimowym, tworząc groźny dla zdrowia kwaśny smog. Straty materialne, jakie Polska ponosiła w wyniku zanieczyszczenia powietrza, szacowane były na około 5% dochodu narodowego [6].

Po 1988 r. poczyniono ogromny postęp w redukcji emisji zanieczyszczeń atmosfery. Jak wynika z danych przedstawionych na rysunku 3, w latach 1988–2005 emisję SO_2 zmniejszono o 65%, emisję pyłu o 80%, emisję tlenków azotu o 45%, a tlenku węgla i dwutlenku węgla o 30%.

W minionym 20-leciu Polska uczyniła wielki postęp w ograniczeniu emisji pyłów i gazów do atmosfery, niemniej jednak w skali Unii Europejskiej emisja ta stale jeszcze jest znaczna. Wiąże się to przede wszystkim z faktem, że spalanie węgla jest źródłem 95% energii elektrycznej i 80% ciepła. Polska zobowiązała się w Traktacie Akcesyjnym i dyrektywie 2001/81/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczenia powietrza (dyrektywie pułapowej) do znacznej redukcji emisji SO_2 , NO_x , NH_3 i lotnych związków

organicznych do roku 2010, ale także do znacznej redukcji emisji SO_2 i NO_x z kotłów o mocy powyżej 50 MW już w 2008 r. [6]



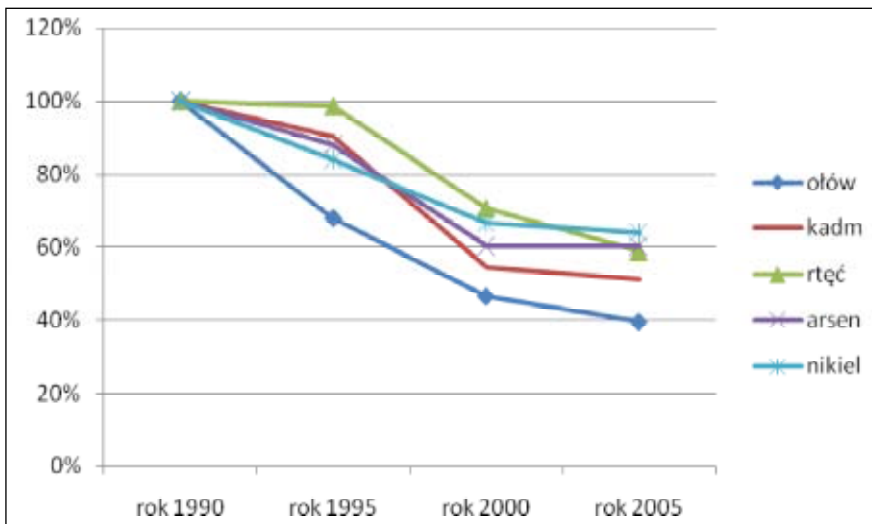
Rys. 3. Redukcja emisji zanieczyszczeń do atmosfery [6]

Dnia 21 maja 2008 r. weszła w życie dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy (dyrektywa CAPE) [8], która narzuca niezwykle restrykcyjny poziom dopuszczalnego stężenia dla drobnych pyłów, o granulacji poniżej $2,5 \mu\text{m}$ i wymusza znaczące ograniczenie narażenia ludności na ich oddziaływanie. W 161 strefach (powiatach lub dużych aglomeracjach) na terenie kraju, które nie spełniają unijnych standardów jakości powietrza, muszą być opracowane i zrealizowane programy naprawcze. Szczególnie trudne zadania związane z ochroną atmosfery, a właściwie z przeciwdziałaniem zmianom klimatu, wynikają dla Polski z przyjętej przez Radę Europejską w 2007 r. decyzji o redukcji emisji dwutlenku węgla z terenu Unii o 20% do roku 2020. Poza tym Rada Europejska przyjęła, że w 2020 r. udział odnawialnych źródeł w produkcji energii wyniesie co najmniej 20% i o tyleż samo wzrośnie efektywność energetyczna. Akurat w Polsce, z uwagi na wspomniany bilans energii pierwotnej oparty na węglu, ochrona atmosfery to zarazem ochrona jej zasobów przed zanieczyszczeniem i zmianami klimatu. Niewątpliwie jednak, z punktu widzenia ochrony atmosfery, jest konieczne znaczne przyspieszenie wy-

korzystania odnawialnych źródeł energii, z uwzględnieniem potencjału kraju w tym zakresie [6].

Na rysunku 4 przedstawiono zmiany w emisji metali ciężkich – ołowiu, kadmu, rtęci, arsenu i niklu. Tak znaczne obniżenie emisji w ostatnich latach możliwe było dzięki wielu czynnikom uruchomionym po zmianie systemu politycznego i gospodarczego kraju. Do najważniejszych z nich należą:

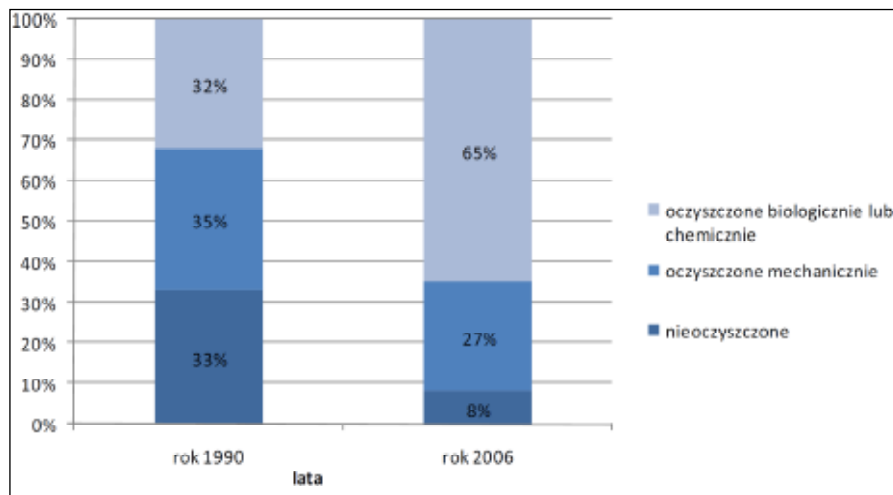
- likwidacja wielu zakładów przemysłowych o przestarzałych technologiach,
- zmniejszenie wydobycia węgla oraz ograniczenie produkcji w energo- i materiałochłonnych gałęziach przemysłu,
- wzrost cen energii powodujący jej oszczędności,
- poprawa jakości węgla dostarczanego do systemu energetycznego,
- likwidacja w wielu miastach małych kotłowni i pieców domowych oraz rozwój systemów ciepłowniczych,
- budowa wysokosprawnych instalacji odsiarczających i odpylających gazy spalinowe,
- powszechne stosowanie katalizatorów w samochodach i wyeliminowanie związków ołowiu stosowanych jako dodatek do benzyny [6].



Rys. 4. Emisja metali ciężkich w latach 1990–2005 [6]

W latach 1990–2005 wybudowano w Polsce około 3000 oczyszczalni ścieków (w tym około 1000 w miastach i 2000 na obszarach wiejskich), przy czym

niemal wszystkie te instalacje reprezentują wysoki poziom techniki i wysoką sprawność oczyszczania ścieków [6].



Rys. 5. Stopień oczyszczenia ścieków komunalnych w 1990 i 2006 roku [6]

Pomimo w/w osiągnięć, stale jeszcze stan czystości wód w Polsce jest daleki od zadawalającego, głównie ze względu na obecność związków azotu i fosforu oraz zanieczyszczenia bakteriologicznego. Dlatego też opracowany został „Krajowy program oczyszczania ścieków komunalnych” (KPOŚK) [9], zatwierdzony przez Radę Ministrów w czerwcu 2005 r. Obejmuje on szczegółowy wykaz aglomeracji powyżej 2000 RLM (RLM – równoważna liczba mieszkańców), w których należałoby wybudować oczyszczalnię ścieków i sieć kanalizacyjną.

W przeciwieństwie do ochrony powietrza oraz ochrony wód przed zanieczyszczeniem, postępy w racjonalizacji gospodarki odpadami w ostatnich 20 latach są bardzo powolne i niezadowalające. W gospodarce odpadami komunalnymi nie został stworzony dotąd skuteczny mechanizm dla segregacji i odzysku większości tych odpadów, w wyniku czego stale jeszcze 91% ich ilości trafia na składowiska. W 2006 r. zebranych zostało 9,9 Tg odpadów komunalnych, w tym 9,5 Tg stanowiły odpady zmieszane. Tylko 0,4 Tg segregują mieszkańcy u siebie w domach. Z zebranych odpadów zaledwie 0,35 Tg wyselekcjonowanych zostało w zakładach mechaniczno-biologicznego ich przetwarzania, a reszta (ponad 9 Tg) została złożona na składowiskach. Dane te świadczą o całkowitej nieskuteczności dotychczasowych metod organizacyj-

nych i technicznych w zbieraniu i odzysku odpadów komunalnych. Obecny system wymaga więc szybkiej i radykalnej reformy w tym zakresie [6].

Nieco większe efekty odnotować można w gospodarce odpadami przemysłowymi, chociaż i tu postęp nie jest zadowalający. Warto jednak odnotować, że w latach 1990–2006 o 15% zmniejszyła się masa odpadów wytworzonych przez polski przemysł przy znacznym wzroście jego potencjału produkcyjnego. W 1990 r. 46% tych odpadów deponowano na składowiskach, a w 2006 r. odsetek ten zmalał do 23,6%, podczas gdy reszta poddana była procesowi odzysku. W 2008 r. uchwalona została ustawa o odpadach wydobyczych implementująca dyrektywę 2006/21/WE. W grupie odpadów przemysłowych szczegółową kontrolą objęte są odpady niebezpieczne dla środowiska, wytwarzane w procesach chemicznych, hutniczych (metale ciężkie) oraz w przemyśle naftowym (substancje ropopochodne). W 2006 r. wytworzonych zostało 1,7 Tg tego rodzaju odpadów, z czego na składowiska zakładowe trafiło 0,34 Tg, czyli 20%. Trzeba jednak dodać, że prócz tego do odpadów niebezpiecznych zalicza się wiele produktów niebezpiecznych, będących w użyciu, które nie powinny trafiać na składowiska komunalne. Są to takie produkty jak: zużyte baterie, akumulatory, transformatory i kondensatory, a także zużyte oleje silnikowe. Do tej grupy należy też azbest usuwany z pokryć dachowych oraz przeterminowane środki ochrony roślin zmagazynowane wiele lat temu w tzw. mogiłnikach. Pomimo ewidentnego postępu w zagospodarowaniu tych odpadów konieczne jest dokonanie dalszej poprawy w systemie ich zbierania i unieszkodliwiania [6].

3. Działania proekologiczne w przemyśle chemicznym

Wykorzystanie substancji chemicznych w polskiej gospodarce dynamicznie rośnie, w szczególności w takich sektorach jak budownictwo, motoryzacja i elektronika. W efekcie obserwuje się wzrost popytu na materiały budowlane, tworzywa sztuczne, kauczuki, farby i lakiery [10].

Przemysł chemiczny jest znaczącym pracodawcą wysoko wykwalifikowanej kadry, zatrudnienie w dużych zakładach na koniec 2009 r. (bez przemysłu farmaceutycznego) wyniosło niemal 200 tys. osób. Rentowność obrotu brutto w 2009 r. w przemyśle chemicznym była wyższa niż w przetwórstwie przemysłowym. W produkcji wyrobów chemicznych wskaźnik ten wynosił 4,83%, w produkcji wyrobów gumowych i tworzyw sztucznych 6,23%, natomiast w przetwórstwie przemysłowym 4,81% [10].

Najważniejsze wyzwania, przed którymi obecnie stoi przemysł chemiczny to rozporządzenia REACH (*Registration, Evaluation and Authorisation of Chemicals*) [11] oraz EU ETS (Europejski System Handlu uprawnieniami do

emisji gazów cieplarnianych) [12]. REACH w sposób szczególny nakłada nowe obowiązki na przedsiębiorców prawie wszystkich branż chemicznych, producentów i importerów, zapewniając jednocześnie wysoki poziom ochrony zdrowia i środowiska, w tym propagowanie alternatywnych metod oceny zagrożeń stwarzanych przez substancje.

Krajowa branża chemiczna, jako jedna z pierwszych gałęzi gospodarki, bardzo szybko przystąpiła do realizacji biznesu opierającego się na solidnych i wiarygodnych podstawach „zrównoważonego rozwoju”, na filarach takich jak:

- efektywność ekonomiczna – ukierunkowana na zysk dla zbiorowości i uwzględniająca koszty społeczne i środowiskowe,
- troska o środowisko – zakładająca obok ochrony naturalnych zasobów, systematyczne minimalizowanie oddziaływania na otoczenie oraz angażowanie się w szerzenie otwartości informacyjnej i edukacji ekologicznej poprzez realizację takich programów jak Program „Odpowiedzialność i Troska”, oraz
- równowaga społeczna – przejawiająca się aktywnymi działaniami w celu podnoszenia jakości życia społeczności lokalnej oraz współuczestnictwie w jej życiu kulturalnym i edukacyjnym [6].

3.1. Program „Odpowiedzialność i Troska”

Program „Responsible Care” narodził się w 1984 roku w Kanadzie, gdzie Kanadyjskie Stowarzyszenie Przemysłu Chemicznego postanowiło stworzyć system wspomagający działania firm chemicznych mające na celu zmniejszenie wielkości oddziaływania na środowisko naturalne, wzrost bezpieczeństwa stosowanych procesów wytwórczych oraz prewencyjne zarządzanie systemem ochrony zdrowia [13]. Z Kanady poprzez USA Program zawędrował do Europy Zachodniej, gdzie centralnym ośrodkiem jego promocji i koordynacji została Europejska Rada Przemysłu Chemicznego (CEFIC) z siedzibą w Brukseli. Przygotowania do realizacji Programu w Polsce rozpoczęły się w 1992 r., kiedy to implementacja tego ruchu stała się jednym z warunków stowarzyszenia polskiego przemysłu chemicznego (PIPC) z federacją europejską.

W 2012 roku Program „Odpowiedzialność i Troska” w Polsce funkcjonować będzie dwudziesty rok. Pierwszymi spółkami, które przystąpiły do Programu w Polsce były Zakłady Chemiczne Zachem S.A. oraz Zakłady Azotowe w Tarnowie Mościcach S.A., a po pierwszych 5 latach – w 1997 roku Program realizowało 9 przedsiębiorstw, zaś obecnie jego sygnatariuszami są 34 firmy [13,14].



Rys. 6. Firmy uczestniczące w Programie „Odpowiedzialność i Troska” [14]

Program „Odpowiedzialność i Troska”, posiadając ważną rangę wśród systemów zarządzania środowiskowego, został w „Polityce ekologicznej Państwa” uznany za system, który odgrywa istotną rolę w kształtowaniu świadomości ekologicznej i współodpowiedzialności za stan środowiska wśród przedsiębiorców, oraz sprzyjający rozwiązywaniu problemów środowiskowych z wykorzystaniem partnerskiego dialogu i współdziałania instytucji publicznych ze strefą biznesu. W swojej długoletniej historii Program i firmy go realizujące uzyskały liczne tytuły i nagrody: „Przyjaźni środowisku” w kategorii „Promotor Ekologii”, „Złoty orbital”, kilkukrotnie nagrody Międzynarodowych Targów Ekologicznych POLEKO: „Super-Eko” i „Acantus aureus”, czterokrotnie w kolejnych latach 2003, 2004, 2005 i 2006 Nagrody Prezesa Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w konkursie na najlepszą akcję edukacji ekologicznej prowadzoną na POLEKO, a z końcem 2006 roku Certyfikat uznania za działania edukacyjne promujące chemię przyjazną środowisku w ramach konkursu na Europejską Nagrodę Responsible Care CEFIC [13,14].

W związku z podpisaniem przez Polską Izbę Przemysłu Chemicznego Światowej Karty RC, w kwietniu 2007 roku zmianie uległy obowiązujące do tej

pory Zasady Wiodące sformułowane i zatwierdzone przez Izbę. Obecnie, firmy realizujące Program „Odpowiedzialność i Troska” zobowiązują się do:

- ciągłej poprawy wiedzy odnośnie środowiska naturalnego, zdrowia i bezpieczeństwa procesowego, poprawy w zakresie technologii, procesów oraz produktów w całym ich cyklu życia tak, aby unikać ich negatywnego wpływu na ludzi i środowisko,
- efektywnego wykorzystania surowców i minimalizacji wytwarzanych odpadów,
- raportowania otwarcie o własnej działalności, osiągnięciach jak również mankamentach,
- słuchania, zaangażowania i współpracy z ludźmi, w celu zrozumienia ich obaw oraz oczekiwań,
- dalszej współpracy z urzędami oraz innymi organizacjami w zakresie tworzenia i wdrażania skutecznych regulacji prawnych i standardów, a następnie wypełniania tych obowiązków lub prowadzenie działań przekraczających ich zakres, oraz
- właściwej pomocy i rady w celu odpowiedniego zarządzania chemikaliami przez wszystkich, którzy stosują i używają je w całym łańcuchu produkcyjnym [13,14].

Bezpośredni nadzór nad realizacją Programu na szczeblu krajowym pełnią krajowe federacje lub stowarzyszenia przemysłu chemicznego. W Polsce bezpośredni nadzór nad realizacją Programu pełni Polska Izba Przemysłu Chemicznego.

Jednym z największych sukcesów jest zainicjowana i stale rozwijana akcja edukacyjna „Drzewko za butelkę”. Ideą akcji jest aktywne dbanie o środowisko poprzez zbieranie niepotrzebnych i zaśmiecających otoczenie plastikowych butelek PET. Do udziału w projekcie zapraszani są wszyscy realizatorzy Programu oraz społeczności lokalne z miejscowości, gdzie te przedsiębiorstwa prowadzą swoją aktywność gospodarczą. Firma – Realizator ogłasza konkurs dla szkół i/lub grup przedszkolnych. W zamian za zebrane butelki, które trafiają do recyklingu, przedszkolaki i uczniowie biorący udział w akcji otrzymują sadzonki drzew. Sadzą je w wybranych przez siebie miejscach w swojej miejscowości. Dzięki temu nie tylko upiększają własne otoczenie, ale dają też wyraz swojego zaangażowania w ochronę środowiska naturalnego. Dla uczestników i zwycięzców zabawy przewidziane są również liczne atrakcje oraz nagrody – lokalne festyny ekologiczne, pikniki czy/i wycieczki przyrodnicze [15].

W roku 2007 powstała nowa propozycja akcji edukacyjnej oparta na pomysłach Zakładów Azotowych Kędzierzyn S.A. (obecnie ZAK S.A.), a skierowana do pracowników firm chemicznych, dystrybucyjnych i recyklingowych skupionych w Programie „Odpowiedzialność i Troska”. Ogólnopolski konkurs

fotograficzny pn. „Złap zającą” ma na celu integrację środowiska branżowego i załóg pracowniczych we wspólnym celu, jakim jest ochrona środowiska, edukację poprzez poznanie świata zwierząt i świata roślin w ich ekosystemie oraz uwrażliwienie na potrzebę ochrony przyrody w jej codziennym życiu. Najnowszy, realizowany od 2009 roku, projekt to Ekologiczna Akademia Umiejętności. Przedsięwzięcie skierowane jest do opiekunów przedszkolnych, nauczycieli przyrody oraz wychowawców klas placówek oświatowych. Sesje dydaktyczne i zajęcia terenowe dotyczą m.in. gospodarki odpadami czy zanieczyszczeniami powietrza.



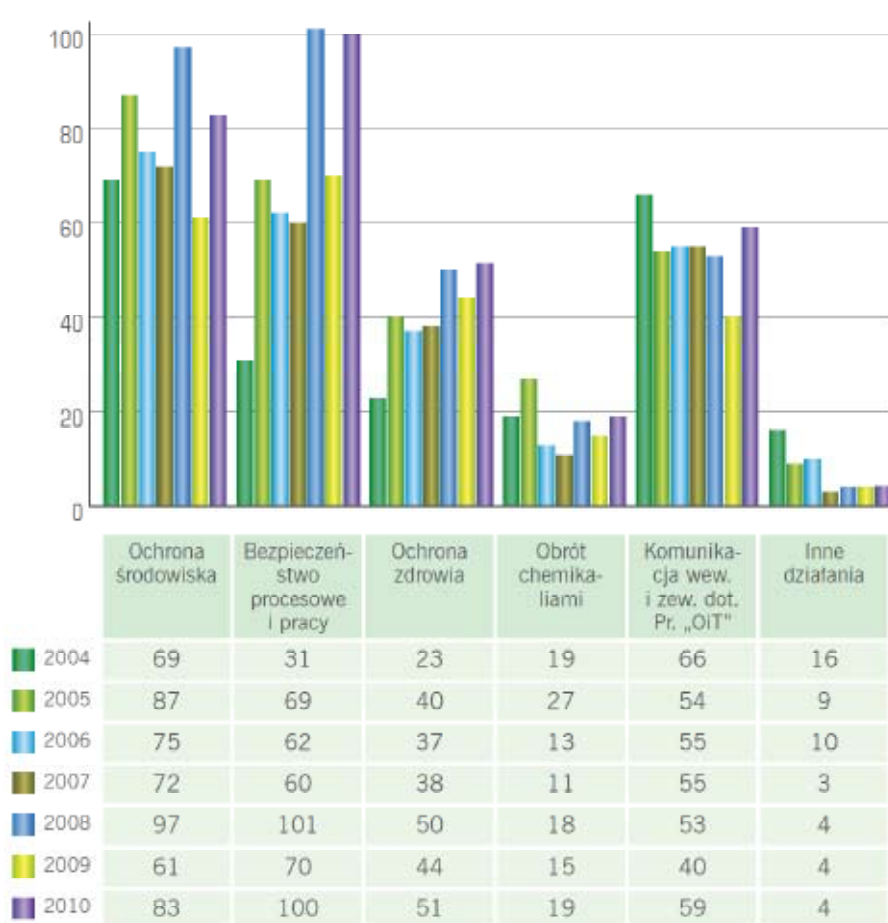
Rys. 7. Rysunek zachęcający do udziału w Programie „Drzewko za butelkę” [15]

Pierwszymi spośród sygnatariuszy Programu „Odpowiedzialność i Troska” firmami, które podjęły się realizacji tego projektu były: ANWIL S.A., CHEMEKO Sp. z o.o. oraz Zakłady Azotowe „Puławy” S.A. [13].

Jednym z podstawowych założeń Programu „Odpowiedzialność i Troska” jest formalne zobowiązanie się przedsiębiorstwa do realizacji działań wynikających z Zasad Wiodących, a przede wszystkim do ciągłej poprawy we wszystkich aspektach działalności, obejmujących w szczególności:

- ochronę środowiska,
- bezpieczeństwo procesowe oraz
- ochronę zdrowia [13,14].

W 2010 roku, firmy realizujące Program „Odpowiedzialność i Troska” wykonały w pełni 81% zadeklarowanych zadań. Ilość ta była o 35% większa w stosunku do roku 2009. Pozostałe 19% zadań, w znaczącej części, jest obecnie w trakcie realizacji. Tylko w stosunku do niewielkiej ilości zadań podjęto decyzję o zaniechaniu ich realizacji (w większości z przyczyn technicznych). W 2010 roku największą ilość, bo 100 zadań, zrealizowano w obszarze bezpieczeństwa procesowego i poprawy warunków pracy. Na szczególne podkreślenie zasługuje fakt, że wzrost zrealizowanych działań w stosunku do roku ubiegłego odnotowano we wszystkich obszarach tematycznych Programu [14].



Rys. 8. Ilość i rodzaj działań zrealizowanych w ramach Programu „Odpowiedzialność i Troska” w latach 2004–2010 [14]

Na realizację w/w działań wydatkowana została kwota ogółem 295 mln PLN, tj. o 64% więcej w stosunku do roku ubiegłego. Największe nakłady poniesione zostały tradycyjnie w obszarze ochrony środowiska (blisko 90%).



Rys. 9. Nakłady poniesione na realizację działań w ramach Programu „Odpowiedzialność i Troska” w latach 2004–2010 [PLN] [14]

4. Cele polityki ekologicznej do 2016 roku

Najważniejszym zadaniem będzie dążenie do spełnienia przez Polskę zobowiązań wynikających z Traktatu Akcesyjnego oraz z dwóch dyrektyw unijnych. Z Dyrektywy LCP wynika, że emisja z dużych źródeł energii, o mocy powyżej 50 MW_e, już w 2008 r. nie powinna być wyższa niż 454 Gg dla SO₂ i 254 Gg dla NO_x. Limity te dla 2010 r. wynoszą dla SO₂ – 426 Gg., dla NO_x – 251 Gg, a dla roku 2012 wynoszą: dla SO₂ – 358 Gg, dla NO_x – 239 Gg. Trzeba dodać, że są to limity niezwykle trudne do dotrzymania dla kotłowni spalających węgiel kamienny lub brunatny, nawet przy zastosowaniu instalacji odsiarczających gazy spalinowe. Podobnie trudne do spełnienia są normy narzucone przez Dyrektywę CAFE, dotyczące pyłu drobnego o granulacji 10 mikrometrów (PM10) oraz 2,5 mikrometra (PM 2,5). Do roku 2016 zakłada się także całkowitą likwidację emisji substancji niszczących warstwę ozonową przez wycofanie ich z obrotu i stosowania na terytorium Polski [6].

Do końca 2015 r. Polska powinna zapewnić 75% redukcji całkowitego ładunku azotu i fosforu w ściekach komunalnych kończąc krajowy program budowy oczyszczalni ścieków i sieci kanalizacyjnych dla wszystkich aglomeracji

powyżej 2000 RLM. Osiągnięcie tego celu będzie oznaczało przywrócenie dobrego stanu wód powierzchniowych i podziemnych w całym kraju, a także realizację Bałtyckiego Programu Działań dotyczącego walki z eutrofizacją wód Bałtyku. Naczelnym celem polityki ekologicznej Polski w zakresie ochrony zasobów wodnych jest utrzymanie lub osiągnięcie dobrego stanu wszystkich wód, w tym również zachowanie i przywracanie ciągłości ekologicznej cieków wodnych. Ten długofalowy cel powinien być zrealizowany do 2015 r. tak, jak to przewiduje dla wszystkich krajów Unii Europejskiej Ramowa Dyrektywa Wodna 2000/60/WE, natomiast w polskim prawodawstwie ustawa – Prawo wodne. Cel ten będzie realizowany poprzez opracowanie dla każdego wydzielonego w Polsce obszaru dorzecza planu gospodarowania wodami oraz programu wodno-środowiskowego kraju. W tych dokumentach planistycznych zawarte będą między innymi informacje na temat działań, które należy podjąć do końca 2012 r., aby móc osiągnąć zakładane cele środowiskowe [6].

Celami średniookresowymi w zakresie gospodarki odpadami są:

- utrzymanie tendencji oddzielenia ilości wytwarzanych odpadów od wzrostu gospodarczego kraju (mniej odpadów na jednostkę produktów, mniej opakowań, dłuższe okresy życia produktów itp.),
- znaczne zwiększenie odzysku energii z odpadów komunalnych w sposób bezpieczny dla środowiska,
- zamknięcie wszystkich składowisk, które nie spełniają standardów UE i ich rekultywacja,
- sporządzenie spisu zamkniętych oraz opuszczonych składowisk odpadów wydobywczych, wraz z identyfikacją obiektów wpływających znacząco na środowisko (obowiązek wynikający z dyrektywy 2006/21/WE oraz ustawy z dnia 10 lipca 2008 r. o odpadach wydobywczych (Dz. U. Nr 138, poz. 865),
- eliminacja kierowania na składowiska zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego oraz zużytych baterii i akumulatorów, pełne zorganizowanie krajowego systemu zbierania wraków samochodów i demontaż pojazdów wycofanych z eksploatacji,
- takie zorganizowanie systemu preselekcji sortowania i odzysku odpadów komunalnych, aby na składowiska nie trafiało ich więcej niż 50% w stosunku do odpadów wytworzonych w gospodarstwach domowych [6].

5. Literatura

1. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2001rank.html> (wejście 18.10.11).

2. http://pl.wikipedia.org/wiki/Gospodarka_Polski (wejście 18.10.11).
3. <http://wiking.edu.pl/article.php?id=288> (wejście 18.10.11).
4. <http://www.ecoport.com.pl/aktualnosci/polacy-pala-smieci-w-piecu> (wejście 18.10.11).
5. http://www.stat.gov.pl/gus/5840_11078_PLK_HTML.htm (wejście 20.10.11).
6. Polityka ekologiczna państwa w latach 2009–2012 z perspektywą do roku 2016, Warszawa 2008.
7. Ustawa z dnia 20 lipca 1991 r. o Państwowej Inspekcji Ochrony Środowiska, Dz.U. 1991 nr 77 poz. 335.
8. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy.
9. Krajowy program oczyszczania ścieków komunalnych, Warszawa, grudzień 2003.
10. B. Jaczewska, *Rola przemysłu chemicznego w rozwoju gospodarki*, Chemik 11(64), 736, 2010.
11. <http://reach.gov.pl/> (wejście 20.10.11).
12. http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/ets_pl.pdf (wejście 18.10.11).
13. <http://www.rc.com.pl/> (wejście 18.10.11).
14. Polska Izba Przemysłu Chemicznego, Raport Odpowiedzialność realizacji Programu „Odpowiedzialność i Troska” w 2010 r.
15. <http://www.drzewkozabutelke.pl> (wejście 18.10.11).

OSIĄGNIĘCIA PROEKOLOGICZNE W JANIKOWSKICH ZAKŁADACH SODOWYCH SODA POLSKA CIECH S.A.

1. O firmie

Zakład Produkcyjny JANIKOSODA w Janikowie, znajduje się około 8 km na zachód od Inowrocławia (województwo kujawsko-pomorskie) i zajmuje powierzchnię 336 ha. O usytuowaniu fabryki w tym miejscu zdecydowała przede wszystkim bliskość bogatych złóż kamienia wapiennego i solanki – podstawowych surowców do produkcji sody i soli, dostęp do dużego zbiornika wody – Jeziora Pakoskiego oraz położenie miasta na uczęszczanym szlaku komunikacyjnym.

Zakład działa od 1957 roku w przemyśle chemicznym i obecnie należy do grupy największych zakładów w swojej branży. W ciągu minionych lat był on wielokrotnie modernizowany, co znacznie zwiększyło jego zdolności produkcyjne oraz poszerzyło asortyment oferowanych wyrobów. Obecnie, Zakład produkuje: sodę kalcynowaną lekką i ciężką, sól warzoną, dwutlenek węgla surowy i wapno nawozowe.

W 1992 roku w ramach procesu prywatyzacji dotychczasowe przedsiębiorstwo państwowe zostało skomercjalizowane i przekształcone w spółkę akcyjną. W sierpniu 1996 roku Janikosoda S.A. została sprywatyzowana – właścicielem pakietu większościowego akcji jest firma CIECH S.A. 7 listopada 2007 r. Zakład Produkcyjny JANIKOSODA w Janikowie wszedł razem z Zakładem Produkcyjnym SODA-MĄTWY w Inowrocławiu w skład Spółki Soda Polska CIECH Sp. z o.o.

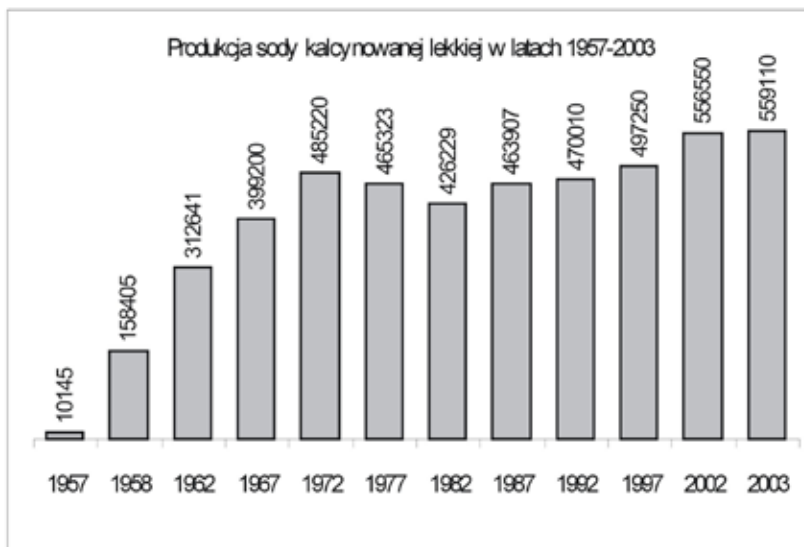
2. Produkty

Zakład Produkcyjny JANIKOSODA jest producentem sody kalcynowanej lekkiej i ciężkiej oraz największym w kraju producentem soli warzonej. W 2010 roku produkcja podstawowych wyrobów JANIKOSODY (bez wapna nawozowego) kształtowała się następująco:

Tabela 1. Wielkość produkcji w 2010 roku

Soda lekka [Mg]	485 247
Soda ciężka [Mg]	310 553
Sól przemysłowa [Mg]	592 678
Sól spożywcza [Mg]	291 035
Dwutlenek węgla surowy[Mg]	11 902

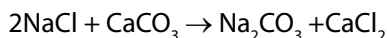
Dominującą rolę w portfelu produkowanych wyrobów od początku istnienia firmy odgrywa soda kalcynowana. Jej produkcję w latach 1957–2003 przedstawiono na wykresie poniżej.



Rys. 1. Produkcja sody kalcynowanej lekkiej w latach 1957–2003

Soda Na₂CO₃

Proces technologiczny produkcji sody (Na₂CO₃) w Zakładzie Produkcyjnym JANIKOSODA w Janikowie odbywa się w oparciu o jedyną stosowaną w Europie metodę Solvay'a. Podstawowymi składnikami procesu są: solanka – roztwór nasycony NaCl (308 g/dm³) oraz kamień wapienny, którego głównym składnikiem jest CaCO₃. Solankę nasycy się amoniakiem, który jest katalizatorem dalszych procesów, a następnie karbonizuje się dwutlenkiem węgla pochodzącym z rozkładu termicznego kamienia w piecach wapiennych. Proces przebiega zgodnie z poniższym równaniem chemicznym:



Odpadem płynnym, który trzeba odprowadzić do środowiska jest chlorek wapnia (CaCl₂), nieprzereagowana część chlorku sodu NaCl, a także takie związki jak: wodorotlenek wapnia Ca(OH)₂, tlenek wapnia CaO oraz węglan wapnia CaCO₃.

Około 70% wytworzonej sody lekkiej przeznaczone jest do produkcji sody ciężkiej, która różni się ciężarem nasypowym i wielkością uziarnienia. Otrzymywana jest metodą monohydratową, polegającą na uwodnieniu sody lekkiej bezwodnej do jednowodnej, a następnie poddaniu jej procesowi suszenia.

Soda znajduje zastosowanie w przemyśle szklarskim, detergentów, włókienniczym, metalurgicznym, nawozów sztucznych oraz w gospodarstwie domowym.

Sól NaCl

Produkcja soli warzonej polega na poddaniu oczyszczonej solanki czterostopniowemu procesowi wyparnemu, pod zmniejszonym ciśnieniem, wirowaniu i suszeniu. Sól warzona stosowana jest w produkcji chloru drogą elektrolizy, w przemyśle spożywczym i chłodniczym.

Dwutlenek węgla CO₂

Produkcja dwutlenku węgla polega na wydestylowaniu i oczyszczeniu gazowego CO₂ z płynu powstającego na pewnym etapie produkcji sody. Niemal 100%-owy CO₂ konfekcjonowany jest w instalacji należącej do firmy zewnętrznej.

Wapno nawozowe

Proces produkcji wapna nawozowego polega na przemywaniu wszystkich szlamów poprodukcyjnych w celu odmycia z nich chlorków, głównie wapnia i sodu, niezasolonymi wodami poprodukcyjnymi. Przemyte wapno kierowane jest przemiennie do szczelnych stawów osadowych, gdzie następują procesy odwodnienia i suszenia szlamów. Po uzyskaniu odpowiedniej wilgotności wapno kierowane jest do odbiorców wykorzystujących je do celów rolniczych. Prowadzi się badania nad innym niż rolniczym sposobem wykorzystania tego produktu.

3. System zarządzania środowiskowego według normy ISO 14001

Jednym z priorytetów w Zakładzie Produkcyjnym JANIKOSODA jest utrzymanie i ciągłe doskonalenie systemu zarządzania środowiskowego opartego na międzynarodowej normie ISO 14001. Podstawą tego systemu jest Polityka Przedsiębiorstwa, jest ograniczenie negatywnego wpływu na środowisko, w szczególności poprzez zmniejszenie zanieczyszczenia atmosfery i wód podziemnych, ograniczenie emisji hałasu i rekultywację stawów. Dzięki wyznaczeniu konkretnych celów oraz opracowaniu programu zadań ekologicznych, Spółka konsekwentnie realizuje przyjęte założenia.

4. Stan formalno-prawny

Obowiązki Zakładu w zakresie ochrony środowiska naturalnego wynikają z przepisów prawnych zawartych w polskim prawie ekologicznym, opartym na dyrektywach Unii Europejskiej.

Indywidualne warunki korzystania ze środowiska dla Zakładu ustala Marszałek Województwa Kujawsko-Pomorskiego. Warunki te obejmują:

- ilość i rodzaj zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza,
- ilość i rodzaj pobieranej wody,
- ilość, stan i skład odprowadzanych ścieków,
- ilość i rodzaj wytwarzanych odpadów oraz sposób postępowania z nimi, oraz
- poziom hałasu emitowanego do środowiska.

Stan formalno – prawny w zakresie gospodarczego korzystania ze środowiska przez Zakład Produkcyjny w Janikowie jest uregulowany – wszystkie wymagane decyzje i pozwolenia są aktualne.

5. Wielkość oddziaływania na środowisko

Prowadzenie procesów wytwórczych w Zakładzie Produkcyjnym wiąże się z korzystaniem ze środowiska naturalnego i wpływem na jego poszczególne komponenty.

Zakład oddziałuje na środowisko głównie poprzez:

- wprowadzanie substancji zanieczyszczających do powietrza atmosferycznego,
- pobór wód powierzchniowych do celów produkcyjnych z Jeziora Pakoskiego,
- zrzut zasolonych ścieków do Wisły,
- wytwarzanie i składowanie odpadów, oraz
- infiltrację zanieczyszczeń ze stawów odpadowych do gruntu i wód podziemnych oraz emisję hałasu.

Dzięki podejmowanym od wielu lat działaniom proekologicznym wielkość wpływu Zakładu na środowisko systematycznie maleje.

Tabela 2. Wielkość oddziaływania Zakładu Produkcyjnego JANIKOSODA w Janikowie na środowisko

Rodzaj oddziaływania środowiskowego	Jednostka	Wielkość
Pobór wody		
– powierzchniowej	tys. m ³ /rok	6 940
– podziemnej ze studni głębinowej	tys. m ³ /rok	81
– podziemnej z barier drenażowych	tys. m ³ /rok	243
Zrzut ścieków		
– do Wisły	tys. m ³ /rok	8 575
– do jeziora Pakoskiego	tys. m ³ /rok	633
Emisja do powietrza		
– pyły	tys. Mg/rok	0,81
– gazy	tys. Mg/rok	997*
Odpady		
– wytwarzane	tys. Mg/rok	209
– składowane	tys. Mg/rok	162

* w tym 983,6 tys. Mg CO₂

5.1. Pobór wody

5.1.1. Woda powierzchniowa z Jeziora Pakoskiego

Reakcje chemiczne zachodzące w trakcie produkcji sody są w większości egzotermiczne, stąd istnieje konieczność poboru wody powierzchniowej z pobliskiego jeziora do celów chłodniczych. Woda chłodnicza krąży w obiegu zamkniętym. Woda świeża pobrana z jeziora jest niezbędna dla uzupełnienia strat w obiegu powstałych wskutek:

- parowania wody w procesie schładzania w 3 chłodniach wentylatorowych,
- zużycia w procesie produkcji mleka wapiennego,
- zużycia dla celów energetycznych (produkcja pary w elektrociepłowni),
- zużycia dla potrzeb hydrotransportu popiołów lotnych z elektrofiltrów na stawy osadowe.

Dzięki uruchomieniu instalacji zamkniętego obiegu wody w 1999 roku ograniczono o 84% dotychczasowy pobór wody powierzchniowej z Jeziora Pakoskiego.

5.1.2. Woda podziemna ze studni głębinowej

Woda podziemna ujmowana z trzeciorzędowej warstwy wodonośnej używana jest do celów socjalno-bytowych oraz technologicznych, w tym do produkcji CO₂ spożywczego. Efektem racjonalnej gospodarki wodą oraz zmniejszenia stanu załogi jest sukcesywne obniżenie jej zużycia w Zakładzie.

5.1.3. Wody z barier drenażowych

Zadaniem tych instalacji ochronnych jest przejęcie najbardziej zasolonych wód czwartorzędowych na dominujących kierunkach ich przepływu i odprowadzenie ich wspólnie z pozostałymi ściekami z Zakładu do Wisły.

5.2. Zrzut ścieków

5.2.1. Ścieki odprowadzane do Wisły

Ścieki wytwarzane w Zakładzie Produkcyjnym JANIKOSODA są mieszaniną ścieków pochodzących z procesu produkcji wapna nawozowego (z instalacji wymywania chlorków ze szlamów poprodukcyjnych i ze stawów osadowych) oraz wód podziemnych z rejonu stawów osadowych, ujmowanych przez bariery drenażowe i systemy melioracyjne.

Ścieki te odprowadzane są wspólnie ze ściekami z Zakładu Produkcyjnego SODA-MĄTWY do Wisły w miejscowości Dybowo koło Torunia. Dominującymi zanieczyszczeniami występującymi w ściekach z obu zakładów są substancje rozpuszczone. Największy udział w ich ładunku mają chlorki wapnia

i sodu. Do pozostałych należą siarczany i azot amonowy oraz inne w śladowych w stosunku do pozostałych zanieczyszczeń. Ścieki zawierają również zawiesinę wapienną i mają podwyższony odczyn pH.

Dotychczasowe wyniki badań prowadzonych wspólnie przez oba zakłady dowiodły, że oddziaływanie ścieków posodowych na jakość wody Wisły oraz biocenozę rzeki ma charakter lokalny, obserwowany jedynie w bezpośrednim sąsiedztwie ich zrzutu.

5.2.2. Wody pochłodnicze odprowadzane do Jeziora Pakoskiego

Dla utrzymania właściwej wydajności procesu sodowego, w okresie letnim następuje częściowe otwarcie obiegu wód chłodniczych i odprowadzenie ich do Jeziora Pakoskiego. Ilości te są znikome w porównaniu ze zrzutem do jeziora przed uruchomieniem instalacji zamkniętego obiegu wody, który kształtował się na poziomie 30 mln m³/rok.

Na trasie ruociągu zrzutowego znajduje się dwukomorowy osadnik, którego zadaniem jest zredukowanie stężenia zawiesiny ogólnej w wodzie odprowadzanej do jeziora. Osadnik ten dodatkowo wyposażony jest w urządzenie typu MOP służące do usuwania substancji ropopochodnych.

Tabela 3. Ładunki głównych zanieczyszczeń odprowadzanych ze ściekami do wód powierzchniowych

Rodzaj zanieczyszczenia	ładunek [kg/rok]
Chlorki i siarczany	468 305 997
Zawiesina	245 184
Azot amonowy	519 206

5.3. Emisja do powietrza

Zakład Produkcyjny JANIKOSODA emituje do atmosfery w sposób zorganizowany pyły oraz gazy, których specyfikację obrazuje Tabela 4.

Głównym źródłem emisji zanieczyszczeń gazowych, za wyjątkiem amoniaku, jest proces wypalania kamienia wapiennego. Emisja amoniaku wynika z zastosowanych rozwiązań technologicznych w węźle filtracji, nieszczelności aparaturowych i zależna jest od wielkości produkcji sody.

Z procesów technologicznych emitowane są również niewielkie ilości pyłów: sody, soli i wapienia. Wszystkie urządzenia technologiczne będące źródłem emisji tych zanieczyszczeń (transportery, zasobniki, wagi) wyposażone są w instalacje odpylające o wysokiej skuteczności – oczyszczone powietrze odprowadzane jest do atmosfery 60-cioma emitarami.

Tabela 4. Rodzaje substancji wprowadzanych do powietrza atmosferycznego

Rodzaj substancji	Emisja roczna [Mg]
Pyły technologiczne*	811
Dwutlenek siarki	3 943
Dwutlenek azotu	1 943
Tlenek węgla	6 930
Amoniak	960
Dwutlenek węgla	983 628

* pył sody, soli, wapienny i ze spalania paliw

Źródłem emisji niezorganizowanej na terenie Zakładu są składowiska surowców i odpadów, operacje rozładunku i załadunku surowców i produktów oraz drogi wewnętrzne. W celu ograniczenia emisji niezorganizowanej prowadzone jest porządkowanie dróg, zgodnie z harmonogramem ich utrzymania.

5.4. Gospodarka odpadami

Janikosoda wytwarza rocznie ponad 30 rodzajów odpadów o łącznej masie ponad 200 tys. ton. Największą grupę (83%) stanowią odpady powstające w trakcie przygotowywania wsadu do pieców wapiennych – przesiew koksu i kamienia wapiennego oraz w procesie lasowania kamienia palonego – przepał kamienia wapiennego. Odpady te w całości są zagospodarowane.

Odpady powstające w procesie produkcji soli warzonej oraz podczas czyszczenia urządzeń i aparatów instalacji produkcji sody (14%), ze względu na zasolenie nie mają zastosowania i w związku z tym składowane są selektywnie w izolowanych stawach odpadowych.

Odpady powstające podczas kształtowania i mechanicznej obróbki metali, odpady opakowań oraz odpady z rozbiórki lub remontu obiektów budowlanych (3%), prawie w całości stanowią surowiec do wtórnego wykorzystania oraz materiał do kształtowania powierzchni gruntów.

Z całej masy wytworzonych w ciągu roku odpadów, ponad 75% wykorzystywanych jest do celów gospodarczych, reszta deponowana jest na własnych składowiskach odpadowych.

Zakład Produkcyjny JANIKOSODA przyjmuje rocznie ok. 30 tys. ton odpadów pochodzących z firm obcych i poddaje je unieszkodliwieniu poprzez

umieszczenie na składowisku odpadów nietechnologicznych oraz odzyskowi w procesie rekultywacji składowisk odpadów posodowych (osady ściekowe z oczyszczalni komunalnych oraz odpady paleniskowe z miejscowej elektrociepłowni).

Zakład wprowadza na rynek swoje wyroby w opakowaniach z tworzyw sztucznych (ok. 1000 Mg/rok), z papieru (ok. 450 Mg/rok) oraz z drewna (ok. 3800 Mg/rok). Obowiązek recyklingu odpadów opakowaniowych Spółka realizuje za pośrednictwem organizacji odzysku.

6. Rekultywacja składowisk odpadów

Kompleks stawów osadowych zlokalizowanych na zapleczu zakładu zajmuje powierzchnię około 200 ha. Zadaniem tych osadników jest dekantacja szlamów pochodzących głównie z procesu produkcji sody. Najstarsze stawy o powierzchni ok. 109 ha, wypełnione słonymi odpadami posodowymi od prawie 20 lat wyłączone są z eksploatacji i od 2000 roku poddawane są zabiegom rekultywacyjnym.

Autorem oryginalnej metody rekultywacji składowisk odpadów posodowych jest prof. Jan Siuta z Instytutu Ochrony Środowiska z Warszawy. Bezpośrednio po nałożeniu glebotwórczej warstwy popiołu wprowadza się osady ściekowe i wysiewa się nasiona trawy i perka. Dodatkowymi zabiegami agrotechnicznymi są: koszenie i przymowanie traw oraz zasilanie terenów zrekultywowanych kompostem i osadami. Dzięki rekultywacji składowisk ograniczone zostaną: wymywanie soli ze składowiska do wód podziemnych oraz emisja wtórna pyłów ze składowiska. Ponadto, przywrócone zostaną walory krajobrazowe terenom zdegradowanym antropogenicznie.

W 2008 r. w ramach realizacji ostatniego etapu „Ekologicznego programu dostosowawczego” dokończono rekultywację zamkniętych składowisk odpadów posodowych – zrekultywowano staw nr 17 oraz niecki nr 1 i 2 o powierzchni 12,65 ha. Obecnie prowadzone są tam zabiegi mające na celu utrzymanie wysokiej kultury terenów zrekultywowanych poprzez ich regularne koszenie, nawożenie i kompostowanie uzyskiwanej masy organicznej.

7. Ochrona wód podziemnych

Nieeksploatowane składowisko odpadów posodowych w istotny sposób oddziałuje na wody podziemne w rejonie Zakładu. W wyniku opadów atmosferycznych, zanieczyszczenia w postaci chlorków wapnia i sodu in filtrują poprzez niezolowane dno składowiska do czwartorzędowej warstwy wodonośnej, a następnie migrują zgodnie z kierunkami spływu wód podziemnych.

Od ponad 30 lat Zakład, przy współpracy z doświadczonymi hydrogeologami (obecnie Biuro Doradztwa Hydrogeologicznego w Niemirowie), prowadzi badania wpływu stawów odpadowych na wody podziemne w rejonie Janikowa oraz podejmuje działania ochronne typu:

- utylizacja szlamów posodowych do wapna nawozowego – oddziaływanie na wody podziemne odmytych od chlorków szlamów posodowych w trakcie ich magazynowania w szczelnych stawach osadowych jest ograniczone do minimum,
- eksploatacja barier drenażowych – ok. 9 tys. Mg/rok chlorków przejmowanych jest z wód podziemnych wokół stawów odpadowych i odprowadzanych do Wisły,
- rekultywacja składowisk odpadów posodowych – dzięki ukształtowaniu na powierzchni stawów szaty roślinnej, opady deszczu zatrzymywane są w systemach korzeniowych roślin i tym samym proces infiltracji zanieczyszczeń do wód podziemnych jest znacznie ograniczony.

Wszystkie w/w działania Spółki powodują stopniowe ograniczenie migracji zanieczyszczeń i w efekcie zmniejszenie obszaru zasolenia wód podziemnych i powierzchniowych w rejonie Janikowa.

8. Ochrona przed hałasem

Dotychczas zastosowano wiele rozwiązań technicznych, których zadaniem było zmniejszenie propagacji hałasu do środowiska. W efekcie tych działań zlikwidowano ponadnormatywną emisję hałasu w porze dziennej. Nadal przekroczony jest dopuszczalny poziom hałasu 50 dB w nocy. Główne źródła hałasu w zakładzie są zidentyfikowane i opracowany jest program ich wyciszenia, który Zakład Produkcyjny w JANIKOSODA w Janikowie sukcesywnie realizuje.

9. Przeciwdziałanie sytuacjom awaryjnym

Największe zagrożenie dla środowiska stanowi awaryjny wyciek wody amoniakalnej. Dzięki instalacji dozowania wody do wody amoniakalnej w trakcie rozładunku cystern kolejowych zminimalizowano ryzyko skażenia środowiska w sytuacji awaryjnej.

Zakład Produkcyjny ma opracowaną instrukcję, która opisuje w jaki sposób postępować w przypadku wystąpienia awarii zagrażającej środowisku i jak likwidować skutki tych zdarzeń. Ponadto, co dwa lata odbywają się w Za-

kładzie ćwiczenia prewencyjne na wypadek wystąpienia sytuacji awaryjnych przy udziale różnych instytucji zewnętrznych i pracowników Zakładu. Do chwili obecnej nie występowały na terenie Zakładu poważniejsze przypadki skażenia środowiska substancjami chemicznymi.

10. Monitoring emisji do środowiska

Mając świadomość wpływu procesów produkcyjnych na środowisko, Zakład Produkcyjny prowadzi własną diagnozę oddziaływania na otoczenie. Monitorowana jest ilość i jakość ujmowanych wód podziemnych i powierzchniowych oraz odprowadzanych ścieków z Zakładu. Pomiary emisji zanieczyszczeń do powietrza wykonywane są okresowo na wszystkich emitorach znajdujących się w Zakładzie. W celu oceny stopnia zanieczyszczenia powietrza atmosferycznego poza terenem Zakładu dokonywane są ciągłe pomiary stężenia pyłu zawieszonego, dwutlenku siarki i tlenków azotu, a także opadu pyłu w 15 punktach kontrolnych. Również na bieżąco prowadzona jest ewidencja ilościowa i jakościowa odpadów.

11. Koszty ochrony środowiska

11.1. Opłaty za korzystanie ze środowiska

W Zakładzie Produkcyjnym JANIKOSODA w Janikowie opłaty za korzystanie ze środowiska stanowią istotny udział w całkowitym koszcie wytworzenia (3%). Największy udział w tych opłatach mają opłaty za wprowadzanie ścieków do wód powierzchniowych, głównie za ładunek chlorków i siarczanów w ściekach odprowadzanych do Wisły.

Tabela 5. Opłaty za korzystanie ze środowiska [PLN]

Pobór wody	968 499
Ścieki	5 767 554
Wprowadzanie zanieczyszczeń do powietrza	4 345 200
Składowanie odpadów	294 848

11.2. Kary za nieprzebrzeżenie wymagań ochrony środowiska

Kary pieniężne nałożone na Zakład Produkcyjny w Janikowie przez Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Bydgoszczy związane są przede wszystkim z ponadnormatywną emisją hałasu w porze nocnej.

12. Przedsięwzięcia proekologiczne

Zadania związane z ochroną środowiska realizowane przez Spółkę w roku 2010:

- porekultywacyjne zagospodarowanie gruntów,
- monitoring wód – Zakład Produkcyjny w Janikowie i Inowrocławiu,
- wyciszenie kolejki linowej – modernizacja odcinka nr 5 kolejki linowej,
- budowa instalacji odsiarczania spalin dla kotłów CKTI-75,
- modernizacja kotłów CKTI-75, oraz
- modernizacja elektrofiltrów kotłów CKTI 1–3.

13. Wymogi związane z wstąpieniem do Unii Europejskiej

Od 29 grudnia 2006 r. Zakład Produkcyjny posiada pozwolenie zintegrowane, które obejmuje wszystkie komponenty środowiska. Pozwolenie to jest swojego rodzaju koncesją na prowadzenie działalności – jego brak oznacza wstrzymanie działalności.

Materiał źródłowy: Jacek Dombek

TECHNOLOGIE PROEKOLOGICZNE WDROŻONE PRZEZ ANWIL S.A.

1. Wprowadzenie

ANWIL S.A. to jedno z największych przedsiębiorstw w regionie kujawsko-pomorskim oraz wiodące w sektorze Wielkiej Syntezy Chemicznej w kraju. Jest jedynym w Polsce producentem suspensyjnego polichloru winylu oraz znaczącym producentem nawozów azotowych. Należy do Grupy Kapitałowej PKN ORLEN S.A., największej i najbardziej nowoczesnej grupy przemysłowej w Polsce i tworzy w niej wraz z czeską SPOLANĄ a.s. segment chemiczny. ANWIL S.A. swoją pozycję na krajowych i międzynarodowych rynkach zawdzięcza w głównej mierze wysokiej jakości swoich produktów. Firma jest członkiem Europejskiej Federacji Producentów Chloru "EuroChlor" oraz Europejskiego Stowarzyszenia Producentów Nawozów „Fertilizers Europe”.

ANWIL S.A. realizuje międzynarodowy program ochrony środowiska – „Odpowiedzialność i Troska”, uzyskując w 1997 roku tytuł realizatora tego programu. Uczestniczy w propagowaniu świadomości ekologicznej wśród młodego pokolenia poprzez współorganizowanie konkursów chemicznych i wiedzy ekologicznej w środowisku lokalnym, organizację we Włocławku ogólnopolskiej akcji „Drzewko za butelkę”. Ponadto, Spółka prowadzi różnorodną działalność charytatywną wspierając instytucje pożytku publicznego takie jak PCK, Caritas Polska czy TPD oraz pomagając ludziom najbardziej oczekującym pomocy. W swojej działalności ANWIL S.A. od kilku lat ściśle współpracuje z Fundacją ORLEN Dar Serca.

2. Wytwórnia chloru i ługu sodowego

Pierwotnie wybudowana (1980 r.) wytwórnia chloru i ługu sodowego o wydajności 180 Gg/rok chloru oparta była na technologii elektrolizy membrano-

wej z zastosowaniem membran azbestowych. Odzysk chloru z gazów reszkowych po skraplaniu odbywał się za pomocą absorpcji w tetrachlorku węgla.

W roku 2005 zakończono budowę i uruchomiono nową wytwórnię chloru o wydajności 195 Gg/r opartą na technologii membranowej, stara wytwórnia została zamknięta i zdemontowana. Odzysk chloru z gazów reszkowych po skraplaniu w nowej instalacji odbywa się poprzez zraszanie roztworem ługu sodowego w wyniku czego powstaje chloran(II) sodu będący produktem handlowym.

W wyniku omówionej wyżej inwestycji osiągnięto następujące efekty ekologiczne:

- wyeliminowanie stosowania azbestu,
- wyeliminowanie stosowania tetrachlorku węgla,
- obniżenie wskaźnika zużycia energii elektrycznej, oraz
- obniżenie wskaźnika zużycia ciepła (pary).

Zmniejszenie zużycia ciepła i energii elektrycznej przekłada się na obniżenie emisji CO₂, SO₂ oraz tlenków azotu. Jednym z aspektów ekologicznych zarówno w starej, jak i w nowej wytwórni chloru jest zagospodarowanie szlamów z oczyszczania solanki (zawierających głównie węglany magnezu i wapnia) oraz rozcieńczonego kwasu siarkowego(VI) z węzła suszenia chloru. Obecnie szlamy są deponowane na składowisku odpadów nie niebezpiecznych, a kwas siarkowy(VI) jest wysyłany odbiorcom z pokryciem kosztów transportu.

W roku bieżącym firma Pro-Lab – spółka zależna ANWILU, kończy inwestycję budowy wytwórni granulowanego siarczanu(VI) magnezu, w której na nawóz użytkowy będą przerabiane według własnej technologii szlamy i rozcieńczony kwas siarkowy(VI) z wytwórni chloru. W wyniku tej inwestycji wyeliminowanie zostanie składowanie szlamów na składowisku odpadów w ilości około 2,5 Gg/rok.

3. Wytwórnia chlorku winylu

Uruchomiona w 1983 r. wytwórnia chlorku winylu o wydajności 200 Gg/rok była oparta na technologii firmy PPG, w której proces produkcji półproduktu dichloroetanu (EDC) odbywał się w dwóch równoległych pracujących węzłach: bezpośredniego chlorowania etylenu(DC) i oksyhydrochlorowania etylenu (OHC) – reakcja etylenu z chlorowodorem w obecności tlenu. Węzeł DC pracował w reżimie niskotemperaturowym, natomiast w węzle OHC reaktor pracował z katalizatorem starej generacji w złożu fluidalnym. W roku 2002 zakończono rozbudowę i modernizację wytwórni w wyniku czego powstała nowa wytwórnia chlorku winylu o wydajności 300 Gg/rok, w której węzeł DC pracuje w reżimie wysokotemperaturowym, a węzeł OHC posiada reaktor ze

łożem fluidalnym z katalizatorem nowej generacji. Dobudowany został też nowy piec krakingowy (rozkład wysokotemperaturowy EDC do chlorku winylu i HCl) z odzyskiem ciepła z gazów pokrakingowych do produkcji pary (w dwóch starych piecach, które pozostały, takiego odzysku nie było). Nowa technologia charakteryzuje się lepszą selektywnością reakcji, co zmniejszyło ilość produktów ubocznych (chlorowanych węglowodorów stanowiących balast) oraz znacząco niższym zużyciem ciepła (pary z elektrociepłowni).

Przed modernizacją i rozbudową wytwórni chlorku winylu uruchomiono nowoczesną instalację odzysku chlorowodoru z odpadów chloroorganicznych. W instalacji tej wszystkie powstające, zarówno w procesie produkcji chlorku winylu, jak i produkcji PCW, odpadowe związki chloroorganiczne gazowe, ciekłe i stałe poddawane są procesowi wysokotemperaturowego (1350°C) spalania z wydzieleniem chlorowodoru, który po absorpcji w wodzie daje handlowy kwas solny, częściowo zaś poddawany jest desorpcji i gazowy HCl zawracany jest do reaktora OHC. Wysoka temperatura procesu zapewnia pełen rozkład dioksyn, dzięki czemu gazy emitowane z instalacji są wolne od tych związków. Ciepło generowane w procesie jest wykorzystane do produkcji pary technologicznej, co przyczynia się do zmniejszenia obciążenia elektrociepłowni, a tym samym emisji CO₂, obniżenia emisji SO₂ oraz obniżenie emisji tlenków azotu.

W kolejnych latach zrealizowano inwestycję polegającą na zainstalowaniu odzysku ciepła (do produkcji pary) w dwóch starych piecach, doprowadzając tym samym cały węzeł krakingu do najnowszego stanu techniki. Dzięki powyższym przedsięwzięciom uzyskano następujące efekty ekologiczne:

- istotne obniżenie wskaźnika zużycia energii cieplnej (pary), a tym samym emisji CO₂, zmniejszenie emisji SO₂ i tlenków azotu z elektrociepłowni, oraz
- obniżenie ilości odpadowych związków chloroorganicznych.

4. Wytwórnia polichlorku winylu (PCW)

W wytwórniach PCW istotnym aspektem ekologicznym jest konieczność zapobiegania emisji nieprzereagowanego chlorku winylu oraz emisji pyłu PCW z instalacji suszenia oraz z operacji transportu pneumatycznego. Emisji nieprzereagowanego chlorku winylu zapobiega się stosując operację strippingu suspensji parą wodną w kolumnach strippingowych. W aparatach tych suspensja PCW (wodna zawiesina ziaren PCW) zawierająca zaabsorbowany chlorek winylu poddawana jest przeciwwprądowemu kontaktowi z parą wodną dzięki czemu następuje desorpcja chlorku winylu. Chlorek ten po oddzieleniu od fazy wodnej zawraca się do gazometru, a stamtąd po sprężeniu i skrople-

niu do procesu polimeryzacji. Wszystkie linie produkcyjne PCW w ANWILU posiadają takie węzły strippingu dzięki czemu emisja chlorku winylu jest ograniczona do minimum wyznaczonego przez obowiązujące restrykcyjne normy emisji.

W celu minimalizacji emisji pyłu PCW poszczególne linie produkcyjne zarówno w węźle suszenia, jak i transportu pneumatycznego wyposażone były w cyklony (pojedyncze lub baterie). W ostatnich latach w celu zwiększenia skuteczności odpylania wymieniono wszystkie cyklony na silosach magazynowych (wylot powietrza z transportu pneumatycznego) na filtry workowe samooczyszczające się. W ramach rozbudowy wytwórni zainstalowano nową linię suszenia, która oprócz cyklonu posiada również skrubler mokrego odpylania ograniczający emisję pyłu z tej linii praktycznie do zera.

5. Wytwórnia amoniaku

Technologia produkcji amoniaku charakteryzuje się stosunkowo małym oddziaływaniem na środowisko w porównaniu z innymi stosowanymi w ANWILU technologiami. Z tego powodu działania modernizacyjne skupiają się głównie na ulepszeniach mających na celu obniżenie wskaźnika zużycia gazu ziemnego na Mg wyprodukowanego amoniaku. Uzyskane efekty przekładają się pośrednio również na ochronę środowiska, gdyż zmniejszenie wskaźnika zużycia gazu, który w procesie produkcji amoniaku jest zarówno surowcem, jak i paliwem, przyczynia się do zmniejszenia emisji spalin do atmosfery.

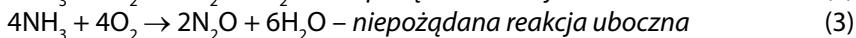
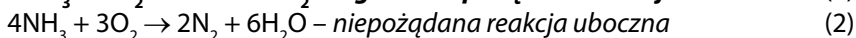
6. Wytwórnia kwasu azotowego

Najbardziej istotnym aspektem środowiskowym w wytwórni kwasu azotowego jest konieczność zapobiegania emisji tlenków azotu z gazami wylotowymi z kolumny absorpcyjnej. Wytwórnia uruchomiona w 1971 r. według technologii firmy Grand Paroisse charakteryzowała się emisją tlenków azotu na poziomie 1200 ppm obj., w tym emisją N_2O na poziomie 700 ppm obj. Tlenek azotu(I) jest bardzo silnym gazem cieplarnianym: jego działanie jako składnika odpowiedzialnego za efekt cieplarniany jest 310 razy większe od dwutlenku węgla. Jednocześnie jest to związek bierny chemicznie o długim czasie rozkładu w atmosferze (około 150 lat). Ustalone w ostatniej dekadzie kryteria BAT dla wytwórni kwasu azotowego przyczyniły się do zainstalowania urządzeń redukujących emisję tlenków azotu. W 2007 r. powstała instalacja do katalitycznej redukcji tlenków azotu (technologia SCR), a w 2008 r. – instalacja do redukcji tlenku azotu(I).

Wytwórnia kwasu azotowego w ANWILU SA we Włocławku składa się z dwóch identycznych ciągów wykonanych na licencji francuskiej firmy Grande Paroisse. Zalicza się do instalacji dwu-ciśnieniowych 2,5 barg – utlenianie/8 barg – absorpcja. Każda linia wyposażona jest w oddzielny system przygotowywania i doprowadzania amoniaku i powietrza, cztery reaktory utleniania amoniaku o średnicy 3800 mm, układ wymiany ciepła, turbozespół, kolumny utleniające i absorpcyjne. Kolektory przesyłowe gazów resztkowych zawierających tlenki azotu na końcu każdej linii produkcyjnej kierują te gazy do wspólnego komina, skąd są emitowane do atmosfery. Proces technologiczny produkcji kwasu dzieli się na trzy zasadnicze etapy:

1. Utlenianie amoniaku – spalanie.
2. Utlenianie NO do NO₂.
3. Absorpcja NO₂.

W procesie utleniania amoniaku mieszanina amoniaku z powietrzem w stosunku 1:10 przechodzi przez katalizator główny w reaktorze utleniania amoniaku. Zachodzą wtedy reakcje opisane poniższymi równaniami:



Powyższe reakcje zachodzą na katalizatorze pierwotnym w temperaturze około 850°C w sposób, który w możliwie największym stopniu zapobiega zachodzeniu reakcji nr 2 i 3. Te bowiem zmniejszają wydajność tworzenia NO.

Powstały w reaktorze NO przechodzi do kolumny utleniającej, gdzie pobierając tlen z powietrza utlenia się do tlenku azotu(IV). Następnie tlenek azotu(IV) ulega absorpcji w wodzie w kolumnie absorpcyjnej dając kwas azotowy. Ponieważ absorpcja nie zachodzi w 100%, a w wyniku reakcji ubocznych powstają inne tlenki azotu nie ulegające absorpcji, w gazach wylotowych zawarta była ich mieszanina określana jako NO_x, która do czasu zainstalowania systemu SCR była emitowana do atmosfery.

Około 10% powstałego N₂O rozkłada się w strefie wysokiej temperatury bezpośrednio pod katalizatorem pierwotnym, a pozostałe 90% do czasu wdrożenia projektu redukcji emitowane było przez komin do atmosfery.

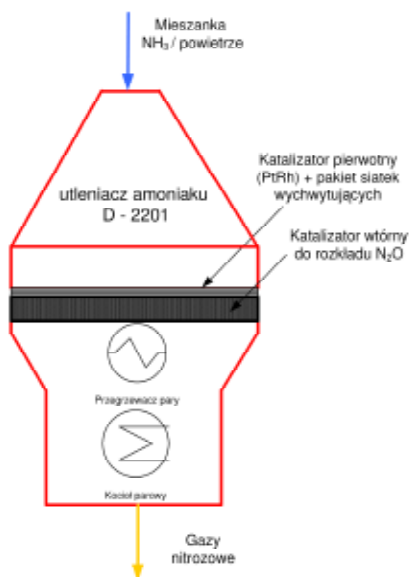
6.1. Opis zastosowanej technologii redukcji tlenków azotu w ANWILU

Zasada działania reaktora SCR opiera się na reakcji tlenków azotu z amoniakiem w wyniku czego następuje redukcja NO_x do azotu i wody. Gazy resztkowe z kolumny absorpcyjnej po przejściu przez wymienniki ciepła trafiają do

mieszalnika w temperaturze 230°C, gdzie mieszają się z gazowym amoniakiem, który przed wejściem do mieszalnika jest podgrzany do temperatury około 130°C. Z mieszalnika trafia ona do reaktora posiadającego warstwę katalizatora wanadowego (z odpowiednimi aktywatorami), gdzie następuje redukcja NO_x . Wychodzące z reaktora, podgrzane o kilka stopni, gazy resztkowe kierowane są do turbiny ekspansyjnej i dalej na wydmuch do komina. W wyniku tego procesu stężenie tlenków azotu w gazach wylotowych spada z ok. 500 ppm obj. do wartości ok. 70–80 ppm obj.

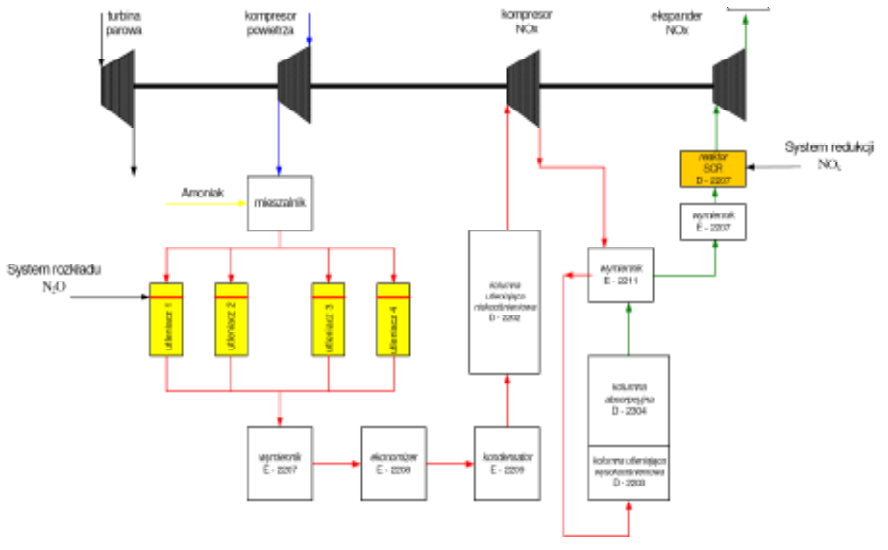
6.2. Opis technologii redukcji tlenku azotu(I)

W instalacjach linii A i B kwasu azotowego zastosowano zestawy do redukcji N_2O w reaktorach utleniania amoniaku (8 sztuk). Zawierają one specjalny katalizator (katalizator wtórny) zapewniający rozkład N_2O w wysokiej temperaturze. Katalizator wtórny zainstalowany jest w koszu katalitycznym bezpośrednio pod pakietem siatek katalityczno-wychwytujących katalizatora pierwotnego. W obecności wtórnego katalizatora w zakresie temperatury od 800 do 950°C tlenek azotu(I) ulega rozkładowi na N_2 i O_2 według następującego równania reakcji:



Rys. 1. Poglądowy schemat utleniacza i usytuowanie katalizatora rozkładu N_2O

Na katalizatorze wtórnym (wysokość złoża katalitycznego wynosi 100 mm) rozkładowi ulega od 80 do 95% N_2O w wyniku czego jego stężenie w gazach wylotowych spada z ok. 700 ppm obj. do wartości poniżej 100 ppm obj. Kosze katalityczne, wsporniki oraz elementy uszczelniające zapobiegające bocznikowaniu przepływu gazów poza złożem katalizatora wtórnego zostały zaprojektowane i wykonane przez Firmy Johnson Matthey i Alloy Engineering.



Rys. 2. Schemat technologiczny jednej linii wytwórni kwasu azotowego (kolorem jasnożółtym zaznaczono reaktory utleniania amoniaku w których zamontowano zestawy do redukcji N_2O , a kolorem ciemnożółtym reaktor SCR do redukcji tlenków azotu)

7. Wytwórnice saletry i saletrzaku

Podstawowym aspektem środowiskowym w wytwórniach saletry i saletrzaku jest konieczność zapobiegania emisji pyłu tych nawozów do atmosfery. Wytwórnia saletry uruchomiona w 1972 r. początkowo nie posiadała urządzeń do wyłapywania pyłu z powietrza wydmuchiwanego do atmosfery z wież granulacyjnych ani też z powietrza wydmuchowego z chłodziarek fluidalnych. W latach 80-tych ubiegłego wieku zainstalowano na jednej wieży granulacyjnej układ mokrego odpylania, dzięki czemu emisja pyłu została praktycznie zlikwidowana. Na drugiej wieży takiej instalacji nie ma, gdyż linia ta jest używana tylko sporadycznie, a ponadto dzięki zastosowaniu w latach 90-tych tzw. wibrogranulatorów wyeliminowano możliwość tworzenia się frakcji pyli-

stej, co znacząco obniżyło emisję pyłu. Na wylotach z chłodziarek fluidalnych zainstalowano urządzenia odpylające tzw. multiwiry, które znacząco obniżyły emisję pyłu z tych urządzeń. W wytwórni saletrzaku uruchomionej w 2000 r. zastosowano najnowsze metody odpylania (skruber), dzięki czemu wyeliminowano potencjalną emisję.

8. Oczyszczanie ścieków

Realizowana w ANWILU polityka ochrony środowiska w zakresie ścieków z instalacji produkcyjnych skupiona jest na działaniach zarówno u źródła jak i „na końcu rury”. Działanie u źródła polega przede wszystkim na wdrażaniu nowych technologii produkcji, które generują mniej ścieków oraz na instalowaniu urządzeń i aparatów służących odzyskowi wartościowych substancji zawartych w ściekach. Do kanalizacji ściekowej i dalej do oczyszczalni ścieków zrzucane są strumienie, w których zawartość zanieczyszczeń jest na tyle niska, że nie opłaca się ekonomicznie ich odzysk.

Własna oczyszczalnia ścieków ANWILU odbiera ścieki zarówno przemysłowe, jak i sanitarne z całego terenu fabryki tj. z obiektów ANWILU oraz obiektów będących własnością innych firm zlokalizowanych na tym terenie. Oczyszczalnia ta była w ostatnich latach rozbudowywana i unowocześniana, dzięki czemu jej obecny stan odpowiada stanowi najwyższej światowej techniki w tym zakresie. Składa się ona z trzech głównych części, tj. części mechanicznej, chemicznej i biologicznej. W oczyszczalni biologicznej pracują moduły tlenowy i beztlenowy uruchomione w roku bieżącym. Z modułu beztlenowego uzyskuje się gaz opałowy (głównie metan), który obecnie jest spalany w pochodni. W trakcie budowy jest suszarnia osadów z oczyszczalni zintegrowana z generatorem prądu, w której paliwem będzie ten właśnie gaz. Po zakończeniu tej inwestycji (w roku 2013) osady z oczyszczalni będą sprzedawane jako „zielone paliwo”, zaprzestanie się spalania w pochodni gazu wytwarzanego w bloku beztlenowym oraz generowany będzie prąd eklektyczny.

Opracowanie za materiałami Biura Rozwoju – ANWIL S.A.

Wykorzystano również stronę

http://www.anwil.pl/informacje_o_firmie.php

PROEKOLOGICZNE ROZWIĄZANIA W ZAKŁADACH AZOTOWYCH „PUŁAWY” S.A.

1. Wprowadzenie

Zakłady Azotowe Puławy S.A. (ZAP) specjalizują się w wielkotonażowej produkcji jednoskładnikowych nawozów azotowych, są jednym z największych na świecie producentów melaminy i największym polskim przedsiębiorstwem w branży Wielkiej Syntezy Chemicznej. Produkują także kaprolaktam, nadtlenek wodoru i gazy techniczne. Decyzję o budowie zakładów produkujących nawozy azotowe w Puławach podjęto 19. grudnia 1960 r. W roku 1966 uruchomiono po raz pierwszy produkcję amoniaku i mocznika, a w latach 1967–1970 produkcję gazowego dwutlenku węgla i suchego lodu. W 1970 r. podjęto decyzję o budowie wytwórni kaprolaktamu, zaś od 1975 do 1977 r. budowano pierwszą linię produkcyjną melaminy [1,2].

W latach 80. XX w. poczyniono pierwsze prace w zakresie zmniejszenia uciążliwości Zakładów dla środowiska naturalnego. Zbudowano m.in. oczyszczalnię ścieków przy linii produkcyjnej kaprolaktamu. Równolegle rozwijano asortyment nawozów sztucznych – wdrożono do produkcji pierwszy nawóz dwuskładnikowy – roztwór saletrzano-mocznikowy RSM. 1. września 1992 r. zakłady przekształcono w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa i nadano im obecną nazwę. 14. listopada 1995 r. została uruchomiona linia produkcyjna nadtlenku wodoru. 15. grudnia 1998 zaczęła pracę instalacja wytwarzająca nadboran sodu. Oprócz tego wymieniano i modernizowano stare linie technologiczne mocznika i amoniaku [1,2].

W latach 2000–2004 uruchomiono kolejno dwie nowe linie produkcyjne melaminy we współpracy z firmą Eurotecnica, dzięki czemu Zakład osiągnął 10% udział w światowej produkcji tego związku chemicznego. Do 2005 roku właścicielem Zakładu był Skarb Państwa, posiadający 99,99% akcji spółki. W 2005 Firma została sprywatyzowana poprzez emisję akcji na Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych, zaś Skarb Państwa pozostał właścicielem

pakietu kontrolnego. Roczna zdolność produkcyjna zakładu przedstawiała się w 2007 r. następująco:

- azotan amonu (saletra amonowa) – 1 104 Gg,
- roztwór saletrzano-mocznikowy RSM – 1 000 Gg,
- mocznik – 924 Gg,
- melamina – 92 Gg,
- kaprolaktam – 65 Gg,
- siarczan amonu – 156 Gg,
- nadtlenuk wodoru – 10 Gg,
- ciekły dwutlenek węgla – 74 Gg [1,2].

2. Realizacja Programu „Odpowiedzialność i Troska”

Szczególną uwagę w ZAP zwraca się na aspekty ochrony środowiska. Realizacja proekologicznych projektów instalacyjnych, stała kontrola środowiska naturalnego oraz troska o bogatą faunę i florę regionu zaowocowały uzyskaniem certyfikatu „Odpowiedzialność i Troska”. Liczne nagrody i certyfikaty potwierdzają najwyższą jakość produktów kształtując jednocześnie wizerunek Przedsiębiorstwa harmonijnie koegzystującego z otoczeniem [1,3].

Przystąpienie do Programu „Odpowiedzialność i Troska” było kontynuacją własnych, realizowanych od 1985 r., założeń mających na celu zminimalizowanie oddziaływania Zakładu na środowisko. 6. października 2010 r. na konferencji „Forum Ekologiczne Branży Chemicznej” w Toruniu, Zakłady Azotowe „Puławy” S.A. otrzymały certyfikat potwierdzający wdrożenie Ramowego Systemu Zarządzania „Odpowiedzialność i Troska” [3].

Zadania w zakresie ochrony środowiska i bezpieczeństwa technicznego, wynikające z udziału w Programie „Odpowiedzialność i Troska” wykonane w 2009 r. to m.in.:

1) przebudowanie kotła nr 2 pod kątem dostosowania do obowiązujących norm emisji; dzięki czemu stężenie pyłu spadło poniżej poziomu 100 mg/m³, a sprawność kotła wzrosła o 0,5%,

2) modernizacja instalacji demineralizacji wody I, której efektem było zapewnienie ciągłości ruchowej stacji oraz zmniejszenie zużycia surowców: HCl o 50%, NaOH o 40%, zmniejszenie poboru wody surowej, jak i ścieków po-regeneracyjnych o 37%,

3) rozbudowa składowiska odpadów, oraz

4) przeprowadzenie gruntownego czyszczenia głowicy ślimaka i cylindrów wyłaczarek W-9 i W-10, dzięki czemu znacząco obniżono ilość wyrobów niezgodnych z wymogami handlowymi.

Inne działania to m.in.:

- 1) modernizacja instalacji mycia potasowego w celu poprawy energetycznej pracy instalacji Benfielda,
- 2) budowa instalacji odsiarczania spalin celem obniżenia stężenia SO_2 poniżej poziomu 2000 mg/m^3 ,
- 3) rozbudowa składowiska popiołu, żużla i szlamu w celu zwiększenia pojemności magazynowej składowiska oraz
- 4) rekultywacja w kierunku leśnym terenów w otoczeniu Zakładów [3].

Zakłady, realizując program „Odpowiedzialność i Troska” uczestniczą w wielu inicjatywach ekologicznych. Jednym z największych sukcesów w tym zakresie było zainicjonowanie i stałe rozwijanie akcji edukacyjnej „Drzewko za butelkę”. Ponadto, od 2007 roku Zakłady włączają się w realizację ogólnopolskiej akcji edukacyjnej skierowanej do pracowników – konkurs fotograficzny „Złap zającą”, który ma na celu integrację środowiska branżowego wokół ochrony środowiska, edukację poprzez poznawanie świata zwierząt i roślin oraz uświadomienie na potrzebę ochrony środowiska w jej codziennym życiu [3].

3. Ochrona powietrza atmosferycznego

W 2009 r. wyemitowano łącznie (bez CO_2) $15,4 \text{ Gg}$ zanieczyszczeń pyłowych i gazowych (Rys. 1) [3].



Rys. 1. Procentowe udziały głównych zanieczyszczeń powietrza wyemitowane w 2009 r. [3]

W latach 1985–2009 wdrożono wiele rozwiązań mających na celu ochronę powietrza atmosferycznego. Najważniejsze z nich to:

- 1) likwidacja starej oraz budowa nowej instalacji produkcyjnej mocznika, dzięki czemu ograniczono emisję amoniaku o 90% oraz zmniejszenie ilości

spalanego w zakładowej elektrociepłowni węgla o 120 Gg/rok (a tym samym zmniejszenie emisję pyłów dymnicowych, tlenków azotu i dwutlenku siarki),

2) wybudowanie na IV linii produkcyjnej kwasu azotowego(V) instalacji poprawiającej absorpcję tlenków azotu (emisja do atmosfery spadła o 50%),

3) wybudowanie instalacji do katalitycznej redukcji tlenków azotu na trzech liniach produkcyjnych kwasu azotowego(V), (osiągnięto stopień redukcji tlenków azotu o 93,7%),

4) wybudowanie instalacji do utylizacji związków siarki w gazach wylotowych z Instalacji Kwasu Siarkowego (emisja SO_2 , SO_3 oraz mgły H_2SO_4 spadła o ponad 98%),

5) modernizacja kotłów w zakładowej elektrociepłowni z zastosowaniem niskotemperaturowej technologii spalania węgla (emisja tlenków azotu spadła o około 60%),

6) wprowadzenie ciągłego monitoringu emisji zanieczyszczeń gazowych i pyłowych z zakładowej elektrociepłowni,

7) wybudowanie instalacji do wykorzystania ciepła odpadowego w sekcji Benfielda w Wytwórni Amoniak do ogrzewania miasta, co pozwoliło ograniczyć ilość spalanego węgla w elektrociepłowni o 30 Gg/rok, a tym samym ograniczyć emisję pyłów dymnicowych, tlenków azotu i dwutlenku siarki,

8) wdrożenie instalacji do przesyłu gazów odpadowych (tlenek węgla i węglowodory) z Instalacji Cykloheksanonu do spalania ich w zakładowej elektrociepłowni,

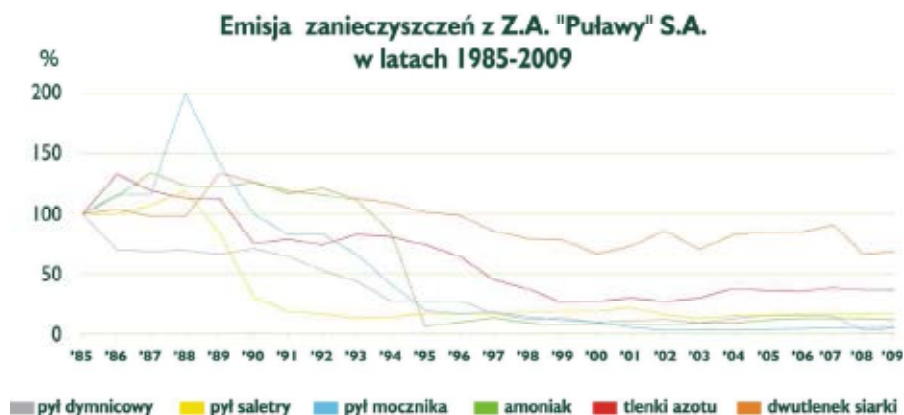
9) zakończenie modernizacji kotłów w zakładowej elektrociepłowni. Pomiar skuteczności odpylania elektrofiltrów dla poszczególnych kotłów wykazały średnią skuteczność na poziomie 99,93%; wartość zapylenia spalin jest na poziomie 70 mg/Nm^3 (norma to 100 mg/Nm^3),

10) przebudowanie kotła nr 2 pod kątem dostosowania go do obowiązujących norm emisji, oraz

11) zakończenie do 2012 r. budowy instalacji odsiarczania spalin z kotłów. W ramach realizacji inwestycji, w 2010 r., wybudowano m.in. nowy magazyn olejowy, rozpoczęto prace budowlane węzła absorpcji dwutlenku siarki oraz węzła krystalizacji, wykonano również projekt budowlany nowego komina [3].

Efektem w/w przedsięwzięć jest znacząca redukcja emisji (Rys. 2) względem 1985 r.:

- pyłów ze spalania paliw o 96%,
- pyłów saletry o 82%,
- pyłów mocznika o 93%,
- amoniaku o 88%,
- tlenków azotu o 62%, oraz
- dwutlenku siarki o 27% [3].



Rys. 2. Emisja zanieczyszczeń w latach 1985–2009 (1985 r.=100%) [3]

4. Ochrona wód

W 2009 r. pobrano łącznie 99,2 mln m³ wody, z czego największy udział stanowiła woda wiślana (Rys. 3) [3].



Rys. 3. Procentowe udziały poboru wód [3]

W 2009 r. odprowadzono łącznie 88,5 mln m³ oczyszczonych ścieków. Procentowe udziały głównych zanieczyszczeń przedstawiono na rysunku 4.

Do najważniejszych inwestycji w obszarze ochrony wód w latach 1985–2009 zaliczyć można:

- 1) wybudowanie ujęcia wody z rzeki Kurówki dla celów przemysłowych (ograniczono ilość pobieranej wody podziemnej o około 50%),
- 2) wdrożenie projektu częściowego zawracania wód pochłodniczych do powtórnego wykorzystania (pobór wody z Wisły zmniejszył się o 20–30%),

3) wdrożenie projektu racjonalizatorskiego w Wytwórni Mocznika polegającego na zawróceniu do procesu ścieków z węzłów krystalizacji i granulacji mocznika (zrzut ładunku mocznika zmniejszył się o około 70%),

4) wybudowanie instalacji hydrolizy ścieków w celu odzysku i zawrócenia do procesów produkcyjnych amoniaku,

5) realizacja instalacji do redukcji zrzutów związków azotu do ścieków z Wytwórni Saletry Amonowej,

6) wybudowanie 3 lokalnych oczyszczalni ścieków sanitarnych z Wytwórni Mocznika,

7) przeprowadzenie renowacji kanalizacji fekalnej,

8) oddanie do użytkowania instalacji MRU w celu oczyszczania kondensatów procesowych z Wytwórni Melaniny II i III,

9) przeprowadzenie renowacji części kanalizacji przemysłowej w celu wyeliminowania ewentualnych emisji do środowiska,

10) ograniczenie poboru wody powierzchniowej z rzeki Kurówki poprzez wykorzystanie kondensatu z Zakładu Melaminy do produkcji kondensatu odgazowanego w Zakładzie Energetycznym oraz modernizację wymiennika jonitowego, tj. całkowitą wymianę masy jonowej w celu poprawy jego sprawności, oraz

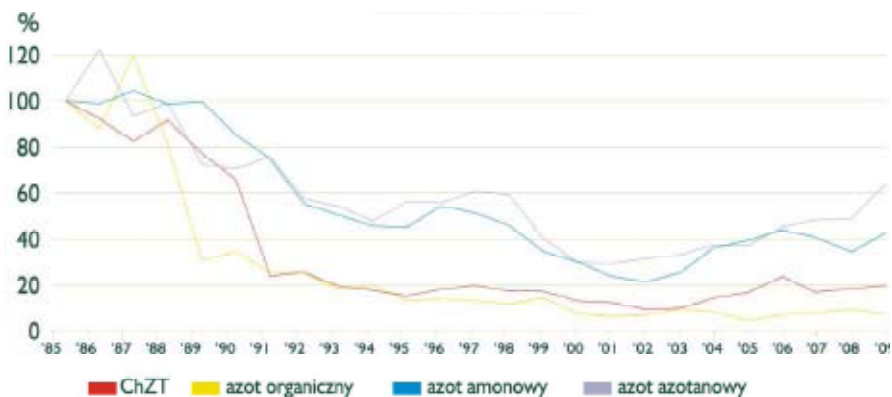
11) przebudowanie instalacji demineralizacji wody, dzięki któremu zmniejszono ilości pobieranej wody podziemnej i powierzchniowej, jak również ograniczono ilości zrzucanych ścieków [3].



Rys. 4. Procentowe udziały głównych zanieczyszczeń ścieków [3]

Efektom w/w przedsięwzięć jest znacząca redukcja emisji (Rys. 5) względem 1985 r.:

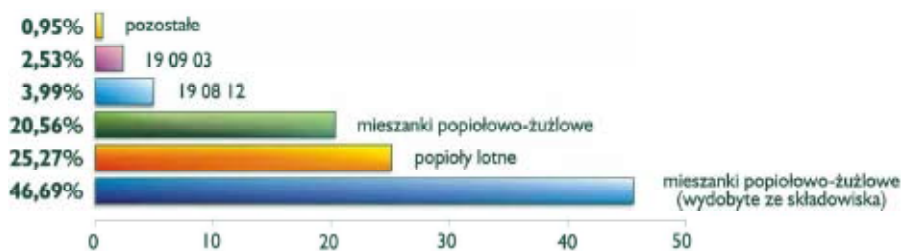
- azotu amonowego o 54%,
- azotu organicznego o 93% oraz
- ChZT o 80%.



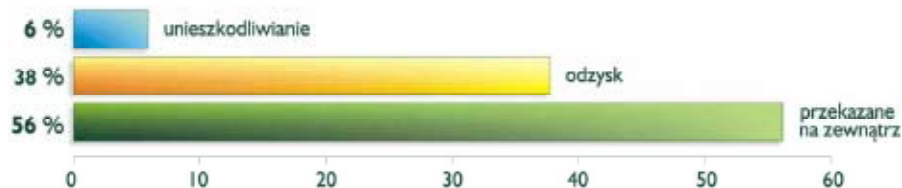
Rys. 5. Ładunki ściekowe odprowadzane przez Zakłady Azotowe „Puławy” S.A. w latach 1985–2009 (1985 r. =100%) [3]

5. Gospodarka odpadami

W 2009 r. wytworzono 338 Gg odpadów, ich procentowy udział przedstawiono na rysunku 6, zaś sposoby ich zagospodarowania na rysunku 7 [3].



Rys. 6. Procentowy udział odpadów wytworzonych w 2009 r. [3]



Rys. 7. Sposoby gospodarowania odpadami w 2009 r. [3]

Najważniejsze inwestycje w obszarze gospodarowania odpadami to:

- 1) budowa nowoczesnej instalacji do magazynowania i załadunku popiołu lotnego z węgla bezpośrednio spod elektrofiltrów – pozwala ona na zagospodarowanie 60 Gg popiołów w ciągu roku, a także zmniejsza o połowę ilość powstających mieszanek popiołowo-żużlowych,
- 2) wdrożenie procedur mających na celu stworzenie kompleksowej gospodarki odpadami i opakowaniami,
- 3) modernizacja Magazynu Surowców Wtórnych i Przedmiotów Niepełnowartościowych, oraz
- 4) rozbudowa składowiska odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne [3].

6. Literatura

1. <http://www.zapulawy.pl> (wejście 06.10.11).
2. http://pl.wikipedia.org/wiki/Zak%C5%82ady_Azotowe_Pu%C5%82awy (wejście 06.10.11).
3. Zakłady Azotowe „Puławy” S.A., Raport środowiskowy za 2010 r.

UTYLIZACJA ODPADÓW W INSTALACJI WYTWARZANIA CEMENTU PORTLANDZKIEGO W PRZEDSIĘBIORSTWIE LAFARGE S.A.

1. Wprowadzenie – historia produkcji cementu

Cement – podstawowy materiał we wszystkich rodzajach budownictwa – był znany ludzkości już w czasach rozkwitu Cesarstwa Rzymskiego. Ówczesni inżynierowie przygotowywali z popiołów wulkanicznych i wapna palonego mieszaninę o właściwościach hydraulicznych, którą dziś określa się jako cement romański. Nowoczesny cement portlandzki został opatentowany przez Anglika Josepha Aspdina w 1824 r., stając się odpowiedzią na zapotrzebowanie cywilizacji wkraczającej właśnie w erę gwałtownego rozwoju przemysłu. Na przestrzeni lat dokonał się ogromny postęp w technologii cementu i betonu, dzięki czemu jakość uzyskiwanego produktu uległa znacznej poprawie przy jednoczesnym obniżeniu kosztów produkcji.

Światowa produkcja cementu wyniosła w 2007 roku ok. 2600 mln Mg, przy czym połowa tej ilości wytwarzana jest w jednym tylko państwie – w Chinach. Rozwój i działalność przemysłu cementowego nie pozostają jednak bez wpływu na ekosystem, bowiem produkcja cementu pociąga za sobą znaczną emisję dwutlenku węgla (0,65–0,92 Mg na 1 Mg cementu), duże zużycie paliw kopalnych oraz konieczność rekultywacji środowiska naturalnego w miejscach pozostałych po odkrywkowych kopalniach kamienia wapiennego. Jednym z rozwiązań umożliwiających ograniczenie emisji CO₂ oraz zredukowanie kosztów produkcji jest zastępowanie paliw kopalnych palnymi odpadami stałymi, czyli paliwem alternatywnym. Jest to możliwe dzięki stosowanym do wypalania klinkieru cementowego piecom obrotowym, w których temperatura gazów dochodzi do 2000°C. Ponadto, popiół pozostający po spaleniu paliw alternatywnych reaguje z wypalonym materiałem i wchodzi w skład klin-

kieru cementowego, dzięki czemu jest to proces całkowicie bezodpadowy. Użycie paliwa innego typu wiąże się jednak z koniecznością przystosowania instalacji przemysłowej, a więc również z poniesieniem kosztów związanych z niezbędnymi inwestycjami. Dodatek innego paliwa nie jest też obojętny dla samego procesu wypalania klinkieru, jako że jego właściwości fizykochemiczne różnią się od paliw tradycyjnych. Dlatego też jedynie równomiernie prowadzone i właściwie kontrolowane współspalanie odpadów może przynieść wymierne korzyści ekonomiczne zakładom cementowym, jednocześnie przyczyniając się do ochrony i odbudowy środowiska naturalnego [1,2].

2. Technologia cementu portlandzkiego

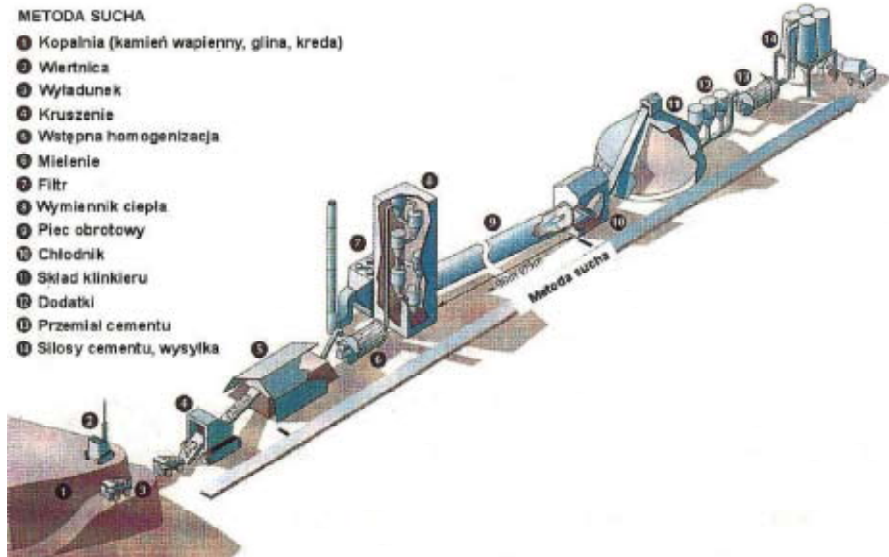
Cement portlandzki jest materiałem wiążącym, otrzymywanym poprzez zmielenie klinkieru cementowego wraz z gipsem do postaci drobnego proszku. Jest to spoiwo hydrauliczne, co oznacza, że proces jego twardnienia zachodzi także pod wodą. Półprodukt – czyli klinkier cementowy – zbudowany jest z powszechnie występujących w przyrodzie tlenków wapnia, krzemu, glinu i żelaza. Związki te, podczas wypału w piecu pod wpływem wysokiej temperatury reagują ze sobą, tworząc podstawowe minerały (fazy) klinkierowe. Są to: krzemian trójwapniowy Ca_3SiO_5 – tzw. alit, określane w technologii cementu skrótem C_3S , krzemian dwuwapniowy Ca_2SiO_4 – tzw. belit (C_2S), glinian trójwapniowy $\text{Ca}_3\text{Al}_2\text{O}_6$ (C_3A), oraz glinożelazian czterowapniowy $\text{Ca}_4\text{Al}_2\text{Fe}_2\text{O}_{10}$ – tzw. brownmilleryt (C_4AF). W poniższej tabeli przedstawiono przykładowy skład surowców i klinkieru portlandzkiego [1,2].

Tabela 1. Porównanie składu chemicznego surowców i klinkieru portlandzkiego [1, 2]

Skład chemiczny surowców		Skład chemiczny klinkieru		Skład (mineralny) wg metody Bogue'a	
CaO	44,72%	CaO	67%	C_3S	51.5 - 85.2%
SiO_2	14,34%	SiO_2	24%	C_2S	0.2 - 27.1%
Al_2O_3	2,29%	Al_2O_3	4%	C_3A	6.8 - 15.6%
Fe_2O_3	1,84%	Fe_2O_3	3%	C_4AF	4.0 - 16.2%
$\text{MgO} + \text{SO}_3 + \text{Inne}$	0,95%	$\text{MgO} + \text{SO}_3 + \text{inne}$	2%	wolne CaO	0.08 - 5.58%
Strata prażenia	35,86%				

Gips dodawany w trakcie mielania klinkieru ma za zadanie regulację czasu twardnienia cementu, gdyż hydratacja faz klinkierowych bez dodatku siarczanów zachodziłaby niemal natychmiast po dodaniu wody do cementu, przez co przygotowanie betonu byłoby niemożliwe [1,2].

Obecnie, w Polsce istnieje 11 cementowni pracujących w pełnym cyklu produkcyjnym, przemiałownia cementu oraz zakład produkujący cement glinowy. W 2008 r. krajowa produkcja cementu wyniosła ponad 17 mln Mg [3]. Zdecydowana większość cementu (98%) wytwarzana jest przy użyciu znacznie korzystniejszej ekonomicznie metody suchej. W obrębie metody suchej można wyszczególnić trzy główne etapy technologiczne: przygotowanie i zestawienie namiaru surowcowego, dekarbonizacja i klinkieryzacja oraz przemiał cementu.



Rys. 1. Schemat procesu produkcji cementu metodą suchą [1]

2.1. Obróbka termiczna

Rozdrobniony materiał surowcowy przechodzi następnie przez kolejne etapy obróbki termicznej, której końcowym produktem jest klinkier cementowy. Proces ten prowadzi się w piecach obrotowych, wyposażonych dodatkowo w cyklonowe wymienniki ciepła oraz tzw. prekalcyulatory. Pierwszym krokiem wiodącym do otrzymania klinkieru z mączki surowcowej jest kalcyna-

cja (dekarbonizacja). Jest to proces polegający na rozkładzie termicznym pierwiastków, które w surowcu występują w postaci soli węglanowych lub innych soli, niekiedy zawierających wodę krystaliczną. Kalcynację prowadzi się we wspomnianych cyklonowych wymiennikach ciepła, umieszczonych pionowo w taki sposób, że materiał surowcowy, dozowany od góry spływa w dół dzięki siłom grawitacji. Od dołu w przeciwnym kierunku wciągane są gorące gazy odlotowe z pieca obrotowego, które ogrzewają mączkę. Dzięki dużej powierzchni właściwej mączki wymiana ciepła jest bardzo szybka – temperatura materiału i gazu wyrównuje się w przeciągu jednej minuty. Materiał opuszczający wymienniki ma temperaturę ok. 800°C, a jego stopień kalcynacji sięga 30%.

Należy mieć na uwadze fakt, że gazy odlotowe z pieca obrotowego zawierają znaczne ilości lotnych związków siarki, chloru i metali alkalicznych, które w wysokiej temperaturze reagują z mączką surowcową, podwyższając zawartość tych pierwiastków w materiale. Proces kalcynacji ma istotne uzasadnienie ekonomiczne. W reakcjach klinkierizacji mogą brać udział tylko związki już rozłożone do postaci tlenków. Gdyby przeprowadzać dekarbonizację materiału surowcowego w piecu obrotowym, piec musiałby mieć o wiele większe rozmiary, a ponadto zużywałby znacznie więcej energii. Stosowanie wymienników cyklonowych do procesu kalcynacji jest nie tylko szybsze ale także korzystniejsze ekonomicznie. Jednak stopień kalcynacji materiału z reguły nie przekracza 30%; ponadto utrzymywanie stopnia kalcynacji wchodzącego do pieca materiału na stałym poziomie jest rzeczą trudną, a zmienny stopień kalcynacji materiału utrudnia stabilizację ruchu pieca obrotowego i zmusza do ciągłego operowania organami sterującymi. Problem ten rozwiązuje zastosowanie pośredniczącego urządzenia grzewczego, tzw. prekalcynatora. Jego zadaniem jest dostarczenie do podgrzanego w wymiennikach materiału uzupełniającej ilości ciepła po to, aby materiał wchodzący do pieca był już skalczynowany co najmniej w 95%. Prekalcynator stanowi jak gdyby dodatkowy piec, który zasilany własnym paliwem przejmuje na siebie większość energochłonnego procesu rozkładu węglanów. Dalsza obróbka cieplna materiału nie pociąga bowiem za sobą procesów endotermicznych [1,2].

Zdekarbonizowany materiał surowcowy trafia w dalszej kolejności do pieca obrotowego, gdzie zachodzi najważniejszy w produkcji cementu proces klinkierizacji. Podczas klinkierizacji produkty rozkładu mączki surowcowej reagują ze sobą tworząc minerały klinkierowe. Dla przeprowadzenia syntezy tych minerałów wypalany materiał musi być ogrzany do temperatury ok. 1450°C.

Ze względu na obecność wielu różnych związków chemicznych oraz warunki panujące w piecu obrotowym, reakcje zachodzące podczas klinkierizacji są dość złożone i cały czas są przedmiotem badań. Jako pierwsza z wielu reakcji pośrednich zachodzi już w temp. ok. 700°C reakcja pomiędzy tlenkami

wapnia i żelaza, prowadząc do utworzenia $\text{CaO}\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$, który następnie ulega wysyceniu do $2\text{CaO}\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$. W tym samym zakresie temperatury powstają gliny, rozpoczynając od $\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$, który w wyższych temperaturach przyłącza dodatkowe ilości wapna, dając w efekcie $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$.

Tabela 2. Reakcje fizykochemiczne zachodzące w trakcie obróbki termicznej [1]

Temperatura [$^{\circ}\text{C}$]	Zachodząca reakcja lub proces fizyczny	Miejsce przebiegu
100 - 200	Odprowadzenie wilgoci	Młyn surowca
250 - 450	Utrata wody konstytucyjnej przez materiały ilaste	Wymiennik ciepła
450 - 620	Rozkład węglanu magnezowego	Wymiennik ciepła
850 - 1000	Rozkład węglanu wapniowego	Wymiennik ciepła, prekalcyntor
800 - 900	Reakcja tlenku wapnia z tlenkami żelaza i glinu	Piec obrotowy
1100 - 1100	Tworzenie C_4AF	Piec obrotowy
1100 - 1200	Tworzenie C_2S	Piec obrotowy
pow. 1200	Powstawanie fazy ciekłej	Piec obrotowy
1450	Synteza C_3S	Piec obrotowy

Powstałe minerały łączą się ze sobą w temperaturze przekraczającej 1000°C , tworząc brownmillerit $4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$. Ostateczny wynik tej reakcji zależy ponadto od wzajemnego stosunku molowego tlenku glinu i żelaza w mieszance surowcowej. W zakresie temperatury $1100\text{--}1200^{\circ}\text{C}$ powstaje krzemian dwuwapniowy $2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$. Powyżej temperatury 1200°C , na skutek obecności w mieszance surowcowej tlenku żelaza oraz tlenków dodatkowych, takich jak MgO , Na_2O , K_2O tworzy się mieszanina eutektyczna i pojawia się faza ciekła. Obecność fazy ciekłej ułatwia spiekanie i pozwala na wytwarzanie klinkieru bez konieczności stosowania nadmiernie wysokich temperatur oraz jest koniecznym warunkiem do szybkiego wysycenia krzemianu dwuwapniowego do krzemianu trójwapniowego. Faza ciekła w temperaturze 1450°C stanowi zwykle 20–30% całości klinkieru w piecu. Po osiągnięciu tej temperatury, podstawowy cel produkcji klinkieru tj. synteza alitu, zostaje zrealizowany i można rozpocząć studzenie spiekanej materiału. W czasie stu-

dzenia ilość fazy ciekłej stopniowo zmniejsza się, aby zaniknąć całkowicie po obniżeniu temperatury do 1250°C. W warunkach przemysłowych proces spiekania przy udziale fazy ciekłej trwa ok. 20–30 minut. W poniższej tabeli przedstawione zostały zjawiska zachodzące podczas termicznej obróbki mieszanki surowcowej [1].

Proces spiekania prowadzi się w piecach obrotowych. Są to piece w formie walca, lekko nachylone. Ruch obrotowy pieca oraz odchylenie od jego osi geometrycznej zapewniają transport materiału w głąb pieca. Materiał surowcowy dozowany jest od „zimnej” strony pieca, natomiast po przeciwnej stronie znajduje się palnik. W ten sposób materiał ogrzewany jest gorącymi gazami z palnika zgodnie z zasadą przeciwwprądu. Po zestaleniu gotowy klinkier przesuwa się do wylotu pieca, skąd trafia do chłodnika. Klinkier chłodzony jest zimnym powietrzem wdmuchiwanym do komory chłodnika. Powietrze ogrzewa się do temperatury ok. 900°C i jest następnie zużywane do spalania paliwa w prekalcyntorze. Gotowy klinkier transportowany do silosu powinien mieć temperaturę nie wyższą niż 100°C.

2.2. Mielenie klinkieru (produkcja cementu)

Mielenie klinkieru stanowi ostatnią operację w produkcji cementu. Mielenie przebiega zawsze wspólnie z dodatkiem dwuwodnego siarczanu wapnia wprowadzanego w postaci naturalnego kamienia gipsowego. Klinkier zmieszany tylko z dodatkiem gipsu daje w wyniku cement portlandzki. W zależności od rodzaju produkowanego cementu, stosuje się także inne dodatki, m.in. granulowany żużel wielkopiecowy, popioły pozostające po spaleniu węgla, materiały pucolanowe. Wymienione dodatki mineralne posiadają utajone właściwości hydrauliczne, które wpływają na wyższą wytrzymałość betonu w późniejszym okresie czasu. Produkcja cementu z dodatkami jest korzystniejsza zarówno z punktu widzenia ekonomii jak i środowiska. Dodatki to zwykle odpady z innych gałęzi przemysłu, a zastąpienie nimi klinkieru w cementzie zmniejsza emisję ditlenku węgla oraz koszt produkcji w odniesieniu do jednostki produkowanego cementu.

3. Termiczne unieszkodliwianie odpadów w piecach cementowych

Coraz powszechniej stosowaną metodą pozbywania się odpadów jest termiczne unieszkodliwianie. Proces ten pozwala na znaczne zmniejszenie objętości i masy składowanych odpadów. Spalanie odpadów stwarza jednak problemy powstania i konieczności zagospodarowania pozostałości, takich jak:

popioły z komór spalania, odfiltrowany lotny popiół, nasycone sorbenty i odprowadzane ścieki technologiczne. Ponadto, podczas niekontrolowanego spalania w niesprawnych urządzeniach, emisja zanieczyszczeń do atmosfery może znacząco przekraczać przyjęte normy, stając się wobec tego problemem a nie rozwiązaniem [1].

Instalacje do termicznej utylizacji odpadów, pracujące w oparciu o najnowsze rozwiązania technologiczne pozwalają na emitowanie do atmosfery gazu spalinowego o znikomej zawartości szkodliwych substancji chemicznych, metali ciężkich i pyłów. Substancje szkodliwe pozostają w popiele lub są wyłapywane na sorbentach pozostających jako wtórny odpad po procesie spalania. Wśród obecnie stosowanych metod termicznego przekształcania odpadów – w tym odpadów niebezpiecznych – można wyróżnić:

- pirolizę wraz z dopaleniem gazów pirolitycznych,
- spalanie w piecu obrotowym wraz z dopaleniem spalin w termoreaktorze,
- spalanie odpadów w piecu z paleniskiem rusztowym lub stałym,
- współspalanie w piecach cementowych,
- współspalanie w urządzeniach energetycznych,
- spalanie w piecach fluidalnych; termiczne niszczenie w urządzeniach mikrofalowych,
- termiczne niszczenie w plazmie, oraz
- kraking katalityczny odpadów z tworzyw sztucznych [4].

Piece cementowe można z powodzeniem stosować jako urządzenia służące do termicznego unieszkodliwiania odpadów. Spełniają one wymagania w zakresie standardów emisyjnych i parametrów procesowych określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 12.03.2003 roku oraz Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 22.12.2003 r. [5]. Według wyżej wymienionych aktów prawnych, temperatura gazów powstających w wyniku współspalania odpadów powinna być utrzymywana co najmniej dwie sekundy na poziomie nie niższym niż:

- 1100°C – dla odpadów zawierających powyżej 1% masy związków chloroorganicznych przeliczonych na chlor,
- 850°C – dla odpadów zawierających poniżej 1% masy związków chloroorganicznych przeliczonych na chlor [5].

Niewątpliwymi zaletami pieców cementowych, wynikającymi z ich zasady działania, temperaturowego reżimu pracy i charakteru chemicznego wypalanej mieszanki, są:

- temperatura spalania i procesu – temperatura gazów sięga 2000°C. Na wylocie z walczaka pieca metody suchej wynosi ona około 1100–1200°C. Spalanie przebiega w atmosferze utleniającej. Temperatura wypalanego materiału na długości walczaka pieca wzrasta od 830°C

do 1450°C. W najwyższej temperaturze materiał przebywa ok. 20 minut,

- czas przebywania gazów w wysokiej temperaturze – temperatura gazów przekracza 1100°C przez 8–10 sekund, przy czym temperatura pow. 1600°C utrzymuje się przez 2–3 sekundy,
- bardzo duża pojemność cieplna pieca – masa wymurowanego cegłą ogniotrwałą walczaka pieca razem ze znajdującym się w nim materiałem, zależnie od rodzaju i wielkości instalacji wynosi od kilkuset do kilku tysięcy Mg. Pojemność cieplna rozgrzanego walczaka jest na tyle duża, że nawet w przypadku awaryjnego przerwania spalania paliwa przez ok. 30 minut temperatura powierzchni wymurówki i znajdującego się w piecu materiału nie ulega obniżeniu,
- brak odpadów po spaleniu paliw – popiół pozostający po spaleniu paliwa reaguje z wypalonym materiałem i jego składniki wchodzi w skład klinkieru cementowego,
- alkaliczne środowisko – wypalany materiał ma charakter wysoce alkaliczny. Wiąże on zawarte w gazach spalinowych związki o charakterze kwaśnym np. dwutlenek siarki, a powstające składniki wchodzi w skład klinkieru. Dzięki wymienionym wyżej cechom pieców cementowych można stwierdzić, że są one jednymi z najlepszych urządzeń technologicznych do współspalania odpadów, w których unieszkodliwiane mogą być związki organiczne, nawet te najbardziej odporne na działanie temperatury [6].

4. Odpady jako paliwo alternatywne

Odpady palne rozdrobnione o jednorodnym stopniu wymieszania, powstałe w wyniku zmieszania odpadów innych niż niebezpieczne, z udziałem lub bez udziału paliwa stałego, ciekłego lub biomasy, które w wyniku przekształcenia termicznego nie powodują przekroczenia poziomów emisji substancji zanieczyszczających, określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 4 sierpnia 2003 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. Nr 163, poz. 1584) odnoszących się do procesu współspalania odpadów [7].

Paliwami alternatywnymi (zastępczymi) mogą być odpady stałe i ciekłe, komunalne i przemysłowe stosowane w zakładach przemysłowych i energetycznych jako zamiennik paliw konwencjonalnych. Według definicji paliwo alternatywne jest to paliwo uzyskane w procesie odzysku odpadów posiadających wartość opałową. Stosowane jest w przemyśle, jako zamiennik węgla kamiennego i mazutu. Z reguły mamy do czynienia z następującymi formami paliw:

- paliwo stałe rozdrobnione (PASr) powstające w wyniku rozdrabniania odpadów do określonej przez odbiorców granulacji. Paliwa alternatywne stałe zastępujące węgiel lub miął węglowy, w tym paliwa suche z odpadów rozdrobnionych (czyściwa, plastiki, drewno, guma i inne) są wytwarzane w procesie technologicznym, na który składa się segregacja i mielenie wybranych odpadów oraz separowanie odpadów nieprzydatnych. Produktem końcowym jest granulat o średnicy do 70 mm i parametrach fizykochemicznych spełniających wymagania odbiorcy,
- paliwo stałe impregnowane (PASi), powstające w wyniku mieszania odpadów płynnych z substancjami o właściwościach chłonnych. Paliwa półsuche z odpadów płynnych gęstych (smary, smoły, odpady farb i lakierów) otrzymuje się poprzez impregnację na podłożu nasiąkliwym (trociny, tekstylia itd.) i mieszanie w specjalnych urządzeniach. Produktem końcowym jest granulat o parametrach fizykochemicznych spełniających wymagania odbiorcy,
- paliwo płynne, powstające w wyniku mieszania odpadów płynnych. Paliwa alternatywne płynne, zastępujące ciężkie oleje opałowe powstają z odpadów olejowych i rozpuszczalnikowych przez oczyszczanie, mieszanie i uśrednianie zgodnie z zapotrzebowaniem odbiorcy. Są to paliwa wysokoenergetyczne; ich wartość opałowa sięga 30–36 MJ/kg [7].

5. Współspalanie paliw alternatywnych w cementowni Kujawy

Cementownia Kujawy położona jest w województwie kujawsko-pomorskim, ok. 20 km na zachód od Inowrocławia. Właścicielem cementowni jest francuski koncern Lafarge, światowy lider w produkcji materiałów budowlanych. Grupa Lafarge przejęła dawny kombinat cementowo-wapienniczy w 1995 roku, dzięki czemu cementownia Kujawy posiada obecnie jedną z najnowocześniejszych linii produkcyjnych do wypału klinkieru w Europie, której budowa zakończyła się w lutym 2003 roku. Roczna produkcja cementu wynosi 1,8 mln Mg. Produkowane są cementy portlandzkie, cementy z dodatkiem popiołów lotnych, cement z dodatkiem żużla wielkopiecowego oraz cement do betonów o zwiększonej odporności na korozję [1,6].

Zgodnie ze standardem przyjętym przez grupę Lafarge, zakład dąży sukcesywnie do optymalnego wykorzystania źródeł energii przy jednoczesnym zachowaniu wszystkich europejskich norm z zakresu ochrony środowiska. Dlatego też w cementowni Kujawy coraz większą rolę odgrywa wykorzystanie paliw alternatywnych. Paliwem głównym w cementowni jest miął węglowy,

uzyskany przez zmielenie węgla kamiennego do postaci pyłu o wielkości ziaren nie przekraczającej 200 μm , wprowadzanego na główny palnik pieca obrotowego. Węgiel jest także obecny w popiołach zraszanych będących składnikiem mączki surowcowej. W latach wcześniejszych, paliwem dodatkowym był petcoke (koksik petrochemiczny) uzyskiwany na drodze przeróbki rafinerijnej ropy naftowej [1,6].



Rys. 2. Cementownia Kujawy z lotu ptaka [1]

Obecnie, stosowane jako paliwo zastępcze są dwa rodzaje odpadów: paliwa alternatywne stałe rozdrobnione (PASr) oraz zużyte opony samochodowe. Należą one do kategorii odpadów innych niż niebezpieczne. Zgodnie z ustaleniami prawnymi, zakład ma pozwolenie na zastąpienie maksymalnie 40% paliwa konwencjonalnego paliwami alternatywnymi. Spalanie odpadów w wielkości przekraczającej 40% całości zużytego paliwa, nakazywałoby nałożenie takich norm emisji, jak dla tradycyjnej spalarni [1,6].

5.1. Proces spalania odpadów PASr

W skład odpadów PASr wchodzi rozdrobnione odpady opakowaniowe (z tworzyw sztucznych, papieru) – pochodzące z przemysłu spożywczego oraz ma-

teriały i przedmioty nieprzydatne do użytku lub przeterminowane, odpady poprodukcyjne z przetwórstwa tworzyw sztucznych, produkty tekstylne, makulatura z przemysłu papierniczego oraz drewno i trociny (kod odpadu 19 12 10). Odpady te powinny być pozbawione części metalowych, pocięte do wymaganej wielkości oraz wymieszane. Skład odpadu określony jest szacunkowo:

- tworzywa sztuczne: 35%,
- papier: 30%,
- guma: 10%,
- drewno: 5%,
- tkaniny: 20%.

Odpady uzyskiwane są od różnych dostawców; są to z reguły zakłady zajmujące się przeróbką i segregacją odpadów komunalnych i przemysłowych. Przed dostarczeniem odpadów do cementowni, są one wstępnie kwalifikowane (pod względem zawartości chloru i zanieczyszczeń), poddawane usuwaniu części metalowych, mieszane i rozdrabniane do pożądanej wielkości. W tej formie, już jako paliwa PASr, dostarczane są do cementowni. W celu zapewnienia odpowiedniego zasobu surowca i ciągłości procesu, paliwa składowane są na składowisku zadaszonym o pojemności ok. 2500 m³. Składowisko wyposażone jest w dwa kosze buforowo-załadownicze dla podawania masy paliwowej do urządzeń transportowych oraz w ładowarkę kołową.

Masa paliwowa w wysokości ok. 4 metrów umieszczana jest pod ścianami magazynu; środek składowiska stanowi miejsce rozładunku samochodów dostawczych oraz miejsce pracy ładowarki kołowej. Proces zużycia PASr rozpoczyna się od napełnienia koszy załadowniczych o poj. 25 m³, które umieszczone są na wagach tensometrycznych w celu kontroli napełnienia. Zbiorniki w dolnej części wyposażone są w zespół przenośników ślimakowych o regulowanej wydajności. Podają one paliwo na przenośnik taśmowo-rurowy, który transportuje je do wymiennika instalacji wypału klinkieru. Tuż za punktem podania paliw na przenośnik, nad taśmą umiejscowiony jest magnetyczny separator taśmowy, którego zadaniem jest oddzielenie i odrzucenie części ferromagnetycznych. Z przenośnika taśmowo-rurowego masa paliwowa kierowana jest na kolejny, krótszy przenośnik taśmowy, a następnie transportowana do zbiornika zamkniętego o poj. 25 m³, także wyposażonego w wagi tensometryczne. W dolnej części zbiornika znajduje się mieszałko oraz dwa przenośniki ślimakowe, którymi paliwo transportowane jest na poprzez przenośnik wagowy i podawacz celkowy do przewodu transportu pneumatycznego. Transport pneumatyczny składa się z dmuchawy, przewodu transportującego paliwo do palnika kalcynatora, celki dozującej oraz zasuwy. Za dmuchawą zamontowany jest czujnik ciśnienia [1,6].

Paliwa ulegają spalaniu w kalcynatorze, czyli dodatkowej komorze spalania, która zainstalowana jest przed walczakiem pieca a za wymiennikiem cy-

klonowym. Dzięki doprowadzeniu dodatkowego powietrza proces spalania w kalcynatorze jest niezależny od procesu spalania w piecu. Spalanie w kalcynatorze przebiega w mieszaninie paliwa z materiałem wypalany, w temperaturze 1000–1100°C. Transport paliw do palnika kalcynatora jest całkowicie zautomatyzowany. Sterowanie odbywa się z centralnej sterowni przez operatora [1,6].



Rys. 3. Fragment przenośnika podającego paliwa PASr do kalcynatora. W dole widoczny magazyn PASr.

5.2. Proces spalania opon

W cementowni Kujawy zużyte opony samochodowe wykorzystywane są jako paliwo od 2005 r. Ich wartość opałowa waha się między 25–29 MJ/kg, dla celów produkcyjnych przyjmuje się wartość 26 MJ/kg [8]. Zawartość popiołu w oponach oscyluje w okolicy 6 – 7%. Do celów przemysłowych wykorzystuje się jedynie opony pochodzące z samochodów osobowych; opony „duże” pochodzące z samochodów ciężarowych i ciągników zawierają dużą ilość niepożądanego żelaznego drutu zbrojeniowego, którego obecność w instalacji wypalania zmuszałaby do korekcy składu chemicznego mączki surowcowej.

Opony wprowadzane są wprost do „zimnego” końca pieca obrotowego przy pomocy śluz. Ulegają tam spaleniowi mieszając się z materiałem o temperaturze ok. 1000°C. Instalacja spalania zużytych opon umożliwia przetransportowanie ich z magazynu i automatyczne dozowanie do komory wzniosu pieca obrotowego. Układ jest dostosowany do transportu i wprowadzania do pieca całych opon o rozmiarach do 1250 mm i wadze 8–80 kg. Opony składowane są na utwardzonym i skanalizowanym placu wyposażonym w odstojnik, zlokalizowanym ok. 150 m od pieca. Transport opon ze składu do punktu dozowania odbywa się przyczepami ciągnikowymi. Punkt wprowadzania opon do komory wzniosu pieca znajduje się na poziomie 24,6 m. Instalacja zbudowana jest z trzech układów mechanicznych współpracujących ze sobą w układzie sterowania:

a) transport poziomy opon odbywa się z przyczepy do przenośnika transportu pochyłego za pomocą dwóch podajników rolkowych. Podest podawania opon jest zadaszony i obudowany z dwóch stron. Przyczepa jest rozładowywana ręcznie. Opony mogą być bezpośrednio podawane na przenośnik rolkowy lub składowane na podeście. Przenośnik podający opony na transporter pochyły wyposażony jest w urządzenie sterujące, ustawiające oponę w osi przenośnika,

b) transport na górny poziom odbywa się za pomocą przenośnika taśmowego nachyłego pod kątem 40°. Konstrukcja nośna przenośnika wykonana jest z giętych profili stalowych i przymocowana do elementów konstrukcji wieży wymienników ciepła. Taśma gumowa została wyposażona w progi, zabezpieczające opony przed ześlizgiwaniem w dół. Rozstaw progów – 1,5 m.

c) transport na poziomie 24,6 m składa się z pięciu podajników rolkowych oraz przenośnika taśmowego. Ostatni przenośnik rolkowy, wyposażony w pomost ważący, pełni funkcję układu ważącego. Każdy z podajników wyposażony jest w układ czujników, umożliwiający podanie opony, jeśli przenośnik przed nim będzie pusty. Zważona opona zsuwa się na przenośnik taśmowy, który podaje ją do wlotu śluzy. Śluza zbudowana jest z dwóch uchylnych przepustnic, których otwieranie i zamykanie jest sterowane przez system komputerowy wg określonego algorytmu. Poniżej dolnych wrót śluzy znajduje się dodatkowo zasuwa płaska, stanowiąca zabezpieczenie układu przed cofnięciem się spalin. Zasuwa ta jest sprzężona z głównym wentylatorem pieca, a podczas normalnej pracy jest otwarta. Wrota śluzy i zasuwa napędzane są siłownikami pneumatycznymi [1,6].

Prędkość podawania opon wynika z wartości zadanej, jest uzależniona od masy opony aktualnie wprowadzanej do spalania. Całość sterowana jest komputerem z centralnej sterowni. Przenośniki rolkowe oraz przenośnik taśmowy mają stałą prędkość transportu, natomiast prędkość pochyłego przenośnika taśmowego jest regulowana za pomocą przetwornika częstotliwości [1,6].



Rys. 4. Fragment instalacji podawania opon – podajnik rolkowy i przenośnik taśmowy [1]

5.3. Udział masowy paliw w produkcji klinkieru

Wyniki znajdujące się w tabeli 3 prezentują ilości (w tonach) każdego typu paliwa zużytego do produkcji klinkieru w roku 2007. Zebrane zostały za pomocą pomiarów wagowych i geodezyjnych wykonywanych w ramach procesu produkcyjnego w cementowni. Przedstawiono wyniki z poszczególnych miesięcy oraz wartość sumaryczną. Ilość wykorzystanych paliw przekłada się wprost proporcjonalnie na wielkość produkcji klinkieru cementowego, która osiągnęła w 2007 r. wartość 1 343 tys. Mg.

W 2008 roku zaprzestano stosowania petcoke'u jako paliwa. Bazując na wiedzy i doświadczeniu z roku 2007, cementowni udało się znacznie zwiększyć udział paliw alternatywnych w całkowitej masie zużytych paliw. Poniżej zaprezentowano wyniki produkcyjne z poszczególnych miesięcy 2008 roku (w styczniu produkcja została wstrzymana) oraz wartość sumaryczną. Wielkość produkcji klinkieru to 1 302 tys. Mg.

Tabela 3. Zużycie paliw w produkcji klinkieru w 2007 r. [Mg] [1]

Miesiąc	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2007
Miał węglowy	1079	5300	6945	7661	11765	11727	10549	9460	8220	10436	9166	10466	102776
Węgiel z popiołów	144	347	932	940	937	907	793	1813	2160	1440	1390	1706	13509
Petcoke	963	272	5660	4873	1310	1333	350	2114	1206	531	0	0	18612
Opony	106	36	838	747	837	540	693	810	680	735	567	836	7425
PASr	0	0	545	763	1295	1578	1950	1598	1959	2885	1761	2207	16541
Razem	2292	5955	14920	14985	16144	16085	14335	15794	14226	16028	12865	15215	158863
Węgiel całk. (%)	53,4	94,8	52,8	57,4	78,7	78,5	79,1	71,4	73,0	74,1	81,9	80,0	73,2
Petcoke (%)	42,0	4,6	37,9	32,5	8,1	8,3	2,4	13,4	8,5	3,3	0,0	0,0	11,7
Opony (%)	4,6	0,6	5,6	5,0	5,2	3,4	4,8	5,1	4,8	4,6	4,4	5,5	4,7
PASr (%)	0,0	0,0	3,7	5,1	8,0	9,8	13,6	10,1	13,8	18,0	13,7	14,5	10,4

Tabela 4. Zużycie poszczególnych paliw w produkcji klinkieru w 2008 r. (w tonach)

Miesiąc	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2008
Miał węglowy	7307	11394	8580	9694	4797	8788	9747	6429	9523	8862	9444	94565
Węgiel z popiołów	1226	1911	1425	2469	1252	1562	1510	792	1236	2204	1505	17092
Opony	430	1036	852	803	352	839	974	581	1181	1029	1081	9158
PASr	1506	2370	2572	3576	1355	3316	3392	1921	3658	4904	4780	33350
Razem	10470	16710	13429	16542	7756	14505	15623	9723	15598	16999	16810	154165
Węgiel całk. (%)	81,5	79,6	74,5	73,5	78,0	71,4	72,1	74,3	69,0	65,1	65,1	72,4
Opony (%)	4,1	6,2	6,3	4,9	4,5	5,8	6,2	6,0	7,6	6,1	6,4	5,9
PASr (%)	14,4	14,2	19,2	21,6	17,5	22,9	21,7	19,8	23,5	28,8	28,4	21,6

6. Podsumowanie

Współspalanie odpadów w piecu obrotowym jest procesem bezodpadowym. Popiół powstający na skutek spalania odpadów wchodzi w skład klinkieru cementowego. Wykorzystanie paliw alternatywnych w miejsce paliw konwen-

cyjonalnych zmniejsza emisję dwutlenku węgla. Wykazano, że dzięki niższej emisji właściwej paliw alternatywnych, proces współspalania redukuje emisję CO₂ o ponad 55 tys. Mg rocznie. Zastąpienie paliw konwencjonalnych odpadami obniża koszty produkcji cementu, głównie dzięki znacznie niższej cenie paliw alternatywnych. Przystosowanie instalacji produkcyjnej do spalania innego typu paliwa jest tańsze, niż wybudowanie tradycyjnej spalarni odpadów.

7. Literatura

1. D. Radzimski, *Wykorzystanie paliw alternatywnych w produkcji cementu*, praca magisterska, UMK, Toruń 2009.
2. W. Kurdowski, *Chemia cementu*, PWN, Warszawa 1991.
3. Główny Urząd Statystyczny, *Rocznik Statystyczny Przemysłu 2008*, Warszawa 2008.
4. <http://www.pcb.pl/groch.shtml> (wejście 20.04.2009).
5. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 marca 2002 r. w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów, Dz. U. 2002, nr 37, poz. 339.
6. Materiały wewnętrzne, instrukcje oraz procedury będące własnością Lafarge Cement S.A., Bielawy, 2005–2009.
7. J. Walendziewski, M. Kułczyński, A. Surma, *Określenie potencjału odpadów i ich rodzajów do produkcji stałych paliw alternatywnych*, Opracowanie dla sieci naukowo-gospodarczej „Energia”, Wrocław 2007 r.
8. W. Karauda, L. Wróblewska, K. Kobierzyński, *Utylizacja opon w piecach obrotowych do wypalania cementu*. CWG 2/94.

DZIAŁANIA PROEKOLOGICZNE W GRUPIE KAPITAŁOWEJ SOLBET SP. Z O.O.

1. Proekologiczna misja przedsiębiorstwa

SOLBET Sp. z o.o. jest największym producentem betonu komórkowego w Polsce. Udział Grupy Kapitałowej SOLBET w sprzedaży autoklawizowanego betonu komórkowego wynosi 33%. Beton komórkowy produkowany jest od 1954 roku.

Centrala firmy mieści się w Solcu Kujawskim, zakładzie o największej dobowej produkcji betonu komórkowego w Europie. Pozostałe zakłady mieszczą się w Lubartowie, Podnieśnie, Stalowej Woli i Kolbuszowej. Do Grupy Kapitałowej SOLBET, obok zakładów materiałów ściennych, należą także zakłady, które produkują linie technologiczne do produkcji betonu komórkowego.

Potwierdzeniem rzetelności oraz profesjonalizmu Grupy Kapitałowej SOLBET jest szereg nagród, w tym uhonorowanie bloczków SOLBET profilowanych na pióro i wpust Godłem Promocyjnym „Teraz Polska” oraz nadproży zbrojonych Złotym Medalem Międzynarodowych Targów Poznańskich i wielu innych nagród.

Od niedawna firma inwestuje w odnawialne źródła energii. Jest jednym z największych krajowych operatorów posiadającym turbiny wiatrowe. Część z nich zasila zakład w Solcu Kujawskim, dzięki czemu produkcja betonu komórkowego jest jeszcze bardziej energooszczędna i ekologiczna.

2. Autoklawizowany beton komórkowy-proekologiczny wyrób dla branży budowlanej

Autoklawizowany beton komórkowy (AAC) należy do najbardziej popularnych materiałów budowlanych używanych w Polsce, Europie i wielu krajach

świata. AAC produkuje się jako elementy strukturalne lub zbrojone ścian, stropów i dachów budynków. AAC posiada niezwykle ważne właściwości takie jak: bardzo niskie przewodnictwo cieplne – doskonała izolacja termiczna, która pozwala efektywnie gospodarować energią wykorzystywaną do ogrzewania i klimatyzacji pomieszczeń, wyższa odporność termiczna, dobre właściwości akustyczne i przyjazny dla ludzi mikroklimat, co jest wynikiem wykorzystania takich surowców mineralnych jak piasek, woda i kamień wapienny. AAC jest materiałem bardzo lekkim o gęstości od 300 do 700 kg/m³. Ściany wykonane z AAC nie wymagają ogrzewania co zmniejsza koszty budowy. AAC jest w całości poddawany procesowi recyklingu a jego produkcja wymaga niewielkich nakładów energetycznych. Obecnie Polska jest największym producentem AAC w Europie i dostarcza jedną trzecią całkowitej produkcji.

AAC produkuje się z cementu, wapna i gipsu jako spoiw [3], materiałów krzemianowych (piasek kwarcowy, popiół lotny) i niewielkiej ilości pyłu glinowego. Składniki te miesza się z wodą, i przenosi w celu wytworzenia masy porowatej z wykorzystaniem gazowego wodoru pod ciśnieniem atmosferycznym. Pył aluminiowy działa jako środek gazotwórczy. W wyniku reakcji hydratacji wapna niegaszonego i cementu, która trwa kilka godzin, otrzymuje się miękką i plastyczną masę. Następnie, materiał ten zostaje przez prawie 10 godzin w temperaturze 180–190°C przy użyciu pary nasyconej pod ciśnieniem około 10–11 barów. Średnia wytrzymałość wyrobów gotowych na ściskanie wynosi 2,5–7,5 MPa, ciężar właściwy wysuszonych wynosi 400–600 kg·m⁻³ zależnie od klasy jakości.

Najważniejsze właściwości autoklawizowanego betonu komórkowego są porównywalne z właściwościami betonu. Do głównych cech charakterystycznych AAC należą bardzo dobra izolacja termiczna i wysoka efektywność energetyczna. AAC posiada bardzo niską przewodność cieplną a zatem bardzo wysoką efektywność termiczną. Dzięki strukturze komórkowej AAC jeso efektywność termiczna jest 10 razy wyższa niż betonu z kruszywa i 2 do 3 razy większa niż cegiel z gliny [1]. AAC składa się głównie z tobermorytu $\text{Ca}_5(\text{Si}_6\text{O}_{18}\text{H}_2)\cdot 4\text{H}_2\text{O}$ i kwarcu [4].

3. Charakterystyka substratów do produkcji AAC

Generalnie, AAC produkuje się z piasku kwarcowego, wapna cementu, siarczanu(VI) wapnia ze śladową ilością pyłu glinowego jako środka porotwórczego [5] oraz kilku pozostałych dodatków. Jako proekologicznych wypełniaczy można używać odpadów przemysłowych, lotnych popiołów z procesu spalania, rozdrobnionego piasku i innych. Szczegółowe informacje na te-

mat składników stosowanych do produkcji AAC przedstawiono w poniższych punktach.

3.1. Wapno palone

Tlenek wapna, znany jako wapno palone jest powszechnie wykorzystywanym związkem chemicznym. W temperaturze pokojowej jest to białe, żrące i alkaliczne krystaliczne ciało stałe. Wapno palone otrzymuje się poprzez rozkład termiczny wapienia, który zawiera węglan wapnia (CaCO_3 , kalcyt) w piecach wapiennych. Osiąga się to poprzez podgrzanie surowca do temperatury powyżej 825°C w procesie zwanym prażeniem lub wypalaniem wapna prowadząc do usunięcia cząsteczki CO_2 pozostawiając CaO .

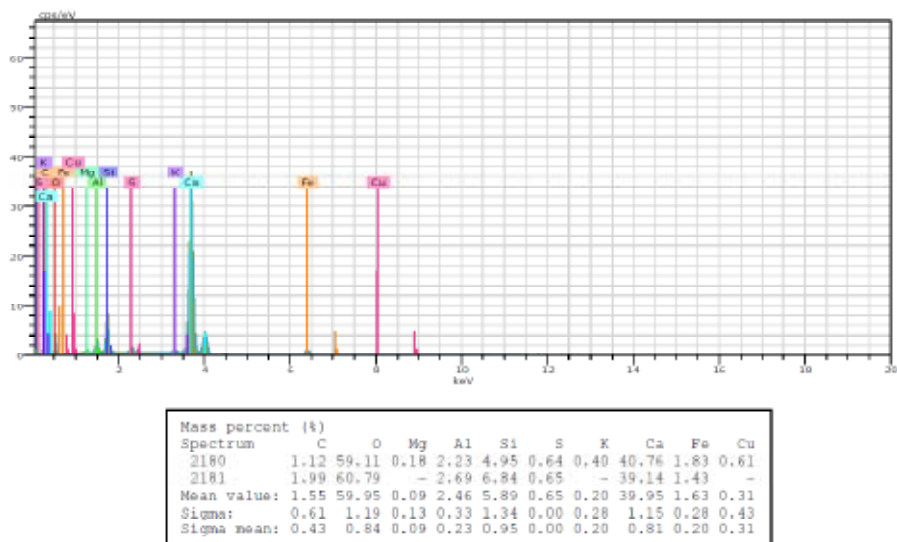
Wapno jest wykorzystywane jako podstawowe spoiwo do produkcji zapraw i tynków począwszy od 7000 roku p.n.e. Wapno i jego zastosowanie znali już Grecy i Rzymianie, używali go jako czystego spoiwa, w celu uzyskania zaprawy wiążącej na powietrzu lub mieszały z pucolaną (naturalną lub sztuczną) do produkcji zapraw hydraulicznych. Zapraw wapiennych używano jako zapraw murarskich, materiałów dekoracyjnych (chodniki, mozaiki, freski) a nawet jako spoiw do wykładzin wodoodpornych (cysterny, zbiorniki, wanny). Zaprawy wapienne okazały się spoiwem długotrwałym i dobrze łączącym się z historycznymi materiałami budowlanymi w warunkach dużych obciążeń mechanicznych i środowiskowych.

3.2. Cement

Cement portlandzki to podstawowy składnik betonu, jest ściśle określonym połączeniem chemicznym wapnia, krzemu, glinu, żelaza i małych ilości innych składników, do których w końcowym etapie procesu mieszania dodaje się gipsu do regulacji czasu wiązania. Cement portlandzki jest zazwyczaj szarym proszkiem składającym się z ortokrzemianu diwapnia, trikrzemianu wapnia oraz triglinianu wapnia i glino żelazianu tetrawapnia z dodatkiem w postaci siarczanu(VI) wapnia. Ze względu na różne zastosowanie, pożądane właściwości chemiczne i fizyczne tworzy się różne rodzaje cementu portlandzkiego, najbardziej rozpowszechnione to rodzaje I-V.

Portlandzki cement klinkierowy (PCC) jest półproduktem uzyskiwanym poprzez spiekanie tlenku wapnia i tlenków kwasowych w celu produkcji $3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$ (alite), $2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$ (belite), $2\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$ i fazy ferrytowej zbliżonej do formuły $4\text{CaO}\cdot\text{Al}_n\text{Fe}_{2-n}\text{O}_3$. Wartość współczynnika wiązania wapnia (LCF) modułu krzemowego (SR) i modułu glinowego (AR) zawierają się w zakresie odpowiednio: 0,92–0,96, 2,3–2,7 oraz 1,3–2,7 [10]. Na rysunku 1 przedstawiono

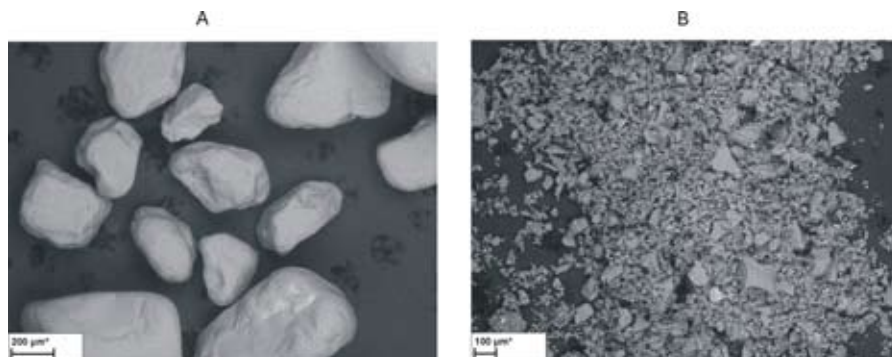
wynik analizy SEM/EDX próby cementu z Cementowni Warta w Działoszynie wykorzystywanego do produkcji AAC w firmie Solbet.



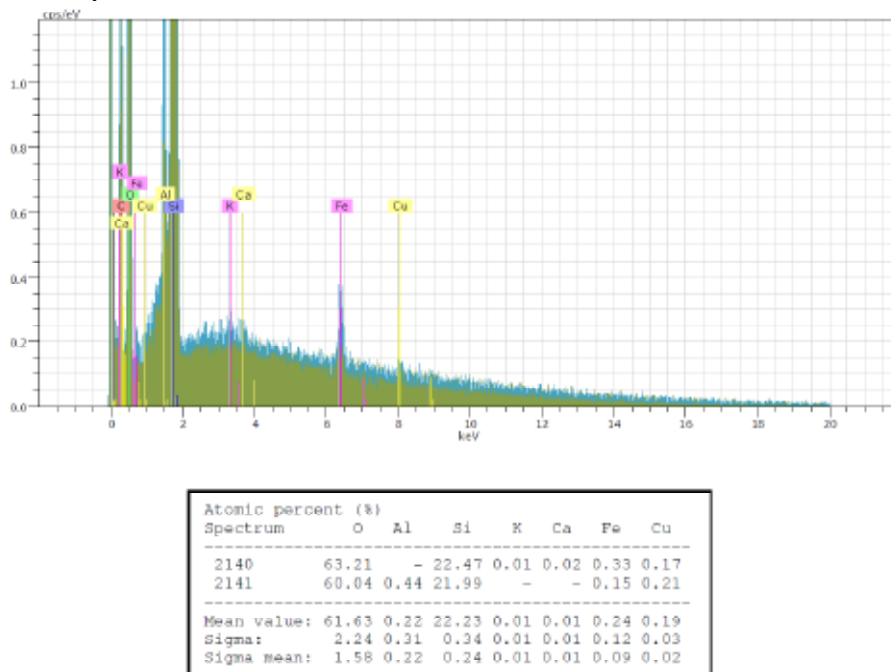
Rys. 1. Typowa analiza SEM/EDX cementu do produkcji AAC

3.3. Piasek

Do produkcji AAC w firmie Solbet używa się piasku pochodzącego z Wisły. Podczas produkcji AAC piasek jest w pierwszej kolejności mielony i dodawany w postaci zawiesiny. Na rysunku 2 przedstawiono fotografie wykonane za pomocą skaningowego mikroskopu elektronowego (SEM) Leo 1430 VP LEO Anglia. Na rysunku 3 przedstawiono typową analizę zawartości pierwiastków w analizowanym piasku wykonaną z wykorzystaniem elektronowego mikroskopu skaningowego wyposażonego w spektrometr rentgenowski.



Rys. 2. Próby piasku kwarcowego z Wisły A) piasek surowy w powiększeniu 150x, B) piasek zmielony 400 w powiększeniu 150x

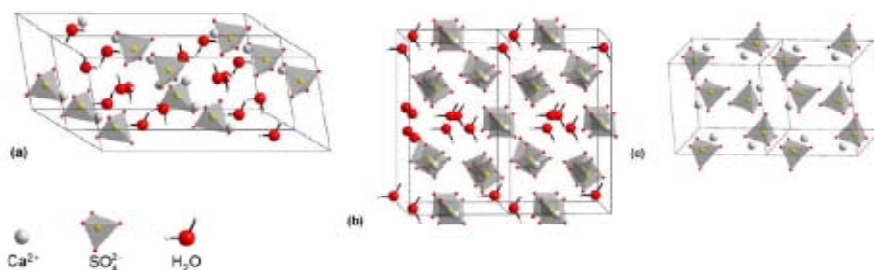


Rys. 3. Typowa analiza (SEM/EDX) piasku kwarcowego używanego do produkcji AAC

3.4. Siarczan(VI) wapnia

Gips jest najobficiej występującym w warstwowych złożach osadowych o znacznej miąższości minerałem siarczanowym towarzyszy wapieniom, łupkom i marglom, a w szczególności formacjom permskim i triasowym. Występuje również w ewaporytach w towarzyszac jeziorom słonym i solniskom. Gdy wytrącają się osady z wody morskiej, gips ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) wytrąca się jako pierwszy, po nim, w miarę wzrostu stężenia soli – anhydryt (CaSO_4). Siarczan(VI) wapnia może występować w trzech różnych postaciach mineralnych: gips (dwuwodny), bassanit (półwodny) i anhydryt (bezwodny) (rys. 4). To są trzy fazy, które mogą krystalizować w kontakcie z wodą, choć należy pamiętać, że półwodny siarczan(VI) wapnia stanowi fazę metastabilną. Gips występuje w kilku odmianach: skryształizowany jako selenit, masywny jako alabaster lub włóknisty jako szpat atłasowy. Kryształy gipsu są jednoskośne, przyjmują kształt wydłużonych płytek o różnej długości lub pryzmatyczny do

iglastego, a wielokrotnie tworzą podobne do rozety skupiska obu kryształów. Opis ten odpowiada głównie kryształom obserwowanym przy powstawaniu nalotów krystalicznych gipsu. Bassanit występuje w postaci mikroskopowych igieł, a kryształy anhydrytu są rombowe, bipiramidalne i zwykle masywne. Występują także w skupiskach, często w grupach równoległych lub promienistych włókien. Naturalny anhydryt określa się jako $\text{CaSO}_4(\text{II})$ lub $\beta\text{-CaSO}_4$.



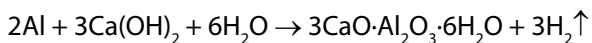
Rys. 4. Sieci przestrzenne kryształów a) gipsu, b) formy półwodnej i c) anhydrytu [6]

Od pewnego czasu przemysł intensywnie bada procedury wytwarzania formy półwodnej, powszechnie znanej jako gips modelarski, poprzez odwodnienie formy dwuwodnej. W zależności od stosowanej procedury odwodnienia uzyskano dwie formy: $\alpha\text{-}$ lub $\beta\text{-}2\text{CaSO}_4\cdot\text{H}_2\text{O}$. Ogrzewanie gipsu w atmosferze wilgotnej skutkuje wytworzeniem formy pierwszej, zaś ogrzewanie w atmosferze suchej – formy drugiej [7]. Okazało się, że forma półwodna posiada strukturę jednoskośną, która umożliwia zatrzymywanie wody w kanałach, wobec czego proces odwodnienia tego związku może przebiegać bez zakłóceń strukturalnych [6]. Skutkiem procesu odwodnienia formy półwodnej jest tzw. anhydryt rozpuszczalny, $\text{CaSO}_4(\text{III})$ lub $\gamma\text{-CaSO}_4$. Jego właściwości różnią się w zależności od warunków w jakich go otrzymano oraz w zależności od tego czy surowcem była forma półwodna typu α czy β [8].

Dla tej formy odnotowano symetrię heksagonalną [7]. Istnieje także wysokotemperaturowa odmiana anhydrytu, $\text{CaSO}_4(\text{I})$ lub $\alpha\text{-CaSO}_4$ stabilna w temperaturze ponad 1180°C [6].

3.5. Pył aluminiowy

Pył aluminiowy stosuje się w pierwszym etapie przygotowania mieszaniny do produkcji AAC jako czynnik gazo-twórczy. Glin reaguje z wodorotlenkiem wapnia lub innymi zasadami co powoduje wydzielanie gazowego wodoru i tworzy pęcherzyki, jak przedstawiono w równaniu reakcji poniżej:



Jakość gotowego AAC zależy w głównej mierze od szybkości tworzenia się pęcherzyków. Wyrób handlowy zawiera około 81% pyłu aluminiowego, 11% tlenu i inne zanieczyszczenia.

3.6. Pozostałe dodatki

W trakcie procesu produkcyjnego dodaje się wykonane ze stali środki cierne (mielniki) w celu poprawy parametrów procesu mielenia piasku. Budmek to środek powierzchniowo-czynny dodawany podczas mieszania pyłu glinowego z mieszaniną masy surowej w celu poprawy właściwości adhezyjnych. Konkreton S to płyn stosowany do ręcznego smarowania form.

4. Technologia produkcji AAC w firmie Solbet Sp. z o.o.

Solbet Sp. z o.o. w Solcu Kujawskim produkuje autoklawizowany beton komórkowy w oparciu o technologie SW. Podstawowe surowce do produkcji AAC to piasek, mielone wapno palone, cement, gips, pył glinowy i woda. Mielone wapno palone, cement i gips są wykorzystywane bezpośrednio po dostarczeniu do zakładu bez specjalnego przygotowania. Piasek kwarcowy z dodatkiem wody mieli się w młynach kulowych.

4.1. Proces produkcji AAC

Poszczególne surowce wprowadza się do instalacji w odpowiedniej kolejności. W pierwszej kolejności szlam kwarcowy, następnie dodaje się cement, wapno palone i gips w odpowiednich proporcjach. Kolejnym etapem jest dodatek pyłu glinowego (wymieszanego z Budmekiem jako środkiem powierzchniowo czynnym). Następnie, mieszaninę przenosi się do naoliwionych form. Gdy mieszanina się zestali, wyjmuje się ją z form i kroi, a następnie obrabia i profiluje do odpowiednich wymiarów piłą precyzyjną. Efektem tego procesu jest wysoka dokładność wymiarów produktu. Po tym procesie materiał jest autoklawizowany pod ciśnieniem 10–11 atm. przez około 9 godzin.

W drugiej godzinie procesu autoklawizacji, w miarę wzrostu ciśnienia i temperatury, produkty uwodnienia cementu w pierwszej fazie procesu znikają i piasek kwarcowy zwiększa swoją reaktywność. C-S-H (I) formuje się częściowo z pochodzącej z piasku krzemionki. W miarę jak reakcja z krzemionką

z piasku przebiega coraz dalej, wodorotlenek wapnia pochodzący z wapnia i procesów uwadniania cementu jest stopniowo wykorzystywany w procesie tworzenia C-S-H (I). W dalszym ciągu procesu autoklawizacji z C-S-H (I) zaczyna się proces krystalizacji tobermerytu 1,1 nm. Całkowity udział C-S-H (I) zmniejsza się a tobermerytu 1,1 nm stopniowo wzrasta. C-S-H (I) jest więc głównie związkem pośrednim.

Schematyczne równanie reakcji chemicznej, która zachodzi podczas procesu produkcji AAC można zapisać następująco:

1) w procesie formowania

alit (belit) w cemencie \rightarrow C-S-H (I) + Ca(OH)₂

CaO (w mieszaninie) \rightarrow Ca(OH)₂

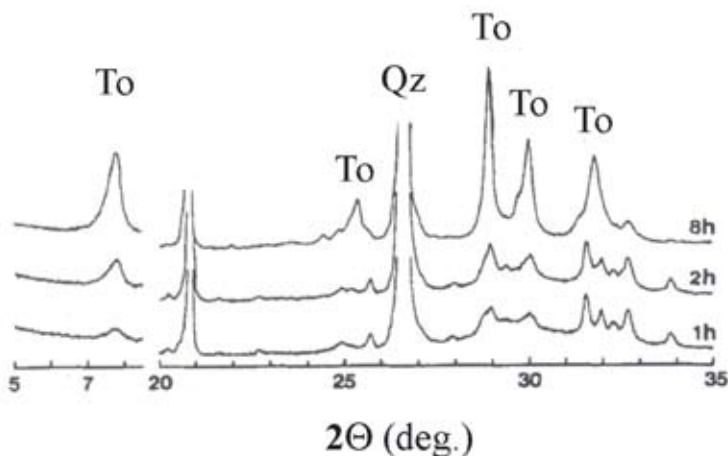
2) w procesie autoklawizacji

alit (belit) pozostały w masie surowej \rightarrow C-S-H + Ca(OH)₂

Ca(OH)₂ + kwarc \rightarrow C-S-H (I) \rightarrow 1,1 nm tobermoryt

C-S-H (I) + kwarc \rightarrow C-S-H (I) \rightarrow 1,1 nm tobermoryt

Zmiany jakie zachodzą podczas procesu autoklawizacji można analizować z wykorzystaniem metody dyfrakcji rentgenowskiej. Na rys. 5 przedstawiono zmiany zachodzące podczas procesu autoklawizacji w temperaturze 180°C w środowisku pary nasyconej.



Rys. 5. Detekcja 1,1 nm tobermorytu podczas procesu autoklawizacji, gdzie To – 1,1 nm tobermoryt, Qz – kwarc

Są różne formy tobermorytu: tobermoryt 1,1 nm i tobermoryt 1,4 nm. Można także wyróżnić różna typy 1,1 nm tobermorytu, które po ogrzaniu zachowują się w różny sposób. Ich struktura składa się z płaskich warstw z czę-

steczkami wody pomiędzy warstwami – podczas ogrzewania woda pomiędzy warstw wyparowuje, w wyniku czego niektóre tobermoryty 1,1 nm kurczą się (proces znany jako skurcz siatki krystalicznej), inne zaś nie. 1,4 nm tobermoryt ($C_5S_6H_9$) tworzy się w temperaturze pokojowej i znany jest jako minerał naturalny. W temperaturze 550°C rozkłada się z wytworzeniem 1,1 nm tobermorytu, a więc nie ma go w AAC. Jednak stwierdzono obecność kilku innych form mineralnych w AAC. Tobermoryt 1,1 nm ($C_5S_6H_5$) jest zwykle głównym produktem uwodnienia w AAC, gdzie w procesie produkcji wykorzystuje się cement, wapno i piasek. C-S-H (I) jest formą bardziej krystaliczną niż C-S-H typową gdy $0,8 < Ca/Si < 1,0$ i ksonolit (C_6S_6H) tworzący się podczas procesu dłuższej autoklawizacji lub w wyższej temperaturze. Różnice pomiędzy różnymi formami autoklawizowanych CSH nie są jednoznacznie określone. W bloku AAC prawdopodobne jest występowanie różnych form o różnej krystaliczności. Inne minerały utworzone w warunkach hydrotermalnych to: gyroliyt ($C_2S_3H_2$) – zwykle nie występuje w AAC, jennit ($C_9S_6H_{11}$) – występuje jako minerał naturalny, brak w AAC, C-S-H (II) – $Ca/Si \sim 2,0$ – brak w AAC, C_2SH (α - C_2S hydrat) – może występować w wyrobach autoklawizowanych, ale jest niepożądany i hydroksyelastadyt ($C_{10}S_3 \cdot 3SO_3 \cdot H_2O$) może występować w AAC zwłaszcza, jeżeli dodaje się gipsu do procesu produkcyjnego.

5. Proekologiczne aspekty AAC

Proekologiczne aspekty technologii AAC są następujące:

a) izolacja termiczna – AAC posiada wysoką pojemność cieplną i zdolność do absorbowania i zatrzymywania dużych ilości energii ciepłej. Właściwości izolacyjne gazobetonu zmniejszają koszty ogrzewania budynków wykonanych z AAC, co prowadzi do dużych oszczędności paliwa w okresie eksploatacji budynku,

b) odporność przeciwpożarowa – AAC zapewnia około dwukrotnie wyższą odporność na ogień niż beton gęsty,

c) surowce – jednym z głównych składników mieszanki jest wapno, którego produkcja wymaga mniej energii niż produkcja cementu portlandzkiego, który wypala się w wyższej temperaturze. Piasek wystarczy zemleć przed użyciem, nie ma konieczności ogrzewania go. Produkcja wapna wymaga mniejszych nakładów energetycznych niż produkcja cementu portlandzkiego, ale wytwarza więcej CO_2 na Mg produktu (cement ok. 0,8–0,9Mg CO_2 /Mg, wapno zaś 1Mg CO_2 /Mg),

d) proces nasycania CO_2 .

Dodatkowo wskutek dodawania gipsu w procesie produkcji AAC jest zwiększenie ilości hydroksyelastadytu, który poprawia właściwości mecha-

niczne gotowego wyrobu. Uważa się, iż zachodzi niebezpieczeństwo nadmiernej elucji jonów siarczanowych(VI), ale nie zostało to udowodnione.

Wstępne doświadczenia dostarczyły informacji o stabilizacji jonów SO_4^{2-} w wytwarzanym produkcie. Proekologiczny efekt produkcji AAC jest wynikiem stosowania proekologicznych materiałów i surowców. Proces wytwarzania AAC odbywa się w sposób bezodpadowy. Ponadto, właściwości fizykochemiczne AAC, takie jak izolacja termiczna i ognioodporność sprawiają, iż staje się on produktem przyjaznym dla środowiska.

6. Literatura

1. M. Li, *Technical Note, A discussion of "Influence of fibrous additives on properties of aerated autoclaved concrete forming mixtures and strength characteristics of products"*, Construction and Building Materials 25, 3034–3042, 2011.
2. M. Albayraka, A. Yörükoğlu, S. Karahan, S. Atlihan, H. Yılmaz Aruntaş, I. Girgin, *Influence of zeolite additive on properties of autoclaved aerated concrete*, Building and Environment 42, 3161–3165, 2007.
3. H. Kus, T. Carlsson, *Microstructural investigations of naturally and artificially weathered autoclaved aerated concrete*, Cement and Concrete Research 33, 1423–1432, 2007.
4. N. Isu, S. Teramura, H. Ishida, T. Mitsuda, *Influence of quartz particle size on the chemical and mechanical properties of autoclaved aerated concrete(II) fracture toughness, strength and micropore*, Cement and Concrete Research, 25(2), 249–254, 1995.
5. H. Kurama, I.B. Topçu, C. Karakurt, *Properties of the autoclaved aerated concrete produced from coal bottom ash*, Journal of Materials Processing Technology 209, 767–773, 2009.
6. A.E. Charola, J. Pühringer, M. Steiger, *Gypsum: a review of its role in the deterioration of building materials*, Environmental Geology 52, 339–352, 2007.
7. D. Freyer, W. Voigt, *Crystallization and phase stability of CaSO_4 and CaSO_4 -based salts*, Monatshefte für Chemie 134, 693–719, 2003.
8. D'Ans, *Der Übergangspunkt Gips → Anhydrit*, Kali Steinsalz 5, 109–111, 1968.
9. N.V. Golovnykha, V.A. Bychinsky, A.A. Tupitsin, K.V. Chudnenko, I.I. Shepelev, *Optimization of the Technology of Cement Production on the Basis of Alumina Process Waste Using a Physicochemical Model*, Russian Journal of Non-Ferrous Metals 51(3), 222–226, 2010.
10. J.O. Odigure, *Preparation of cement raw mix containing metallic particles*, Cement and Concrete Research 27(11), 1641–1648, 1997.
11. T. Mitsuda, K. Sasaki, H. Ishida, *Phase Evolution During Autoclaving Process of Aerated Concrete*, Journal of American Ceramics Society 75(7), 1858–1863, 1992.
12. A. Moropoulou, A. Bakolas, E. Aggelakopoulou, *The effects of limestone characteristics and calcination temperature to the reactivity of the quicklime*, Cement and Concrete Research 31, 633–639, 2001.

ROZWIĄZANIA PROEKOLOGICZNE W GALWANIZERNI FIRMY NOMET SP. Z O.O. W TORUNIU

1. O firmie

Nomet jest firmą z ponad 25-letnim doświadczeniem w branży akcesoriów meblowych i okuć budowlanych. Działa na rynku krajowym i europejskim, oferując wysokiej jakości akcesoria o nowatorskim wzornictwie. Atutem wyrobów Nometu jest wysoka jakość wykonania oraz estetyka. Asortyment firmy to bogata oferta ponad 3500 pozycji wyrobów wytwarzanych z:

- stopów cynku i aluminium (znału),
- stali,
- tworzyw sztucznych,
- aluminium.

Akcesoria meblowe wykonywane są z materiału jednorodnego bądź z połączenia wyżej wymienionych materiałów. Szerokie inwestycje w najnowocześniejsze technologie oraz wysoko wykwalifikowana kadra ugruntowały Nomet jako lidera w swojej branży na rynku krajowym, ugruntowując jednocześnie jego pozycję na rynku europejskim i światowym. Firma jest w stanie sprostać wymaganiom współczesnego rynku meblowego oraz potrzebom swoich klientów.

2. Proces technologiczny

Półfabrykaty ze stali i aluminium obrabia się mechanicznie, ze stopu cynku i aluminium odlewa na wtryskarkach do metalu, a z tworzyw na wtryskarkach do tworzyw sztucznych. W procesie technologicznym półfabrykaty poddawane są zabiegom pomocniczym, jak: toczenie, tłoczenie, szlifowanie, gwinto-

wanie, nitowanie itp., wykańczającym, jak: nanoszenie galwanicznych powłok dekoracyjnych i ochronnych, metalizacji próżniowej, malowaniu lakierami, proszkami, foliowaniu itp. Istotną rolę w procesie produkcyjnym odgrywa galwanizernia. Nakładane są tu dekoracyjne i ochronno-dekoracyjne powłoki na detalach wykonanych z metali. W programie produkcyjnym jest ponad 40 odmian pokryć. Przy dynamicznym wzroście produkcji wydajność galwanizerni ręcznej hamowała dalszy rozwój firmy i konieczne było zbudowanie nowej galwanizerni. W 2002 roku została uruchomiona całkowicie zautomatyzowana linia galwaniczna wraz z neutralizatorem ścieków i linią do lakierowania metodą elektroforezy.

W trzech rzędach rozmieszczono 134 stanowiska umożliwiające nakładanie powłok metalicznych:

- miedzi z kąpeli cyjankowej,
- miedzi z kąpeli kwaśnej,
- niklu błyszczącego,
- niklu welurowego,
- niklu czarnego,
- mosiądzu błyszczącego,
- mosiądzu barwionego (różne efekty dekoracyjne na tzw. starym mosiądzu),
- chromu,
- lakierowanie detali metodą elektroforezy.

W 2004 roku została uruchomiona automatyczna linia galwaniczna do pokrywania półfabrykatów wykonanych ze stali (uchwyty prętowe, akcesoria kuchenne, kosze, relingi, systemy kolumn, akcesoria garderobiane).

W jednym rzędzie umieszczono 37 stanowisk, w których możliwe jest nakładanie następujących powłok metalicznych:

- nikiel błyszczący,
- nikiel welurowy,
- chrom.

Obsługując linię operator mocuje na stanowisku załadowniczym zawieszki z detalami na szynie katodowej oraz wprowadza na konsoli indeks wyrobu. Od tej chwili wszystkie następne operacje są wykonywane w cyklu automatycznym. Wózek transportowy przenosi towar ze stanowiska załadunku do magazynku.

Magazynek umożliwia optymalizację pracy linii. Komputer ustala pobieranie zawieszek z magazynku w takiej kolejności, aby osiągnąć jak największą wydajność. Zawieszki przenoszone są do kolejnych stanowisk przez 11 wózków transportowych jeżdżących wzdłuż linii nr 1 oraz 4 wózki transportowe jeżdżące wzdłuż linii nr 2. Przenoszenie towaru między rzędami wanien dla li-

nii nr 1 jest wykonywane przez dwa transportery poprzeczne znajdujące się na początku i końcu linii.

W kąpielach galwanicznych stosowane są dodatki wygładzające, wybłyszczacze, preparaty odpowiedzialne za strukturę nakładanych powłok. Większość z nich zużywa się proporcjonalnie do przepływającego przez kąpiel ładunku elektrycznego. Automatyczne dozowniki dodają do kąpeli niezbędne preparaty, co 100 amperogodzin. Częste dodawanie małych porcji tych preparatów pozwala na utrzymanie praktycznie stałego ich stężenia w kąpeli.



Rys. 1. Dozowniki

Wysokowydajne kąpiele galwaniczne wymagają ciągłej filtracji. Filtry o dużej wydajności umożliwiają przefiltrowanie 3–5 objętości elektrolitu w ciągu godziny.

Wszystkie parametry są kontrolowane przez sterownik Siemens S–7. Z poziomu współpracującego z nim komputera PC można zmieniać parametry procesu, wprowadzać nowe parametry technologiczne, aktualizować bazę wyrobów i procesów. Komputer archiwizuje na dysku wszystkie istotne dane dotyczące historii wyrobów, parametrów technologicznych, wielkości i asortymentu obrabianych detali, występujących zakłóceń. W przypadku wystąpienia zakłóceń w procesie technologicznym lub pracy urządzeń komputer generuje blisko 500 różnych komunikatów ułatwiających lokalizację błędów.

Na dysku komputera gromadzone są informacje pozwalające na odtworzenie historii wyrobów, zużycia materiałów, parametrów technologicznych, wydajności linii, obciążenia stanowisk i wózków transportowych, zakłóceń w procesie itp.



Rys. 2. Sterownik S-7

3. Działania prośrodowiskowe

Linie galwaniczne i neutralizator ścieków zostały zaprojektowane i wykonane pod potrzeby Nometu. Przy projektowaniu dużą uwagę zwrócono na działania proekologiczne. Znalazło to odzwierciedlenie w rozwiązaniach technicznych dotyczących nie tylko procesów galwanicznych, ale także oszczędności wody, obróbki powietrza i ścieków, co gwarantuje spełnienie wymagań europejskich.

3.1. Gospodarka wodno-ściekowa

Dla oszczędności wody i ograniczenia ilości i ładunku ścieków zastosowano:

- system zwracania wody z płuczek odzyskowych do kąpeli. Pozwala to na zmniejszenie zużycia wody, zmniejszenie ilości i ładunku ścieków oraz zwraca do procesu część materiałów chemicznych wyniesio-

nych z wanien roboczych na obrabianych wyrobach. System ten automatycznie utrzymuje stały poziom kąpielii w wannach roboczych,

- płukanie detali odbywa się w kaskadowych płuczkach przepływowych z wielokrotnym wykorzystaniem wody. Zapewnia to dobre wypłukanie detali przy minimalnym zużyciu wody oraz znaczne zmniejsza ilość ścieków. Końcowe płukanie wyrobów wspomagane jest ultradźwiękami,
- doprowadzenie świeżej wody do płuczek jest regulowane proporcjonalnie do wielkości produkcji. Regulacja odbywa się poprzez elektrozawory zainstalowane na doprowadzeniach wody do płuczek przepływowych,
- przygotowanie wody do celów technologicznych odbywa się na kolumnach jonitowych. Niektóre procesy wymagają wody o przewodności poniżej 10 $\mu\text{S}/\text{cm}$,
- do chłodzenia kąpielii niklu welurowego i miedziowania kwaśnego oraz do chłodzenia prostowników zastosowano dwa zamknięte obiegi chłodzące.

W liniach automatycznych straty kąpielii są zminimalizowane poprzez:

- wyeliminowanie wpływu operatora na czas odcieku kąpielii. Czas odcieku jest ustalony w programie sterowania wózkami przenoszącymi zawieszki,
- automatyczne uzupełnianie poziomu kąpielii wodą z płuczek odzyskowych,
- przewidziano specjalne zbiorniki pomocnicze i instalację rurową do filtracji, przelewania kąpielii i jej konserwacji. Pozwoliło to na zmniejszenie strat kąpielii podczas okresowych czynności konserwacyjnych i regeneracji,
- zmechanizowano obsługę anod; anody lite i kosze tytanowe zostały umieszczone w workach z gęstej tkaniny filtracyjnej; zaś specjalnie przystosowane wózki transportowe umożliwiają dokładne odcieknięcie kąpielii z worków, co nie jest możliwe w przypadku ręcznego wyjmowania ciężkich anod z wanny,
- dodatki (wybłyszczacze) do kąpielii są dozowane automatycznie proporcjonalnie do przepracowanych amperogodzin.

3.2. Elektroforeza

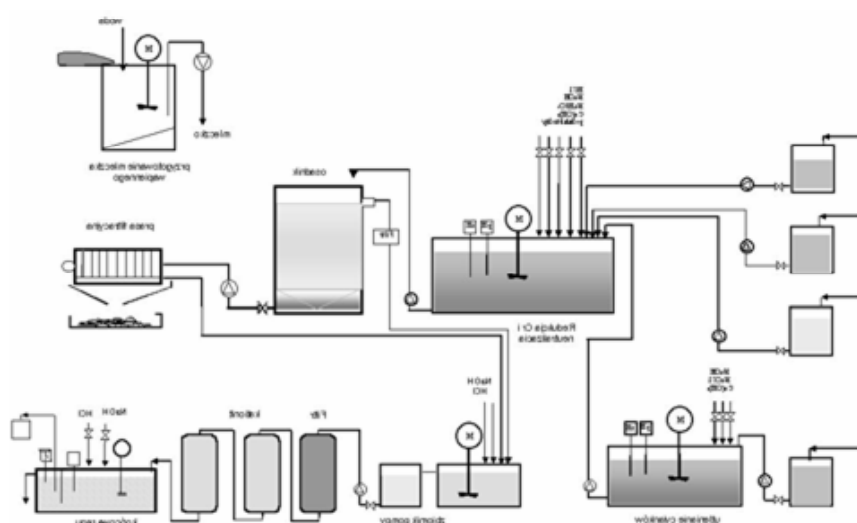
Wyroby pokryte mosiądzem i niklem wymagają zabezpieczenia powierzchni lakierem. Z linią galwaniczną współpracuje automatyczna linia do lakierowania elektroforetycznego. Pozwoliło to na wyeliminowanie z procesu tech-

nologicznego tradycyjnego lakierowania natryskowego z użyciem lotnych rozpuszczalników. W procesie elektroforetycznym osadzone są przezroczyste bezbarwne lub o złotym odcieniu powłoki dekoracyjno-ochronne typu akrylowego. Proces ze względu na pokrywanie mosiądzu jest prowadzony katodowo. Ogólnie, elektroforeza może być stosowana na większości przewodzących powierzchni pod warunkiem, że podłoże wytrzyma temperaturę utwardzania żywicy 150–165°C. Ponieważ zanieczyszczenie jonami jest szkodliwe dla wszystkich procesów elektroforetycznych, bardzo ważne jest zaopatrzenie w wodę demineralizowaną, której przewodność nie powinna przekraczać 10 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Powłoka nakładana jest z 25%-owego wodnego roztworu żywicy. Dla uzyskania odpowiedniej jakości powłoki wymagana jest ciągła filtracja kąpiel. Pompa powinna przetaczać 2–4 objętości kąpiel na godzinę, a filtr przy wysokich wymaganiach jakościowych i dużych płaskich powierzchniach powinien zatrzymywać cząstki większe niż 1 μm . Utrzymanie żywicy w dobrej kondycji wymaga nie tylko ciągłej filtracji lakieru przez filtr świecowy. Aby utrzymać zanieczyszczenia jonowe na niskim poziomie, tygodniowo należy usunąć około 10% objętości kąpiel, tak aby przewodność lakieru (przy stężeniu 25% żywicy) utrzymywała się na poziomie niższym niż 750 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Aby uniknąć strat żywicy stosuje się ultrafiltrację, przewodność codziennie usuwanego w trakcie ultrafiltracji permeatu powinna być poniżej 250 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Do nakładania powłoki lakieru niezbędny jest prostownik z płynną regulacją napięcia od 0 do 50 V. Dla zapobieżenia efektom gazowania ważne jest ograniczenie prądu, który płynie w pierwszych chwilach nakładania powłoki. Jest to realizowane poprzez zanurzenie wsadu bez prądu, a następnie stopniowe podnoszenie napięcia do około 40 V. Grubość powłoki lakieru zależy od wielu parametrów: stężenia żywicy, temperatury, czasu pokrywania, szybkości narastania napięcia i napięcia końcowego. Zastosowana automatyka gwarantuje powtarzalne prowadzenie procesu. Utwardzone powłoki lakieru mają twardość „ołówkową” 4H-6H i powinny wytrzymać 50 podwójnych potarć szmatką zwilżoną acetonem.

3.3. Obróbka ścieków

Dużą uwagę poświęcono minimalizacji ilości pobieranej wody i zrzucanych ścieków. Po każdym procesie nakładania powłok przewidziano płuczkę odzyskową oraz dwie lub trzy płuczki kaskadowe. Woda z płuczek odzyskowych jest automatycznie zawracana do uzupełniania poziomu kąpiel w wannach procesowych. Powoduje to zmniejszenie ilości ścieków i ładunku zanieczyszczeń kierowanych do neutralizatora. Po wannie do chromowania (po płuczce odzyskowej) dodatkowo jest zainstalowana płuczka chemiczna – redukują-

ca chrom(VI). Przedstawione rozwiązania pozwalają na znaczne zmniejszenie wynoszonego ładunku zanieczyszczeń, oszczędność materiałów chemicznych oraz ilości zużywanej do płukania wody.



Rys. 3. Schemat neutralizatora

Neutralizator pracuje w pełnym trybie automatycznym ze sterowaniem mikroprocesorowym. Tylko niektóre operacje, takie jak regeneracja kolumn jonoselektywnych, rozładowanie prasy filtracyjnej oraz dostarczanie reagentów do zbiorników magazynowych są wykonywane przez obsługę. Stan urządzeń i przebieg procesu można obserwować na schemacie neutralizatora. Wszystkie stany alarmowe są sygnalizowane lampą błyskową oraz są wyświetlane na schemacie instalacyjnym i monitorze komputera. Ścieki powstające w galwanizerni spływają grawitacyjnie do czterech zbiorników zbierających ścieki:

- chromowe,
- alkaliczno-cyjankowe,
- kwaśno-alkaliczne,
- kwaśno-niklowe.

Ze zbiorników tych ścieki przepompowywane są do 8 zbiorników polietylenowych, każdy o pojemności 5 m³. Redukcję chromu oraz neutralizację prowadzi się okresowo w reaktorze o pojemności 15 m³. Reaktor wyposażony jest w mieszadło oraz układy automatycznego dozowania reagentów i sterowania przepływem obrabianych roztworów. Sygnały sterujące układem automatyki są dostarczane przez sondy pH i rH oraz czujniki poziomu cieczy.



Rys. 4. Neutralizator

Ścieki zawierające cyjanki są zbierane w 2 zbiornikach o pojemności 5 m^3 każdy. Ich obróbka odbywa się okresowo w reaktorze o pojemności 4 m^3 . Po utlenieniu cyjanów ścieki są łączone z pozostałymi w reaktorze i dalej obrabiane wspólnie. Po zredukowaniu chromu lub zakończeniu utlenienia cyjanów komputer zatrzymuje proces. Włącza się sygnalizacyjna lampa błyskowa, a na monitorze komputera pojawia się komunikat o konieczności sprawdzenia, czy proces przebiegł do końca. Laborant sprawdza jakościowo, czy proces wstępnej obróbki został przeprowadzony prawidłowo i jeżeli tak, zezwala na dalsze automatyczne prowadzenie procesu. W przypadku, jeżeli reakcja nie przebiegła do końca ma możliwość wprowadzenia ręcznej korekty procesu. W zależności od stanu napełnienia zbiorników uruchamiane są automatycznie odpowiednie procesy obróbki ścieków. Po zakończonej neutralizacji i dodaniu polielektrolitów obrabione ścieki wraz z osadem są kierowane do osadnika o pojemności 20 m^3 . Równocześnie z przepompowywaniem ścieków załącza się pompa dozująca flokulanty. Osad zagęszczany jest na prasie filtracyjnej, a zdekantowana z nad osadu ciecz oraz filtrat kierowane są do dalszej obróbki w zespole końcowego oczyszczania.

W zbiorniku o pojemności $1,9 \text{ m}^3$ uśrednia się skład ścieków i koryguje wstępnie pH. Następnie ścieki kierowane są do kolumny filtracyjnej wypełnionej złożem węglowo-żwirowym oraz do dwóch połączonych szeregowo

kolumn kationitowych. Po obróbce na jonitach ostatecznie koryguje się pH i spuszcza obrobione ścieki do kanalizacji.



Rys. 5. Rozładunek prasy filtracyjnej

Ilość ścieków rejestruje przepływomierz. Ze zrzucanych ścieków pobierana jest automatycznie kontrolna próbka proporcjonalna do spuszczonej ilości ścieków. Wydajność neutralizatora wynosi $3,5 \text{ m}^3/\text{godzinę}$. Parametry pracy neutralizatora są automatycznie zapisywane przez 6-kanałowy rejestrator.

3.4. Ochrona powietrza atmosferycznego

Powietrze znad lustra wanien jest odsysane przez ssawki zamontowane w wannach. Dla zwiększenia skuteczności ewakuacji oparów, na przeciwnej stronie zamontowano dysze nawiewne wytwarzające kurtynę nad lustrem kąpeli.

W zależności od charakteru odsysanych oparów odciągi są podzielone na trzy oddzielne instalacje:

- kwaśne,
- alkaliczno-cyjankowe,
- chromowe.

Wentylatory są dwubiegowe, co pozwala zmniejszyć ilość ewakuowanego powietrza w okresie, kiedy linia nie pracuje.



Rys. 6. Wentylatory

W układach wyciągowych kwaśnych i alkaliczno-cyjankowych zainstalowano wysokosprawne odkraplacze, a w linii chromowania dodatkowo skrubler. Sprawność odkraplaczy dla cząstek o średnicy $> 13 \mu\text{m}$ wynosi około 95%.

3.5. Inne rozwiązania proekologiczne

Osady pogalwaniczne gromadzone są w specjalnych, szczelnych kontenerach (muldach), które umiejscowione są na specjalnym placu, osłoniętym przed działaniami zjawisk atmosferycznych (wiatr, opady) stalową wiatą. Plac jest ogrodzony murkiem, tworzącym tzw. wannę ekologiczną, zapobiegającą wydostaniu się ewentualnych przecieków do gleby. W przypadku, gdyby nastąpił wyciek, spłynie on grawitacyjnie do zbiornika, skąd zostanie wypompowany do neutralizatora ścieków.

Osady są odbierane przez niemiecką firmę, która poddaje je recyngowi, przerabiając je na koncentraty dla hutnictwa. Udokumentowane jest to przez coroczne nadawanie firmie Nomet certyfikatu „Recyng osadów”.

*Tekst źródłowy: Adam Sidowski
Aktualizacja: Michał Opaliński*

PRODUKTY CHEMOODPORNE Z LAMINATÓW POLIESTROWO-SZKLANYCH

1. O firmie

Plasticon Poland S.A. w Toruniu należy do grupy Plasticon Europe z siedzibą w Holandii. Jest największym zakładem produkcyjnym tego koncernu, specjalizującym się w produkcji wyrobów chemooodpornych z: laminatów poliestrowo-szklanych (TWS – tworzywo wzmocnione szkłem), tworzyw termoplastycznych (PVC, PP, PE, tworzywa fluorowe i inne) oraz z laminatów poliestrowo-szklanych posiadających wewnętrzną warstwę chemooodporną z wyżej wymienionych tworzyw termoplastycznych. Posiada ponad 40-letnie doświadczenie w konstruowaniu i wykonawstwie wyrobów tworzywowych. Plasticon Poland eksportuje ponad 50% swojej produkcji do Europy Zachodniej oraz do odbiorców na innych kontynentach. Dysponuje własnym biurem konstrukcyjnym wyposażonym w nowoczesne systemy projektowania komputerowego. Ponadto, współpracuje z biurami projektowymi w Polsce oraz w wielu państwach Europy. Wyroby tworzywowe projektowane są zgodnie z wymaganiami polskiego Dozoru Technicznego, niemieckiego TÜV oraz zgodnie z międzynarodowymi normami i wymaganiami stawianymi przez odbiorców. Spółka może wykonać praktycznie każdy wyrób z wymienionych wyżej tworzyw sztucznych oferowanych w katalogu wyrobów typowych, jak również wyroby nietypowe, wg dokumentacji opracowanej na podstawie otrzymanych założeń.

Dominującymi technologiami stosowanymi w Firmie są: nawijanie (na specjalnych nawijkach), laminowanie kontaktowe oraz spawanie i zgrzewanie tworzyw termoplastycznych.

Asortyment oferowanych wyrobów jest bardzo bogaty i obejmuje między innymi: absorbery, skrubery, płuczki, mieszalniki, zbiorniki, rury i kształtki – do instalacji procesowych, zbiorniki i silosy magazynowe, przewody kominowe i inne elementy instalacji oczyszczania gazów spalinowych. Wyroby

te wykorzystywane są niemal we wszystkich gałęziach przemysłu, a przede wszystkim w przemyśle chemicznym, hutnictwie metali kolorowych, energetyce oraz w wielu innych działach gospodarki. Odbiorcami wyżej wymienionych zbiorników, silosów i rur tworzywowych, które posiadają atesty PZH dopuszczające je do kontaktu z wodą pitną oraz wieloma środkami spożywczymi są: rolnictwo i przemysł spożywczy.

2. Technologia i właściwości laminatu poliestrowo-szklanego

Podstawowymi surowcami stosowanymi do produkcji chemooodpornych laminatów są: najwyższej jakości nienasycone żywice poliestrowe, poczynając od najbardziej chemo- i termoodpornych żywic winyloestrowych, poprzez żywice bisfenolowe, izoftalowe po ortoftalowe oraz wzmocnienia z włókien szklanych w postaci mat, tkanin i rovingu. Obok najczęściej stosowanych wzmocnień szklanych, stosowane są również pod różnymi postaciami włókna syntetyczne oraz węglowe. Oprócz certyfikatów jakościowych otrzymywanych od producentów, każdy surowiec sprawdzany jest powtórnie w zakładowym laboratorium tuż przed wprowadzeniem go do produkcji, co gwarantuje dobrą jakość użytych materiałów. Różne żywice i wzmocnienia szklane dobierane są podczas konstruowania danego wyrobu w zależności od jego przeznaczenia, a więc warunków pracy, mając na uwadze również optymalną cenę wyrobu. Budowę chemooodpornego laminatu poliestrowo-szklanego można scharakteryzować w sposób następujący. Laminat poliestrowo-szklany (TWS) składa się z dwóch podstawowych składników, tj. żywicy poliestrowej i włókna szklanego, różniących się właściwościami fizykochemicznymi i mechanicznymi. Zamiast lub wspólnie z włóknami szklanymi występować mogą również inne włókna, np. syntetyczne czy węglowe. Zespolecie obu tych materiałów w laminacie, polegające jak gdyby na „wtopieniu” włókien w utwardzonej żywicy poliestrowej, zapewnia uzyskanie stałego, usieciowanego, chemoutwardzalnego tworzywa dwuskładnikowego. Występują w nim powierzchnie rozgraniczenia między komponentami, tak więc mikrobudowa tworzywa jest skomplikowana. Powierzchnie graniczne, na których dochodzi do kontaktu i współpracy dwu różnych składników, mają istotne znaczenie dla właściwości laminatu. Ideałem byłoby, gdyby żywica ściśle przylegała na całej powierzchni do włókien wzmocniających i aby siła adhezji żywicy do włókien była co najmniej tak duża, jak siła kohezji w samej żywicy. W rzeczywistości stosunki występujące na powierzchni granicznej są znacznie bardziej skomplikowane i zależą od wielu czynników, w tym od: składu chemicznego, budowy, właściwości żywicy i włókien oraz od technologii wykonania i utwardzenia laminatu. Zatem laminat poliestrowo-szklany jest tworzywem o skomplikowanej

budowie, mającym bardzo interesujące właściwości. Wytrzymałość mechaniczna i chemoodporność tego tworzywa w porównaniu z właściwościami innych materiałów konstrukcyjnych jest bardzo dobra. W przypadku wyrobów z wewnętrzną warstwą z tworzywa termoplastycznego o grubości 3–4 mm, zastępuje ona warstwę żelkotową i chemoodporną. Niezmiernie istotnym zagadnieniem jest utrzymanie w poszczególnych warstwach laminatu zakładanej proporcji szkła do żywicy, w celu uzyskania wyrobu o wymaganych właściwościach wytrzymałościowych oraz odpowiedniej chemoodporności.

3. Podstawowe produkty

Podstawowy asortyment wyrobów Platicon Poland S.A. stanowią:

- aparaty do procesów chemicznych oraz do instalacji ochrony środowiska (oczyszczania gazów spalinowych, oczyszczalni ścieków): absorbery, skrubery, reaktory, mieszalniki, płuczki, przewody gazowe – od średnic rzędu kilkuset milimetrów do kilku metrów,
- przewody kominowe do gazów agresywnych oraz spalin – do średnicy D_n 10 000 mm i większe,
- dachy segmentowe o konstrukcji samonośnej – do szczelnego przykrycia dużych zbiorników tworzywowych, betonowych, stalowych i innych, o różnych kształtach, najczęściej w oczyszczalniach ścieków. Dachy mają średnicę nawet do kilkudziesięciu metrów,
- rury i kształtki do: cieczy i gazów agresywnych, wody pitnej i środków spożywczych od małych średnic (D_n 25mm – D_n 1000 mm – na ciśnienia do 16 barów, zależnie od średnicy i przeznaczenia) do średnic bardzo dużych rzędu D_n 5000 mm i większych. Generalnie rury i kształtki z TWS produkowane przez Platicon Poland podzielić można na następujące typy:
 - D i E – wg norm DIN 16965 i 16966 – różniące się budową ścianki i przeznaczeniem,
 - S – wykonania specjalne wg potrzeb Klienta, np. z warstwami przeciwaabrazyjnymi wewnątrz i na zewnątrz, do instalacji odsiarczania spalin,
 - *Dual laminate*, tj. TWS/PP, PE/PVC, tworzywa fluorowe – z chemoodporną warstwą wewnętrzną z tworzyw termoplastycznych i warstwą konstrukcyjną z TWS na zewnątrz,
 - rury podziemne o różnych średnicach i różnych wartościach sztywności,
 - możliwe połączenia: klejone (kielich cylindryczny lub stożkowy), laminowane lub kołnierzowe (kołnierze stałe lub luźne).
- zbiorniki naziemne (poziome i pionowe), podziemne do: cieczy chemicznie agresywnych, ścieków komunalnych i przemysłowych, flo-

kulantów (PIX), koagulantów (PAX), wody pitnej oraz produktów spożywczych (produkty owocowo-warzywne, ocet, piwo wino, przetwory zbożowe i mięsne oraz inne). Pojemności od małych do dużych, ponad 500 m³, w zależności od typu, przeznaczenia i wymagań. W większości przypadków są to zbiorniki posiadające paszporty Dozoru Technicznego, z uwagi na ich zastosowanie do mediów agresywnych,

- silosy – o różnych średnicach i pojemnościach, do materiałów sypkich, takich jak: granulaty tworzywowe, mąka, wapno i inne.

Plasticon Poland S.A. specjalizuje się między innymi w konstruowaniu, wykonawstwie i montażu wyrobów wielkogabarytowych z laminatów poliestrowo-szkłanych. Największym z wykonanych w Polsce zbiorników z TWS jest zbiornik o średnicy D_n 14500 mm i pojemności 530 m³ nagrodzony Grand Prix na IV Międzynarodowych Targach Przetwórstwa Tworzyw Sztucznych PTS-2001 w Warszawie w kwietniu 2001 roku. Gabarytami dorównuje on wymiarom domku jednorodzinnego. Jego oryginalna i nowoczesna konstrukcja oraz zastosowana technologia pozwoliła na wykonanie zbiornika wyłącznie z laminatu poliestrowo-szklanego z użyciem żywicy winyloestrowej. Elementy metalowe to jedynie śruby, uchwyty transportowe i belka wspornikowa dachu. Zbiornik służy jako aparat pośredni do zbierania i przepompowywania siarczanu(VI) cynku z kwasem siarkowym(VI) w instalacji elektrolitycznego otrzymywania cynku o najwyższym stopniu czystości. Jest odporny chemicznie na warunki pracy w całym przekroju ścianki. Idealna gładkość powierzchni wewnętrznych ścianek uniemożliwia osadzanie się osadów, z czym jest problem w przypadku zbiorników ze stali kwasoodpornych, czy też stalowych z wykładzinami. Oprócz odporności chemicznej, elektrolit zawierający pewne zanieczyszczenia w postaci jonów chlorkowych, wykazuje całkowitą odporność na elektrokorozję i prądy błędzące, które eliminują w krótkim czasie w tego typu instalacjach aparaty i zbiorniki nawet z najwyższej jakości stali kwasoodpornych. Nie wymaga konserwacji w czasie eksploatacji. Zewnętrzne powierzchnie barwione pigmentami ekologicznymi zawierającymi UV-absorbery zapewniają wysoką estetykę oraz wieloletnią żywotność. Zbiornik ten o masie ok. 13,2 Mg (tj. ok. 3-krotnie lżejszy od zbiornika stalowego), jako całkowicie odporny na warunki pracy, nie ulega procesom korozyjnym i jest wyrobem całkowicie bezpiecznym pod względem ekologicznym, przez wiele lat eksploatacji.

4. Aparaty, przewody i rurociągi Plasticon Poland S.A. w instalacjach stosowanych w ochronie środowiska

Elementy instalacji oczyszczania (odsiarczania) gazów spalinowych (przewody gazowe i kominy, poziomy zraszania, rury, lance natleniające), obudowy elektrofiltrów odpylających, dachy o konstrukcji samonośnej do wielkogabarytowych zbiorników tworzywowych, stalowych betonowych i innych – mają zastosowanie przede wszystkim w ochronie środowiska (oczyszczalnie ścieków, spalarnie odpadów, elektrownie i elektrociepłownie). W ostatnich 20 latach w Plasticon Poland S.A. wykonano ww. wyroby z TWS dla kilkudziesięciu instalacji odsiarczania gazów spalinowych, w Polsce, Europie i USA. W Polsce urządzenia z TWS pracują między innymi w instalacjach oczyszczania spalin w elektrowniach: Bełchatów, Kozienice, Ostrołęka, Dolna Odra, Jaworzno, Łagisza, w Elektrociepłowni w Białymstoku oraz w wielu ciepłowniach (Rys. 1–3).



Rys. 1. Zbiorniki D_n 4000 mm, $V=160 \text{ m}^3$

Wyroby z laminatów poliestrowo-szklanych są odporne na większość środowisk chemicznie agresywnych w niskiej (od -50°C) oraz wysokiej ($+120^\circ\text{C}$, a dla gazów nawet $+170^\circ\text{C}$) temperaturze. Mogą mieć różne rozwiązania konstrukcyjne oraz dodatkowe wyposażenie, jak chociażby izolację termiczną

z pianki poliuretanowej i ogrzewanie elektryczne – oporowe z termoregulacją, zapewniające ich eksploatację w warunkach bardzo niskiej temperatury bez obawy o zamarzanie roztworów wodnych wewnątrz. Są barwione na dowolne kolory wg tabeli RAL. Ich niska masa, około 3-krotnie mniejsza od wyrobów stalowych, ma szczególnie duże znaczenie w przypadku konieczności stosowania różnego rodzaju konstrukcji wsporczych współpracujących



Rys. 2. Kanał spalin D_n 7000 mm z absorbera do chłodni kominowej w instalacji odsiarczania spalin w elektrowni na terenie Polski



Rys. 3. Komin D_n 10100 mm, $H=125$ m (wylot) w instalacji odsiarczania gazów spalinowych w elektrowni na terenie Polski

z wyrobami tworzywowymi. Pod względem odporności na korozję przewyższają wyroby z materiałów tradycyjnych, takich jak: stalowe z wykładzinami gumowymi, ceramicznymi, tworzywowymi, z powłokami malarskimi oraz wyroby ze stali stopowych o najwyższej jakości. Ich żywotność wynosi kilkadziesiąt lat, bez konieczności konserwacji. Generalnie można stwierdzić, że

wyroby oferowane przez Plastics Poland S.A. mają zastosowanie w każdej dziedzinie gospodarki, a szczególnie tam, gdzie dominują media agresywne i gdzie występują zjawiska korozyjne. Pod względem odporności chemicznej mogą być porównywalne jedynie ze stopem Hastelloy. Ceny wyrobów z TWS są konkurencyjne w stosunku do wyrobów chemooodpornych z innych materiałów, w tym do cen porównywalnych wyrobów ze stali kwasoodpornych. Są więc bardzo interesujące pod względem technicznym i ekonomicznym. Na wyroby tworzywowe udzielane są gwarancje jakościowe w postaci certyfikatów, paszportów dozorowych, atestów Państwowego Zakładu Higieny (w przypadku zastosowania do środków spożywczych) i inne.

Tekst źródłowy: Zygmunt Kołek

TECHNOLOGIE PROEKOLOGICZNE W ENERGETYCE

W rozdziale tym, będącym obszernym wstępem przed rozdziałem poświęconym firmom energetycznym, przybliżone zostaną działania proekologiczne związane z energetyką. Opisane zostaną metody pozyskiwania energii odnawialnej w Polsce, szczególnie bioenergii, jak również możliwości współspalania biomasy z węglem.

1. Wprowadzenie

Polski sektor energetyczny stoi obecnie przed dużymi wyzwaniami. Wysokie zapotrzebowanie na energię, nieadekwatny poziom rozwoju infrastruktury wytwórczej i transportowej paliw i energii, znaczne uzależnienie od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego i niemal pełne od zewnętrznych dostaw ropy naftowej oraz zobowiązania w zakresie ochrony środowiska, w tym dotyczące klimatu, powodują konieczność podjęcia zdecydowanych działań zapobiegających pogorszeniu się sytuacji odbiorców paliw i energii [1].

Energetyka polska oparta jest w 90% na niskoefektywnym spalaniu węgla kamiennego i brunatnego. Polski rynek OZE zaczął się rozwijać w ostatnim czasie. Obecnie w Polsce najwięcej energii odnawialnej pozyskuje się z biomasy stałej (85,8%), biopaliw ciekłych (7,1%), wody (3, 4) oraz biogazu (1,6%). Biogaz pozyskiwany z rolnictwa oraz przetwórstwa odpadów spożywczych posiada w Polsce nadal skromny udział w bilansie energetycznym kraju. Polska posiada jednak duży potencjał biogazu, porównywalny z potencjałem niemieckim. W przyjętej przez Radę Ministrów w 2009 r. „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” [2] zapotrzebowanie na energię finalną z biogazu w Polsce do 2020 r. określono sumarycznie dla energii elektrycznej i ciepła na poziomie 35 PJ.

Zgodnie z Dyrektywą 2001/77/WE [3] oraz Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. [4] Polska zobowiązana jest do zwiększonego stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Docelowy udział energii odnawialnej w Polsce ma zwiększyć się z $S_{2005}=7,2\%$ w 2005 r. do $S_{2020}=15\%$ w 2020 r. W związku z tym, od 2005 roku obserwuje się stopniowy wzrost ilości energii pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych. Pozyskano kolejno:

- w 2006 r. – 199566 TJ z OZE, co stanowi 6,1% energii pierwotnej ogółem,
- w 2007 r. – 203141 TJ z OZE, co stanowi 6,7% energii pierwotnej ogółem,
- w 2008 r. – 226788 TJ z OZE, co stanowi 7,6% energii pierwotnej ogółem,
- w 2009 r. – 253153 TJ z OZE, co stanowi 9,0% energii pierwotnej ogółem [5].

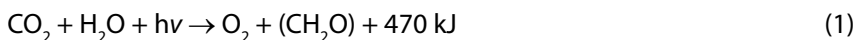
Najwyższą pozycję w bilansie energii odnawialnej w 2009 r. stanowi energia biomasy stałej, której udział wyniósł 85,8%. Kolejnymi, pod względem udziału w OZE, były:

- biopaliwa ciekłe – 7,1%,
- energia spadku wody – 3,4%,
- biogaz – 1,6%,
- wiatr – 1,5%,
- pompy ciepła – 0,3%,
- energia geotermalna – 0,3%.

2. Pojęcie i podział biomasy

Definicja biomasy cytowana w §2.1 rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 267, poz. 2656) [6], w pełni zbieżna z definicją biomasy zawartą w art. 2b Dyrektywy 2001/77/WE [7], brzmi następująco: „Biomasa – stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, a także z przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji”.

Biomasa jest produktem procesu fotosyntezy, która przebiega pod wpływem promieniowania słonecznego [8], w uproszczeniu można to przedstawić następującym równaniem reakcji:



Organizmy produkujące związki organiczne na drodze fotosyntezy to:

- wszystkie rośliny (nieliczne wyjątki to rośliny cudzożywne, saprofityczne i pasożytnicze),
- niektóre protisty oraz
- część bakterii (tzw. bakterie purpurowe oraz sinice) [8].

Producentem biomasy są organizmy, które wykorzystując promienie słoneczne z zakresu fal 400–700 nm potrafią absorbować 50% zakresu widma światła słonecznego. Sprawność procesu wynosi od 1–3% (rzadziej 5–6%). Biorąc jednak pod uwagę ogromną nadwyżkę energii słonecznej docierającej do Ziemi w stosunku do aktualnych potrzeb ludzkości jest to wynik i tak wielce zadowalający. Wzrost sprawności o 1% to często nawet dwukrotne zwiększenie ilości produkowanej żywności. Zasoby biomasy są więc ogromne.

Biomasa jest najmniej kapitałochłonnym odnawialnym źródłem energii. Jej produkcja może praktycznie przebiegać samoistnie, np. w puszczech, na stepach i łąkach, a także w oceanach i w zbiornikach wody słodkiej. Aby zintensyfikować produkcję biomasy potrzebne są dodatkowe nakłady związane z: nawożeniem, nawadnianiem, walką ze szkodnikami i ochroną roślin [9,10].

Charakteryzując biomasę „energetyczną” można dokonać następującego jej podziału, ze względu na:

1) pochodzenie:

- produkty rolnicze: słoma roślin zbożowych, gałęzie z przycinek sadów oraz inne produkty roślin i warzyw, alkohole jako dodatki do benzyn silników gaźnikowych, olej rzepakowy jako paliwo dla silników wysokoprężnych, biogaz z nawozu organicznego produkcji zwierzęcej, biogaz z osadów ściekowych, odpadów komunalnych płynnych i stałych,
- produkty leśne: drzewa i gałęzie z przecinek i cięć sanitarnych lasów, gałęzie z cięć produkcyjnych, odpady z przemysłu drzewnego, plantacje lasów energetycznych liściastych, czuby i gałęzie pocięte na łupki do spalania w piecach grzewczych o mocy cieplnej około 200 kW;

2) źródło pozyskiwania energii z biomasy:

- biomasa nieprzetworzona, np. drewno, słoma, rośliny specjalnie hodowane jako rośliny energetyczne,
- biomasa wstępnie przetworzona, np. oleje roślinne, gaz drzewny, lekkie alkohole,
- odpady, np. makulatura, trociny, wióry,
- gaz powstający w trakcie przemian materii organicznej pod wpływem bakterii, np. biogaz ze składowisk komunalnych, biogaz z fermentacji gnojowicy;

3) konsystencję:

- masa stała, np. drewno, słoma, makulatura, trawy,

- masa płynna, np. ścieki, płynne odpady ściekowe,
- masa gazowa, biogaz, biowodór [11–13].

Od 2006 roku obowiązuje w Polsce ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych [14], która w sposób jednoznaczny definiuje pojęcie biopaliw. Za biopaliwa ciekłe w myśl ustawy uznane zostały:

- a) benzyny silnikowe zawierające powyżej 5,0% objętościowo biokomponentów lub powyżej 15,0% objętościowo eterów,
- b) olej napędowy zawierający powyżej 5,0% objętościowo biokomponentów,
- c) ester, bioetanol, biometanol, dimetyloeter oraz czysty olej roślinny – stanowiące samoistne paliwa,
- d) biogaz – gaz pozyskany z biomasy,
- e) biowodór – wodór pozyskiwany z biomasy,
- f) biopaliwa syntetyczne – syntetyczne węglowodory lub mieszanki syntetycznych węglowodorów, wytwarzane z biomasy, stanowiące samoistne paliwa.

Ta sama ustawa określa substancje, które możemy uznać za biokomponenty: bioetanol, biometanol, ester, dimetyloeter, czysty olej roślinny oraz węglowodory syntetyczne otrzymane z biomasy.

Zestawienie najważniejszych biopaliw ciekłych przedstawiono w tabeli 1 [15].

Tabela 1. Źródła biopaliw płynnych i ich zastosowanie [15]

Biopaliwo	Roślina	Proces konwersji	Zastosowanie
Bioetanol	zboża, ziemniaki, pseudozboża, topinambur	hydroliza i fermentacja	dodatek do benzyny
	buraki cukrowe, trzcina cukrowa, sorgo	fermentacja	
	uprawy energetyczne, słoma, Miscantus, rośliny trawiaste	obróbka wstępna, hydroliza i fermentacja	
Biometanol	uprawy energetyczne, Miscantus	gazyfikacja lub synteza metanolu	
Olej roślinny	rzepak, słonecznik, soja	–	dodatek do oleju napędowego
Biodiesel	rzepak, słonecznik, soja	transestryfikacja	dodatek lub substytut oleju napędowego
Bioolej	uprawy energetyczne, Miscantus	piroliza	substytut oleju napędowego

W ostatnich latach mówi się coraz częściej o biopaliwach I, II, III, a nawet IV generacji [16]. Kolejne generacje charakteryzują się wyższą redukcją emisji CO₂, wyższą efektywnością energetyczną i nie powinny konkurować z produkcją żywności.

Zgodnie ze wskazaną wyżej klasyfikacją wśród biopaliw pierwszej generacji wyróżnia się:

- bioetanol (BioEtOH) rozumiany jako konwencjonalny etanol otrzymywany z procesów hydrolizy i fermentacji z takich surowców jak: zboża, buraki cukrowe itp.,
- czyste oleje roślinne (PVO), otrzymywane z procesów tłoczenia na zimno i ekstrakcji ziaren roślin oleistych,
- biodiesel stanowiący estry metylowe oleju rzepakowego (RME) lub estry metylowe (FAME) i etylowe (FAEE) wyższych kwasów tłuszczowych innych roślin oleistych otrzymywane w wyniku procesów tłoczenia na zimno, ekstrakcji i transestryfikacji,
- biodiesel stanowiący estry metylowe i etylowe otrzymywany w wyniku transestryfikacji posmażalnicych odpadów olejowych,
- biogaz stanowiący oczyszczony biogaz z zawilgoconego biogazu składowiskowego bądź rolniczego,
- bio-ETBE otrzymywany z przeróbki chemicznej bioetanolu [16, 17].

Do biopaliw drugiej generacji zalicza się:

- bioetanol otrzymywany z procesów przeróbki lignocelulozy, pochodzącej z biomasy (z wyłączeniem surowców przeznaczonych do celów spożywczych) na drodze zaawansowanych procesów hydrolizy i fermentacji,
- „biopaliwa syntetyczne”, otrzymywane w procesach zgazowania biomasy oraz syntezy produktów tego zgazowania (procesy „BtL”); biodiesel, jako biopaliwo lub komponent otrzymany w wyniku rafinacji wodorem (hydrogenizacji) olejów roślinnych i tłuszczów zwierzęcych, głównie odpadowych,
- biogaz (SNG) otrzymywany w procesach zgazowania lignocelulozy i syntezy produktów tych procesów, o właściwościach gazu naturalnego,
- biowodór otrzymywany na drodze procesów zgazowania i wydzielenia lub specyficznych procesów biologicznych [16,17].

Biopaliwa trzeciej generacji to z kolei biowodór i biometanol, otrzymywane w wyniku zgazowania lignocelulozy i syntezy produktów zgazowania lub w wyniku procesów biochemicznych [18]. W niektórych opracowaniach za biopaliwa trzeciej generacji uznaje się glony [17].

Ostatnia, czwarta generacja obejmuje następujące biopaliwa: biowodór, biometan i biopaliwa syntetyczne otrzymane z biomasy o wysokiej wydajno-

ści w procesie pirolizy i gazyfikacji. Dwutlenek węgla powstający obok H_2 , CH_4 i CO ma być wychwycony i trwale zdeponowany (sekwestracja) np. w kopalniach które zakończyły eksploatację surowca, co ma dodatkowo zahamować efekt cieplarniany [17].

3. Możliwości pozyskiwania odpadowej biomasy w Polsce

Polska posiada duże zasoby bioenergii [19]. Największe możliwości produkcji energii daje słoma zbóż i rzepaku, odpady z przemysłu rolno-spożywczego i odpady drewna leśnego.

Dyrekcja Generalna Lasów Państwowych [20] szacuje, że całkowity potencjał techniczny drewna z leśnictwa, możliwy do bezpośredniego wykorzystania na cele energetyczne wynosi ok. 6,1 mln m^3 , co jest odpowiednikiem 41,6 PJ. Znaczne ilości tych odpadów powstają w przemyśle drzewnym [11]. Według analiz Instytutu Technologii Drewna [21], potencjał techniczny drewna odpadowego z przemysłu drzewnego oraz innych źródeł szacować można na około 58,1 PJ.

Do niedawna najczęściej spotykaną metodą zagospodarowania odpadowej drobnicy zrębowej było jej układanie w stopy i spalanie. Postępowanie to zostało jednak ograniczone podejmowanymi od 2004 roku decyzjami Dyrekcji Generalnej Lasów Państwowych [21]. Coraz więcej nadleśnictw posiada specjalne maszyny do rozdrabniania resztek pozrębowych. Odpadowa biomasa jest rezerwuarem substancji pokarmowych dla zakładanych plantacji, jak również stanowi potencjalne źródło energii [22].

W ostatnich latach w rolnictwie polskim dominuje uprawa zbóż [23], z których można pozyskać słomę na cele energetyczne. Największe plony zbiera się z upraw pszenicy, żyta i jęczmienia. W Polsce produkuje się rocznie około 25 Gg słomy. Przez dziesięciolecia wykorzystywano ją głównie na potrzeby produkcji zwierzęcej, jako materiał ściółkowy i paszę. Służyła także do przykrywania kopców, ocieplania budynków i przygotowania mat w gospodarstwach ogrodniczych. Od 1983 roku zbiory słomy zaczęły przewyższać zapotrzebowanie wynikające z produkcji rolniczej. W latach 1983–1990 średnioroczna nadwyżka ponad zużycie w rolnictwie wyniosła 5 354 Gg, a w okresie 1995–2001 już 10 881 Gg. W rachunku tym uwzględniono także przeznaczenie słomy na przyoranie, dla utrzymania zrównoważonego bilansu substancji organicznej w glebie. Powiększające się nadwyżki słomy zaczęły skłaniać do poszukiwania efektywnego sposobu ich zagospodarowania [24]. Jedną z możliwości jest wykorzystanie słomy w energetyce. Jej wartość opałowa wynosi od 14,3 do 15,2 MJ/kg, co oznacza, że pod względem energetycznym 1,5 Mg słomy stanowi ekwiwalent 1 Mg węgla kamiennego. Istnieją tech-

niczne możliwości wykorzystania słomy jako paliwa nie tylko do ogrzewania mieszkań i budynków inwentarskich w gospodarstwach rolnych, ale także w kotłowniach komunalnych [25].

4. Plantacje roślin energetycznych w Polsce

Spośród wielu możliwych do uprawy w klimacie Polski roślin energetycznych, wierzba wiciowa (*Salix viminalis* L.) jest zdecydowanie najpopularniejszą rośliną uprawianą w naszym kraju [26]. W Tabeli 2 przedstawiono opłacalność produkcji wierzby energetycznej w Polsce przy obsadzie 40 000 sztuk/ha [27].

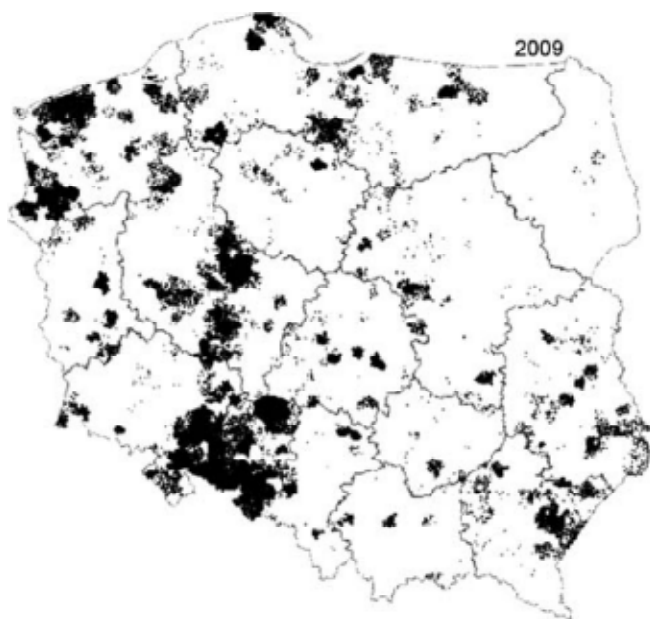
Tabela 2. Opłacalność produkcji wierzby energetycznej przy obsadzie 32 000 sztuk/ha [27]

pozycja	Cykl 1-letni	Cykl 2-letni	Cykl 3-letni
Koszt produkcji [PLN/ha]	1355	1974	3011
Plon biomasy [Mg/ha]	29	56	91
Koszt produkcji 1 Mg zrębków [PLN]	47	35	33
Cena za 1 Mg zrębków [PLN]	80		
Zysk z 1 Mg [PLN]	33	45	47
Zysk z 1 ha/rok [PLN]	957	1260	1426

Lokalizację plantacji roślin energetycznych w Polsce o powierzchni co najmniej 5 ha przedstawiono na rysunku 1. Warto zaznaczyć, iż kilkadziesiąt plantacji uprawiających biomasę „na potrzeby własne” ma powierzchnię około 1–2 ha. Największy areał pod uprawy roślin energetycznych przeznaczony jest w Polsce północno-zachodniej oraz na Dolnym Śląsku [28].

W Polsce zakłada się głównie plantacje wierzby energetycznej, ale podejmowane są próby wykorzystania również innych roślin energetycznych. Przykładowo, niedaleko Gdańska, w miejscowości Nowy Dwór Gdański, założono plantację malwy pensylwańskiej (*Sida hermaphrodita*) o powierzchni 750 ha [29].

Uprawę malwy pensylwańskiej prowadzi również Instytut Nauk Rolniczych w Zamościu. Plon z jednego hektara wynosi od 12 do 17 Mg suchej masy. Ślázowiec jest badany także pod kątem wykorzystania świeżej biomasy lub kiszonki do produkcji energii w procesie fermentacji metanowej. Trwają również badania nad wykorzystaniem topinamburu (*Helianthus tuberosus*), miskanta cukrowego (*Miscanthus sacchariflorus* (Maxim.) Hack.) i palczatki Gerarda (*Andropogon gerardi*) [17].



Rys. 1. Plantacje roślin energetycznych w Polsce w 2009 r. [28]

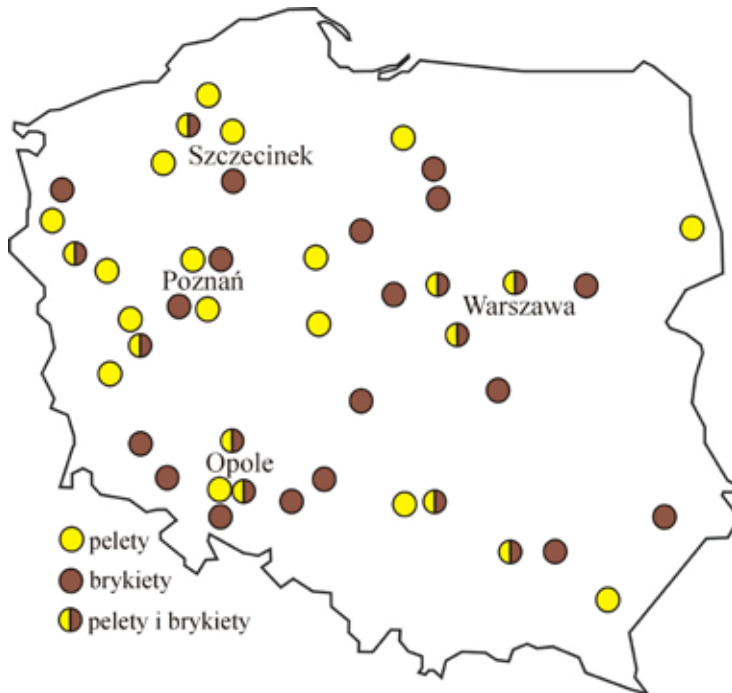
Polska jest znaczącym producentem miodu i wosku pszczelego. Wielu pszczelarzy wykorzystuje przegorzan kulisty (*Echinops sphaerocephalus*) w dwojaki sposób: jako roślinę miododajną (wydajność około 600 kg miodu/ha), a po zakończeniu okresu kwitnienia i po wysuszeniu – jako biomasę energetyczną. Atutem tej rośliny jest to, że daje dwa pokosy w ciągu roku [30].

5. Produkcja peletów i brykietów z biomasy w Polsce

Rynek peletów i brykietów w Polsce rozwija się dosyć dobrze, co jest głównie wynikiem wymogów ochrony środowiska i coraz większej konkurencyjności ekonomicznej biomasy. Zakres zastosowania peletów i brykietów obejmuje sektory: użytkowników indywidualnych i komunalnych oraz energetykę przemysłową i zawodową, nadają się one bowiem do zasilania małych kotłów ciepłowniczych, kotłów rusztowych, kotłów fluidalnych oraz do kotłów pyłowych. Duże znaczenie ma eksport, na przykład w 2005 roku wyprodukowano ponad 200 Gg peletów, z czego 175 Gg na eksport. Rosnącemu eksportowi peletów i brykietów nadal nie dorównuje rozwój, krajowego rynku [31]. Brak rozwiniętej sieci dystrybucji i informacji o produkcie oraz jego cenie i jakości

powoduje, że pelety i brykiety zalegają w magazynach w jednej części kraju, podczas gdy istnieje na nie zapotrzebowanie w innych rejonach [32,33].

Zakłady produkujące pelety i brykiety zlokalizowane są na terenach, gdzie dominują uprawy rolnicze (w tym rośliny energetyczne) i leśne. Najwięcej producentów biomasy ma swoje zakłady w okolicach Szczecinka, Poznania i Opola (Rys. 2).



Rys. 2. Producenci peletów i brykietów w Polsce [30]

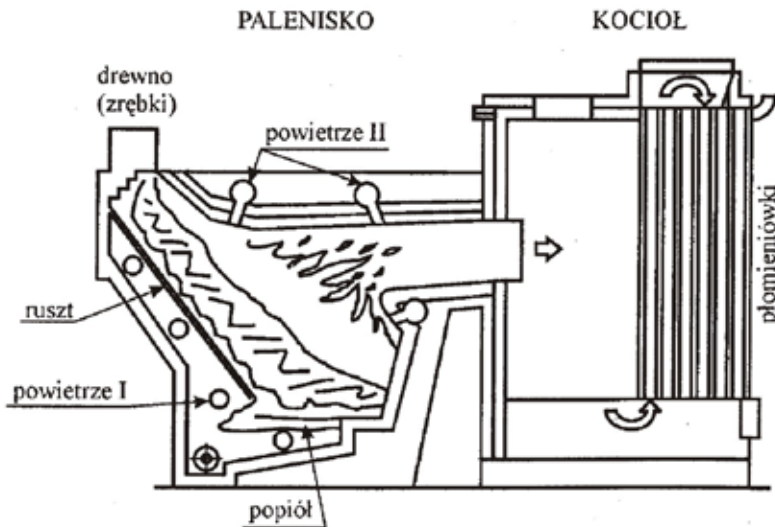
6. Spalanie i współspalanie biomasy

Wykorzystanie drewna na cele opałowe ma w Polsce długą tradycję, zwłaszcza jeśli chodzi o spalanie drewna w indywidualnych kotłowniach małej mocy. Liczbę gospodarstw indywidualnych wyposażonych w kotły na drewno ładowanych ręcznie szacuje się na około 100 tysięcy, przy czym ich moc jest rzędu kilku kW [34].

Istnieje wiele konstrukcji palenisk do spalania drewna, różnią się one w zależności od mocy cieplnej i postaci spalonego drewna. Ze względu na organizację procesu spalania wyróżnia się trzy typy palenisk:

- rusztowe (stałe i przesuwane),
- fluidalne, oraz
- cyklonowe [35].

Paleniska rusztowe (Rys. 3) stosowane są do spalania drewna w kotłach o mocy do 5 MW, przede wszystkim dzięki małym kosztom inwestycyjnym i eksploatacyjnym. Najpowszechniej stosowane są ruszty pochyłe, schodkowe i posuwisto-zwrotne. W kotłach rusztowych można spalać drewno o różnych rozmiarach o zawartości wody do 65%. Na rysunku przedstawiono schemat „kotła na drewno” z rusztowym przedpaleniskiem typu schodkowego. Odbiór ciepła odbywa się poza paleniskiem, co zapewnia odpowiednie warunki do suszenia i wypalenia drewna [35].



Rys. 3. Kocioł z rusztowym przedpaleniskiem do spalania drewna [35]

Paleniska fluidalne ze stacjonarnym lub cyrkulującym złożem, są przeznaczone głównie do spalania przemysłowych odpadów drzewnych. Kotły fluidalne do spalania drewna osiągają znaczne moce, ich wydajność przekracza 200 Mg/h, a zazwyczaj czynnikiem ograniczającym wydajność kotła jest możliwość do pozyskania strumień paliwa. W kotłach fluidalnych można spalać bio-

masę o dużej wilgotności (do 60%), podczas spalania powstają niewielkie ilości NO_x [36].



Rys. 4. Wprowadzanie drewna do złoża fluidalnego [36]

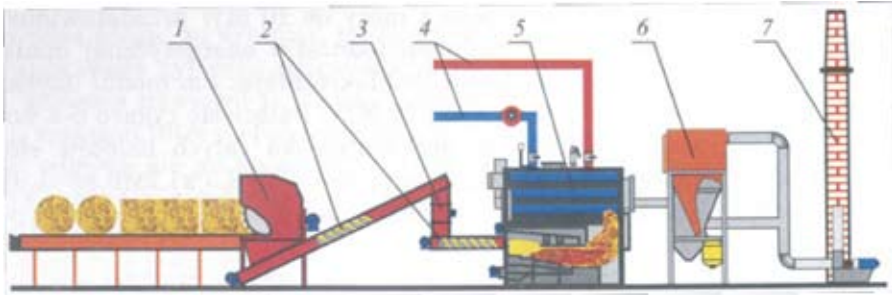
Spalanie silnie rozdrobnionego drewna (np. trocin) w paleniskach rusztowych i fluidalnych sprawia trudności z powodu zbyt szybkiego wynoszenia cząstek drewna z paleniska. Lepiej do tego celu nadają się paleniska cyklonowe, które działają w przybliżeniu w warunkach adiabatycznych, zapewniając dobre wypalenie cząstek drewna i niewielką emisję CO. Paleniska cyklonowe najczęściej stosowane są jako przedpalenisko do kotłów rusztowych lub jako paleniska doprowadzające do kotłów fluidalnych [37].

Ciepło wytworzone podczas spalania biomasy w znacznej części jest pochłaniane przez płaszcz wodny kotła, stratę natomiast stanowi część ciepła unoszona przez spaliny. Popiół ze spalania może utrudniać „przewodzenie” ognia w kotle. Przy spalaniu niektórych rodzajów słomy (np. jęczmiennej) stałe części lotne topią się już przy temperaturze 600°C. Powoduje to oklejanie komory spalania i płomieniówek masą smołową, która po termicznym utwardzeniu tworzy szklistą, nieprzepuszczalną dla ciepła materię; utrudnia to przenikanie ciepła do płaszcza wodnego [38]. Denisuk i Piechocki [39] kotły do spalania słomy dzielą na 2 rodzaje:

- kotły wrzutowe, które pierwotnie były kotłami płomienicowymi. Ze względu na powstające w czasie spalania słomy lotne pyły, stanowiące około 465 objętości spalin, zaczęto stosować kotły płomienicowo-płomieniówkowe z pojedynczym lub podwójnym zawrotem spalin,

- kotły automatyczne; stosuje się tu głównie bezresztowe kotły płomienicowo-płomieniówkowe z przedpaleniskiem oraz kotły płomienicowo-płomieniówkowe rusztowe z rusztem schodkowym wykonującym ruch posuwisto-zwrotny.

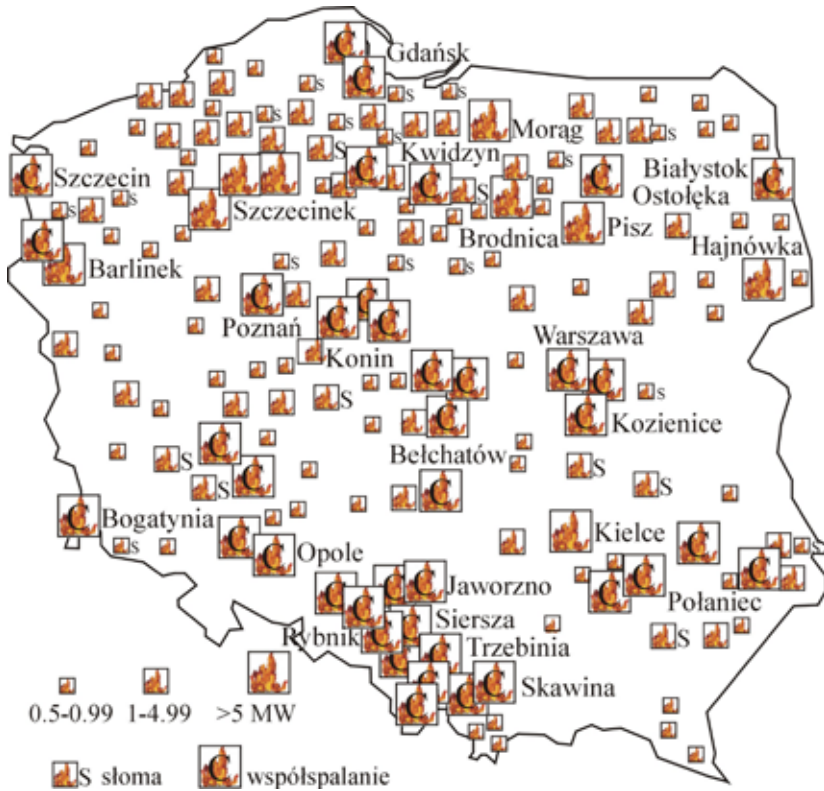
Na rysunku 5 przedstawiono schemat kotłowni opalanej słomą o mocy 3,5 MW działającej w Lubaniu. Zastosowany system rozdrabniania słomy i jej transportu umożliwia podawanie do kotła rusztowego słomy wilgotnej. Wprowadzenie pomiędzy szarpaczem słomy a śluzą dozującą przenośnika łańcuchowo-zgrzebłowego w miejsce dotychczas stosowanego przenośnika ślimakowego znacznie ułatwiło pracę – wyeliminowano bowiem zjawisko blokowania transportu słomy rozdrobnionej [24].



Rys. 5. Schemat kotłowni w Lubaniu: 1 – stół dozujący zakończony szarpaczem typ CC-1800–2, 2 – przenośnik pochyły łańcuchowo-zgrzebłowy i poziomy ślimakowy, 3 – śluza z urządzeniem dozującym, 4 – przyłącze kotła (powrót, zasilenie), 5 – kocioł WCO 803 z rusztem schodkowym, 6 – zespół filtrów spalin typ OPP, 7 – komin z wentylatorem wyciągowym spalin [24]

Ciepłownie wykorzystujące biomase znajdując się głównie w północnej części Polski (Rys. 6). Największe ciepłownie na biomase znajdując się w okolicach Szczecinka, w Barlinku, w Brodnicy, w Morągu, w Hajnówce i w Pieszku. W Pieszku znajduje się największa kotłownia na biomase – pracują tam 4 kotły typu POLYTECHNIK o łącznej mocy 21 MW i sprawności 87,4% [40]. Kotłownia wykorzystuje zrębki, wióry, wióro-zrębki, klepkę drzewną, zrżyny, trociny, odpady z palet i wierzbę energetyczną [41]. Podobny rodzaj biomasy wykorzystywany jest w większości kotłowni w Polsce. Przykładem innego paliwa są szyszki spalane w wyłuszczeni w Nadleśnictwie Białogard (nieдалeko Szczecinka). Roczna ilość spalanych szyszek wynosi 300–400 Mg. Z kolei w zakładzie celulozowo-papierniczym International Paper Kwidzyn S.A. wykorzystywany jest kocioł sodowy spalający ługi powarzelne. W Polsce wykorzysty-

wane są również suche pestki owoców i ziarno zbóż, głównie owsa. Koszty ogrzewania ziarnem są dwukrotnie niższe od opalania gazem, a trzykrotnie od opalania węglem [42].



Rys. 6. Ciepłownie, elektrociepłownie i elektrownie spalające bądź współspalające biomasę w Polsce [30]

6.1. Współspalanie biomasy z węglem

Niezwykły w ostatnich kilku latach wzrost atrakcyjności procesu współspalania wynika z uwarunkowań legislacyjnych, które umożliwiają zaliczenie części energii powstającej w procesie współspalania biomasy i węgla brunatnego do energii odnawialnej. Dzięki współspalaniu możliwy był szybki przyrost wytwarzania tzw. zielonej energii, nastąpiło zmniejszenie emisji zanieczyszczeń do powietrza. Za korzystną konsekwencję można też uznać oszczędność zasobów surowców nieodnawialnych [43,44].

Biomasę powinno się przede wszystkim wykorzystywać w generacji rozproszonej – czyli należałoby budować dużą liczbę niewielkich systemów o du-

żej sprawności. Coraz częściej mówi się też o układach tzw. trigeneracji – pozwalających na produkcję energii elektrycznej, ciepła i chłodu. Taki układ może pracować cały rok, ciągle produkując energię elektryczną, a w zależności od pory roku także ciepło i/lub chłód. Zakłady energetyczne prowadzące współspalanie posiadają z tego tytułu dodatkowe wsparcie w postaci zwolnienia z akcyzy części energii uznawanej za wyprodukowaną w OZE, a emitowany przez nie dwutlenek węgla nie obciąża limitów emisji przydzielonych w ramach krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji (KPRU). Są to znaczące zyski tych zakładów uzasadniające dalszy rozwój współspalania.

Istnieją dwie możliwości energetycznego wykorzystania biomasy w istniejących kotłach [45]:

1) współspalanie bezpośrednie:

- mieszanie biomasy z węglem przed układem dozowania węgla do kotła (młynami),
- niezależne przygotowanie biomasy – rozdrobnienie i spalanie na ruszcie pod kotłem,
- dozowanie do palników ewentualnie nad palnikami węglowymi niezależnym strumieniem, w tym przypadku możliwe jest użycie biomasy jako paliwa reburningowego,

2) współspalanie pośrednie:

- przedpalenisko — do komory paleniskowej kotła wnoszone jest ciepło spalin ze spalania biomasy, oraz
- wstępne zgazowanie biomasy — do komory paleniskowej wprowadzany jest wilgotny gaz palny.

Magazynowanie i rozdrobnienie dużych ilości biomasy o znacznej objętości wymaga rozbudowy często ograniczonych placów składowych oraz podjęcia innych przedsięwzięć inwestycyjnych (zakup maszyn rozdrabniających i transportowych). Ze względu na procesy biologiczne, a także niebezpieczeństwo samozapłonu nie należy rozdrobnionej biomasy składować w elektrowni dłużej niż 2–3 dni. Wprowadzanie rozdrobnionej biomasy przez istniejący układ nawęglania wymaga najmniejszych nakładów inwestycyjnych. Tym sposobem realizowano próby współspalania w polskiej energetyce. Próby przeprowadzone na różnych kotłach pyłowych wyposażonych w młyny kulowe wykazały, że możliwe jest podawanie do 5% biomasy przez istniejący układ młynowy. Dodatkowo, ograniczenia mogą wystąpić w układzie nawęglania, np. ze względu na zawieszanie się mieszanki biomasy z węglem w bunkrach węglowych o określonym nachyleniu ścian. Dodanie wilgotnej biomasy powoduje zwiększenie zawartości wilgoci w mieszaninie pyłowopowietrznej z młynów oraz obniżenie jej temperatury. W niektórych przypadkach może to być rekompensowane zwiększeniem wentylacji i podwyższeniem temperatury powietrza do młynów. Ogólnie dodanie biomasy powoduje obniżenie

wydajności młyna (liczonej w energii paliwa dostarczanego do kotła), co przy braku jego zapasu powoduje niedotrzymanie wydajności kotła. W celu dootrzymania wymaganej wydajności kotła i dynamiki zmiany obciążeń, konieczna jest praca z większą niż na samym węglu liczbą młynów – dodatkowy młyn pracuje na samym węglu rekompensując negatywny wpływ biomasy na pozostałych młynach [45].

Przeprowadzone próby wskazują wyraźnie, że uzyskanie zakładanego, wyższego udziału cieplnego biomasy w procesie współspalania wymaga przygotowania biomasy w oddzielnym systemie, skąd byłaby bezpośrednio podawana do kotła, z pominięciem młynów węglowych. Powoduje to konieczność wstępnego rozdrobnienia biomasy oraz ewentualne wstępne jej podsuszenie. Wiąże się to z koniecznością inwestycji w dość rozbudowaną instalację, co znacznie zwiększa koszty przystosowania kotła do procesu współspalania. Biomasa może być podawana do komory paleniskowej przez przystosowane palniki usytuowane pomiędzy palnikami pyłowymi lub nad nimi. Metoda ta w porównaniu z podawaniem biomasy bezpośrednio do młyna ma następujące zalety:

- umożliwia prowadzenie współspalania z wysokim udziałem biomasy w masie paliwa,
- uniezależnia układ podawania biomasy od ograniczeń wydajności młynów, podajników, wentylatorów,
- umożliwia utrzymanie (podwyższenie) wydajności kotła,
- ułatwia monitorowanie ilości podanej biomasy do kotła (oddzielny palnik) – łatwiejsze rozliczanie ilości spalanej biomasy,
- dzięki niej wzrasta stabilność spalania, obniża się minimum techniczne kotła oraz spada emisja NO_x .

Kotły fluidalne, zwłaszcza przy oddzielnym doprowadzeniu biomasy, są mniej wrażliwe na jej jakość i dopuszczają większy jej udział. Zdolność do wykorzystywania różnych paliw w instalacjach ze złożem fluidalnym to rzecz powszechnie znana, jednak zmiany stosowanego paliwa czy też jego proporcji w istniejących, eksploatowanych instalacjach każdorazowo powinny być konsultowane i analizowane przez dostawców danej technologii w celu ustalenia parametrów pracy czy dobrania składu złoża do planowanych zmian paliwa. Dodatkowym powodem niedotrzymania wydajności kotła przy współspalaniu biomasy w kotłach energetycznych może okazać się ograniczona wydajność zainstalowanych wentylatorów spalin, dobieranych dla mniejszych ilości spalin z węgla [46].

Innym rozwiązaniem [45] dotyczącym problematyki współspalania może być dobudowanie do kotła przedpaleniska lub wstępnego zgazowувacza o wydajności cieplnej zapewniającej zakładany udział biomasy w produkcji energii elektrycznej. Jak dotąd, tańszym rozwiązaniem jest zastosowanie

przedpaleniska. Rozwiązanie takie wprowadzono w kotle OP-140 w EC Elbląg. Składa się on z komory spalania wymurowanej wewnątrz cegłą ogniotrwałą i z zewnątrz opancerzonej. W komorze znajduje się ruszt schodkowy napędzany hydraulicznie oraz ruszt dopalający. Paliwo doprowadzane jest na ruszt przez lej zsypowy, a popiół i żużel są odprowadzane poprzez leje do odżuźlacza z zamknięciem wodnym. Spaliny z przedpaleniska schłodzone do temperatury ok. 850°C dzięki odpowiedniemu nadmiarowi powietrza do spalania kierowane są do dolnej części leja komory paleniskowej. Ciepło ze spalin z przedpaleniska przekazywane jest do obiegu parowo-wodnego kotła pyłowego.

6.1.1. Kotły rusztowe

Kotły rusztowe eksploatowane są głównie w małych obiektach, o mocach cieplnych nie przekraczających zwykle 50 MW. W dużych elektrowniach czy elektrociepłowniach spełniają zazwyczaj rolę szczytowych źródeł ciepła [47].

Najbardziej rozpowszechnione w starych kotłach były paleniska z rusztem płaskim, przy spalaniu paliw o dużej wilgotności stosuje się jednak paleniska z rusztami pochyłymi lub schodkowymi. Z kolei palenisko z rusztem taśmowym jest najbardziej rozpowszechnionym paleniskiem w kotłach przemysłowych [48]. Wzdłuż rusztu można wyróżnić następujące strefy: nagrzewania i suszenia, odgazowania, zgazowania i dopalania. W przypadku spalania paliw wilgotnych (biomasa) wskazane jest zabudowanie sklepienia nad przednią częścią rusztu w celu przyspieszenia suszenia paliwa, natomiast przy spalaniu paliw o małej zawartości części lotnych sklepienie powinno znajdować się nad końcową częścią rusztu.

Do niewątpliwych zalet kotłów z paleniskiem rusztowym należy zaliczyć [49]:

- prostą budowę,
- szeroki zakres obciążeń,
- łatwość eksploatacji (rozruch i odstawienie),
- prosty system sterowania.

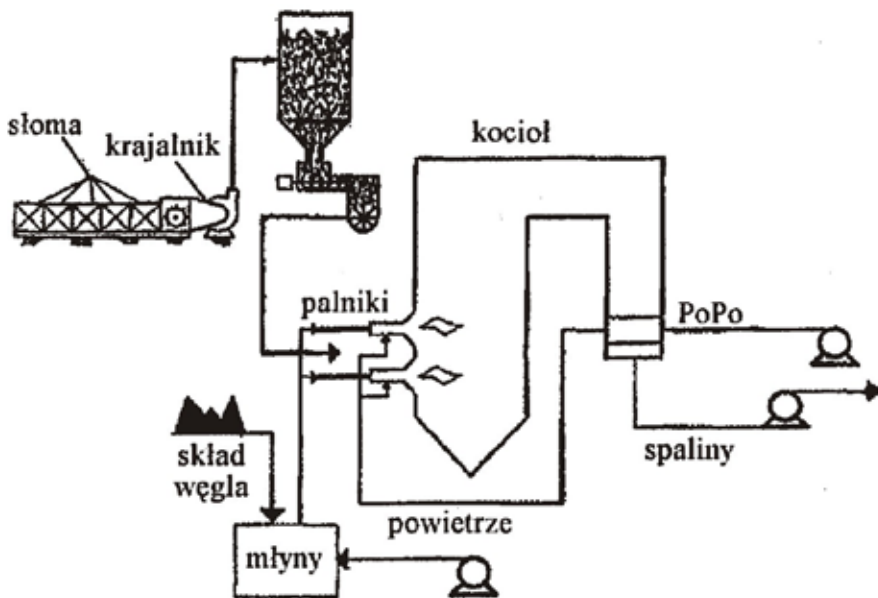
Do zasadniczych wad eksploatacyjnych palenisk rusztowych należy:

- niższa sprawność energetyczna,
- spiekanie się paliw na ruszcie, czego efektem są straty niecałkowitego spalania,
- spalanie węgla o dużym rozdrobnieniu, co powodować może ubijanie się paliwa na ruszcie a w konsekwencji utrudnienia w przepływie powietrza przez warstwę i przesyp drobnych frakcji przez ruszt do odżuźlacza.

Tradycyjne kotły rusztowe charakteryzują się zwykle bardzo wąsko zabudowanym węzłem oczyszczania spalin – posiadają najczęściej jedynie pro-

ste urządzenia do odpylania, cyklony, rzadziej elektrofiltry, przez co ich zastosowanie do współspalania odpadów może być ze względu na wymagania emisyjne ograniczone. Spełnienie obowiązujących wymagań, zarówno dotyczących standardów emisyjnych, jak i procesowych, w przypadku kotłów rusztowych bez uprzedniej modernizacji instalacji oczyszczania spalin i rekonstrukcji ciągu spalin może być bardzo trudne. Dokonując wstępnej analizy zastosowania kotłów rusztowych jako potencjalnych współspalarni odpadów w sposób szczególny należy sprawdzić także wymagania dotyczące jakości żużla i popiołów paleniskowych, gdyż zagrożenie przekroczenia przez nie 3% zawartości całkowitego węgla organicznego lub 5% straty prażenia jest dość duże [50,51].

Typowe kotły rusztowe do spalania węgla z rusztem taśmowym pozwalają współspalać kilkanaście procent drewna [52] i słomy [50] (Rys. 7) z węglem bez znacznego pogorszenia parametrów pracy kotła i istotnego zwiększenia emisji CO.



Rys. 7. Współspalanie słomy z pyłem węglowym [50]

Nowoczesne konstrukcje kotłów rusztowych umożliwiają specjalistyczne spalanie zarówno biomasy, jak i różnego rodzaju odpadów. Są to urządzenia charakteryzujące się zwartą konstrukcją i znaczną niezawodnością, jednak relatywnie niewielką elastycznością pracy, zwłaszcza w zakresie zmiany

parametrów paliwa. Kotły te wykorzystywane są przede wszystkim przez ciepłownie i elektrociepłownie komunalne i przemysłowe. Konstrukcja współczesnych rusztów umożliwia efektywne spalanie paliw niskogatunkowych. W chwili obecnej w Polsce funkcjonuje około 250 elektrociepłowni komunalnych i przemysłowych. Część tych jednostek, w których pracują kotły rusztowe została już przystosowana do współspalania paliw innych (głównie biomasy) niż konwencjonalne, na które zostały zaprojektowane [49].

Badania energetyczno-emisyjne kotła OSR-32 w EC Andropol [49] podczas spalania węgla wykonane przez Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla przed przystąpieniem do modernizacji i po jej wykonaniu wykazały znaczną poprawę wartości charakterystycznych wskaźników pracy kotła. Dla prawidłowego spalania paliwa duże znaczenie ma równomierność granulacji paliwa, a w przypadku współspalania równomierne wymieszanie paliw. Wymieszanie dwóch rodzajów paliwa: węgla z biomasą czy też z paliwem alternatywnym jest trudne. Mieszanie paliw na placu, czy też poprzez mieszanie na przesypach taśmociągów nie zawsze spełnia swoją rolę. Podczas zasypywania zasobnika przykotłowego mieszanką następuje wtórne rozsegregowywanie się paliw, co powoduje okresowe podawanie na ruszt mieszanki o innych proporcjach w stosunku do pierwotnie założonych. Wpływ na niewłaściwe proporcje mieszanki na ruszcie ma także okresowe odrywanie się lżejszych frakcji mieszanki (np. biomasy) do leja utworzonego w zasobniku podczas poboru paliwa do spalania. Spalanie nierównomiernie wymieszanego paliwa prowadzi do miejscowego przepalania się warstwy na ruszcie. W konsekwencji, w miejscach przepaleń powietrze napotykać na mniejszy opór, ucieka do komory paleniskowej, nie dopalając paliwa na pozostałej części rusztu. Podział bunkra z zastosowaniem podajników regulowanych przez falowniki pozwala na mieszanie paliw w ostatniej fazie podawania paliwa do kotła (bez negatywnych objawów opisanych powyżej) w dowolnej proporcji. Zastosowanie takiego układu ułatwia ustawianie odpowiedniej proporcji udziału biomasy w zależności od jakości spalanych w danym momencie paliw. Ułatwia również rozruch oraz w przypadku spalania odpadów, pozwala spełnić warunek zatrzymania podawania odpadów do spalania w momencie przebywania gazów spalinowych w strefie temperatury powyżej 850°C w czasie poniżej 2 sekund. Podawanie paliwa do paleniska za pośrednictwem zbiornika buforowego oraz podajników rewersyjnych umożliwia dodatkowe wymieszanie paliw oraz podanie paliwa na ruszt o równomiernej granulacji i optymalnej gęstości nasypowej [49].

6.1.2. *Kotły pyłowe*

Kotły pyłowe stanowią najbardziej rozpowszechnioną grupę kotłów eksploatowanych w krajowej energetyce zawodowej [48]. Paleniska pyłowe są

wyposażone w instalacje przygotowujące mieszkankę pyłowo-powietrzną. Instalacje te składają się zwykle ze zbiornika paliwa (węгля), podajnika-dozownika, młyna, separatora, palnika, dysz powietrza, kanałów powietrznych, komory paleniskowej i urządzeń regulacyjnych. W instalacji paliwo stałe jest mielone w młynie na drobny pył, a potem wdmuchiwane razem z powietrzem potrzebnym do procesu spalania do komory paleniskowej. Zadaniem palnika jest doprowadzenie paliwa i powietrza do komory paleniskowej, dobre ich wymieszanie, ogrzanie pyłu, zapłon mieszanki oraz ustabilizowanie płomienia [48,53].

Kotły pyłowe posiadają zaawansowane instalacje oczyszczania spalin, dzięki czemu są w stanie, szczególnie tam gdzie współpracują z instalacją mokrego lub półsuchego odsiarczania spalin, spełnić standardy emisyjne, choć w przypadku wymagań dla tlenków azotu mogą i dla tych rodzajów kotłów wystąpić problemy techniczne. Oddzielną i niezbyt łatwą do rozwiązania kwestią dla tego rodzaju kotłów jest układ podawania paliwa w postaci odpadów. Jak dotąd w kotłach pyłowych, technicznie dobrze opanowane jest dozowanie i współspalanie głównie osadów ściekowych [47].

Współspalanie biomasy w kotłach pyłowych napotyka na wiele trudności, przede wszystkim z powodu problemów z rozdrobieniem drewna lub słomy w młynach węglowych w stopniu zbliżonym do rozdrobienia węгля. Próby ze spalaniem rozdrobnionej słomy (siecзки) w kotłach pyłowych z pyłem węglowym pokazały, iż czas spalania karbonizatu ze słomy okazał się znacznie dłuższy niż czas spalania cząstek węгля, co zwiększało stratę spalania [54]. Spliethoff i Hein [55] podają, iż rozdrobienie słomy do rozmiarów <6 mm i drewna <4 mm zapewnia wystarczającą jakość wypalenia przy współspalaniu z pyłem węglowym.

6.1.3. Kotły fluidalne

Prace nad fluidalnym spalaniem zostały rozpoczęte 16 grudnia 1921 roku, kiedy Fritz Winkler zauważył ruch ziarenek pod wpływem powietrza przypominający wrzącą ciecz [56]. Ten niewielki eksperyment zapoczątkował rozwój nowego procesu zwanego fluidyzacją. Jednakże dopiero w latach sześćdziesiątych pojawiło się szczególne zainteresowanie techniką fluidalnego spalania dzięki usilnym wysiłkom Douglasa Elliota, który wspólnie z British Coal Utilization Research Association i National Coal Board zainicjował program badań fluidalnego spalania węгля w warstwie pęcherzykowej (*ang.* bubbling fluidized bed). 17 lat po wynalazku Winklera, Waren Lewis i Edwin Gilliard z MIT poszukując procesu do katalitycznego krakingu, zauważyli nowe zjawisko zwane fluidyzacją w warstwie cyrkulacyjnej (*Circulating Fluidized Bed* lub w skrócie CFB). Od tego okresu nastąpił szybki rozwój techniki CFB, ale głównie w przemyśle petrochemicznym. Dopiero w 1982 roku został zbud-

wany pierwszy kocioł CFB 84 MW w zakładach Vereinigte Aluminium Werke w Luenen według technologii Lurgi. Jednocześnie prowadzone były intensywne prace przez fińską firmę Ahlstrom, Foster Wheeler, ABB i inne, które zaowocowały wieloma konstrukcjami kotłów CFB. Olbrzymi postęp w budowie kotłów fluidyzacyjnych na świecie spowodował zainteresowanie fluidalną technologią spalania węgla wśród krajowych producentów kotłów, a także energetyki zawodowej i przemysłowej.

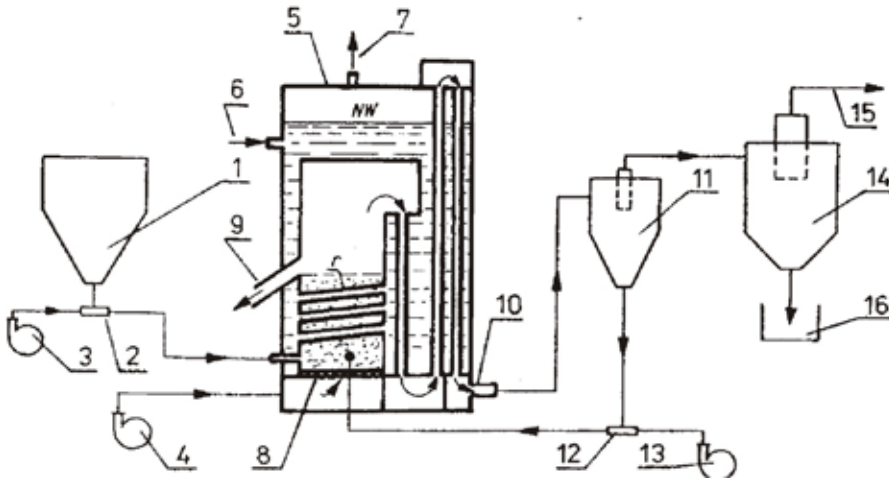
Spalanie w kotłach fluidyzacyjnych wykazuje wiele zalet [56]:

- możliwość wykorzystania jako paliwa mułów popłucznych z instalacji wzbogacania węgla,
- proste przygotowanie paliwa do procesu spalania oraz proste doprowadzenie paliwa do komory paleniskowej,
- znaczna (80%) redukcja emisji SO_2 do atmosfery poprzez doprowadzenie do złoża związków wiążących siarkę,
- niska emisja dwutlenku azotu z uwagi na niską temperaturę złoża (850°C) i spalanie etapowe,
- niska emisja węglowodorów,
- bardzo dobry współczynnik wymiany ciepła w komorze paleniskowej,
- wysoka sprawność spalania, ze względu na mieszanie turbulентne i długi czas przebywania cząstek w złożu cyrkulacyjnym,
- możliwość gospodarczego wykorzystania powstających w kotłach odpadów paleniskowych,
- temperatura spalania nie przekracza temperatury mięknięcia popiołu, co wpływa na niewielkie zabrudzenie powierzchni kotłowych.

Schemat kotła z palnikiem fluidalnym przedstawiono na rysunku 8 [48]. Paliwo podaje się z zasobnika 1 przez dozownik 2 do kotła nad płytę rusztową 8. Wentylator podmuchowy 4 o wysokim stopniu sprężania 40 kPa tłoczy powietrze przez otwory w płycie rusztowej. Prędkość przepływu tego powietrza jest tak dobrana, że cząstki stałe paliwa są w zawieszeniu. Podczas spalania rury parownika zanurzone w złożu fluidalnym intensywnie odbierają ciepło.

Dzięki idealnemu wymieszaniu ziaren węgla z powietrzem w warstwie fluidalnej oraz faktowi, że temperatura warstwy fluidalnej jest niższa niż temperatura topnienia popiołu zawartego w węglu, możliwe jest spalanie węgla niskokalorycznego, zawierającego bardzo dużo popiołu. W palenisku fluidalnym możliwe jest spalanie węgla o wartości opałowej począwszy od około 6,3 MJ/kg bez odbioru ciepła z warstwy fluidalnej i od około 13 MJ/kg przy odbiorze ciepła z warstwy fluidalnej. Fluidalne spalanie węgla zapopielonego jest jedynym bezpośrednim sposobem jego spalania, które może być wykorzystywane dla wytwarzania gazów wysokotemperaturowych dla turbiny gazowej. Wynika to z niskiej temperatury warstwy fluidyzacyjnej, co minimalizu-

je wyzwolenie się gazowych składników popiołu szkodliwie działających na łopatki turbiny oraz nadtapianiu ziaren popiołu mogących w rezultacie tego wywołać erozję łopatek. Pomyślnie wypadły próby ze spalaniem w palenisku fluidalnym również węgla brunatnego, mułów i przerostów węgla kamiennego, torfu, łupków bitumicznych, pozostałości z przeróbki ropy naftowej, a także odpadów komunalnych [56].



Rys. 8. Schemat kotła z paleniskiem fluidalnym, 1 – zasobnik paliwa, 2 – dozownik, 3 – wentylator zasilający instalację transportu ziaren węgla, 4 – wentylator podmuchiwy, 5 – kocioł, 6 – króciec zasilający, 7 – króciec wylotu pary, 8 – płyta rusztowa, 9 – kanał przesypywy popiołu, 10 – wylot spalin, 11 – oddzielnik cyklonowy I stopnia, 12 – dozownik unosu, 13 – wentylator zasilający instalację transportu nieopalonej części węgla, 14 – oddzielnik cyklonowy II stopnia, 15 – wlot spalin do wentylatora sztucznego ciągu i komina, 16 – zbiornik popiołu [48]

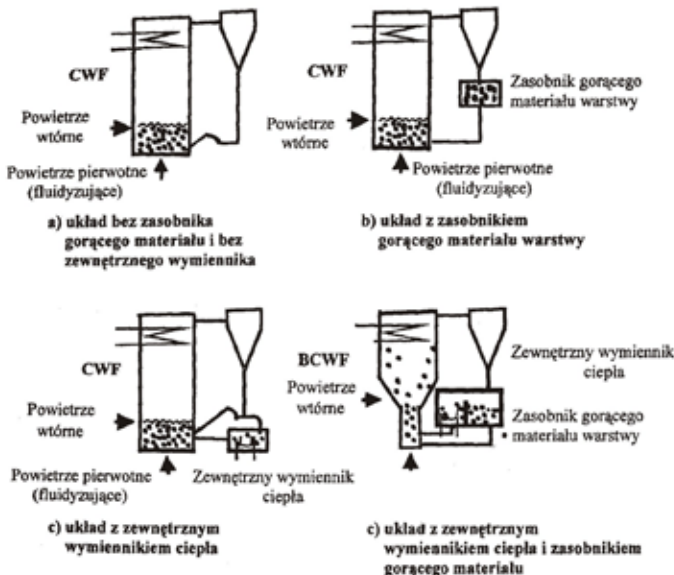
Wymiana ciepła pomiędzy warstwą fluidalną a umieszczonymi w niej rurowymi powierzchniami ogrzewalnymi kotła jest także bardzo intensywna, co wpływa na wymiary komory paleniskowej. Do 60% ciepła uzyskanego ze spalania może być przyjęte przez te powierzchnie ogrzewalne. Palenisko fluidalne pozwala na zmniejszenie emisji dwutlenku siarki do atmosfery przy stosunku molowym $Ca/S = 1,5$ o 80%, a przy stosunku molowym $Ca/S=2,5$ nawet o 95%. Równocześnie emisja tlenków azotu do atmosfery zostaje zmniejszona o 50÷80% w stosunku do paleniska pyłowego [56].

Podstawowego podziału kotłów fluidalnych dokonano ze względu na prędkość przepływającego czynnika w komorze spalania, skład frakcyjny materiału stanowiącego warstwę fluidalną oraz ciśnienie panujące w komorze paleniskowej. Biorąc pod uwagę wskazane kryteria kotły fluidyzacyjne dzieli się na [56]:

- kotły fluidalne ze złożem stacjonarnym (pęcherzykowym) – w literaturze anglojęzycznej oznaczane jako AFBC (Atmospheric Fluidized Bed Combustion),
- kotły fluidalne z ciśnieniowym złożem stacjonarnym (pęcherzykowym) – PFCB (Pressurized Fluidized Bed Combustion),
- kotły fluidalne ze złożem cyrkulacyjnym – CFBC (Circulating Fluidized Bed Combustion),
- kotły fluidalne z ciśnieniowym złożem cyrkulacyjnym – PCFB (Pressurized Circulating Fluidized Bed Combustion).

W wyniku podjętych prób poszukiwania konstrukcji kotła mniej wrażliwego na zmiany jego parametrów eksploatacyjnych powstały kotły z cyrkulacyjną warstwą fluidalną posiadające odmienne rozwiązania, zwłaszcza w układzie recyrkulacji materiału sypkiego. Schematy stosowanych rozwiązań przedstawiono na rysunku 9 [57].

W rozwiązaniu pierwszym (a) zasadniczym parametrem kształtującym warunki pracy instalacji jest prędkość przepływu gazu fluidyzującego. Gęstość strumienia masy materiału powracającego do kolumny oraz rozkład koncentracji ziaren wewnątrz komory paleniskowej są zależne głównie od prędkości gazu fluidyzującego i właściwości cyrkulujących ziaren [57].



Rys. 9. Schematy typowych układów z cyrkulacyjną warstwą fluidalną [57]

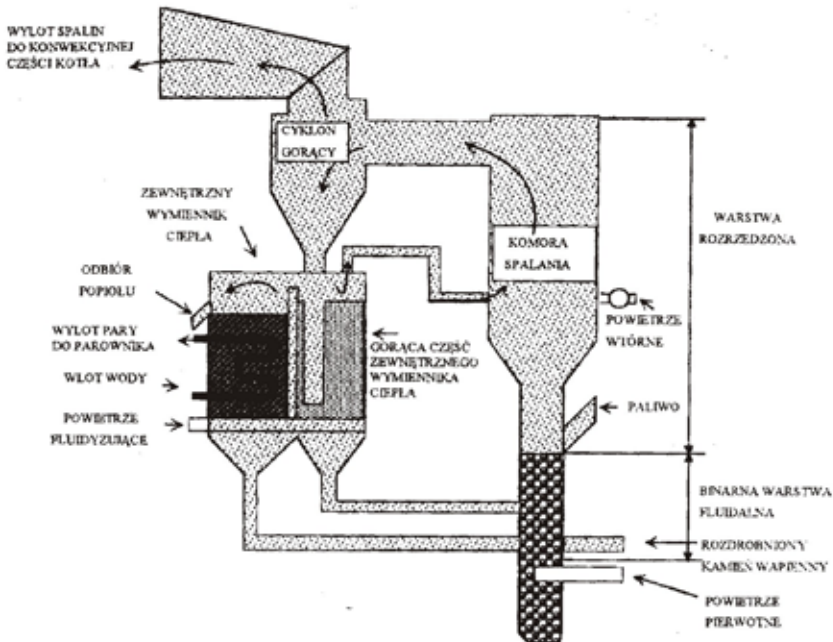
W rozwiązaniu drugim (b) zastosowano w układzie nawrotu ziaren zasobnik materiału cyrkulującego oraz zawór typu „L”. Obecność zasobnika stwarza możliwość zmiany ilości materiału zawartego w kolumnie fluidyzacyjnej. Przyjęta technologia pozwala na dodatkową regulację gęstości strumienia materiału, w granicach wyznaczonych pojemnością zasobnika, oprócz zmian wynikających z prędkości gazu fluidyzującego. Układ taki umożliwi więc w większym zakresie niż układ pierwszy dobrać warunki przepływowe, dostosowując je do wymagań procesu spalania. W obu opisanych instalacjach (a i b) temperatura materiału sypkiego zawracanego do komory paleniskowej kotła jest kilkanaście stopni niższa od ziaren w komorze. W wielu przypadkach, głównie przy zmianie własności spalanego paliwa, pojawia się konieczność regulacji temperatury materiału sypkiego zawracanego do komory paleniskowej, głównie poprzez chłodzenie. Takie cechy posiada trzeci z przedstawionych układów (c), w którym zastosowano podajnik fluidyzacyjny; możliwe jest sterowanie przepływem i temperaturą materiału powracającego do komory paleniskowej [57].

Układ przedstawiony na rysunku (d) jest kompilacją wszystkich opisanych wcześniej rozwiązań. Układ ten w połączeniu z charakterystyczną zmianą przekroju komory paleniskowej kotła pozwala na organizację warstwy binarnej w komorze kotła, zaliczanego do najnowszej generacji kotłów z cyrkulacyjną warstwą fluidalną [57].

Kocioł z binarną cyrkulacyjną warstwą fluidalną (*pol.* BCWF, *ang.* MSFB) przedstawiono na rysunku 10. BCWF jest warstwą cyrkulacyjną posiadającą w swej dolnej części zorganizowaną warstwą fluidalną, która jest złożona głównie z kul ceramicznych o rozmiarach 10÷15 mm. Kule są fluidyzowane strumieniem powietrza doprowadzonego pod ruszt komory paleniskowej, powietrza pierwotnego, z zawieszonymi w nim małymi ziarnami materiału cyrkulującego, który stanowią: popiół, sorbent wapniowy i paliwo. W dolnej części komory paleniskowej powstają więc doskonałe warunki rozdrabniania, co stwarza możliwość wprowadzania paliwa o rozmiarach ziaren do 50 mm i zapłonu paliwa świeżego, gdyż binarna warstwa fluidalna stanowi bardzo skuteczny stabilizator procesu spalania ze względu na małą podatność na zmiany temperatury, związaną ze znaczną pojemnością cieplną kul ceramicznych [57].

Kotły typu BFB (ze złożem pęcherzykowym) i CFB (CFBC) to na dzień dzisiejszy najbardziej popularne instalacje wykorzystujące technikę fluidalną. Kotły te w zasadzie spełniają wymagania dotyczące niskiej emisji zanieczyszczeń gazowych i pyłowych w przypadku spalania w nich odpowiednich, określonych w projekcie kotła paliw (odpowiednio przygotowanych pod względem rozdrobnienia oraz zawartości popiołu i wilgoci). Zdarza się jednak często, że jakość spalanych paliw dość znacznie odbiega od jakości paliw gwarantują-

cych poprawną ich pracę zgodną z wymogami środowiska i względami ekonomicznymi. Obecnie trwają badania nad zapewnieniem jeszcze większej elastyczności paliwowej kotłów wykorzystujących technikę fluidalną. Dobre nadzieje na tym polu roszą prace nad binarnym układem cyrkulacyjnym – BCWF, w których warstwa fluidalna łączy cechy warstw pęcherzowej oraz cyrkulacyjnej i stanowi odmianę systemu CFB [58].



Rys. 10. Schemat układu kotła z binarną cyrkulacyjną warstwą fluidalną [57]

Wśród kotłów fluidalnych na szczególną uwagę zasługuje technologia spalania w cyrkulacyjnej warstwie fluidalnej (CFB). Dzięki procesowi wewnętrznej cyrkulacji ziaren materiału warstwy oraz intensywnemu mieszaniu, czas kontaktu ziaren paliwa z gazem jest znacznie dłuższy niż w warstwie pęcherzowej. Dlatego też, kotły CFB charakteryzują się wyższą sprawnością procesu spalania oraz niższą emisją SO_2 i NO_x w stosunku do kotłów z warstwą pęcherzową, a także większą elastycznością paliwową [56].

W wielu krajach doceniono zalety kotłów fluidalnych dla bloków energetycznych o mocy 100–250 MW. Na pierwszy plan wdrażanych modernizacji wysuwa się, zdaniem „Power Magazine” [60], wymiana kotłów w elektrowni

Turów. Po zakończeniu instalacji kotłów fluidalnych na blokach 1 do 6, elektrownia stała się największym źródłem mocy na świecie opartym na omawianej technologii.

Naturalnym krokiem dla dalszego rozwoju technologii CFB było przejście do większych rozmiarów kotłów z nadkrytycznymi parametrami pary. Jednym z pierwszych rezultatów przeprowadzonych badań był blok z kotłem fluidalnym ciśnieniowym z warstwą pęcherzową (PFBC) pracujący w Karita w Japonii. Parametry kotła są następujące: ciśnienie w komorze paleniskowej – 1,58 MPa, temperatura warstwy fluidalnej – 870°C, wysokość korpusu części ciśnieniowej – 44 m oraz średnica korpusu – 15 m. Kocioł produkuje 760 Mg/h pary o parametrach: 24,1 MPa, 566/593°C, a podstawowym paliwem jest węgiel kamienny 28,7 MJ/kg [61].

Obecnie do standardowego stanu techniki technologii fluidalnej należy zaliczyć bloki o mocy do 340 MW_e z klasycznymi kotłami fluidalnymi CFB oraz kotłami fluidalnymi typu COMPACT. Bloki te charakteryzują się temperaturą pary wysokoprężnej na wlocie do turbiny do 565 °C, ciśnieniem pary wysokoprężnej na wlocie do turbiny do 17,5 MPa oraz sprawnością netto obiegu 38–39%. Porównanie parametrów przykładowych rozwiązań przedstawiono w tabeli 3 [61].

Tabela 3. Porównanie parametrów przykładowych technologii fluidalnych

Dane techniczne	Blok klasyczny CWF BOT Elektrownia Turów S.A. Bloki 1–3	Blok CWF Compact I BOT Elektrownia Turów S.A. Bloki 4–6	Blok klasyczny CWF JEA, Jacksonville, Floryda, USA Blok 1–2
Moc bloku [MW _e]	235	262	300
Przepływ pary świeżej [kg/s]	185,4	200	252
Ciśnienie pary wysokoprężnej na wlocie do turbiny [MPa]	13,17	16,65	17,2
Temperatura pary wysokoprężnej na wlocie do turbiny [°C]	540	565	540
Temperatura pary wtórnie przegrzanej [°C]	540	565	540
Przepływ pary przegrzewu [kg/s]	165,5	182	224
Ciśnienie pary do wtórnego przegrzewu [MPa]	2,8	4,2	3,77
Temperatura końcowa wody zasilającej [°C]	242,6	250	–
Temperatura wylotowa spalin [°C]	157	138	–

W chwili obecnej w Polsce funkcjonuje około 250 elektrociepłowni komunalnych i przemysłowych, lecz tylko niewielka część z nich została już

przystosowana do współspalania biomasy (Rys. 6) [30]. Pierwszy kocioł fluidalny z warstwą pęcherzową w Polsce, spalający wyłącznie biomasę na skalę przemysłową, został oddany do eksploatacji w 1997 roku w Elektrociepłowni „Ostrołęka A” [61]. Kocioł powstał w wyniku modernizacji kotła pyłowego typu OP-100. Kocioł ten wytwarza parę o wydajność 13 kg/s, temperaturze 450 °C i ciśnieniu 4,0 MPa. Kocioł OKF-40 został przystosowany do spalania kory drzewnej. Wskutek zmiany paliwa zmniejszyła się ilość usuwanego popiołu. Ponadto, inwestycja ta przyczyniła się do: wzrostu sprawności spalania o 5–7%, możliwości prowadzenia elastycznej pracy kotła pod względem dostosowania jego obciążenia do aktualnego zapotrzebowania, możliwości spalania paliw niskojakościowych o zawartości wilgoci do 60%, utylizacji kory drzewnej z bieżącej produkcji i likwidacji istniejącego jej składowiska oraz obniżenia kosztów utrzymania kotła.

7. Produkcja biopaliw i biokomponentów w Polsce

Spośród roślin oleistych uprawianych na cele spożywcze i motoryzacyjne zdecydowane pierwsze miejsce w Polsce zajmuje rzepak (*Brassica napus* L.) [62].

W naszej szerokości geograficznej możliwa jest uprawa rzepaku zarówno ozimego, jak i jarego. W Polsce plony rzepaku ozimego są wyższe w rejonach o opadach przekraczających 525 mm w skali roku niż w rejonach o opadach niższych. Rzekak ozimy jest mało wrażliwy na niedobory wody w okresie od wschodów do zahamowania wegetacji przed zimą. Roślina ta dzięki głęboko sięgającemu korzeniowi palowemu, pozwalającemu pobierać wodę z głębszych warstw gleby potrafi dobrze przetrwać nawet 3–6 tygodniowe susze, a w warunkach polowych nie występują jesienią susze przekraczające okres 9 tygodni. Rzekak jary natomiast jest bardzo wrażliwy na susze, co związane jest z wysychaniem i opadaniem pąków kwiatowych, powodując obniżenie plonu i zawartości tłuszczu w nasionach [63]. W większości krajów, w których uprawiany jest rzepak w tym również i w Polsce, stosowane są dwie technologie zbioru jedno- i dwuetapowa [64].

W Polsce stosuje się trzy podstawowe technologie olejarskie, uzależnione od skali uzysku produktu finalnego. Duże olejarnie przemysłowe stosują technologię polegającą na wstępnym tłoczeniu oleju przy pomocy pras ślimakowych z ziarna uprzednio poddanego kondycjonowaniu w prażalni. Drugim etapem jest ekstrakcja pozostałej części oleju z wytłoku przy pomocy rozpuszczalnika (heksan i benzyny lekkie). Technologia ta pozwala na uzyskanie trzech produktów końcowych: oleju surowego, oleju poekstrakcyjnego oraz śrutu poekstrakcyjnej. Wskaźnik uzysku oleju otrzymanego w przypadku tej technologii waha się w granicach 0,41–0,42. Zdolność przerobowa olejarni

wykorzystujących technologię klasyczną zawiera się w granicach 200–700 Mg rzepaku na dobę. Technologia klasyczna posiada jednak pewne wady. Śruta poekstrakcyjna ma zdecydowanie mniejszą przydatność paszową ze względu na silnie zdenaturowane białko oraz zawiera resztki rozpuszczalnika [65]. Największe zakłady wytwarzające olej rzepakowy z przeznaczeniem na cele paliwowe znajdują się w Kruszwicy i Szamotułach (Rys. 11).

Olejarnie małe, o zdolnościach przerobowych około 50 Mg na dobę, stosują proces jedno- lub dwustopniowego tłoczenia na gorąco oleju z nasion rzepaku. Przed przystąpieniem do procesu właściwego tłoczenia, nasiona są odpowiednio rozdrabniane oraz kondycjonowane. W efekcie otrzymuje się olej surowy oraz wytlók. W przeciwieństwie do technologii klasycznej, technologia tłoczenia końcowego na gorąco jest proekologiczna, a walory paszowe wytlóku są zdecydowanie większe (wyższa zawartość białka rozpuszczalnego, wyższa wartość energetyczna, brak pozostałości rozpuszczalnika) [66].

Olejarnie bardzo małe, mające zdolność przerobową 1–15 Mg na dobę, tzw. miniolejarnie wykorzystują technologię końcowego tłoczenia na zimno, stosując proces jedno- lub dwustopniowy po uprzednim częściowym rozdrobnieniu nasion i podgrzaniu ich do temperatury nie wyższej niż 45°C [62].

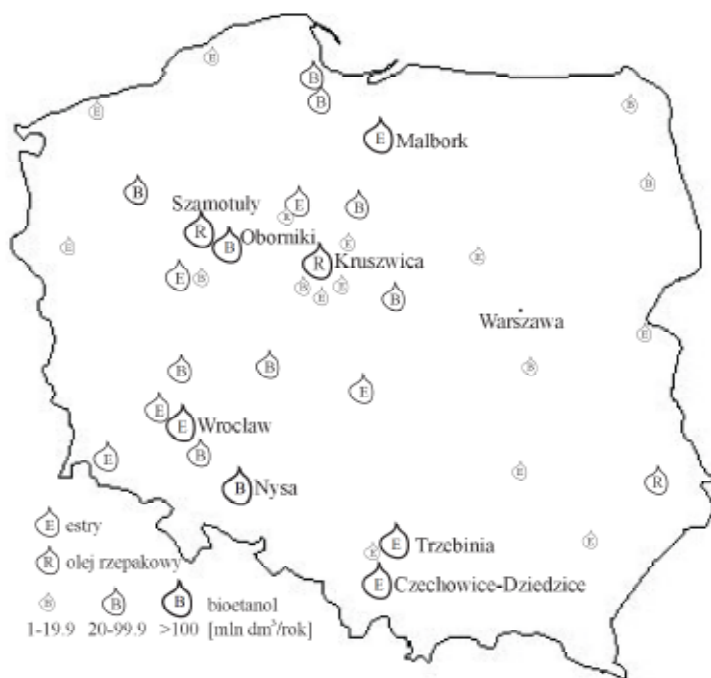
Proces otrzymywania oleju rzepakowego jako surowca do produkcji estrów oleju rzepakowego, składa się z trzech podstawowych operacji technologicznych: rozdrabnianie nasion rzepaku, tłoczenie oleju, filtracja oleju. Zabiegi te mogą być prowadzone w małych olejarniach o niewielkiej zdolności przerobowej, tj. 0,1–0,5 Mg nasion na godzinę, jak również w olejarniach przemysłowych o znacznie większej wydajności osiągających nawet 50 Gg rocznie. W zakładach olejarskich o dużej zdolności przerobowej proces pozyskiwania oleju z nasion jest wzbogacony w dodatkowe procesy: ekstrakcję, bielienie i ponowną filtrację [65].

W Polsce proces transestryfikacji prowadzi się najczęściej z wykorzystaniem metanolu i katalizatora zasadowego [67].

W 2000 roku w Polsce pracowało około 900 gorzelni, jednak ich liczba w ostatnim czasie spadła do około 150. Większość wyrobów alkoholowych produkowana jest w gorzelniach rolniczych, zlokalizowanych w rejonach o dużej produkcji ziemniaków. Zdolność produkcyjna wszystkich gorzelni w Polsce wynosi około 400 mln dm³ spirytusu rocznie. Natomiast zapotrzebowanie na spirytus dla przemysłu i dla celów konsumpcyjnych nie przekracza 250 mln dm³. Istnieją więc przesłanki przemawiające za rozpowszechnieniem dodatku spirytusu do benzyny silnikowej [30].

Polskie badania nad wykorzystaniem alkoholu jako paliwa sięgają okresu międzywojennego [68]. Po wojnie, w latach 50-tych, produkowano około 80 mln litrów etanolu stosowanego do mieszanek paliwowych. Po roku 1955, z uwagi na niską cenę importowanych benzyn, zaprzestano produkcji bio-

etanolu. Wykorzystanie bioetanolu na masową skalę w benzynach zapoczątkowane zostało w Polsce w końcu 1993 roku [69]. Dodawanie etanolu w ilościach nieprzekraczających 5% v/v umożliwiło wprowadzenie nowej normy na paliwa benzynowe PN 92 C-96025 [70]. Od 1999 roku obowiązują znowelizowane normy zgodne z normami UE (PN-EN 228) [71]. Łączna zdolność produkcyjna zakładów odwadniających etanol w Polsce wynosi 700 milionów dm^3 . Obecnie, największe zakłady wytwarzające bioetanol znajdują się w Malborku, Obornikach, Wrocławiu, Nysie, Trzebini i Czechowicach-Dziedzicach (Rys. 11).



Rys. 11. Producenci biopaliw i biokomponentów w Polsce [30]

8. Pozyskiwanie biogazu w Polsce

W Polsce definicję biogazu podaje ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne [72]. Biogaz oznacza paliwo gazowe otrzymywane w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy

leśnej, z wyłączeniem gazu pozyskanego z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów. Zgodnie z tą ustawą, energię elektryczną z kogeneracji oblicza się jako:

a) całkowitą roczną produkcję energii elektrycznej w jednostce kogeneracji w roku kalendarzowym, wytworzoną ze średnioroczną sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji, co najmniej równą sprawności granicznej:

- 75% dla jednostki kogeneracji z urządzeniami typu: turbina parowa przeciwprężna, turbina gazowa z odzyskiem ciepła, silnik spalinowy, mikroturbina, silnik Stirlinga, ogniwo paliwowe, albo
- 80% dla jednostki kogeneracji z urządzeniami typu: układ gazowo-parowy z odzyskiem ciepła, turbina parowa upustowo-kondensacyjna, albo

b) iloczyn współczynnika i rocznej ilości ciepła użytkowego w kogeneracji wytworzonego ze średnioroczną sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji [72].

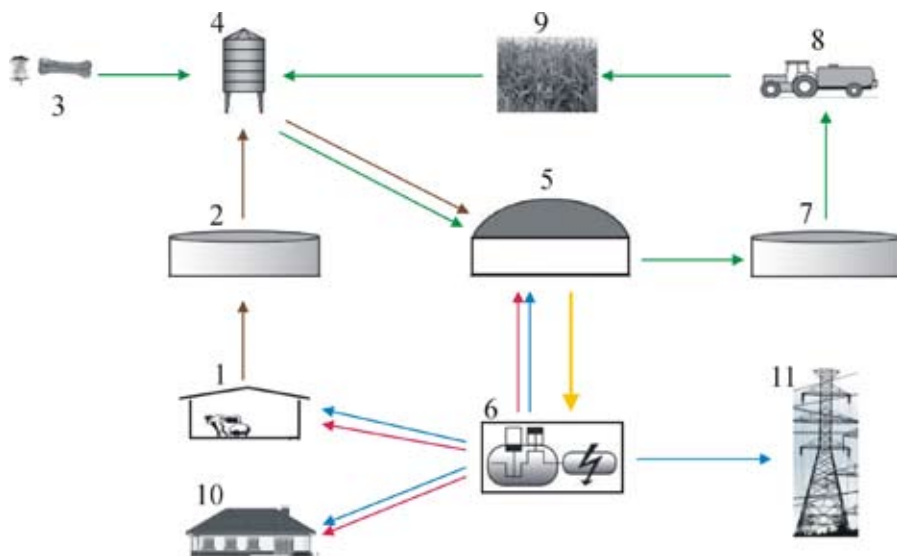
Pierwsza biogazownia w Polsce powstała w 1928 r. przy oczyszczalni ścieków w Poznaniu [73]. W późniejszym okresie zaczęły powstawać mini-biogazownie rolnicze. Przykładowo, w miejscowości Tworóg w pobliżu Katowic [74] pracowała biogazownia, w której poddawano przerobowi 5 m³ gnojowicy/dobę, uzyskując około 70 m³ biogazu. Wszystkie te biogazownie z przyczyn technicznych i ekonomicznych, upadły. Rok 2005 otwiera nową kartę w historii biogazowni rolniczych w Polsce, powstała wówczas pierwsza duża, scentralizowana, dobrze funkcjonująca biogazownia w PawłóWKu.

Pomimo znaczącego wzrostu liczby biogazowni w ostatnich latach, ten rodzaj energii jest nadal wykorzystywany w niewielkim stopniu. W Polsce działa około 1700 oczyszczalni przemysłowych i około 1500 oczyszczalni komunalnych, co oznacza że zaledwie 1% oczyszczalni zagospodarowuje powstający biogaz. Ze względów technologicznych nie wszystkie obiekty nadają się do produkcji biogazu, lecz baza do modernizacji i wykorzystania pozostaje nadal ogromna. Sytuacja ta dotyczy również składowisk odpadów – w Polsce możliwe jest pozyskiwanie ok. 135–145 mln m³ gazu rocznie tylko ze składowisk komunalnych [75].

8.1. Biogazownie rolnicze w Polsce – stan aktualny

Instalacje do produkcji biogazu rolniczego w Polsce różnią się pod względem doboru poszczególnych elementów ciągu technologicznego, w zależności od lokalnych uwarunkowań, takich jak rodzaj i właściwości zastosowanych sub-

stratów, sposób wykorzystania biogazu oraz sposób zagospodarowania masy pofermentacyjnej. Konfiguracja biogazowni, która odbywa się już na etapie planowania i projektowania, zależy w pierwszej kolejności od dostępnych substratów. Rodzaj, ilość i jakość stosowanych substratów (zawartość suchej masy, produktywność metanu, pochodzenie) decyduje o wielkości produkcji biogazu, a także o objętości zbiorników, wielkości urządzeń i instalacji oraz o mocy agregatów do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Schemat typowej biogazowni rolniczej w Polsce przedstawia rysunek 12. W polskich biogazowniach, w kogeneracji, wytwarzane jest ciepło i energia elektryczna.



Rys. 12. Schemat biogazowni: 1: obora/chlew/kurnik, 2: zbiornik wstępny, 3: odpady rolnicze/poubojowe, 4: zbiornik mieszania, 5: bioreaktor, 6: agregat prądotwórczy, 7: zbiornik pofermentacyjny, 8: wywóz nawozu pofermentacyjnego, 9: kukurydza z przeznaczeniem na kiszonkę, 10: pomieszczenia biurowe, 11: sieć energetyczna (opracowanie własne)

W Polsce biogazownie rolnicze pracują najczęściej w pobliżu dużych ferm zwierząt, zagospodarowując uciążliwy odpad w postaci gnojowicy i obornika. Do momentu budowy biogazowni poddawano je utylizacji, co wiązało się ze znacznymi kosztami. W tabeli 4 przedstawiono charakterystykę działających biogazowni rolniczych w Polsce.

Tabela 4. Charakterystyka biogazowni rolniczych w Polsce, stan na wrzesień 2011 [30, 76–79]

Nr	Miejscowość	Rok otwarcia	Moc elektryczna [MW]	Moc cieplna [MW]	Roczna produkcja biogazu [mln m ³]	Roczna produkcja energii elektrycznej [GWh/rok]	Roczna produkcja ciepła [GWh/rok]	Substraty
1.	Pawłówko	2005	0,946	1,101	3,803	7,458	8,680	Gnojowica, odpady poubojowe, kiszzonka kukurydziana, gliceryna
2.	Płaszczycza	2008	0,625	0,680	2,300	4,928	5,361	Gnojowica, kiszzonka kukurydziana, odpady z przetwórstwa roślinnego
3.	Kujanki	2008	0,330	0,350	-	-	-	Gnojowica, odpady z przetwórstwa roślinnego
6.	Kalsk	2009	1,140	1,060	4,500	9,000	8,200	Gnojowica, kiszzonka kukurydzy i sorgo
4.	Koczała	2009	2,126	2,206	8,212	16,800	17,300	Gnojowica, kiszzonka kukurydziana
5.	Liszkowo	2009	2,126	1,198	7,400	14,400	8,100	Wywar pogorzelniany, odpady roślinne, gliceryna
6.	Niedoradz	2009	0,252	0,291	0,631	1,300	1,500	Pomiot kurzy, gnojownica, kiszzonka kukurydziana
7.	Studzionka	2009	0,030	0,040	0,98	0,18	0,28	Pomiot kurzy, gnojowica, kiszzonka kukurydziana, trawa
8.	Szewnia	2009	-	-	0,007	-	-	Odpady z buraków i zbóż, liście
9.	Kostkowice	2010	0,600	0,600	-	4,800	5,400	Obornik, gnojowica, gliceryna, odpady spożywcze
10.	Naclaw	2010	0,625	0,686	2,300	4,928	5,408	Gnojowica, kiszzonka kukurydziana, gliceryna
11.	Świelino	2010	0,625	0,686	2,500	5,200	5,700	Gnojownica, kiszzonka kukurydziana, półprodukty używane do produkcji pasz
12.	Kostkowice	2010	0,6	-	-	-	-	Gnojowica, kiszzonka kukurydziana, odpady poubojowe
13.	Uniechówek	2011	1,063	1,081	4,100	8,381	8,523	Gnojownica, obornik, odpady spożywcze, pogorzelniane i poubojowe
14.	Skrzatusz	2011	0,526	0,505	2,080	4,208	4,040	Wywar gorzelniany, odpady ziemniaczane, odpady z marchwi, odpady poubojowe
15.	Grzmiąca	2011	1,600	1,600	6,000	12,800	12,800	Odpady z produkcji roślinnej i zwierzęcej
16.	Świdnica	2011	0,900	1,100	4,000	7,200	8,800	Kiszonka kukurydziana, trawa
17.	Łany Wielkie	2011	0,526	0,540	1,106	4,471	4,625	Wywar pogorzelniany, kiszonka kukurydziana, obornik
18.	Giżyno	2011	-	-	4,200	9,300	9,600	Gnojowica, kiszonka kukurydziana, gliceryna, odpady produkcji roślinnej

Najwięcej biogazowni rolniczych znajduje się w północo-zachodniej części Polski (Rys. 13), których właścicielem jest firma Poldanor S.A. Firma ta jest właścicielem 29 ferm zwierząt gospodarskich, przy których planowana jest budowa kolejnych biogazowni. Od 2009 roku biogazownie budowane są również w innych regionach Polski.



Rys. 13. Lokalizacja biogazowni rolniczych w Polsce – stan na wrzesień 2011 roku [30, 76–79]

8.2. Aspekt środowiskowy wykorzystania biogazu

Do najważniejszych korzyści generowanych przez biogazownie zalicza się:

- korzyści z tytułu zastąpienia produkcji energii w energetyce konwencjonalnej (potocznie „uniknięto emisji CO₂”),
- ograniczenie emisji CH₄ z naturalnego rozkładu substancji organicznych,
- wzrost efektywności energetycznej z tytułu generacji rozproszonej,
- aspekt sanitarny [17, 74].

Duża emisja kwaśnych tlenków, pyłów a także metali ciężkich, towarzysząca spalaniu węgla kamiennego i brunatnego, negatywnie wpływa na zdrowie ludzi i zwierząt. W popiele obserwuje się podwyższoną zawartość radionuklidów, które zwiększają prawdopodobieństwo zmian nowotworowych oraz wad dziedzicznych. Tlenki siarki oraz zakwaszenie deszczu prowadzi do szybszego zużycia materiałów, w szczególności stali, skał wapiennych oraz piaskowca stosowanych jako materiał budowlany, zapraw murarskich oraz farb. Emisja pyłów wpływa z kolei negatywnie na powstawanie zabrudzeń na budynkach, co wiąże się z koniecznością częstszych remontów. Do pewnego stopnia związki siarki i azotu mogą mieć pozytywny wpływ na zbiory, natomiast w większym stężeniu i w związku z generowaniem zjawisk takich jak kwaśne deszcze wpływają one negatywnie na zbiory. Niepożądanym skutkiem emisji gazów cieplarnianych jest zmiana klimatu, co skutkuje poważnymi problemami w zakresie gospodarki leśnej i rolnictwa, zapotrzebowania na energię czy zasoby wodne [74,80].

Biogazownia pozwala zagospodarować materię organiczną, która w przeciwnym wypadku podlegałaby naturalnemu rozkładowi. W wyniku naturalnych procesów rozkładu powstaje metan, który przedostając się do atmosfery sprzyja powstawaniu efektu cieplarnianego. Możliwość wykorzystania w biogazowni substratów traktowanych często jako odpady niebezpieczne, z sanitarnego punktu widzenia, np. odpady poubojowe, pozwala zutilizować je w sposób bezpieczny, poprawiając tym samym standardy sanitarne i redukując możliwość rozprzestrzeniania się chorób [74,80].

Lokalizacja biogazowni w pobliżu potencjalnych odbiorców pozwala na ograniczenie strat sieciowych na przesyłce energii. Dodatkowo, budowa źródeł energii rozproszonej pozwala na odsunięcie w czasie konieczności rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych [74,80].

9. Geoenergetyka w Polsce

W połowie lat osiemdziesiątych XX wieku rozpoczęto prace badawcze i wdrożeniowe nad zagospodarowaniem energii geotermalnej w ciepłownictwie: do ogrzewania pomieszczeń, a na skalę półtechniczną także w rolnictwie i hodowli ryb. Doprowadziły one do uruchomienia geotermalnych zakładów ciepłowniczych w Bańskiej Niżnej, Pyrzycach, Uniejowie, Mszczonowie (Rys. 14) i Stargardzie Szczecińskim. Obecnie zakład w Stargardzie z powodu problemów ekonomicznych nie pracuje [81].

Na rysunku 15 przedstawiono miejsca, w których są budowane bądź planowane obiekty wykorzystujące ciepłą wodę geotermalną. Stan zaawansowania prac jest różny; niektóre obiekty są na ukończeniu (np. w Toruniu), nie-

które otrzymały koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie wód termalnych, pozostałe są dopiero w planach zagospodarowania przestrzennego. Na dzień 1. stycznia 2011 wydano w Polsce 21 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie wód termalnych [82].



Rys. 14. Ciepłownie geotermalne w Polsce [81]

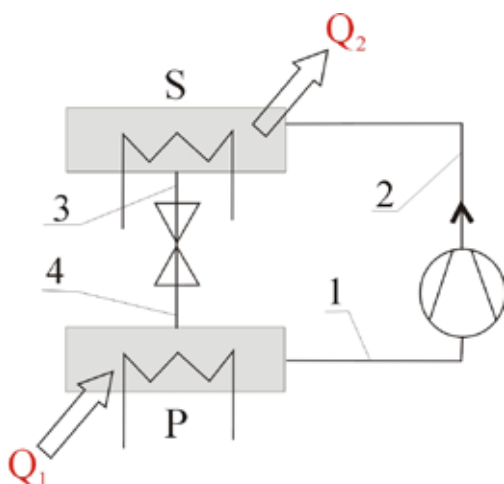


Rys. 15. Planowane i budowane obiekty wykorzystujące energię geotermalną

Na rysunku 15 ponownie zaznaczono Uniejów, gdyż aktualnie budowana jest tam pierwsza w Polsce elektrociepłownia geotermalna. Uruchomienie instalacji planowane jest na połowę 2012 r. Będzie to elektrociepłownia hybrydowa, wykorzystująca energię geotermalną oraz ze spalania biomasy. Koszt elektrociepłowni to 12 mln PLN, zaś spodziewana produkcja energii to 2,1 GWh [83].

9.1. Pompy ciepła w Polsce

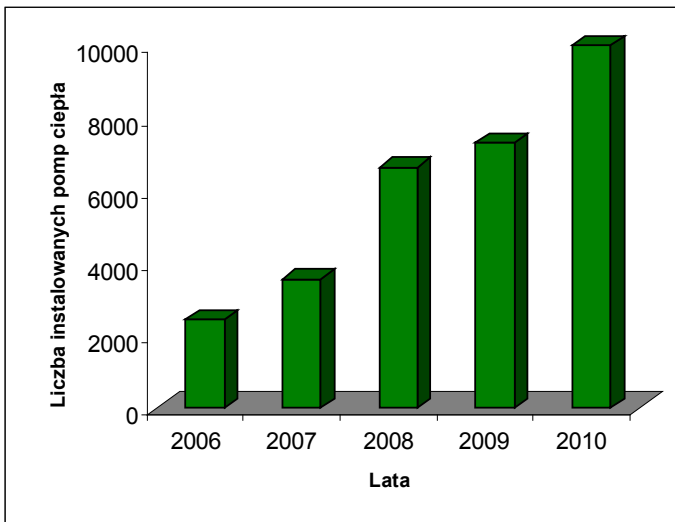
Pompa sprężarkowa to najpopularniejsza pompa ciepła w Polsce. Zasadę działania pompy sprężarkowej z czynnikiem jednoskładnikowym przedstawiono na rysunku 16. Jednoskładnikowa para czynnika (1) spręża się (2) i wpływa do skraplacza, gdzie kondensuje przy stałym ciśnieniu i temperaturze (3). Procesowi temu towarzyszy wydzielanie wysokotemperaturowego ciepła w górnym źródle ciepła. Wyływająca z kondensatora ciecz po rozprężeniu w zaworze już jako mieszanina dwufazowa (para-ciecz) (4) wypływa do parownika, gdzie w warunkach izobaryczno-izotermicznych pobiera niskotemperaturowe ciepło z dolnego źródła i przechodzi w parę (1) [10].



Rys. 16. Schemat sprężarkowej pompy ciepła z czynnikiem jednoskładnikowym, S – skraplacz, P – parownik, Q_1 – ciepło dolnego źródła, Q_2 – ciepło górnego źródła (opis w tekście).

Ciepło w pompie ciepła przekazywane jest za pomocą substancji chemicznych nazywanych czynnikami roboczymi lub chłodziwami, które charakteryzują się niską temperaturą wrzenia [10].

Rynek pomp ciepła w Polsce funkcjonuje od 1995 roku, kiedy to zainstalowano pierwsze tego rodzaju urządzenia. Obecnie w Polsce instaluje się kilka tysięcy pomp ciepła rocznie; szacuje się że liczba ta w 2010 roku osiągnęła 10000 sztuk (Rys. 17). Wśród instalowanych urządzeń większość stanowią pompy typu: grunt-woda, powietrze-woda oraz woda-woda (pierwszy wyraz oznacza dolne źródło ciepła). Prognozy rozwoju rynku pomp ciepła w Polsce (przez analogię do innych krajów) wskazują na ich roczne zapotrzebowanie na poziomie 50–70 tys. sztuk [81].

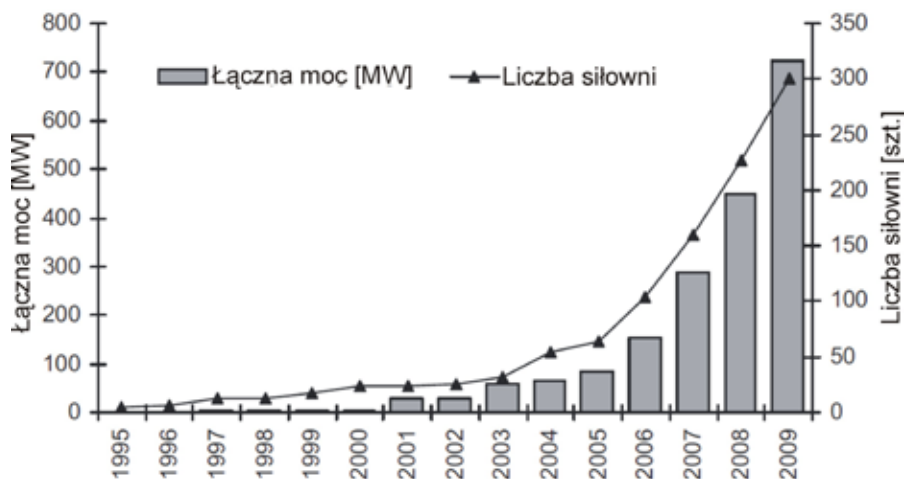


Rys. 17. Liczba instalowanych pomp ciepła w latach 2006–2010 [81]

10. Aeroenergetyka w Polsce

Energetyka wiatrowa w Polsce rozwija się od początku lat 90-tych XX wieku. Pierwszy nowoczesny wiatrak w Polsce postawiono w 1991 roku przy wcześniej już istniejącej Elektrowni Wodnej w Żarnowcu. Pierwszą przemysłową farmą wiatrową w Polsce była farma wiatrowa Barzowice leżąca w województwie zachodniopomorskim, uruchomiona w kwietniu 2001. Składała się ona z sześciu siłowni o łącznej mocy 5 MW [84].

W pierwszych latach XXI wieku nastąpił dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej w Polsce (Rys. 18). Według danych Urzędu Regulacji Energetyki w połowie czerwca 2011 roku w Polsce znajdowały się 472 instalacje wiatrowe (zarówno pojedyncze turbiny, jak i duże farmy) o łącznej mocy 1389 MW. Według rządowych planów w 2020 roku ich moc ma wynosić 6650 MW [84].



Rys. 18. Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce w latach 1995–2009 [84]

11. Hydroenergetyka w Polsce

Energetyka wodna ma w Polsce najdłuższe tradycje ze wszystkich odnawialnych źródeł energii. Na ziemiach polskich już w XI wieku młyny wodne były częstym widokiem. Koła wodne, poza młynarstwem, znajdowały stopniowo zastosowanie w tartakach, garbarniach, olejarniach, itd., znalazły również zastosowanie w hutnictwie i różnego rodzaju przemyśle. W dokumentach, jakie zachowały się z XI i XII wieku, opisy młynów są często spotykane. Przykładem wykorzystania energii wodnej w owych czasach może być Potok Jelitkowski (Gdańsk-Oliwa). W XVI wieku nad tym potokiem pracowało 20 zakładów przemysłowych: 11 kuźnic, 3 młyny zbożowe, 2 papiernie, fabryka sukna, młyn kory dębowej, kuźnica miedzi i rusznikarnia [85].

W marcu 2011 roku pracowały w Polsce 737 elektrownie wodne o łącznej mocy bliskiej 1000 MW [86].

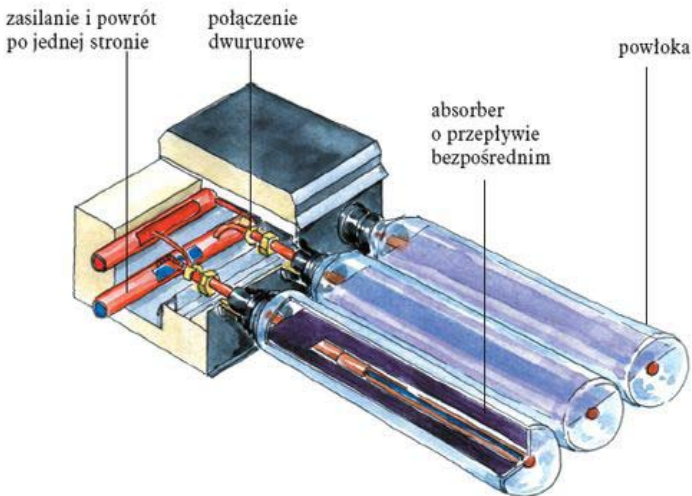
12. Helioenergetyka w Polsce

Energię słoneczną można bezpośrednio wykorzystać do ogrzewania budynków. Pasywny system ogrzewania słonecznego wykorzystuje naturalny dopływ i obieg energii słonecznej we wnętrzu budynku o specjalnej konstrukcji, w celu jej magazynowania i rozprowadzania. Rolę kolektora i zasobnika spełniają określone elementy konstrukcji budynku. Technologia biernego ogrze-

wania słonecznego jest tania – koszt urządzenia nie przekracza 8% całkowitych kosztów wzniesienia budynku. Koszt ten zwraca się w niecałe pięć lat [10,85].

Kolektory słoneczne pozwalają na zaspokojenie nawet 60% rocznego zapotrzebowania na ciepłą wodę. Największą ilość ciepłej wody można uzyskać w miesiącach wiosenno-letnich (80–100%), ale nawet zimą, w grudniu czy styczniu, ilość ogrzanej wody nie powinna być mniejsza niż 30% całkowitego zapotrzebowania [10,87].

Promienie słoneczne, które docierają do kolektora, przenikają przez szybę solarną do absorbera, który pochłania energię słoneczną i oddaje ciepło do przymocowanych do niego przewodów miedzianych. Typowy kolektor jest prostopadłościenną skrzynką zwykle o wymiarach 0,5mx2,0mx0,1m, z którego można uzyskać moc grzewczą na poziomie 1,5 kW. Absorber wykonany jest z metalu dobrze przewodzącego ciepło – najczęściej jest to miedź lub aluminium. Do płyty absorbera przylutowane są rurki, przez które przepływa czynnik grzewczy w postaci wody, glikolu lub powietrza.



Rys. 19. Budowa kolektora próżniowego [88]

Najważniejszym elementem kolektora próżniowego jest rurowy absorber, czyli rura próżniowa (Rys. 19), która składa się z zewnętrznej i wewnętrznej rury szklanej, w środku której umieszczona jest cienka rurka obiegowa odbierająca ciepło. Pomiędzy wewnętrzną i zewnętrzną rurą panuje próżnia.

Powłoka absorbująca znajduje się na zewnętrznej powierzchni wewnętrznej rury, co zapewnia absorpcję promieni słonecznych nawet przy ostrym kącie padania promieni. Dzięki możliwościom absorpcji promieniowania rozproszonego, jak i znacznym ograniczeniom strat ciepła (dzięki zastosowaniu próżni), kolektory próżniowe posiadają wyższą sprawność od kolektorów płaskich [88].

Systemy fotowoltaiczne wykorzystują energię promieniowania słonecznego w celu wytworzenia energii elektrycznej. Podstawowym elementem systemu jest ogniwo fotowoltaiczne, zaś podstawowym materiałem do ich produkcji – krzem oraz związki półprzewodnikowe, np. arsenek galu czy tellurek kadmu. Promieniowanie słoneczne padające na ogniwo od strony półprzewodnika typu n poprzez szkło ochronne powoduje generację par dziura-elektron. Powstające napięcie dyfuzyjne rozdziela te ładunki powodując wystąpienie na elektrodach wyjściowych ogniwa różnicy potencjałów. Po dołączeniu odbiornika następuje przepływ prądu elektrycznego [10,87].

Energia wytwarzana w systemach fotowoltaicznych magazynowana jest w akumulatorach ołowiano-kwasowych. Ze względu na małe wymagania dotyczące bieżącego utrzymania, bardzo popularne są akumulatory z elektrolitem żelowym oraz akumulatory AGM (w których elektrolit zaabsorbowany jest w separatorze wykonanym z maty szklanej).

Systemy AC przeznaczone są do wytwarzania prądu przemiennego we współpracy z siecią energetyczną. Elementem magazynującym energię są tutaj akumulatory żelowe. Cała energia zużywana jest przez użytkownika, a w przypadku zwiększonego zapotrzebowania na energię, układ samoczynnie przełącza się na automatyczne zasilanie z sieci energetycznej. Podstawową zaletą zestawów AC jest zastosowanie go jako elektrowni słonecznej. Energia produkowana przez system wykorzystywana jest na bieżąco i magazynowana w akumulatorach, użytkownik może kontrolować ilość wyprodukowanej energii. System jest bezobsługowy i nie wymaga żadnego dozoru użytkownika. Zestawy AC nie wymagają żadnych uzgodnień ani pozwoleń z Zakładu Energetycznego [88].

Lampy solarne zasilane energią słoneczną umożliwiają oświetlenie obszarów oddalonych od sieci energetycznej. Przykładowo, seria lamp SOLAMP wyposażona została w nowoczesne źródła światła typu LED oraz niskonapięciowe żarówki energooszczędne; parametry elektryczne podzespołów zostały dobrane w sposób umożliwiający ich całoroczne wykorzystanie z 3-dniową rezerwą na wypadek braku Słońca [88].

Energetyka słoneczna wykorzystywana jest głównie w gospodarstwach indywidualnych, szkołach, urzędach. Aktualnie pracują w Polsce 4 elektrownie słoneczne o mocy 0,1 MW w Warszawie, Rybniku, Siemianowicach Śląskich i w Jaworznie [86].

12. Literatura

1. Ministerstwo Gospodarki, *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*, Warszawa, 10 listopada 2009 r.
2. http://infrastruktura.um.warszawa.pl/sites/infrastruktura.um.warszawa.pl/files/dokumenty/polityka_energetyczna_ost.pdf (wejście 20.09.11).
3. Dyrektywa 2001/77/WE Parlamenty Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 283/33, 27.10.2010.
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 140/16 PL, 5.6.2009.
5. Główny Urząd Statystyczny Departament Produkcji, Ministerstwo Gospodarki Departament Energetyki, *Energia ze źródeł odnawialnych w 2009 r.*, Warszawa 2010, www.stat.gov.pl (wejście 21.09.11).
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, Dz. U. Nr 267, poz. 2656.
7. Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, Dziennik Urzędowy Wspólnot Europejskich, L 283/33.
8. J. Kopcewicz (red.), *Fizjologia roślin*, PWN, Warszawa 2005.
9. R. Buczkowski, B. Igliński, T. Kasikowski, *Perspektywy współspalania biomasy z paliwami tradycyjnymi w kotłach fluidalnych*, Międzynarodowa Konferencja Procesów Energii „Eco-Euro-Energia”, 203–212, Bydgoszcz, 2004.
10. W.M. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, WNT, Warszawa, 2007.
11. J. Szlachta, *Energetyczne aspekty wykorzystania biomasy*, Akademia Rolnicza we Wrocławiu, Dolnośląski Wojewódzki Ośrodek Doradztwa Rolniczego z/s w Świdnicy, Świdnica, 2001.
12. J.C. Elauria, M.L.Y. Castro, D.A. Racelis, *Sustainable biomass production for energy in the Philippines*, Biomass&Bioenergy 25, 531–540, 2003.
13. J. Goldemberg, S.T. Coelho, *Renewable energy – traditional biomass vs. modern biomass*, Energy Policy 32, 711–714, 2004.
14. Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, Dziennik Ustaw z 2006 r. Nr 169 poz. 1199.
15. J. Gaca, M. Sulewski, *Biomasa – terażniejszość i przyszłość*, w: Osiągnięcia Proekologiczne w Przemśle i Energetyce (red. R. Buczkowski), 37–56, Wyd. UMK, Toruń, 2007., Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, Dziennik Ustaw z 2006 r. Nr 169 poz. 1199.
16. J. Heinimö, M. Jungingen, *Production and trading of biomass for energy – An overview of the production status*, Biomass&Bioenergy 33, 1310–1320, 2009.

17. B. Igliński, R. Buczkowski, M. Cichosz, *Technologie bioenergetyczne*, Wyd. UMK, Toruń 2009.
18. C. R. Carere et al., *Third generation biofuels via direct cellulose fermentation*, *International Journal of Molecular Science* 9, 1342–1360, 2008.
19. W. Kotowski, *Odpady zastępują biomasę*, *Energia Gigawat*, 1–7, czerwiec 2009.
20. M. Pigan (red.), *Raport o stanie lasów w Polsce 2009*, Centrum Informacyjne Lasów Państwowych, Warszawa 2010.
21. L. Janowicz, *Biomasa w Polsce*, *Energetyka i Ekologia* 8, 601–604, 2006.
22. W. Pokorski, *Kompleksowe wykorzystanie odpadów tartacznych, leśnych i roślin energetycznych do produkcji energii*: w „Biomasa dla elektroenergetyki. Szanse i problemy”, 204–213, Wyd. „Wiś Jutra”, Warszawa 2007.
23. *Mały Rocznik Statystyczny Polski*, GUS 2009.
24. A. Grzybek, P. Gradziuk, K. Kowalczyk, *Słoma – energetyczne paliwo*, Wyd. Polskie Towarzystwo Biomasy PolBiom, Warszawa 2001.
25. P. Gradziuk, *Ekonomiczne i ekologiczne aspekty wykorzystania słomy na cele energetyczne w lokalnych systemach grzewczych*, *Acta Agrophysica* 8(3), 591–601, 2006.
26. E. Gańko, *Potencjał techniczny produkcji roślin na cele energetyczne w Polsce*, materiały XII Konferencji Naukowej „Uprawa roślin energetycznych a wykorzystanie rolniczej przestrzeni produkcyjnej w Polsce, Puławy 2008.
27. J. Tworowski, S. Szczukowski, *Uprawa wierzby energetycznej. Praktyczne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł energii*, 37–45, Białystok 2005.
28. D. Szamańska, J. Chodkowska-Miszczuk, *Endogenous resources utilization of rural areas in shaping sustainable development in Poland*, *Renewable&Sustainable Energy Reviews* 15, 1497–1501, 2011.
29. <http://www.eo.org.pl> (wejście 12.08.11).
30. B. Igliński, A. Iglińska, W. Kujawski, R. Buczkowski, M. Cichosz, *Bioenergy in Poland*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 2099–3007, 2011.
31. M. Jakubiak, W. Kortylewski, *Pelety podstawowym biopaliwem dla energetyki*, *Archiwum Spalania* 8 (3–4), 108–118, 2008.
32. M. Jakubiak, W. Kortylewski, *Pelety podstawowym biopaliwem dla energetyki*, materiał dostępny na stronie: <http://www.spalanie.pwr.wroc.pl> (wejście 08.03.11).
33. <http://www.pelletsatlas.info> (wejście 08.03.11)
34. P. Gradziuk (red.), *Biopaliwa*, Wyd. „Wiś Jutra”, Warszawa 2003.
35. W. Kordylewski (red.), *Spalanie i paliwa*, Wyd. Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2005.
36. J. Tymiński, *Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w Polsce do 2030 r.*, IBMiER, Warszawa 1997.
37. C. Nielsen, *Utilization of straw and similar agricultural residues*, *Biomass&Bioenergy* 9(1–5), 515–323, 1995.
38. F. Hansen, *Program produkcyjny firmy Volund Danstoker*, Volund Energy System A/S, Esbjerg – Dania, 1996.
39. W.H. Denisiuk, J. Piechocki, *Techniczne i ekologiczne aspekty wykorzystania słomy na cele energetyczne*, Wyd. Uniwersytetu Warmińsko-Mazurskiego, Olsztyn 2005.
40. H. Pośrednik, *Ciepłownie w Pisku – rok doświadczeń*, *Czysta Energia* 2, 22–26, 2005.

41. P. Sołowiej, K. Nalepa, M. Neugebauer, *Analiza energetyczno-ekonomiczna produkcji energii cieplnej w kotłowniach na zrębki drewna*, Inżynieria Rolnicza 2(100), 263–267, 2008.
42. <http://www.biomasa.org> (wejście 21.02.10).
43. J. Hansson et al., *Co-firing with coal for electricity generation – An assessment of the potential in EU27*, Energy Policy 37, 1444–1455, 2009.
44. S. De, M. Assai, *Impact of cofiring biomass with coal in power plants – A techno-economic assessment*, Biomass&Bioenergy 33, 283–293, 2009.
45. T. Golec, *Współspalanie biomasy w kotłach energetycznych*, Energetyka 7/8, 437, 2004.
46. A. T. Atimtay, B. Kaynak, *Co-combustion of peach and apricot stone with coal in a bubbling fluidized bed*, Fuel Processing Technology 89, 183–197, 2008.
47. T. Pająk, E. Ing, *Współspalanie odpadów w energetyce – wybrane aspekty prawne, środowiskowe, technologiczne i uwarunkowania eksploatacyjne*, materiały I Konferencji Naukowo-Technicznej „Energia Odnawialna – Paliwa Alternatywne”, Zawieszenie 2005.
48. J. Jarosiński, *Techniki czystego spalania*, WNT Warszawa 1996.
49. K. Głód, P. Hrycko, M. Rysiawa, *Współspalanie biomasy i paliw alternatywnych w kotłach rusztowych*, <http://www.remokotly.pl> (wejście 02.10.11).
50. J. Werther et al., *Combustion of agricultural residues*, Progress in Energy and Combustion Science 26, 1–27, 2000.
51. T. Pająk, G. Wielgoński, *Wytyczne sporządzania przeglądów ekologicznych instalacji współspalania odpadów*, Kraków-Łódź-Warszawa 2004.
52. M. Juszczak, *Ekologiczne spalanie odpadów drzewnych. Badania przemysłowe ograniczenia emisji tlenu węgla i tlenu azotu*, Wyd. Pol. Poznańskiej, Poznań 2002.
53. T. Wróblewski, W. Sikorski, K. Rzepa, *Urządzenia kotłowe*, WNT, Warszawa 1973.
54. A.L. Robinson et al., *Interaction between coal and biomass when cofiring*, Pros. 27-th Symposium on Combustion, The Combustion Institute, Pittsburgh 1998.
55. H. Spliethoff, K.R.G. Hein, *Effect of co-combustion on emission in pulverized fuel furnaces*, Fuel Processing Technology 54, 189–205, 1998.
56. M. Cichosz, *Ekologiczne skutki spalania paliw alternatywnych techniką fluidalną*, praca magisterska, UMK, Toruń 2004.
57. W. Muskała, *Globalna analiza cyrkulacyjnej warstwy fluidalnej typu BCWF na potrzeby systemu czystej produkcji energii*, Wyd. Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2001.
58. T. Czakiert i in., *Fuel conversion from oxy-fuel combustion in a circulating fluidized bed*, Fuel Processing Technology 87, 531–538, 2006.
59. R. Sekret, T. Czakiert, W. Nowak, *Kierunki rozwoju kotłów fluidalnych dla energetyki zawodowej*, w: „Osiągnięcia Proekologiczne w Przemysle i Energetyce” (red. R. Buczkowski), 57–68, Wyd. UMK, Toruń 2007.
60. <http://www.powermag.com> (wejście 06.10.11).
61. R. Sekret, W. Nowak, *Energetyczne technologie wykorzystania biomasy z możliwością utylizacji odpadów komunalnych*, w: „Osiągnięcia Proekologiczne w Przemysle i Energetyce”, (red. R. Buczkowski), 281–308, Wyd. UMK, Toruń 2005.

62. J. Tys i in, *Technologie i ekonomiczne uwarunkowania produkcji biopaliwa z rzepaku*, Rozprawy i Monografie, Instytut Agrofizyki im. Bohdana Dobrzańskiego PAN, Lublin 2003.
63. Poradnik dla plantatorów. *Rzepak. Nowe wyzwania*, Wyd. Biznes-Press sp. z o.o., Warszawa 2008.
64. W. Podkówka, *Rzepak – roślina przyszłości – surowiec do produkcji biopaliwa i pasz*, *Ekologia i Technika* 10(5), 131–138, 2002.
65. J. Krzymański (red.), *Olej rzepakowy – nowy surowiec, nowa prawda*, Polskie Stowarzyszenie Producentów Oleju, Warszawa 2009.
66. G. Wiśniewski (red.), *Ocena stanu i perspektywy produkcji krajowej urządzeń dla energetyki odnawialnej*, EC BREC, Warszawa 2007.
67. S.P. Singh, D. Singh, *Biodiesel production through the use of different sources and characterization of oils and their esters as the substitute of diesel: A review*, *Renewable&Sustainable Energy Reviews* 14, 200–216, 2010.
68. K. Taylor, W. Iwanowski, *Spirytusowe mieszanki napędowe*, *Przemysł Chemiczny* 10, 181–206, 1926.
69. L. Jarosz, *Rynek bioetanolu w Polsce*, *Zeszyty Naukowe. Politechnika Łódzka* 125, 243–246, 2004.
70. <http://www.its.hg.pl/bioetanol.html> (wejście 09.11.10).
71. B. Igliński i in., *Ekologiczne skutki stosowania biopaliw*, *Ekologia i Technika* 13(4), 152–158, 2005.
72. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. prawo energetyczne, *Dz. U.* 2006, nr 89, poz. 625, tekst ujednolicony.
73. K. Brodowicz, *Biogaz, znaczenie gospodarcze, wytwarzanie*, *Biuletyn Informacyjny Instytutu Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej* 64, 3–33, 1983.
74. A. Oniszcz-Popławska, M. Zowski, G. Wiśniewski, *Produkcja i wykorzystanie biogazu rolniczego*, Wyd. Europejskie Centrum Energii Odnawialnej, Gdańsk-Warszawa 2003.
75. J. Krzak, *Biogazownie w Polsce – niedocenione źródło energii*, *INFOS* 4(51), 1–4, 2009.
76. <http://www.poldanor.com.pl> (wejście 03.10.11).
77. <http://www.biogazienergia.pl/projekty/20/url> (wejście 03.10.11).
78. <http://portalbiogazowy.pl> (wejście 04.10.11)
79. Rejestr biogazowni rolniczych, http://www.arr.gov.pl/data/02004/rejestr_biogazowni_rolniczych_25072011.pdf (wejście 04.10.11).
80. A. Cukrowski, A. Oniszcz-Popławska, P. Mroczkowski, M. Owsik, G. Wiśniewski, *Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2011.
81. B. Igliński, R. Buczkowski, M. Cichosz, G. Piechota, *Technologie geoenergetyczne*, Wyd. UMK, Toruń 2010.
82. Zestawienie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie wód termalnych, solanek i kopaliny leczniczych w Polsce. Stan na dzień 1 stycznia 2011 r., http://www.mos.gov.pl/g2/big/2011_01/a3fa150c9b21c14fe700b38969addeb.pdf (wejście 15.09.11).
83. <http://finanse.wp.pl> (wejście 15.09.11).

84. P. Michalak, J. Zimny, *Wind energy development In the world, Europe and Poland from 1995 to 2009; current status and future perspectives*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, 2330–2341, 2011.
85. B. Igliński, R. Buczkowski, M. Cichosz, *Energia alternatywna w województwie kujawsko-pomorskim*, Wyd. UMK, Toruń 2008.
86. <http://www.ure.gov.pl/uemapoze/mapa.html> (wejście 15.09.11).
87. J. Zimny, *Odnawialne źródła energii w budownictwie niskoenergetycznym*, WNT, Kraków-Warszawa 2010.
88. <http://www.sun-up.pl> (wejście 04.10.11).

WSPÓŁSPALANIE BIOMASY Z WĘGLEM ORAZ PRODUKCJA FLUBETU B W ELEKTROWNI TURÓW

1. Wprowadzenie

Elektrownia Turów jest elektrownią ciepłą, kondensacyjną, blokową z międzystopniowym przegrzewem pary i zamkniętym układem wody chłodzącej. W Elektrowni Turów zainstalowanych jest 8 bloków energetycznych. Paliwem podstawowym jest węgiel brunatny, dostarczany przenośnikami taśmowymi z KWB Turów. Bloki nr 5 i 6 współspalają również biomasę leśną i rolną. W 2010 roku udział produkcji energii elektrycznej Elektrowni Turów w produkcji krajowej wyniósł około 7% [1].

Elektrownia Turów pracuje nieprzerwanie od 1962 roku, kiedy to został oddany do eksploatacji pierwszy blok o mocy 200 MW. Podstawą budowy elektrowni były bogate złoża węgla brunatnego oraz skąpa produkcja energii elektrycznej w tym rejonie Polski. W 1965 roku zakończony został pierwszy etap budowy elektrowni, która osiągnęła wtedy moc 1400 MW. Drugi etap budowy skutkowało zwiększeniem mocy zakładu do 2000 MW, a zakończony został w 1971 roku. Na początku lat 90-tych Dyrekcja Elektrowni Turów podjęła decyzję dotyczącą kompleksowej modernizacji przedsiębiorstwa przy zachowaniu ciągłości produkcji. Było to przedsięwzięcie na niespotykaną w Europie skalę. W październiku 2010 roku blok 8 został wyłączony z eksploatacji. Na koniec 2010 roku moc osiągalna wynosiła 1900 MW [1].

Elektrownia Turów jest obecnie najnowocześniejszym zakładem produkującym energię elektryczną, spełniającym wszystkie wymogi w zakresie parametrów ekologicznych Unii Europejskiej. Nowe bloki – oprócz większej mocy (bloki nr 1, 2, 3 – 235 MW oraz bloki nr 4, 5, 6 – 260 MW) mają znacznie wyższą sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną. Dodatkowym atutem Elektrowni Turów jest jej strategiczne usytuowanie

– położona jest u styku trzech granic Polski, Czech i Niemiec. Elektrownia jest przedsiębiorstwem dającym gwarancję bezpieczeństwa energetycznego dla Dolnego Śląska, zapewniającym rozwój gospodarczy regionu. Elektrownia Turów jest drugim pod względem ilości osób zatrudnionych na terenie powiatu zgorzeleckiego, tym samym umożliwia stabilizację materialną i zawodową mieszkańców regionu [1].

Produkcja energii elektrycznej w 2010 roku wyniosła 10,1 TWh netto. Zużycie węgla brunatnego na produkcję energii elektrycznej i ciepłej w tym okresie wyniosło 9872 Gg, natomiast biomasy – 115 Gg [1].

2. Kotły do spalania i współspalania węgla z biomasa

W Elektrowni Turów zainstalowane są trzy rodzaje kotłów. Kocioł OE667 zainstalowany na blokach 1–3 jest kotłem z cyrkulacyjną warstwą fluidalną z paleniskiem atmosferycznym oraz naturalną cyrkulacją po stronie wody i pary, o wydajności pary 667 Mg/h opalany węglem brunatnym. Przystosowany jest do zasilania turbozespołu o mocy 235 MW. Podstawowe parametry kotła OE667 to:

- wydatek pary przegrzanej (nominalny): 667 Mg/h,
- temperatura pary wylotowej: 540°C,
- ciśnienie pary świeżej w kotle: 13,17 MPa,
- temperatura wody zasilającej, przy maksymalnym obciążeniu trwałym: 242,6°C,
- ciśnienie pary wtórnie przegrzanej: 2,45 MPa,
- temperatura pary wtórnie przegrzanej: 540°C,
- przepływ pary wtórnie przegrzanej: 596 Mg/h,
- sprawność: 90% [1].

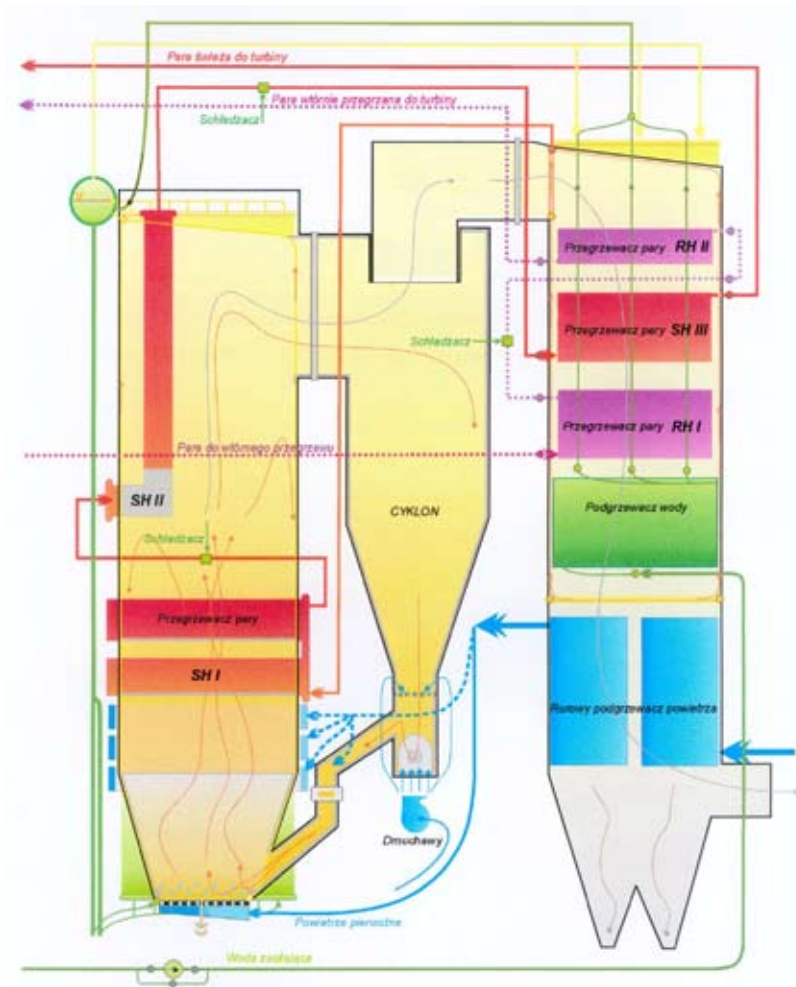
Kocioł OE667 składa się z następujących głównych zespołów:

- komora paleniskowa,
- gorący cyklon,
- syfon,
- ciąg konwekcyjny (Rys. 1).

Kocioł OE700–17.1 (CFB Compact) zainstalowany na blokach 4–6 jest kotłem z cyrkulacyjną warstwą fluidalną z paleniskiem atmosferycznym oraz naturalną cyrkulacją po stronie wody i pary, o wydajności pary 703,8 Mg/h. Przystosowany jest do zasilania turbozespołu o mocy 261 MW. Do podstawowych parametrów kotła OE700 należą:

- wydatek pary przegrzanej (nominalny): 703,8 Mg/h,
- temperatura pary wylotowej: 565°C,
- ciśnienie pary świeżej w kotle: 16,65 MPa,

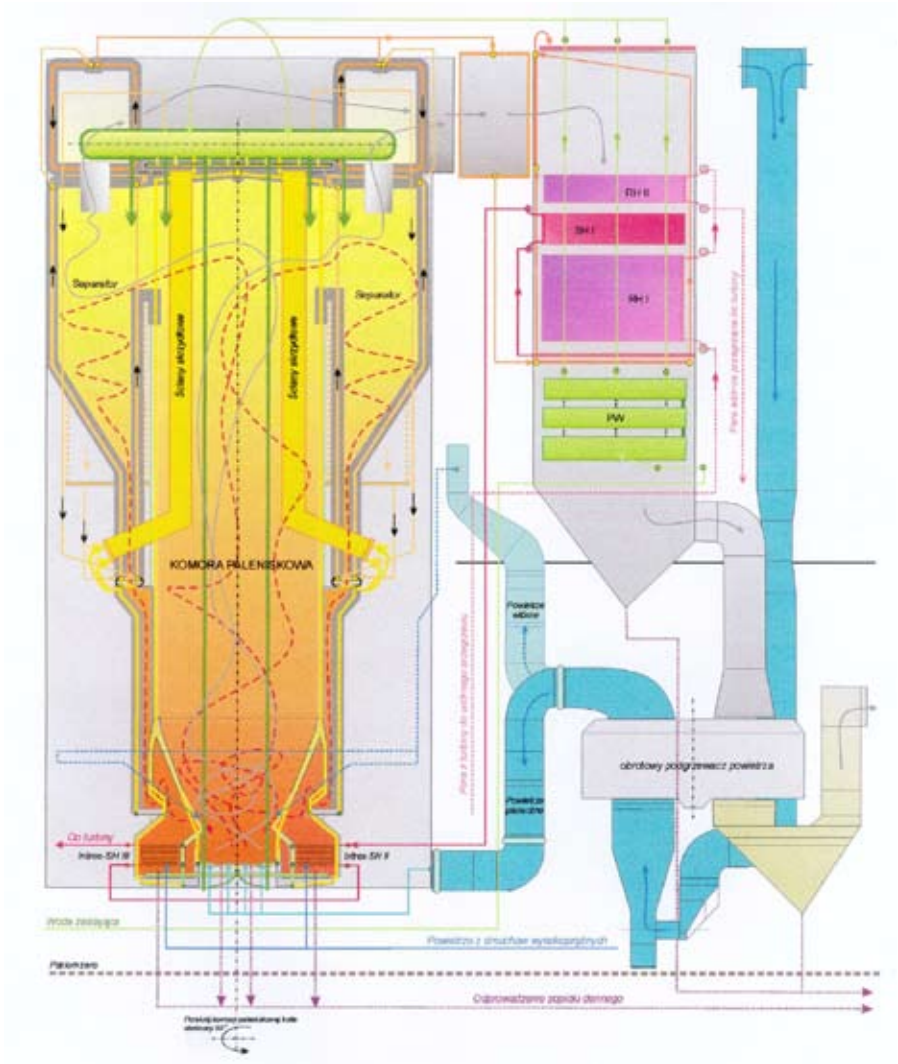
- ciśnienie w walczaku przy maksymalnym obciążeniu trwałym: 18,34 MPa,
- ciśnienie wody zasilającej przy 100% MCR: 20,56 MPa,
- temperatura wody zasilającej przy 100% MCR: 250°C,
- ciśnienie pary wtórnie przegrzanej: 3,84 MPa
- temperatura pary wtórnie przegrzanej: 565°C,
- przepływ pary wtórnie przegrzanej: 180,7 kg/s,
- sprawność: 91%.



Rys. 1. Schemat kotła OE667 [1]

Głównymi elementami składowymi kotła są:

- komora paleniskowa ze zintegrowanym separatorem (chłodzonym parą) w ilości 8 szt. i kanałami nawrotnymi popiołu z wbudowanymi przegrzewaczami typu Intrex (II / III stopień przegrzewu),
- klatka konwekcyjna z podgrzewaczem wody, I stopniem przegrzewacza pary SHI oraz I i II stopniem przegrzewaczy międzystopniowych RHI/II (Rys. 2) [1].



Rys. 2. Schemat kotła OE700–17.1 (CFB Compact) [1]

Układ powietrza pierwotnego

Powietrze tłoczone przez wentylatory powietrza pierwotnego (2 szt./blok) przepływa przez parowy podgrzewacz powietrza zamontowany w kanale tłocznym, a następnie jest kierowane do rurowego (bloki 1–3) obrotowego (bloki 4–6) podgrzewacza powietrza zabudowanego w drugim ciągu kotła. Powietrze pierwotne podgrzane jest w podgrzewaczu powietrza do temperatury około 260°C. Powietrze pierwotne doprowadzane jest kanałami do skrzyni powietrza – służąc do fluidyzacji złoża oraz do podajników węgla i podajników rozpałkowych [1].

Układ powietrza wtórnego

Powietrze wtórne jest pobierane z atmosfery za pomocą 2 wentylatorów powietrza wtórnego. Powietrze wtórne po podgrzaniu w podgrzewaczu powietrza do temperatury około 270°C kierowane jest do układu rozpalania palników mazutowych, podawania paliwa, wapna i stosowane jako powietrze do spalania.

Układ powietrza wysokoprężnego

W kotłach 1–3 powietrze wysokoprężne stosowane jest do fluidyzacji popiołu w cyklonach. Każdy kocioł jest wyposażony w dwie dmuchawy Roots'a pracujące ze stałą wydajnością i podłączone do wspólnej rury rozgałęznej, przy czym gdy pracuje jedna, druga jest w stanie gorącej rezerwy. Dmuchawy wysokoprężne pobierają powietrze z budynku kotłowni poprzez filtr wlotowy. Powietrze wysokoprężne doprowadzone jest do skrzyni powietrza pod cyklonami. Przed dolotem do cyklonów pobierane powietrze służy do wspomagania przepływu popiołu z komory paleniskowej do bocznych chłodziń popiołu. Ponadto powietrze wysokoprężne jest używane do chłodzenia.

W kotłach 4–6 powietrze wysokoprężne jest stosowane do fluidyzacji popiołu w komorach przegrzewacza Intrex. Każdy kocioł jest wyposażony w cztery dmuchawy Roots'a pracujące ze stałą wydajnością i podłączone do wspólnej rury rozgałęznej, przy czym gdy trzy pracują, czwarta jest w stanie gorącej rezerwy. Dmuchawy wysokoprężne pobierają powietrze z budynku kotłowni poprzez filtr wlotowy. Powietrze wysokoprężne doprowadzone jest do skrzyni powietrza przegrzewaczy Intrex. Przed dolotem do komór przegrzewaczy Intrex pobierane jest powietrze do wspomagania przepływu popiołu kanałami pionowymi ze złoża bąbelkowego w komorach przegrzewaczy do komory paleniskowej. Ponadto powietrze wysokoprężne jest używane do chłodzenia palników rozpałkowych, układu podawania kamienia wapiennego do kotła, do aeracji kanałów nawrotu oraz do awaryjnego usuwania złoża z komory Intrexu.

Podstawowe parametry kotła OP-650b to:

- wydajność pary świeżej maksymalna trwała: 650 Mg/h,
- ciśnienie wylotowe pary przegrzanej: 13,5 MPa,
- temperatura pary na wylocie z kotła: 545°C,
- temperatura wody zasilającej: 240°C,
- wydajność pary międzystopniowej: 570 Mg/h,
- ciśnienie pary międzystopniowej: 2,36 MPa,
- temperatura pary międzystopniowej: 540°C,
- sprawność kotła brutto – gwarancyjna: 85%.

Kocioł OP-650b posiada naturalną cyrkulację, a obieg wodno-parowy podzielony jest wzdłuż osi kotła na dwa oddzielne, równoległe systemy regulacyjne każdy z własnym walczakiem. Szkielet kotła stanowi spawana konstrukcja stalowa, na której podwieszono komorę paleniskową oraz inne elementy kotła.

W I ciągu kotła znajduje się parownik, przegrzewacz naścienny i grodzio- wy, w międzyciągu – przegrzewacze międzystopniowy i konwekcyjny, natomiast w II ciągu – podgrzewacz wody i 3 obrotowe podgrzewacze powietrza. Instalacja paleniskowa wyposażona jest w 8 młynów wentylatorowych – zasilających przynależne palniki pyłowe. Do rozpalenia kotła i pracy przy niskich obciążeniach, wyposażono kocioł w 4 palniki olejowe. Kocioł wyposażony jest w 3 wentylatory powietrza i 3 wentylatory spalin (ciągu) oraz układ kanałów powietrza zimnego, gorącego i kanałów spalin dostosowany do równoległej pracy wentylatorów. Dla zapewnienia właściwych parametrów ekologicznych, kocioł został wyposażony w instalację suchego odsiarczania oraz instalację redukcji tlenków azotu (NO_x) [1].

Turbiny

W Elektrowni Turów zainstalowane są trzy rodzaje turbin. Najstarsze turbiny typu TK-200 pracują do dzisiaj na blokach 9 i 10. W wyniku modernizacji Elektrowni, turbiny typu PWK-200 produkcji radzieckiej zostały zastąpione turbinami 13CK230 na blokach od 1–3 oraz 16K260 na blokach od 4–6 [1].

Generatory prądu

W Elektrowni Turów zainstalowane są dwa typy generatorów. Generatory zainstalowane na blokach nr 1–6 typu 50WT20H-100 przeznaczone są do współpracy z turbiną parową za pośrednictwem sztywnego sprzęgła. Żelazo czynne (rdzeń) i wirnik chłodzone są wodorem, którym wypełniony jest hermetyczny stojan. Ciśnienie wodoru wynosi 0,55 MPa. Obieg wodoru znajdującego się wewnątrz stojana zapewniają wentylatory osadzone z obu stron wirnika. Nagrzany wodór chłodzony jest chłodnicami wodnymi zabudowanymi w tarczach czołowych stojana generatora.

Generatory zainstalowane na blokach nr 9 i 10 typu TWW-200-2 przeznaczone są do współpracy z turbiną parową za pośrednictwem sztywnego sprzęgła. Uzwojenie chłodzone jest bezpośrednio wodą (destylatem), a żelazo czynne (rdzeń) i wirnik wodorem, którym wypełniony jest hermetyczny stojan. Ciśnienie wodoru wynosi 0,3 MPa. Obieg destylatu wewnątrz uzwojenia stojana wymuszany jest pompami znajdującymi się poza generatorem. Obieg wodoru znajdującego się wewnątrz stojana zapewniają dwa wentylatory osadzone z obu stron wirnika. Nagrzany wodór chłodzony jest chłodnicami wodnymi zabudowanymi w kadłubie stojana [1].



Rys. 4. Widok generatora od strony aparatu szczotkowego [1]

3. Rozszerzenie procesu współspalania biomasy w Elektrowni Turów

Od lipca 2009 r. w Elektrowni Turów pracuje instalacja do współspalania biomasy na blokach energetycznych nr 5–6. Dla bezpiecznego współspalania biomasy z węglem brunatnym wytypowano biomasę pochodzenia leśnego, rolniczego oraz z upraw energetycznych, w ilości do 180 Gg rocznie [1].

W wyniku współspalania biomasy, Elektrownia zmniejszyła ilość emitowanego do atmosfery dwutlenku węgla oraz uzyskuje certyfikaty pochodzenia

energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Skuteczna i bezawaryjna dotychczasowa praca instalacji wpłynęła na podjęcie decyzji o rozszerzeniu procesu współspalania na bloki 1–4. Udział masowy spalanej biomasy (np. zrębki drzewne, brykiet ze słomy, pelet z łuski słonecznika) w stosunku do ilości spalanego węgla wynosi do 15%. Wydajność zabudowanej instalacji wynosi 80 Mg/h [1].

W październiku 2011 r. Elektrownia Turów wspólnie z Przedsiębiorstwem Usługowo-Produkcyjnym „Eltur-Serwis” Sp. z o.o. z Bogatyni uruchomiła instalację, która umożliwi współspalanie biomasy w kotłach bloków energetycznych 1–4. Inwestycja ta znacznie zwiększy produkcję tzw. „zielonej energii” w Elektrowni Turów, a także wpłynie na wyprodukowanie większej ilości energii w ramach przyznanego Elektrowni bezpłatnego limitu emisji dwutlenku węgla. Nowa instalacja o wydajności dozowania biomasy powyżej 80 Mg/h pozwoli na wyprodukowanie do 9% „zielonej energii” na blokach 1–4, podobnie jak miało to już miejsce na blokach 5 i 6. Ze względu na brak możliwości zainstalowania w Elektrowni Turów urządzeń przygotowujących biomasę do spalania, na potrzeby bloków 1–4 przewiduje się wyłącznie zakup gotowej biomasy w postaci peletu rolnego i leśnego. Po uruchomieniu drugiej instalacji, jej wykorzystanie wzrosło do ok. 240–260 Gg rocznie [1].



Rys. 5. Instalacja do współspalania biomasy z węglem [1]

4. Wytwarzanie Flubetu B

Beton jest powszechnie stosowanym materiałem budowlanym. Wykorzystywany jest szeroko w budownictwie mieszkaniowym, przemysłowym, inżynierskim, jak również drogowym. Doskonale sprawdza się na drogach, które narażone są na największe obciążenia, objętych szczególną ochroną ekologiczną, jak również na drogach gminnych czy rolniczych. Beton musi być odporny na działanie czynników atmosferycznych, jak również na wzmożone obciążenie. Tradycyjna technologia produkcji betonu nie jest wystarczająca przy zwiększonych obciążeniach. Beton o podwyższonej trwałości musi charakteryzować się wysoką wodoszczelnością oraz mrozo- i chemoodpornością. Możliwe jest to dzięki zastosowaniu odpowiednich dodatków i domieszek, do których należy m.in. popiół lotny ze spalania węgla [2].

Stosowanie popiołów lotnych w budownictwie drogowym jest jedną z możliwości utylizacji tych materiałów, jednocześnie jest to okazja zastąpienia coraz droższych surowców naturalnych odpadami ze spalania węgla. Prace badawcze w tym zakresie prowadzone są w Polsce i na świecie od kilkadziesiąt lat. Wykazały one, że popioły lotne, odpowiednio w postaci naturalnej i modyfikowane, mogą być dobrym materiałem do budowy dróg [2, 3].

Silne właściwości pucolanowe lotnych popiołów fluidalnych oraz ich aktywowanie zgodnie ze sposobem opatentowanym przez Energomar Nord Sp. z o.o., czynią z nich wartościowy dodatek do betonów w budownictwie i drogownictwie. Praktycznie bez wpływu na wytrzymałość i czas wiązania betonu można zastąpić 10% cementu portlandzkiego masą stanowiącą 20% popiołu lotnego. Dodatkowo, proces przyrostu wytrzymałości betonu zwykłego bez dodatku popiołu kończy się po około 6 miesiącach, zaś przy zastosowaniu aktywowanych popiołów fluidalnych trwa nawet 2 lata [2].

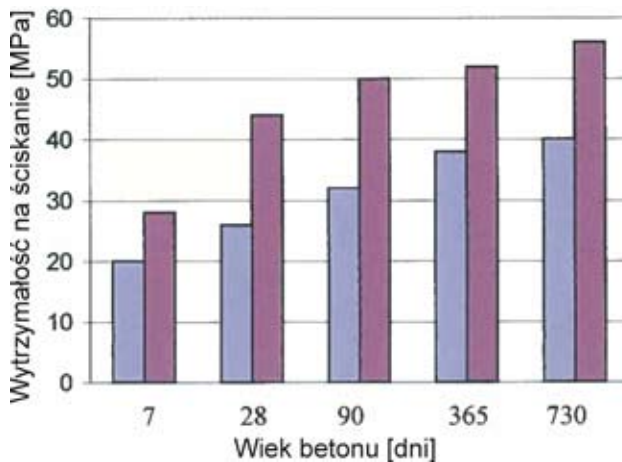
Flubet B jest nazwą zastrzeżoną dla aktywnego dodatku mineralnego, poprawiającego właściwości betonów, produkowanego z popiołów lotnych po spalaniu fluidalnym węgla ze złoża węgla brunatnego KWB Turów. Flubet B uzyskuje się na drodze mechanicznej aktywacji w/w popiołów lotnych, wg wynalazku i patentu firmy Energomar-Nord Sp. z o.o. Właściwości wiążące aktywowanego popiołu fluidalnego ujawniają się wkrótce po zarobieniu z wodą. Warunki składowania Flubetu B są takie same, jak dla cementu portlandzkiego. Flubet nie wymaga więc dodatkowego sprzętu do magazynowania, transportu oraz sporządzania mieszanki betonowej [2,3].

Stosowanie Flubetu B do mieszanek betonowych przyczynia się do poprawy niektórych ich właściwości, a mianowicie:

- wzrostu wytrzymałości na ściskanie,
- poprawy jej urabialności, wibrowania, co m.in. ułatwia podawanie mieszanki pompami i układanie,

- zmniejszania skurczu spoiwa,
- poprawy wodoszczelności betonu,
- zwiększenia mrozoodporności,
- zmniejszenia gęstości pozornej betonu, oraz
- zapobieganiu niszczenia betonu na skutek szkodliwej reakcji kruszywo-alkalia [2,3].

Instytut Badawczy Dróg i Mostów podjął się sprawdzenia i weryfikacji recept na mieszanki betonowe z zastosowaniem popiołu aktywowanego Flubet B, które zostały wbudowane w konstrukcję drogi w Bogatyni. W czasie produkcji mieszanki betonowej i po dostarczeniu jej na budowę wykonano pomiary konsystencji oraz pobrano próbki betonowe do badań wytrzymałościowych i trwałościowych [2, 3].



Rys. 6. Narastanie wytrzymałości betonów: wzorcowego (z lewej) oraz z 20%-owym dodatkiem Flubetu B (z prawej) [2]

Wyniki badań wytrzymałościowych na ściskanie na próbkach betonu wskazują, że beton projektowany na klasę B35 spełnia wymagania normy PN-B-06250:1988 dla klasy B40. Nasiąkliwość betonu – 4,9% – wykonanego w warunkach laboratoryjnych odpowiada wymaganiom powyższej normy, która dopuszcza nasiąkliwość betonu do 5%. Badania odporności betonu na działanie mrozu, po co najmniej 130 cyklach zamrażania i odmrażania, nie wykazały żadnych widocznych spękań i ubytków.

W roku 2010 wytworzonych zostało 2 165 Gg odpadów paleniskowych. Zostały one w całości wykorzystane w procesie odzysku R14 oraz jako domieszki do materiałów budowlanych [1].

5. Inne działania proekologiczne w Elektrowni Turów

W Elektrowni Turów pracuje obecnie sześć nowoczesnych bloków energetycznych z kotłami fluidalnymi oraz dwa starszej generacji z kotłami pyłowymi wyposażonymi dodatkowo w instalacje suchego odsiarczania spalin. Z wszystkimi kotłami współpracują wysokosprawne elektrofiltry o skuteczności odpylania powyżej 99,8%. Palniki niskoemisyjne oraz optymalizacja doprowadzenia powietrza do komór spalania gwarantują redukcję tlenków azotu poniżej dopuszczalnych norm. Aby wyeliminować emisje niezorganizowane, doprowadzenie węgla oraz odprowadzenie popiołu odbywa się obudowanymi taśmociągami, a transport sorbentu do odsiarczania – metodą pneumatyczną [1].

Korzystając z Sektorowego Programu Operacyjnego Wzrost Konkurencyjności Przedsiębiorstw, BOT Elektrownia Turów S.A. uzyskała wsparcie w realizacji projektu pt. „Ograniczenie emisji do powietrza poprzez modernizację chłodni w Elektrowni Turów”. Dnia 18 sierpnia 2006 r. została podpisana umowa pomiędzy Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej a BOT Elektrownią Turów S.A. na dofinansowanie w/w zadania w wysokości 16,26 % wydatków kwalifikowanych, tj. około 780 tys. PLN. Otrzymane dofinansowanie pochodzi z dwóch źródeł: Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Realizacja projektu polega na zaprojektowaniu, wytworzeniu, dostawie i montażu układu wewnętrznego chłodni kominowej nr 1. Celem projektu było uzyskanie efektu ekologicznego w postaci zmniejszenia emisji zanieczyszczeń do powietrza następujących substancji: SO_2 o 16,0 Mg/rok, NO_x o 16,0 Mg/rok, CO o 0,4 Mg/rok, CO_2 o 10633 Mg/rok i pyłu o 2 Mg/rok. W wyniku modernizacji chłodni wzrosła sprawność wytwarzania energii elektrycznej, co przekłada się bezpośrednio na zmniejszenie emisji zanieczyszczeń do powietrza. Projekt modernizacji chłodni został zakończony w 2007 roku.

W 2010 roku zrealizowano następujące prace związane z redukcją hałasu na terenie Zakładu poprzez:

- montaż tłumików na lokomotywach – redukcja emitowanego hałasu o 14 dB,
- wytłumienie urządzeń pomocniczych (wentylatory rewersyjne na bl. 3, zbiorniki retencyjne popiołu, instalacje odpylania nawęglania bloków 1–6) – redukcja emitowanego hałasu od 12 do 18 dB, a także:
- rozstrzygnięto przetarg na realizację pod klucz związanego z zabudowaniem tłumików na instalacji odpowietrzenia zbiornika odwodnień kotłowych bloków 4–6 oraz instalacji odpowietrzenia zbiorników odwodnień zewnętrznych bloków 1–6 [1].

W Elektrowni, poza dotychczas wskazanymi działaniami, opracowywana jest również technologia spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO₂. Przedsięwzięcie realizowane jest w ramach Programu strategicznego „Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii”, ogłoszonego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. W ramach projektu Elektrownia Turów będzie realizować część zadania badawczego pn. „Wychwytywanie i składowanie CO₂ – studium przypadku PGE Elektrownia Turów” [1].

6. Literatura

1. <http://www.elturow.pgegiek.pl> (wejście 27.10.11).
2. Możliwości wykorzystania popiołu w budownictwie, materiały Elektrowni Turów S.A.
3. *Instytut Badawczy Dróg i Mostów, Wytyczne wykonania i odbioru dróg gminnych nawierzchni z betonu cementowego gminnych zastosowaniem aktywanego popiołu z kotła fluidalnego Flubet wraz ze specyfikacjami technicznymi*, Warszawa 2002.

DZIAŁANIA PROEKOLOGICZNE W TORUŃSKIEJ ENERGETYCE CERGIA S.A.

1. Wprowadzenie

Pod obecną nazwą Toruńska Energetyka Cergia Spółka Akcyjna działa od dnia 1. lutego 2006 r., kiedy to nastąpiło połączenie dwóch spółek ciepłowniczych – Elektrociepłowni „Toruń” Spółka Akcyjna (producenta ciepła) i Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Toruń Sp. z o.o. (dystrybutora ciepła) [1]. Większościowym akcjonariuszem spółki Cergia S.A. są Elektrociepłownie Wybrzeże S.A. Przedmiotem działalności Spółki jest głównie:

- produkcja, dystrybucja i obrót ciepłem,
- wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót energią elektryczną.

Ciepło oraz energię elektryczną w ramach firmy Cergia wytwarzają elektrociepłownie EC1 i EC2 (EC Toruń i EC Energotor) obsługujące wschodnią część miasta oraz EC3 (EC Grębocin) obsługująca część zachodnią, poza tym 13 kotłowni o mocy zainstalowanej 8,7 MW_t. Ogółem zainstalowana moc cieplna w Cergia S.A. wynosi łącznie 391,10 MW_t, zainstalowana moc elektryczna to 2,2 MWe [1].

2. Modernizacja systemu grzewczego Zespołu Staromiejskiego Torunia

Toruńska Energetyka Cergia S.A. dokłada wszelkich starań do ograniczenia negatywnego wpływu na środowisko naturalne. W swych działaniach zwraca szczególną uwagę na ochronę Zespołu Staromiejskiego Torunia. Ogromnym zagrożeniem dla historycznej zabudowy oraz poważnym problemem ekologicznym są wydzielane przez zakłady przemysłowe i generowane ze źródeł tzw. „niskiej emisji”, czyli lokalnych kotłowni (bazujących często na przestarzałych kotłach węglowych) znaczne ilości pyłów, spalin, związków siarki i innych

gazów. Aby wyeliminować konieczność korzystania z lokalnych źródeł ciepła na terenie kompleksu staromiejskiego, w 1990 r. podjęto realizację programu „ocieplnienia” Starówki. Łącznie w uliczkach Starego Miasta położono 12 kilometrów bieżących rurociągu oraz zlikwidowano 60 kotłowni i w ich miejscu pobudowano 73 węzły cieplne z pełną automatyką i opomiarowaniem. Dzięki włączeniu do systemu ciepłowniczego zabytkowej dzielnicy Torunia zmniejszeniu uległa emisja zanieczyszczeń pyłowych o około 40% i gazowych o około 25% do powietrza atmosferycznego [1–3].

Cergia, dla wzmocnienia efektów ww. Programu realizuje dodatkowe działania. Ich przykładem jest regulamin dofinansowania do modernizacji lub wykonania wewnętrznej instalacji. W 2009 r. z regulaminu tego skorzystało 7 wnioskodawców, którzy przyłączyli do miejskiej sieci ciepłowniczej 61 lokali mieszkalnych na łączną moc cieplną 0,5704 MW [3].

Prowadzony Program przewiduje do 2015 roku zastąpienie ciepła pochodzącego z lokalnych źródeł ciepła będącymi źródłem emisji zanieczyszczeń, ciepłem pochodzącym z miejskiej sieci ciepłowniczej lub innych źródeł ciepła opartych o nośniki ekologiczne, czyli energię elektryczną lub pompę ciepła [3].

3. Działania proekologiczne w Cergia S.A.

Cergia S.A. systematycznie realizuje zobowiązania, przyjęte w polityce środowiskowej Zakładu, poprzez skuteczne zarządzanie znaczącymi aspektami środowiskowymi w poszczególnych obszarach działalności, m.in. poprzez: optymalizowanie procesów wytwórczych, lepsze wykorzystanie surowców energetycznych, modernizację sieci ciepłowniczej. Ponadto doskonalony jest system zarządzania zgodny z normami: ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 oraz PN-N-18001:2004, który wdrożono w 2002 r. [2,3].

Dla zapewnienia najwyższej jakości wykonywanych badań chemicznych oraz spełnienia wymagań prawnych w zakresie handlu emisjami, Wydział Zarządzania Środowiskiem Cergii S.A. w 2007 roku rozpoczął prace nad wdrożeniem Systemu Zarządzania w Laboratorium wg normy PN-EN ISO/IEC 17025:2005 „Ogólne wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących”. W dniu 17. czerwca 2009 roku Laboratorium Cergii otrzymało Certyfikat Akredytacji nr AB 1048 w zakresie badań węgla. Certyfikat akredytacji jest potwierdzeniem wysokiej jakości prowadzonych w Cergii badań chemicznych [2,3].

Na podstawie zidentyfikowanych znaczących aspektów środowiskowych, corocznie planuje się działania mające na celu minimalizację negatywnego oddziaływania Spółki na środowisko naturalne. W latach 2009–2010 zrealizowano m.in. następujące działania:

- prowadzono pomiary sprawdzające i kalibracyjne systemu ciągłych pomiarów emisji do powietrza w EC1,
- uzyskano nowe decyzje administracyjne dla instalacji EC3 po restrukturyzacji majątku,
- dokonano aktualizacji instrukcji w zakresie monitorowania emisji CO₂,
- przeprowadzono badania w zakresie monitoringu składowiska odpadów paleniskowych,
- w nawiązaniu do idei roku 2010 jako roku bioróżnorodności ustanowionego przez ONZ, Spółka wykazała bezpośrednie zaangażowanie w ochronę bioróżnorodności ptaków poprzez udostępnienie miejsc lęgowych, tj. zawieszenie skrzynek lęgowych typu A na terenie Firmy oraz nawiązanie współpracy ze Stowarzyszeniem Na Rzecz Dzikich Zwierząt „Sokół”, w wyniku której zainstalowano sztuczne gniazdo dla sokoła wędrownego na kominie EC1 [2,3].

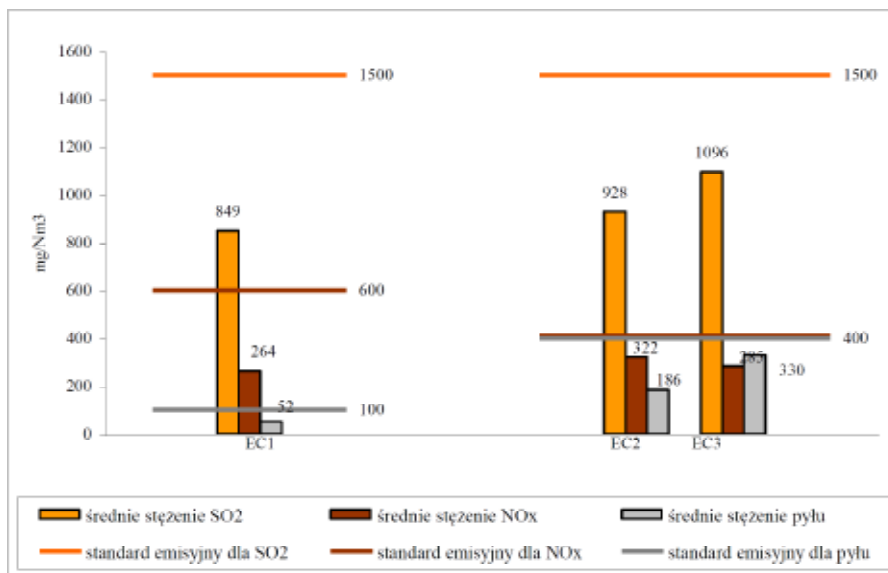
W ramach planu modernizacyjno-remontowego kontynuowano działania związane z modernizacją systemu ciepłowniczego, dążąc przy tym do podniesienia sprawności przesyłu. Działania obejmowały wymianę odcinków sieci oraz modernizację węzłów cieplnych. W ramach inwestycji budowano nowe węzły i przyłącza ciepłe oraz rozbudowywano system telemetrii [2, 3].

3.1. Ochrona powietrza atmosferycznego

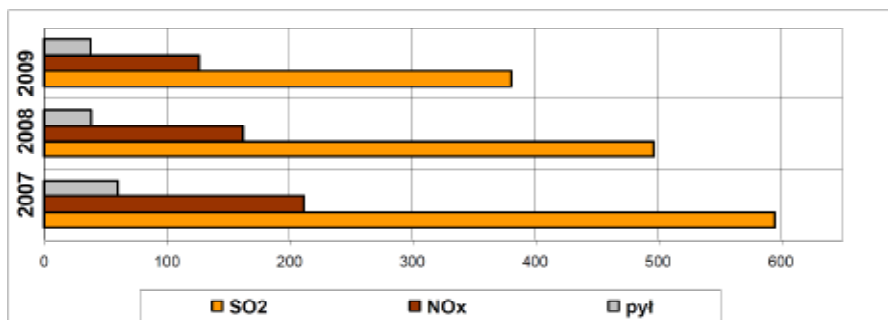
W ramach stałej kontroli oddziaływania Spółki na środowisko, prowadzone są pomiary jakości i ilości emisji zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza. Dla kotłów EC1 są to pomiary ciągłe emisji, natomiast dla kotłów EC2 i EC3 – pomiary okresowe. Pomiary emisji SO₂, NO_x, pyłu oraz CO wykonywane są przy zastosowaniu metodyk referencyjnych [2].

W 2009 roku pomiary emisji zanieczyszczeń nie wykazywały przekroczeń w zakresie obecnie obowiązujących standardów emisyjnych. Zainstalowane urządzenia odpylające pracują z wysoką skutecznością odpylania (Rys. 1).

Od grudnia 2007 roku Komisja Europejska prowadzi prace nad projektem Dyrektywy o emisjach przemysłowych (zwanej Dyrektywą IED). Obecnie trwa proces opiniowania i wnoszenia poprawek. Przyjęcie Dyrektywy IED skutkować będzie od 1. stycznia 2016 roku znacznym zaostreniem obowiązujących standardów emisji dla źródeł nowych i istniejących. W ramach podjętych działań konsultowany jest projekt ustawy o bilansowaniu emisji SO₂ i NO_x. Cergia już od kilku lat prowadzi prace przygotowawcze celem spełnienia wymagań nowych standardów, czego efektem jest zmniejszenie emisji (Rys. 2) [2].

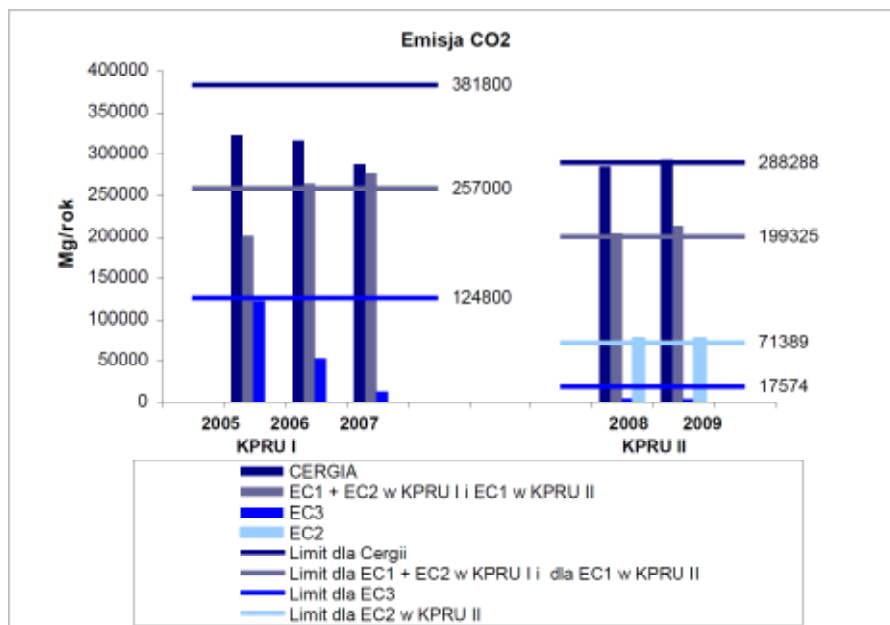


Rys. 1. Średnie stężenie zanieczyszczeń gazowych i pyłowych w warunkach normalnych, przy zawartości tlenu 6% w gazach odlotowych w 2009 roku [2]



Rys. 2. Ilość zanieczyszczeń gazowych i pyłowych emitowana do powietrza w g/GJ (ciepła brutto) w latach 2007–2009 [2]

Weryfikacja rocznych raportów za 2009 rok zakończyła się wynikiem pozytywnym – stwierdzono bowiem, że zastosowana metodologia monitorowania i wyliczona na jej podstawie emisja CO₂ jest materialnie rzetelna oraz poprawnie określona (Rys. 3).



Rys. 3. Ilość dwutlenku węgla wyemitowana do powietrza w I i II okresie rozliczeniowym [2]

3.2. Gospodarowanie odpadami

Głównymi odpadami wytwarzanymi w związku z prowadzoną przez Spółkę działalnością są odpady paleniskowe w postaci mieszanki popiołowo-żużlowej i żużla. Pozostałe odpady stanowią niewielką część łącznie wytwarzanych odpadów.

Tabela 1. Rodzaje wytworzonych odpadów w 2009 roku [2]

Kod odpadu wg rozp.	Nazwa odpadu	Ilość wytworzonych odpadów [t]
odpady inne niż niebezpieczne		
10 01 80	Mieszanka popiołowo-żużlowa z mokrego odprowadzania odpadów paleniskowych	20 332
10 01 01	Żużle, popioły paleniskowe z kotłów rusztowych	6 675
19 09 03	Osady z dekarbonizacji wody	45
08 03 18	Odpadowy toner drukarski	0,08
17 04 05	Żelazo i stal	29
16 06 04	Baterie alkaliczne	0,05
17 06 04	Materiały izolacyjne	0,22
odpady niebezpieczne		
13 02 08	Inne oleje silnikowe	0,88
15 02 02	Sorbenty, materiały filtracyjne, tkaniny do wycierania	0,10
16 02 13	Zużyte urządzenia zawierające niebezpieczne elementy	0,57

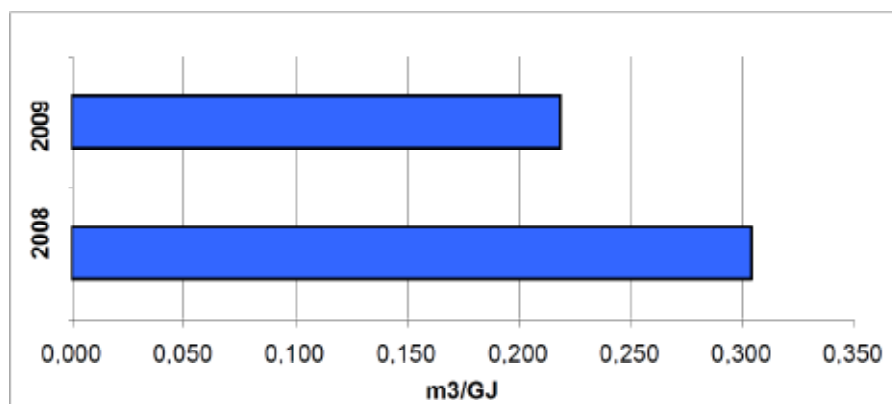
Odpady paleniskowe ze spalania w kotłach rusztowych w EC2 i EC3 przekazywane są firmom posiadającym stosowne zezwolenia na ich wykorzystanie. Spółka posiada własne składowisko odpadów paleniskowych, na którym składowane są odpady ze spalania w kotłach wodnych WP-120 w EC1. Monitoring składowiska w zakresie wymagań środowiskowych prowadzony jest zgodnie z decyzją zatwierdzającą instrukcję składowiska odpadów paleniskowych wydaną przez Wojewodę Kujawsko-Pomorskiego [2,3].

Pozostałe wytworzone odpady inne niż niebezpieczne i niebezpieczne przekazywane są zgodnie z wymaganiami prawnymi do wykorzystania, unieszkodliwienia lub odzysku [2,3].

3.3. Gospodarka wodno – ściekowa

Cergia w swojej działalności dba o racjonalne zużycie wody na potrzeby produkcyjne, przeciwpożarowe oraz socjalno-bytowe.

Zapotrzebowanie na wodę do celów technologicznych pokrywane jest z ujęć Toruńskich Wodociągów oraz wody z odwodnień terenu Cergii. Ujęcia wody podziemnej zostały wykonane w celu prowadzenia stałego odwodnienia terenu, celem ochrony zagłębionych konstrukcji żelbetowych przed korozją jaką powodują przesączające się przez ściany wody gruntowe. Ścieki socjalno-bytowe wytwarzane przez zakład trafiają do kanalizacji Toruńskich Wodociągów [2,3].



Rys. 4. Zużycie wody na cele technologiczne w m³/GJ (ciepła brutto) w latach 2008–2009 [2]

Działania Spółki zmierzają w kierunku wykorzystania wytwarzanych ścieków minimalizując ilość zużywanej na cele technologiczne wody, ograniczając jednocześnie odprowadzanie ścieków. Ścieki deszczowo-przemysłowe oraz wody z odwodnienia terenu EC1 wykorzystywane są do hydraulicznego transportu popiołu z kotłów WP-120 na składowisko odpadów paleniskowych. Wartości wskaźników zanieczyszczeń ścieków kontrolowane są na bieżąco przez laboratorium Cergii S.A. [2, 3].

4. Działania eksploatacyjne, modernizacyjne i inwestycyjne

Zakres prowadzonych działań eksploatacyjnych, modernizacyjnych i inwestycyjnych w Spółce pozwala utrzymać wskaźniki emisyjne poniżej dopuszczalnych norm [1–3].

W celu ograniczenia strat ciepła na przesyle, prowadzone są działania związane z modernizacją systemu ciepłowniczego oraz wymianą starych odinków sieci na nowoczesne. W ramach modernizacji i rozwoju miejskiego systemu ciepłowniczego zmodernizowano grupowe węzły ciepłne, wybudowano 13, w tym 2 węzły ciepłne rozbudowano o układ wentylacji oraz wybudowano 15 przyłączy ciepłych. Ponadto, w celu ciągłej kontroli pracy węzłów ciepłych, systematycznie rozbudowywany jest system telemetrii. Obecnie do systemu telemetrii podłączonych jest 272 węzłów i 12 komór ciepłych. Działania modernizacyjne przynoszą korzyści zarówno dla Spółki, jak i środowiska naturalnego [1–3].

Toruńska Energetyka Cergia S.A. w 2009 roku przyłączyła nowych odbiorców do miejskiej sieci ciepłowniczej. Podpisano 36 umów sprzedaży ciepła oraz 52 protokoły przyłączenia nowych obiektów i zwiększenia mocy do obiektów istniejących, na łączną moc 6,19 MW. [3].

Toruńska Energetyka Cergia S.A. prowadzi aktywne działania, których celem jest przybliżanie zagadnień związanych z ciepłem sieciowym i z proekologiczną działalnością Spółki. Działania te są efektem realizowanego w Spółce „Programu edukacyjnego dla szkół i instytucji”. Cergia zaprasza zarówno uczniów szkół gimnazjalnych, średnich, studentów, jak i inne grupy zorganizowane. Regularnie odbywające się wykłady dla uczniów i studentów mają na celu popularyzację tematyki ekologicznego wytwarzania energii. Podczas cyklicznych prezentacji i prelekcji dla studentów i uczniów prezentowane są zagadnienia dotyczące różnych sposobów wytwarzania energii, a w tym m.in. pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych, metod oszczędzania energii i funkcjonowania miejskiego systemu ciepłowniczego. Dla młodzieży organizowane jest również zwiedzanie Spółki, podczas którego uczniowie poznają urządzenia techniczne oraz technologie wytwarzania energii [2, 3].

Popularyzacja wiedzy na temat wytwarzania ciepła w sposób ekologiczny prowadzona jest również podczas festynów osiedlowych organizowanych przez toruńskie spółdzielnie, w których Cergia aktywnie uczestniczy [2,3].

5. Literatura

1. <http://www.cergia.pl> (wejście 13.10.11).
2. Roczny Raport Środowiskowy Cergii S.A. – 2009.
3. Roczny Raport Środowiskowy Cergii S.A. – 2010.

URZĄDZENIA DO PRODUKCJI ENERGII ODNAWIALNEJ – HERZ SP. Z O.O.

1. Wprowadzenie

W 1990 roku powstała w Krakowie polska filia austriackiej firmy HERZ Armaturen Ges.m.b.H. – spółka córka HERZ Armatura i Systemy Grzewcze. Od momentu rozpoczęcia swojej działalności HERZ wprowadza na rynek polski szeroki asortyment nowoczesnej armatury regulującej, zapewniającej racjonalne, a więc oszczędne gospodarowanie energią cieplną. Armatura HERZ-a w pełni sprawdziła się w polskich warunkach eksploatacyjnych – najlepszym tego dowodem jest ponad 5 milionów sprzedanych termostatów.

Ostatnie 21 lat to okres dynamicznego rozwoju firmy. W obecnej chwili, w centrali oraz w 11 regionach sprzedaży obejmujących swoim zasięgiem całą Polskę zatrudnionych jest 50 osób, a sieć ponad 200 autoryzowanych partnerów handlowych zapewnia klientom łatwy dostęp do produktów HERZ-a.

Ukoronowaniem dziesięcioletniej obecności na rynku polskim było otwarcie w 2000 roku w Wieliczce nowoczesnej centrali polskiej filii koncernu HERZ. W Wieliczce, w części produkcyjnej zatrudnionych jest ponad 300 osób przy montażu zaworów termostatycznych, zaworów powrotnych, zaworów podpionowych Strömax, zaworów kołnierzowych, rozdzielaczy do ogrzewania podłogowego, złączek zaprasowywanych i skręcanych oraz napędów ręcznych. Tutaj są również spawane i montowane nowoczesne kotły na pelety.

Latem 2008 roku zakończona została budowa kolejnej hali produkcyjnej o powierzchni ponad 4200 m². Dzięki tej inwestycji firma HERZ dołączyła do grona największych firm branży instalacyjnej, których produkty sygnowane są znakiem *made in Poland*.

W Polsce w armaturę marki HERZ wyposażonych jest szereg budynków użyteczności publicznej, obiektów komercyjnych, domów jednorodzinnych oraz mieszkań. Do najbardziej prestiżowych budowli, które wyposażone zostały w armaturę ze znakiem serca należą m.in.:

- Zamek Królewski na Wawelu,
- Teatr im. Juliusza Słowackiego w Krakowie,
- Pałac Prymasowski w Warszawie,
- Uniwersytet Jagielloński,
- Muzeum Sztuki i Techniki Japońskiej Manggħa w Krakowie,
- hotele Marriott, Bristol w Warszawie,

a także opery, banki, hotele, obiekty sakralne i usługowe z terenu całej Polski.

Firma matka, HERZ Armaturen Ges.m.b.H. zatrudnia ponad 1500 pracowników w czterech zakładach produkcyjnych w Austrii i trzech poza jej granicami (Polska, Słowenia, Rumunia). HERZ jest dzisiaj jedynym austriackim i jednym z najważniejszych europejskich producentów armatury grzewczej i instalacyjnej. Centralną pozycję w ofercie firmy HERZ zajmują zawory termostatyczne we wszelkich możliwych wariantach i kształtach. Każdy z oferowanych wyrobów objęty jest 5-letnim okresem gwarancyjnym, a nieustanne działania mające na celu zapewnienie najwyższej jakości oferowanych wyrobów zostały uwieńczone w 1997 r. uzyskaniem certyfikatu zapewnienia jakości ISO 9001.

Firma HERZ to równocześnie jeden z najważniejszych dostawców ekologicznych rozwiązań w zakresie pozyskiwania energii. Już w 1983 roku powstała firma HERZ Feuerungstechnik należąca do grona absolutnych prekursorów w zakresie odnawialnych źródeł energii. Od ponad 26 lat Herz Feuerungstechnik dostarcza nowoczesne, wydajne, tanie w eksploatacji i przyjazne środowisku źródła ciepła. Są to nowoczesne, bezobsługowe kotły na biomasę oraz pompy ciepła i systemy solarne.

2. Kotły na biomasę

Wzrost poziomu życia oraz ogólny rozwój niesie ze sobą zwiększenie zapotrzebowania na energię ciepłą. Znaczna część energii wytwarzana jest przez spalanie paliw kopalnych, takich jak węgiel kamienny, węgiel brunatny, paliwa ropopochodne oraz gaz. Zasoby naturalne poszczególnych paliw kurczą się, zaś w najbliższych dziesięcioleciach zostaną wyczerpane złoża, które uznawane są za łatwo dostępne. Zwiększające się zapotrzebowanie na energię oraz kurczące się zasoby paliw, powodują stały wzrost ich cen. Wykorzystanie paliw kopalnych niesie różnego rodzaju niebezpieczeństwa, między innymi zachwianie bilansu w ekosystemie pomiędzy produkcją a pochłanianiem dwutlenku węgla, mogącym wpływać na ogólne ocieplenie klimatu, zanieczyszczenie atmosfery, itd. Alternatywę dla powyższego stanu w wybranym zakresie małych i średnich mocy może stanowić pozyskiwanie energii ciepłej ze źródeł odnawialnych, np. przez spalanie biopaliw w specjalnie przeznaczonych do tego kotłach.

2.1. Pelety

Obecnie najbardziej popularnym biopaliwem stałym są pelety. Najczęściej mają kształt walca o średnicy 6 lub 8 mm i długości 20 do 30 mm. Do produkcji peletów używa się specjalistycznych linii produkcyjnych. Na rynku znajduje się pelety uzyskiwane z różnego rodzaju biomasy. Najpowszechniejsze są pelety wytwarzane z drewna (Rys. 1).



Rys. 1. Pelety z biomasy

Tabela 1. Podstawowe parametry peletów drzewnych

Parametr	Wartość
Wartość opałowa [MJ/kg]	16,9–18,5
Jednostkowa wartość opałowa w stosunku do masy [kWh/kg]	~4,7
Jednostkowa wartość opałowa w stosunku do objętości [kWh/m ³]	~3000
Wilgotność [%]	8–12
Gęstość nasypowa [kg /m ³]	650–750
Zawartość popiołu [%]	0,5–1,5

Pelety drzewne są paliwem odnawialnym, standaryzowanym, wysoko-przetworzonym, uzyskiwanym ze sprasowania suchych kawałków drewna w formie trocin, wiórów, zrębków lub innych odpadków w postaci naturalnej bez kory. Peletyzacja nazywana bywa także granulacją, aglomerowaniem lub produkcją minibrykiecików. Proces ten polega na zagęszczaniu, prasowa-

niu i wysokociśnieniowym formowaniu przygotowanych materiałów sypkich i włóknistych. Aglomeracja jest tu procesem łączenia pylistego materiału w kształt cylindrycznych minibrykietów o pożądanym kształcie, składzie chemicznym i strukturze.

Pelety drzewne charakteryzuje wysoka wartość opałowa. 2,1 kg peletu zastępuje 1 liter oleju opałowego. Wartość opałowa peletu sięga 70% wartości opałowej najlepszych gatunków węgla.

2.2. Zrębki drzewne

Zrębki drzewne należą do grupy biopaliw stałych, może być także surowcem do produkcji paliw wysokoprzetworzonych, takich jak pelety z drewna (Rys. 2). Materiałem wyjściowym do jej wytworzenia może być drewno naturalne lub drewno z modyfikowanych roślin w postaci wierzby energetycznej. Zrębki mogą być wytwarzane z litego drewna lub odpadów drzewnych z przemysłu związanego z przeróbką drewna, takich jak: tartaki, zakłady meblarskie, wytwórnie podłóg, parkietów lub paneli drewnianych. Na rynku znajdują się najczęściej zrębki drzewne, wytwarzane z odpadów leśnych, powstałych przy pozyskiwaniu drewna do celów przetwórczych, wiatrołomów, z wycinki drzew przy drogach lub z wierzby energetycznej. Jest to najbardziej popularne, obok peletów, biopaliwo stałe.



Rys. 2. Zrębki drzewne

Zrębki drzewne to drobne ścinki drewna, o wymiarze liniowym 0,5–5,5 cm (mierzone po kierunku włókna), o przekroju poprzecznym do 3 cm². Wśród

nich dopuszcza się nieduży odsetek, do 10%, ściniek o większych wymiarach będących nadfrakcją, jednak nie dłuższych niż 8,5 cm i przekroju nie przekraczającym 5 cm². Analogicznie w zrębce mogą występować ścinki o mniejszych wymiarach, tzw. podfrakcja, jednak w ilości nie przekraczającej kilku procent.

Tabela 2. Przykładowe parametry zrębków drzewnych

Parametr	Wartość
Wartość opałowa [MJ/kg]	11–16
Jednostkowa wartość opałowa w stosunku do masy [kWh/kg]	3,7
Jednostkowa wartość opałowa w stosunku do objętości [kWh/m ³]	750
Wilgotność [%]	15–30
Gęstość [kg/m ³]	200–250
Zawartość popiołu [%]	1–5

2.3. Kotły na biopaliwa stałe

Do spalania peletu wykorzystuje się specjalistyczne kotły stałopalne. Obecnie, na rynku można wyróżnić dwie kategorie urządzeń do spalania biomasy, proste i zaawansowane technologicznie. Pierwsza grupa to kotły z ręcznym rozpalaniem, bez zaawansowanej automatyki, wymagające nadzoru i prostych czynnościach obsługowych, takich jak uzupełnienie paliwa w zbiorniku przy kotle oraz czyszczenie elementów wewnętrznych kotła. Drugą grupę stanowią urządzenia nowoczesne, zaawansowane technologicznie, z bogatą automatyką, niewymagające bieżących czynności obsługowych, które charakteryzują się wysoką sprawnością energetyczną i wysokimi walorami użytkowymi. Nowoczesne kotły do spalania peletu działają w sposób automatyczny i jedynymi czynnościami obsługowymi są: opróżnianie zbiornika z popiołu, napełnienie magazynu paliwa oraz sezonowy serwis systemu, analogiczny jak przy kotłach na gaz lub olej opałowy. Systemy grzewcze oparte na kotłach do spalania biopaliw stałych, można podzielić na systemy do spalania biopaliwa w postaci rozdrobnionej, takiej jak pelety lub zrębki oraz na systemy do spalania biopaliw stałych w postaci nierozdrobnionej tzw. polana. Urządzenia te pomimo różnic mają dużo cech wspólnych, związanych z automatyką, sterowaniem oraz systemem zabezpieczeń.

2.4. Budowa kotłów i rozwiązania konstrukcyjne

Kotły na pelety i zrębki są to zazwyczaj kotły wodne, niskotemperaturowe, wyposażone w palniki zintegrowane z korpusami kotłów, z wentylatorami ssącymi regulowanymi falownikiem, z pełną automatyzacją. Są to urządzenia nowoczesne (Rys. 3), które powstawały ewolucyjnie przez rozwój kolejnych jednostek projektowanych w oparciu o gromadzone doświadczenia w zakresie spalania biomasy.

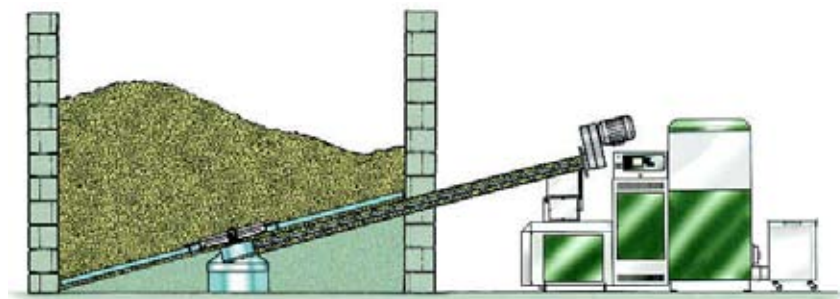


Rys. 3. Kocioł średniej mocy do spalania peletów

Nowoczesność tych jednostek należy rozpatrywać w aspekcie automatyki i sterowania, wysokiej sprawności i efektywności, różnorodności systemów doprowadzenia paliwa, optymalizacji i design'u. W nowoczesnych kotłach stosuje się sterowniki swobodnie programowalne, realizujące wszystkie funkcje związane z automatyką, sterowaniem i komunikacją jednostki z otoczeniem. Jednostka centralna steruje wszystkimi procesami wewnętrznymi w kotle, związanymi ze spalaniem, tj. doprowadzeniem paliwa, doprowadzeniem powietrza w sposób płynny, odprowadzeniem spalin, automatycznym oczyszczaniem wymienników oraz palnika, pomiarami temperatury, pomiarami składu spalin z wykorzystaniem sondy lambda, regulacją, optymalizacją procesu spalania, automatycznym zapłonem oraz nowoczesnymi zabezpieczeniami.

zeniami. Regulacja polega na doprowadzeniu paliwa w odpowiedniej ilości, za pomocą dozownika ślimakowego, napędzanego precyzyjnym silnikiem elektrycznym oraz sterowaniem ilością doprowadzonego powietrza do komory spalania, w zależności od zapotrzebowania na ciepło. Optymalizacja realizowana jest przez indywidualne sterowanie pracą wentylatorów oraz ustalanie proporcji powietrza pierwotnego, wtórnego i wtórnego korygującego, w zależności od mocy chwilowej, temperatury i składu spalin. Nowoczesna architektura sterownika pozwala na swobodną rozbudowę o dodatkowe moduły, dla np. sterowania wieloma obiegami z mieszaczami, regulacją w układzie pogodowym, możliwością sterowania obiegiem ciepłej wody użytkowej, obiegiem solarnym, układem do podnoszenia temperatury powrotu, układem z buforem ciepła, z dodatkowym źródłem ciepła (kocioł gazowy, olejowy, grzałka elektryczna, odzysk ciepła), układem z wymiennikiem ciepła dla ciepłej wody użytkowej.

Pelety są paliwem stałym, które jest kłopotliwe w transporcie. Zasilanie kotłów paliwem odbywa się poprzez podajniki ślimakowe sztywne (lub elastyczne przy jednostkach o mocy do ok. 50 kW). Są to zazwyczaj systemy zasilania paliwem, składające się z pojedynczego podajnika ślimakowego lub z nagarniacza sprężynowego i podajnika ślimakowego ukośnego (Rys. 4).



Rys. 4. Przekrój systemu doprowadzenia paliwa

W celu lepszego wykorzystania przestrzeni magazynowej istnieje możliwość zainstalowania bardziej skomplikowanego systemu doprowadzenia paliwa. W przypadku większego oddalenia magazynu paliwa od kotła, wykorzystuje się system transportu pneumatycznego. W przypadku podajników pneumatycznych długość ścieżki paliwowej nie powinna przekraczać 25 m, a różnica wysokości pomiędzy magazynem paliwa a kotłem, nie powinna przekraczać wysokości jednej kondygnacji.

2.4.1. Zróżnicowanie kotłów w zależności od mocy

Ze względu na moc grzewczą kotły na biomasę można podzielić na trzy grupy. Kotły małej mocy o zakresie od 10 do 60 kW, opalane tylko peletem drzewnym, do ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej dla domów jednorodzinnych, niedużych budynków, zakładów rzemieślniczych i małych gospodarstw rolnych. Kotły małej mocy, ze względu na brak konieczności gromadzenia dużej ilości paliwa, mogą być także stosowane także w miastach, w rejonach willowych oraz mało i średnio zurbanizowanych. Posiadają palniki z ruchomym, uchylnym rusztem. Kotły małej mocy mają budowę kompaktową i charakteryzują się małymi wymiarami geometrycznymi, przez co są łatwe w transporcie przez wąskie drogi komunikacyjne i typowe drzwi. Są wykonywane w wersji ze zintegrowanymi zasobnikami paliwa o pojemności 300 l, gdy brak możliwości dodatkowego magazynowania paliwa w pomieszczeniach sąsiadujących z kotłowniami lub brak możliwości magazynowania w podziemnych silosach. Gdy magazyn peletu znajduje się obok kotłowni, wówczas wyposażane są w elastyczne ślimaki do transportu paliwa o zasięgu do 9 m. W przypadku magazynowania paliwa w większej odległości, na zewnątrz, przy różnicy wysokości, np. w podziemnym silosie, istnieje możliwość zastosowania pneumatycznego systemu zasilania kotła. Długość ścieżki paliwowej może wynosić nawet 25 m, przy różnicy wysokości do 3 m. Taka ilość wariantów zasilania pozwala znaleźć optymalny system prawie dla każdego typowego obiektu w klasie mocy małych.

Drugą grupę stanowią kotły średniej mocy o zakresie od 20 do 150 kW opalane peletem drzewnym lub zrębkami. Kotły te mają zastosowanie do ogrzewania budynków o większym zapotrzebowaniu na ciepło, mogą to być budynki użyteczności publicznej, urzędy, szkoły, domy jednorodzinne w zabudowie szeregowej z lokalną siecią grzewczą. Mogą być stosowane na wsi, w małych miejscowościach, w miastach w części mało zurbanizowanej, przy osiedlach domów jednorodzinnych. Ograniczenie stanowi konieczność posiadania magazynu paliwa, odpowiedniego do mocy kotłów i możliwości logistycznych dostawy paliwa. Jednostki o średniej mocy posiadają budowę modułową dla zwiększenia elastyczności i możliwości dopasowania ich zabudowy do ciasnych pomieszczeń. Symetryczne wyprowadzenie króćców zasilających i powrotnych z jednostki głównej pozwala na zabudowę prawostronną lub lewostronną elementów pozostałych kotła, w zależności od możliwości doprowadzenia paliwa i/lub odprowadzenia spalin. Są to kotły wyposażone w palniki retortowe. Kotły posiadają zunifikowany, wielowariantowy system doprowadzenia paliwa w zależności od potrzeb użytkownika. Tradycyjny, za pomocą przenośników ślimakowych, w wersji poziomej i kątowej 45° oraz poziomo-kątowej o zmiennych długościach, co 0,5 m od 1 do 4 m. Dla większych jednostek długość przenośnika zmienia się co 1 m w zakresie od 3 do

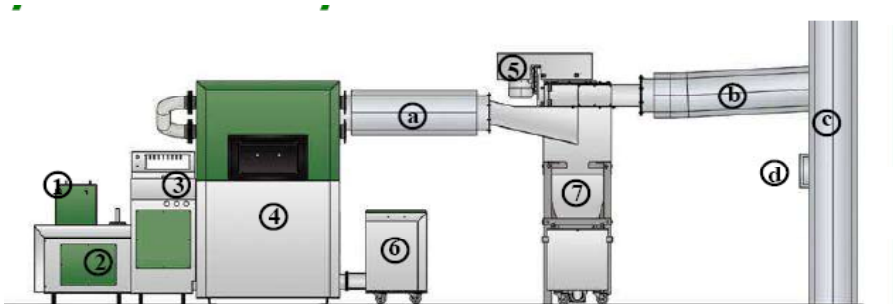
6 m, z możliwością wydłużenia do 9 m. Kotły średniej mocy, w dolnym zakresie typoszeręgu, do 50kW opalane peletem mogą być zasilane przez ślimakowe elastyczne systemy doprowadzenia paliwa o zasięgu do 9 m.

Trzecią grupę stanowią kotły dużej mocy, nazywane inwestycyjnymi, o zakresie od 220 do 1000 kW. Najczęściej znajdują zastosowanie do zasilania czynnikiem grzewczym obiektów o dużym zapotrzebowaniu na strumień ciepła, w budownictwie mieszkaniowym, przetwórstwie, przemyśle oraz do zasilania małych i średnich sieci ciepłowniczych w układzie kaskadowym. Ich zabudowa w miastach możliwa jest w rejonach przemysłowych i rzemieślniczych ze względu na spore potrzeby magazynowe i logistyczne związane z transportem kołowym. Kotły dużej mocy, analogicznie jak jednostki średniej mocy, mają budowę modułową oraz prawie identyczne systemy doprowadzenia paliwa, parte na sztywnych przenośnikach ślimakowych o geometrii jw. Kotły dużej mocy wyposażone są w palniki retortowe lub schodkowe. Ze względu na dużą moc oraz dla zapewnienia możliwości zabudowy ich w miastach i regionach o wysokich wymaganiach ekologicznych, dodatkowo dla zwiększenia skuteczności wychwytywania cząstek stałych, kotły dużej mocy posiadają zewnętrzny multicyklon. Przy dużych jednostkach ekonomicznie uzasadnione jest stosowanie automatycznego odprowadzenia popiołu przenośnikami pneumatycznymi.

2.4.2. Schemat typowej kotłowni dużej mocy

Typowa kotłownia dużej mocy zawiera następujące elementy techniczne:

1. zasyp paliwa z zabezpieczeniem typu RSE,
2. zasobnik pośredni paliwa z zabezpieczeniami cofnięcia płomienia,
3. sterownik BioControl 3000,
4. kocioł,
5. wentylator wyciągowy z płynną regulacją obrotów,
6. zasobnik popiołu, oraz
7. odpylacz spalin (multicyklon) (Rys. 5).



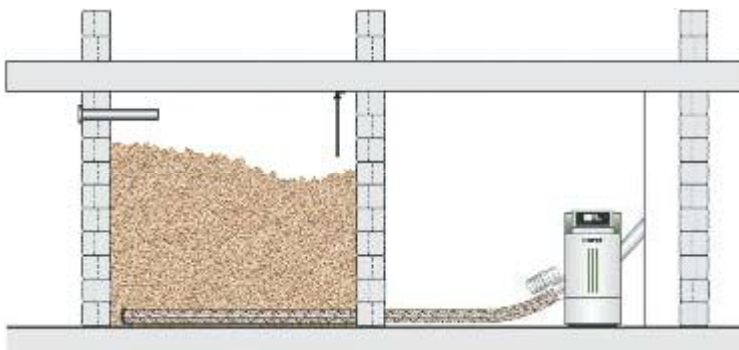
Rys. 5. Elementy składowe typowego systemu kotłowego

Elementy składowe typowego systemu odprowadzenia spalin obejmują:

- a. połączenie elastyczne,
- b. czopuch kominowy,
- c. komin właściwy izolowany, oraz
- d. regulator ciągu (Rys. 5).

2.4.3. Systemy doprowadzenia paliwa

Pelety są paliwem stałym w formie sypkiej, charakteryzującym się naturalnym kątem zsypu. Do transportu peletów wykorzystuje się specjalistyczne systemy zasilania kotłów. Przyjęty system zasilania uzależniony jest od możliwości magazynowania paliwa. Najkorzystniejszą formą magazynowania jest wyodrębniony magazyn będący w bezpośrednim sąsiedztwie kotłowni, na tej samej kondygnacji. Wówczas najczęściej stosuje się przenośniki ślimakowe, które bezpośrednio dostarczają paliwo do kotła. W przypadku kotłów o małych mocach np. do 60 kW stosuje się przenośniki elastyczne (Rys.6), których dobór, montaż i eksploatacja nie nastrocza żadnych trudności. Ograniczeniem jest odległość ściany magazynu od kotła, która nie powinna być większa niż 5 m oraz wewnętrzna rozpiętość magazynu nie większa niż 4 m.



Rys. 6. Kocioł z elastycznym przenośnikiem ślimakowym

W przypadku braku miejsca na magazyn w sąsiedztwie kotłowni, magazyn jest znacznie oddalony lub brak możliwości zabudowy magazynu zewnętrznego w postaci np. silosa zagłębionego w ziemi, można zastosować kocioł z zasobnikiem peletu (Rys. 7) o pojemności 300 dm³. Taka ilość paliwa wystarcza na okres od kilku dni do tygodnia eksploatacji kotła o mocy 22 kW, podczas umiarkowanej zimy.



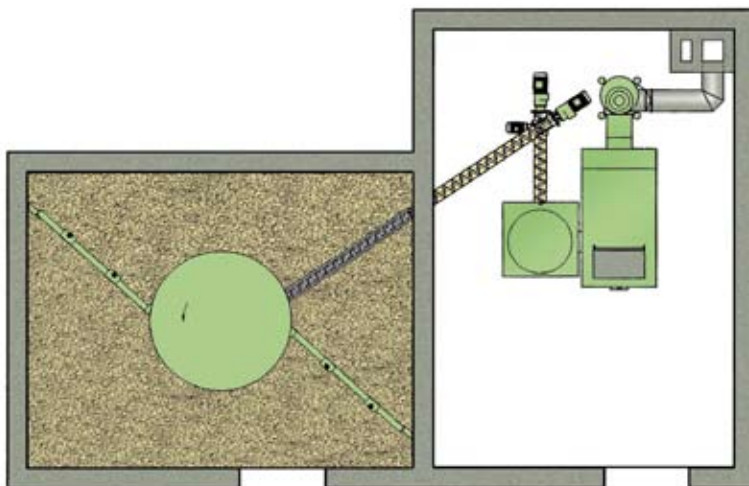
Rys. 7. Kocioł z zasobnikiem paliwa

2.5. Zagadnienia eksploatacyjne

Podstawową niedogodnością podczas eksploatacji kotła jest konieczność kontrolowania stanu paliwa w magazynie oraz zapewnienie odpowiedniej częstości dostaw. Częstość dostaw paliwa jest zmienna w czasie i zależy od rzeczywistego zapotrzebowania na strumień ciepła oraz pojemności magazynu. Dlatego ważną kwestią przy eksploatacji kotłów na pelety, jest zapewnienie odpowiednio dużej kubatury magazynowej oraz logistyka dostaw paliwa. Wielkość przestrzeni magazynowej wynika także z mocy grzewczej zabudowanego kotła, wartości opałowej peletu, możliwej częstotliwości dostaw paliwa oraz stopnia wykorzystania przestrzeni magazynu. Nie całą przestrzeń magazynu udaje się efektywnie wykorzystać. W przypadku peletu, gdy mamy do czynienia z prostym systemem zasilania paliwem, składającym się z nagarniacza sprężynowego i podajnika ślimakowego ukośnego (Rys. 8), efektywna kubatura magazynowania jest powyżej „ukośnej podłogi”.

Przestrzeń ta jednak nie obejmuje całej kubatury do sufitu magazynu, ponieważ w praktyce zarówno przy ręcznym, lub tym bardziej automatycznym załadunku paliwa, nie ma możliwości wypełnienia jej w całości. W trakcie załadunku magazynu tworzy się w górnej jego części bryła na kształt stożka, który powstaje z usypującego się paliwa. Gdy poziom paliwa osiągnie sufit, bryła z usypanego paliwa przyjmuje postać stożka ściętego z wolnymi przestrze-

niami między poboczną stożką a ścianami. Wynika to ze struktury paliwa i naturalnego kąta zsypu, który dla peletu wynosi ok. 40° . Ponadto przestrzeń poniżej „ukośnej podłogi” jest przestrzenią martwą z punktu widzenia magazynowania paliwa, analogicznie jak przestrzeń pomiędzy obrysem okręgu zataczanego przez nagarniacz sprężynowy i ścianami magazynu.



Rys. 8. System doprowadzenia paliwa

Kolejnym problemem jest załadunek samego magazynu. W przypadku peletu, gdy załadunek jest pneumatyczny z cysterny samochodowej, konieczne są dwa króćce załadunkowe Dn100. Króćce załadunkowe muszą być w takim miejscu, aby była możliwość dojazdu samochodu ciężarowego lub ciągnika z przyczepą. W przypadku załadunku pneumatycznego peletu musi być możliwość dojazdu samochodu ciężarowego, na którym zabudowana jest cysterna lub samochodu z cysterną na naczepie. Dla kotłowni na pelet z dostawą cysterną samochodową wielkość efektywna magazynowania powinna być co najmniej 30–50% większa niż pojemność największej cysterny dostawcy paliwa. Nadwyżka pojemności magazynu wynika z konieczności załadunku przed całkowitym opróżnieniem magazynu zimą, natomiast załadunek pełnej pojemności cysterny podyktowany jest minimalizacją kosztów transportu paliwa.

W przypadku transportu pneumatycznego paliwa do kotła istnieje niebezpieczeństwo blokowania się paliwa, gdy występują długie postoje pomiędzy cyklami pracy podajnika. Występuje to najczęściej w miejscach tzw. syfonów

przy zmianie wysokości lub kierunku ścieżki paliwowej. Niebezpieczeństwo blokowania się podajnika jest tym większe, im dłuższa jest ścieżka paliwowa. Zalegający pelet w przewodach paliwowych utrudnia przepływ powietrza podczas startu podajnika. Długie przebywanie peletu bez ruchu powoduje także absorpcję wilgoci z powietrza, zwiększenie jego gęstości oraz tendencję do zbijania się. W granicznym przypadku do utraty stabilności mechanicznej, czyli do rozsypania się w postaci trocin i mączki drzewnej.

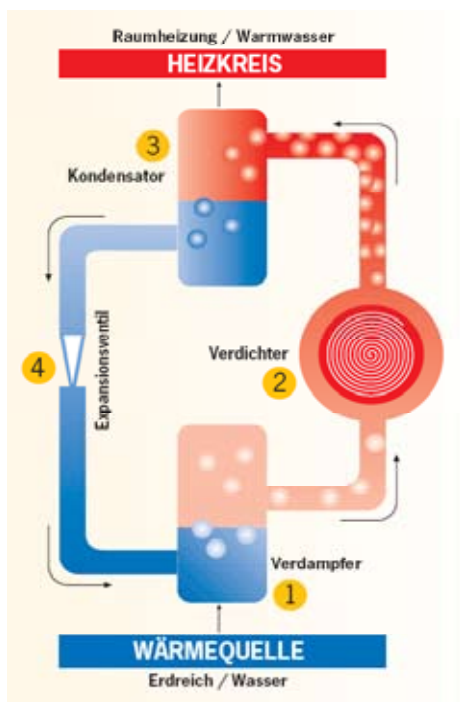
Kolejnymi czynnościami występującymi przy eksploatacji kotłowni na pelety, są okresowe opróżniania zasobników popiołu. Zawartość popiołu w dobrej jakości paliwie waha się pomiędzy 0,5 a 1%. Pojemność typowych zasobników popiołu przy kotłach pozwala na opróżnianie co 1–2 tygodni w środku sezonu grzewczego. W okresach przejściowych częstość ta może być zmniejszona do 3–4 tygodni. Ze względów ekonomicznych, systemy automatycznego usuwania popiołu z zasobników popiołu stosuje się w kotłowniach o mocach powyżej 500 kW.

Kolejną grupą zagadnień związanych z użytkowaniem kotłów na biomasę jest okresowa konserwacja napędów i mechanizmów nagarniaczy, podajników paliwa oraz monitorowanie ich stanu technicznego w trakcie bieżącej eksploatacji. Powyższe czynności oraz fakt czuwania nad ilością paliwa w magazynie oraz cykliczne opróżnianie zasobników peletu oznacza, iż pomimo wysokiego poziomu automatyzacji, istnieje konieczność zaangażowanie siły ludzkiej do nadzoru nad kotłownią opalaną biomasą.

3. Pompy ciepła

Pompa ciepła jest urządzeniem technicznym, które przenosi ciepło od ośrodka o niższej temperaturze do ośrodka o wyższej temperaturze. Tak określony przepływ ciepła jest niezgodny z prawami natury, w związku z powyższym konieczne staje się doprowadzenie energii napędowej. Zgodnie ze „strywializowaną” II zasadą termodynamiki podaną przez Clausiusa, *„Nie istnieje proces termodynamiczny, którego jedynym wynikiem byłoby pobranie ciepła ze zbiornika o temperaturze niższej i przekazanie go do zbiornika o temperaturze wyższej”*. Sama nazwa pompa ciepła każe szukać analogii z pompą, która przenosi wodę z poziomu niższego na wyższy lub z obszaru o niższym ciśnieniu do obszaru o wyższym ciśnieniu. Tu także aby proces mógł zajść, konieczna jest energia do napędu. W teorii pomp ciepła występują pojęcia dolnego i górnego źródła ciepła. Ośrodek o niższej temperaturze, z którego pobieramy ciepło nazywany jest dolnym źródłem ciepła. Ośrodek o wyższej temperaturze, do którego dostarczamy ciepło nazywany jest górnym źródłem ciepła. Proces przenoszenia ciepła z dolnego źródła ciepła do górnego źródła ciepła może

być realizowany między innymi przez obieg ziemniczy, zgodnie z zamieszczonym poniżej schematem.



Rys. 9. Schemat obiegu ziemniczego

Elementy składowe obiegu ziemniczego stanowią (Rys. 9):

1. Parowacz
2. Sprężarka
3. Skraplacz
4. Zawór rozprężny.

Czynnik ziemniczy (chłodziący) jest odparowywany w parowaczu (1) w obniżonym ciśnieniu i przy niskiej temperaturze. Czynnik pobiera ciepło z dolnego źródła, którym może być np. woda, grunt, lub powietrze. Sprężarka (2) podnosi ciśnienie czynnika „nasyconego energią”, co powoduje podniesienie jego temperatury i ciśnienia. Energia podgrzanego czynnika zostaje oddana do górnego źródła, którym może być woda grzewcza, woda pitna lub powietrze. Proces ten przebiega w wymienniku ciepła (3) zwanym skraplaczem. Zawór rozprężny łączy skraplacz, gdzie występuje wysokie ciśnienie z paro-

waczem gdzie występuje niskie ciśnienia. Dzięki występującej dużej różnicy ciśnienia przed i za zaworem rozprężnym, następuje przepływ czynnikaziębniczego ze skraplacza do parowacza. Równocześnie następuje jego gwałtowne rozprężenie z obniżeniem temperatury i zmianą fazową z cieczy do gazu. Proces zachodzi w sposób ciągły, analogicznie jak w lodówce lub zamrażarce. Różnica ma charakter użytkowy, w zamrażarce lub lodówce, efektem pożądanym jest ochłodzenie jej zawartości, przeniesienie ciepła jest efektem ubocznym. W przypadku pomp ciepła, efektem pożądanym jest pozyskanie ciepła, zaś ochłodzeni jest jego konsekwencją.

Parowacz i skraplacz są to wymienniki ciepła, w których zachodzą przemiany fazowe czynnikaziębniczego. Ich konstrukcja może być różna, w zależności co fizycznie jest dolnym i górnym źródłem ciepła. W takim przypadku możemy mówić o najczęściej występujących dolnych i górnych źródłach ciepła, co nie wyklucza innych wariantów, jakie może dostarczyć natura lub działalność człowieka. Dolnym źródłem ciepła może być powietrze zewnętrzne, górnym źródłem ciepła może być powietrze w ogrzewanym pomieszczeniu. W tym przypadku powietrze jest źródłem ciepła oraz nośnikiem energii. Dolnym źródłem może być np. ziemia, woda, medium z procesu technologicznego. Górnym źródłem ciepła może być instalacja grzewcza w budynku, woda pitna, instalacja, w której jest realizowany proces technologiczny. W zależności od przypadku czynnikiem pośredniczącym, będącym nośnikiem ciepła jest woda, woda z glikolem lub powietrze. W zależności od rodzaju czynnika pośredniczącego, przenoszącego ciepło można mówić o pompach ciepła typu woda/woda, glikol/woda, powietrze/woda, woda/powietrze, powietrze/powietrze. Pierwsza część nazwy obejmuje nośnik ciepła po stronie dolnego źródła ciepła, druga część nazwy obejmuje czynnik po stronie górnego źródła ciepła.

Pompy ciepła uzyskują w Polsce coraz mocniejszą pozycję uzupełniając tradycyjne źródła ciepła. Firmy oferują na naszym rynku pompy ciepła typu glikol/woda, woda/woda, powietrze/woda o szerokim zakresie mocy grzewczej. Największą popularnością cieszą się małe pompy ciepła woda/woda oraz glikol/woda o mocach do 18 kW. Przykładem takim są pompy ciepła Commotherm (Rys. 10), które charakteryzują się wysokim współczynnikiem efektywności i doskonałą jakością wykonania.

Zakres mocy grzewczej (Tabela 3) pomp ciepła Commotherm wynosi od 4,4 kW do 18,7 kW. Firmy produkujące pompy ciepła stawiają na profesjonalne projektowanie systemów grzewczych, z wykorzystaniem wysokowydajnych systemów ogrzewania powierzchniowego. Efektywność pomp ciepła określa się wskaźnikiem COP liczonym zgodnie z normą PN-EN 14511. COP jest to stosunek energii użytecznej (cieplnej możliwej do wykorzystania w systemie grzewczym) do włożonej energii napędowej pompy (energia elektrycz-

na). Wysokie wskaźniki COP pomp Commothem (Tabela 3) są miarą ich wysokiej efektywności energetycznej. Wskaźniki te wynoszą od 4,4 do 5,7.



Rys. 10. Pompa ciepła Commothem

Tabela 3. Dane techniczne pomp ciepła Commothem

Pompa ciepła Commothem	5		7		10		12		15	
	S	W	S	W	S	W	S	W	S	W
Czynnik dolnego źródła	S	W	S	W	S	W	S	W	S	W
Moc grzewcza [kW]	4,8	5,8	7,4	8,8	8,8	11,7	11,4	14,4	14,5	18,7
Pobór energii elektrycznej [kW]	1,1	1,1	1,7	1,8	2,0	2,2	2,5	2,5	3,3	3,4
COP wg PN EN14511 S0/W35–25 lub W10/W35–25	4,4	5,2	4,4	5,1	4,4	5,3	4,5	5,7	4,4	5,5

Oznaczenia:

W – czynnikiem roboczym dolnego źródła jest woda

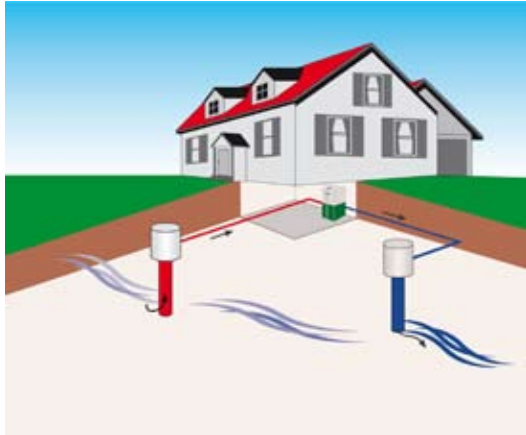
S – czynnikiem roboczym dolnego źródła jest wodny roztwór glikolu

W10 – temperatura dolnego źródła (wody) wynosi 10°C

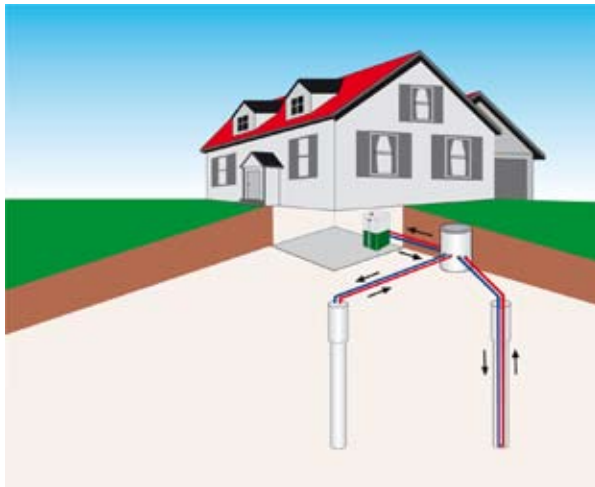
S10 – temperatura dolnego źródła (wodnego roztworu glikolu) wynosi 0°C

W35 – temperatura górnego źródła (wody) wynosi 35°C

Pompy ciepła typu woda/woda pracują w układzie bezpośrednim, pompy ciepła glikol/woda pracują w układzie pośrednim. W układzie bezpośrednim woda pobierana z dolnego źródła jest schładzana a następnie zwracana do dolnego źródła (Rys. 11).



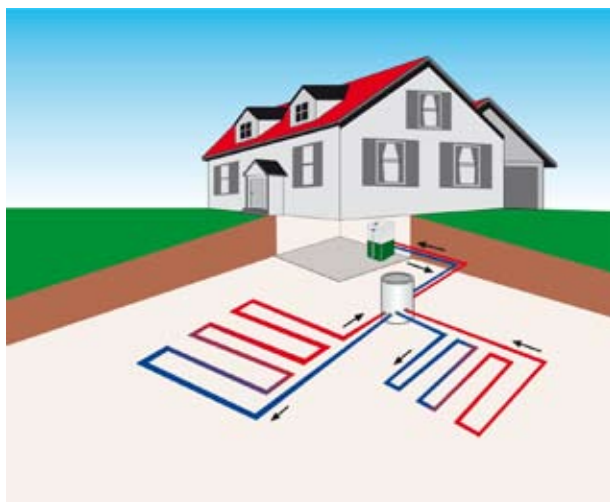
Rys. 11. Pompa ciepła pracująca w systemie otwartym



Rys. 12. Pompa ciepła z sondą pionową

Dolnym źródłem może być woda powierzchniowa lub woda z ujęć podziemnych. Przykładem układu pośredniego jest dolne źródło w postaci gruntu. Wówczas czynnikiem obiegowym jest wodny roztwór glikolu przepływający w rurach znajdujących się w ziemi, który przekazuje ciepło gruntu do układu. Układy pośrednie zawsze pracują w systemie zamkniętym. Rurociągi dolnego źródła mogą być układane pionowo i nazywamy je sondami pionowymi (Rys. 12) lub mogą być układane poziomo i nazywamy je kolektorem poziomym (Rys. 13).

Nieco mniejszą popularnością w polskich warunkach klimatycznych cieszą się pompy ciepła typu powietrze woda (Rys. 14). Bezpośrednią tego przyczyną są stosunkowo mroźne zimy, gdzie w warunkach obliczeniowych temperatura powietrza zewnętrznego, w zależności od strefy klimatycznej wynosi -16°C do -24°C . W przypadku tak niskich temperatur zewnętrznych efektywność tych pomp ciepła jest stosunkowo niska. Dlatego pompy ciepła powietrze/woda rzadko stosowane są jako jedyne źródło ciepła. Niewątpliwą ich zaletą jest brak konieczności wykonywania instalacji dolnego źródła ciepła, co znacząco potania inwestycję. Jeśli uwzględnimy, iż relatywnie krótko występują tak niskie temperatury obliczeniowe oraz gdy zastosuje się dodatkowe źródło ciepła, wówczas pompy ciepła powietrze/woda zyskują na znaczeniu. Na okres kilku mroźnych dni dodatkowym źródłem ciepła może być np. komin, który będzie wspomagał instalację grzewczą.



Rys. 13. Pompa ciepła z sondą poziomą



Rys. 14. Pompa ciepła powietrze woda

Tabela 4. Dane techniczne pomp ciepła powietrze-woda

Pompa ciepła Commothem LW-A	10	13	20
Czynnik górnego źródła ciepła	W	W	W
Moc grzewcza [kW]	10,6	13,1	23,2
COP wg PN EN14511 A2/W35–25	3,2	3,3	3,6

W ofercie firm produkujących pompy ciepła mogą być różne warianty wykonania pomp ciepła. Przykładem mogą być pompy ciepła Commothem Standard, Commothem DeLuxe, Commothem DeLuxe cool firmy Herz. Pompa ciepła Commothem Standard umożliwia przygotowanie ciepłej wody użytkowej oraz zasilanie obiegu grzewczego ze sterowaniem temperatury zasilania w trybie pogodowym. Systemy grzewcze oparte o pompy ciepła Herz Commothem mogą współpracować z buforowym zasobnikiem ciepła (Rys. 15), systemem solarnym oraz pomieszczeniowym regulatorem temperatury (Rys. 16).



Rys. 15. Buforowy zasobnik ciepła



Rys. 16. Pomieszczeniowy regulator temperatury

Pompy ciepła Commotherm DeLuxe wyposażone są w moduły pompowe do podłączenia w standardowych systemach grzewczych. Moduł pompowy (Rys. 17) zawiera pompy obiegowe dolnego i górnego źródła ciepła, armaturę serwisową i naczynie wzbiorcze obiegu glikolowego.



Rys. 17. Moduł pompowy

Pompy ciepła Commotherrm DeLuxe cool zawierają dodatkowo moduł do chłodzenia pasywnego w lecie (Rys. 18). Powyższe rozwiązanie pozwala na optymalne wykorzystanie pompy ciepła jako źródła ciepła w sezonie grzewczym oraz źródła chłodu latem. Moduł do chłodzenia pasywnego umożliwia pracę pompy ciepła w trybie chłodzenia latem przy minimalnym zużyciu energii elektrycznej. W tym trybie zasilania elektrycznego wymagają jedynie pompy cyrkulacyjne, ponieważ wykorzystuje się chłód zgromadzony w dolnym źródle (w gruncie). Chłodzenie pasywne pozwala jednocześnie na przyspieszoną regenerację ciepła w gruncie, co może znacznie poprawić warunki pracy pompy ciepła w sezonie grzewczym.

Aby w pełni wykorzystać walory pomp ciepła Commotherrm, należy zastosować płaszczyznowe systemy grzewcze i chłodzące takie jak systemy podłogowe, ściennie i sufitowe. Powyższe systemy charakteryzują się wysokimi wskaźnikami wydajności jednostkowej grzania i/lub chłodzenia z 1 m² powierzchni, przy pracy z minimalnymi różnicami temperatur.

Wydajność ogrzewania ściennego zależy od temperatury czynnika grzewczego, jego ochłodzenia oraz temperatury w pomieszczeniu. Przykładowo, przy średniej różnicy temperatury między czynnikiem grzewczym, a pomieszczeniem wynoszącej 15°C, dla temperatury zasilania 40°C, temperatury powrotu 30°C i temperatury pomieszczenia 20°C wydajność jednostkowa płyt ściennych wynosi 74 W/m². Odpowiednio dla czynnika grzewczego o temperaturze zasilania 35°C i schłodzeniu o 5°C wydajność jednostkowa wynosi 61 W/m².



Rys. 18. Pompa ciepła Herz z modułem chłodzenia pasywnego

Wydajność jednostkowa chłodzenia pasywnego dla temperatury w pomieszczeniu 28°C , temperatury czynnika chłodzącego 17°C i jego podgrzaniu do 20°C wynosi 45 W/m^2 . Dla pompy ciepła o mocy nominalnej 15 kW system Commotherm S15 glikol-woda/woda, przy temperaturze dolnego źródła na poziomie 0°C i temperaturze górnego źródła 45°C , współczynnik efektywności energetycznej pompy ciepła COP wynosi ok. 3,1. Obniżenie temperatury górnego źródła do 35°C podnosi współczynnik efektywności energetycznej pompy ciepła COP do wartości ok. 4,1. Można stwierdzić, iż przy stałej temperaturze dolnego źródła na poziomie 0°C obniżanie temperatury górnego źródła w zakresie od 45 do 35°C poprawi efektywność pracy urządzenia średnio o 3%, dla każdego obniżenia temperatury górnego źródła o 1°C . W rzeczywistości nie są to zależności liniowe, ale takie właśnie uproszczenie pokazuje, jaki duży wpływ na efektywność systemu ma temperatura pracy instalacji niskotemperaturowej.

4. Kolektory słoneczne

Słońce jest źródłem darmowej energii, niestety bardzo zmiennym. Przyczyny owej zmienności są dwie:

- 1) warunki meteorologiczne, zachmurzenie, oraz
- 2) ruch Ziemi wokół Słońca i własnej osi.

Można matematycznie wyznaczyć zmienność gęstości strumienia promieniowania wynikającą z ruchu obrotowego Ziemi. Natomiast jeśli chodzi

o warunki meteorologiczne, to można jedynie starać się je przewidzieć na podstawie danych archiwalnych. Obie przyczyny muszą być brane pod uwagę podczas projektowania instalacji solarnych.

Z uwagi na sposób wykorzystania energii promieniowania słonecznego na potrzeby kolektorów płaskich, najistotniejszymi parametrami są sumy wartości natężenia promieniowania słonecznego – H [kJ/m^2]. Stanowią one ilość energii słonecznej padającej na jednostkę powierzchni w określonym przedziale czasu. Najczęściej używanymi przedziałami czasu są dni, miesiące i lata. Takie przedstawienie wartości natężenia promieniowania jest bardzo pomocne przy ocenie opłacalności inwestycji polegającej na instalacji kolektorów słonecznych. Obecnie najczęściej spotykaną w literaturze jednostką wartości sumy natężenia promieniowania słonecznego jest kWh/m^2 .

Kolejnym parametrem, który wpływa na wydajność oraz konstrukcję kolektora słonecznego jest wartość chwilowa natężenia całkowitego promieniowania słonecznego I , którą wyraża się w W/m^2 . Tylko część energii słonecznej docierającej do powierzchni kolektora jest przetwarzana na ciepło. Wartość natężenia promieniowania musi przekroczyć progową wartość I'_{min} zależną od konstrukcji urządzenia, a także panujących warunków meteorologicznych. Można wyliczyć jej wartość z uproszczonego równania bilansu energetycznego dla kolektora słonecznego o jednostkowej powierzchni:

$$E = \eta_o \cdot H' - U \Delta T \cdot \tau, \quad \text{Wh}/\text{m}^2$$

gdzie:

E – suma energii użytecznej, Wh z jednostki powierzchni kolektora,

η_o – współczynnik konwersji optycznej promieniowania słonecznego,

H' – wartość natężenia promieniowania słonecznego $I > I'_{\text{min}}$, Wh/m^2 ,

U – współczynnik strat cieplnych kolektora, $\text{W}/(\text{m}^2 - \text{K})$,

ΔT – średnia różnica temperatur nośnika ciepła w kolektorze i otoczeniu, K ,

τ – czas występowania natężenia promieniowania o wartości $I > I'_{\text{min}}$, h .

Przy założeniu, że $E=0$ z powyższego równania oblicza się wartość progową:

$$I'_{\text{min}} = H'/\tau = U \cdot \Delta T / \eta_o, \quad \text{W}/\text{m}^2$$

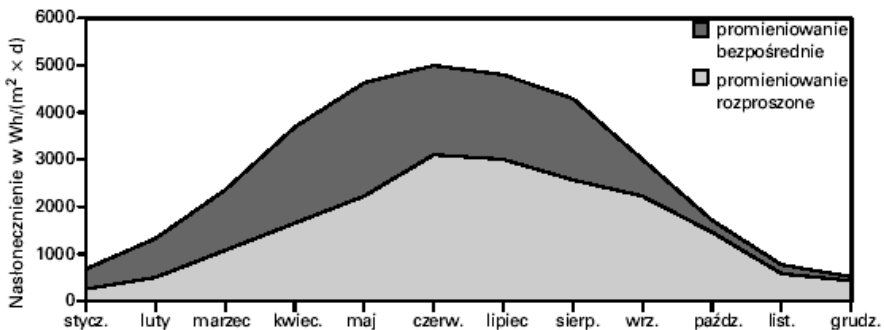
Tabela 5. Szacunkowe wartości progowe I_{\min} natężenia promieniowania słonecznego dla różnych typów kolektorów słonecznych

Rodzaj kolektora słonecznego	Parametry techniczne		I_{\min} , Wh/m ²		
	η_0 , %	U, W/m ² K	$\Delta T=10K$	$\Delta T=30K$	$\Delta T=60K$
Absorber bez osłony	0,95	20	210	630	1260
Kolektor z jednym pokryciem szklanym	0,85	8	90	280	560
Kolektor z dwoma pokryciami szklanymi	0,73	6	70	250	490
Kolektor z jednym pokryciem szklanym i powłoką selektywną	0,85	4	50	140	280
Kolektor próżniowo-rurowy	0,85	1,71	20	60	120

Spośród wyżej wymienionych rodzajów kolektorów słonecznych, to kolektor próżniowo-rurowy działa przy najniższym natężeniu promieniowania słonecznego. Tak niska wartość może być osiągnięta dzięki minimalnym stratom ciepła, a co za tym idzie jest on szczególnie wydajny w okresie jesienno-zimowo-wiosennym.

Promieniowanie słoneczne (całkowite) I_h , H_h do poziomu złożone jest z trzech składowych:

- promieniowania bezpośredniego
- promieniowania rozproszonego
- promieniowania odbitego

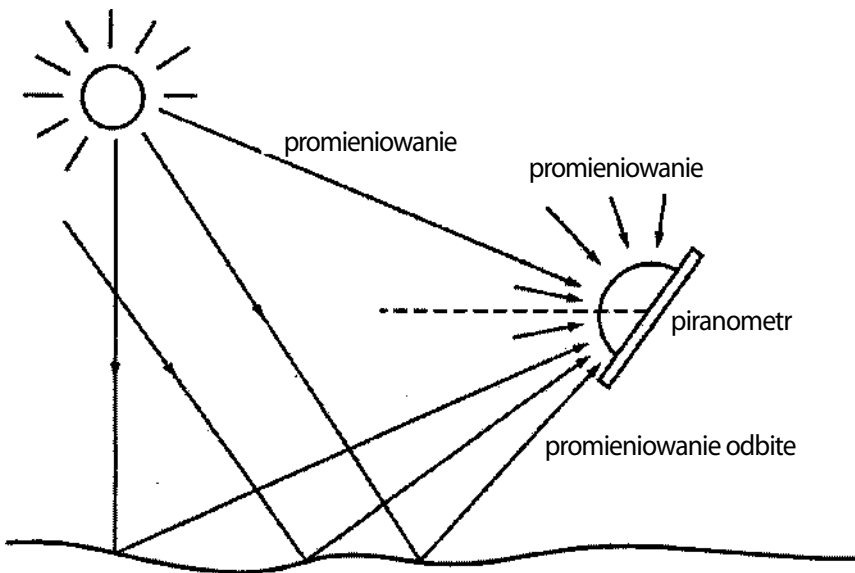


Rys. 19. Dienne wartości napromienienia w przedziale całego roku [2]

Promieniowanie bezpośrednie I_b , H_b jest to krótkofalowe promieniowanie o kierunku rozchodzenia się promieni w linii prostej od Słońca do powierzchni czynnej kolektora. Długość fali promieniowania słonecznego bezpośredniego na powierzchni Ziemi (po przejściu przez warstwę atmosfery) w 98% zawarta jest w przedziale 0,30–2,50 μm . Obejmuje ono całe tzw. widzialne promieniowanie słoneczne długości fali 0,40–0,78 μm .

Promieniowanie rozproszone (dyfuzyjne) I_d , H_d jest to promieniowanie długofalowe. Powstaje w wyniku załamania, odbicia i częściowego pochłaniania promieniowania bezpośredniego w atmosferze ziemskiej. Daje ono barwę niebieską nieboskłonu w wyniku rozproszenia światła słonecznego. Dodatkowo do promieniowania rozproszonego zalicza się tzw. długofalowe promieniowanie atmosfery o znacznie większej długości fali niż bezpośrednie i rozproszone promieniowanie słoneczne. Jest ono emitowane przez atmosferę niezależnie od pory doby, w postaci fal długości 4–120 μm .

Promieniowanie odbite I_{hp} od powierzchni Ziemi i obiektów w pobliżu absorbera kolektora słonecznego, to tzw. albedo. Jest to również promieniowanie rozproszone, którego wielkość zależy od promieniowania całkowitego $I_h = I_d + I_b$ (rozproszonego i bezpośredniego) oraz współczynnika odbicia p odpowiadającego różnym powierzchniom i przedmiotom w pobliżu kolektora.



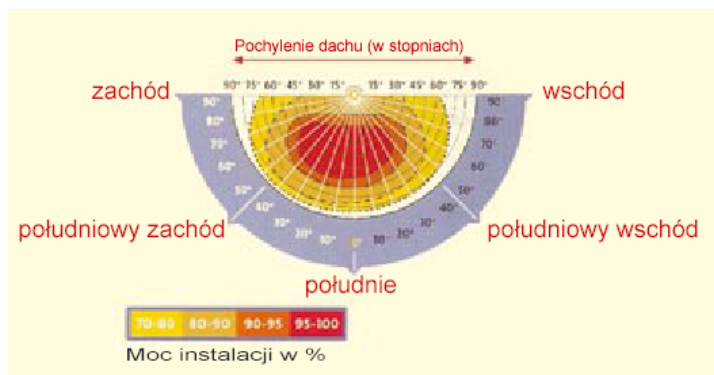
Rys. 20. Składowe promieniowania słonecznego padającego na płaszczyznę pochyloną do poziomu

Tabela 6. Przykładowe wartości współczynników odbicia i odpowiadające im powierzchnie zestawiono w tabeli poniżej

Rodzaj powierzchni	Współczynnik odbicia p
Zielony las	0,03–0,10
Trawa	0,14–0,37
Grunt	0,07–0,20
Czarna ziemia	0,08–0,14
Suchy piasek	0,18
Mokry piasek	0,09
Beton (np. chodnik)	0,25
Asfalt	0,10
Śnieg lub lód	0,46–0,87

4.1. Optymalne położenie kolektora słonecznego

Aby maksymalnie wykorzystać ilość całkowitego promieniowania słonecznego, jakie pada na teren usytuowania kolektora, należy zadbać o optymalny kąt nachylenia jego powierzchni względem poziomu. Z wykresu przedstawionego na rysunku 21 wynika, że na terenie Polski najlepszą wydajność instalacji solarnej można otrzymać poprzez skierowanie płyt kolektora na południe oraz przy nachyleniu płyt kolektorowych względem poziomu pod kątem 25 do 35°. Ustawienie w kierunkach południowo-zachodnim lub południowo-wschodnim przy nachyleniu 25 do 70° powoduje obniżenie uzysku jedynie o 5%. Tak niewielki ubytek sprawia, że instalacja solarna jest nadal bardzo opłacalna w przypadku gdy nie ma możliwości zorientowania płyt bezpośrednio w kierunku południowym.



Rys. 21. Wpływ skierowania, nachylenia i zacielenia na ilość odzyskanej energii z kolektora słonecznego

Największy uzysk energii występuje, gdy promieniowanie słoneczne pada pod kątem prostym do absorbera. Niestety kąt padania promieni słonecznych w ciągu całego roku zmienia się wraz ze zmianą wysokości Słońca nad horyzontem, a co za tym idzie zmienia się optymalny kąt pochylenia płaszczyzny kolektora słonecznego.

Tabela 7. Optymalny kąt pochylenia kolektora słonecznego w różnych okresach jego wykorzystania w Polsce

Miesiące	Optymalny kąt nachylenia	Miesiące	Optymalny kąt nachylenia
I	60°	IX	45°
II	60°	X	60°
III	45°	XI	60°
IV	30°	XII	60°
V	30°	IV-IX	30°
VI	<30°	X-III	60°
VII	<30°	VI-VIII	<30°
VIII	30°	I-XII	40°

W praktyce, jako najwydajniejsze uznaje się kąty nachylenia z przedziału od 30 do 45°, Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej na podstawie własnych badań podaje iż najlepszym kątem jest kąt o wartości 40°.

4.2. Zasada działania, materiały i budowa kolektorów słonecznych

Kolektory słoneczne są urządzeniami, które do produkcji ciepła wykorzystują zjawisko konwersji fototermicznej. Polega ono na bezpośredniej zamianie energii promieniowania słonecznego na ciepło. Podstawowym elementem kolektora słonecznego jest absorber, czyli „element składowy kolektora służący do pochłaniania energii promieniowania i przenoszenia tej energii w postaci ciepła do płynu [5]” będącego medium odbierającym i transportującym energię. Padające na absorber promieniowanie jest częściowo pochłaniane, odbijane i przepuszczane.

Najprostszym absorberem jest metalowa płaszczyzna pomalowana na kolor czarny. Niestety takie rozwiązanie nie jest bardzo wydajne, a wynika to z oddawania ciepła do otoczenia i albedo. By uzyskać wyższe temperatury czarną farbę zastępuje się powłokami selektywnymi, które charakteryzują się wysokimi współczynnikami pochłaniania (ok. 0,9) dla promieniowania krótkofalowego oraz niskimi współczynnikami emisji (ok. 0,1) dla promieniowania

długofalowego. Przykładem takich związków są tlenki chromu lub niklu, dzięki którym możliwe jest osiągnięcie temperatury powierzchni absorbera rzędu 150–200°C. W celu zredukowania strat ciepła stosuje się izolację termiczną pod absorberem i na ściankach kolektora oraz przesłony (najczęściej szklane) nad powierzchnią absorbera. Szklane przesłony wywołują „efekt szklarniowy” polegający na ograniczeniu konwekcyjnych strat ciepła oraz pochłanianiu długofalowego promieniowania emitowanego przez absorber.

4.3. Podział kolektorów i instalacji słonecznych

Czynnikiem roboczym odbierającym ciepło z absorbera może być ciecz lub powietrze. Rodzaje kolektorów słonecznych można podzielić ze względu na wykorzystywany w nich czynnik roboczy:

- kolektory cieczowe,
- kolektory powietrzne.

Według normy PN-EN ISO 9488 „Energia słoneczna. Terminologia” można wyróżnić następujące typy konstrukcji cieczowych kolektorów słonecznych:

a. kolektor płaski – skupia promieniowanie, jego powierzchnia absorbująca jest niemal płaska,

b. kolektor bez osłony – posiada osłony nad absorberem,

c. kolektor skupiający – wykorzystuje reflektory (zwierciadła), soczewki lub inne elementy optyczne, do zmiany kierunku i skupienia promieniowania słonecznego przechodzącego przez aparaturę na absorberze,

d. kolektor o ognisku liniowym – skupia promieniowanie słoneczne tylko w jednej płaszczyźnie, tworząc liniowe ognisko,

e. kolektor paraboliczny rynnowy – kolektor o ognisku liniowym, który skupia promieniowanie słoneczne za pomocą zwierciadlanego cylindra o przekroju parabolicznym,

f. kolektor o ognisku punktowym – skupia promieniowanie słoneczne w punkcie,

g. kolektor paraboloidalny – kolektor o ognisku punktowym, którego reflektor ma kształt paraboloidalnej czaszy,

h. kolektor bezogniskowy – skupia promieniowanie słoneczne na względnie małym odbiorniku bez ogniskowania promieniowania słonecznego, tj. bez tworzenia obrazu Słońca na odbiorniku,

i. kolektor zespolony paraboliczny skupiający (CPC) – bezogniskowy kolektor, który wykorzystuje paraboliczne zwierciadlane segmenty do koncentracji promieniowania słonecznego,

j. kolektor wielościankowy – kolektor skupiający, który wykorzystuje dużo płaskich odbijających elementów w celu konstrukcji promieniowania słonecznego na małej powierzchni lub wydłużonego pasma,

k. kolektor Fresnela – kolektor skupiający, który wykorzystuje soczewkę Fresnela do ogniskowania promieniowania słonecznego na odbiorniku

l. kolektor nadążny za słońcem – porusza się podążając za pozornym ruchem Słońca w ciągu dnia, obracając się wokół jednej lub dwóch osi,

m. kolektor próżniowy – kolektor, w którym w przestrzeni pomiędzy absorberem a osłoną jest próżnia,

n. kolektor próżniowy rurowy – kolektor próżniowy zbudowany z przezroczystych rur (zwykle szklanych), z próżnią w przestrzeni pomiędzy ścianką rury i absorberem.

Obecnie najpopularniejszymi konstrukcjami kolektorów są kolektory płaskie i próżniowe rurowe.

W dzisiejszych czasach skala wykorzystania instalacji biernych jest ograniczona i sprowadza się głównie do ogrzewania budynków. Elementy konstrukcyjne budynku (okna, ściany) służą do absorbowania i magazynowania ciepła. Sam przepływ ciepła zależy od struktury budynku oraz cech fizycznych materiałów wykorzystanych przy budowie instalacji. Tego typu instalacje nie posiadają wystarczających możliwości regulacji ich mocy cieplnej, a co za tym idzie posiadają bardzo ograniczone możliwości dostosowania mocy cieplnej do aktualnego zapotrzebowania. By pozbyć się tego typu niedogodności, zaczęto stosować konwekcję wymuszoną powietrza podczas transportu ciepła. Instalacje tego typu nazywane są hybrydowymi i polegają na kontroli procesu transportu oraz magazynowania ciepła.

4.3.1. Kolektory cieczowe

Obecnie kolektory cieczowe stosuje się najczęściej do podgrzewania wody użytkowej oraz wody w basenach, mogą być również wykorzystywane do ogrzewania budynków. Niestety ze względu na warunki klimatyczne Polski instalacje tego typu muszą być wspomagane przez dodatkowe źródła ciepła np. kotły gazowe lub olejowe. Zazwyczaj zakres temperatury w jakiej pracują kolektory mieści się w granicach 40–60°C, jednak w niektórych przypadkach czynnik roboczy może osiągać temperatury powyżej 80°C.

4.3.2. Kolektory płaskie

Na rysunku 22 przedstawiono schemat typowego płaskiego kolektora cieczowego. Czynnik roboczy płynie rurkami trwale przymocowanymi do absorbera. Pod płytą absorbera i z boków znajduje się izolacja termiczna. Całość zamknięta jest obudową i przykryta przezroczystą osłoną wykonaną ze szkła lub tworzyw sztucznych o wysokiej termoemisyjności dla promieniowania słonecznego. Pozostałymi, również istotnymi elementami, są uszczelki oraz zaczepy służące do montażu. Standardowy kolektor płaski przypomina z wyglądu pro-

stopadłościan o wymiarach: długość 1,2–2m; szerokość 0,6–1,4m; wysokość 0,08–0,1 m.



Rys. 22. Kolektor płaski cieczowy

Zazwyczaj płyty absorbera wytwarza się z blachy miedzianej, aluminiowej lub stalowej. Promieniowanie słoneczne padające na powierzchnię płyty zostaje odebrane przez czynnik roboczy płynący w rurkach przepływowych, zamocowanych do absorbera. Czynnikiem roboczym może być woda użytkowa, jednakże w Polsce ze względu na niskie temperatury zimą, stosowane są płyny o niskiej temperaturze zamarzania (roztwory glikoli). Zapobiega to uszkodzeniu instalacji solarnej, gdy temperatura zewnętrzna jest niższa od 0°C. Zazwyczaj stosuje się szeregowo-równoległe kanały przepływowe czynnika. Są to kolektory przeznaczone dla instalacji typu „high flow”.

4.3.3. Kolektory próżniowe

Urządzenia tego typu złożone są z pojedynczych rur szklanych o zamkniętej konstrukcji lub wykonanych również ze szkła naczyń dewarowskich (na wzór termosu). Ze względu na łatwość uszkodzenia i co za tym idzie utraty szczelności odchodzi się od pierwszej z wymienionych konstrukcji na rzecz konstrukcji Dewara.



Rys. 23. Kolektor z absorberem w postaci rur próżniowych

Średnica zewnętrzna pojedynczej rury kolektora mieści się w przedziale 30–100 mm, a długość 1–2m. Pomiędzy ściankami znajduje się próżnia, która jest najdoskonalszym znanym ludzkości izolatorem termicznym. Ciśnienie panujące pomiędzy ściankami jest nie większe niż 0,1 Pa.

4.3.4. Materiały używane do budowy kolektorów słonecznych

W celu zminimalizowania strat ciepła z kolektorów, absorbery pokrywa się warstwami selektywnymi. Taki zabieg pozwala na maksymalizację absorpcji promieniowania słonecznego oraz zminimalizowanie strat ciepła wynikających z promieniowania cieplnego w zakresie fal podczerwonych. Możliwość istnienia takich pokryć wynika z tego, że promieniowanie słoneczne obejmuje inny zakres długości fal niż promieniowanie ciepłe emitowane przez absorber. Promieniowanie słoneczne może uważane być za promieniowanie ciała doskonale czarnego o temperaturze 5777 K, a temperatura pracy absorberów w typowych kolektorach słonecznych na ogół nie przekracza 100°C. Doskonale selektywny absorber, którego temperatura w warunkach pracy nie przekracza 100°C, cechuje się absorpcją równą 1 w zakresie długości fal od 0,2–0,35 μm do 2,0–4,0 μm . Dla większych długości fal absorpcyjność (albo emisyjność z prawa Kirchoffa) doskonale selektywnego absorbera wynosi zero. W kolektorach słonecznych najczęściej wykorzystuje się pokrycia tandemowe. Otrzymuje się je poprzez nanoszenie na powierzchnię absorbera (podłoże) jednej lub dwóch (metal, z którego wykonany jest absorber wa-

runkuje ilość) cienkich warstw materiału o specjalnie dobranych właściwościach optycznych. Wyróżnia się następujące rodzaje pokryć selektywnych:

- czarna miedź (podłoże: miedź),
- czarny nikiel (podłoże: stal),
- czarny cynk (podłoże: stal ocynkowana),
- czarny chrom (podłoże: stal pokryta warstwą niklu, miedź pokryta warstwą
- niklu, aluminium, miedź, stal nierdzewna, stal węglowa, stal ocynkowana),
- czarny molibden (podłoże: miedź pokryta warstwą niklu, a następnie warstwą kobaltu),
- czarny kobalt (podłoże: aluminium, stal ocynkowana, stal nierdzewna).

Tego typu pokrycia wytwarzane są metodą chemiczną i elektrochemiczną dla podłoży wykonanych z miedzi i stali węglowej. Dla aluminium i stali nierdzewnej opracowano alternatywne sposoby otrzymywania powłok selektywnych: za pomocą barwienia elektrochemicznego utlenionej anodowo warstwy powierzchniowej podłoża (aluminium) i przez utlenianie termiczne lub elektrochemicznie (stal nierdzewna). Kolejnym istotnym elementem w konstrukcji kolektorów są osłony przezroczyste, które mają za zadanie ograniczyć ubytek ciepła na zewnątrz kolektora i zapewnić tzw. efekt szklarniowy. Głównymi wymogami, jakie się stawia przed materiałami wykorzystywanymi do budowy osłon przezroczystych jest wysoka przepuszczalność promieni słonecznych oraz odpowiednia wytrzymałość mechaniczna mieszcząca się w granicach 750 N/m². W poniższej tabeli zestawiono właściwości fizyczne materiałów używanych do wyrobu przesłon.

5. Literatura

1. G. Wiśniewski, S. Gołębiowski, M. Myciuk, K. Kurowski, A. Więcka, *Kolektory słoneczne: energia słoneczna w mieszkalnictwie, hotelarstwie i drobnym przemyśle*, Dom Wydawniczy Medium, Warszawa 2008.
2. http://www.viessmann.pl/etc/medialib/internet-pl/pdf_documents/zeszyty_fachowe.Par.33436.File.File.tmp/Viessmann%20ZF%20Kolektory%20sloneczne%20200806.pdf, kwiecień 2009
3. Smolec W., *Fototermiczna konwersja energii słonecznej*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2000.
4. Materiały reklamowe udostępnione przez firmę HERZ Armatura i Systemy Grzewcze Sp. z o.o.
8. Polska Norma PN-EN ISO 9488: *Energia słoneczna. Terminologia.*, PKN, 2002 r.

ZAKŁAD UNIESZKODLIWIANIA ODPADÓW KOMUNALNYCH (ZUOK) W TORUNIU

1. Systemy selektywnej zbiórki na terenie miasta Torunia

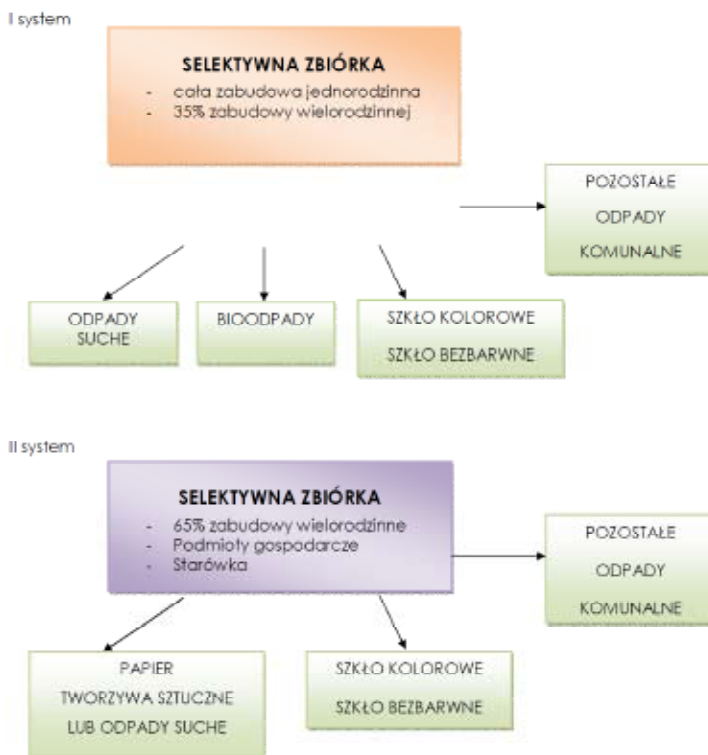
System selektywnej zbiórki odpadów komunalnych na terenie miasta Torunia został wprowadzony w 1993 roku. Początkowo obejmował wyłącznie zbiórkę odpadów surowcowych w kilkunastu pojemnikach do gromadzenia tworzyw sztucznych, papieru oraz szkła. W pierwszym roku działalności odzyskano zaledwie 9,7 Mg odpadów surowcowych.

Obecnie, pojemniki do selektywnej zbiórki rozstawione są na osiedlach mieszkaniowych, terenach miejskich, placówkach oświatowych oraz w przedsiębiorstwach. W chwili obecnej na terenie miasta Torunia znajduje się 1840 sztuk pojemników do zbiórki odpadów z tworzyw sztucznych, papieru, szkła oraz odpadów suchych.

Dla spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych oraz placówek oświatowych pojemniki wstawiane są nieodpłatnie w ramach wywozu odpadów komunalnych każdorazowo na zlecenie administratorów terenów. Mieszkańcy z tytułu prowadzenia selektywnej zbiórki nie ponoszą żadnych dodatkowych kosztów.

W chwili obecnej, system zbiórki odpadów w Toruniu realizowany jest zgodnie z założeniami projektu „Gospodarka odpadami komunalnymi w Toruniu”. W zależności od rodzaju zbieranych odpadów funkcjonują dwa systemy (Rys. 1).

Na terenie miasta Torunia odbiór odpadów gromadzonych selektywnie odbywa się dla wszystkich klientów Spółki. W przypadku, gdy na danym terenie (np. wspólnoty, spółdzielni) nie są zlokalizowane pojemniki wynika to z braku zainteresowania selektywną zbiórką, a nie z braku oferty ze strony MPO.



Rys. 1. Schemat selektywnej zbiórki odpadów w Toruniu

System zbiórki odpadów na terenie Torunia przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. System zbiórki odpadów na terenie Torunia

1.	<p>Zabudowa jednorodzinna</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wrzosey - Dz. Józefa - Dz. Klemensa - Brzezina - Chełmińskie - Podgórz - Jakubskie - PZWANN - Grębocin - Stawki - Kaszczorek - Glinki - Czerniewice 	<p>System workowy</p> <ul style="list-style-type: none"> - <u>odpady suche</u> (papier, tworzywa sztuczne i metale) <p>System pojemnikowy</p> <ul style="list-style-type: none"> - <u>bioodpady</u> – odbiór w okresie letnim 1 raz w tygodniu, w okresie zimowym 1 raz na dwa tygodnie - <u>szkło</u>
----	---	---

Tabela 1. Cd.

2.	Zabudowa wielorodzinna (35%) – Spółdzielnia Mieszkaniowa Rubinkowo – Młodzieżowa Spółdzielnia Mieszkaniowa Administracja Lelewela i Kołłątaja – Spółdzielnia Mieszkaniowa Młodych Pracowników UMK – Wybrane bloki w Spółdzielni Mieszkaniowej Na Skarpie – Spółdzielnia Mieszkaniowa Kopernik Administracja Osiedla Wschód	System pojemnikowy – <u>odpady suche</u> – <u>odpady organiczne</u> – <u>szkło</u> Systemem objęte zostało 18 159 gospodarstw domowych
3.	Zabudowa wielorodzinna (65%) – Spółdzielnie Mieszkaniowe – Wspólnoty Mieszkaniowe – Placówki Oświaty – Tereny Miejskie	System pojemnikowy – <u>papier</u> – <u>tworzywa sztuczne</u> – <u>odpady suche</u> – <u>szkło kolorowe i bezbarwne</u>
4.	Podmioty gospodarcze	System pojemnikowy – <u>papier</u> – <u>tworzywa sztuczne</u> – <u>odpady suche</u> – <u>szkło kolorowe i bezbarwne</u>
5.	Zespół Staromiejski	System workowy – <u>odpady suche</u> (papier, tworzywa sztuczne i metale) – <u>szkło kolorowe i bezbarwne</u>

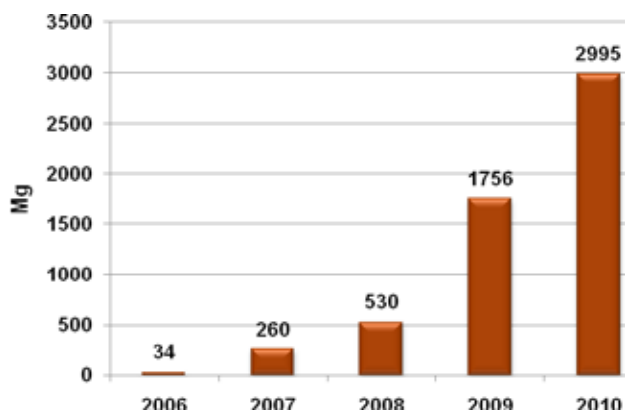
Selektywna zbiórka odpadów komunalnych jest zawsze usługą prowadzoną nieodpłatnie w stosunku do wszystkich mieszkańców Torunia. Równocześnie odbywa się odbiór odpadów komunalnych w systemie pojemnikowym zgodnie z zawartymi umowami.

Dotychczasowe założenia docelowego systemu selektywnej zbiórki uwzględniające zapisy Studium Wykonalności Projektu „Gospodarka Odpadami Komunalnymi w Toruniu”:

- 1) zabudowa jednorodzinna
 - pozostawienie systemu selektywnej zbiórki odpadów mokrych, suchych (surowcowych) w niezmienionej formie;
- 2) 35% zabudowy wielorodzinnej
 - pozostawienie systemu selektywnej zbiórki odpadów mokrych, suchych (surowcowych) oraz szkła w niezmienionej formie;

- 3) 65% zabudowy wielorodzinnej
- wprowadzenie w roku 2020 w 50% zabudowy wielorodzinnej nowej selektywnej zbiórki w systemie „dwupojemnikowym”, z podziałem na odpady organiczne (mokre), suche (o właściwościach surowców wtórnych) i ewentualnie – pozostałe;

Na rysunku 2 przedstawiono ilość segregowanych odpadów.



Rys. 2. Ilość odpadów poddanych segregacji

W 2004 r. system selektywnej zbiórki został rozbudowany o element zbiórki odpadów niebezpiecznych, występujących w strumieniu odpadów komunalnych. W pierwszej kolejności została uruchomiona zbiórka zużytych baterii, a następnie w 2005 roku program zbiórki przeterminowanych leków.

Obecnie, system obejmuje zbiórkę:

- zużytych baterii i akumulatorów małogabarytowych,
- przeterminowanych leków,
- chemikaliów,
- farb, tuszy, klejów zawierających substancje niebezpieczne,
- zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego, oraz
- odpadów zawierających azbest.

Zbiórka odpadów niebezpiecznych funkcjonuje w oparciu o:

- dwie sieci zbierania: zużytych baterii i przeterminowanych leków utworzone przez MPO Sp. z o.o. w Toruniu wraz z organizacją odzysku oraz przy współpracy Urzędu Miasta, placówek handlowych, aptek, szkół, innych obiektów użyteczności publicznej,
- stacjonarne punkty zbierania odpadów niebezpiecznych zlokalizowane przy siedzibie MPO Sp. z o.o. oraz przy ZUOK w Toruniu.

2. Projekt Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych

W 2004 roku Gmina Miasta Toruń wraz z Miejskim Przedsiębiorstwem Oczyszczania Sp. z o.o. złożyły wniosek o dofinansowanie ze środków Funduszu Spójności projektu „Gospodarka odpadami komunalnymi w Toruniu”.

19 grudnia 2005 roku Komisja Europejska wydała Decyzję o dofinansowaniu projektu w wysokości 10.837.440,00 Euro. W Decyzji Komisji Europejskiej określono całkowity koszt realizacji projektu na kwotę 16.750.000,00 Euro, natomiast koszty kwalifikowane – 15.264.000,00 Euro. Beneficjentem oraz podmiotem odpowiedzialnym za realizację projektu „Gospodarka odpadami komunalnymi w Toruniu” jest Miejskie Przedsiębiorstwo Oczyszczania Sp. z o.o.

Zgodnie z Decyzją Komisji Europejskiej prace związane z realizacją projektu zostały zakończone do 31.12.2009 roku, natomiast projekt został zakończony 31.12.2010 roku. Projekt „Gospodarka odpadami komunalnymi w Toruniu” realizowany jest w oparciu o pięć zadań i obejmuje:

a) zadanie nr 1 – „Rozbudowa Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych”,

b) zadanie nr 2 – „Inżynier Kontraktu”,

c) zadanie nr 3 – „Pomoc dla PIU”,

d) zadanie nr 4 – „Projekt wdrożeniowo-edukacyjny dla systemu selektywnego gromadzenia odpadów”,

e) zadanie nr 5 – „Zakup wyposażenia dla działań pilotażowych dla systemu selektywnego gromadzenia odpadów”. Zadanie realizowane w trzech częściach:

- część I – pojazdy (bezpylne) – samochody ciężarowe śmieciarki do zbiórki odpadów organicznych,
- część II – pojemniki domowe i przydomowe,
- część III – worki na odpady opakowaniowe.

Zasadniczym elementem Projektu jest realizacja zadania inwestycyjnego pn. „Rozbudowa Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych”. Przyjęte rozwiązania technologiczne przetwarzania i unieszkodliwiania odpadów warunkują jednocześnie potrzebę wdrażania odpowiedniego systemu selektywnego gromadzenia odpadów, stąd projekt wdrożeniowo-edukacyjny, który wykorzystuje materiały dostarczone w ramach zadania nr 4 oraz realizowany w oparciu o zadanie nr 5 program pilotażowy selektywnej zbiórki odpadów.

Projekt wdrożeniowo-edukacyjny dla systemu selektywnego gromadzenia odpadów realizowany jest bezpośrednio przez Spółkę, z wykorzystaniem materiałów edukacyjnych zakupionych w ramach projektu (m.in. ulotki – 290 tys., broszury i książeczki – 15 tys., notesiki, ołówki, linijki itp. – ponad 25 tys.). Kampania informacyjno-edukacyjna prowadzona była w formie zajęć, warsz-

tatów, prelekcji, szkoleń, seminariów i konkursów poświęconych zagadnieniom związanym z zagospodarowaniem odpadów komunalnych. MPO Sp. z o.o. organizuje lub włącza się w formy masowego przekazu, takie jak festyny czy pikniki oraz inne akcje takie jak Dzień Ziemi, Sprzątanie Świata. Docelowe grupy odbiorców stanowią głównie dzieci i młodzież szkolna, jak również studenci wyższych uczelni, pracownicy placówek oświatowych i mieszkańcy miasta. Dodatkowo wszyscy mieszkańcy objęci są informacją na temat selektywnej zbiórki odpadów, poprzez bezpośrednie dostarczenie im materiałów informacyjnych i ulotek oraz trzykrotną ekspozycję plakatów i billboardów.



Rys. 3. Plakat i billboard eksponowane w dniach 16–30.03.2009 r.

Wyposażenie dostarczane w ramach zadania nr 5 wykorzystane zostało na potrzeby programu pilotażowej zbiórki odpadów, który zgodnie z założeniami projektu objął 10 tys. gospodarstw domowych. Od listopada 2007 roku do października 2009 roku program został zrealizowany na obszarze zabudowy wielorodzinnej (Spółdzielnia Mieszkaniowa Rubinkowo, Młodzieżowa Spółdzielnia Mieszkaniowa Administracja Lelewela i Kołłątaja, Spółdzielnia Mieszkaniowa Młodych Pracowników UMK).

3. Budowa Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych

Przedmiotem Zadania nr 1 „Rozbudowa Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych” było zaprojektowanie, wykonanie oraz usunięcie wszelkich wad w robotach wykonywanych zgodnie z „Warunkami kontraktowymi dla urzędów oraz projektowania i budowy dla urzędów elektrycznych i mechanicznych oraz robót inżynierskich i budowlanych projektowanych przez wykonawcę”. Zakres Kontraktu obejmował również dostawę i montaż wyposażenia Zakładu, przeprowadzenie prób końcowych, przeszkolenie personelu w zakresie eksploatacji instalacji oraz uzyskanie niezbędnych uzgodnień i pozwoleń wynikających z przepisów prawa budowlanego, w tym pozwolenia zintegrowanego.

Po trzykrotnie przeprowadzonym postępowaniu o udzielenie zamówienia publicznego w dniu 24 lipca 2007 roku podpisany został kontrakt na Rozbudowę Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych. Wykonawcą zadania został Budimex Dromex S.A. z siedzibą w Warszawie. Wartość zrealizowanego Kontraktu wyniosła 15.203.428,26 Euro.

Pierwszy etap realizacji inwestycji obejmował prace projektowe wykonywane w oparciu o Program Funkcjonalno-Użytkowy opracowany przez zamawiającego wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego wszelkich decyzji administracyjnych prowadzących do rozpoczęcia budowy. Ze względu na stosunkowo krótki okres realizacji Kontraktu, wynikający z powtarzania postępowania o udzielanie zamówienia publicznego, Zamawiający wyprzedzająco rozpoczął proces uzyskiwania decyzji lokalizacyjnych i środowiskowych na budowę przyłączy do Zakładu oraz decyzji środowiskowej. Decyzja lokalizacyjna dla ZUOK wydana była natomiast już na etapie uzyskiwania Decyzji Komisji Europejskiej o przyznaniu dofinansowania dla Projektu.

Wykonawca 29 września 2008 roku złożył wniosek o pozwolenie na budowę ZUOK i w dniu 13 listopada 2008 roku uzyskał decyzję o pozwoleniu na budowę. Decyzja uprawomocniła się 4 grudnia 2008 roku.

Wykonawca uzyskał również wszystkie wymagane decyzje budowlane dla przyłączy do ZUOK: decyzję o pozwoleniu na budowę sieci wodociągowej i sie-

ci kanalizacji sanitarnej na terenach zamkniętych (teren PKP) z dnia 4 listopada 2008 r., decyzję o pozwoleniu na budowę sieci wodociągowej i sieci kanalizacji sanitarnej z dnia 7 listopada 2008 r., oraz decyzję o pozwoleniu na budowę sieci elektroenergetycznej z dnia 19 sierpnia 2008 r.

Roboty budowlane rozpoczęły się dnia 5 grudnia 2008 roku. 30 stycznia 2009 roku wmurowano kamień węgielny pod inwestycję. Prowadzenie robót na wielu frontach jednocześnie, zaangażowanie Wykonawcy oraz korzystne warunki atmosferyczne sprawiły, iż tempo robót było znaczące i nie spowodowało opóźnień w realizacji inwestycji. Zasadnicze prace budowlano-montażowe zakończone zostały w czerwcu 2009 roku. Następnie, Wykonawca kontynuował montaż i uruchamianie poszczególnych instalacji technologicznych z sortownią i kompostownią na czele.

31 lipca 2009 roku Wykonawca uzyskał pozwolenie zintegrowane, a dnia 17 sierpnia 2009 roku pozwolenie na użytkowanie Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych w Toruniu.

W terminie kontraktowym (do 31 sierpnia 2009 r.) wykonane zostały i zatwierdzone przez Inżyniera Kontraktu Próby Końcowe. Od 1 września 2009 roku rozpoczęły się Próby eksploatacyjne prowadzone przez Zamawiającego, przy udziale Wykonawcy.



Rys. 4. Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych w Toruniu (wrzesień 2009 r.)

Dnia 9 listopada 2009 r. strony Kontraktu podpisały Protokół odbioru końcowego i Inżynier Kontraktu wydał Świadectwo Przejęcia Zakładu na dzień 1 września 2009 r. 25 listopada 2009 roku przy udziale pani Wicemarszałek

Sejmu Ewy Kierzkowskiej oraz licznych zaproszonych gości miało miejsce uroczyste otwarcie Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych.



Rys. 5. Uroczyste przecięcie wstęgi

4. Infrastruktura Zakładu

Realizowany Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych zlokalizowany jest na dwóch obszarach – tzw. terenie „A” przy ul. Kociewskiej 47–53, oraz terenie „B” przy ul. Kociewskiej 37 (teren istniejącego zaplecza Miejskiego Składowiska Odpadów):

Obiekty na terenie „A”:	Obiekty na terenie „B”:
<ul style="list-style-type: none"> • składowisko odpadów wraz z instalacją do oczyszczania odcieków oraz odzysku gazu wysypiskowego, • podstawowe obiekty technologiczne przetwarzania odpadów: <ul style="list-style-type: none"> – sortownia odpadów, – kompostownia odpadów organicznych i zielonych, – zakład przerobu odpadów budowlanych. 	<ul style="list-style-type: none"> • stanowiska demontażu i przetwarzania odpadów wielkogabarytowych: <ul style="list-style-type: none"> – pomieszczenie demontażu sprzętu AGD, – pomieszczenie demontażu sprzętu RTV oraz zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego, – magazyn odpadów niebezpiecznych, występujących w strumieniu odpadów komunalnych, (po adaptacji istniejącego budynku magazynu zaplecza technicznego składowiska).

4.1. Składowisko odpadów innych niż obojętne i niebezpieczne

Składowisko ma powierzchnię 6,6 ha oraz pojemność 1 080 000 m³ przy maksymalnej rzędnej wierzchołku 96,80 m n.p.m. (ponad 20 m ponad poziom terenu). Pozwoli to na około 13-letnią eksploatację składowiska. Dodatkowo, MPO Sp. z o.o. w bezpośrednim sąsiedztwie wykonanej niecki składowiska posiada rezerwę terenu pod kolejną kwaterę, co po połączeniu obu niecek zabezpieczy potrzeby Torunia i gmin ościennych na kolejne 30 lat.

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 24 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących lokalizacji, budowy, eksploatacji i zamknięcia, jakim powinny odpowiadać poszczególne typy składowisk (Dz. U. Nr 61, poz. 549) wykonana niecka posiada następujące zabezpieczenie:

- uszczelnienie z materiałów ilowych o współczynniku filtracji $k \leq 10^{-9} \text{ m/s}$ i miąższości 0,5 m,
- warstwę mineralną z piasku wraz z drenażem monitorującym o miąższości 0,3 m,
- geowłókninę o gramaturze 1000 g/m² – polipropylenowa,
- folię PEHD o grubości 2,5 mm,
- geowłókninę o gramaturze 1000 g/m² – polipropylenowa, oraz
- warstwę mineralną z piasku drenażem zasadniczym o miąższości 0,5 m.



Rys. 6. Moduł przygotowania biogazu

Odcieki ze składowiska, w celu zapewnienia ich właściwego stopnia oczyszczenia, kierowane są do instalacji odwróconej osmozy. Ponadto, składowisko wyposażone jest w system odgazowania obejmujący 24 studnie odgazowujące oraz moduł przygotowania biogazu wraz z pochodnią gazu, a w późniejszym czasie zamontowany zostanie agregat prądotwórczy. Potencjalnie możliwość wykorzystania gazu wysypiskowego wystąpi po około 4 latach od uruchomienia składowiska.

Kontenerowa Oczyszczalnia Odcieków – PALL Corporation, typ ROAW 9131 DTG 15. Jednostopniowa instalacja odwróconej osmozy PALL do oczyszczania odcieków ze składowiska o wydajności 50 m³/dobę. Układ obejmuje jednostopniowy proces membranowy umożliwiający uzyskanie parametrów umożliwiających jego bezpośrednie odprowadzenie do oczyszczalni ścieków. Zainstalowany układ składa się z następujących elementów:

- wstępna filtracja,
- stopień oczyszczania odcieku RO 9131 DTG15 wraz z miejscowym układem regulacji (PLC),
- zbiornik magazynowy do regulacji pH – H₂SO₄ (3 m³), oraz
- zbiorniki środka czyszczącego (Cleaner Eco A, Cleaner Eco C).

Wstępna filtracja polega na przepuszczeniu odcieku przez filtr z wkładem filtrującym umożliwiającym usuwanie zanieczyszczeń powyżej 40µm. Następnie, odciek trafia do szeregowych modułów stopnia oczyszczania odcieku. Wartość pH po uzdatnianiu – 6,0.



Rys. 7. Instalacja odwróconej osmozy

4.2. Sortownia odpadów

Zasadniczy układ technologiczny sortowni obejmuje:

- kabinę wstępnego sortowania (w ciągu załadowniczym sita),
- sito obrotowe dwusekcyjne (oczko \varnothing 20 mm, oczko \varnothing 80 mm) z zespołem przenośników o wydajności 57 000 Mg/rok,
- dwie linie sortownicze o łącznej przepustowości 27 000 Mg/rok przy pracy dwuzmianowej,
- prasę do wysortowanych surowców,
- separatory ferromagnetyków.

Rozrywarka do worków – BRT Recycling Technologie GmbH, typ Schlitz-O-MAT MSW 1–21, pojemność nadawy – 24 m³, przepustowość dla materiału 200 kg/m³ – 26 Mg/h. Na rozrywarkę podawane są odpady komunalne zmieszane oraz odpady pochodzące z selektywnej zbiórki w systemie workowym.



Rys. 8. Rozrywarka do worków

Sito obrotowe, bębnowe – Falubaz S.A., typ FSB 10/2, sito dwusekcyjne o oczkach \varnothing 20 mm oraz oczkach \varnothing 80 mm, długość odsiewająca bębna – 10.000 mm, zakres pracy sita – 4–12 obroty/minutę.

Fracja 0–20 mm kierowana jest do stacji załadunku frakcji podsitowej, frakcja 20–80 mm kierowana jest do hali kompostowni, frakcja nadsitowa (>80 mm) kierowana jest do kabin sortowniczych. Wydajność – 57 Gb.

Separator ferromagnetyków – MAGNETIX, typ nadtaśmowy STM 115–110, elektromagnes uzbrojony w 4-rolkowy transporter, automatyczne usuwanie metali żelaznych wychwyconych ze strumienia frakcji 20–80 mm przez taśmę progową,

Kabina sortownicza – Falubaz S.A., wymiary zewnętrzne: 18.600x5.200x3.000, kabina czternastostanowiskowa, 12 rynien zrzutowych, ogrzewanie elektryczne, 20 wymian powietrza na godzinę. Wydajność – 15 Gb/rok.



Rys. 9. Kabina sortownicza

Kabina sortownicza – Horstmann, wymiary zewnętrzne: 15.500x5.000x3.000 kabina dwunastostanowiskowa, 10 rynien zrzutowych, ogrzewanie elektryczne, 20 wymian powietrza na godzinę. Wydajność 12.000 Mg/rok

Separator ferromagnetyków – MAGNETIX, typ nadtaśmowy STM 115–110, elektromagnes uzbrojony w 4-rolkowy transporter, automatyczne usuwanie metali żelaznych wychwyconych ze strumienia frakcji nadsitowej przez taśmę progową.

Automatyczne stacje załadunku frakcji 0–20 mm oraz frakcji balastowej (>80 mm) – Falubaz S.A., rozdział strumienia i załadunek kolejno do dwóch kontenerów, w skład każdej stacji wchodzi przenośnik przesyłowy rewersyjny oraz dwa przenośniki rewersyjne przejezdne

Prasa kanałowa z zasypem – HSM VK 42/1200, wydajność objętościowa – 194 m³/h, prasowanie wyselekcjonowanych frakcji surowców przeznaczonych do sprzedaży.



Rys. 10. Prasa kanałowa z zasypem

Przenośniki przesyłowe, kanałowe, rewersyjny, kanałowo-wznoszący – Falubaz S.A., Horstmann, łącznie 25 szt.

Zaprojektowany układ linii sortowniczej umożliwi podawanie odpadów do segregacji w następujących wariantach technologicznych:

I – odpady zmieszane kierowane poprzez dwusekcyjne sito obrotowe:

- frakcja do 20 mm jest deponowana na składowisku odpadów,
- frakcja 20 – 80 mm, zawierająca znaczną część odpadów organicznych jest kierowana do hali kompostowni w celu kompostowania,
- frakcja powyżej 80 mm (nadsitowa), zawierająca znaczną ilość opakowań jest kierowana na linię sortowniczą,

II – sucha frakcja z systemu dwupojemnikowego oraz odpady surowcowe z systemu wielopojemnikowego kierowane bezpośrednio na linię sortowniczą.

Bezpośrednio w hali sortowni znajduje się wydzielony budynek zaplecza administracyjno-socjalnego dla pracowników Zakładu, w którym znajdują się szatnie, umywalnie, jadalnia oraz pomieszczenia biurowe, łącznie z pomieszczeniem sterowni i dyspozytorni.

4.3. Kompostownia odpadów organicznych

Zasadniczy układ technologiczny kompostowni odpadów organicznych obejmuje 5 stacjonarnych bioreaktorów (komory żelbetowe) o wydajności 5 000 Mg/rok, wyposażonych w mechaniczny system załadunku komór i pełną automatykę procesu. Zastosowana technologia MUT Kyberferm wyposażona jest w system napowietrzania, nawilżania masy kompostowanej, odprowadzania odcieków, odzysku (rekuperacji) ciepła z gazów procesowych, recyrkulacji odcieków oraz oczyszczania gazów procesowych zakończony w biofiltrze.

Procesowi kompostowania poddawane są selektywnie zebrane odpady organiczne (odpady mokre pochodzące ze zbiórki dwupojemnikowej) oraz frakcja 20–80 mm, uzyskana w wyniku segregacji mechanicznej w sortowni.

Proces prowadzony jest w następujących fazach:

- faza I – kompostowanie intensywne w bioreaktorach żelbetowych, z pełną, automatyczną kontrolą przebiegu procesu – 14 dni (odpady organiczne) lub 21 dni (frakcja 20–80 mm),
- faza II – dojrzewanie pośrednie w pryzmach na placu kompostowania, z napowietrzaniem przez przrzucanie – około 3 tygodni, oraz
- faza III – dojrzewanie końcowe w pryzmach na placu kompostownia – około 6 tygodni.



Rys. 11. Hala kompostowni

Ponadto, kompostownia wyposażona jest w sprzęt ruchomy (wspólny z kompostownią odpadów zielonych) do którego należą: ładowarka kołowa, rozdrabniarka, przrzucarka kompostu oraz sito mobilne.

Wyposażenie technologiczne kompostowni to:

- bioreaktor MUT – 5 szt. wraz z bramami zamykającymi Crawford,
- instalacja odprowadzania kondensatu wraz z pompą– Kaeser oraz si-tem do doczyszczania kondensatu Roto Sieje,
- instalacja sprężonego powietrza – Klaser,
- wentylator świeżego powietrza – GTG,
- wentylator powietrza poprocesowego – GTG,
- płuczka powietrza poprocesowego – GTG,
- nawilżacz wraz z orurowaniem – Heason,
- instalacja ogrzewania ECO Drein – Kaeser,
- czujniki: ciśnienia, meteorologiczny – Kroneis,
- sondy pomiarowe przepływu SKI, oraz
- pomiar temperatury – RUMBO.

Dodatkowe urządzenia to rozdrabniarka, przrzucarka kompostu i sito mobilne.

Rozdrabniarka – Husmann, HFG-II, urządzenie przejezdne na podwoziu kołowym, układ zębujący nożowo-udarowy,

Przrzucarka kompostu – Backhus 17.43, wyposażona w wózek do bocznego układania przyz oraz bęben do nawilżania. Możliwość przrzucania przyz o wymiarach 4,3x2,1 m, wydajność przrzucania do 2.800 m³/h.



Rys. 12. Przrzucarka kompostu Backhus 17.43

Sito mobilne – Luxor, SOP-1650, wielkość oczek 20 mm, wydajność 20–25 Mg/h (dla dojrzałego kompostu II klasy), pojemność kosza zasypowego około 3 m³.



Rys. 13. Sito mobilne Luxor

4.4. Kompostownia odpadów zielonych

Procesowi kompostowania poddawane są odpady zielone pochodzące z pielęgnacji parków, ogrodów i innych terenów zielonych w mieście. Wydajność kompostowni odpadów zielonych wynosi 3 000 Mg/rok. Przygotowany materiał układany jest na placu kompostowania w otwarte pryzmy, w których prowadzony jest proces kompostowania polowego trwający 6 miesięcy.

Kompostownia odpadów zielonych wykorzystuje sprzęt ruchomy wspólny z kompostownią odpadów organicznych. Obie kompostownie wykorzystują również wiatę przygotowania wsadu oraz wiatę magazynowania gotowego kompostu.

4.5. Zakład Przerobu Odpadów Budowlanych

Do Zakładu Przerobu Odpadów Budowlanych trafiają odpady pochodzące z remontów i rozbiórki budynków – gruz budowlany oraz sprzęt i instalacje.

cje sanitarne i elektryczne, stolarka okienna i drzwiowa, materiały izolacyjne. Odpady te poddawane będą wstępnej segregacji, i kwalifikacji do dalszej obróbki.

Zakład wyposażony jest w zespół maszyn krusząco-przesiewających, który jest uruchamiany po zgromadzeniu odpowiedniej partii materiału (gruz budowlany itp.). Rozdrobniony materiał wykorzystywany będzie między innymi do celów technologicznych w Zakładzie.

Zestaw przesiewający rozdziela kruszony materiał na trzy frakcje:

- frakcja 0–2 mm,
- frakcja 32–64 mm, oraz
- frakcja nadsitowa powyżej 64 mm.



Rys. 14. Zestaw maszyn krusząco-przesiewających

Wydajność Zakładu Przerobu Odpadów Budowlanych wynosi 4 500 Mg/rok.

4.6. Zakład Demontażu Odpadów Wielkogabarytowych

Zakład Demontażu Odpadów Wielkogabarytowych zlokalizowany jest na terenie A (stanowisko demontażu mebli) oraz na terenie B (stanowisko demontażu zużytego sprzętu AGD i RTV).

Prowadzone procesy technologiczne polegają na ręcznym demontażu sprzętu pochodzącego z selektywnej zbiórki prowadzonej wśród mieszkańców oraz wysegregowanego w sortowni odpadów. Odzyskane surowce i od-

pady są klasyfikowane i przekazywane do recyklingu lub unieszkodliwienia w specjalistycznych zakładach. Odpady niebezpieczne przed przekazaniem do unieszkodliwienia trafiają do Magazynu Odpadów Niebezpiecznych.

Zakład wyposażony jest między innymi w stację odzysku freonów, wysarkę do zużytego oleju, wózek widłowy, wózki paletowe i inne narzędzia ręczne.

4.7. Magazyn Odpadów Niebezpiecznych

Magazyn zapewnia bezpieczne (zabezpieczenie podłoża, wentylacja wyposażenie w odpowiednie pojemniki) magazynowanie odpadów niebezpiecznych pochodzących z selektywnej zbiórki wśród mieszkańców, wysegregowanych w sortowni odpadów oraz wytworzonych w procesie demontażu zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego. Odpady są magazynowane jedynie do czasu zgromadzenia ich partii transportowej. Do magazynu może trafić rocznie 190 Mg odpadów niebezpiecznych.

5. Podsumowanie

Realizacja projektu „Gospodarka odpadami komunalnymi w Toruniu” wprowadziła nowoczesne rozwiązania technologiczne umożliwiające zgodne z prawem zagospodarowanie odpadów. Budowa Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych w Toruniu jest największą w historii Miejskiego Przedsiębiorstwa Oczyszczania Sp. z o.o. w Toruniu inwestycją w dziedzinie ochrony środowiska i gospodarki odpadami. Istotnymi elementami są również działania Spółki związane z objęciem selektywną zbiórką odpadów całego obszaru realizacji Projektu, zwłaszcza wprowadzenie selektywnej zbiórki odpadów ulegających biodegradacji oraz projekt wdrożeniowo-eukacyjny promujący wśród wszystkich mieszkańców zasady właściwego postępowania z odpadami.

Materiał źródłowy – Barbara Kozłowska

NOWOCZESNA I EFEKTYWNA INSTALACJA UTYLIZACJI BIOGAZU SKŁADOWISKOWEGO W TORUNIU

1. Wprowadzenie

Biogaz Inwestor Spółka z o.o., z siedzibą przy ul. Grudziądzkiej w Toruniu, została założona w roku 1993, a jej większościowym udziałowcem jest Gmina Miasta Toruń (obecnie ok. 90% udziałów).

Spółka od 1997 r. prowadzi działalność polegającą na utylizacji biogazu składowiskowego oraz wytwarzaniu z niego energii elektrycznej i ciepła, które dostarczane są mieszkańcom Torunia za pośrednictwem lokalnych operatorów sieciowych.

Oprócz prowadzenia powyższej działalności podstawowej, Spółka zajmuje się dystrybucją alternatywnych paliw transportowych na stacji paliw gazowych CNG/LPG przy ul. Legionów 220 w Toruniu, a także profilowaniem i utwardzaniem nawierzchni oraz budową dróg gruntowych na terenie miasta Toruń i w jego okolicach.

2. Miejskie składowisko odpadów komunalnych w Toruniu

Miejskie Składowisko Odpadów (MSO) przy ul. Kociewskiej w Toruniu w latach 1964–2009 było podstawowym składowiskiem dla Torunia oraz niektórych okolicznych gmin i było przeznaczone głównie dla odpadów komunalnych. Składowisko zlokalizowane jest w dzielnicy przemysłowej oddalonej od centrum miasta o ok. 10 km, w pobliżu północnej granicy miasta. Położenie to zgodne jest z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego – teren przeznaczony na kompleks unieszkodliwiania odpadów komunalnych [1].

Składowisko położone jest na terenie równinnym o nieznacznej różnicy wysokości, ze spadkiem w kierunku południowym do obecnej doliny Wisły, znajdującej się w odległości 3,5 km. Bezpośrednio przez dany teren nie bieżą żadne ciek wodne wód powierzchniowych. Na danym obszarze, pod warstwą powierzchniową, głównymi utworami są piaski, pospółki i żwiry, charakteryzujące się bardzo dobrą filtracją, a warstwy nieprzepuszczalne (gliny, pyły, ropy) znajdują się dopiero na głębokości od 11–20 m do 25–37 m. Składowisko nie sąsiaduje z terenami mieszkalnymi, obszarami chronionymi z uwagi na występującą na nich faunę i florę oraz miejscami lęgowymi ptaków i zwierząt [1].



Rys. 1. Widok na MSO w Toruniu, na dole kontener z MPR-1 (fot. B. Igliński)

Od 1993 roku odpady były składowane i zagęszczane przy pomocy kompaktora w celu zwiększenia chłonności eksploatacyjnej obiektu i ukształtowania optymalnych warunków dla beztlenowych przemian organicznej części odpadów. Dokonywano plantowania powierzchni składowiska, łamania i rozdrabniania odpadów przestrzennych, a także utwardzania powierzchni składowiska [1].

W 1994 roku w trakcie modernizacji składowiska wykonano uszczelnienie powierzchni tarasu geomembraną HDPE 1,5 mm z drenażem powierzch-

niowym odcieków i kolektorem zbiorczym, odprowadzającym odcieki powierzchniowe do naziemnego zbiornika stabilizacyjnego [1].

Ilość składowanych odpadów wynosiła średnio około 130 Gg w skali roku. Przybliżony skład tych odpadów obrazuje tabela 1. Największy udział procentowy stanowiły odpady pochodzenia organicznego [1].

Tabela 1. Przybliżony skład odpadów składowanych na MSO w Toruniu [1]

Frakcja [%]	Rok		
	1991	2000	2009
Roślinne odpady spożywcze	25,2	14,8	14,4
Zwierzęce odpady spożywcze	4,3	1,0	0,0
Inne odpady organiczne	3,4	8,8	14,2
Papier	13,4	18,7	12,3
Plastiki	5,1	19,9	11,2
Odpady tekstylne	4,4	3,5	2,5
Szkło	6,9	12,0	7,6
Odpady metalowe	3,4	2,8	5,4
Inne odpady mineralne	6,9	4,7	3,4
Frakcja < 10 mm	27,0	13,8	29,0

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z 24.03.2003 r. z końcem 2009 r. MSO w Toruniu, jako składowisko odpadów niespełniające wymagań zawartych w rozporządzeniu zostało zamknięte, ale przez kilkanaście następujących lat konieczne będzie (i mamy nadzieję opłacalne) pozyskiwanie biogazu z toruńskiej instalacji. Wynika to m.in. z decyzji Marszałka Województwa Kujawsko-Pomorskiego z 23.06.2010 r., określającej techniczny sposób zamknięcia MSO, w tym warunki dalszego utrzymania i monitoringu MSO oraz etapy przeprowadzenia przez Biogaz Inwestor Sp. z o.o. kompleksowej gazowej i ziemnej rekultywacji MSO w Toruniu [1].

I tak, w ramach rekultywacji gazowej w 2010 r. wybudowano na wierzchowinie MSO ostatnie 20 studni biogazowych z przyłączami gazowymi, zainstalowano kontenerowy moduł MPR-2 (o wydajności ok. 375 Nm³/h) wraz z odwadniaczem biogazu składowiskowego [1].

Konieczność rekultywacji gazowej MSO wynika głównie ze zjawiska emisji biogazu składowiskowego przez powierzchnię składowiska i bardzo szkodliwego wpływu jego głównego składnika (metanu) na warstwę ozonową atmosfery ziemskiej. Dlatego głównym zadaniem w 2010 r. było objęcie sys-

temem odzysku biogazu z wierzchowy MSO, a tym samym całego MSO w Toruniu (zamkniętego z końcem 2009 r.). Umożliwia to również zwiększenie ilości pozyskiwanego oraz utylizowanego biogazu składowiskowego, a poprzez jego spalanie w gazowych silnikach spalinowych wytwarzających energię elektryczną i ciepło dodatkowo ogranicza produkcję i emisję z konwencjonalnych źródeł energii.

Rekultywacja ziemna, która rozpoczęła się w październiku 2011 r. polega na przykryciu powierzchni wierzchowy kwatery głównej MSO (o pow. ok. 2,7 ha) ziemną okrywą rekultywacyjną (o łącznej grubości ok. 0,9 m) oraz jej obsianiu tzw. roślinnością pionierską, tj. mieszanką roślin trawiastych i motylkowych (co będzie pierwszym elementem rekultywacji biologicznej).

Istotnym celem rekultywacji ziemnej MSO jest wykonanie warstwy uszczelniającej powierzchnię czaszy składowiska, co ograniczy przenikanie biogazu składowiskowego do atmosfery. Wykonanie warstwy drenażu gazowego poprawi migrację biogazu do studni i zwiększy jego pozyskiwanie. Ponadto, poprzez korektę bryły składowiska, utrzymanie drogi technologicznej oraz obsianie powierzchni czaszy składowiska trawą i roślinnością motylkową nastąpi stopniowe przywracanie wartości użytkowej terenu.

Powyższe działania, wraz z pełnym odgazowaniem MSO stworzą możliwości docelowego zagospodarowania obiektu (dawnego MSO) na cele rekreacyjne. Wprowadzenie roślinności (na początku niskiej, a po odgazowaniu także wysokiej) podniesie walory przyrodnicze przekształconego antropogenicznie terenu, poprawi warunki w lokalnym obiegu wody, umożliwi wzrost wilgotności powietrza oraz poprawi termikę terenu, ograniczy emisję pyłów do powietrza, a w kanalikach i porach gruntów w strefie korzeniowej tworzyć się będą warunki bytowe dla mikroorganizmów. Wytworzona błona biologiczna będzie efektywnie przechwytywała i przerabiała substancje organiczne. Ujęcie wód opadowych przez system rowów opaskowych i drenażu ograniczy infiltrację odcieków do wód gruntowych.

Przedmiotowe przedsięwzięcie, które jest realizowane w latach 2010–2012 uzyskało blisko 45% dofinansowanie ze środków NFOŚiGW. W efekcie przyniesie opisane wyżej długotrwałe efekty ekologiczne, odczuwalne jeszcze przez szereg lat po jego zakończeniu.

Konsekwencją zamknięcia MSO w Toruniu przy ul. Kociewskiej była konieczność budowy w Toruniu nowoczesnego Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych (ZUOK). Zadanie to zrealizowało w latach 2005–2009 (z 71 % udziałem środków pomocowych UE) Miejskie Przedsiębiorstwo Oczyszczania Sp. z o.o. w Toruniu i dnia 25.11.2009 r. nastąpiło uroczyste otwarcie ZUOK w Toruniu, znajdującego się w sąsiedztwie dawnego MSO.

Głównym celem ZUOK w Toruniu jest zmniejszenie ilości składowanych odpadów m.in. poprzez odzysk surowców wtórnych, kompostowanie odpa-

dów organicznych, selektywną zbiórkę odpadów niebezpiecznych i zużytego sprzętu elektrycznego. Jednakże, ZUOK nie eliminuje konieczności składowania części pozostających odpadów. Na nowym składowisku odpadów w ZUOK przewidziano budowę studni biogazowych i instalacji do utylizacji biogazu z pochodnią.

3. Pozyskiwanie biogazu i jego energetyczne wykorzystanie

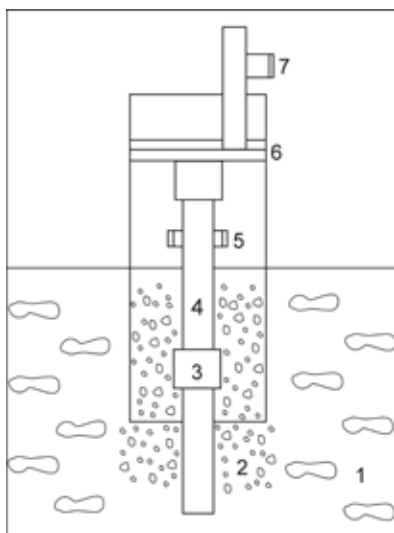
Składowiska odpadów organicznych, takie jak toruńskie, wywierają niekorzystny wpływ na środowisko naturalne. Jednym z powodów takiego oddziaływania jest wydzielanie się biogazu składowiskowego, w którego skład wchodzi metan (ok. 50%), dwutlenek węgla (ok. 33%), azot (ok. 16%) i tlen (ok. 1%). Główny składnik tej mieszaniny – metan – jest gazem łatwopalnym i wybuchowym, na dodatek mającym bardzo duży wpływ na pogłębianie efektu cieplarnianego i niszczenie powłoki ozonowej atmosfery. Problemy związane z emisją biogazu składowiskowego przez powierzchnię gleby są eliminowane w tradycyjnych rozwiązaniach poprzez wentylację i spalanie w pochodniach [2,3].

W Toruniu, jeszcze w latach 1991–1992 postanowiono zastosować nowoczesną technologię pozyskiwania i utylizacji biogazu składowiskowego. W ramach programu poprawy środowiska prowadzono w Polsce badania kilkunastu składowisk odpadów komunalnych w celu sprawdzenia zawartości i jakości biogazu. Wstępne analizy oraz dalsze badania potwierdziły, że zasoby biogazu na MSO w Toruniu umożliwiają jego gospodarcze wykorzystanie.

W 1993 r. Gmina Toruń złożyła wniosek o dofinansowanie z programu „Thermie” budowy pilotażowej instalacji do pozyskiwania oraz utylizacji biogazu składowiskowego w Toruniu i uzyskała dofinansowanie ze środków Unii Europejskiej na realizację tego projektu w wysokości do 30% kosztów netto [1].

W celu dalszej budowy i eksploatacji nowoczesnego zakładu utylizacji biogazu składowiskowego utworzona została w 1993 r. Spółka Biogaz Inwestor. Finansowanie inwestycji odbyło się przy udziale środków Narodowego i Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska oraz przy opisanej wyżej 30%-owej dotacji Unii Europejskiej. Dnia 10 września 1997 r. rozpoczęto eksploatację złoża gazowego przy składowisku, w grudniu 1999 r. zakończono roboty dodatkowe i uzyskano pozwolenie na użytkowanie, a w 2001 r. osiągnięto nominalne parametry techniczno-eksploatacyjne. Eksploatacją gazową objęto 11 ha składowiska. W tym czasie (lata 1997–1999) wybudowano 40 piętnastometrowych studni gazowych (Rys. 2) i położono sieć gazowych przewodów zasysających. Instalacja wyposażona została w urządzenia techniczne zasysające biogaz (moduł pompująco-regulujący MPR-1), magistralę

gazową i gazowy silnik spalinowy (agregat prądotwórczy AP-1) o mocy elektrycznej 550 kW_e i cieplnej 770 kW_t, pracujący w wysokosprawnej kogeneracji. Elektrociepłownia przyłączona została do sieci energetycznej i ciepłowniczej. W kwietniu 2002 r. zbudowano i włączono do systemu kolejnych 12 studni biogazowych i tym samym odgazowaniem objęto dalsze 3 ha MSO [4].

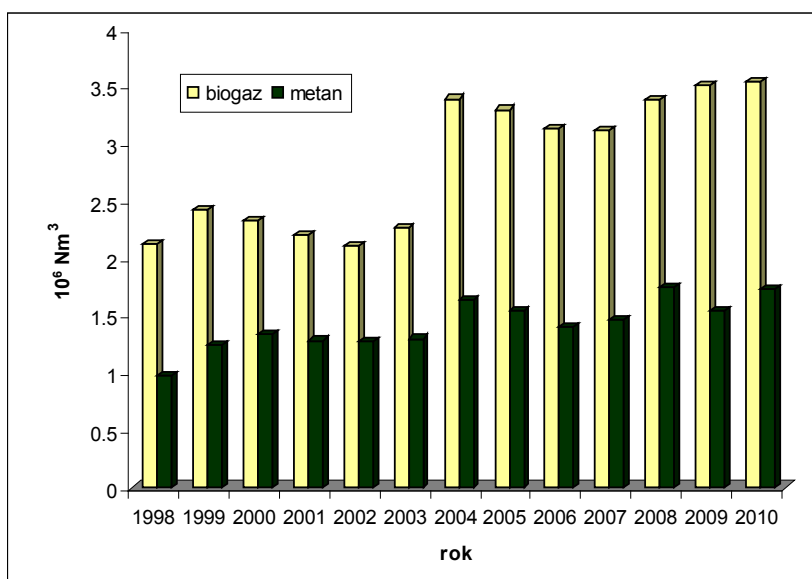


Rys. 2. Budowa studni odgazowującej: 1 – odpady, 2 – obsypka żwirowa, 3 – mufa, 4 – rura odgazująca, 5 – pobór biogazu, 6 – pokrycie gazoszczelne, 7 – gazociąg [4]



Rys. 3. Kontener z agregatem prądotwórczym AP-2 marki MDE o mocy 324 kW_e (fot. B. Igliński)

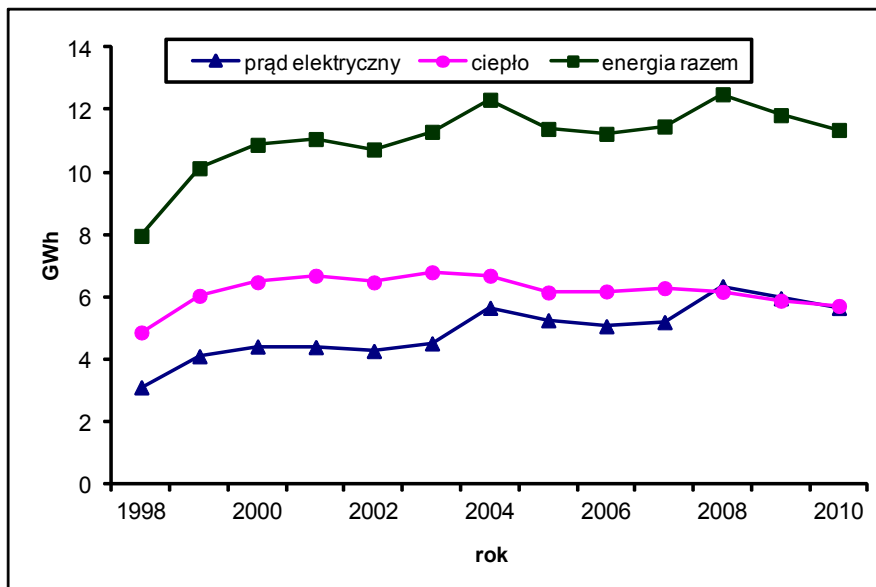
Od 1 marca 2004 r. instalacja biogazowa posiada znamionową moc elektryczną 698 kW_e oraz ciepłą 770 kW_t – utylizując $440 \text{ Nm}^3/\text{h}$ biogazu składowiskowego. W sierpniu 2007 r., grudniu 2009 r. oraz grudniu 2010 r. wybudowano dodatkowo odpowiednio: 17, 5 i 20 kolejnych studni biogazowych [1]. W międzyczasie zamknięto łącznie 12 nieczynnych lub nieefektywnych studni. Obecnie (listopad 2011 r.), wykorzystywane są 82 studnie biogazowe rozmieszczone na przymie o powierzchni około 14 ha i średniej wysokości 18 m [1,4]. W związku z prognozowanym zwiększonym pozyskiem biogazu przewiduje się dalsze etapy rozbudowy i modernizacji instalacji biogazowej (patrz rys. 4.).



Rys. 5. Ilość biogazu i zawartość metanu pozyskanego z MSO [1]

Powyżej (Rys. 5) przedstawiono ilość biogazu pozyskanego i zutilizowanego w latach 1998–2010. Najmniejszą ilość biogazu pozyskano w 1998 r., tj. na początku pracy instalacji oraz w 2002 r., kiedy prowadzone były prace modernizacyjne. Od 2004 r. obserwuje się spadek zawartości metanu w biogazie, co należy tłumaczyć starzeniem się zasobów, z których pozyskuje się biogaz, a częściowo też powszechnym stosowaniem toreb i worków foliowych. Gdy folie trafiają na składowisko tworzy się swego rodzaju geomembrana, która utrudnia migrację wody i składników odżywczych dla bakterii. Gdy zawartość suchej masy jest wyższa niż 40%, procesy życiowe drobnoustro-

jów są zaburzone, co prowadzi do obniżenia zawartości metanu w biogazie. Jednym z rozwiązań tego problemu jest wykorzystanie młynów do rozdrabniania odpadów, a przede wszystkim segregacja odpadów oraz stosowanie toreb i opakowań biodegradowalnych. Gdy zawartość metanu zmniejszy się poniżej 35%, zaistnieje problem jego stabilnego spalania w gazowym silniku spalinowym. Ewentualne działania mające na celu zwiększenie zawartości metanu w biogazie opisano w punkcie 4 [4].



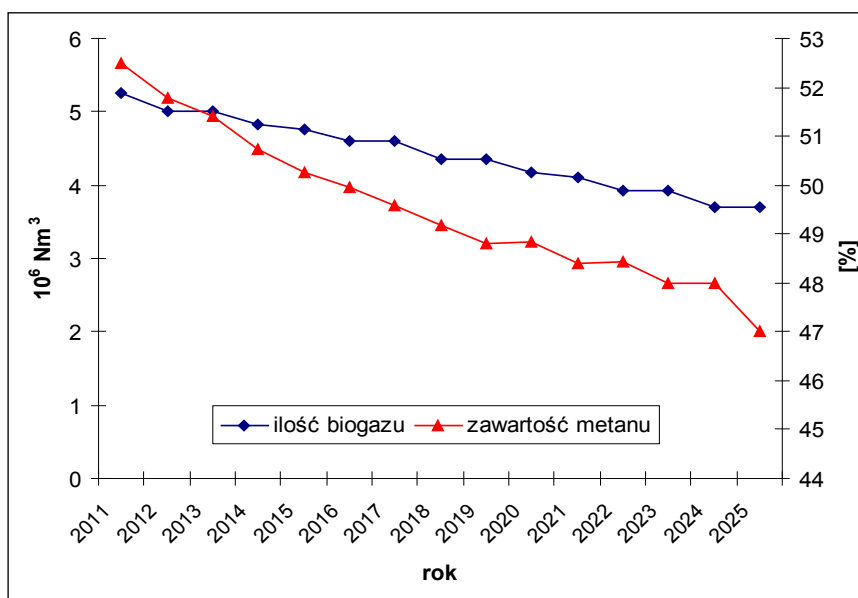
Rys. 6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła z biogazu pozyskanego z MSO [1]

Biogaz z MSO w Toruniu pozyskiwany jest i energetycznie przetwarzany przez około 8 tys. godzin rocznie. Więcej energii elektrycznej Spółka produkuje od 2004 r., kiedy to wybudowano (w ramach I etapu rozbudowy) 12 nowych studni i zamknięto stare oraz uruchomiono drugi agregat prądotwórczy. W latach 1997–2003 roczna produkcja ciepła była o około 25% większa niż produkcja prądu elektrycznego, a obecnie jest na porównywalnym poziomie (5–6 GWh). Całkowita roczna ilość energii pozyskiwana w kogeneracji jest na poziomie 11 GWh (Rys. 6), największą ilość energii wyprodukowano w 2004 r. i 2008 r. (niemal 12,5 GWh). Wytwarzana energia elektryczna i ciepło dostarczane są mieszkańcom Torunia za pośrednictwem lokalnych operatorów sieciowych, energia elektryczna: Energa-Operator S.A., ciepło: Toruńska Energetyka Cergia Spółka Akcyjna [1,4].

Należy podkreślić, że wykorzystywanie ciepła z instalacji biogazu składowiskowego do zasilania miejskiej sieci ciepłowniczej jest w Polsce pozytywnym wyjątkiem i przynosi Toruniowi dodatkowe korzyści (ekologiczne i ekonomiczne).

4. Perspektywy działania instalacji biogazowej w Toruniu

Przez większość czasu funkcjonowania MSO w Toruniu nie była prowadzona ścisła ewidencja odpadów. Oprócz odpadów komunalnych trafiały tam również odpady przemysłowe, w związku z czym możliwe jest prognozowanie ilości biogazu i zawartości metanu w biogazie składowiskowym tylko w oparciu o dotychczasowe wyniki. Jak opisano wyżej, ostatnie 20 studni zostało wybudowanych na wierzchołkach składowiska w grudniu 2010 r., wobec czego prognozuje się, że ilość i jakość biogazu wzrośnie w stosunku do lat ubiegłych (Rys. 7), ale w kolejnych latach ich wartości będą się zmniejszały [1].



Rys. 7. Prognozowana ilość biogazu i zawartość metanu z MSO do 2025 r. [1]

W chwili obecnej (listopad 2011 r.) Spółka instaluje trzeci agregat prądowtwórczy (AP-3 o mocy elektrycznej 465 kW_e i cieplnej 500 kW_t) oraz planuje

w 2012 r. wymianę AP-1, który jako pierwszy agregat GE Jenbacher przepracował przeszło 100 tys. roboczogodzin (ponad 10 lat). Zostało to pozytywnie odnotowane w prasie branżowej (artykuł „Pracowity agregat”, miesięcznik „Czysta Energia”, nr 5(105)/2010).

Trwają obecnie rozważania i rozmowy na temat ewentualnego wykorzystania strumienia biogazu ze składowiska odpadów ZUOK (od 2013–2014 r.), a także budowy (po 2016 r.) biogazowni wykorzystującej mokre odpady organiczne. W przypadku dalszego spadku jakości biogazu rozwiązaniem może być wykorzystanie sieciowego gazu ziemnego do podniesienia zawartości metanu w biogazie i dalszej produkcji energii elektrycznej i ciepła w tzw. wysokosprawnej kogeneracji.

5. Aspekty ekologiczne i ekonomiczne produkcji energii z biogazu składowiskowego

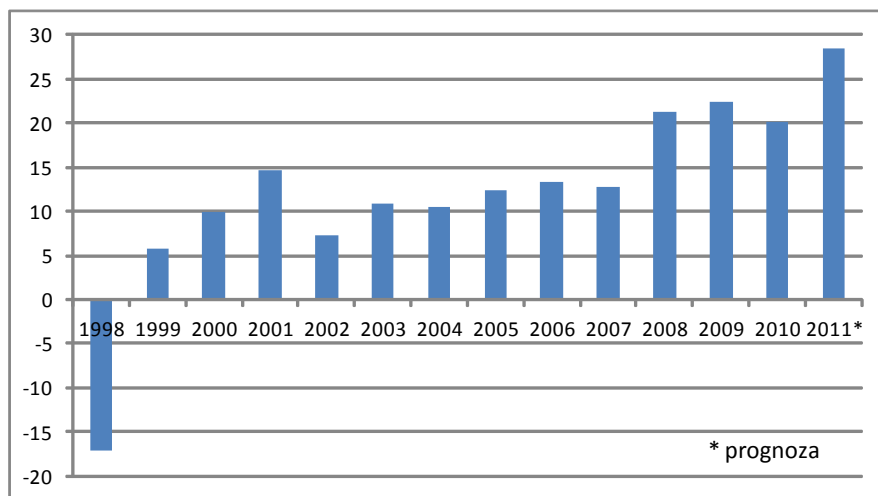
Toruńska instalacja biogazu składowiskowego pozwala na utylizację biogazu powstającego podczas rozkładu składowanych odpadów organicznych. Najważniejszy składnik biogazu – metan – jest łatwopalnym i wybuchowym gazem. Pożar w skutek zapalenia się biogazu na składowisku jest bardzo trudny do opanowania i nierzadko trwa miesiącami (prowadząc do emisji CO, dioksyn, furanów i pyłów). Metan jest gazem, który ok. 20-krotnie silniej względem dwutlenku węgla przyczynia się do efektu cieplarnianego [4].

Pozyskiwana energia traktowana jest jako energia odnawialna i przyjazna środowisku. W latach 1998–2010 zutilizowano ok. 37 mln Nm³ biogazu, w tym 18,5 mln Nm³ metanu, co odpowiada ok. 82 Gg (tys. ton) węgla brunatnego lub ok. 35 Gg węgla kamiennego. Spalanie węgla powoduje znaczną emisję CO₂, CO, SO₂, NO_x oraz pyłów. Należy też wspomnieć, że samo pozyskiwanie węgla metodą odkrywkową lub głębinową też silnie oddziałuje na środowisko. Energia z biogazu wykorzystywana jest „na miejscu”, podczas gdy węgiel do Torunia należy przewieźć z kopalni (ok. 300–400 km), co powoduje dodatkową emisję gazów, jak i znacząco podnosi cenę tego paliwa kopalnego [4].

Wcześniej w planach Spółki rozważane było wykorzystanie biogazu jako paliwa lokomocyjnego. W tym celu w 2008 r. otwarta została stacja paliw gazowych (Rys. 8), będąca jedyną w stacji Toruniu (i jedną z trzech w województwie kujawsko-pomorskim) oferującą kierowcom sprężony gaz ziemny (CNG). Jednakże, z uwagi na brak preferencji dla biogazu składowiskowego i brak certyfikatów rozważane rozwiązanie jest na razie nieopłacalne. System wsparcia dla OZE istnieje jedynie dla produkcji energii elektrycznej (certyfikaty zie-

lone) i tej energii wraz z ciepłem w wysokosprawnej kogeneracji (certyfikaty żółte).

Uzyskiwane certyfikaty są od kilku lat głównym przychodem Spółki i pozwalają uzyskiwać dobre wyniki ekonomiczne (Rys. 8).



Rys. 8. Rentowność netto [%] Biogaz Inwestor Sp. z o.o.

Oprócz tego stacja prowadzi również sprzedaż gazu płynnego (LPG), wymianę 11 kg butli z gazem propan-butan oraz całodobowy parking strzeżony dla samochodów osobowych i ciężarowych.



Rys. 9. Stacja paliw gazowych w Toruniu przy ul. Legionów 220 [1]

6. Podsumowanie

Toruńska instalacja do pozyskiwania i utylizacji biogazu w efektywnej technologii skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepłej (w kogeneracji, z j. ang. *cogeneration* – współprodukcja) pracuje nieprzerwanie od 1999 r. i jest jedną z pierwszych i najstarszych w tej części Europy. Ponadto, jako jedna z niewielu (jeśli nie jedyna) w Polsce wykorzystuje ciepło odpadowe z silnika gazowego do zasilania miejskiej sieci ciepłowniczej. Toruńska instalacja pozwala eliminować niekorzystne skutki wydzielania się biogazu składowiskowego, pogłębiającego efekt cieplarniany i niszczącego powłokę ozonową oraz przyczynia się do poprawy stanu środowiska w grodzie Kopernika. Poprzez produkcję energii elektrycznej i ciepłej oraz istniejący system wsparcia dla OZE (tj. zielone i żółte certyfikaty) generuje też bardzo dobre wyniki ekonomiczne.

7. Literatura

1. Dane i materiały przekazane przez Biogaz Inwestor Sp. z o.o.
2. B. Igliński, W. Kujawski, R. Buczkowski, M. Cichosz, *Renewable energy in Kujawsko-Pomorskie Voivodship (Poland)*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14, 2010, pp. 1336–1341.
3. B. Igliński, R. Buczkowski, M. Cichosz, *Technologie bioenergetyczne*, Wyd. UMK, Toruń 2009.
4. B. Igliński, J. Sobólski, *Bioenergy production in the Toruń biogas plant (Poland)*, materiały konferencyjne: World Renewable Energy Congress, Linköping, Sweden, 8–12 May 2011.

Materiał źródłowy: Andrzej Jeziorski, Michał Jarski

Biogaz Inwestor Sp. z o.o.
ul. Grudziądzka 159, 87-100 Toruń
tel. (056) 652 72 29, fax. (056) 652 72 28,
e-mail: biogaz@biogaz.torun.pl, www.biogaz.torun.pl

WYTWARZANIE BIOENERGII W GORZELNI I W BIOGAZOWNI ROLNICZEJ W MEŁNIE

1. Wprowadzenie

Spółka Allter Power Sp. z o.o. powstała w październiku 2004 roku, jako spółka celowa dla realizacji projektu mającego na celu wytwarzanie zielonej energii elektrycznej przy wykorzystaniu infrastruktury energetycznej byłych cukrowni. Zakupione obiekty to nieruchomości po Cukrowni Szamotuły oraz Cukrowni Mełno. Podobnie, jak na terenach byłej Cukrowni w Szamotułach działania mające na celu zagospodarowanie terenów w Mełnie doprowadziły do ich aktywizacji gospodarczej.

W 2009 roku powstał projekt budowy „Biogazowni rolniczej o mocy elektrycznej 1,36 MW w Mełnie – elektrociepłownia kogeneracyjna”. 30 kwietnia 2009 roku spółka złożyła Wniosek do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej o dofinansowanie projektu w ramach Programu operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, Priorytet IX Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna, Działanie 9.1. Wysokosprawne wytwarzanie energii. 7 maja 2010 roku spółka podpisała umowę na dofinansowanie Projektu „Budowa biogazowni rolniczej o mocy elektrycznej 1,36 MW w Mełnie – elektrociepłownia kogeneracyjna” z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Obecnie (listopad 2011), gorzelnia i biogazownia rolnicza są na etapie rozruchu technologicznego.

2. Założenia technologiczne pracy gorzelnii

Założenia projektowe gorzelnii w Mełnie są następujące:

- produkcja alkoholu etylowego w ilości 3,6 mln dm³/rok,
- podstawowy surowiec do przerobu – żyto, pszenżyto, pszenica lub

kukurydza – sucha lub mokra,

- czas pracy instalacji 335 dni/rok tj. 8040 godzin/rok,
- logistyka załadunku i rozładunku surowców i produktów w godz. 6⁰⁰ do 22⁰⁰,
- surowce magazynowane głównie w obrębie magazynu płaskiego przechowywane w rękawach foliowych bądź bunkrach betonowych,
- wykorzystanie pary 5 barg z biogazowni – około 1,0 MWh,
- wykorzystanie ciepła z gorącej wody z biogazowni – około 1,0 MWh,
- zakup energii elektrycznej od biogazowni – 0,15 MWh.

System propagacji dostosowany jest do pracy periodycznej. Zacier słodki podawany jest do propagatora T302 gdzie hodowana jest kultura drożdżowa służąca do zaszczepiania poszczególnych fermentorów. Kontrola temperatury w propagatorze odbywa się na podstawie odczytu wartości temperatury, który kontroluje działanie cyrkulacyjnego systemu chłodzenia składającego się z pompy obiegowej P301 i chłodnicy HE301 wraz z oprzyrządowaniem.

Po uzyskaniu odpowiedniego poziomu rozwoju drożdży, około 15% jest przepompowywana do pustego, umytego i wysterylizowanego zbiornika buforowego T301 jako „zaczepki”. Reszta jest przepompowywana do zaszczepianego fermentora. Pusty propagator jest myty i sterylizowany, zaczepki grawitacyjnie wraca do niego a nowo-zaszczepiony jest dopełniany słodkim zacierem.

W czasie rozruchu instalacji pierwsza porcja zacieru słodkiego skierowana została do propagatora aż do jego całkowitego zapełnienia. Ilość drożdży zaszczepowych determinowana jest instrukcjami dostawcy i najczęściej oscyluje około 50 do 150 g/m³ zacieru. Kadzie fermentacyjne, które zostaną zalane, aż do czasu wyprowadzenia pierwszej kultury drożdżowej, należy zaszczepić drożdżami suchymi. Po uzyskaniu gotowej do przepompowania kultury drożdżowej, należy rozpocząć zaszczepianie kadzi drożdżowych drożdżami z poprzedniego propagatora w opisanym systemie periodycznym.

Proces fermentacji alkoholowej rozpoczyna się z chwilą szczepienia zacieru w fermentorze drożdżami z propagatora (bądź w suchej postaci w przypadku rozruchu lub wymiany kultury drożdżowej). Charakterystyka procesu fermentacji etanolowej powoduje, że w czasie jej trwania koniecznym jest ścisła kontrola szeregu parametrów i monitoring podstawowych wskaźników. Czas trwania fermentacji nie powinien przekraczać 70 godzin.

Instalacja destylacji Gorzelnia Melno pozwala na odpęd etanolu zarówno z zacierów zbożowych, jak i melasowych. Zastosowany układ technologiczny zapewnia uzyskanie wysokiej efektywności produkcji przy niskich nakładach energetycznych. Zastosowanie układu dwukolumnowego, technik próżniowych oraz możliwości odbioru frakcji przedgonowych i fuzlowych stawia proponowaną instalację w szeregu nowoczesnych instalacji dla destylacji spirytusu.

Instalacja odpędu spirytusu składa się z dwóch kolumn. Pierwsza kolumna odpędowa odbiera etanol z zacieru odfermentowanego. Wywar opuszczający kolumnę odpędową ma wyższą koncentrację suchej masy. Druga kolumna wzmacniająca pracuje pod obniżonym ciśnieniem i jest ogrzewana ciepłem kondensacji oparów z pierwszej kolumny. Kolumna wzmacniająca pozwala otrzymać spirytus surowy oraz produkty jego wstępnego oczyszczenia:

- spirytus surowy,
- przedgony (związki bardziej lotne – m. in. gazy pofermentacyjne, aldehyd octowy, metanol itp.),
- fuzle (alkohole ciężkie takie jak amyłowy, propanol), oraz
- lutrynek – woda odwarowa pozbawiona alkoholu.

Zastosowanie odpędu dwukolumnowego pozwoli na otrzymanie spirytusu surowego do mocy 95% i parametrach jakościowych znacznie przewyższających Polską Normę.

Przedstawione rozwiązanie pozwala na uzyskanie wysokiego stężenia suchej masy w wywarze i co za tym idzie jego znaczne ograniczenie w stosunku do tradycyjnych instalacji. Wydzielenie kondensatów pozwala na zasilanie kotła parowego gorącą wodą wymaganej jakości. Wydzielenie lutryнку – wody odwarowej pozwala na jej zużycie w procesie przygotowania zacieru.

Tabela 1. Wskaźniki technologiczne gorzelni

Wyszczególnienie	
Ilość godzin pracy w roku	8000
Czas pracy 1 zmiany [h]	12
Produkcja destylatu rolniczego [dm ³ /godz.]	500
Produkcja destylatu rolniczego [dm ³ /dobę]	12 000
Wielkość produkcji destylatu rolniczego [dm ³ /rok]	4 000 000
Ilość zacieru o 8% zawartości alkoholu [m ³ /h]	6,25
Ilość zacieru o 8% zawartości alkoholu [m ³ /dobę]	150
Ilość zacieru o 8% zawartości alkoholu [m ³ /rok]	50 000

3. Biogazownia rolnicza

Zaprojektowana instalacja charakteryzuje się nowoczesnymi rozwiązaniami technicznymi które zapewniają dużą efektywność i bezpieczeństwo ekologiczne produkcji. Zastosowanie zamkniętego obiegu wody chłodniczej pozwala na znaczne ograniczenie ilości ścieków i czyni instalację nieuciążliwą dla środowiska. Dodatkowo, instalacja charakteryzuje się:

- wysoką efektywnością produkcji energii – projekt zakłada zastosowanie technologii, która pozwoli wyprodukować 10,5 GWh energii elektrycznej i 11,9 GWh energii cieplnej w tym samym procesie produkcyjnym,
- produkcją energii odnawialnej – docelowa produkcja energii odbywać się będzie przy wykorzystaniu 5.5 mln m³ biogazu rocznie,
- zmniejszeniem emisji szkodliwych substancji do powietrza poprzez zastosowanie wysokowydajnej kogeneracji i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii oznacza uzyskanie efektu ekologicznego w postaci wyeliminowania emisji szkodliwych substancji do powietrza, które byłyby emitowane, gdyby taką samą ilość energii produkowano metodami tradycyjnymi (w elektrowniach i ciepłowniach). Obliczony efekt ekologiczny wynosi 15,7 tys. Mg/rok emisji dwutlenku węgla.



Rys. 1. Silosy na zboże (z lewej), komory fermentacyjne (z prawej) w Melnie (fot. B. Igliński)

W tabeli 2 przedstawiono substraty poddawane fermentacji metanowej.

Tabela 2. Materiał wsadowy/substraty dla instalacji

Lp.	Nazwa substratu	Razem [Mg/rok]	Dostępność w miesiącach	Zawartość suchej masy [s.m.]	Temperatura [°C]
1.	Gnojowica świńska	6000	styczeń-grudzień	6%	otoczenia
2.	Wywar pogorzelniany	41000	styczeń-grudzień	10%	86 °C
3.	Wysłodki buraczane	do 25000	styczeń-grudzień	22%	otoczenia
4.	Łuska z cebuli	7000	wrzesień-maj	23%	otoczenia
5.	Odpady owocowo-warzywne	2000	lipiec-październik	16%	otoczenia

Gorzelnia i biogazownia będą ściśle ze sobą współpracować. Ciepło uzyskane ze spalania biogazu w kogeneracji (Rys. 2) wykorzystane zostanie do produkcji etanolu w gorzelnii. Z kolei podstawowym substratem do fermentacji metanowej w biogazowni jest wywar pogorzelniany (tabela 2).



Rys. 2. Układy kogeneracyjne w Melnie (fot. B. Igliński)

Materiał źródłowy: mgr inż. Sławomir Łazarski



www.herz.com.pl

HERZ PROGRAM DOSTAW



armatura i systemy grzewcze

- zawory termostaticzne
- zawory powrotne
- regulacyjne zawory grzejnikowe
- zawory podpionowe
- regulatory różnicy ciśnienia i przepływu
- systemy przyłączone
- rozdzielacze
- zawory kulowe do wody i gazu
- armatura do wody pitnej
- zawory do klimatyzacji
- złącza zaciskowe i śrubunki
- rury PEX-AL.-PEX
- systemy ogrzewania powierzchniowego



odnawialne źródła energii

- kotły na biomasę
- kotłownie kontenerowe
- pompy ciepła
- systemy solarne

HERZ Armatura i Systemy Grzewcze Sp. z o.o.
32-020 Wieliczka, ul. A. Grottgera 58
tel.: 0-12 289 02 20; fax: 0-12 289 02 21
www.herz.com.pl, centrala@herz.com.pl

HERZ - odnawialne źródła energii

- kotły na biomasę
- kotłownie kontenerowe
- pompy ciepła
- systemy solarne



 **Herz**[®]
www.herz.com.pl

HERZ Armatura i Systemy Grzewcze Sp. z o.o.
32-020 Wieliczka, ul. A. Grottgera 58
tel.: 0-12 269 02 20; fax: 0-12 269 02 21
www.herz.com.pl; centrala@herz.com.pl



Biogaz Inwestor

Sp. z o.o. w Toruniu

Moc w energii odnawialnej!

- ✓ proekologiczne i wysokosprawne wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła z gazu składowiskowego
- ✓ dystrybucja alternatywnych paliw gazowych (CNG i LPG) na stacji przy ul. Legionów 220
- ✓ profilowanie i utwardzanie nawierzchni dróg gruntowych

ul. Grudziądzka 159
87-100 Toruń

tel. 56 652-72-29
faks 56 652-72-28

www.biogaz.torun.pl

biogaz@biogaz.torun.pl



Biogaz Inwestor

Sp. z o.o. w Toruniu

**Stacja paliw gazowych (CNG/LPG)
ul. Legionów 220 w Toruniu**

Oferujemy:

- ✓ gaz płynny LPG
- ✓ sprężony gaz ziemny CNG
- ✓ wymianę 11 kg butli gazowych
- ✓ całodobowy parking strzeżony dla samochodów ciężarowych i osobowych



Zapewniamy wysoką jakość gazu i atrakcyjne ceny
(dostępne na stronie internetowej Spółki)

Akceptujemy karty płatnicze! Zapraszamy!

ul. Legionów 220
87-100 Toruń
www.biogaz.torun.pl

tel. 56 644-90-52
faks 56 644-90-47
stacja@biogaz.torun.pl



ENERZIA 3000

odnawialne źródła energii

ENERZIA 3000 Sp. z o.o.

ul. Modrzewskiego 78

97-320 Wolbórz

e-mail: energia3000@wp.pl www.energia3000.pl

tel. +48 601 816581, +48 601 368421

ENERZIA 3000 Sp. z o.o. zajmuje się eksploatacją elektrowni biogazowej o mocy elektrycznej 716 kW z wykorzystaniem biogazowego agregatu prądowórczego DEUTZ - MWM TCG 2016 V16 C

WDRAŻAMY NAJNOWOCZEŚNIEJSZE ROZWIĄZANIA TECHNOLOGICZNE ZMIERZAJĄCE DO:

- ***poprawy warunków pracy biogazowego agregatu prądowórczego***
- ***zwiększenia wydajności złoza biogazowego***
- ***osuszania i oczyszczania biogazu zasilającego agregat prądowórczy***
- ***optymalizacji kosztów eksploatacyjnych funkcjonowania elektrowni***
- ***wykorzystania ciepła odpadowego z procesu spalania biogazu***

DODATKOWO OFERUJEMY:

- Doradztwo podczas projektowania systemów odgazowania i zagospodarowania biogazu na cele energetyczne
- Doradztwo i budowę systemów odgazowania składowisk odpadów komunalnych
- Doradztwo i budowę systemów zagospodarowania biogazu na cele energetyczne
- Doradztwo i budowę systemów osuszania biogazu z wilgoci
- Doradztwo i budowę systemów oczyszczania biogazu z zanieczyszczeń
- Modernizację i eksploatację systemów zagospodarowania biogazu
- Rozwiązania zwiększające sprawność i efektywność instalacji biogazowych

- Analizy biogazu wykorzystywanego do celów energetycznych:
 - ✓ biogazu surowego
 - ✓ biogazu oczyszczonego lub uszlachetnionego

Zakres analizy biogazu obejmuje między innymi:

- ✓ określenie parametrów energetycznych biogazu
- ✓ oznaczenie zanieczyszczeń - zgodnie z wymogami producenta silnika – w tym:
 - a) mgły olejowej
 - b) lotnych związków krzemu – siloksanów w biogazie
 - c) siarkowodoru – H₂S
 - d) wilgotności względnej biogazu

Zapraszamy do współpracy.

