

BIBLIOTEKA GŁÓWNA  
POLITECHNIKI ŁÓDZKIEJ

P. 1525  
52.1.1



# CIEPLNE MASZYNY PRZEPŁYWOWE

## TURBOMACHINERY

124  
2003



**POLITECHNIKA ŁÓDZKA  
TECHNICAL UNIVERSITY OF ŁÓDŹ**

**ZESZYTY NAUKOWE Nr 926**

**INSTYTUT MASZYN PRZEPŁYWOWYCH  
INSTITUTE OF TURBOMACHINERY**

BIBLIOTEKA GŁÓWNA  
POLITECHNIKI ŁÓDZKIEJ

P. .... 1525 .....

**CIEPLNE MASZyny  
PRZEPŁYWOWE**

**TURBOMACHINERY**

MD 3251PP

**Numer 124**

Pos. 820/04

**Ł Ó D Ź 2003**

Dił - 101/2003

# CIEPLNE MASZyny PRZEPLYWOWE TURBOMACHINERY

Instytut Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej  
Institute of Turbomachinery Technical University of Łódź  
ul. Wólczańska 219/223  
93-005 Łódź POLAND  
Tel. (48)(0...42) 631-23-64 Fax (48)(0...42) 636-13-83

*Komitet REDAKCYJNY:*  
*Editorial Committee:*

*prof. Tadeusz Chmielniak (Poland)*  
*prof. Geneviève Comte-Bellot (France)*  
*prof. Heinz E. Gallus (Germany)*  
*prof. Władysław Gundlach (Poland)*  
*prof. Zbyszko Kazimierski (Poland)*  
*prof. Jan Kiciński (Poland)*  
*prof. Jan Krysiński (Poland)*  
*prof. Janusz Lewandowski (Poland)*  
*prof. Zdzisław Orzechowski (Poland)*  
*prof. Edmund Tuliszka (Poland)*  
*dr hab. Dorota Kozanecka (Poland)*

*Wydawcy:*  
*Editors:*

*Jan Krysiński*  
*e-mail: [krysinski@mail.p.lodz.pl](mailto:krysinski@mail.p.lodz.pl)*  
*Dorota Kozanecka*  
*e-mail: [dkozan@mail.p.lodz.pl](mailto:dkozan@mail.p.lodz.pl)*

**ISSN 0137 - 2661**

Druk i oprawa: ACGM LODART S.A.,  
93-005 Łódź, ul. Wólczańska 223  
tel. (0-42) 636 59 08; tel./fax 681 84 27

## OD REDAKCJI

Energia odnawialna jest jednym z kluczowych problemów przyszłości naszego kraju.

W dniach 26 – 27 czerwca 2003 roku w Hali EXPO Międzynarodowych Targów w Łodzi odbyła się konferencja:

### **"Energia odnawialna w Polsce i w Niemczech".**

Głównym organizatorem konferencji była Politechnika Łódzka – Instytut Maszyn Przepływowych. Zgromadziła ona ponad 100 uczestników, którzy wysoko ocenili wartość merytoryczną konferencji, a także decyzję o jej lokalizacji w centrum Polski.

Znaczenie praktyczne konferencji podkreśliła zorganizowana po raz pierwszy przez Międzynarodowe Targi Łódzkie wystawa:

### *„Energia odnawialna i mała energetyka skojarzona – urządzenia i technologie”.*

Duże zainteresowanie oraz pozytywna ocena zakończonej konferencji utwierdziła w słuszności dalszych, wspólnych działań Stowarzyszenie Inżynierów Niemieckich – Verein Deutscher Ingenieure (VDI) dla przygotowania następnej konferencji „Energia odnawialna w Polsce i w Niemczech”. Odbędzie się ona w Łodzi w maju 2004 roku, tuż po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej.

Jeszcze raz słowa podziękowań kierujemy do wszystkich instytucji i osób, których udział i wsparcie merytoryczne przyczyniło się do sukcesu konferencji. Były to: Urząd Miasta Łodzi, Urząd Marszałkowski Województwa Łódzkiego, Urząd Wojewódzki w Łodzi, Instytut Europejski, Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Łodzi, Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A., ośrodki naukowe z Krakowa i Szczecina, Europejskie Centrum Energii Odnawialnej z Warszawy i osobiście jego dyrektor p. Grzegorz Wiśniewski, oraz V-Przewodniczący Sejmowej Komisji Gospodarki, p. Poseł Zbigniew Kaniewski.

Przygotowanie konferencji zostało wsparte dotacjami:

- Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Łodzi,
- Urzędu Miasta Łodzi,
- Ministerstwa Edukacji Narodowej i Sportu.

W bieżącym 124 numerze czasopisma

### **Ciepne Maszyny Przepływowe – Turbomachinery**

prezentujemy naszym Czytelnikom drugą grupę referatów wygłoszonych na konferencji „Energia odnawialna w Polsce w Niemczech”.

Obejmują one trzy zasadnicze sekcje tematyczne, podobnie jak referaty opublikowane w numerze 123 naszego czasopisma, który ukazał się w czerwcu 2003 r.:

1. Potencjał, rozwój i perspektywy wykorzystania energii odnawialnej,
2. Energia odnawialna – technika, zastosowania, doświadczenia,
3. Programy i strategie wsparcia.

Pozytywna ocena zakończonej konferencji pozwala wyrazić nadzieję, że jej idea będzie kontynuowana przy współpracy polsko-niemieckiej a wystawa technologii i urządzeń związanych z energią odnawialną, towarzysząca konferencji, przyczyni się w istotny sposób do szybszego rozwoju zastosowań i wykorzystania energii odnawialnej w Polsce.

Prof. dr hab. inż. Jan Krysiński  
Rektor Politechniki Łódzkiej  
Przewodniczący Polskiej Rady Programowej

#### Rada Programowa Konferencji

Jan Krysiński Rektor Politechniki Łódzkiej	Przewodniczący
Zbigniew Kaniewski V-Przewodniczący Sejmowej Komisji Gospodarki	V-Przewodniczący
Grzegorz Wiśniewski Dyrektor Europejskiego Centrum Energii Odnawialnej	V-Przewodniczący
Wojciech Klonowicz Instytut Maszyn Przepływowych PŁ	Sekretarz

## **SPIS TREŚCI - CONTENTS**

Od Redakcji.....	3
KARCZ H., BUTMANKIEWICZ T., KOTULSKI A. - Możliwości spalania osadów pościekowych z GOS Łódź w Elektrowni „Bełchatów”.....	7
KARCZ H., KOSIOREK A. - Proces spalania oleju rzepakowego w palnikach energetycznych wielkiej mocy .....	21
KARCZ H., KOSIOREK A. - Własności fizykochemiczne i energetyczne mieszanin oleju rzepakowego z olejem opałowym i mazutem.....	35
KOSIŃSKI J., ZDULSKI W. - Energetyka wodna – stan obecny, perspektywy rozwoju, ekologia.....	45
KOSZAŁKA D. - Kierunki zmian w niemieckiej ustawie o wspieraniu źródeł odnawialnych.....	65
LIEBMANN W., ŻÓRAŃSKI T. - Lokalne układy kogeneracyjne wyposażone w silniki parowe Spilling .....	75
MICHAŁOWSKA-KNAP K., BURZYŃSKI R. - Perspektywy i przeszkody wykorzystania energii wiatru w Polsce .....	83
ZAPPE CH. - Oferta realizacji gospodarki energetycznej w gminach na przykładzie Austrii .....	93
MINISTERSTWO ROLNICTWA - Możliwości wykorzystania surowców rolniczych do celów energetycznych .....	101



Henryk KARCZ

*Instytut Techniki Ciepłej i Mechaniki Płynów*

*Politechniki Wrocławskiej*

Tomasz BUTMANKIEWICZ, Arkadiusz KOTULSKI

*TKW COMBUSTION*

*e-mail pocztatkw@tkw.pl*

## MOŻLIWOŚCI SPALANIA OSADÓW POŚCIEKOWYCH Z GOS ŁÓDŹ W ELEKTROWNI „BEŁCHATÓW”

Osady pościekowe z oczyszczalni ścieków stanowią istotny problem dla ich utylizacji. Ponieważ posiadają stosunkowo małą kaloryczność, nie mogą być spalane samoistnie w urządzeniach kotłowych lub różnego rodzaju spalarniach. Termiczny proces ich utylizacji musi przebiegać przy pomocy wysokokalorycznego paliwa „szlachetnego” jakim są paliwa ciekłe, gazowe lub węglowe. Najkorzystniej jest utylizować osady pościekowe w komorach kotłów pyłowych dużej mocy, gdzie panują wysokie temperatury spalania a ilość odprowadzonych stałych produktów w postaci żużla i popiołu jest tak wysoka, że stałe produkty spalania osadu pościekowego stanowią niewielki udział, są równomiernie rozłożone i z tego powodu nie stanowią specjalnego zagrożenia ekologicznego.

Osady pościekowe z GOS „Łódź” mogą być w pełni utylizowane bez jakiegokolwiek zagrożenia ekologicznego w kotłach PB-1150 w Elektrowni Bełchatów.

W referacie przedstawiono schemat technologii spalania osadów w kotle BB 1150 oraz wyniki badań własności fizyko-chemicznych procesu wypalania osadu w warunkach laboratoryjnych.

### 1. WSTĘP

Podstawowym parametrem decydującym o możliwości przebiegu procesu termicznego i wywiązywania się energii cieplnej jest wartość opałowa spalanego paliwa odpadowego. Wielkość ta może przyjmować zarówno wartości dodatnie jak i ujemne.

Problem wartości opałowej jest szczególnie ważny przy ocenie przydatności odpadów do takiego lub innego procesu. Musi być on jednak jednoznacznie powiązany ze strukturą jak i własnościami fizykochemicznymi i morfologicznymi odpadów. Przyjmując, że każda substancja odpadowa w swoim składzie morfologicznym zawiera substancje palne o dodatniej wartości opałowej, substancje mineralne o zerowej wartości opałowej oraz wilgoć posiadającą ujemną wartość opałową, należy- projektować takie procesy przetwarzania odpadów, w wyniku których osiągnie się wzrost wartości

opałowej. Wzrost wartości opałowej jest więc możliwy na drodze obniżenia zawartości wody w substancji odpadowej i zmniejszenia zawartości substancji balastowych.

O ile zmniejszenie zawartości wody w substancji odpadowej jest możliwe na drodze suszenia lub odwodnienia, to pozbycie się rozdrobnionych substancji mineralnych, między innymi piasku, jest praktycznie niewykonalne,

Spalanie odwodnionych substancji odpadowych jest jednym z możliwych procesów utylizacji. Możliwość uzyskania pewnych ilości energii jest zyskiem dodatkowym. Istnieje jednak możliwość emisji zanieczyszczeń gazowych, sadzy, pyłów, a przede wszystkim perspektywa powstania węglowodorów aromatycznych i dioksyn.

Nie ma jednak rozwiązań idealnych, nie ma jednego optymalnego, uniwersalnego rozwiązania. Wybrana droga postępowania powinna opierać się na zasadzie „najmniejszego zła”, zarówno w sensie ekonomicznym jak i środowiskowym. Istnieją argumenty środowiskowe, które przemawiają za energetycznym wykorzystaniem odpadów organicznych, zwłaszcza komunalnych. Ponieważ jednak spalanie pociąga za sobą zawsze emisję produktów gazowych oraz niedopałów i popiołu, należy zdawać sobie sprawę z tego jakie procesy zachodzą podczas spalania i jakim przemianom ulegają poszczególne składniki spalanych odpadów.

Bardzo istotną cechą odpadu jest jego postać fizyczna, wartość opałowa, zawartość części palnych, części lotnych, wody, substancji mineralnych, skład chemiczny, skład fazowy i skład pierwiastkowy, bezpośrednia toksyczność i skażenie biologiczne.

Z punktu widzenia ochrony środowiska ważny jest skład chemiczny, skład fazowy i skład pierwiastkowy.

Przy spalaniu odpadów należy brać pod uwagę nie tylko fizyczny charakter odpadu, lecz również charakter połączeń chemicznych, które powinny ulec rozpadowi, a produkty rozpadu powinny się utlenić. Ważna jest tu również temperatura procesu oraz czas kontaktu, tzn. czas, w którym odpad znajduje się w korzystnym dla jego unieszkodliwienia obszarze temperaturowym przy odpowiednim składzie fazy gazowej. Ważny jest też charakter stałej pozostałości, niedopałów i popiołu. Emisja pyłów może prowadzić do wtórnej syntezy substancji szkodliwych na powierzchniach ziaren.

Aby proces spalania paliwa odpadowego przebiegał samoistnie, bez wspomaganie, musi być zapewniona odpowiednia technologia procesu. W palenisku fluidalnym można spalać odpad o zawartości popiołu nawet do 80%. W kotłach pyłowych udział paliwa odpadowego musi być zdecydowanie mniejszy i jest zależny od konstrukcji komory spalania i konstrukcji palników na paliwo podstawowe oraz od własności fizykochemicznych i kinetycznych paliwa podstawowego. Przeprowadzona analiza bilansu masy i ciepła w kotle BB 1150 na węgiel brunatny w Elektrowni Bełchatów wykazała, że nie zostanie zachwiana równowaga cieplna kotła oraz, że nie zostaną pogorszone warunki emisji substancji szkodliwych do atmosfery i do gleby, gdy zostanie wprowadzone do komory kotła nie więcej jak 10% masy osadu w stosunku do masy spalonego węgla. Ponieważ godzinowa ilość osadu, jaki powstaje w GOS Łódź jest rzędu 6-7 ton, co stanowi 1-2% ilości spalonego węgla, istnieje realna możliwość utylizacji całej ilości osadu w jednym kotle BB 1150 Elektrowni „Bełchatów”.

## 2. MOŻLIWOŚCI SPALANIA SUBSTANCJI ODPADOWYCH

Aby proces spalania paliwa odpadowego przebiegał samoistnie, bez wspomagania, musi być zapewniona odpowiednia technologia procesu. W palenisku fluidalnym można spalać odpad o zawartości popiołu nawet do 80% [1-2].

Proces spalania sprzyja rozrywaniu wiązań w dużych cząsteczkach i powstaniu cząsteczek mniejszych, można również w płomieniu w określonych warunkach przeprowadzić „syntezę” połączeń tak złożonych jakie występują np. w sadzy czy w fullerenach.

Podczas rozkładu dużych cząsteczek w płomieniu lub złożu fluidalnym ważną rolę odgrywa „chemiczna agresywność” środowiska [3-5], w którym występują ponad równowagowe stężenia wolnych rodników, szczególnie, OH i O. Ważny jest więc nie tyle czas przebywania odpadu w strefie wysokich temperatur lecz w strefie efektywnej reakcji chemicznej. Ważny jest więc rozkład temperatury oraz stężenia tlenu w całej komorze spalania.

Aby ocenić efektywność danej technologii spalania w rozkładaniu substancji szkodliwych zawartych w odpadzie należy oprzeć się o bilans pierwiastkowy i prześledzić los poszczególnych pierwiastków podczas całego procesu spalania.

Podczas procesu spalania odpadów powstają produkty gazowe, głównie CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>O, produkty stałe, popiół i żużel w ilościach zależnych od spalanego odpadu i stosowanej technologii oraz mogą pozostać również niedopały. Lotny popiół unoszony z gazami spalinowymi składa się z drobnych cząsteczek mineralnych oraz może zawierać zanieczyszczenia wtórne powstałe wskutek reakcji powierzchniowych. W warunkach niedoboru tlenu popiołowi mogą towarzyszyć cząsteczki sadzy, na których powierzchni mogą być zaadsorbowane ciężkie węglowodory aromatyczne (WWA). Mogą być również zawarte inne składniki szkodliwe np. metale ciężkie, co determinuje ich uciążliwość z punktu widzenia ochrony środowiska.

Z punktu widzenia możliwości powstania szkodliwych emisji najistotniejszy jest skład pierwiastkowy spalanego odpadu. Należy więc rozważyć, co dzieje się z pierwiastkami podczas procesu spalania.

Proces spalania odpadów składających się z dużych cząsteczek z wieloma wiązaniami C-C rozpoczyna się od rozkładu, który może zachodzić na wiele mniej lub bardziej prawdopodobnych sposobów. Szczególnie ważne jest przerwanie pierwszego wiązania w cząsteczce [3]. Dalsze reakcje utleniania powstałych fragmentów przebiegają zazwyczaj znacznie łatwiej [6].

Wskutek wysokiej temperatury każda cząsteczka posiada odpowiednią energię kinetyczną i energię wewnętrzną ruchu cząsteczek. Ponieważ jest ona przekazywana w zderzeniach molekularnych, akt elementarny to zderzenie z dowolną cząsteczką, która posiada odpowiedni zasób energii - tzw. energię aktywacji. Powstałe w pierwszym akcie rozkładu dużych cząsteczek fragmenty to wolne rodniki z niesparowanymi elektronami. Są one bardziej reaktywne od cząsteczki macierzystej, a ich utlenienie do CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>O przebiega już dość szybko.

We wszystkich procesach spalania biorą udział wolne rodniki - wolne atomy lub fragmenty cząsteczek z niesparowanymi elektronami [7]. Wiodącą rolę odgrywają wolne atomy H i O oraz wysoce aktywny rodnik hydroksylowy OH. Wolne rodniki istnieją tylko w obszarze reakcji, poza obszarem reakcji szybko zanikają wskutek rekombinacji.

Proces spalania to nie tylko rozłożenie i utlenienie związków chemicznych zawartych w paliwie, lecz jest to również proces, w którym mogą przebiegać również inne dowolne reakcje, wcale niekoniecznie korzystne.

Z punktu widzenia ochrony środowiska ważna jest synteza węglowodorów ciężkich, szczególnie wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych WWA. Jeśli w układzie jest chlor, istnieje też możliwość powstawania dioksyn. Stąd konieczność znajomości warunków spalania sprzyjających ich syntezie. Ponadto, należy wziąć też pod uwagę metale i ich związki oraz formę w jakiej metal i jego połączenia występują w paliwie odpadowym

### **3. WARUNKI SPRZYJAJĄCE POWSTAWANIU WWA ORAZ DIOKSYN W SPALINACH SUBSTANCJI ODPADOWYCH**

W żadnym palenisku nie można całkowicie wykluczyć powstawania WWA i dioksyn, jeżeli w układzie jest obecny chlor.

Wykrycie tych związków wymaga zastosowania jednak bardzo czułych metod. Jest jednak pytanie: w jakich stężeniach i czy są one znacząco różne od „tła”. Stężenia zerowe nie są możliwe. W praktyce „stężenie zerowe” oznacza wartość poniżej progu wykrywalności przy danej metodzie [8-10].

WWA powstają przy niedoborze tlenu, globalnie lub lokalnie. Emisje WWA korelują z tworzeniem się sadzy, ale mogą się one również pojawiać gdy nie ma jeszcze emisji sadzy [11].

Dla spalania odpadów istnieje dobra korelacja pomiędzy WWA a stężeniem CO. Wzrost stężenia CO [12] jest sygnałem, że spalanie nie przebiega prawidłowo i że mogą pojawiać się WWA.

Dioksyny mogą powstawać gdy w płomieniu jest dodatkowo chlor. Powstawaniu dioksyn sprzyja dodatkowo niedobór tlenu, niska temperatura oraz kontakt strumienia spalin z chłodnymi powierzchniami ogrzewalnymi. Niektóre powierzchnie ogrzewalne mogą katalizować syntezę dioksyn lub ich prekursorów. Najlepszą metodą unikania emisji dioksyn jest prowadzenie procesu spalania w atmosferze utleniającej, bogatej w tlen, bez stref niedoboru tlenu i przy wysokich temperaturach, a nie prowadzenie złożonych i kosztownych metod oczyszczania gazów spalinowych. Dyrektywy ECC z 1989 określały, że aby zapobiec emisji dioksyn, gazy zawierające 6% O<sub>2</sub> powinny przebywać więcej jak 2s w temperaturze powyżej 850°C [12-15].

Tetrachlorodibenzop, dioksin (TCDD) i inne chloropochodne dibenzo-dioksinu względnie dibenzofuranu (PCCC/F), zwyczajowo zwane dioksynami są uważane za ekstremalnie szkodliwe kancerogeny i dlatego ekstremalnie są ograniczane przez normy czystości spalin. Jednakże nie dowiedziono dotychczas, że spowodowały bezpośrednio jakąkolwiek chorobę człowieka, za wyjątkiem trądziku chlorowego. Wyjątek ten dotyczy choroby skóry występujący w rezultacie zatrucia znaczną dawką dioksyn. Ponieważ dawka ta o wiele rzędów przekracza maksymalną dawkę ze spalin, więc dyskusja o szkodliwości dioksyn ze spalin jest otwarta [16-19].

Chlor jest obecny w bardzo wielu paliwach odpadowych, zarówno w związkach organicznych takich jak: rozpuszczalniki, pestycydy, polimery jak i w związkach nieorganicznych takich jak: NaCl i CaCl<sub>2</sub>. Podczas spalania związki organiczne palą się lub rozkładają się (przy czym połączenia z większą ilością chloru nie są palne),

a nieorganiczne topią się, sublimują i częściowo rozkładają. Chlor przechodzi do fazy gazowej jako HCl. Jeżeli chlorowodoru jest dużo mogą powstać zaburzenia w procesie spalania, gdyż jest znanym inhibitorem płomienia [8]. Przy inhibicji wzrasta stężenie CO w spalinach mimo obecności wystarczającej ilości tlenu [9]. Wiele metali tworzy stosunkowo łatwo lotne chlorki, co może prowadzić do wynoszenia metali z paleniska i gromadzenia ich w obszarach niższych temperatur na cząsteczkach lotnego popiołu. Obecność chloru jest też konieczna dla syntezy dioksyn.

Pomimo braku prostej zależności pomiędzy emisją dioksyn a zawartością chloru w paliwach odpadowych przyjmuje się istnienie tzw. stężenia progowego chloru w odpadach. Ogólnie przyjęto, że zawartość chloru w odpadach powyżej 1% (masowego) wywiera niekorzystny wpływ na emisję substancji szkodliwych do atmosfery.

Oddzielnym zagadnieniem jest przypuszczalne inhibitujące działanie siarki zawartej w paliwach odpadowych na proces tworzenia się dioksyn, a także kwestia stosowania selektywnych dodatków - inhibitorów PCDD - powodujących zmiany kwasowości powierzchni popiołów lotnych i tym samym zmniejszenie emisji dioksyn

#### **4. WPLYW SIARKI, AZOTU, FOSFORU ORAZ NIEKTÓRYCH METALI I ICH ZWIĄZKÓW NA PROCES SPALANIA PALIW ODPADOWYCH**

##### Siarka

Siarka może być obecna w połączeniach nieorganicznych, zazwyczaj w postaci siarczków - piryt,  $\text{FeS}_2$  itd., rzadziej siarczanów i w licznych związkach organicznych. Podczas spalania związki siarki (poza siarczanami) ulegają utlenieniu. W układach stechiometrycznych lub z nadmiarem tlenu siarka utlenia się do  $\text{SO}_2$ . Przy niedoborze tlenu powstaje  $\text{H}_2\text{S}$ . Zapobieganie emisji  $\text{SO}_2$  może polegać jedynie na usuwaniu siarki z paliwa lub na chemicznym wiązaniu  $\text{SO}_2$  w odrębnych urządzeniach odsiarczających.

##### Azot

Związany chemicznie azot występuje we wszystkich odpadach organicznych. Podczas spalania związki azotu ulegają rozkładowi, powstają HCN i  $\text{NH}_3$ , które następnie przez cały szereg reakcji elementarnych przechodzą do  $\text{N}_2$  i  $\text{NO}_x$ . Ilość azotu, który utlenia się do NO zależy od warunków procesu spalania. Usuwanie powstałego NO jest trudne, lepiej minimalizować jego powstanie.

##### Fosfor

Na ogół odpady nie zawierają wiele fosforu, więc jego obecność nie stanowi odrębnego problemu. Przechodząc przez palenisko organiczne związki fosforu ulegają utleniającemu rozkładowi. W odpadach mogą pojawić się nieorganiczne fosforany, które są termicznie trwałe.

Fosfor elementarny i lotne związki fosforu są inhibitorem procesu spalania, lecz w przypadku spalania paliw odpadowych efekt inhibicji jest mało prawdopodobny.

##### Metale i ich związki

Metale takie jak: Pb, Ti, Cr, Zn, Cd, Hg, Ba są obecne w wielu pigmentach, wypełniaczach, bateriach, preparatach medycznych i wielu innych produktach, które mogą z paliwem odpadowym trafić do komory spalania. Zachowanie się związków metali w wysokich temperaturach jest zróżnicowane. Wiele metali tworzy w płomieniu

lotne wodorotlenki, a w obecności chloru również lotne chlorki. Niektóre metale (wanad, chrom) tworzą też termicznie trwałe lotne kwasy tlenowe.

Związki Cu, Zn, Cd i Hg ulegają bardzo łatwo redukcji z pojawieniem się par metalu, które kondensują w chłodniejszych obszarach powierzchni ogrzewalnych kotła. W przypadku metali i ich związków nie można wprowadzić żadnych uogólnień, nie można również przenosić w prosty sposób wyników z badań laboratoryjnych na przebieg zjawisk w skali technicznej, płomienia w komorze kotła, tzn. nie można przenosić wyników rozkładu związków w tyglu laboratoryjnym na wyniki rozkładu w płomieniu o tej samej temperaturze.

Większość metali ciężkich zawartych w osadach po spaleniu, jest odnajdywana w niezmienionej postaci w popiele, w żużlu, na przesypie rusztu, w lotnym popiele itd.

Techniką chromatograficzną GC (GC- V arian 3300) w sprzężeniu ze spektroskopią masową (MS-ITW 800 firmy Finnigan Mat) stwierdzono obecność węglowodorów aromatycznych, związków chloro, krzemo i fosforoorganicznych, estrów alkilowych, kwasu ftalowego w popiele.

## 5. CHARAKTERYSTYKA FIZYKOCHEMICZNA OSADÓW POŚCIEKOWYCH Z OCZYSZCZALNI GOS „ŁÓDŹ”

Własności fizykochemiczne osadów przedstawione są w tabeli nr 1.

Lp.	Parametr	Opis/wielkość
1	Struktura osadu	Kapilarno porowata
2	Sucha masa stała	58÷64% s.m.
3	Zawartość azotu N <sub>og</sub>	2÷8% s.m.
4	Zawartość azotu amonowego	0,05÷0,1% s.m.
5	Zawartość P <sub>og</sub>	2÷4% s.m.
6	Zawartość Mg	0,4÷11% s.m.
7	Zawartość Ca	2÷4% s.m.
8	Wskaźnik pH	7÷7,4
9	Zawartość ołowiu Pb	<200mg/kg s.m.
10	Zawartość kadmu Cd	<10 mg/kg s.m.
11	Zawartość chromu Cr	<500mg/kg s.m.
12	Zawartość miedzi Cu	<600mg/kg s.m.
13	Zawartość niklu Ni	<150mg/kg s.m.
14	Zawartość rtęci Hg	<5 mg./kg s.m.
15	Zawartość cynku Zn	<2500 mg/kg s.m

Tabela nr 1

Udziały poszczególnych składników substancji osadów odniesione są do stanu suchego. Zawartość węgla w osadzie surowym wynosi około 20-23%.

Dobowa ilość osadów surowych wynosi około 170-195m<sup>3</sup> (7,4-8,2 m<sup>3</sup>/h), co stanowi około 140-150t (5,8-6,2 t/h) osadu wilgotnego.

Wartość opałowa substancji suchej osadu wynosi około 11.000 kJ/h a substancji w stanie roboczym Q<sub>w</sub>=1700kJ/kg.

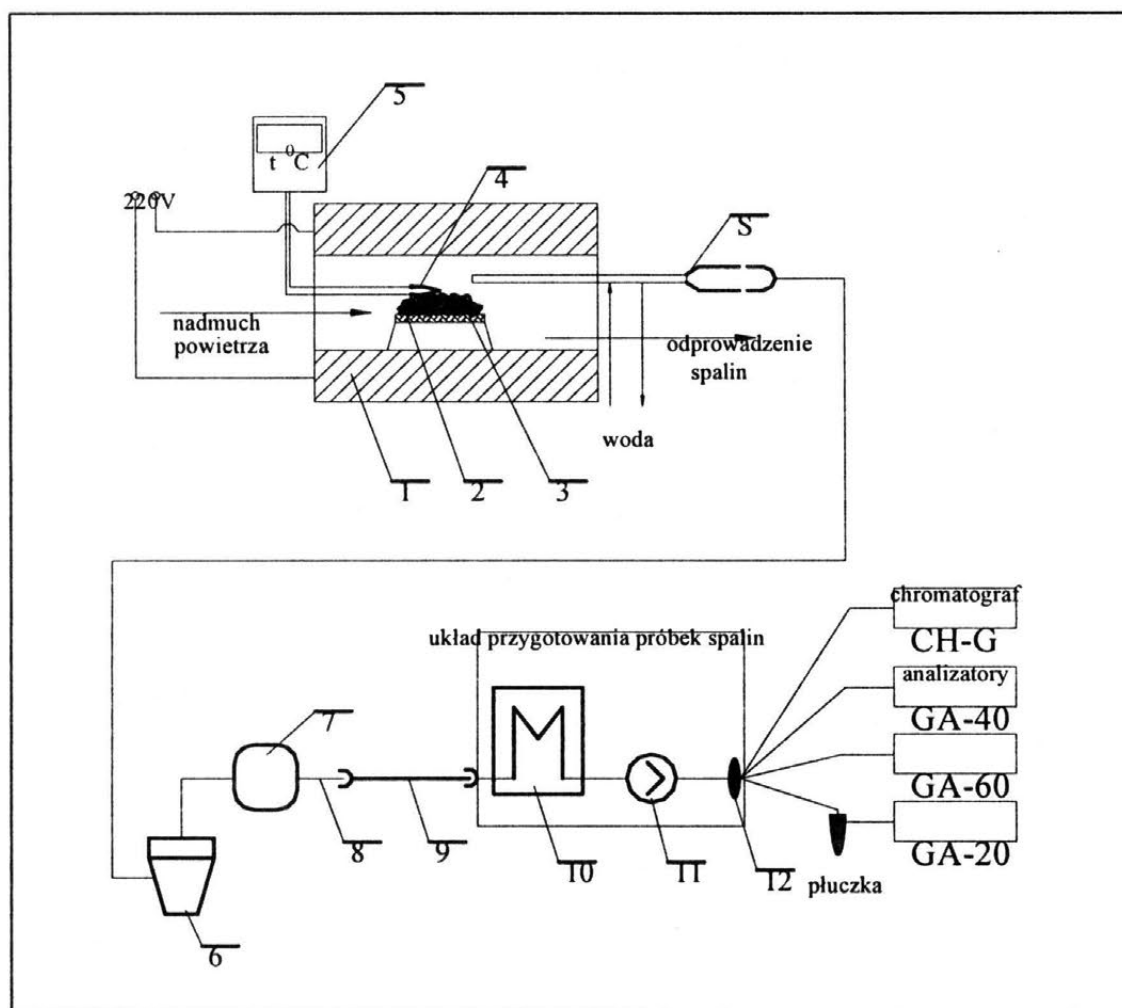
Wartość opałowa osadu jest niewielka i samoistny jej proces spalania jest niemożliwy. Sumaryczny efekt cieplny reakcji spalania jest jednak dodatni i w ogólnym bilansie utylizacji osadów otrzymuje się dodatkowe ciepło, które daje korzystny bilans ekonomiczny dla Elektrowni.

Ponieważ w osadach nie stwierdzono zawartości siarki (S) i chloru (Cl) można oczekiwać, że osad nie będzie stanowił zagrożenia ekologicznego dla atmosfery i nie będzie pogarszał warunków zabezpieczających powierzchnie ogrzewalne kotła i rur ekranowych przed korozją wysokotemperaturową.

Duża zawartość azotu organicznego ( $N_{og}$ ) stanowi jednak źródło powstawania dużej ilości paliwowych tlenków azotu.

## 6. ZAKRES I METODYKA BADAŃ OSADU

Badania procesu spalania osadu pościekowego przeprowadzono w piecu mufowym ogrzewanym elektrycznie o regulowanej temperaturze w atmosferze powietrza przy ciśnieniu atmosferycznym. Osad umieszczony był wewnątrz komory na siatce platynowej w ilości około 5g. W czasie pobierana była próbka gazów do analizy chemicznej oraz była mierzona temperatura bezpośrednio nad warstwą osadu.



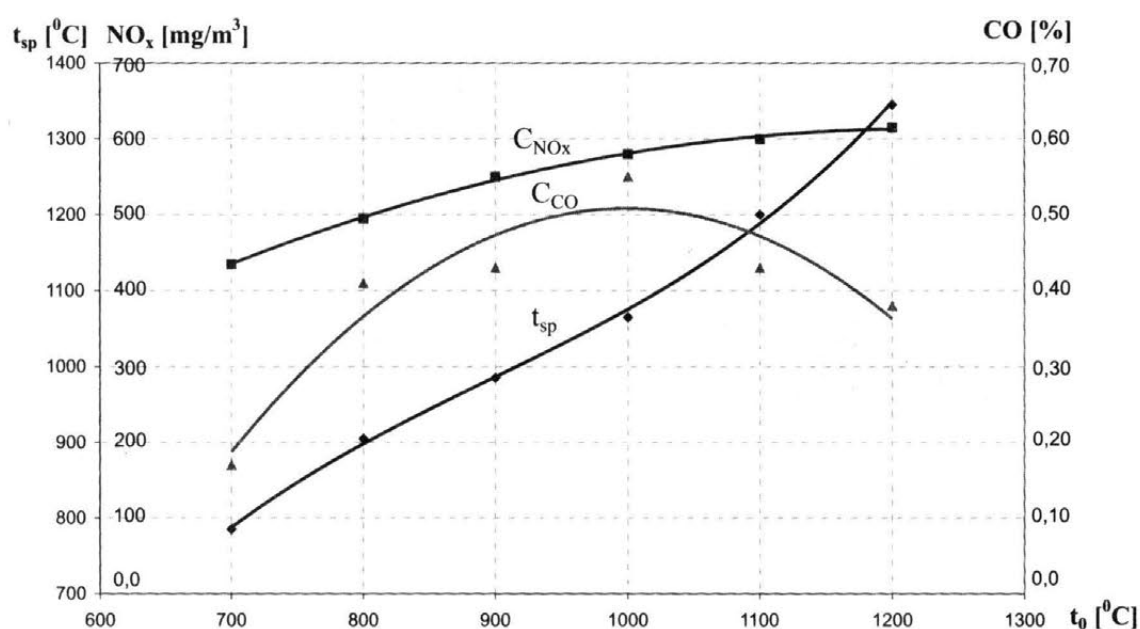
Rys. 1 Schemat stanowiska do badań procesu spalania osadów pościekowych

Schemat stanowiska do badań przedstawiony jest na rys. 1. Oznaczenie składników gazów spalinowych oraz ich stężeń wymaga specjalnie przygotowanej aparatury analitycznej. Oznaczenie składu i pomiary stężeń pozwalają eksperymentalnie określić sprawność utylizacji i ewentualne zagrożenia ekologiczne. Jedną z metod oznaczania składników gazowych w strumieniu gazowym oraz pomiaru ich stężeń jest absorpcja charakterystycznego pasma w widmie światła. Wykorzystuje się tu widmo światła podczerwonego (IR) lub nadfioletowego (UV). Próbki gazu pobierano przy pomocy rurki probierczej zamocowanej w ogrzewalnej głowicy z filtrem wstępnym a następnie przesyłano ogrzewanym przewodem do półprzewodnikowej chłodnicy Peltiera. Ogrzewany system poboru próbek gazowych eliminował niekontrolowane wykraplanie się pary wodnej w przewodach gazowych i utratę składników mierzonych. W chłodnicy Peltiera następowało szybkie chłodzenie próbki gazowej dzięki czemu wykraplała się para wodna, która jest główną przeszkodą w pomiarze NDIR. Ciągłe utrzymywanie próbki spalin w tej samej temperaturze (+5) eliminuje błędy pomiarowe pochodzące od wahań temperatury. Przed przepuszczeniem próbki gazowej do analizatora, analizowany gaz przechodzi ponownie przez filtr wodny oraz odmgławiacz. W celu dokładniejszego zabezpieczenia analizatora przed uszkodzeniem, na filtrze drobnym montowany jest czujnik wilgoci, który przy pojawieniu się wilgoci przerywa pobór gazu do analizy. Osuszona i oczyszczona próbka gazu przechodzi przez analizatory, w których oznaczony jest skład i stężenie badanej mieszaniny gazowej. Intensywność chłodzenia sondy wodą była tak dobrana, aby temperatura próbek gazu w punkcie poboru nie obniżyła się poniżej punktu rosy. Równocześnie mierzono skład i stężenie składników mieszaniny gazowej: O<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>S, NO<sub>x</sub> oraz  $\sum C_nH_m$  przy pomocy analizatorów ULTRAMAT 23 oraz analizatorem IMR-300P, gdzie określano obecność sadzy w gazach spalinowych przy pomocy wbudowanego w analizator aparatu Bacharacha. Pobierano również próbki do analizy chromatograficznej, gdzie określano stężenia C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> oraz C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> i C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>. Badania procesu spalania przeprowadzono dla sześciu temperatur ośrodka gazowego: 700, 800, 900, 1000, 1100 i 1200°C w piecu mufowym. W czasie badań zapewniony był przez komorę spalania ciągły przepływ powietrza z prędkością około 1m/s. Próbka była wprowadzana do komory spalania przy ustabilizowanych warunkach termicznych i przepływowych pieca.

## 7. WYNIKI BADAŃ

Wyniki badań przedstawione są na wykresie rys. 2. Proces spalania określono pod kątem składu gazowych produktów oraz oceny efektu cieplnego termicznej utylizacji osadów pościekowych. Jako efekt cieplny procesu spalania przyjęto temperaturę gazów spalinowych w bezpośrednim sąsiedztwie nad warstwą spalającego się osadu. Przebieg temperatury spalania osadu ( $t_{sp}$ ) od temperatury ośrodka gazowego ( $t_o$ ) wskazuje na egzotermiczny charakter procesu utylizacji. Efekt cieplny uzależniony jest jednak od temperatury ośrodka gazowego z racji dużej ilości związków mineralnych w osadzie, które w czasie nagrzewania przechodzą rozkład termiczny w reakcjach endotermicznych. Dotyczy to szczególnie różnego rodzaju węglanów podczas rozkładu których wydziela się CO, które dopala się następnie nad warstwą osadu. W gazach spalinowych osadu nie stwierdzono substancji szkodliwych dla otoczenia. Przy pomocy dysponowanej aparatury analitycznej w gazach spalinowych otrzymywanych

w temperaturach osrodka powyżej 900°C nie stwierdzono obecności żadnych węglowodorów ani innych związków, które mogłyby stanowić zagrożenie dla atmosfery. Obecność tlenku węgla stwierdzono tylko bezpośrednio nad warstwą spalanego osadu. Nie stwierdzono tlenku węgla w odprowadzonych z komory spalania gazach spalinowych. Zawartość tlenku węgla nad warstwą osadu jest największa w temperaturach komory ( $t_0$ ) 900-1000°C, co może świadczyć o maksymalnym rozkładzie substancji mineralnych generujących tlenek węgla (CO). Obecność sadzy stwierdzono jedynie przy najniższych temperaturach pieca 800-900°C. W gazach spalinowych stwierdzono dość duże ilości  $\text{NO}_x$ , które jak należy przypuszczać pochodzą głównie z tzw. azotu paliwowego, którego w osadzie są duże ilości. Nie stwierdzono zauważalnego wzrostu  $\text{NO}_x$  ze wzrostem temperatury pieca ( $t_0$ ). Wyniki oznaczeń odniesione są do 6% $\text{O}_2$ . Nie przeprowadzono analizy chemicznej stałych pozostałości po spalaniu.



Rys. 2 Zależność przebiegu temperatury i składu gazów spalinowych od temperatury osrodka. (1-temperatura na warstwie spalającego się osadu, 2-koncentracja  $\text{NO}_x$  w gazach spalinowych, 3-udział CO w gazach spalinowych)

## 8. OPIS TECHNICZNY INSTALACJI SPALANIA OSADÓW ŚCIEKOWYCH W KOTLE BB-1150 W ELEKTROWNI BĘLCHATÓW

Układ znamieny tym : że posiada odstojnik wody 1 o pochylonym w jednym kierunku lub równomiernie w kierunku środka dnie 2 pod kątem 2-5°. Dno w swoim najniższym poziomie zakończone jest ścianą z otworami do odpływu wody do kanału 3. Osad 4 umieszczony jest w odstojniku w celu pozbycia się nadmiaru wody. Osad 4 z odstojnika 1 podawany jest podajnikiem 5 do zbiornika pośredniego 6. Nad podajnikiem 5 przed zbiornikiem pośrednim 6 umieszczony jest czujnik ferromagnetyków 7 który przekazuje sygnał o obecności ferromagnetyku na podajniku 5



Zasobnik **15** połączony jest z zespołem podajników **17** które transportują materiały włókniste i inne na ruszt dopalający **18** kotła **19**. Powstały na ruszcie dopalającym żużel rozdrabniany jest przez łamacz **20** i odprowadzany do układu odzuzłania

Na podajniku **17** przeprowadza się ręczną segregację szkła, polimerów, drewna oraz różnego rodzaju tekstylii o dużych wymiarach gabarytowych.

Szkło odprowadza się na składowisko odpadów, polimery szatkuje się w szatkownicy **22** a drewno i inne rozdrabnia się w rozdrabniaczu **23**.

Rozdrobniony materiał podawany jest podajnikami **24** i **25** na podajnik **17** który podaje je do kotła **19**.

Sita wibracyjne **14** od dołu zamknięte są zbiornikiem **26** który w stożkowej części posiada dozownik **27** połączony z podajnikiem **28** transportującym oczyszczony z części włóknistych osad do głównej galerii węglowej **29** lub na składowisko odpadów. Główny podajnik węglowy **29** po doprowadzeniu osadu jest głównym podajnikiem węglowo-osadowym **30** zasilającym poszczególne galerie węglowo osadowe podajników **31**, **32**, **33** zasilające zasobniki przykotłowe **34**, **35**, **36** młynów węglowych **37**, **38**, **39**. Młyny węglowe kanałami mieszanki pyłowej **40**, **41**, **42** zasilają palniki węglowe **43**, **44**, **45** kotła **19**.

Ze względu na większą możliwość zagospodarowania wszystkich składników osadów na terenie elektrowni korzystniejszy jest transport całego osadu na teren elektrowni i poddawania go selekcji w zblokowanym kompleksie urządzeń elektrownianych.

Dostarczone z oczyszczalni ścieków osady magazynowane są w odstojniku wody **1** gdzie pozbywają się częściowo wody która odprowadzana jest kanałem **3**.

Osad **4** w odstojniku **1** powinien być przetrzymywany przez pewien okres czasu, konieczny dla pozbycia się nadmiaru wody. Osad jest zabezpieczony przed opadami atmosferycznymi zadaniem odstojnika.

W odstojniku osad jest składowany do kosza zsykowego podajnika **5**. Osad z podajnika **5** zsypywany jest do zasobnika **6** który znajduje się nad sitem wibracyjnym **14**. Ponieważ w skład osadu mogą wchodzić różnego rodzaju materiały o dość znacznych rozmiarach, ferromagnetyki, metale kolorowe i różnego rodzaju tekstylia, polimery konieczna jest selekcja która odbywa się w sposób automatyczny na podajniku **5** przy pomocy elektromagnesu **9** i chwytaka **12** które wychwytyują ferromagnetyki i metale kolorowe.

Elektromagnes **9**, chwytak **12** sterowane są przez sterownik **8** który poprzez swe wejścia **We<sub>1</sub>** i **We<sub>2</sub>** otrzymuje z czujników **7** i **11** sygnały o obecności na podajniku **5** ferromagnetyków i metali kolorowych. Ferromagnetyki są odprowadzane podajnikiem **10** na składowisko złomu, a metale kolorowe podajnikiem **13** na składowisko metali kolorowych.

Wstępna selekcja wsadu na podajniku **5** może odbywać się również ręcznie. Szczególnie ręcznie powinno być segregowane drewno o znacznych gabarytach. Wstępnie wysegregowany z ferromagnetyków, metali kolorowych i drewna o znacznych rozmiarach osad zsypywany jest do zasobnika **6** który wyposażony jest we wskaźnik poziomu **16** zabezpieczający zasobnik przed przepełnieniem.

Sygnał o stopniu zapelnienia zasobnika **6** przekazywany jest na wejście **We<sub>3</sub>** sterownika **8**, który poprzez wyjście sterujące **Wy<sub>3</sub>** steruje pracą podajnika **5**.

Z zasobnika **6** osad zsypane się na sita wibracyjne **14**. Sita **14** pochylone są w kierunku zasobnika **15**, do którego wpadają wszelkie materiały, które nie przejdą przez oczka sit. Rozmiary oczek sit według przyjętych ustaleń mogą wynosić od 10x10mm do 50x50mm. Mniejsze rozmiary oczek mogą utrudniać przejście organicznej części osadu a większe rozmiary mogą utrudniać pracę młynów **37**, **38**, **39**. Część organiczna osadu po przejściu przez sita wibracyjne **14** przedostaje się do zbiornika **20**, z którego podajnikiem **27** podawana jest na podajnik **28**, który zsypane osad na główny podajnik węglowy **29**. Mieszanka węgla i osadu dostarczana jest do głównego podajnika **30** węglowo – osadowego zasilającego poszczególne galerie podajników zasilające poszczególne zespoły młynowe **37**, **38** i **39** kotła. Dostarczenie osadu na główny podajnik węglowy **29** ma na celu równomierne zasilanie osadem wszystkie palniki kotła **43**, **44** i **45**. Tworzy to w kotle **19** symetryczny układ zasilania jednorodnym paliwem.

Mieszanka węglowo – osadowa z podajnika **30** jest podawana do podajników **34**, **32** i **33**, które zasilają poszczególne zasobniki młynowe **34**, **35** i **36**. W młynach **37**, **38** i **39** następuje dalsze ujednoczenie składu mieszanki pyłowej składającej się z węgla i osadu. Mieszanka pyłowa węglowo – osadowa podawana jest kanałami **40**, **41** i **42** do palników pyłowych **43**, **44** i **45**.

Odseparowane na sitach wibracyjnych **14** polimery i materiały o znacznych rozmiarach, materiały tekstylne i włókiennicze podawane są z zasobnika **15** na podajnik **17**, na którym odbywa się ręczna separacja. Szkło odprowadzone jest na składowisko odpadów a pozostałe materiały podawane są w zależności od gabarytów procesów rozdrabniania lub są transportowane podajnikiem **17** do zsyków rusztów dopalających **18**, które znajdują się w dolnej części komory kotła **19**. Materiały z polimerów o dużych rozmiarach gabarytowych poddawane są szatkowaniu w szatkownicy **22** a inne materiały w tym drewniane rozdrabniane są w rozdrabniaczu **23** i podawane są podajnikami **24** i **25** na podajnik **17**, który zasila komory zsykowe rusztu **18**.

Materiały z podajnika **17** spalają się na ruszcie łuskowym **18**. Powstały ze spalania popiół i żużel dostaje się na rozdrabniacz **20**, z którego jest odprowadzany układem odzuzłania **21**.

W przypadku braku w komorze kotła rusztu dopalającego, części stałe z zasobnika **19** transportowane są do zasobników magazynowych i utylizowane są inną technologią niż spalanie.

## 9. WNIOSKI

1. Utylizacja termiczna osadu pościekowego przebiega z dodatnim efektem termicznym, lecz proces spalania nie może przebiegać samoistnie, musi być stabilizowany przy pomocy wysokokalorycznego paliwa ciekłego, gazowego lub stałego.
2. W czasie spalania osadów nie stwierdzono w spalinach substancji szkodliwych dla otoczenia.
3. Osady pościekowe najkorzystniej jest spalać łącznie z pyłem węglowym w kotłach energetycznych o wielkiej mocy.
4. Efekt ekonomiczny elektrowni spalającej osady jest bardzo korzystny z uwagi na otrzymanie dodatkowych ilości energii cieplnej oraz z tytułu opłat za utylizację

osadów pościekowych, bez strat własnych z tytułu zwiększonej awaryjności urządzeń i bez wzrostu zagrożenia ekologicznego.

5. „Rozcieńczenie” stałej pozostałości po spalaniu osadów w żużlu i popiel otrzymanym ze spalania węgla brunatnego w kotle BB-1150 jest tak wysokie, że stałe pozostałości z osadów nie stanowią żadnego zagrożenia ekologicznego dla gleby i wód gruntowych.

## SPIS LITERATURY

- [1] La Nauze, R.D., 1986, „*Combustion in Fluidized beds*” Advanced Combustion Methods, Ed. F.J., Weinberg, Academic Press, London
- [2] Kondefefer, S., 1989, „*Spalanie fluidalne odpadów i paliw niskokalorycznych*” Monografia 79, Politechnika Krakowska, Kraków
- [3] Banaszczak, T., Miller, R., Zembrzuski, M., *The gin fluence of flame generated free radicals on the thermal oxidation of waste gases*” JAPAC,37 1433-1438
- [4] Anthony, E.J., Balewicz, E.M., Preto, F., „*The combustion of halogenated wastes in FBC systems*”. 49<sup>th</sup> Annual Industrial waste Conf., Ed., C.S. Dalton, Lewis Publishers, Chelsea, Michigan, 673-679
- [5] Bulewicz, E.M., Jemicka E., 1997, „*Spalanie paliw odpadowych – problemy chemiczne*” Paliwa z odpadów pod redakcją J.W. Wandrasza, J. Nadziałkiewicza, Gliwice
- [6] Mulcahy, M.F.R.,1973, „*Gas Kinetics*”, Nelson, London
- [7] Griffiths, J.F., Barnard, J.A., 1995, „*Flame and Combustion*” 3<sup>rd</sup> Ed., Chapman and Hall, London
- [8] Hastie, J.W., 1975, „*High Temperature Vapors*” Academic Press, New York
- [9] Bulewicz, E.M., Jemicka, E., Kandefer, S.,1989, „*Halogen inhibition of Cooxidation during the combustion of coal in fluidized beds*” 10<sup>th</sup> Int. FBC Conf., Ed.A.M. Maneker, ASME, New York, 163-168
- [10] Alkemade, C.,Th.,J., Hollander, Th., Snelleman, W., Zeegers, P.J.Th.,1982, „*Metal vapours in Flames*” Pergamon Press, Oxford
- [11] Słupek, S.,1993, „*spalanie Paliw Ciekłych*” Paliwa i Spalanie, red. W. Kordylewski, wyd. Politechnika Wroclawska, Wroclaw, Rozdział 4, 90-128
- [12] Zhang, X.,1997, „*Emissions from Waste Combustion*” Ph., D., Dissertation Kungl Tekniska Hagskolan, Stocholm
- [13] Niessen, W.P., 1995, „*Combustion and Incineration Processes*” Application in Environmental Engineering, M. Dekker. Inc, New York, Basel, Honk-Kong
- [14] Maury, H.D., 1993 „*Fuel from waste*” A fuel for the Cement Industry, MBM Industrean Lagen GMBH and Co, Ahlen
- [15] Najzarek, Z., Polechoński, W., 1997, „*Proekologiczny potencjał przemysłowych pieców obrotowych*” paliwa z Odpadów pod redakcją J.W. Wandrasza, J. Nadziałkiewicza, Gliwice
- [16] Dyrektywa Unii Europejskiej 92/C130/01 „*Substancje paliw w piecach do wypalania klinkieru cementowego*” ERM październik 1994
- [17] Ustawa o odpadach z dnia 27 czerwca 1997r., Dz.U.Nr 96, poz.592

- [18] Ściążko, M., Sobolewski S., Fitko, H., 1997, „Karboterm”, „Paliwo węglowe na bazie odpadowych tworzyw sztucznych” Paliwa z odpadów pod redakcją Wandrasza J., W., Niedziałkiewicza J, Gliwice
- [19] Olczyk, W., Wandrasz, J.W., 1997, „Oczyszczanie przemysłowych gazów odlotowych w procesie absorpcji w trójczynnikowej warstwie fluidalnej” Paliwa z Odpadów pod redakcją Wandrasza J.W., Niedziałkiewicza J., Gliwice

Henryk KAR CZ, Agnieszka KOSIOREK  
*Instytut Techniki Ciepłej i Mechaniki Płynów*  
*Politechniki Wrocławskiej*  
*e-mail pocztatkw@tkw.pl*

## **PROCES SPALANIA OLEJU RZEPAKOWEGO W PALNIKACH ENERGETYCZNYCH WIELKIEJ MOCY**

Na świecie wzrasta w coraz większym stopniu zainteresowanie możliwościami wykorzystania energii z Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) zarówno w trosce o środowisko naturalne jak i perspektywy wyczerpywania naturalnych paliw kopalnych. Szybki w ostatnich latach rozwój technologii odnawialnych źródeł energii sprawił, że stanowią one coraz większą konkurencję dla konwencjonalnych systemów energetycznych. Istnieje więc nadzieja, że w niedługim czasie bariery ekonomiczne na rynku energetycznym i bariery w mentalności społeczeństwa zostaną na tyle osłabione, by dla renowacji środowiska naturalnego mogła rozwijać się czysta technologia energetyczna oparta o nowe rodzaje alternatywnych paliw roślinnych.

### **1. WSTĘP**

Na świecie wzrasta w coraz mocniejszym stopniu zainteresowanie możliwościami wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) zarówno w trosce o środowisko naturalne jak i perspektywy wyczerpywania się naturalnych paliw kopalnych. W najbliższej przyszłości OZE powinny odgrywać coraz większą rolę jako nośniki energii oraz powinny odegrać kluczową rolę w ograniczeniu emisji substancji szkodliwych do atmosfery i zapobiec niekorzystnym globalnym zmianom klimatu. Wykorzystanie OZE w coraz szerszym zakresie może znacznie poprawić poziom bezpieczeństwa energetycznego i przyczynić się do istotnych zmian w produkcji rolnej, szczególnie w państwach wysokoprzemysłowych, gdzie istnieje nadprodukcja żywności. Szybki w ostatnich latach rozwój technologii odnawialnych źródeł energii (OZE) sprawił, że stanowią one coraz większą konkurencję dla konwencjonalnych systemów energetycznych.

Lobby naturalnych paliw kopalnych, szczególnie ciekłych (ropopochodnych) nie jest jednak zainteresowane zmianą struktury paliwowej jako surowców energetycznych, a w niektórych przypadkach, jest wręcz wrogo nastawione do wszelkich zmian paliwowych. Wynika to zarówno z przyzwyczajień, z tradycji oraz ze względów ekonomicznych. Podejście to jest jednak krótkowzroczne i w pewnym sensie partykularne, poparte obecną sytuacją na rynku paliwowym, który jest powszechnie dostępny i stosunkowo tani.

Od kilku lat w Polsce widoczna jest powolna zmiana w strukturze paliwowej. Dotychczas jednak ponad 65% zapotrzebowania na energię pierwotną pokrywane jest wciąż przez spalanie węgla kamiennego i brunatnego. Udział OZE w bilansie energetycznym kraju szacowany jest obecnie według Agencji Rynku Energetycznego na poziomie 5% a bliższy prawdzie, według Ministerstwa Środowiska – nie przekracza 2,5%.

Dzisiejsza polityka energetyczna Państwa określona w „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2002 roku” i w „Strategii rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce” potwierdza wolę Państwa do kontynuowania działań na rzecz polepszenia efektywności użytkowania paliw i energii, także ze źródeł odnawialnych, w tym biopaliw. Opracowana przez rząd polityka energetyczna próbuje zabezpieczyć bezpieczeństwo energetyczne oraz bezpieczeństwo ekologiczne kraju. Opracowana również przez rząd i przyjęta przez Sejm RP w 2001 roku „II Polityka Ekologiczna Państwa” przewiduje zgodnie z realizacją wymagań Konwencji Klimatycznej i Protokołu z Kioto dwukrotnie zmniejszyć do roku 2010 energochłonność dochodu narodowego oraz szerokie wprowadzenie najlepszych technik z zakresu efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii.

Istnieje więc nadzieja, że w niedługim czasie bariery ekonomiczne na rynku energetycznym i bariery mentalne w społeczeństwie zostaną na tyle osłabione, by dla renowacji środowiska naturalnego mogła rozwijać się czysta technologia energetyczna oparta o nowe rodzaje alternatywnych paliw roślinnych.

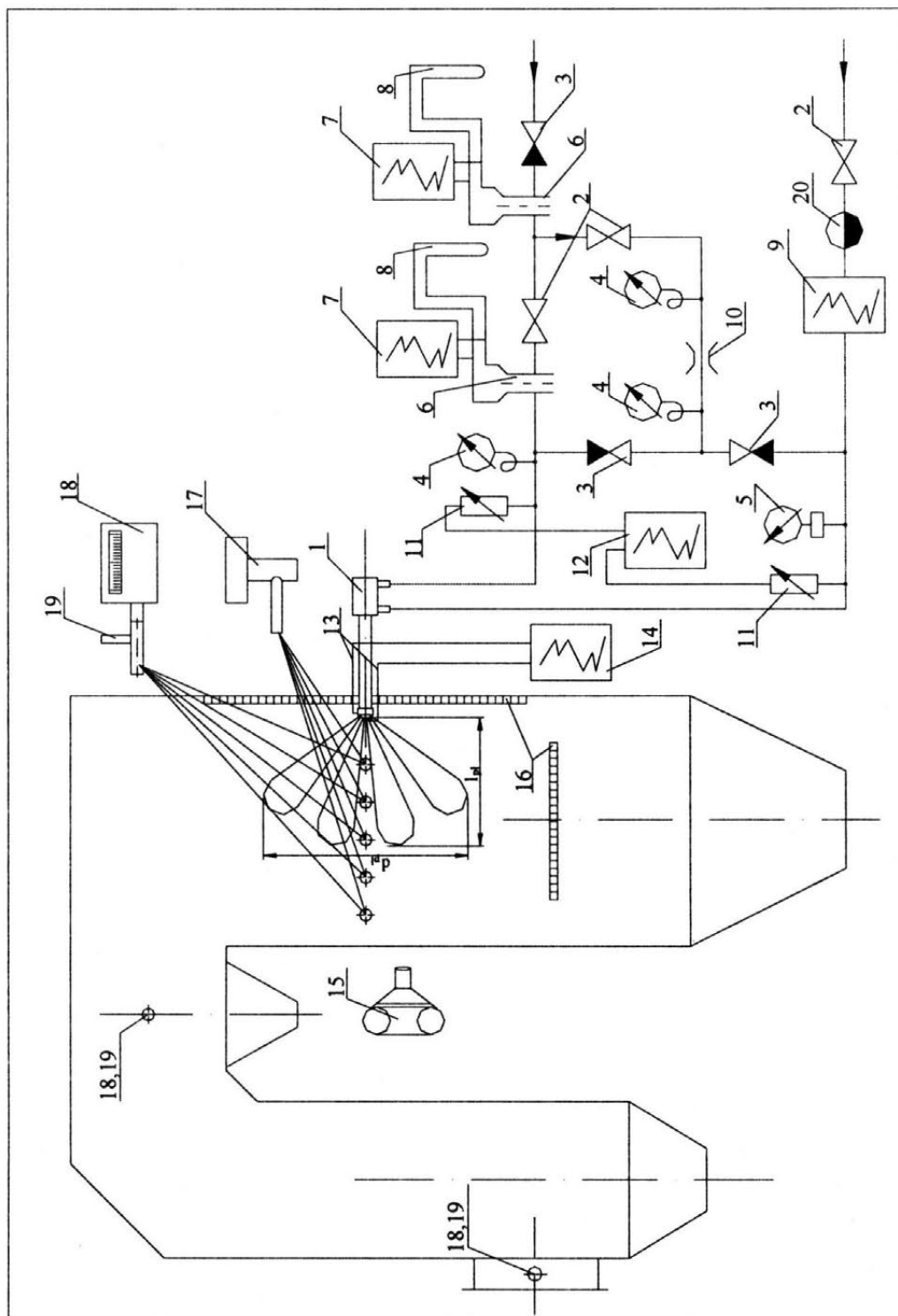
Badania procesu spalania oleju rzepakowego przeprowadzono w komorze kotła OP-650 przy pomocy instalacji pomiarowej przedstawionej na schemacie (rys. 1). Proces spalania badano w palnikach gazodynamicznych z wewnętrznym mieszaniem o mocy cieplnej 4,6,8,10,15,20,25,30,35,40 i 45MW. Badania prowadzono przy optymalnej pracy palników w warunkach, gdy różnica ciśnień pomiędzy czynnikiem rozpylającym, którym była para przegrzana wynosił 0,15-0,3 MPa.

W czasie badań określono sprawność spalania oleju rzepakowego oraz skład gazów spalinowych w zależności od mocy cieplnej palnika.

Uzyskane wyniki badań wykazały, że proces spalania oleju rzepakowego w palnikach gazodynamicznych z wewnętrznym mieszaniem przebiega ze sprawnością termiczną zbliżoną do 100%.

W gazach spalinowych niezależnie od mocy palnika nie stwierdzono gazów palnych typu CO, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> itd. oraz sadzy. Zawartość NO<sub>x</sub> w spalinach jest stosunkowo niska i znacznie mniejsza od wartości dopuszczalnych.

Wyniki badań w pełni potwierdziły przydatność oleju rzepakowego do spalania w kotłach energetycznych a w szczególności do układów rozpałkowych kotłów. Olej rzepakowy zapalał się w warunkach „zimnej” komory kotła w sposób pewny eksploatacyjnie od źródła zapłonowego, jakim jest iska elektryczna o energii 10J pochodząca z wysokoenergetycznej zapalarki elektrycznej firmy Fireye zasilanej prądem o napięciu 220 V.



Rys. 1 Schemat instalacji pomiarowej: (1-palnik, 2-zawór zaporowy, 3-zawór zwrotny, 4-manometr parowy, 5-manometr mazutowy, 6-kryza pomiarowa, 7-paromierz z rejestratorem, 8-manometr różnicowy, 9-przepływomierz mazutowy, 10-kryza dławiąca, 11-termometr oporowy, 12-wielozakresowy wskaźnik temperatury, 13-termo-element, 14-wielozakresowy wskaźnik temperatury, 15-kamera filmowa, 16-przymiar do pomiaru parametrów geometrycznych płomienia, 17-pirometr dwubarwowy, 18-analizator spalin, aparat Bacharacha, 19-sonda do poboru sadzy, spektroskop masowy, 20-filtr)

Uzyskane wyniki badań w pełni potwierdziły wartość energetyczną oleju rzepakowego jako paliwa ciekłego, które może zastąpić w ciepłownictwie i energetyce z tym samym rezultatem wszelkiego rodzaju oleje ropopochodne.

Jedynym obecnie problemem związanym z szerokim zastosowaniem oleju rzepakowego w przemyśle energetycznym jest problem ekonomiczny związany z jego ceną.

## 2. WŁASNOŚCI FIZYKOCHEMICZNE OLEJU RZEPAKOWEGO

Przedmiotem badań był olej rzepakowy surowy.

Wyniki wykonanych analiz przedstawione zostały poniżej.

### 2.1. Analiza techniczna

1. Zawartość wilgoci oznaczona metoda destylacyjna wg PN-80/G-04511  $\div W^v_t$ , 0,4%
2. Zawartość popiołu wg PN-80/G-04512  $\div A^v - 0,0\%$
3. Zawartość części lotnych wg PN-81/G-04516  $\div V^{dof} - 100,00\%$
4. Ciepło spalania w próbce dostarczonej wg PN-81/G-04513  $\div Q^v_4 - 42041$  kJ/kg
5. Wartość opałowa w próbce dostarczonej wg PN-81/G-04513  $\div Q^v_1 - 39421$  kJ/kg

### 2.2. Analiza elementarna

1. Zawartość węgla w próbce  $C^a \div 75,68\%$  dostarczonej
2. Zawartość wodoru w próbce dostarczonej  $\div H^a - 11,95\%$
3. Zawartość azotu w próbce dostarczonej  $\div N^a - 0,19\%$
4. Zawartość siarki w próbce dostarczonej  $\div S^a_t - 0,02\%$

Analizy dokonane przy pomocy aparatu Vario EI firmy Elementar Analysensysteme Gm pH. Analiza polega na katalitycznym spalaniu próbki w wysokiej temperaturze ( $1100^{\circ}\text{C}$ ), w atmosferze tlenu.

### 2.3. Analiza własności użytkowych

1. Gęstość w  $20^{\circ}\text{C} \div \gamma - 0,917$  g/cm<sup>3</sup> wg PN-90/C-04004
2. Temperatura zapłonu w tyglu zamkniętym  $\div t_{z.z.} > 175^{\circ}\text{C}$  wg PN-75/C-04009
3. Temperatura zapłonu w tyglu otwartym  $\div t_{z.o.} - 267^{\circ}\text{C}$  wg PN-92/C-04191
4. Temperatura płynięcia oleju  $\div t_p - 19^{\circ}\text{C}$  wg PN-83/C-04117
5. Lepkość kinematyczna  $\div \nu$  mm<sup>2</sup>/s wg PN-81/C-04011 w temperaturze  $^{\circ}\text{C}$ 
  - 20 - 81,15
  - 30 - 53,21
  - 40 - 35,73
  - 50 - 27,61
  - 60 - 20,46
  - 70 - 16,97
  - 80 - 13,80
  - 90 - 10,86
  - 100 - 9,42

6. Liczba kwasowa ÷ mg KOH/g wg PN – 85/ C – 04060  
w temperaturze:  
20<sup>0</sup> C - 2,20  
100<sup>0</sup> C – 2,20

Wartości lepkości są bardzo wysokie w porównaniu z olejem opałowym (2,5 mm<sup>2</sup>/s). Lepkość oleju rzepakowego powyżej 100 °C bardzo niewiele się zmienia. Można przyjąć, że wartość 9 mm<sup>2</sup>/s jest graniczną wartością, poniżej której lepkość oleju nie obniża się nawet przy bardzo wysokich temperaturach podgrzewu. Kwasowość oleju nie zmienia się przy podgrzewie do temperatur 100<sup>0</sup> C.

### **3. CEL I ZAKRES BADAŃ**

Celem badań było określenie przydatności olejów roślinnych do opalania komunalnych kotłów grzewczych oraz wytypowanie urządzeń i technologii procesu do ich spalania.

Biorąc pod uwagę fakt, że w procesie spalania paliw ciekłych niezależnie od ich pochodzenia jedną z najważniejszych własności fizycznych, którą limituje proces jest lepkość kinematyczna cieczy, pod uwagę wzięto paliwo i jego proces spalania, który posiada porównywalną (lub większą) lepkość z olejem rzepakowym. Wśród paliw ropopochodnych paliwem takim jest ciężki olej Nr 3 tzw. mazut. Proces spalania mazutu jest już w wystarczający sposób poznany i opisany w szeregu publikacjach [10], [1-2]. Przeprowadzone dotychczas prace nad spalaniem mazutu [3-4] wykazały, że najbardziej przydatnym i spełniającym wszelkie warunki eksploatacyjne oraz warunki całkowitego, zupełnego, ekologicznego spalania jest palnik gazodynamiczny z wewnętrznym mieszaniem [5-7]. Proces zapłonu mazutu w przypadku palnika gazodynamicznego odbywa się z bardzo wysoką pewnością eksploatacyjną (PZ) przy pomocy iskry elektrycznej (energia 10 J) wytwarzanej przez wysokoenergetyczną zapalarkę firmy Fireye. [8] Zasilaną prądem o napięciu 220V.

Gazodynamiczny palnik olejowy z wewnętrznym mieszaniem jest niskociśnieniowym palnikiem dwuczynnikowym. Czynnikiem rozpylającym może być zarówno powietrze jak i para wodna przegrzana lub nasycona. Zarówno dla pary przegrzanej jak i dla pary wilgotnej mechanizm uruchamiania jak i normalnej eksploatacji, w przypadku mazutu niczym specjalnym się nie różni.

Inne konstrukcje palników nie były brane pod uwagę, ponieważ w wyraźny sposób różnią się charakterystykami technicznymi, sprawnością spalania, emisją substancji szkodliwych do atmosfery oraz niezawodnością eksploatacyjną ( w przypadku spalania mazutu) odbiegają od palników gazodynamicznych z wewnętrznym mieszaniem [9-10]. Przy zapłonie mazutu w palnikach gazodynamicznych, wysokoenergetyczne zapalarki elektryczne w pełni zdały egzamin eksploatacyjny [8]. Są bezpieczne z punktu widzenia przepisów BHP i spełniają wszelkie wymagania odnośnie włączenia ich do automatycznego systemu sterowania i układu AKPiA palnika olejowego.

Wybór konstrukcji palnika i układu zapłonowego został, więc dokonany przez uwzględnienie podobieństwa niektórych własności fizykochemicznych mazutu i oleju rzepakowego.

Dla osiągnięcia założonego na wstępie celu należało przeprowadzić cały szereg badań, które miały dać odpowiedź na następujące pytania:

- jaki wpływ na proces zapłonu ma rodzaj czynnika rozpylającego jego temperatura i ciśnienie,
- jaki wpływ na niezawodność zapłonu ma usytuowanie elektrod zapalarki w stosunku do głowicy palnika,
- jaki wpływ na wydajność palnika ma rodzaj czynnika rozpylającego,
- jak zmienia się wydajność palnika w zależności od ciśnienia oleju i ciśnienia czynnika rozpylającego,
- jaki wpływ mają parametry termodynamiczne oleju rzepakowego i czynnika rozpylającego na obszar pracy palnika,
- jak zmienia się proces spalania i emisja substancji szkodliwych do atmosfery w zależności od obszaru pracy palnika i od rodzaju czynnika rozpylającego i jego temperatury,
- jaki zakres płynnej regulacji i wydajności palnika jest możliwy przy spalaniu oleju rzepakowego,
- czy wydajność nominalna palnika ma wpływ na proces zapłonu, spalania i emisję substancji szkodliwych do atmosfery, oraz na charakterystyki techniczne i eksploatacyjne.

Aby dać odpowiedź na postawione pytania badania przeprowadzono dla dwóch palników o nominalnej wydajności 1000 i 2000 kg/h.

Badania procesu spalania przeprowadzono dla oleju rzepakowego nierafinowanego surowego z tłoczni w Brzegu.

W czasie badań temperatura oleju była ustalona na poziomie 80° C. Ciśnienie oleju zmieniało się w zakresie od 0,015÷0,5 MPa. Czynnikiem rozpylającym było powietrze i para wodna, a ciśnienie od 0,2÷0,7 MPa. Temperatura powietrza wynosiła około 20<sup>0</sup>C: a temperatura pary wodnej zmieniała się w zakresie od 150<sup>0</sup>C do 280<sup>0</sup>C.

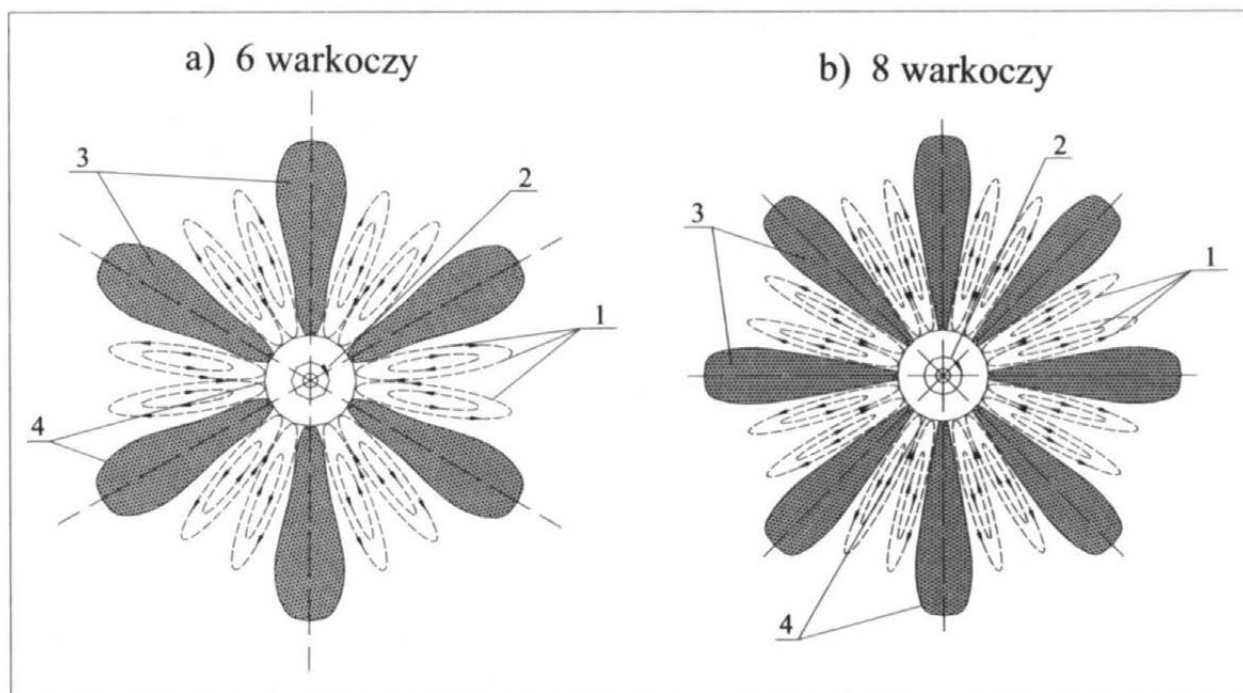
Zapłon oleju odbywał się przy pomocy iskry elektrycznej o energii 10J.

W czasie badań powietrze do spalania było w naturalny sposób zasysane przez płomień z komory spalania i z otoczenia przez otwarte kłapy skrzyni palnikowej.

#### 4. WYNIKI BADAŃ

Badania spalania oleju przeprowadzono przy pomocy instalacji pomiarowej dokładnie opisanej w pracach [1-2]. Skład i stężenie składników spalin pobierano przy pomocy rurki probierczej zamontowanej w ogrzewanej głowicy z filtrem wstępnym a następnie przesyłano ogrzewanym przewodem do półprzewodnikowej chłodnicy Peltiera. W chłodnicy Peltiera następowało szybkie ochłodzenie próbki gazowej dzięki czemu wykraplała się para wodna, która jest główną przeszkodą w pomiarze metodą NDIR. Ciągłe utrzymanie próbki spalin w tej samej temperaturze (+/- 5<sup>0</sup>C) eliminuje błędy pomiarowe pochodzące od wahań temperatury. Przed przepuszczeniem próbki gazowej do analizatora analizowany gaz przechodzi ponownie przez filtr drobny i odmgławiacz. W celu dokładniejszego zabezpieczenia analizatora przed uszkodzeniem na filtrze drobnym zamontowany jest czujnik wilgoci, który przy pojawieniu się wilgoci przerywa

pobór gazów do analizy. Osuszona i oczyszczona próbka gazu przechodząc przez analizatory oznaczany jest skład i stężenie badanej mieszaniny gazowej. Oznaczenia składu i stężenia gazów prowadzono na wylocie z komory kotła przy pomocy systemu pomiarowego przedstawionego w pracach [9-10]. Układ został przystosowany do poboru próbek spalin o wysokich temperaturach. Intensywność chłodzenia sondy wodą była tak dobrana aby temperatura próbek gazu w punkcie poboru nie obniżyła się poniżej punktu rosy. Równocześnie mierzono skład i stężenie składników mieszaniny gazowej  $O_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $H_2S$ ,  $\Sigma C_n H_m$  przy pomocy analizatorów ULTRAMAT23 typu NDIR mierzonych w podczerwieni oraz analizatorem IMR-3 z sondą do określenia zawartości sadzy aparatem Bacharacha. Zapłon oleju rzepakowego w komorze spalania zapala się bezpośrednio w pobliżu głowicy palnika za pomocą iskry elektrycznej o energii około 10J. Schemat instalacji do badania zapłonu oleju rzepakowego przedstawiony jest na rys. 1. Iskra elektryczna wytworzona pomiędzy elektrodami zapalarki (6-7) posiada wystarczającą energię do zapłonu gazowej mieszanki paliwowej powstałej w przestrzeni (5) zawartej między płaszczyzną czoła głowicy a płaszczyzną równoległą oddaloną w głąb komory spalania. Energia iskry elektrycznej jej częstotliwość i czas trwania oraz odległość od głowicy palnika jest uzależniona od składu powstałej mieszanki palnej. Pewność zapłonu przy pomocy zapalarki elektrycznej jest ściśle związana ze składem i koncentracyjnymi granicami zapłonu oraz własnościami kinetycznymi powstałej mieszanki palnej w przestrzeni działania iskry elektrycznej. Przestrzeń -3 w bezpośrednim sąsiedztwie głowicy palnika -5 zajmuje mieszanka palna powstała z rozpylonego oleju, czynnika rozpylającego i powietrza ze skrzyni palnikowej. Skład mieszaniny gazowej oraz jej granice palności zmieniają się wzdłuż osi wypływu strugi paliwa [9]. Powstała mieszanka palna w odległości-h posiada odpowiednie własności kinetyczne, które umożliwiają zapłon od powstałej iskry elektrycznej. Własności kinetyczne mieszanki w odległości optymalnej ( $h_{op}$ ) umożliwiają zapłon ze skutecznością bliską 100%. Wytworzona w dyszy palnika i u jego wylotu palna mieszanka gazów węglowodorowych gdy posiada temperaturę wyższą od temperatury zapłonu, tworzy front płomienia. U podstawy głowicy palnika formułuje się żagiew płomienia o określonej konfiguracji i o określonej barwie. Przy całkowitym i pełnym spalaniu żagiew płomienia powinna być ograniczona powierzchnią o ostrych konturach biało-żółto-niebieskiej bez ciemnoczerwonych przestrzeni zawierających sadzę. Żagiew płomienia spalającego się oleju rzepakowego składa się z szeregu oddzielnych rozczłonkowanych płomieni w formie warkoczy z wolnymi od płomienia przestrzeniami zarówno na obwodzie żagwi jak i w jej wnętrzu. Ilość oddzielnych warkoczy jest uzależniona od wydajności nominalnej palnika. Schemat na rysunku 3a i 3b przedstawia strukturę żagwi palnika o wydajności 1000 i 2000 kg/h. Palnik o wydajności 1000 kg/h posiada 6 warkoczy a palnik o wydajności 2000 kg/h posiada 8 warkoczy.

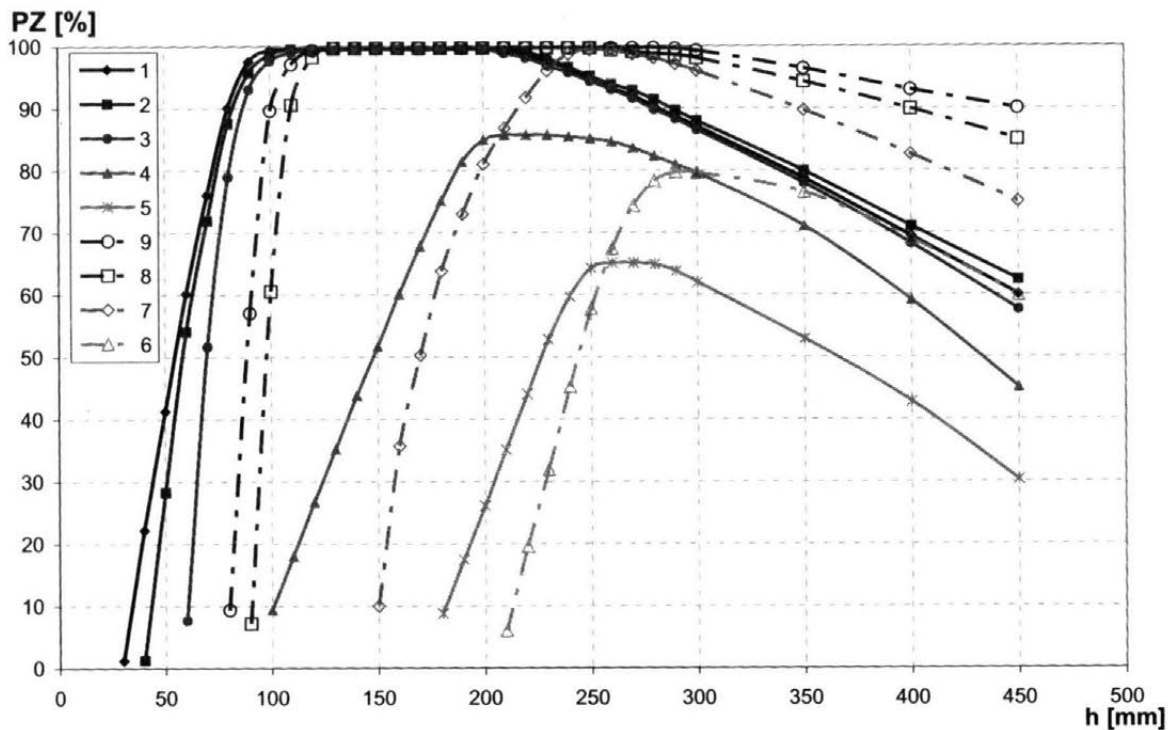


Rys 3. Struktura geometryczna żagwi płomienia palnika o wydajności a)-1000kg/h, b)-2000kg/h: 1-recyrkulacja zewnętrzna pomiędzy warkoczami żagwi płomienia, 2-recyrkulacja wewnętrzna w osi żagwi, 3-warkocz żagwi płomienia, 4-powierzchnia frontu płomienia.

Badania modelowe wykazały, że zarówno w części obwodowej jak i w części centralnej żagwi tworzą się wiry recyrkulacyjne powodujące powstanie gradientów ciśnienia w kierunku osi żagwi. Strukturę geometryczną płomienia obu palników z zaznaczonymi wirami recyrkulacyjnymi przedstawia schemat na rys. 3a i 3b. Wytworzone na obwodzie żagwi oraz w jej wnętrzu podciśnienie stanowi swego rodzaju pompę zasysającą tlen z otoczenia do powierzchni reakcyjnej. Powierzchnia reakcyjna warkoczy powstaje wówczas w przestrzeni gdzie skład mieszanki palnej jest bliski stechiometrycznemu.

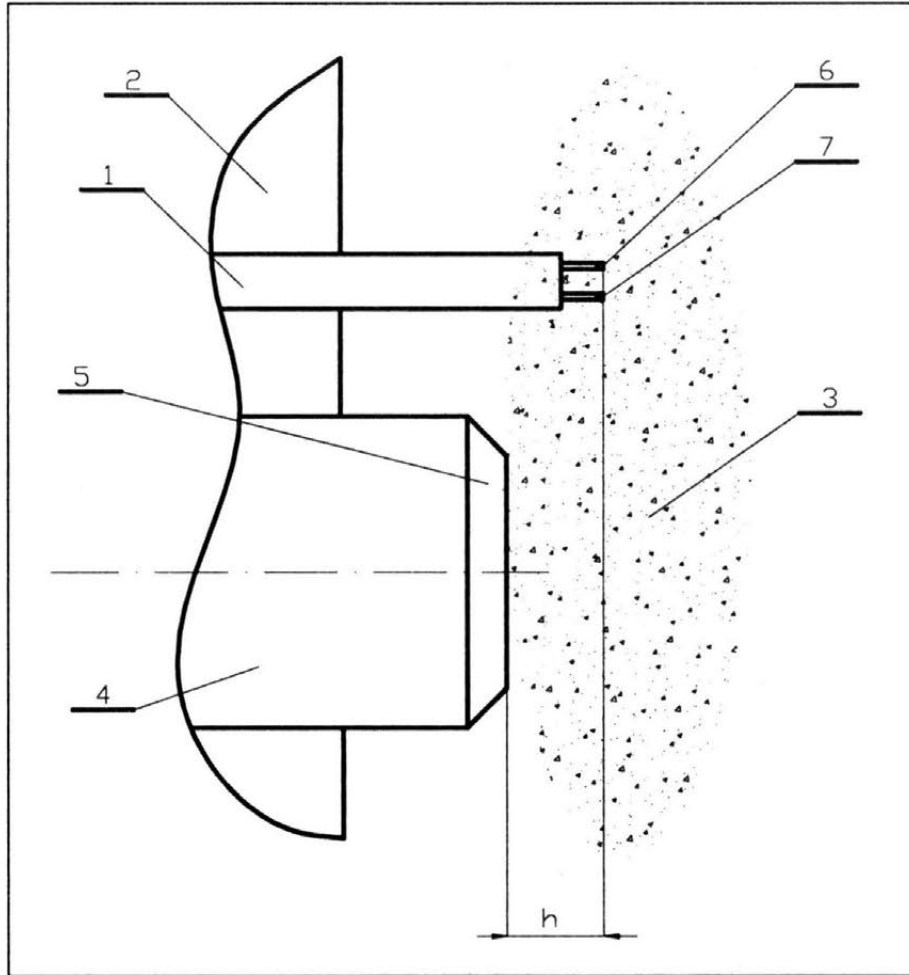
#### 4.1. Wpływ rodzaju czynnika rozpylającego i jego temperatury na pewność zapłonu ( $P_z$ )

Pewność i skuteczność zapłonu mieszaniny gazowej powstałej w wyniku odparowania kropeł paliwa płynnego zależy od położenia elektrod zapalarki w przestrzeni zawartej pomiędzy płaszczyzną głowicy a powierzchnią czoła frontu płomienia. O ile czoło frontu płomienia stabilizuje się na powierzchni zbliżonej do powierzchni stechiometrycznej, gdzie występują warunki równowagowe pomiędzy normalną prędkością spalania a prędkością dopływu mieszanki, to zapłon mieszanki następuje w obszarze pomiędzy jej dolną -a górną granicą zapłonową. Pewność zapłonu jest najwyższa w przedziale stężeń, gdzie normalna prędkość spalania danej mieszanki gazowej jest maksymalna. Pewność zapłonu ( $P_z$ ) określono jako procentową skuteczność zapłonu paliwa przy pomocy zapalarki elektrycznej o energii iskry J03 Na wykresie rys. 4 przedstawiono zależność skuteczności zapłonowej ( $P_z$ ) wysokoenergetycznej zapalarki elektrycznej od położenia elektrod zapalarki ( $h$ ) w stosunku do czoła głowicy lancy palnika.



Rys 4. Zależność pewności zapłonu (PZ) od odległości elektrod zapalarki (h) dla pary wodnej (linia ciągła) i powietrza (linia przerywana): 1-para 300<sup>0</sup>C, 2-para 250<sup>0</sup>C, 3-para 200<sup>0</sup>C, 4-para 150<sup>0</sup>C, 5-para 120<sup>0</sup>C, 6-powietrze 20<sup>0</sup>C, 7-powietrze 50<sup>0</sup>C, 8-powietrze 100<sup>0</sup>C, 9-powietrze 150<sup>0</sup>C.

Z wykresu wynika, że dla energii iskry 10J największa skuteczność zapłonowa bliska 100 % występuje w warunkach, gdy elektrody zapalarki umieszczone są w przestrzeni oddalonej od czoła głowicy lancy o 100-250 mm. Przedział ten jest optymalny dla zapłonu oleju rzepakowego przy pomocy gazodynamicznego palnika z wewnętrznym mieszaniem. Na wykresie rys. 4 zależność ta przedstawiona jest dla palnika o wydajności nominalnej 1000 kg/h. Umieszczenie elektrod zapalarka w odległości 100 mm od krawędzi palnika zapewnia prawie 100 % skuteczność zapłonu przy temperaturze pary rozpylającej = 300<sup>0</sup>C. Obniżenie temperatury pary rozpylającej odsuwa zapłon oleju od głowicy palnika. Dla temperatur pary rozpylającej powyżej 200<sup>0</sup>C skuteczność zapłonu jest do 100 % przy usytuowaniu zapalarki od 100-200 mm.



Rys. 2. Schemat ideowy usytuowania elektrod zapalarki: 1-zapalarka, 2-ściana komory, 3-przestrzeń mieszanki paliwowej, 4-lanca palnika, 5-głowica palnika, 6,7- elektrody zapalarki.

Usytuowanie elektrod zapalarki (schemat na rys. 2) poniżej 100 mm obniża pewność zapłonu tym bardziej im niższa jest temperatura pary rozpylającej. Obniżenie temperatury pary rozpylającej poniżej  $150^{\circ}\text{C}$  w zdecydowany sposób przesunęła pewność zapłonu (PZ) w obszar większych odległości od głowicy palnika. Dla temperatury pary rozpylającej  $150^{\circ}\text{C}$  układ zapłonowy osiąga maksymalną pewność zapłonu  $\text{PZ} \approx 86\%$  w odległości około 200÷250 mm. Przy temperaturze pary  $120^{\circ}\text{C}$  układ zapłonowy osiąga pewność zapłonu (PZ) około 65% w odległości 250÷300 mm. Im niższa jest temperatura zapłonu tym węższy jest przedział maksymalnej skuteczności zapłonu. Po przekroczeniu optymalnego ustawienia elektrod zapalarki pewność zapłonu (PZ) dla całego zakresu temperatur pary obniża się tym szybciej im niższa jest temperatura. Jakościowo powietrze jako czynnik rozpylający wpływa podobnie na pewność zapłonu jak para wodna, tzn. im wyższa jest temperatura tym skuteczność zapłonu jest wyższa i zapłon następuje bliżej głowicy palnika. Ilościowo różnice są jednak dość istotne. Przy porównywalnych temperaturach obu mediów, powietrze w sposób zdecydowany przesunęła granicę skutecznego zapłonu w kierunku głowicy palnika. Przy temperaturze  $150^{\circ}\text{C}$  obszar 100% pewności zapłonu (PZ) zaczyna się w odległości 100 mm od głowicy palnika podobnie jak dla pary o temperaturze  $250^{\circ}\text{C}$  i  $300^{\circ}\text{C}$ . Obniżenie temperatury

powietrza do 100°C nie pogarsza warunków skuteczności zapłonu. Skuteczność zapłonu jest bardzo podobna jak przy 150°C. Obniżenie temperatury powietrza do 50°C obszar maksymalnej skuteczności zapłonu przesuwa na odległość około 200÷250 mm (PZ=100%) a obniżenie temperatury powietrza do 20°C przesuwa maksymalną pewność zapłonu (PZ=65%) na odległość około 250 mm od głowicy palnika. Minimalna odległość usytuowania elektrod zapalarki, przy której jest możliwy skuteczny zapłon oleju rzepakowego jest zależny od czynnika rozpylającego i od jego temperatury. Dla pary wodnej o temperaturze 300°C zapłon jest w ogóle możliwy, gdy elektrody zapalarki będą w odległości nie mniejszej jak 30 mm od głowicy.

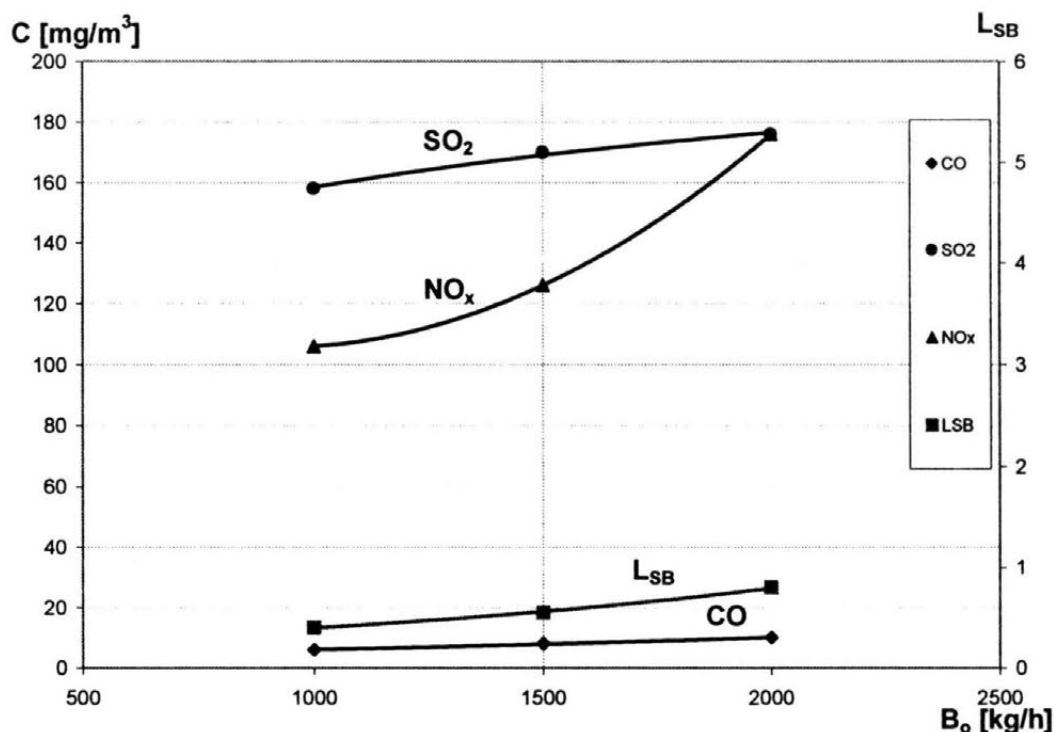
Tabela nr 1. Skuteczność zapłonu oleju rzepakowego w palniku gazodynamicznym typu K o wydajności 1000 kg/h przy pomocy zapalarki elektrycznej o energii iskry 10 J.

	Odległość	Para wodna					Powietrze			
		Temperatura st. C								
		300	250	200	150	120	150	120	50	20
	Usytuowanie elektrod [mm]									
1	PZ=100%	30	40	50	90	170	80	85	160	215
2	PZ=100%	110-210	110-210	120-200			100-320	100-260	240-280	
3	PZmax=85%				220-260					290-320
4	PZmax=65%					260-280				

W tabeli nr 1 podano odległości położenia elektrod zapalarki w zależności od rodzaju czynnika rozpylającego i jego temperatury, przy których występuje zapłon oleju rzepakowego w palniku gazodynamicznym typu K o wydajności nominalnej 1000 kg/h. Z tabeli nr 1 wynika, że ze wzrostem temperatury czynnika rozpylającego szerokość obszaru skutecznego zapłonu rozszerza oraz przybliża się do głowicy palnika. Im temperatura jest niższa niezależnie od rodzaju czynnika rozpylającego obszar zapłonu wyraźnie się zawęża i odsuwa od głowicy palnika. Uzyskane wyniki badań wykazały, że w przypadku pary wodnej jako medium rozpylającego czynnikiem kontrolującym proces zapłonu oleju rzepakowego jest głównie brak tlenu w przestrzeni tworzenia się mieszaniny palnej zdolnej do zapłonu. Temperatura pary wodnej odgrywa rolę czynnika powodującego szybsze lub wolniejsze odparowanie kropeł oleju. Im wyższa jest temperatura pary tym szybsze jest przejście oleju z fazy ciekłej do fazy gazowej. Utworzenie mieszaniny palnej powyżej górnej granicy palności (Lg) z powietrzem „pierwotnym” umożliwia dopiero skuteczny zapłon. W przypadku powietrza jako medium rozpylającego, czynnikiem kontrolującym zapłon jest szybkość przejścia oleju w gaz węglowodorowy. W momencie powstania gazu węglowodorowego następuje samoistne utworzenie mieszaniny gazowej z powietrzem rozpylającym powyżej dolnej granicy palności (Ld) zdolny do natychmiastowego zapłonu. Świadczy o tym między innymi bardzo mała różnica odległości między skutecznością minimalnego zapłonu (PZ=10%) i zapłonu maksymalnego (PZ=100%). W przypadku pary wodnej odległość ta jest znacznie większa i może ona świadczyć o procesie transportu tlenu do strefy reakcji, który jest znacznie wolniejszy od procesu tworzenia się gazu węglowodorowego.

#### 4.2. Wpływ wydajności palnika na sprawność spalania

Stężenie składników gazów spalinowych (CO, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>) oraz stopień ich czerni (L<sub>SB</sub>) w zależności od wydajności nominalnej palnika przedstawia wykres na rys. 5.



Rys. 5. Stężenie i stopień czerni gazów spalinowych w zależności od wydajności palnika.

Określone stężenia gazów spalinowych odniesione są do 6% O<sub>2</sub> w spalinach. Wyniki oznaczeń dotyczą pracy palników w optymalnym zakresie parametrów oleju rzepakowego i pary wodnej. Olej rzepakowy o temperaturze 20<sup>0</sup>C podawany był do palników pod ciśnieniem 0,4 do 0,5 MPa. Para rozpylająca o temperaturze 250<sup>0</sup>C podawana była do palników pod ciśnieniem 0,6 do 0,8 MPa. Zużycie pary do rozpylania oleju wynosiło około 0,18 kg pary/kg oleju.

Badania wykazały, że proces spalania oleju rzepakowego niezależnie od wydajności palnika jest całkowity i zupełny. Zawartość CO w spalinach jest bardzo niewielka i bardzo mało rośnie z mocą palnika. Określone stężenia były prawie wartościami granicznymi dla zastosowanych analizatorów spalin. Zawartość SO<sub>2</sub> w spalinach jest niewielka i bardzo mało zmienia się z wydajnością palnika. Stężenie NO<sub>x</sub> jest mniejsze od dopuszczalnych norm i rośnie ze wzrostem wydajności palnika. Wzrost NO<sub>x</sub> ze wzrostem mocy cieplnej palnika jest uwarunkowane wzrostem temperatury płomienia, którego optimum występuje dla palników o mocy od 20 do 30 MW. Olej rzepakowy w optymalnym zakresie pracy palników gazodynamicznych spala się jasnożółtym płomieniem bez śladów sadzy. Charakteryzująca zawartość sadzy liczba Bacharacha jest mniejsza od 1,0 i zmienia się w przedziale od 0,3 do 0,7 co świadczy o bezdymnym spalaniu.

## 5. WNIOSKI

1. Olej rzepakowy spełnia wszelkie wymagania energetyczne i ekologiczne jako paliwo do rozpałki kotłów energetycznych wielkiej mocy.
2. Przy zastosowaniu palników gazodynamicznych z wewnętrznym mieszaniem temperatura oleju rzepakowego zasilającego palniki może być równa lub wyższa od 20°C.
3. Zapłon oleju rzepakowego w palnikach wielkiej mocy może odbywać się przy pomocy iskry elektrycznej o energii 10 J pochodzącej z wysokoenergetycznej zapalarki typu HESSI zasilanej prądem o napięciu 220V.
4. Skuteczny i pewny zapłon oleju rzepakowego iskrą elektryczną występuje zarówno przy rozpylaniu oleju parą wodną jak i sprężonym powietrzem.
5. Pewność zapłonu jest tym wyższa im większa jest temperatura czynnika rozpylającego.
6. Zapłon oleju rzepakowego jest bardzo efektywny przy zastosowaniu gorącego powietrza jako czynnika rozpylającego.
7. Emisja tlenków siarki przy zastosowaniu oleju rzepakowego jest kilkukrotnie niższa od emisji SO<sub>2</sub> przy spalaniu mazutu i znacznie niższa niż przy spalaniu oleju opałowego „Ekoterm”.
8. Olej rzepakowy pod względem jakościowym w pełni może zastąpić zarówno mazut jak i olej opałowy w procesach rozruchu kotłów energetycznych.
9. Olej rzepakowy można stosować samoistnie lub w dowolnie dobranych mieszankach z mazutem lub olejem opałowym przy zachowaniu przy zachowaniu wszelkich wymogów natury technicznej (brak chemicznego oddziaływania na powierzchnie ogrzewalne kotła) i eksploatacyjne – pewność zapłonu i pewność niezawodnej pracy w warunkach rozruchu kotłów pyłowych.

## SPIS LITERATURY

- [1] Karcz, H., Sikorski, Wł., Adynowski, J., Sokołowski, P., 2000, „Zapłon ciężkich paliw płynnych w komorach kotłów energetycznych”, *Zeszyty Naukowe Politechniki Opolskiej*. Sena Elektryka z 49 Nr 255.
- [2] Karcz, H., Adynowski, J., Sokołowski, P., 2000 „System zapłonu palników olejowych”. *Prace naukowe ITCiMP Politechniki Wrocławskiej* Nr 56 seria Konferencja Nr 10/ss 399-406
- [3] Karcz, H., Jodkowski, W., Sokołowski, P., 2001, „Wpływ usytuowania zapalarki elektrycznej na skuteczność zapłonu ciężkich paliw płynnych”, V Konferencja Naukowo-Techniczna „Elektrownie Ciepłne”, Bełchatów
- [4] Karcz, H., Sikorski, Wł., Jodkowski, W., Kotulski A., 2002, „Wpływ technologii rozpylania paliw ciekłych i technologii doprowadzania powietrza na pewność zapłonu i stabilność frontu płomienia”. *Prace Naukowe Politechniki Śląskiej* Seria Konferencje Z. 10. IX Konferencja Kotłowa.
- [5] Karcz, H. i inn. „Palnik do spalania paliwa ciekłego” Patent nr 164192 z dnia 1.10.1990r

- [6] Karcz, H. i inn. „*Palnik do spalania paliwa ciekłego*” Patent nr 1665752 z dnia 13.02.1992r
- [7] Wanatowicz, St., Zembrzuski, M., Karcz, H., „*Palnik do spalania paliwa ciekłego*” Patent nr 150725 z dnia 30.01.1987r
- [8] Andryjowicz, Cz., Karcz, H. Jodkowski, W., Sokołowski, P., 2001, „*Pewność eksploatacyjna zapalarek elektrycznych wysokoenergetycznych przy uruchamianiu kotłów pyłowych*”. Konferencja Naukowa nt. Ekologiczne i Ekonomiczne Wytwarzanie Energii, Rydzyna.
- [9] Karcz, H., Miller, R., Wojtiuk, Z., 2001, “*Emission of Harmfull Substances During Combustion of Heavy Liquid Fuels*”, Enviroment Protection Engineering 1.2001 s.81-91
- [10] Andryjowicz, Cz., Karcz, H. Jodkowski, W., 2002, „*Wpływ konstrukcji palnika olejowego na emisję substancji szkodliwych do atmosfery*”. Konferencja Naukowo Techniczna. Energetyka 2002, Wrocław.

Henryk KARCZ, Agnieszka KOSIOREK  
*Instytut Techniki Ciepłej i Mechaniki Płynów*  
*Politechniki Wrocławskiej*  
*e-mail pocztatkw@tkw.pl*

## **WŁASNOŚCI FIZYKOCHEMICZNE I ENERGETYCZNE MIESZANIN OLEJU RZEPAKOWEGO Z OLEJEM OPAŁOWYM I MAZUTEM**

Celem badań było określenie własności fizykochemicznych i energetycznych mazutu (M) i oleju opałowego Ekoterm Plus (E) oraz ich mieszanek z surowym olejem rzepakowym w stosunkach wagowych 90 /10, 70/30, 50/50 i 30/70. Badania obejmowały ocenę mieszalności surowców, stabilność mieszanek, oznaczenie lepkości kinematycznej oraz analizę chemiczną, techniczną surowców i ich mieszanek stwierdzono że wszystkie mieszanki oleju opałowego (E) i mazutu (M) z olejem rzepakowym po dwóch tygodniach przechowywania były klarowne, jednorodne i nie wykazywały oznak zmętnienia oraz rozwarstwienia się.

### **1. WSTĘP**

Aktualnie w energetyce Światowej jak i Krajowej obserwuje się dość wyraźne tendencje do decentralizacji i rozpraszania procesów wytwórczych i własnościowych, przy utrzymaniu tendencji technicznej integracji pracy źródeł wytwórczych z systemem nadrzędnym. I te właśnie uwarunkowania będą decydować o przyszłości energetyki odnawialnej. Jej zainicjowanie nastąpiło w wyniku wielu równolegle występujących procesów z których najważniejsze to

- gwałtowny postęp technologiczny w źródłach wytwarzania i przetwarzania energii powodujący wzrost ekonomicznej konkurencyjności źródeł małej i bardzo małej mocy,
- postęp technologiczny w zakresie systemów łączności pozwalający na techniczną integrację pracy wielu, rozproszonych źródeł energii w czasie fizycznie do tego celu niezbędnym,
- postęp technologiczny w zakresie informatyki, monitoringu, kontroli pozwalający sprawnie zarządzać systemem rozproszonym i rozliczać sprawnie tworzące go podmioty,
- adaptacja instytucji i zasad rynku konkurencyjnego (np. giełda energii elektrycznej, energii cieplnej, zasada dostępu stron trzecich do sieci elektrycznych i ciepłowniczych) do potrzeb energetyki i ciepłownictwa,

- pozwalających na lepsze zarządzanie kosztami w całym systemie zasilającym (optymalizacja kosztów w warunkach konkurencji),
- zmiana sposobu krajowego rozwoju gospodarczego z ilościowego na jakościową powodującą duże nadwyżki podaży nad popytem,
  - zmiana polityki Krajowej w zakresie ochrony środowiska naturalnego, traktowanego jako dobro najwyższe Narodu,
  - wzrost wartości usług związanych z dostarczaniem energii i przede wszystkim zapewniających wysoką niezawodność i jakość dostaw oraz rozwój wielopoziomowych systemów zasilających powodujących skracanie drogi przesyłania energii i eliminujących zbędne węzły pośrednie,
  - rozwój usług zarządzania popytem na energię prowadzących do optymalizacji kosztów energii i nakładów inwestycyjnych w odbiorniki końcowe
  - rozwój usług dodatkowych z wykorzystaniem majątku energetyki, powodujący rozkład kosztów infrastruktury pomiędzy różne produkty i usługi.

Opisane wyżej zjawiska prowadzą do zmiany charakteru produkcji energii elektrycznej i energii cieplnej oraz do zmiany struktury kosztów produkcji.

Dla perspektywy rozwoju odnawialnych źródeł energii szczególnie ważna jest kwestia dużych zmian po stronie mocy odbiorników energii. W nadchodzącej epoce usługowo-informatyczne, moce te ulegną znacznemu ograniczeniu. Tendencja ta w znacznym stopniu ogranicza negatywne znaczenie rozproszonego charakterem. Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) jako podstawowej bariery dla ich rozwoju. Energochłonne bowiem sektory gospodarki i nieefektywne odbiorniki końcowe wymagały bowiem wykorzystywania w epoce skoncentrowanej energii w postaci paliw kopalnych lub paliw jądrowych. Energooszczędne procesy technologiczne takich koncentracji nie wymagają. Ekonomia dostaw energii i paliw energetycznych ulega więc szybkim zmianom jednocześnie na korzyść OZF [1]. Na drodze szybkiego rozwoju OZE stoją jednak poważne przeszkody wynikające z rynku pracy bazy energetycznej paliwowej niedorozwoju infrastruktury produkujących OZE, przyzwyczajień, mentalności ludzi, sprzeczności interesów, lobby paliwowego, braku wiedzy o korzyściach płynących ze stosowania OZE, mechanizmów rynku i braku silnego lobby producentów OZE. Powyższa sytuacja powoduje zachowawcze działania o charakterze instytugonalnie – prawnym, które służą obronie sektora paliw kopalnianych. Ten zachodzący proces może trwać do momentu aż do momentu całkowitego załamania się wsparcia to jest niezbędne ze względów społecznych, braków efektywnych sposobów restrukturyzacji sektora węglowego oraz zmian w charakterze wyuczonych zawodów społeczeństw górniczych. Ponieważ każde lobby rynku paliwowego ma odmienną ocenę prowadzonych interesów, jedyną metodą regulacji wyżej wymienionych problemów wydaje się być uczciwa i przejrzysta ocena zasobów naturalnych paliw energetycznych, przewidywane skutki ekologiczne stosowania tych paliw w energetyce, możliwości produkcji OZE dla zaspokojenia potrzeb energetycznych oraz, skutki gospodarczo- społeczne tej transformacji, ostatnie lata w kraju to dynamiczny wzrost zainteresowania ekologicznego paliwa z oleju rzepakowego w oparciu o proces ciśnieniowy lub bezciśnieniowy, który ze względu na prostą technologię może być stosowany w małych i tanich wytwornicach lokalnych.

Produkcja oleju rzepakowego jest możliwa w tzw. systemie przemysłowym o wydajności ręcznej około 5. tysięcy ton lub tzw. agrorafineriach o produkcji rocznej od 50 do 1500 ton. Przy produkcji przemysłowej istnieje możliwość uzyskania niższych kosztów transportu surowca i produktu, oraz wykorzystanie oleju rzepakowego w lokalnych kotłowniach ciepłowniczych. Opłacalność produkcji oleju rzepakowego mimo jego dużych walorów jako „ paliwa ekologicznego”, jest w dużym stopniu uzależniona od polityki państwa w zakresie wysokości podatku akcyzowego. W zależności od relacji „koszt ziarna rzepakowego–olej rzepakowy–wytłoki–gliceryna” wartość kosztów produkcji kształtuje się na poziomie  $2.15 \div 2.63$  zł/litr [2].

Olej rzepakowy w stosunku do paliw ropopochodnych jest zdecydowanie bardzo „przyjazny” dla środowiska naturalnego. W warunkach naturalnych w glebie ulega bowiem całkowitej biodegradacji w okresie  $15 \div 21$  dni od chwili jakiegokolwiek awarii zakończonej wyciekami oleju do otoczenia.

Ponadto spalanie oleju rzepakowego powoduje znaczne obniżenie emisji do atmosfery pyłu i nieprzyjaznych gazów spalinowych takich jak  $SO_2$ ,  $NO_x$ .

Proces zupełnego spalania oleju rzepakowego bez emisji do atmosfery sadzy, WWA (Wielopierścieniowe Węglowodory Aromatyczne) i CO jest jednak dość trudny do osiągnięcia. Związane jest to bowiem z wysoką lepkością kinematyczną oleju rzepakowego która w zdecydowanym stopniu wpływa na proces rozpylania. Złe rozpylanie–powstanie zbyt dużych kropeł–rozciąga proces odparowania i mieszania gazów węglowodorowych z powietrzem a w konsekwencji wydłuża proces spalania i prowadzi do powstania sadzy WWA i CO.

Przeprowadzone badania procesu spalania oleju rzepakowego w niskotemperaturowym kotle grzewczym o małej mocy przy pomocy palnika ciśnieniowego [3] wykazały zmniejszenie sprawności energetycznej i znaczny wzrost emisji sadzy WWA i CO w porównaniu do spalania lekkiego oleju opałowego „Ekoterm”.

Wyniki badań wykazały, że dla całkowitego i zupełnego spalania oleju rzepakowego w kotłach grzewczych małej i średniej mocy należy zastosować palniki o małej wrażliwości na lepkość podawanego oleju. Konsultacje palników które z bardzo wysoką sprawnością termiczną spalają olej opałowy. Lepkość  $2 \div 2.5$  cSt (w temperaturze  $20^{\circ}C$ ), nie nadaje się do spalania oleju rzepakowego, której lepkość w temperaturze  $90^{\circ} \div 100^{\circ}C$  wynosi około  $9 \div 9.5$  cSt. Powstała więc konieczność zastosowania takich palników które będą spalały olej rzepakowy w sposób całkowity i zupełny. Przeprowadzone w [4÷6] badania procesu zapłonu i spalania mazutu wykazały, że najlepsze rezultaty eksploatacyjne i ekologiczne uzyskuje przy zastosowaniu palników gazodynamicznych z wewnętrznym mieszaniem [7÷9].

## **2. BADANIE WŁASNOŚCI FIZYKOCHEMICZNYCH MAZUTU, OLEJU OPAŁOWEGO I ICH MIESZANEK Z OLEJEM RZEPAKOWYM**

Celem pierwszej części badań było określenie właściwości fizykochemicznych mazutu (M), oleju opałowego-Ekoterm Plus (E) produkowanego przez PKN Orlen i ich mieszanek z surowym (nierafinowanym) olejem rzepakowym w stosunkach wagowych 90/10, 70/30, 50/50 i 30/70.

Badania obejmowały ocenę mieszalności surowców i stabilności mieszanek, oznaczenie lepkości kinematycznej surowców i ich mieszanek w szerokim zakresie temperatur od 20°C do 120°C oraz analizę chemiczną (wilgoć, popiół, skład elementarny i ciepło spalania) surowców i wybranych mieszanek (70/30 i 30/70).

#### Mieszalność próbek

W pierwszym etapie przygotowano mieszanki mazutu i Ekotermu z olejem rzepakowym w ustalonych stosunkach wagowych. Stwierdzono, że w temperaturze pokojowej zarówno mazut, jak i olej opałowy mieszają się z olejem roślinnym w każdej proporcji. W przypadku mieszanek mazutu z mniejszym udziałem oleju rzepakowego, tj. M+OR 90/10 i M+OR 70/30 podgrzanie do temperatury 40-50°C znacznie skraca czas uzyskania jednorodnej mieszaniny.

Wszystkie mieszanki oleju opałowego z olejem rzepakowym po 2 tygodniach przechowywania w temperaturze otoczenia były klarowne, jednorodne, nie wykazywały oznak zmętnienia, ani rozwarstwiania się. Obserwacja mieszanek mazutu z olejem rzepakowym była utrudniona ze względu na ciemną barwę próbek, ale ich mieszanie wskazywało na nie zmienioną jednorodność.

Wniosek: dodanie oleju rzepakowego do mazutu i oleju opałowego nie powinno powodować problemów technicznych związanych mieszalnością, jednorodnością i stabilnością próbek.

#### Lepkość kinematyczna

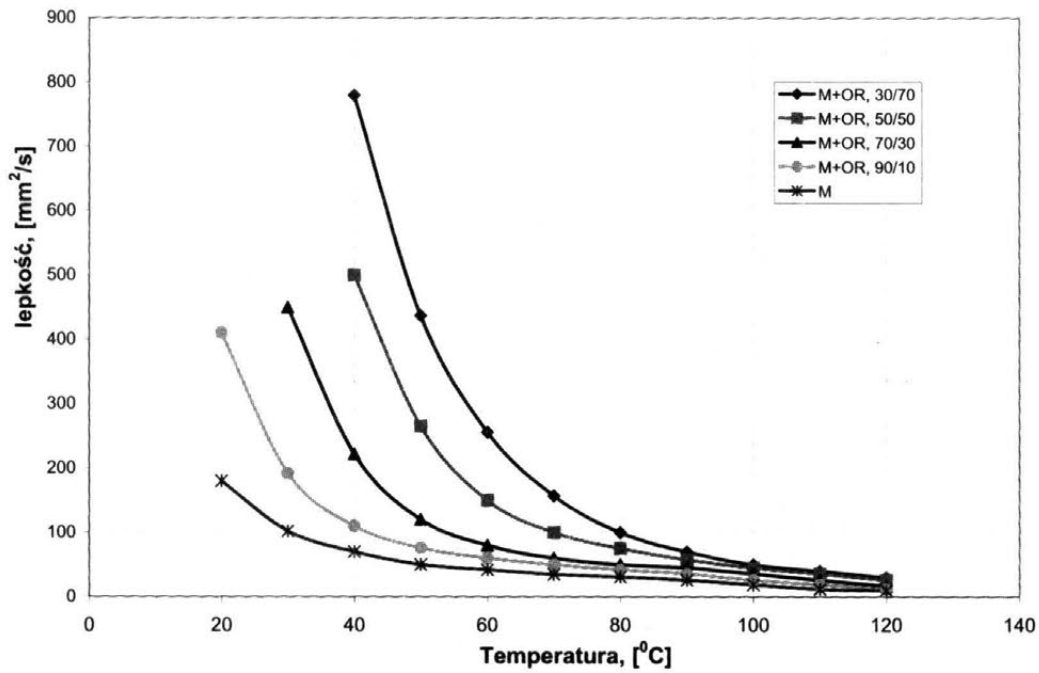
Wyniki analiz lepkości jadanych surowców i ich mieszanek z różnym dodatkiem oleju rzepakowego przedstawiono w Tabeli 1.

Dla mazutu i jego mieszanek z olejem rzepakowym wykonano oznaczenie lepkości względnej (metoda z lepkościomierzem Englera) wg PN-77/C-04014, a uzyskane wyniki przeliczono na lepkość kinematyczną wyrażoną w mm<sup>2</sup>/s.

Dla oleju opałowego Ekoterm i jego mieszanek z olejem rzepakowym wykonano oznaczenie lepkości kinematycznej wg PN-81/C-0401 1 (metoda z lepkościomierzem Ubbelohde'a).

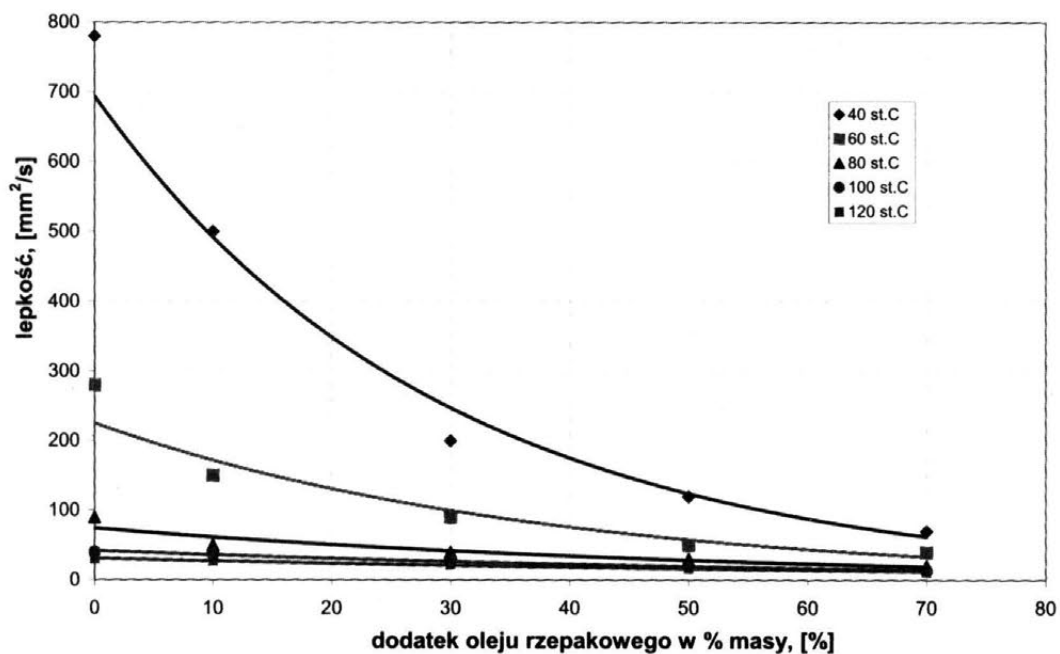
Tabela 1. Lepkość [mm<sup>2</sup>/s] mieszanek mazut/olej rzepakowy

Temperatura, [°C]	M	M+OR 90/10	M+OR 70/30	M+OR 50/50	M+OR 30/70
20	-	-	-	410	175,6
30	-	1161	450	167,5	102
40	774	497	201	104,5	67,7
50	428	252	116,5	64,7	41,1
60	272	137,2	74	49	30,6
70	154,5	83,5	49,4	35,8	20,3
80	83,7	57,2	38,4	27,8	17,6
90	57,8	37,2	37,5	21,6	15
100	37,4	28,2	21	16,8	12,2
110	30	21,7	16,5	13,8	9,9
120	22,8	17	13,8	11,1	8,1



Rys. 1 Zależność lepkości kinematycznej od temperatury.

Mazut charakteryzuje się bardzo wysoką lepkością kinematyczną w temperaturze 40<sup>o</sup>C, a zastosowanie oleju rzepakowego jako dodatku wyraźnie ją zmniejsza. Na podstawie uzyskanych wyników stwierdzono, że im większy jest udział oleju rzepakowego w mieszance, tym mniejsze są zmiany lepkości w zależności od temperatury pomiaru (rys 1).



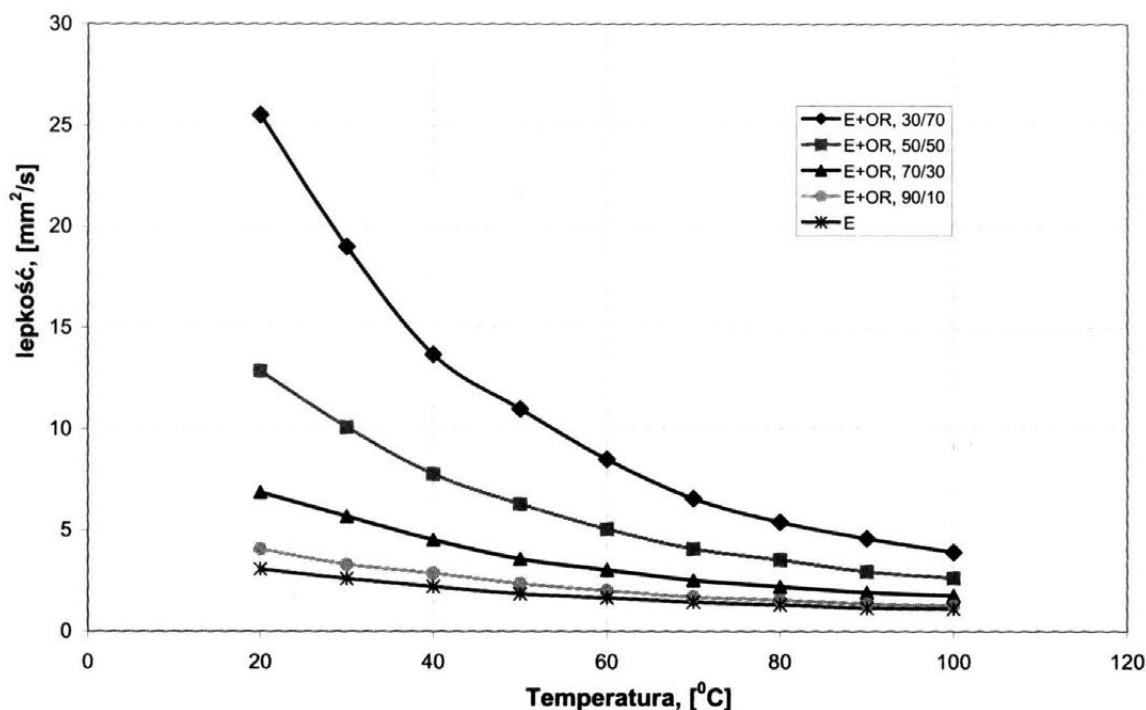
Rys. 2 Zależność lepkości kinematycznej od ilości dodatku oleju rzepakowego

Należy też stwierdzić, że im wyższa temperatura pomiaru lepkości tym bardziej liniowa jest zależność lepkości od udziału oleju rzepakowego w mieszankach (rys.2). Aby uzyskać wysoką płynność mieszanek mazutu z olejem rzepakowym należy zastosować podwyższoną temperaturę, albo zwiększyć udział oleju rzepakowego w mieszance. Przy udziale oleju rzepakowego w mieszance z mazutem powyżej 50 lepkość mieszanki jest już wystarczająco niska w temperaturze powyżej 70<sup>0</sup>C. Mieszanka taka spełnia wszelkie wymogi odnośnie przygotowania ciężkiego paliwa ciekłego do spalania w palnikach gazodynamicznych z wewnętrznym mieszaniem [ 7÷10], a dla pozostałych konstrukcji palników mieszankę trzeba podgrzać do temperatur powyżej 100<sup>0</sup>C [11÷12]. Olej opałowy-Ekoterm charakteryzuje się niską lepkością (Tabela 2).

Tabela 2. Lepkość [mm<sup>2</sup>/s] mieszanek olej opałowy /olej rzepakowy

Temperatura, °C	E+OR, 30/70	E+OR, 50/50	E+OR, 70/30	E+OR, 90/10	E
20	25,52	12,86	6,88	4,07	3,08
30	19,01	10,09	5,69	3,32	2,61
40	13,67	7,78	4,53	2,88	2,23
50	10,98	6,3	3,59	2,37	1,86
60	8,51	5,07	3,05	2,03	1,66
70	6,57	4,09	2,54	1,72	1,46
80	5,41	3,55	2,23	1,56	1,32
90	4,6	2,96	1,94	1,37	1,16
100	3,92	2,65	1,79	1,29	1,12

Jego lepkość rośnie wraz ze wzrostem zawartości oleju rzepakowego w mieszankach. W przeciwieństwie do mieszanek mazutu z olejem rzepakowym, mieszanki oleju opałowego z olejem rzepakowym charakteryzują się niską lepkością kinematyczną. Uzyskane wyniki wykazały, że im wyższa temperatura pomiaru, tym ilość dodatku oleju rzepakowego ma mniejszy wpływ na poziom lepkości kinematycznej (rys. 3).



Rys. 3 Zależność lepkości od temperatury dla mieszanin Ekoterm – olej rzepakowy

Przy temperaturach mieszanki powyżej 80°C zawartość oleju rzepakowego poniżej 50% nie ma już praktycznego wpływu na lepkość kinematyczną w rozumieniu zasilania palników olejowych dowolnej konstrukcji. Dla niższych temperatur podgrzewu i wyższych udziałów oleju rzepakowego lepkość mieszanki jest zbyt wysoka, i w zdecydowany sposób pogarsza proces spalania [13]. Dla temperatur mieszanek poniżej 50°C, dla dowolnej ilości oleju rzepakowego w mieszance jedynie palniki gazodynamiczne z wewnętrznym mieszaniem mogą pracować ze sprawnością termiczną blisko 100% [13]. Lepkość mieszanek oleju rzepakowego poniżej 20% w niewielkim stopniu zależy od temperatury mieszanki i jest zbliżona do lepkości czystego oleju opałowego Ekoterm.

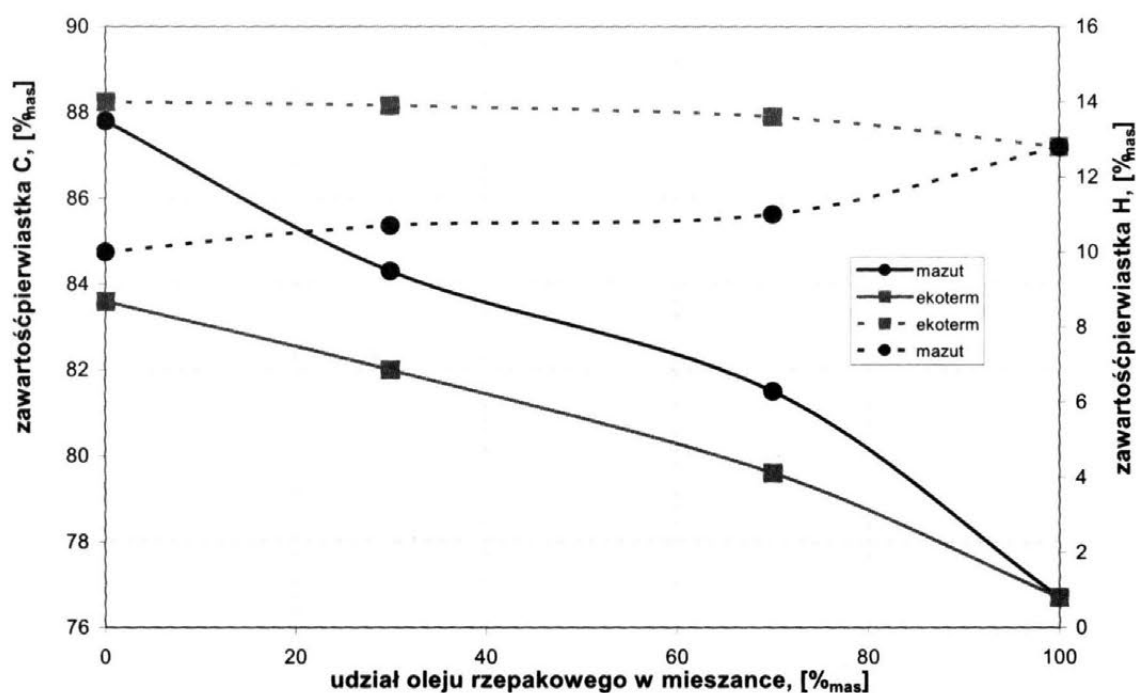
### 3. ANALIZA SKŁADU ELEMENTARNEGO I CIEPŁO SPALANIA

Wyniki oznaczenia zawartości C, H, N, S, ciepła spalania i wartości opałowej uzyskane dla badanych próbek przedstawiono w Tabeli 3. Oznaczenie zawartości C, H, N, S wykonano na aparacie Vario El firmy Elementar Analysensysteme GmbH. Analiza polega na katalitycznym spalaniu próbki w 1100°C, w atmosferze tlenu. Oznaczenia składu elementarnego wykonywane są na mikronaważkach (~5mg). Wyniki poszczególnych oznaczeń uzyskanych dla wybranych mieszanek wykazały wysoką zgodność, co potwierdza jednorodność analizowanych próbek.

Tabela 3. Skład elementarny i ciepło spalania materiałów wyjściowych: mazutu, oleju opałowego i ich mieszanek z olejem rzepakowym.

	C <sup>a</sup> <sub>t</sub> , [%]	H <sup>a</sup> <sub>t</sub> , [%]	Na <sup>a</sup> <sub>t</sub> , [%]	S <sup>a</sup> <sub>t</sub> , [%]	Q <sup>r</sup> <sub>s</sub> , kJ/kg	Q <sup>a</sup> <sub>i</sub> , kJ/kg
M	87,71	10,16	1,65	1,38	43 047	40 831
	87,60	10,52	1,15	1,15		
M+OR, 70/30	83,92	10,81	0,59	0,74	42 037	39 677
	84,77	10,63	0,65			
M+OR, 30/70	80,94	11,08	0,59	0,39	40 548	38 123
	80,81	11,11	0,58	0,37		
E	83,58	13,92	0,69	0,52	45 305	42 284
	83,26	13,76	0,73	0,21		
E+OR, 70/30	82,35	14,00	0,14	0,12	43 775	40 738
	81,91	13,83	0,13	0,07		
E+OR, 30/70	79,19	13,17	0,26	0,04	41 360	38 461
	79,62	13,38	0,39	0,06		
OR	77,29	12,64	0,51	0,02	39 627	37 018
	76,47	12,75	0,33	0,03		

Na rysunku 4 przedstawiono zmiany zawartości węgla i wodoru (wartości średnie) w próbkach w zależności od udziału oleju rzepakowego w mieszanekach. Uzyskane wyniki wskazują, że poszczególne parametry są addytywne. W przypadku mazutu i jego mieszanek, zawartość pierwiastka C maleje, a zawartość wodoru rośnie. Odwrotną tendencję obserwuje się dla wodoru przypadku Ekotermu i jego mieszanek z olejem rzepakowym. Ponadto stwierdzono wyraźne obniżenie zawartości siarki całkowitej w mieszanekach w porównaniu z surowcami (mazutem i olejem opałowym). Jest to czynnik bez wątpienia korzystny, biorąc pod uwagę aspekty ekologiczne i technologiczne. Obniżenie zawartości siarki całkowitej w mieszanekach wynika z bardzo jej niskiej zawartości w oleju rzepakowym. Czynnik ten jest szczególnie ważny w przypadku oleju opałowego Ekoterm i jego mieszanek z olejem rzepakowym, które mogą spełniać rolę paliwa podstawowego przy opalaniu kotłów komunalnych, ciepłowniczych.



Rys. 4 Zawartość węgla i wodoru w badanych surowcach i mieszankach z olejem rzepakowym

Niska zawartość siarki całkowitej w takich paliwach eliminuje praktycznie problem odsiarczania spalin z uwagi na niską emisję tlenków siarki – poniżej dopuszczalnych norm.

#### 4. WNIOSKI

1. Wyniki badań wykazały, że ciężkie paliwa ciekłe takie jak olej opałowy – Ekoterm Plus i mazut mogą być mieszane w dowolnych proporcjach z olejem roślinnym – olejem rzepakowym przy stabilnym zachowaniu roztworu na poziomie cząsteczkowym.
2. Własności fizykochemiczne i użytkowe mieszanek mają charakter addytywny, jednorodny chemicznie i fizycznie, nie występują zjawiska koagulacji, rozwarstwienia i zmętnienia przez okres co najmniej 2-ch tygodni w temperaturze otoczenia.
3. Mieszanki oleju opałowego z olejem rzepakowym mogą być paliwem podstawowym przy ogrzewaniu pieców komunalnych i kotłów ciepłowniczych spełniając jednocześnie rolę paliwa ekologicznego o bardzo małej zawartości siarki. Warunek ten może być całkowicie spełniony tylko w przypadku palników gazodynamicznych z wewnętrznym mieszaniem. Dla innych konstrukcji palników muszą być, ze względu na proces rozpylania, spełnione warunki co do oleju rzepakowego (poniżej 30%) i temperatury podgrzewu mieszanki- powyżej 60<sup>0</sup>C, lecz nie więcej jak 80<sup>0</sup>C.
4. Olej rzepakowy ze wzrostem udziału w mieszance z olejem napędowym zwiększa lepkość mieszanki, a z mazutem obniża.

5. Mieszanki oleju rzepakowego z mazutem stanowią doskonałe paliwo o małej zawartości siarki do rozpałki kotłów energetycznych wielkiej mocy. Palniki gazodynamiczne z wewnętrznym mieszaniem mogą spalać w sposób całkowity i zupełny mieszanki mazutu z olejem rzepakowym już przy temperaturze podgrzewu 90°C i 10% udziale oleju rzepakowego.

## SPIS LITERATURY

- [1] Hille, E., 2002, „Przyszłość energetyki ze źródeł odnawialnych (OZE) w Polsce”. Polski Klub Ekologiczny: Okręg Dolnośląski- Wrocław. Materiały konferencyjne Wrocław.
- [2] Szlachta, J., 2002, „Możliwości wykorzystania energii z biomasy”. Polski Klub Ekologiczny. Okręg Dolnośląski – Wrocław. Materiały konferencyjne Wrocław.
- [3] Organista, Wk., 2002, „Analiza zastosowania paliw pochodzenia roślinnego oraz mieszanin z olejem opałowym lekkim do opalania urzędów grzewczych”. Konferencja Naukowo- Techniczna. Energetyka 2002 Wrocław.
- [4] Butmankiewicz, J., Karcz, H., Jodkowski, W., „Badania eksploatacyjne palników gazodynamicznych z wewnętrznym mieszaniem”.
- [5] Andryjowicz, Cz., Karcz, H., Jodkowski, W., „Wpływ konstrukcji palnika olejowego na emisję substancji szkodliwych do atmosfery”.
- [6] Karcz, H., Jodkowski, W., Kosiorek, A., 2002, „Wpływ konstrukcji palnika na jakość spalania paliw ciekłych”. Prace Naukowe Politechniki Śląskiej. Seria Konferencje Z10 Gliwice.
- [7] Karcz, H., Przegaliński, K., Butmankiewicz, J., 2002, „Mechanizm spalania paliw płynnych w palnikach dwuczynnikowych”. Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja Nr 11.
- [8] Karcz, H., i inni, 1992 „Możliwość spalania ciężkich paliw płynnych z minimalną emisją substancji szkodliwych w gazodynamicznych palnikach z wewnętrznym mieszaniem” Gospodarka Paliwami i Energią Cz. I Nr 4., Cz. II Nr 5.
- [9] Karcz, H. i inni, 1992, „Nowa koncepcja palnika do spalania paliw ciężkich. Charakterystyki techniczne i eksploatacyjne”. Gospodarka Paliwami i Energią Nr 9.
- [10] Karcz, H., „Sposób i układ zapłonu ciężkich paliw płynnych w komorze spalania kotła energetycznego”, Patent nr 181624 z dnia 18.01.1997r.
- [11] Karcz, H., Kotulski, A., Adynowski, J., Zabłocki, W., 2003, „Możliwości eksploatacyjne, ekologiczne ciśnieniowych palników olejowych”. VI Konferencja Naukowo-Techniczna ”Elektrownie Ciepłne, Eksploatacja- Modernizacje-Remonty” Bełchatów.
- [12] Karcz, H., Kosiorek, A., Wojtiuk, Zb., Zabłocki, W., „Wpływ wydajności palnika na sprawność spalania”
- [13] Karcz, H., Przegaliński, K., Butmankiewicz, J., 2002, „Mechanizm spalania paliw płynnych w palnikach dwuczynnikowych”, Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja, Nr 11.

Jędrzej KOSIŃSKI, Waclaw ZDULSKI  
*Elektrownia Wodna we Włocławku Sp. z o.o.*  
e-mail: [biuro@ew.wloclawek.pl](mailto:biuro@ew.wloclawek.pl)

## **ENERGETYKA WODNA – STAN OBECNY, PERSPEKTYWY ROZWOJU, EKOLOGIA**

Referat omawia zasoby energetyki wodnej w Polsce, stopień jej wykorzystania oraz jej znaczenie dla gospodarki i środowiska naturalnego. Na przykładzie elektrowni wodnej we Włocławku pokazane zostały efekty ekologiczne wykorzystywania tej energetyki.

### **1. WSTĘP**

Energetyka wodna wykorzystuje energię wody, uzyskiwaną na skutek jej zrzucania z poziomu wyższego na niższy. Jest to energia, która powstaje na skutek działania sił przyrody - grawitacji. Woda, po przejściu przez turbiny posiada identyczne, o ile nie lepsze parametry fizykochemiczne (napowietrzenie, mechaniczne oczyszczenie). Jednocześnie odbiór energii spadającej wody pozwala na zmniejszenie niszczącego oddziaływania strumienia na koryto rzek i budowli hydrotechnicznych. Przy produkcji energii elektrycznej ze spiętrzonej wody nie powstają żadne odpady ani emisje powodujące degradację środowiska. Jest to, zatem, energetyka ekologicznie czysta i co równie ważne, niewyczerpalna w czasie, bo samoodnawialna.

Niestety, Polska jest krajem szczególnie ubogim w zasoby dyspozycyjne wody. Opad średnioroczny w przeciętnym roku nie przekracza 600 mm, przy średniej europejskiej powyżej 900 mm. Zasoby wody w przeliczeniu na mieszkańca wynoszą około 1500 m<sup>3</sup>/rok, przy średniej europejskiej powyżej 3200 m<sup>3</sup>/rok. Istniejące zbiorniki retencyjne są w stanie zmagazynować poniżej 5% przeciętnego odpływu rocznego, przy średniej europejskiej powyżej 32%. Wg oceny międzynarodowego programu „Populacje i środowisko” dokonanej w 1993 r wielkość zasobów dyspozycyjnych wody lokuje nasz kraj na 28 miejscu od końca spośród badanych 100 państw świata i jako jedyny kraj europejski jest zagrożony deficytem wody. Powyższe liczby wskazują, że woda w Polsce jest towarem deficytowym i należy podejmować wszelkie działania zmierzające do jej racjonalnego zagospodarowania.

Gospodarka wodna, podobnie jak każdy inny dział gospodarki, nie stanowi celu samego w sobie, jednak o jej znaczeniu decyduje niezbędność wody w życiu oraz jej

poważnymi jednostkami produkcyjnymi. Większość takich klasztorów miała swoje młyny, tartaki, czasami kuźnie. Często były one napędzane energią wodną. Pierwsza wzmianka o młynie wodnym na terenie Polski pochodzi z roku 1000 i dotyczy nadania praw do budowy młyna klasztorowi w okolicach Niemcy. W miarę upływu czasu wykorzystanie energii wodnej dla potrzeb człowieka stale się zwiększało i stan rozkwitu został osiągnięty ok. XVI wieku. Według szacunków, na obecnym obszarze Polski było około 10 tys. obiektów energetycznych (młynów, tartaków, foluszy, hamerni, papierni itp.). Oczywiście, w ogromnej większości nie były to już obiekty klasztorne. Stan ten trwał (z przerwami wywoływanymi zawieruchami wojennymi) do początku XX wieku.

### Moc i produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wodnych w odniesieniu do mocy i produkcji krajowej

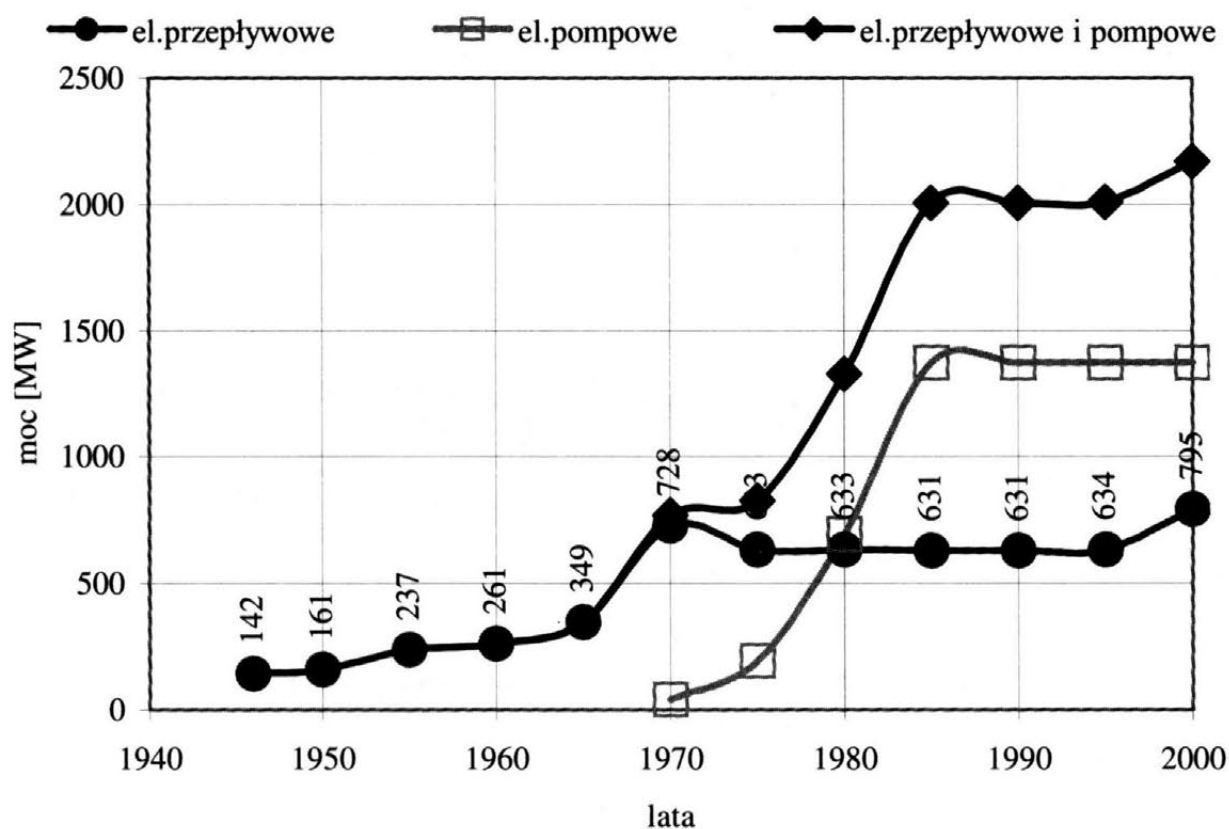
rok	Moc elektrowni wodnych [MW]	Moc zespołów odwracalnych [MW]	Moc elektrowni przepływowych [MW]	Udział mocy elektrowni wodnych w mocy elektrowni krajowych [%]		Udział sumaryczny mocy energii wodnej w mocy ogólnej kraju	Udział produkcji elektrowni wodnych w produkcji energii elektrycznej kraju [%]		Sumaryczny udział produkcji energii wodnej w produkcji ogólnej energii elektrycznej
				Elektrownie przepływ.	Elektrownie pompowe.		Elektrownie przepływ.	Elektrownie pompowe	
1946	142		142	5,6		5,6	6,1		6,1
1950	161		161	5,9		5,9	3,9		3,9
1955	237		237	5,7		5,7	4,0		4,0
1960	261		261	4,1		4,1	2,2		2,2
1965	349		349	3,6		3,6	2,1		2,1
1970	770	42	728	5,2	0,3	5,5	2,7	0,2	2,9
1975	827	194	633	3,2	0,9	4,1	2	0,4	2,4
1980	1327	694	633	2,5	2,7	5,2	1,9	0,8	2,7
1985	2005	1374	631	2,2	4,5	6,7	1,3	1,5	2,8
1990	2005	1374	631	2,0	4,3	6,3	1,0	1,4	2,4
1995	2008	1374	634	1,9	4,1	6,0	1,2	1,5	2,7
2000	2169	1374	795	2,3	4,0	6,3	0,9	1,9	2,9

Pierwszą, choć niegroźną konkurencją dla energetyki wodnej było wynalezienie silnika parowego. Decydujący cios przyszedł jednak w drugiej połowie XX wieku w związku z budową wielkich elektrowni węglowych i powszechną elektryfikacją kraju.

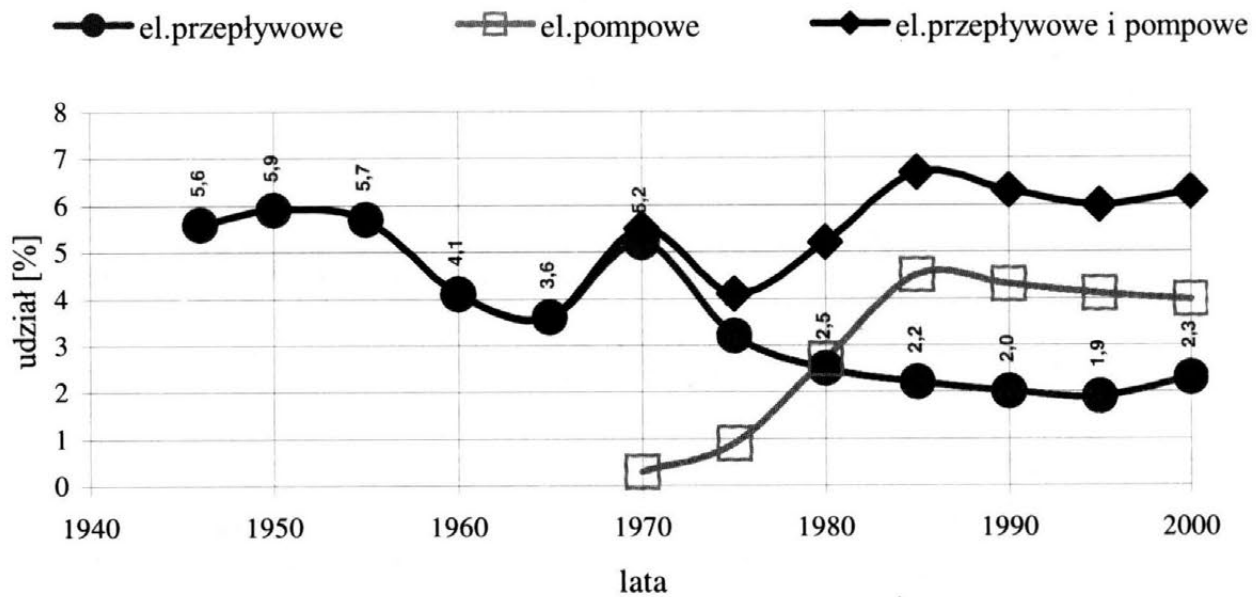
Wykonana jeszcze w 1954 r. przez Centralny Zarząd Elektryfikacji Rolnictwa inwentaryzacja obiektów napędzanych siłą wodną wykazała istnienie na terenie naszego kraju 6330 czynnych tego typu obiektów i 800 obiektów nieczynnych. 28 lat później na skutek w/w przyczyn oraz socjalistycznej polityki naszego Państwa ok. 90 % z tych obiektów zostało zniszczonych.

Pod pojęciem energetyka wodna coraz częściej rozumie się produkcję energii elektrycznej na bazie energii wody. Kilka lat temu obchodziliśmy w Polsce jubileusz 100 lat energetyki wodnej. Pierwsza elektrownia wodna na ziemiach Polskich powstała na przełomie XIX i XX wieku (prawdopodobnie w 1899 r.). Była to elektrownia wodna w Nowym Targu o mocy 45 kW. (Inne źródła podają, że była to elektrownia Struga na rzece Słupii – 1898 r.)

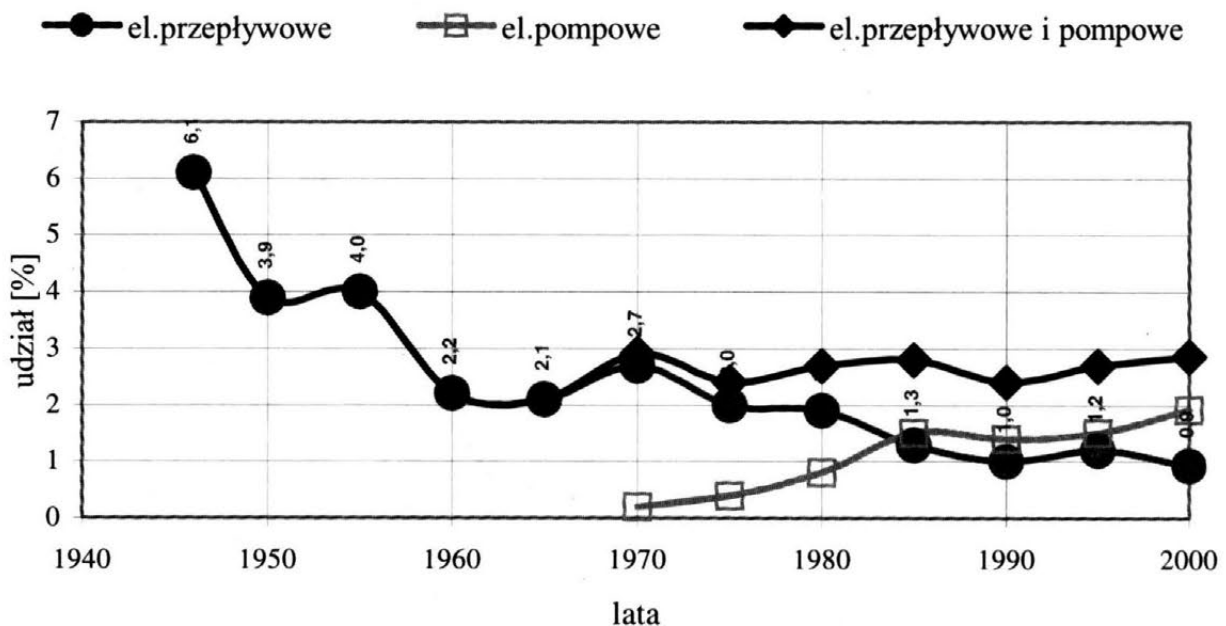
W miarę upływu czasu następował szybki rozwój elektroenergetyki wodnej. Powstawały nowe, często duże elektrownie wodne wykorzystujące coraz sprawniejsze i większe maszyny wodne – turbiny. Rozwój energetyki wodnej w Polsce, w ostatnim półwieczu pokazano w tabeli i na wykresach.



Rys. 1. Moc instalowana w turbinach wodnych w latach 1946 do 2000



Rys. 2. Udział mocy elektrowni wodnych w mocy krajowej w latach 1946 do 2000



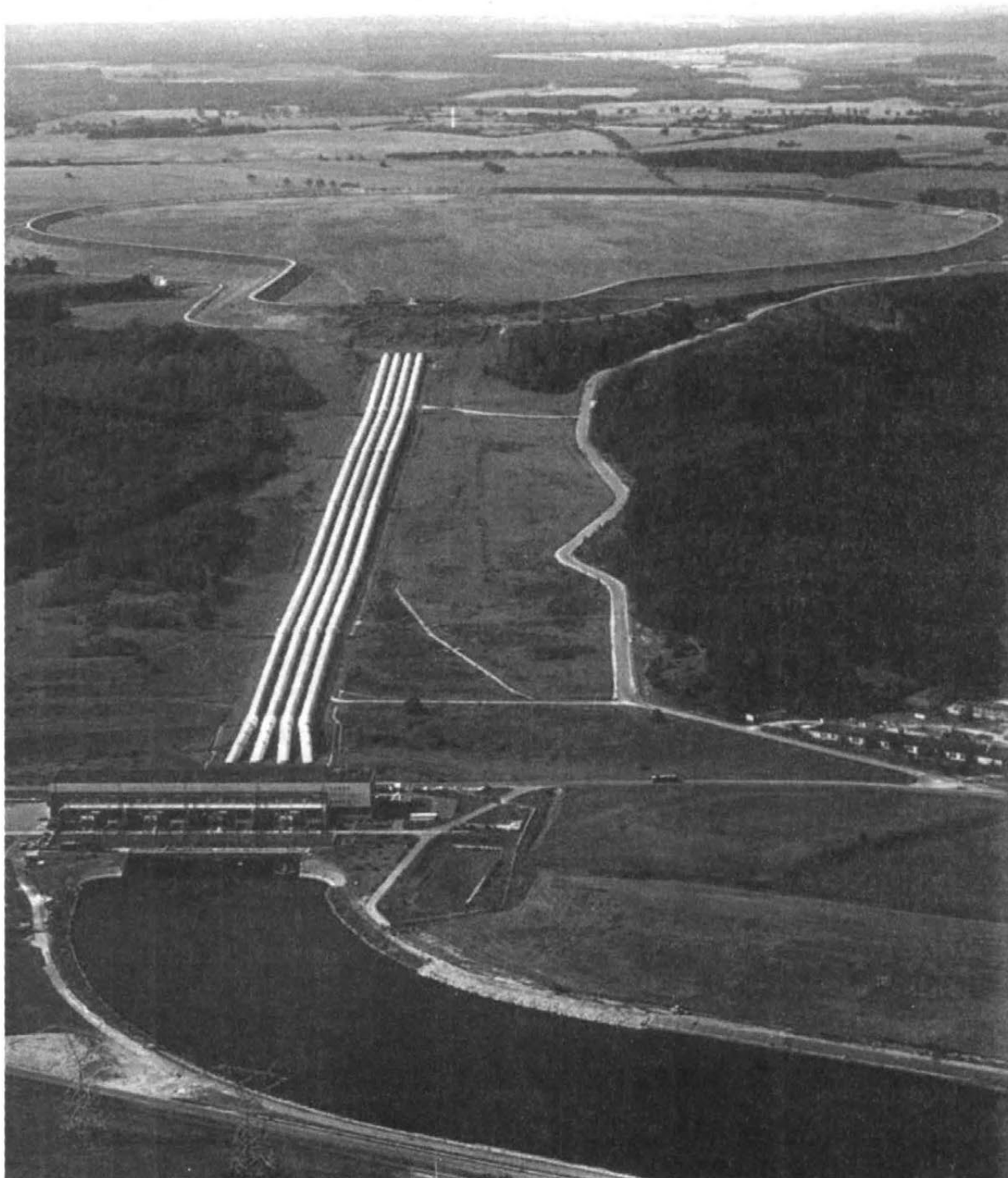
Rys. 3. Udział produkcji elektrowni wodnych w produkcji krajowej energii elektrycznej w latach 1946 do 2000

Największą przepływową elektrownią wodną w Polsce jest elektrownia we Włocławku o mocy instalowanej 160,2 MW i przepłyku instalowanym  $2100 \text{ m}^3/\text{s}$  wykorzystującej spad ok. 12 m.



Największą elektrownią szczytowo – pompową jest Żarnowiec o mocy instalowanej 716 MW. Elektrownia ta wykorzystuje dwa zbiorniki wody, górny,

sztuczny o objętości 13,8 mln m<sup>3</sup> oraz naturalny, dolny – jezioro Żarnowieckie, w którym zwierciadło wody znajduje się 110 do 126 m niżej.



Obecnie w Polsce jest ok. 590 elektrowni wodnych i liczba ta stale się powiększa. Wykaz 130 największych obiektów energetyki wodnej będących własnością Skarbu Państwa, został przedstawiony w tabeli:

Wykaz zawodowych elektrowni wodnych w Polsce (stan na dzień 15.06.2003 r)

Lp.	nazwa elektrowni	rzeka	moc [MW]	rodz. elektr.
<b>1</b>	<b>Żarnowiec</b>	<b>j. Żarnowieckie</b>	<b>716</b>	<b>szczyt-pomp.</b>
<b>2</b>	<b>Porąbka - Żar</b>	<b>Soła</b>	<b>500</b>	<b>szczyt-pomp.</b>
3	Porąbka	Soła	12,6	przeptyw.
4	Tresna	Soła	21	przeptyw.
<b>5</b>	<b>Solina</b>	<b>San</b>	<b>200</b>	<b>szczyt-pomp.</b>
6	Myczkowce	San	8,3	przeptyw.
<b>7</b>	<b>Dychów</b>	<b>Bóbr</b>	<b>79,5</b>	<b>szczyt-pomp.</b>
8	Małomice	Bóbr	0,45	przeptyw.
9	Żagań I	Bóbr	0,915	przeptyw.
10	Żagań II	Bóbr	0,92	przeptyw.
11	Grajówka	Bóbr	2,6	przeptyw.
12	Gorzupia	Bóbr	0,6	przeptyw.
13	Raduszc Stary	Bóbr	2,94	przeptyw.
14	Sobolice	Nysa Łużycka	0,65	przeptyw.
15	Bukówka	Nysa Łużycka	0,84	przeptyw.
16	Zasieki	Nysa Łużycka	0,822	przeptyw.
17	Gubin	Nysa Łużycka	1,01	przeptyw.
18	Przysieka	Nysa Łużycka	0,77	przeptyw.
19	Żarki Wielkie	Nysa Łużycka	0,62	przeptyw.
20	Zielisko	Nysa Łużycka	1,125	przeptyw.
21	Kliczków	Kwisa	0,645	przeptyw.
22	Włocławek	Wisła	160,2	przeptyw.
<b>23</b>	<b>Żydowo</b>	<b>Radew</b>	<b>150</b>	<b>szczyt-pomp.</b>
24	Gałąźnia Mała	Słupia	4,16	przeptyw.
25	Krzynia	Słupia	0,91	przeptyw.
26	Strzegomino	Słupia	2,4	przeptyw.
27	Struga	Słupia	0,25	przeptyw.
28	Smółdzino	Łupawa	0,2	przeptyw.
29	Żelkowo	Łupawa	0,38	przeptyw.
30	Drzeżewo	Łupawa	0,09	przeptyw.
31	Łebień I	Łupawa	0,05	przeptyw.
32	Łebień II	Łupawa	0,045	przeptyw.
33	Poganice	Łupawa	0,04	przeptyw.
34	Łupawa	Łupawa	0,1	przeptyw.
35	Osowo Lęborskie	Okalica	0,107	przeptyw.
36	Skarszów Dolny	Skotawa	0,19	przeptyw.
37	Kępice	Wieprza	0,5	przeptyw.
38	Biesowice I	Wieprza	0,43	przeptyw.

39	Biesowice II	Wieprza	0,04	przepływ.
40	Ciecholub	Studnica	0,05	przepływ.
<b>41</b>	<b>Niedzica</b>	<b>Dunajec</b>	<b>92,6</b>	<b>szczyt-pomp.</b>
42	Sromowce Wyżne	Dunajec	2,08	przepływ.
43	Rożnów	Dunajec	50	przepływ.
44	Czchów	Dunajec	8	przepływ.
45	Przewóz	Wisła	2,94	przepływ.
46	Dąbie	Wisła	2,94	przepływ.
47	Olcza	Olcza	0,2	przepływ.
48	Kuźnice	Bystry	0,33	przepływ.
49	Smukała	Brda	4	przepływ.
50	Koronowo	Brda	25	przepływ.
51	Tryszczyn	Brda	3,3	przepływ.
52	Gródek	Wda	3,9	przepływ.
53	Żur	Wda	8,4	przepływ.
54	Dębe	Narew	20	przepływ.
55	Marszowice	Bystrzyca	0,14	przepływ.
56	Wały Śląskie	Odra	9,8	przepływ.
57	Wrocław I	Odra	4,8	przepływ.
58	Wrocław II	Odra	1	przepływ.
59	Janowice	Odra	1,1	przepływ.
60	Juszkowo	Radunia	0,231	przepływ.
61	Kuźnice	Radunia	0,78	przepływ.
62	Prędziszyn	Radunia	0,87	przepływ.
63	Straszyn	Radunia	2,41	przepływ.
64	Bielkowo	Radunia	8	przepływ.
65	Łapino	Radunia	2,44	przepływ.
66	Rutki	Radunia	0,54	przepływ.
67	Stocki Młyn	Wierzyca	0,37	przepływ.
68	Kolincz	Wierzyca	0,41	przepływ.
69	Owidz	Wierzyca	0,19	przepływ.
70	Czarnocińskie Piece	Wierzyca	0,14	przepływ.
71	Pruszcz Gdański	Radunia	0,11	przepływ.
72	Szklarska Poręba	Kamienna	0,14	przepływ.
73	Szklarska Poręba I	Kamienna	0,68	przepływ.
74	Bobrowice I	Bóbr	2,38	przepływ.
75	Bobrowice II	Bóbr	0,23	przepływ.
76	Bobrowice III	Bóbr	0,13	przepływ.
77	Pilichowice	Bóbr	7,5	przepływ.
78	Pilichowice II	Bóbr	0,84	przepływ.
79	Wrzeszczyn	Bóbr	4,38	przepływ.

80	Włodzice Małe	Bóbr	0,87	przepływ.
81	Kraszewice	Bóbr	0,93	przepływ.
82	Olszna	Bóbr	1,78	przepływ.
83	Leśna	Kwisa	2,4	przepływ.
84	Złotniki	Kwisa	4,17	przepływ.
85	Otmuchów	Nysa Kłodzka	4,8	przepływ.
86	Głębinów	Nysa Kłodzka	3,08	przepływ.
87	Nysa	Nysa Kłodzka	0,9	przepływ.
88	Turawa	Mała Panew	1,2	przepływ.
89	Kopin	Odra	0,84	przepływ.
90	Brzeg	Odra	0,23	przepływ.
91	Podgaje	Gwda	2,21	przepływ.
92	Jastrowie	Gwda	1,75	przepływ.
93	Ptusza	Gwda	1,31	przepływ.
94	Dobrzyca	Gwda	1,35	przepływ.
95	Koszyce	Gwda	1,02	przepływ.
96	Smardzewice	Pilica	3,4	przepływ.
97	Rosnów	Radew	3,3	przepływ.
98	Nowy Żytnik	Grabowa	0,08	przepływ.
99	Borowo	Drawa	0,91	przepływ.
100	Rościno	Parsęta	0,3	przepływ.
101	Niedalino	Radew	1,1	przepływ.
102	Łabicz	Nysa Kłodzka	0,3	przepływ.
103	Opolnica	Nysa Kłodzka	0,4	przepływ.
104	Bystrzyca Kłodzka	Nysa Kłodzka	0,32	przepływ.
105	Lubachów	Bystrzyca	1,2	przepływ.
106	Trzebiatów	Rega	0,15	przepływ.
107	Rejowiec	Rega	1,65	przepływ.
108	Likowo	Rega	0,81	przepływ.
109	Płoty	Rega	0,1	przepływ.
110	Prusinowo	Rega	0,08	przepływ.
111	Bledzew	Obra	1,32	przepływ.
112	Kamienna	Drawa	0,96	przepływ.
113	Gucisz	Myśla	0,17	przepływ.
114	Międzylesie	Myśla	0,18	przepływ.
115	Rakowiec	Nogat	0,54	przepływ.
116	Pieniężno	Wisła	0,35	przepływ.
117	Braniewo	Pasłęka	0,59	przepływ.
118	Pierzchały	Pasłęka	2,6	przepływ.
119	Brąswałd	Łyna	2,16	przepływ.
120	Lidzbark Warmiński	Łyna	0,4	przepływ.

121	Łyna	Łyna	1,07	przepływ.
122	Wadąg	Wadąg	0,17	przepływ.
123	Skawina	Skawinka	1,6	przepływ.
124	Witka	Witka	0,82	przepływ.
125	Dobczyce	Raba	2	przepływ.
126	Klimkówka	Ropa	1	przepływ.
127	Jeziorsko	Warta	4,8	przepływ.
128	Mylof	Brda	1,3	przepływ.
129	Sulejów	Pilica	6	przepływ.
130	Oława II	Odra	0,25	przepływ.

**Łączna moc w/w elektrowni wodnych = 2216,97 [MW]**

w tym :

- elektrowni przepływowych = 478,87 [MW]
- **elektr. szczyt- pompowych = 1738,1 [MW]**

Na liczbę tą składają się 119 elektrowni wodnych przepływowych i 6 elektrowni szczytowo – pompowych należących do przedsiębiorstw energetycznych (Zakłady Energetyczne) oraz 5 elektrowni wodnych przepływowych, których właścicielem są Regionalne Zarządy Gospodarki Wodnej (Dobczyce, Klimkówka, Jeziorsko, Mylof, Sulejów). Pozostałe elektrownie w ilości ponad 460, tzw. „małe elektrownie wodne” (MEW) z reguły należą do osób fizycznych, zakładów przemysłowych lub innych jednostek. Dynamiczny rozwój tych ostatnich dał się zaobserwować w latach 1982 do ok. 1997, po wprowadzeniu w 1981 r sławnego „rozporządzenia Rady Ministrów nr 192 w sprawie rozwoju małej energetyki wodnej”, określenia zasad sprzedaży (jednoznacznie określona cena oraz obowiązek zakupu całej wyprodukowanej energii przez jednostki obrotu) oraz wakacji podatkowych i preferencji kredytowych. W okresie tym powstało ok. 300 MEW. W miarę likwidacji ulg podatkowych, zwiększania obciążeń finansowych i wprowadzania regulacji rynkowych, dynamika rozwoju MEW drastycznie maleje.

Krajowa produkcja energii elektrycznej w roku 2000 wynosiła ogółem 145,183 TWh, z czego w elektrowniach cieplnych wyprodukowano 141,035 TWh a w wodnych, łącznie z elektrowniami szczytowo-pompowymi 4,143 TWh, przy jednoczesnym zużyciu energii na pompowanie w elektrowniach szczytowo-pompowych w ilości 2,789 TWh. Zatem rzeczywista produkcja energii elektrycznej uzyskanej z zasobów wodnych wynosi tylko  $4,143 - 2,789 = 1,354$  TWh, z czego 0,17 TWh wyprodukowały małe elektrownie wodne.

Moce elektrowni w Polsce zmieniają się w bardzo szerokich granicach. Największe moce posiadają elektrownie szczytowo – pompowe. Łączna moc wszystkich (6 obiektów) elektrowni szczytowo – pompowych wynosi 1738,1 MW. Wahają się one

od 716 MW (Żarnowiec) do 79,5 MW (Dychów), średnio 290 MW. Elektrownie te posiadają swoją specyfikę, polegającą na tym, że bilans produkcji energii elektrycznej jest ujemny. W około 95% wykorzystują one nie energię samoodnawialną lecz energię wody uzyskaną w wyniku wcześniejszego pompowania. W związku z tym produkcja elektrowni szczytowo pompowych nie oznacza wykorzystywania zasobów energii wody, a w ogólnym bilansie produkcja ta powinna zostać pominięta. Drugą liczebnie grupę stanowią przepływowe elektrownie wodne należące do przedsiębiorstw energetyki zawodowej. Spośród 124 obiektów, jak dotychczas, największym jest elektrownia we Włocławku o mocy 160,2 MW, zaś najmniejszy to Poganice na Łupawie o mocy zaledwie 40 kW. Średnia moc tej grupy elektrowni to 4 MW. Najmniejsze elektrownie wodne w ilości ponad 460, należące do grupy prywatnych użytkowników, najczęściej zapalców i hobbystów, posiadają moce od kilkuset do zaledwie kilku kW. Z reguły wykorzystują one niewielkie spady (nawet poniżej 1,5 m) na istniejących obiektach hydrotechnicznych i melioracyjnych. Łączna moc zainstalowana w takich elektrowniach przekracza obecnie 48 MW, a ich średnia produkcja to ok. 174,2 GWh w roku.

#### 4. WPLYW ENERGETYKI WODNEJ NA ŚRODOWISKO NATURALNE

Jak wiadomo, przemysł energetyczny, oparty na technologiach spalania węgla, w znacznym stopniu przyczynia się do degradacji środowiska naturalnego. Różne źródła podają nieco inne wielkości odpadów i emisji związanych z produkcją energii. Poniżej podane wielkości zanieczyszczeń środowiska związanych z wyprodukowaniem 1 GWh energii wyprodukowanej z węgla, podano za [5]

- |                                       |                 |
|---------------------------------------|-----------------|
| • dwutlenek węgla (CO <sub>2</sub> )  | - 1100 ton/GWh; |
| • dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> ) | - 12,1 ton/GWh; |
| • tlenki azotu (NO <sub>x</sub> )     | - 3,63 ton/GWh; |
| • pyły                                | - 4,29 ton/GWh; |
| • popiół i żużel                      | - 121,0 ton/GWh |

Produkcja energii wykorzystująca spadek wody umożliwia ograniczenie w/w wielkości zanieczyszczeń na każdej wyprodukowanej GWh energii. Ograniczenie zanieczyszczeń środowiska poprzez energetykę wodną w ciągu roku przedstawia tabela:

Rodzaj zanieczyszczenia	Aktualne ograniczenie zanieczyszczeń [tys. ton]	Potencjalne ograniczenie zanieczyszczeń [tys. ton]
dwutlenek węgla (gaz cieplarniany)	1489,4	9350,0
dwutlenek siarki	16,4	102,8
tlenki azotu	4,9	30,8
pyły	5,8	36,5
popioły i żużel	163,8	1028,5
<b>Łączna ilość zanieczyszczeń w roku</b>	<b>1680,3</b>	<b>10548,6</b>

Wielkości te nie obejmują jednak zanieczyszczeń środowiska związanych z wydobywaniem węgla energetycznego oraz z jego obróbką i transportem. Szacunkowo, obliczone wielkości należy zwiększyć o ok.. 20%. Należy brać pod uwagę również to, że ograniczenie strat w środowisku ogranicza również wydatki na ochronę środowiska (rekultywacje, odbudowa lasów, efekty zdrowotne społeczeństwa, odbudowa krajobrazu itp. itd.). Jednocześnie, przy założeniu, że wyprodukowanie 1 kWh wymaga spalania 0,5 kg węgla, wykorzystanie energetyki wodnej pozwala na jego zaoszczędzenie w następujących ilościach:

- obecny poziom wykorzystania energetyki wodnej – 677 tys.ton/rok;
- pełne wykorzystania energii wodnej (uzasadni. ekonom.) – 4250 tys.ton/rok.

Poza tym energetyka wodna spełnia szereg pozytywnych dla środowiska zadań gospodarczych (woda dla rolnictwa, leśnictwa, rybołówstwa, żegluga) oraz społecznych (rekreacja, sporty wodne, walory estetyczne i krajobrazowe) a także wiele, wiele innych.

## 5. EFEKTY ŚRODOWISKOWE ENERGETYKI WODNEJ NA PRZYKŁADZIE ELEKTROWNI WODNEJ WE WŁOCŁAWKU

Stopień Wodny we Włocławku zbudowano w latach 1962-1970. Oficjalnie stopień oddano do użytku 17 października 1970 roku. Koszt budowy stopnia według cen 1970 roku wynosił około 2,0 milionów zł.

Jednym z elementów piętrzących stopnia jest elektrownia wodna we Włocławku. Elektrownię zlokalizowano przy lewym brzegu rzeki, między śluzą żeglugową i jazem, od którego oddzielona jest filarem przepławkowym.

Podstawowe wyposażenie elektrowni stanowi sześć hydrozespołów z turbinami Kaplana. Najważniejsze dane techniczne elektrowni to:

- |                            |                            |
|----------------------------|----------------------------|
| Moc nominalna turbiny:     | 27,8 MW                    |
| Przełyk nominalny turbiny: | 365,0 m <sup>3</sup> /sek. |

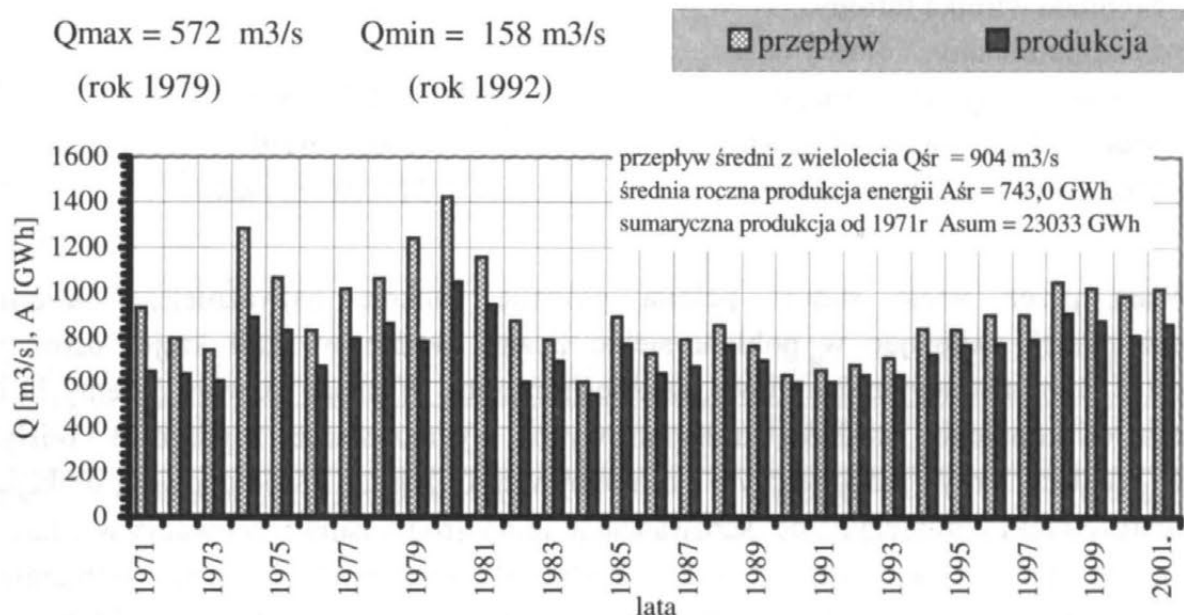
---

Średnica wirnika turbiny	8,0 m
Spad nominalny:	8,8 m
Dopuszczalny zakres spadów:	5,25—12,75 m
Moc zainstalowana elektrowni:	160,2 MW
Całkowity przepływ instalowany:	2190,0 m <sup>3</sup> /sek.

Wisła przez wiele stuleci pełniła głównie funkcje najważniejszej arterii komunikacyjnej, skupiając w pobliżu siebie liczne, ważne w skali kraju, ośrodki polityczne, administracyjne, handlowe, rzemieślnicze itp. W miarę rozwoju przemysłu i ciągłego doskonalenia środków transportowych, wykorzystanie żeglugowe Wisły zaczęło maleć. Przy jednoczesnym zaniedbywaniu żeglugi śródlądowej funkcje gospodarcze rzeki ograniczyły się, sprowadzając je do źródła zapotrzebowania w wodę, głównie do celów przemysłowych i komunalnych. Przez wiele lat rzeka odbierała również ścieki, często nieoczyszczone. Wisła sprawiała i sprawia wiele problemów, związanych z niestabilizowanymi stanami wody i zmiennością przepływów. Według danych obserwowanych przez 30-to letni okres eksploatacji stopnia maksymalny dopływ do zbiornika wynosił 5972 m<sup>3</sup>/s (w dniu 30.03.1979 r), a minimalny 158 m<sup>3</sup>/s (w dniu 06.09.1992 r).

Zbiornik wrocławski jest zbiornikiem z wyrównaniem dobowym. Wielkość zrzutu wody przez stopień zależna jest głównie od aktualnego dobowego dopływu do zbiornika. Przez większość czasu eksploatacji elektrownia pracowała szczytowo, od dwóch lat pracuje przepływowo.

Od uruchomienia pierwszego hydrozespołu do końca 2001 roku elektrownia wyprodukowała 23033 GWh energii elektrycznej. Średnioroczne przepływy i produkcję w poszczególnych latach od 1971-2001 roku obrazuje rysunek nr 4.



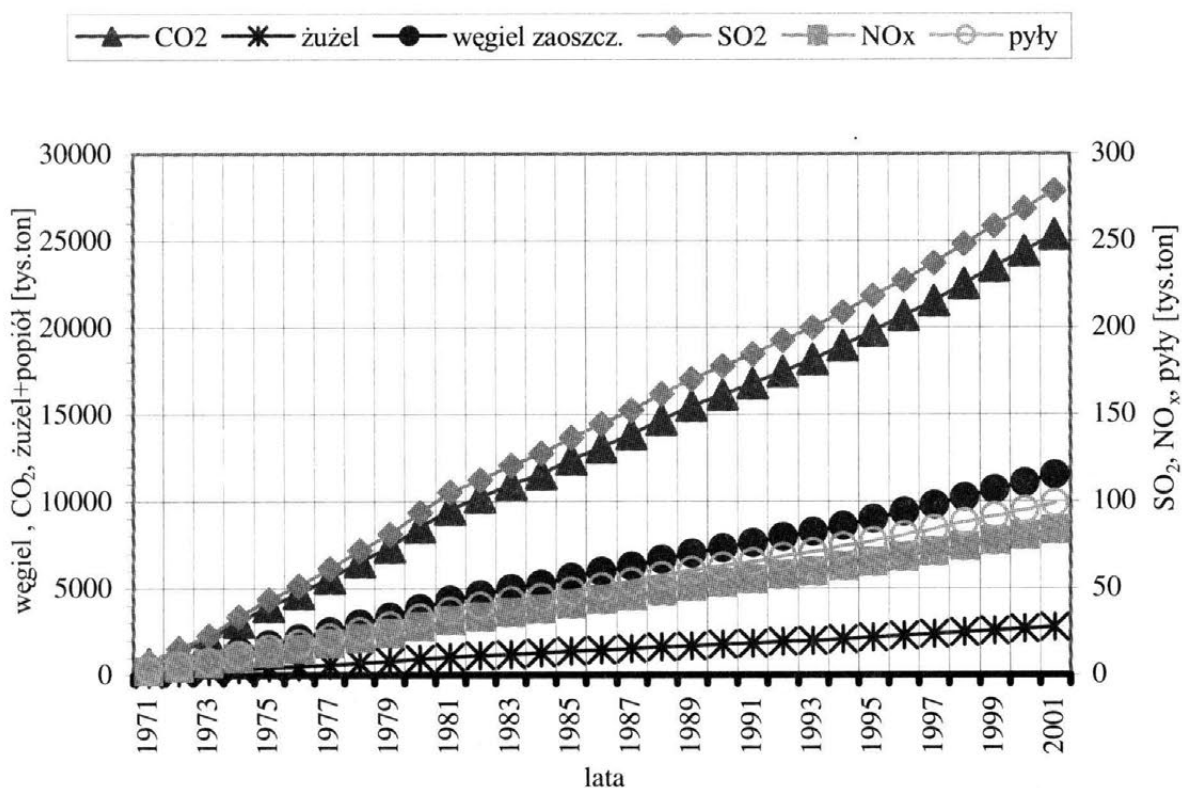
Rys.4 Przepływy i średnia produkcja energii elektrycznej w latach 1971 - 2001

Przepływy oznaczono wykropkowaniem a wielkość produkcji tłem jednolitym. Maksymalna produkcja przypadła w roku 1980 i wyniosła 1.043.200 MWh a minimalna (nie uwzględniając okresu pierwszych lat rozruchowych) w roku 1984 i wyniosła 549.144 MWh przy średniej za ten okres 743 tys. MWh/rok. Projektowana produkcja dla Włocławka miała wynosić średnio 640 tys. MWh/rok. Przyrosty produkcji w kolejnych latach ponad planowaną wynikają głównie ze wzrostu spad i ciągłego doskonalenia sposobu gospodarowania wodą. Konsekwencją tego jest zmniejszenie zużycia jednostkowego i wzrosty produkcji z dyspozycyjnej ilości wody.

Elektrownia Wodna we Włocławku to tanie, czyste i bardzo mobilne źródło produkcji energii elektrycznej.

Na rysunku nr 5 przedstawiono w tys. ton efekty ekologiczne uzyskane w związku z produkcją energii w elektrowni wodnej we Włocławku. Ilość nie spalonego (zaoszczędzonego) węgla w kotłach energetycznych w rozpatrywanym okresie tj 1970 – 2001 roku wynosi 11,5 mln ton. Średni równoważnik węglowy za okres eksploatacji elektrowni wynosi 371,5 tys.ton/rok.

W wyniku działania elektrowni wodnej we Włocławku nie wyemitowano do atmosfery 279 tys. ton tlenków siarki, 25,3 mln ton dwutlenku węgla i 84 tys. ton tlenków azotu oraz 99 tys. ton pyłów. Nie odłożono również na składowiska ponad 2,8 mln ton żużla i popiołów i zaoszczędzono 11,5 mln ton węgla energetycznego. Powyższe dane nie ujmują efektów środowiskowych związanych z samym wydobyciem węgla i jego transportem. Wynika stąd jasno, że każda wyprodukowana kilowatogodzina energii elektrycznej w elektrowni wodnej zmniejsza ilość emitowanych do atmosfery gazów i pyłów, czym przyczynia się do poprawy środowiska naturalnego. Ocena pracy elektrowni wodnej należy, więc zawsze rozpatrywać kompleksowo a nie wyłącznie



Rys. 5 Przepływy i średnia produkcja energii elektrycznej w latach 1971-2001

przez pryzmat ilości wyprodukowanej energii. Mamy tu na myśli zarówno uzyskiwane efekty gospodarcze, ekonomiczne i ekologiczne, przy których muszą być uwzględnione efekty zaniechania. Gdy uwzględnimy niezbędne nakłady na utylizację emitowanych zanieczyszczeń, efektywność takich źródeł energii wzrośnie jeszcze wydatniej.

Brak jednoznacznej decyzji o budowie kolejnego stopnia poniżej Włocławka i postępująca erozja zmusiły RZGW (wcześniej ODGW) w Warszawie i ZE Toruń S.A. do rozpoczęcia w 1997 roku wydatkowania około 10 milionów złotych na budowę progu stabilizującego dolne stanowisko dla elektrowni i jazu. Jest to wydatek nieproduktywny. Budowa przeciąga się w czasie i z założenia jest budowlą tymczasową. W różnych opracowaniach jej „żywoć” jest określany na 6 – 10 lat. W niesprzyjających warunkach możliwe jest również zniszczenie tej budowli nawet w przeciągu jednej doby. Już obecnie wymaga ona doraźnych napraw. Szansą na trwałe zabezpieczenie stopnia we Włocławku jest budowa stopnia poniżej. W uchwale Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 22 grudnia 2000 roku w sprawie przedsięwzięcia inwestycyjnego pod nazwą Stopień Wodny Nieszawa-Ciechocinek czytamy między innymi „.....Przewidywany stopień wodny powinien być zaprojektowany tak, aby mógł być ostatnim stopniem na dolnej Wiśle.” Zapis ten nasuwa wiele pytań i wątpliwości dotyczących realizacji zobowiązań międzynarodowych podpisanych przez Rząd RP oraz oficjalnych wystąpień przedstawicieli Rządu [2]. Wiadomo, bowiem, że protokół z Kioto nakłada na Polskę obowiązek stabilizacji emisji gazów cieplarnianych do roku 2000 na poziomie bazowego

roku 1988 i ich ograniczenie w latach 2008-2012 do 94% tego poziomu. Jak tego dokonać gdy w Polsce około 98% emisji podstawowego gazu cieplarnianego jakim jest CO<sub>2</sub> pochodzi ze spalania surowców energetycznych ? [2]. W jaki sposób zrealizować przyjęte założenia, aby w roku 2010 udział energii ze źródeł odnawialnych wynosił 7,5% produkowanej w Polsce energii elektrycznej? [5]. Jak uzyskać 12,5% produkowanej energii elektrycznej w Polsce w zatwierdzonej przez Radę Ministrów we wrześniu 2000 roku „strategii rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce”? Jak pogodzić uchwałę Sejmu RP z opracowanymi strategiami województw leżących nad doliną Wisły, które wiązały rozwój gospodarczy swoich regionów z zabudową kaskadową? [8] Te i wiele innych pytań i wątpliwości pozostają bez odpowiedzi, gdy a priori zakłada się, że kolejny stopień poniżej Włocławka będzie ostatnim stopniem na Wiśle?

Odpowiedzi na te pytania udzieli z pewnością czas. Oby nie trzeba było kolejny raz wracać do mądrości przysłowia.

## 6. WNIOSKI

- a. Energetyka wodna jest działem gospodarki, który nie tylko nie zanieczyszcza środowiska, ale dodatkowo ogranicza te zanieczyszczenia poprzez redukcję produkcji energii węglowej.
- b. Mimo, że zasoby wody, a tym samym zasoby energetyczne wody w Polsce są stosunkowo ubogie, pozwalają na pokrycie ok. 7% krajowych potrzeb energetycznych. Do tej pory wykorzystuje się zaledwie 15,9% ekonomicznie uzasadnionych zasobów energii wodnej.
- c. Dążenie do pełnego wykorzystania zasobów energii wodnej jest obowiązkiem i winno być priorytetowym zadaniem Państwa. Wynika to z perspektywicznych potrzeb gospodarki, ekonomii, wymogów ochrony środowiska naturalnego, ograniczonych pokładów węgla oraz z obowiązku racjonalnego korzystania z zasobów naturalnych.
- d. W Polsce w 2002 r funkcjonuje zaledwie ok. 600 elektrowni wodnych i znikoma ilość innych siłowni wodnych. Wg różnych szacunków, jeszcze w XIX wieku było takich obiektów ok. 10 tysięcy. To świadczy o znacznym potencjale miejsc nadających się do rozwijania szczególnie małej energetyki wodnej. Wyzwaniem dla dużej energetyki wodnej jest energetyczna zabudowa Wisły, Odry i innych większych rzek w kraju.
- e. Buble prawne i pazerność Państwa dotycząca coraz to nowych obciążeń finansowych energetyki wodnej, a także uwarunkowania prawne pozwalające administratorom rzek (RZGW i WZMiUW) na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie energetyki wodnej, skutecznie blokują rozwój szczególnie małej energetyki wodnej.
- f. 30-letnia eksploatacja elektrowni wodnej we Włocławku pozwoliła na wyprodukowanie, ponad 23 TWh czystej ekologicznie energii, czym spowodowała zaoszczędzenie ponad 11,5 mln ton węgla energetycznego oraz ograniczyła emisję gazu cieplarnianego (CO<sub>2</sub>) w ilości ponad 25 mln. ton i ponad 4 mln ton innych zanieczyszczeń środowiska (emisje – SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, pyły, oraz żużel i popioły).

- g. Należy przystąpić do szybkiego rozpoczęcia budowy kolejnego stopnia wodnego poniżej Włocławka, co poprawi ekonomikę i bezpieczeństwo stopnia i elektrowni we Włocławku oraz umożliwi w większym niż dotychczas, stopniu wykorzystanie zasobów energii wodnej..
- h. Według obliczeń autorów, dotychczasowa wartość produkcji energii elektrycznej w elektrowni wodnej we Włocławku mogłaby pokryć koszty budowy pięciu podobnych stopni wodnych na Wiśle, a straty spowodowane skutkami samotnej pracy tego obiektu są równoważne kosztom budowy kolejnego stopnia.
- i. Sprawą otwartą pozostaje kwestia, w jaki sposób zwiększyć udział produkowanej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jednocześnie blokując administracyjnymi decyzjami możliwość gospodarczego wykorzystania tak znacznego potencjału energii odnawialnej, jakim jest dolna Wisła?

## 7. LITERATURA

- [1] Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, 1996, *Stan i wykorzystanie zasobu wód powierzchniowych Polski*, Warszawa-Kraków.
- [2] Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Pełnomocnik Rządu do Spraw Konwencji Klimatycznej, wrzesień 2000 „*Optymalizacja wykorzystania zasobów energetycznych celem ochrony klimatu w Polsce*, Warszawa
- [3] Kuczkowski R., Zdulski W., wrzesień 2000, referat pt. „*Ekonomiczne i środowiskowe efekty działania Elektrowni Wodnej we Włocławku*”. Ekologia Dolnej Wisły Krajowa Konferencja Naukowa -Toruń.
- [4] Materiały źródłowe Elektrowni Wodnej we Włocławku. Rysunki przygotował Kosiński. J.
- [5] kwiecień 1966, *MOŚZNiL - wskaźnik emisji substancji zanieczyszczających wprowadzanych do powietrza z procesów energetycznego spalania paliw*, Warszawa,.
- [6] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 30 maja 2003 roku w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej źródeł ciepła źródeł odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej źródeł skojarzeniu źródeł wytwarzaniem ciepła.
- [7] Ustawa Sejmu RP z dnia 22 grudnia 2000 roku w sprawie realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego pod nazwą Stopień Wodny Nieszawa-Ciechocinek.
- [8] Zarząd Województwa Kujawsko-Pomorskiego, czerwiec 2000, *Strategia rozwoju Województwa Kujawsko Pomorskiego*, Toruń
- [9] Rocznik statystyczny Polski z 2001 r.
- [10] Łoś, M., 1996, *Małe elektrownie wodne a środowisko w Polsce i w Unii Europejskiej*, referat
- [11] Jaśkiewicz, J. i inni, 1997, *Sto lat rozwoju energetyki wodnej na ziemiach polskich*, opracowanie

- [12] Cicholski, S., 1998, *Stan obecny energetyki wodnej w Polsce i projekty jej rozwoju*.  
Referat
- [13] Michałowski, S., Plutecki, J., 1975, „*Energetyka wodna*”, WNT Warszawa

Dorota KOSZAŁKA LL.M.  
*Kancelaria Becker Büttner Held w Berlinie*  
e-mail: koszalek@gmx.net

## KIERUNKI ZMIAN W NIEMIECKIEJ USTAWIE O WSPIERANIU ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH

Niemiecka ustawa o wspieraniu OZE wprowadziła obowiązek poboru, zapłaty i przyłączenia wytwórcy do sieci. Swój sukces zawdzięcza ona jednak systemowi z góry określonych, obowiązujących przez dwadzieścia lat stawek wynagrodzenia za energię elektryczną z preferowanych źródeł. Przygotowywana obecnie nowelizacja poczyni wyłom w systemie równomiernego obciążania kosztami zakupu energii wszystkich jej odbiorców, gdyż dopuszcza ona ograniczenie ilości zielonej energii trafiającej do przedsiębiorstw sektorów energochłonnych. W przyszłości będą dokonane zmiany m.in. odnośnie wysokości stawek, przejrzystości rozdziału kosztów, czy też rozstrzygnięcia zakresu wydatków zawiązanych z przyłączeniem do sieci.

### I. WPROWADZENIE

Konieczność wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) została dostrzeżona w Niemczech już na początku lat dziewięćdziesiątych, co zaowocowało wydaniem stosownej ustawy. Praktyka stosowania tego pierwszego aktu prawnego wykazała, iż ma on szereg braków, które skłoniły ustawodawcę niemieckiego do przygotowania nowelizacji. Nowa ustawa (Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien) z dnia 29.03.2000 r. przyczyniła się w krótkim czasie do powstania znacznej liczby obiektów, wytwarzających ekologiczną energię, co nie oznacza, iż jest ona wolna od usterek. W chwili obecnej toczy się w Niemczech dyskusja nad kierunkami zmian szeregu postanowień ustawowych. Już latem bieżącego roku do ustawy wprowadzone zostaną przepisy, które złagodzą skutki finansowe wynikające ze wspierania OZE, a obciążające przede wszystkim przedstawicieli energochłonnych sektorów przemysłowych. W przyszłości niezbędne będą również inne zmiany, w tym także takie, których celem będzie wdrożenie do prawa niemieckiego nowej dyrektywy unijnej dotyczącej wspierania odnawialnych źródeł energii.

W powyższym referacie omówione zostaną niedostatki obecnie obowiązującej ustawy o wspieraniu odnawialnych źródeł energii oraz zaprezentowane zostaną wstępne założenia przyszłej nowelizacji, przygotowywanej w chwili obecnej przez Parlament Niemiecki (Bundestag).

## II. POSTANOWIENIA OBECNIE OBOWIĄZUJĄCEJ USTAWY O WSPIERANIU OZE

### 1. Zakres obowiązywania ustawy

Do nośników energii uznanych za źródła odnawialne zaliczona została: energia wodna, energia wiatrowa, energia słoneczna, ciepło geotermalne, gaz wysypiskowy, gaz z oczyszczalni ścieków, gaz kopalniany oraz biomasa. Samo pojęcie biomasy skonkretyzowało rozporządzenie niemieckiego Ministra Środowiska z dnia 21.06.2001 r. o wytwarzaniu prądu z biomasy (Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse).

W Niemczech ustawowo wspierane są również źródła wytwarzające energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Stosowna regulacja prawna zawarta jest jednak w odrębnej ustawie w sprawie kogeneracji z dnia 19.03.2002 r. Z uwagi na fakt, iż oba akty prawne przewidują preferencyjne traktowanie określonych źródeł energii, w przyszłości mogą pojawić się problemy z ustaleniem, która z nich ma być w pierwszej kolejności stosowana. Może się wkrótce okazać, że „zielone elektrownie” muszą konkurować nie tylko z wytwórcami konwencjonalnym, ale również z producentami energii w skojarzeniu z ciepłem.

Zakres przedmiotowy ustawy o wspieraniu OZE został ograniczony poprzez wprowadzenie maksymalnych, dopuszczalnych wielkości zainstalowanych mocy znamionowej. W przypadku energii wodnej, gazu wysypiskowego, gazu z oczyszczalni ścieków, instalacji wykorzystujących energię słoneczną montowanych na dachach budynków jest to 5 MW, dla pozostałych instalacji wykorzystujących energię słoneczną granica ta wynosi 1100 kW, a dla biomasy sięga aż 20 MW. Powyższe ograniczenia nie dotyczą urządzeń wykorzystujących energię wiatrową, ciepło geotermalne oraz gaz kopalniany. Ta regulacja prawna nie objęła dużych elektrowni wodnych, które uznawane są za konkurencyjne w stosunku do wytwórców wykorzystujących paliwa kopalne. Z uprzywilejowanej pozycji nie mogą skorzystać także takie instalacje, których współwłaścicielem w ponad dwudziestu pięciu procentach jest państwo niemieckie (Bundesrepublik Deutschland) lub kraj związkowy (Bundesland), co ogranicza zainteresowanie instytucji państwowych w inwestowanie w instalacje wykorzystujące OZE.

Preferencyjne traktowanie ekologicznej energii ograniczone jest do energii wytworzonej na terytorium Niemiec lub w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Bałtyku i Morzu Północnym. Dzięki temu uprzywilejowana jest również energia wytworzona w parkach wiatrowych Off-Shore (elektrownie wiatrowe na morzu), które powstają poza 12-milowym pasem wód terytorialnych (Salje 2000).

Żadnej roli nie odgrywa natomiast pochodzenie surowców do produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Dzięki temu z preferencji ustawowych mogłaby skorzystać również energia elektryczna wytworzona w położonej na terenie Niemiec elektrowni na biomasę, zasilanej surowcami organicznymi pochodzącymi z zagranicy, np. z Polski (Salje 2000)

## 2. Obowiązki ustawowe

§ 3 ust. 1 niemieckiej ustawy o OZE nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne trzy rodzaje obowiązków: pobór wytworzonej energii, zapłata za nią na określonych z góry zasadach oraz przyłączenie ekologicznej elektrowni do sieci elektroenergetycznej (Theobald i Koszałka 2003).

Podmiotem zobowiązanym jest przedsiębiorstwo sieciowe, dysponujące sieciami przesyłowymi lub rozdzielczymi, zdolnymi technicznie do poboru wyprodukowanej energii i równocześnie położonymi w najbliższym sąsiedztwie wytwórcy. Poza tym przedsiębiorstwo energetyczne musi spełnić jeszcze jeden warunek. Otóż należąca do niego sieć musi być tak zwaną „wspólną siecią” (Netz für die allgemeine Versorgung), za pomocą której energia może być dostarczana do odbiorców końcowych. Ten wymóg oznacza, iż po pierwsze przedsiębiorstwa dysponujące tzw. sieciami przemysłowymi nie podlegają obowiązkowi poboru i zapłaty za energię ekologiczną, a po drugie drobni producenci ekologicznej energii, którzy wytwarzają jedynie na własne potrzeby, lub na potrzeby kilku sąsiadów (np. w przypadku fotowoltaiki), nie mogą skorzystać z preferencyjnych postanowień ustawy.

Warto podkreślić, iż obowiązek pobrania „zielonego prądu” nie jest w Niemczech w żaden sposób ograniczony i odnosi się do całej zaoferowanej energii. Wynika to z zasady priorytetowego traktowania OZE, co w praktyce oznacza, iż ekologiczni producenci mają zagwarantowany dostęp do sieci. Zgodnie z powyższą zasadą „pierwszeństwa”, przedsiębiorstwo sieciowe nie może odmówić pobrania energii z OZE, powołując się na przeciążenie sieci wskutek przesyłu energii pochodzącej z tradycyjnych źródeł (Theobald i Koszałka 2003).

Zapisy ustawy odnośnie obowiązku pobrania i zapłaty za energię budzą jednak wątpliwości. Dotychczas jedną ze spornych kwestii był m.in. charakter stosunku zobowiązaniowego wiążącego strony. Ustawodawca nie skonkretyzował bowiem, czy chodziło mu o stosunek zobowiązaniowy wynikający z ustawy, czy z umowy (Schneider 2003). Kwestię tę rozstrzygnął ostatecznie Trybunał Federalny (Bundesgerichtshof), uznając w wyrokach z dnia 11.06.2003 r. (VIII ZR 160/02, VIII ZR 161/02, VIII 322/02), iż przedsiębiorstwa energetyczne nie mogą uzależniać spełnienia spoczywających na nich obowiązków od uprzedniego zawarcia umowy, gdyż są do tego zobowiązane już na podstawie przepisów ustawowych.

Twórcy przepisów o wspieraniu OZE ustanowili skomplikowany system rozliczeń i opłat wyrównawczych, który składa się, zgodnie z § 11 ustawy o OZE, z czterech stopni.

**Pierwszy** z nich obejmuje obowiązek poboru prądu od wytwórcy oraz zapłatę za pobraną energię po przedstawionych powyżej cenach. Adresatem tych przepisów jest przedsiębiorstwo sieciowe, będące operatorem systemu rozdzielczego (OSR) lub systemu przesyłowego (OSP) w zależności od tego, do jakiej sieci musi zostać przyłączony nowo powstały obiekt.

Na **drugim** stopniu ustawa zobowiązuje OSP danego regionu (w całych Niemczech istnieją cztery regiony przesyłowe) do odbioru całości „zielonej energii” od jego poprzednika (OSR) po cenach identycznych jak te, które płacone są wytwórcom.

**Trzeci** stopień rozliczeń obejmuje rozszczenia wyrównawcze pomiędzy operatorami systemów przesyłowych. Ostateczne rozliczenie za każdy rok ubiegły ma być dokonane do końca marca roku następnego. Ten OSP, który w minionym roku fizycznie pobrał

większą ilość zielonej energii niż pozostali i zapłacił za nią po cenach ustawowych, dysponuje roszczeniem o wyrównanie w stosunku do tych OSP, którzy nie osiągnęli średniej obliczonej dla całych Niemiec. Ustawowo wyznaczony termin okazał się w praktyce zbyt krótki na dokonanie koniecznych obliczeń, gdyż ostateczne dane dotyczące 2000 r. zostały opublikowane dopiero pod koniec 2002 r., co oznacza powstanie półtorarocznego opóźnienia.

Dane podane przez OSP za okres od 1.01.2000 r do 31.03.2003 r. przedstawione są w poniższej tabeli.

Tab. 1 Udział procentowy i średnia stawka wynagrodzenia za OZE

Okres	Udział OZE	Stawka wynagrodzenia
2003 r., I kwartał	7,45 %	8,86 Ct/kWh
2002 r., IV kwartał	7,13 %	8,87 Ct/kWh
2002 r., III kwartał	5,14 %	8,82 Ct/kWh
2002 r., II kwartał	4,28 %	8,74 Ct/kWh
2002 r., I kwartał	4,69 %	8,79 Ct/kWh
2001 r., I-IV kwartał	3,89 %	8,64 Ct/kWh
2000 r., I-IV kwartał	2,90 %	8,54 Ct/kWh

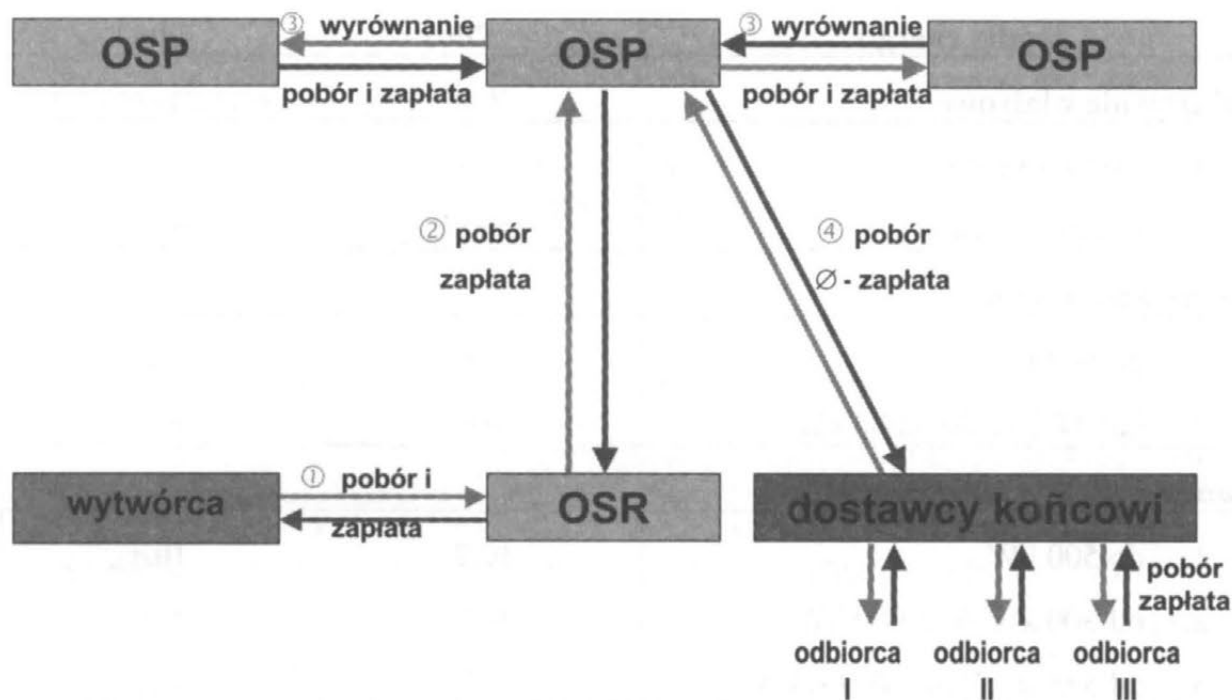
(źródło: [www.strom.de](http://www.strom.de))

Nie do końca trafionym okazało się również założenie ustawowe, iż operatorzy rozliczą się między sobą zarówno pod względem ilości faktycznie pobranej energii (rozliczenie fizyczne), jak i pod względem poniesionych z tego tytułu kosztów (rozliczenie finansowe). W praktyce bowiem energia wyprodukowana w odnawialnych źródłach energii trafia niejednokrotnie za pomocą sieci należących do lokalnych przedsiębiorstw energetycznych bezpośrednio do odbiorców końcowych i fizycznie nie jest transportowana sieciami przesyłowymi, czego ustawodawca nie wziął pod uwagę przy tworzeniu postanowień ustawy.

W ramach stopnia **czwartego** operatorom systemów przesyłowych przysługuje wobec przedsiębiorstw zaopatrujących odbiorców końcowych roszczenie o fizyczne pobranie „ekologicznej energii” oraz o zwrot kosztów związanych z dokonaniem zakupem. W ustawie brak jednak bliźniaczego roszczenia, które przysługiwałoby przedsiębiorstwom obrotu w stosunku do ich klientów. Tym samym odbiorcy końcowi nie są zobowiązani do zakupu OZE. Ta luka może doprowadzić w przyszłości do załamania się niemieckiego systemu wspierania odnawialnych źródeł energii. Zgodnie bowiem z początkowymi założeniami wszyscy odbiorcy końcowi mieli być w równym stopniu obciążeni wysokimi kosztami zakupu ekologicznej energii. Tymczasem najnowsza nowelizacja ustawy (przedstawiona poniżej) zmierza do zwolnienia części odbiorców z dodatkowych obciążeń. Tym samym poczyniony zostanie wyłom w systemie ustawowym, którego konsekwencją może być odmowa pokrywania kosztów

wynikających z ustawy ze strony grup odbiorców nie objętych zwolnieniem ustawowym.

System rozliczeń i opłat wyrównawczych przedstawiony jest graficznie na poniższym rysunku.



Rys. 1 System rozdziału kosztów

### 3. System stawek wynagrodzenia

Podstawowym instrumentem wspierającym rozwój OZE jest obowiązek zapłaty z ustawowo uregulowanymi, minimalnymi stawkami wynagrodzenia (Schneider 2003). Wysokość konkretnych stawek uzależniona jest m.in. od wielkości źródła, daty jego uruchomienia oraz lokalizacji zainstalowanych mocy (np. niższe stawki obowiązują dla elektrowni wiatrowych działających na północy kraju, gdyż silniej wiejące tam wiatry umożliwiają efektywniejszą pracę tych urządzeń).

W przypadku instalowania nowych obiektów typu elektrownia wiatrowa, instalacja wykorzystująca biomasę lub energię słoneczną dodatkowo przewidziane zostało stopniowe obniżanie wyjściowych stawek wynagrodzenia o 1 do 5 %. Ta regulacja oznacza, że stawka wyjściowa obowiązująca, z drobnymi wyjątkami, przez okres dwudziestoletni będzie od pierwszego stycznia każdego następnego roku począwszy od 1.01.2002 r. malała dla nowoinstalowanych urządzeń. Ustawodawca niemiecki przewiduje bowiem, iż w związku z postępowaniem technicznym i wzrostem efektywności urządzeń, koszty nowych inwestycji będą spadać.

Określone w ustawie wysokości stawek oraz sposób ich obliczania nie mogą być co do zasady w ciągu pierwszych 20 lat funkcjonowania elektrowni zmieniane na niekorzyść producenta. Dzięki temu wytwórcy są w stanie z góry obliczyć, ile w przyszłości będą otrzymywać za każdą wyprodukowaną kilowatogodzinę. W efekcie jest to rozwiązanie bardzo korzystne dla producentów, gdyż stanowi gwarancję zwrotu zainwestowanych środków (Theobald i Koszałka 2002).

Tab. 2 Przykładowe ceny zakupu energii elektrycznej z OZE w Niemczech (ct/kWh)

źródło energii	2001 r.	2002 r.
<b>elektrownie wiatrowe</b>		
1. pierwsze 5 lat	9,1	8,9
2. kolejne 15 lat	6,1	6,0
<b>elektrownie wodne</b>		
1. do 500 kW	7,6	7,6
2. od 500 kW do 5.000 kW	6,6	6,6
<b>biomasa</b>		
1. do 500 kW	10,2	10,1
2. od 500 kW do 5.000 kW	9,2	9,1
3. od 5.000 kW do 20.000 kW	8,7	8,6
<b>fotowoltaika</b>		
jednolita stawka	50,6	48,0

#### 4. Regulacja kosztów przyłączenia i rozbudowy sieci

Trzecim z obowiązków ustanowionych w ustawie jest bardzo istotny z punktu widzenia inwestora obowiązek przyłączenia do sieci energetycznej. Kwestia ponoszenia finansowych konsekwencji tego obowiązku została uregulowana w następujący sposób: kosztami przyłączenia do technicznie i ekonomicznie najkorzystniejszego punktu sieci obciążono wytwórcę prądu, koszty rozbudowy samej sieci ponosić ma natomiast przedsiębiorstwo sieciowe. Wydatki te mogą być przez przyłączającego uwzględnione przy kalkulacji opłat przesyłowych (Schneider 2003).

W praktyce pojawia się jednak często problem określenia, co oznacza przyłączenie do sieci, z jakich elementów się ono składa i w którym miejscu ma zostać dokonane. Najczęściej za koszty przyłączenia uznaje się oprócz kosztów związanych w faktycznym przyłączeniem nowego wytwórcy do sieci elektroenergetycznej również koszty urządzeń zabezpieczających oraz urządzeń pomiarowych (Schneider 2003). Przy czym niejednokrotnie strony nie mogą dojść do porozumienia odnośnie urządzeń pomiarowych, których czułość, a co za tym idzie również cena bywają bardzo

zróznicowane. O ile inwestor zainteresowany jest ponoszeniem jak najmniejszych kosztów, to przedsiębiorstwu sieciowemu zależy na dokładności pomiarów. Kwestia ta wymaga w przyszłości rozwiązania przez ustawodawcę. Wprawdzie w przypadku pojawienia się sporu związanego z przyłączeniem do sieci strony mogą zwrócić się o mediację do tzw. komórki mediacyjnej (Clearingstelle), która zgodnie z postanowieniami ustawowymi działa przy Ministerstwie Gospodarki. Rozstrzygnięcia tego organu nie są jednak prawnie wiążące i mają jedynie charakter propozycji rozwiązania sporu, co nie zawsze jest instrumentem wystarczającym do zawarcia porozumienia.

### III. NOWELIZACJA USTAWY

Obowiązująca od 1.04.2000 r. ustawa o wspieraniu OZE przyniosła znaczne sukcesy w postaci przyrostu mocy zainstalowanych w odnawialnych źródłach energii, co obrazuje umieszczona poniżej tabela.

Tab. 3 Wytwarzanie energii oraz moc zainstalowana w OZE

Rok	Woda		Wiatr		Biomasa		Fotowoltaika	
	[GWh]	[MW]	[GWh]	[MW]	[GWh]	[MW]	[GWh]	[MW]
<b>1998</b>	19 215	4601	4489	2875	1050	409	37	52
<b>1999</b>	21 798	4547	5528	4444	1170	448	48	67
<b>2000</b>	25 141	4572	9500	6112	1625	585	71	111
<b>2001</b>	23 570	4600	10 456	8754	3785	825	116	179
<b>2002</b>	24 000	4620	17 200	12001	4200	900	176	262

(źródło: [www.bmu.de](http://www.bmu.de))

Pomimo bezsprzecznego sukcesu ustawy w jej obecnym kształcie, ustawodawca niemiecki przygotowuje właśnie dwuetapową nowelizację.

W ramach pierwszego etapu złagodzone zostanie finansowe obciążenie obarczające przemysł niemiecki. Drugi etap będzie miał szerszy zakres, poprawione zostaną bowiem prawdopodobnie niemalże wszystkie postanowienie dotychczasowej ustawy. Niestety do chwili obecnej, pomimo zapowiedzi, nie został przedłożony do publicznego wglądu żaden konkretny projekt tej szerszej nowelizacji. W związku z tym można tutaj mówić jedynie o kierunkach przyszłych zmian.

## **1. Pierwszy etap nowelizacji: zwolnienie z obciążeń finansowych (Härtefallregelung)**

Pierwszy etap nowelizacji został praktycznie zakończony. Projekt zmian w ustawie został w dniu 4.06.2003 r. przyjęty w pierwszym czytaniu przez Bundestag i dwa tygodnie później w dniu 20.06.2003 r. zatwierdzony przez Bundesrat. Najprawdopodobniej wejdzie on w życie w połowie lipca br. i będzie obowiązywać do 30.06.2004 r.

W wyniku powyższej nowelizacji do ustawy wprowadzony zostanie art. 11 a, który ureguluje kwestie zwolnienia niektórych przedsiębiorstw z obciążeń finansowych wynikających z ustawy.

Dzięki temu w przypadku energochłonnych przedsiębiorstw, które są wytwórcami jakichś produktów, możliwe będzie ograniczenie przypadającej na nie ilości „ekologicznej energii”, o ile obciążenie tą energią prowadzi do powstawania kosztów, które powodują, że konkurencyjność tych przedsiębiorstw jest w znaczący sposób obniżona.

W celu uzyskania możliwości zwolnienia się z części „energii” będzie trzeba złożyć stosowny wniosek w Urzędzie do Spraw Gospodarki i Kontroli Eksportu (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle).

Pozytywne rozpatrzenie wniosku uzależnione będzie od wykazania przez dane przedsiębiorstwo, że spełnia ono następujące warunki:

a) pobór energii z sieci elektroenergetycznej służącej do tzw. ogólnego zaopatrywania w energię w ciągu ostatnich dwunastu miesięcy wyniósł co najmniej 100 GWh,

b) stosunek kosztów zakupu energii elektrycznej do wszystkich kosztów brutto wytworzenia produktów (Bruttowertschöpfung) przekracza 20 %,

c) istnienie rzeczywistego obciążenia wyższymi cenami energii, wynikającymi z ustawy o wspieraniu OZE,

d) wyższe ceny energii muszą rzeczywiście w istotny sposób prowadzić do znaczącego zmniejszenia konkurencyjności danego przedsiębiorstwa.

Przedsiębiorstwa z sektorów energochłonnych twierdzą, iż dotychczasowe koszty wynikające z ustawy o wspieraniu OZE prowadzą do zwiększenia się ceny energii elektrycznej w niektórych przypadkach aż o 0,66 eurocenta za kWh. Planowana właśnie nowelizacja ustawy przewiduje, że przedsiębiorstwa spełniające wyżej wymienione warunki będą obciążane wyłącznie kwotą w wysokości 0,05 eurocenta za kWh.

Zawarte w projekcie nowelizacji wymogi są dosyć surowe i spowodują, iż ze zwolnienia z części kosztów będzie mogła skorzystać jedynie część przedsiębiorstw. Z uwagi na wymaganą wysokość poboru energii odciążone będą przede wszystkim duże podmioty, a małe i średnie będą nadal ponosić pełne koszty wspierania OZE.

Wejście w życie planowanej nowelizacji spowoduje, iż określona ilość energii ze źródeł odnawialnych nie będzie mogła być sprzedana jej dotychczasowym odbiorcom. Niestety art. 11a nie rozstrzyga, do kogo i na jakich zasadach trafiać ma nieodebrana ilość energii, co w przyszłości prowadzić może do pojawienia się problemów ze zbytem „zielonej energii”.

## **2. Drugi etap nowelizacji: zmiany postanowień ustawowych**

W chwili obecnej trwają przygotowania kompleksowej nowelizacji, która obejmie szereg postanowień ustawowych. Pomimo wcześniejszych zapowiedzi do publicznego wglądu nie dostał dotychczas przedłożony żaden projekt ustawy. Z dostępnych informacji wynika jednak, iż zmiany dotyczyć będą następujących kwestii (Altrock 2003):

### **1. Stawki wynagrodzeń**

W ramach następnej nowelizacji planuje się obniżenie wysokości stawek wynagrodzenia dla tych odnawialnych źródeł energii, które w międzyczasie osiągnęły na tyle silną pozycję na rynku, że mogą niemalże konkurować ze źródłami konwencjonalnymi. W przyszłości szczególnie dużą rolę odgrywać będzie zastosowana już przez obecną ustawę zasada stopniowego obniżania stawki wynagrodzenia dla nowoinstalowanych obiektów. Zakłada się bowiem, iż będzie ona o wiele elastyczniej ukształtowana, tak aby w przypadku niektórych nośników energii wysokość stawki stosunkowo szybciej lub stosunkowo wolniej malała (Altrock 2003). Najpoważniejsze zmiany najprawdopodobniej dotyczyć będą następujących rodzajów „zielonej energii”:

#### **a) parki wiatrowe na morzu (Off-Shore)**

Aktualny system wspierania parków wiatrowych Off-Shore okazał się być niewystarczająco efektywny, aby zachęcić inwestorów do budowy tego typu obiektów. W chwili obecnej zakłada się więc, iż wyjściowa stawka wynagrodzenia dla nowych obiektów zacznie maleć nie od 2006 roku, lecz dopiero od 2010 roku (Altrock 2003).

#### **b) biomasa**

W przypadku biomasy konieczne jest większe zróżnicowanie stawek wynagrodzenia w zależności od wielkości zainstalowanych mocy. O ile bowiem większe obiekty wykorzystujące energię biomasy cieszą się sporym zainteresowaniem inwestorów, to małe wymagają intensywniejszego wsparcia ustawowego.

#### **c) geotermia**

Nośnik energii jakim jest ciepło geotermalne nie jest w Niemczech nadal w pełni wykorzystywany. W związku z powyższym planuje się wprowadzenie znaczących zmian odnośnie geotermii. Dotychczasowa jednolita stawka wynagrodzenia dla obiektów o mocy do 20 MW zostanie w przyszłości zróżnicowana w zależności od tego, czy dana elektrownia będzie miała moc 7, 14 czy też 17 MW (Altrock 2003).

### **2. System rozdziału kosztów**

Dotychczasowy system sprawiedliwego rozdziału kosztów w postaci czterostopniowego mechanizmu rozliczeń oraz opłat wyrównawczych powinien być w przyszłości ukształtowany w jaśniejszy i postrzy sposób (Altrock 2003).

### **3. Kwestia przyłączenia do sieci i rozbudowy sieci**

Przewidziana w ustawie o wspieraniu OZE regulacja odnośnie rozgraniczenia pomiędzy przyłączeniem wytwórcy do sieci elektroenergetycznej, a samą, związaną z tym faktem, koniecznością rozbudowy sieci będzie wymagała skonkretyzowania. Ilość sporów związanych z kosztami przyłączenia świadczy bowiem o nieprecyzyjności dotychczasowej regulacji (Altrock 2003).

#### IV. PODSUMOWANIE

Obecnie obowiązująca niemiecka ustawa o wspieraniu OZE przyczyniła się jednoznacznie do rozwoju ekologicznych źródeł. W trakcie jej stosowania pojawiło się jednak szereg problemów, które rozwiązać można jedynie przez ingerencję ustawodawcy. Chodzi tu zwłaszcza o następujące kwestie: wysokość stawek, przejrzystość systemu rozdziału kosztów, czy też rozstrzygnięcie zakresu kosztów związanych z przyłączeniem do sieci.

Należy jednak pamiętać także o tym, że również niemiecki model wspierania OZE musi odpowiadać wymaganiom unijnym. A to oznacza, iż do „zadań domowych” niemieckiego ustawodawcy należy m.in. wdrożenie systemu certyfikatów pochodzenia zielonej energetyki, co jest jednym z obowiązków wynikających z nowej dyrektywy o wspieraniu OZE.

#### LITERATURA

Altrock M., 2003, „*Die Novelierung des EEG*”, Materiały konferencyjne, Berliner Energietage 2003 r.

Salje P., 2000, „*Erneuerbare-Energien-Gesetz*”, Komentarz, wyd 2, Heymanns Verlag.

Schneider J.-P., 2003, „*Energieumweltrecht*”, w: Schneider/Theobald, Handbuch zum Energiewirtschaftsrecht, Beck Verlag, str. 1021, 1027-1028.

Theobald Ch. i D. Koszałka, 2002, „*Prawne uwarunkowania rozwoju energetyki odnawialnej w Niemczech*”, *Czysta Energia* lipiec/sierpień 2002, str. 8 ff.

Theobald Ch. i D. Koszałka, 2003, „*Prawne uwarunkowania wspierania energetyki odnawialnej w Niemczech*”, materiały konferencyjne, Koźienice 2003, str. 2.1.-2.9.

Wolfgang LIEBMANN  
*Spilling Energie System GmbH*  
*Werftstrasse 5, D-20457 Hamburg*  
*Tel. ++49/(0)40-789175-0, fax ++49/(0)40-7892836*  
Tadeusz ŻÓRAŃSKI  
*TAWI Corp. Sp z oo.*  
*Suwak 4, 02-676 Warszawa*

## LOKALNE UKŁADY KOGENERACYJNE WYPOSAŻONE W SILNIKI PAROWE SPILLING

W referacie przedstawiono informację na temat budowy i parametrów silników parowych produkowanych przez Spilling GmbH z Niemiec. W tekście zawarty jest również opis zasady działania silnika parowego jak również rozwiązań technicznych i technologicznych zastosowanych przez Spilling. W końcowej części referatu przedstawiono przykłady aplikacji silników parowych o różnych mocach.

### 1. WSTĘP

Wytwarzanie pary technologicznej w wyniku spalania drewna jest procesem, przy którym jednocześnie wytwarzanie energii elektrycznej jest możliwe i uzasadnione tak pod względem ekonomicznym jak i technicznym. Moc cieplna i elektryczna zaprojektowanego układu kogeneracyjnego musi być dostosowana do lokalnych potrzeb energetycznych oraz możliwości pozyskania surowca.

Projektowane w przeszłości systemy kogeneracyjne pracujące na bazie spalania zrębków drewnianych tradycyjnie miały zaniżone moce. Powyższe dotyczy tak przedsiębiorstw produkcyjnych (np. przemysł przeróbki drewna) jak również produkcji energii elektrycznej na potrzeby komunalne. W segmencie o mocach od 100 – do 2000 kW<sub>el</sub> silnik parowy jest jednostką optymalną, o najwyższej sprawności i możliwościach elastycznego dopasowania się do zmian zapotrzebowania. Konieczne jest jednak dysponowanie parą wodną o odpowiedniej różnicy ciśnień.

### 2. CECHY SILNIKA PAROWEGO SPILLING

Silnik parowy: technika odpowiednia dla układów skojarzonych.

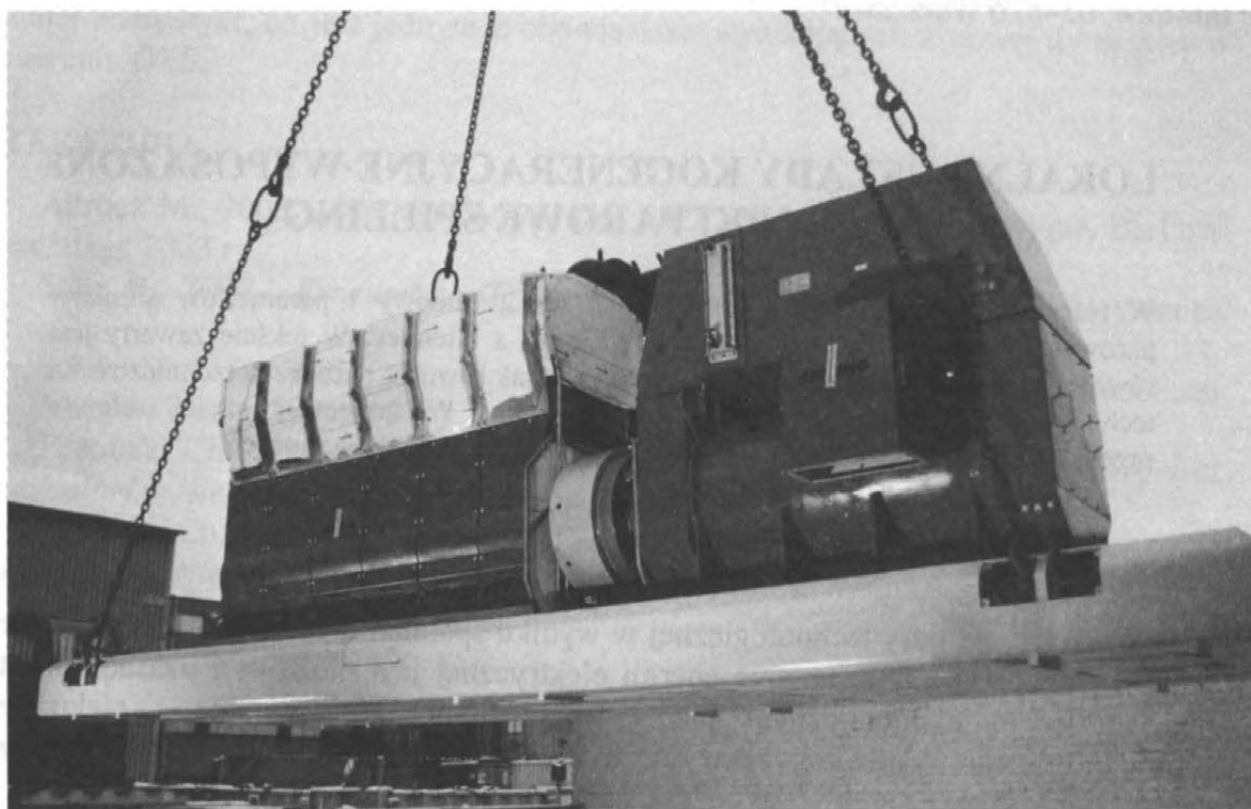
Silniki parowe stosuje się jako element opalanych drewnem układów skojarzonego wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej już od lat pięćdziesiątych. Od tego czasu, technologia produkcji silników jak również ich możliwości zwiększyły się w zasadniczy sposób.

Jednakże niektóre cechy sprawiające, że silniki są idealnym rozwiązaniem dla układów skojarzonych małych i średnich mocy pozostały niezmiennie.

Są to :

- modułowa budowa ,
- efektywny sposób regulacji napętnienia
- zwarta zabudowa .

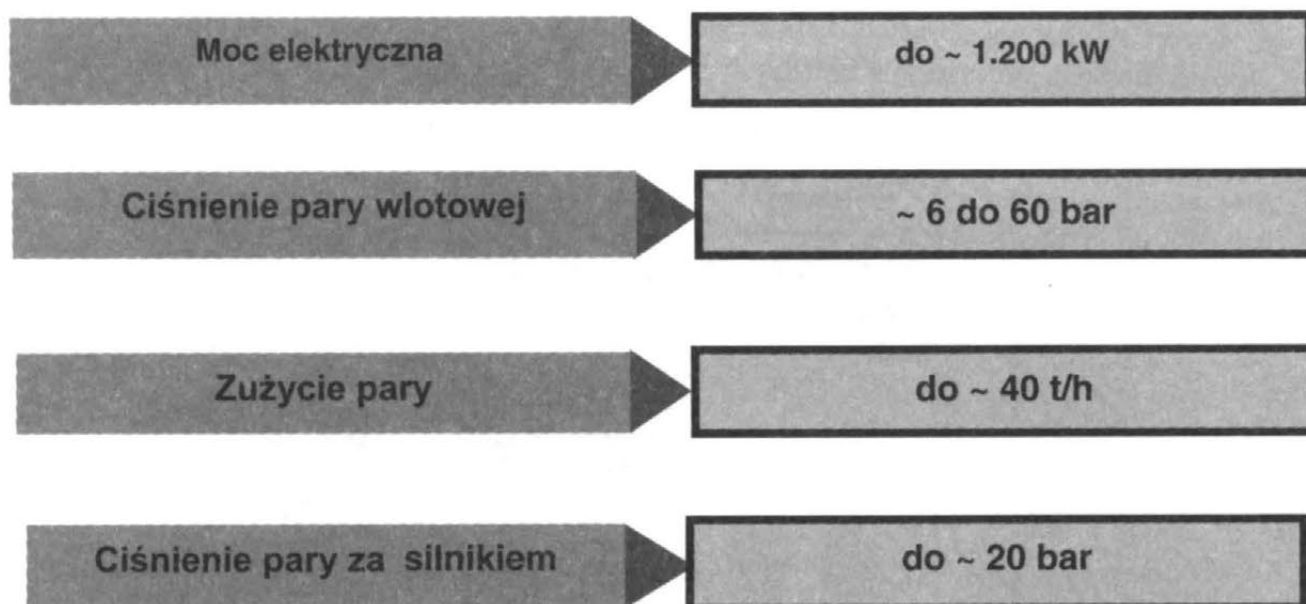
Fot. 1 ukazuje agregat 6-cio cylindrowy z bezpośrednio podłączonym generatorem synchronicznym. Zestaw zmontowany jest na ramie przeznaczonej do posadowienia na elastycznym podłożu.



Fot. 1: Spilling - silnik parowy

Modułowy system trzech typoszeregów silników pozwala na precyzyjne dopasowanie agregatu do różnych projektów. Do wyboru są: od 1 do 6 cylindrów oraz dodatkowo 15 standardowych wielkości cylindrów z różnymi nawierceniami. Pozwala to na dobór silnika w zależności od zapotrzebowania na prąd elektryczny, ilość pary, parametry pary wlotowej i wylotowej. Ponadto umożliwia to stworzenie systemu modułowego składania silników z wielostopniowym rozprężaniem już dla relatywnie niewielkich strumieni pary przy zachowaniu bardzo wysokiej efektywności rozprężania w porównaniu do turbiny gazowej.

Na Fot. 2 przedstawiono zakres zastosowań silników Spilling. Najbardziej typowy obszar to: ilość pary od 2 do 20 t/h, ciśnienie pary wlotowej od 10 do 30 bar oraz moc elektryczna do 1200 kW<sub>el</sub>.

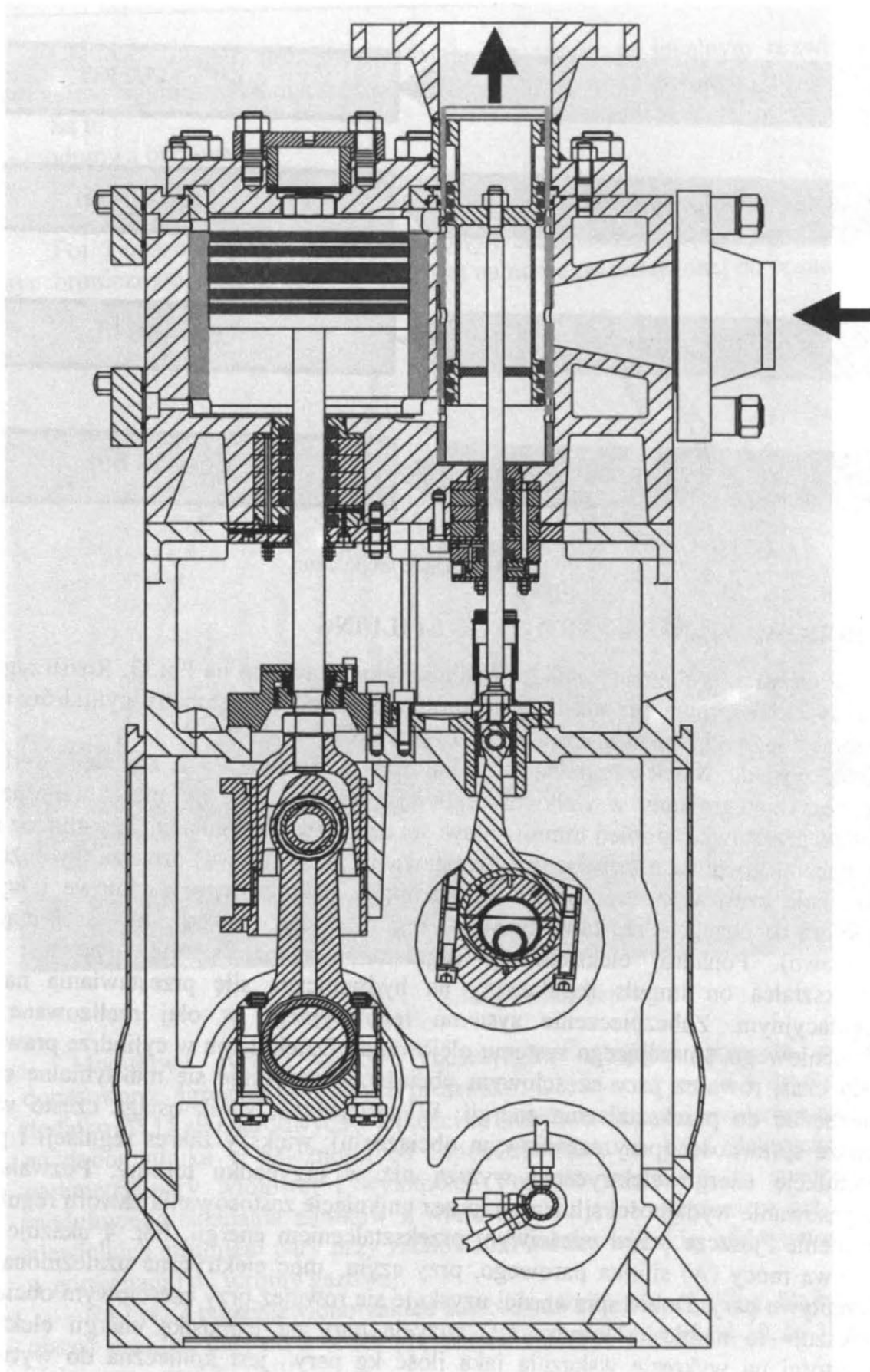


Fot. 2. Dane techniczne

### 3. BUDOWA SILNIKA PAROWEGO SPILLING

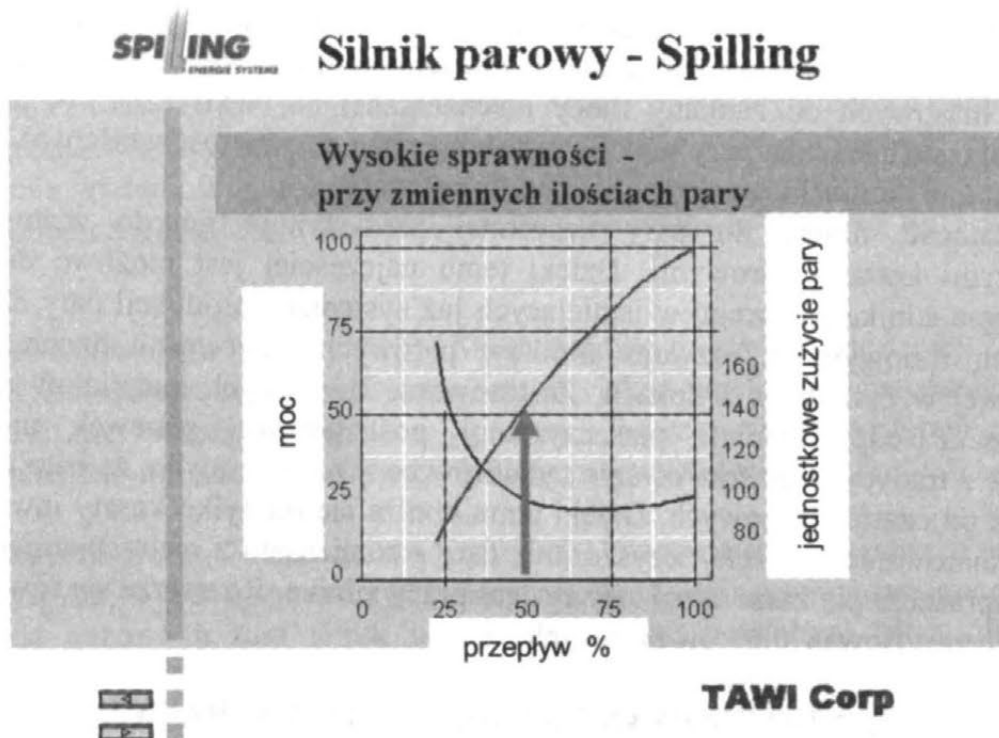
Podstawowe elementy składowe silnika przedstawiono na Fot. 3. Rozstrzygającym dla wysokiej sprawności silnika jest oprócz odpowiedniej geometrii cylindrów również regulacja jego napętnienia, którą chcielibyśmy krótko opisać.

Silnik posiada wałek regulacyjny podłączony w stosunku 1:1 z wałem korbowym. Poprzez zintegrowany z wałkiem regulacyjnym hydrauliczny mechanizm nastawny można przestawiać stopień mimośrodowości czopa wałka regulacyjnego a przez to skok podłączonego suwaka sterującego. Przesławienie skoku (suwu) oznacza wydłużenie lub skrócenie czasów, w których suwak sterujący odsławia otwory wlotowe i wylotowe cylindra roboczego. Przesławienie wałka regulacyjnego następuje w sposób ciągły (nie skokowo). Ponadto, elektroniczny regulator ciśnienia steruje pracą silnika. Przekształca on impuls regulacyjny na hydrauliczną siłę przestawiania na wałku regulacyjnym. Zabezpieczenie systemu regulacyjnego w olej realizowane jest z ciśnieniowego, smarującego systemu olejowego. Dzięki temu w cylindrze prawie przez cały czas, również przy częściowym obciążeniu utrzymuje się maksymalne ciśnienie niezbędne do przekształcenia energii. W następstwie, silnik osiąga często wyraźnie lepsze sprawności (przy częściowym obciążeniu), większy zakres regulacji i przez to produkcję energii elektrycznej wyższą niż w przypadku turbiny. Pozwala to na dopasowanie wydajności silnika np. przez uniknięcie zastosowania zaworu regulującego ciśnienie jeszcze przed właściwym przekształceniem energii. Fot. 4 ukazuje typową krzywą mocy (A) silnika parowego, przy czym moc elektryczna uzależniona jest od przepływu pary. Dobre sprawności uzyskuje się również przy częściowym obciążeniu – pokazuje to niebieska krzywa (B) zużycia pary na jednostkę energii elektrycznej. Wartości na wykresie wskazują jaka ilość kg pary jest konieczna do wytworzenia 1 kWh<sub>el</sub>.

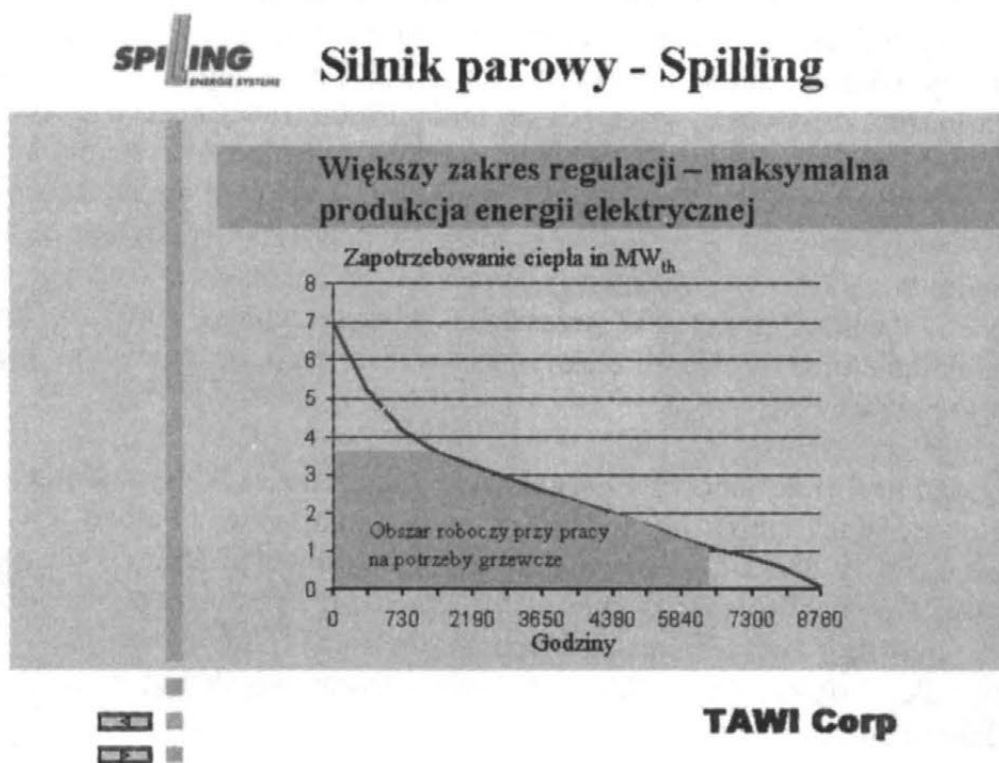


Fot. 3 Przekrój silnika parowego Spilling

Krzywa pokazuje względnie stały przebieg do około 40 % nominalnego zużycia. Oznacza to, że np. przy pracy podporządkowanej produkcji ciepła jak np. na Fot. 5 - stosunek produkcji ciepła do energii elektrycznej pozostaje w szerokim zakresie niemal stały.



Fot. 4 Typowe dane silnika parowego



Fot. 5 Wykres doboru silnika parowego

Jako dalsze pozytywne właściwości silnika parowego należy wymienić względną nieczułość procesu rozprężania (sprawność wewnętrzna) na zmiany ciśnienia i temperatury pary wejściowej. W przypadku spalania biomasy takie zmiany spowodowane zmienną wilgotnością, kalorycznością czy bezwładnością układu dozowania paliwa są na porządku dziennym. Ponadto, sposób „regulacji napełnienia“ zakłada rezerwę objętościową, która pozwala (ewentualnie) na wykorzystanie większych strumieni masowych do zamiany mocy mechanicznej na elektryczną. W przypadku obniżającego się ciśnienia pary w kotle (powiększająca się objętość właściwa), możliwe jest utrzymanie nominalnego przepływu masowego pary.

Przydatność silnika do pary nasyconej predystynuje go do zastosowań z najprostszymi kotłami parowymi. Dzięki temu najczęściej jest możliwe dodatkowe zastosowanie silnika parowego w istniejących już systemach produkcji pary nasyconej. Kamieniem milowym w rozwoju silników parowych jest wprowadzenie techniki bezsmarowej w cylindrach i tłokach. Zastosowanie specjalnych materiałów na tłoki i pierścienie z odpowiednimi płaszczynami poślizgowymi panewek umożliwiło rezygnację z tradycyjnego smarowania cylindrów co z kolei sprawiło, że para wylotowa jest wolna od cząstek olejowych. Dzięki temu obniża się nie tylko koszty inwestycyjne (system smarowania i system oczyszczania pary i kondensatu z oleju smarującego) ale również upraszcza się zasadniczo cały system pracy silnika. Rozszerza się również pole możliwych zastosowań silników parowych.

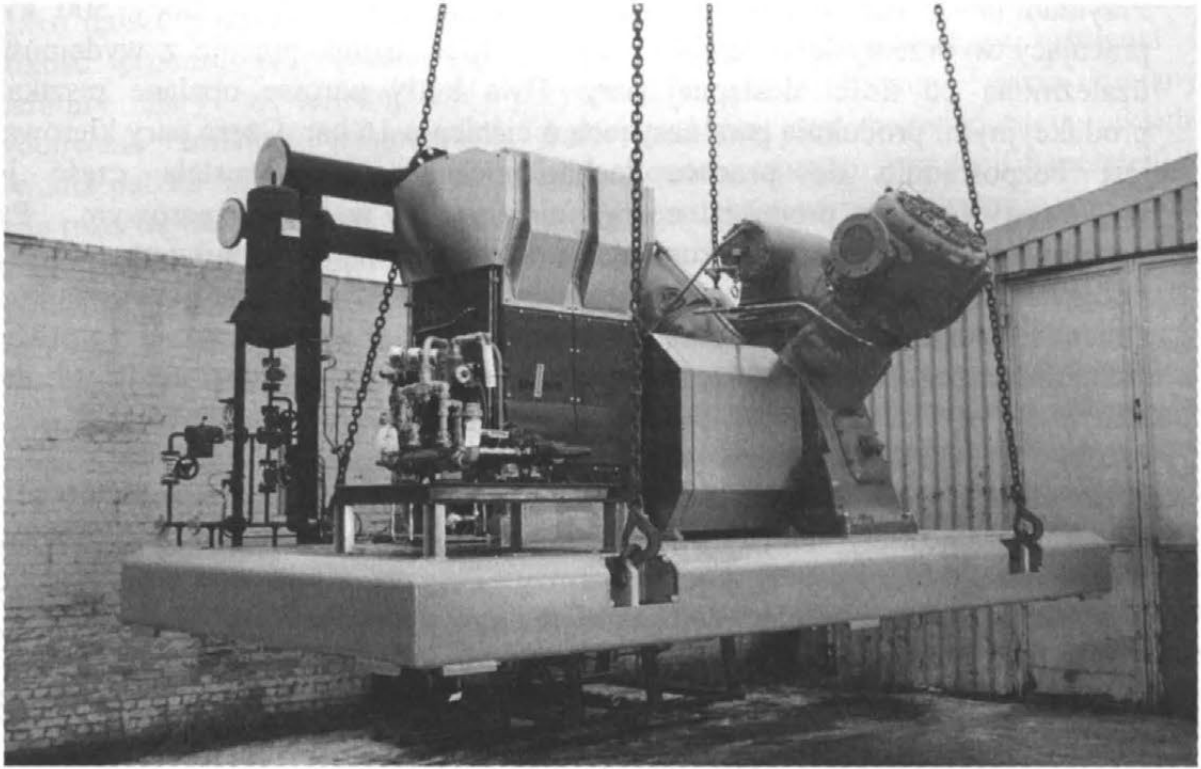
#### **4. PRZYKŁADY ZASTOSOWAŃ URZĄDZEŃ KOGENERACYJNYCH Z SILNIKAMI PAROWYMI**

- A. Przykład nr 1 (rok budowy 1983) to urządzenie w niewielkim tartaku. Wykorzystuje się tu odpadki produkcyjne do wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby własne. Silnik parowy o mocy 260 kW<sub>el</sub> zapewnia dostawę energii elektrycznej stanowiącej uzupełnienie mocy dostarczanej z sieci (dostawy z sieci nie wystarczają na pokrycie pełnych potrzeb) pracując w systemie wyspowym. Para wylotowa wykorzystywana jest do suszenia zrębków i ogrzewania budynków. Ilość pary zużywana do produkcji energii elektrycznej nigdy nie zgadza się z aktualnym zapotrzebowaniem na ciepło więc dodatkowo zastosowano chłodzony powietrzem kondensator. W przeszłości przeznaczeniem silnika parowego było uzupełnianie braków energii elektrycznej w szczytach, obecnie silnik pracuje jako źródło podstawowe.
- B. Przykład nr 2 (rok budowy 1994) ukazuje urządzenie, w którym źródłem pary jest kocioł spalający zrębki pochodzące z czyszczenia lasów. Paliwo jest tanie więc silnik o mocy 650 kW<sub>el</sub> pracuje zawsze, dostosowując moc do dostępnej ilości paliwa. Ciepło wykorzystywane jest do produkcji peletów, pobliskiej wytwórni cementu oraz do ogrzewania licznych, okolicznych budynków. Również w tym przypadku zastosowano chłodzony powietrzem kondensator do schładzania nadmiaru pary.

- C. Przykład nr 3, Fot. 6 (rok budowy 2000) ukazuje silnik o mocy  $500 \text{ kW}_{el}$  pracujący w przemyśle przeróbki drewna i filcu. Silnik pracuje z wydajnością uzależnioną od ilości dostępnej pary. Dwa kotły parowe opalane resztkami produkcyjnymi produkują parę nasyconą o ciśnieniu 16 bar. Część pary kierowana jest bezpośrednio do procesu technologicznego, a pozostała część jest wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej w silniku parowym. Para wylotowa o ciśnieniu 0,5 bara kondensuje ostatecznie w wymienniku para – woda. Podgrzana woda służy do ogrzewania budynków. Silnik parowy pracuje ze zmienną wydajnością z uwagi na różne ilości pary wykorzystywanej do procesu technologicznego. Zakres dostępnej ilości pary wlotowej wynosi od 1.5 t/h do 6 t/h.
- D. Przykład nr 4 (rok budowy 2001) Silnik parowy o mocy elektrycznej  $270 \text{ kW}_{el}$ , został zainstalowany na jednym z lotnisk jako dopełnienie instalacji parowej wyposażonej wcześniej w kocioł parowy. Poprzez silnik następuje redukcja ciśnienia pary na odcinku pomiędzy kotłem parowym a siecią.
- E. Przykład nr 5, Fot. 7 (rok budowy 2002/2003) ilustruje zastosowania w przemyśle tekstylnym. W tym przypadku para nasycona pochodzi z kotła odzysknicowego za turbiną gazową a sam silnik napędza sprężarkę powietrza. Moc silnika jest regulowana w zależności od ilości dostępnej pary z kotła odzysknicowego. Para wylotowa poprzez wymiennik para – woda służy do ogrzewania pomieszczeń.



Fot. 6.  $500 \text{ kW}_{el}$  – Silnik parowy z generatorem



Fot. 7 Kompresor - napęd bezpośredni - 200 kW

Katarzyna MICHAŁOWSKA-KNAP, Robert BURZYŃSKI  
*Europejskie Centrum Energii Odnawialnej*  
*Instytut Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa*  
*EC BREC/IBMER, Rakowiecka 32, 02-532 Warszawa*  
*[www.ibmer.waw.pl/ecbrec](http://www.ibmer.waw.pl/ecbrec), E-mail: [ecbrec@ibmer.waw.pl](mailto:ecbrec@ibmer.waw.pl)*

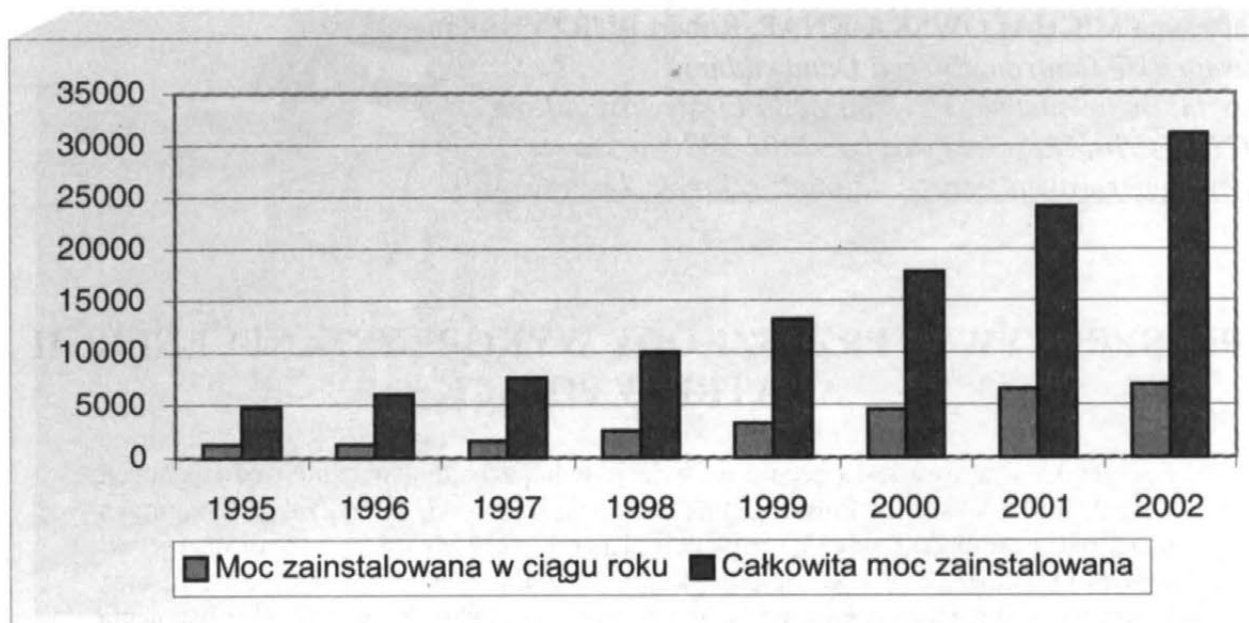
## **PERSPEKTYWY I PRZESZKODY WYKORZYSTANIA ENERGII WIATRU W POLSCE**

Energetyka wiatrowa jest obecnie na świecie jedną z najdynamiczniej rozwijających się gałęzi przemysłu. W Polsce jednak realizacja inwestycji z tego zakresu napotyka nadal na liczne przeszkody. W artykule opisano bariery blokujące rozwój energetyki wiatrowej, istniejące w zakresie polityki, prawa budowlanego i energetycznego, oraz trudności ze sprzedażą energii po cenie gwarantującej zwrot inwestycji. Bez usunięcia tych barier posiadane przez Polskę znaczące zasoby energii wiatru nie zostaną wykorzystane

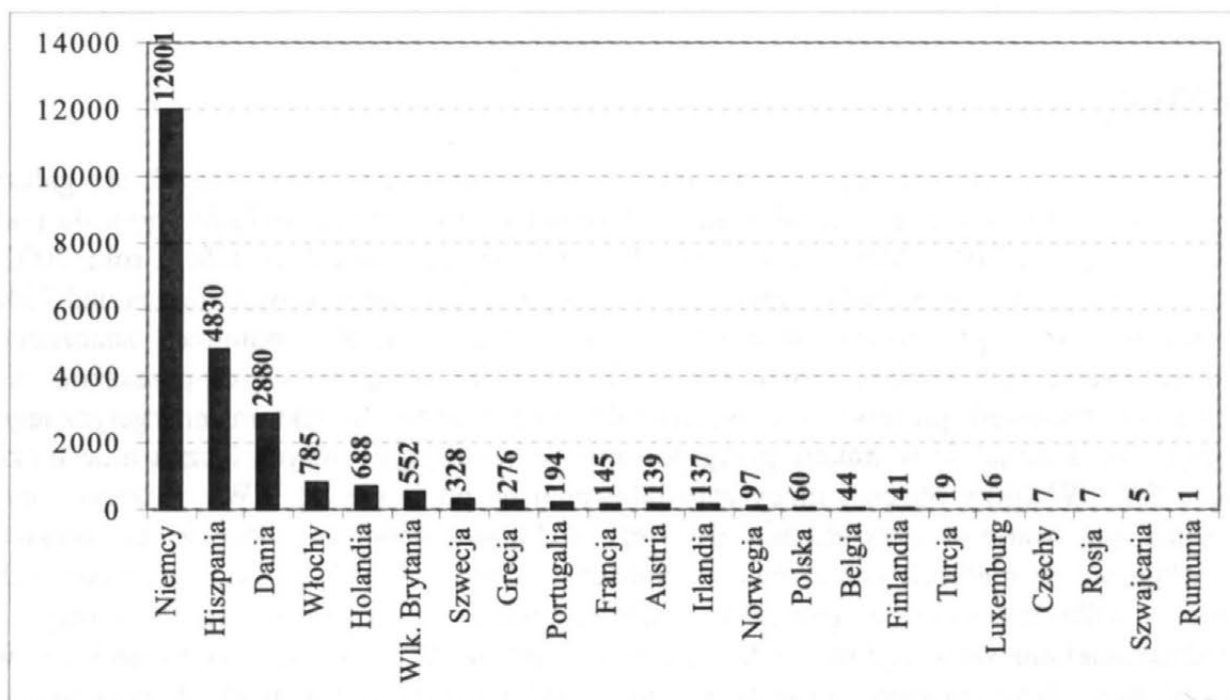
### **1. WSTĘP**

Energetyka wiatrowa jest obecnie jedną z najdynamiczniej rozwijających się gałęzi przemysłu. Całkowita moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na świecie wyniosła pod koniec 2002 roku 31000 MW, z czego aż 6900 MW wybudowanych zostało w roku 2002. Najsilniej ten sektor gospodarki rozwija się w Europie, gdzie zainstalowane jest ponad 70% światowej mocy elektrowni wiatrowych. W Polsce jednak, pomimo znacznego zainteresowania tą dziedziną, rozwój energetyki wiatrowej napotyka szereg przeszkód. Na podstawie doniesień prasowych i wypowiedzi przedstawicieli sektora energetycznego szacuje się, iż aktualnie w trakcie przygotowania są inwestycje, których łączna moc może sięgać 5-7 GW (przy obecnej mocy zainstalowanej na poziomie 58 MW), z czego część uzyskała już warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Prawie co tydzień pojawiają się w mediach doniesienia o planach budowy nowych parków wiatrakowych o mocy kilkudziesięciu megawatów, zainteresowane firmy prowadzą rozmowy z przedstawicielami samorządów i właścicielami gruntów. W większości są to projekty w początkowej fazie procesu inwestycyjnego, czyli na etapie wstępnych koncepcji, w najlepszym razie badań lokalnych warunków wiatrowych. Projekty te jednak rzadko

przechodzą w fazę realizacji. W niniejszym artykule podjęto próbę zidentyfikowania podstawowych przeszkód z jakimi musi liczyć się inwestor, planujący budowę farmy wiatrowej w Polsce.



Rys. 1 Moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na świecie w MW do końca roku 2002



Rys.2 Moc zainstalowana w MW w poszczególnych krajach europejskich na początku 2003 roku.

## **2. ZASOBY ENERGII WIATRU**

Polska dysponuje znaczącymi zasobami energii wiatru, jednak są one tylko w niewielkim stopniu zinwentaryzowane. Istniejące, powszechnie znane mapy zasobów energii wiatru podają tylko bardzo ogólną informację o rozmieszczeniu obszarów o korzystnych warunkach wiatrowych na terenie kraju. Informacja ta nie jest w żadnej mierze wystarczająca do oszacowania (choćby wstępnego) produktywności planowanej farmy wiatrowej. Ponadto brak szczegółowej wiedzy o zasobach energii wiatru na danym terenie uniemożliwia ujęcie energetyki wiatrowej w planach zagospodarowania przestrzennego, czy planach energetycznych. W krajach o lepiej rozwiniętej energetyce wiatrowej powszechnie dostępne są mapy i informacje klimatyczne o większym stopniu uszczegółowienia („Europejski Atlas Wiatrowy”, publikacje amerykańskie). W Polsce potencjalny inwestor zmuszony jest do wykonania kosztownych i długotrwałych badań i ekspertyz. Taka sytuacja jest szczególnie dotkliwa dla planujących budowę elektrowni mniejszej mocy. O ile bowiem koszt badań wiatrowych stanowi niewielki ułamek kosztów budowy wielkiej farmy wiatrowej, o tyle przy mniejszych instalacjach jest to znaczące podwyższenie kosztów inwestycji. Należy jednak pamiętać, że nawet niewielki błąd w oszacowaniu prędkości wiatru powoduje znaczące różnice w szacowaniu produkcji energii (10% błąd w średniej prędkości to 20% błędu w szacowaniu produkcji energii). Taki błąd może być szczególnie dotkliwy właśnie dla mniej zamożnych inwestorów, planujących niższe elektrownie mniejszej mocy. Kolejnym problemem jest dokładność metod szacowania produktywności parków wiatrakowych i ich stosowalność w warunkach polskich. Wiedza na temat metodyki takich oszacowań jest w Polsce nadal niedostateczna. Często popełniane są takie błędy, jak:

- „automatyczne” stosowanie popularnych programów do optymalizacji parków wiatrakowych, bez uwzględnienia ich specyfiki i ograniczeń
- używanie do oszacowań zbyt krótkich serii pomiarowych, bez ich skorelowania z danymi długoterminowymi
- próby przenoszenia informacji danych z masztów i stacji meteorologicznych na zbyt duże odległości
- zbyt uproszczone ekspertyzy, mówiące wyłącznie o średniej rocznej produktywności, bez poinformowania inwestora o możliwej skali błędu i zmienności produkcji energii, jakiej może się spodziewać (w cyklu dobowym, rocznym i wieloletnim)
- „oszczędzanie” na wyposażeniu masztu pomiarowego, brak wiedzy o tym jakie czujniki i jakie ich rozmieszczenie pozwolą najlepiej odwzorować strukturę pola wiatru na danym terenie.

## **3. PROCEDURA BUDOWLANA**

Według polskiego prawa budowlanego elektrownie wiatrowe zaliczane są do ogólnie zdefiniowanej grupy “budowle”. Dla inwestorów takie przyporządkowanie oznacza konieczność przejścia przez szczegółową procedurę budowlaną. Sytuacja ta nie byłaby

niczym niezwykłym, gdyby nie fakt, że urzędnicy samorządów lokalnych nie mając na swoim terenie podobnych inwestycji, a więc i doświadczenia, wymagają wszelkich możliwych pozwoleń, uzgodnień i ekspertyz lub, w najlepszym przypadku, zachowują dużą rezerwę we współpracy z inwestorem. Podejście takie powoduje niepotrzebną stratę czasu w komunikacji między gminą/powiatem i inwestorami oraz generuje niepotrzebne dodatkowe koszty. Nowa dyrektywa Unii Europejskiej 2001/77/EC zaleca krajom członkowskim (do których w niedługim czasie ma dołączyć również Polska), aby usprawniły i uprościły wszelkie procedury związane z realizacją inwestycji budowy odnawialnych źródeł energii. Polskie prawo w aktualnym kształcie nie wypełnia jednakże tego zalecenia, a jego dostosowanie do wymagań regulacji UE będzie trudne, jeżeli prawo budowlane nie wyróżni elektrowni wiatrowych jako szczególnego typu budowli. Należy jednak przyznać, iż niektóre gminy, szczególnie te na których terenie została już zrealizowana podobna inwestycja są znacznie bardziej przyjazne inwestorom planującym budowę elektrowni wiatrowych.

Przykładem bariery, którą muszą pokonywać inwestorzy w ww. zakresie jest brak w planach zagospodarowania przestrzennego terenów przeznaczonych pod budowę elektrowni wiatrowych lub chociażby dopuszczających takie ich wykorzystanie. Ponieważ tereny pod planowane elektrownie wiatrowe dotychczas zazwyczaj wykorzystywane były pod uprawy rolne, w wielu przypadkach obszary te nawet nie są ujęte w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. Dla inwestora taka sytuacja wiąże się z koniecznością przedstawienia radzie gminy wniosku o zmianę planu zagospodarowania przestrzennego. Gminy najczęściej nie dysponują wystarczającymi środkami finansowymi na przeprowadzenie procedury zmian w planie zagospodarowania (inwentaryzacja aktualnego stanu, przygotowanie projektu zmian, uzgodnienia) i warunkują wyrażenie zgody lub termin wykonania zmian pokryciem przynajmniej części kosztów przez inwestora. Należy przypomnieć, iż opracowanie dokładniejszych map zasobów energii wiatru, o których wyżej wspomniano, pozwoliłoby na kompleksowe rozwiązanie tej kwestii i lepsze, dokładniejsze zaplanowanie przeznaczenia terenów pod elektrownie.

Kolejnym zagadnieniem wymagającym lepszego uregulowania w polskim prawie jest kwestia wydawania warunków dla budowy farm wiatrowych na morzu. W tym przypadku inwestorzy mogą znaleźć się w sytuacji, w której każdy z nich uzyska warunki budowy elektrowni dla tego samego terenu. Jednakże może okazać się, że żaden z nich nie będzie posiadał pewności realizacji inwestycji pomimo wypełnienia uzyskanych warunków, gdyż może się zdarzyć, że ktoś ubiegnie go z uzyskaniem pozwolenia na budowę. W przypadku inwestycji na lądzie problem ten jest zażegnany poprzez zabezpieczenie przez inwestora prawa do użytkowania gruntu. W odniesieniu do farm wiatrowych na morzu taka możliwość nie istnieje. Biorąc pod uwagę znaczne koszty przygotowania inwestycji jeszcze przed uzyskaniem pozwolenia na budowę może to prowadzić do sytuacji, w której inwestorzy pominą możliwość lokalizacji elektrowni na morzu ze względu na zbyt duże ryzyko utraty pieniędzy, zainwestowanych we wstępną fazę projektu.

#### **4. PROCEDURY PRZYŁĄCZENIA ELEKTROWNI DO SIECI ENERGETYCZNEJ**

W polskich warunkach budowa elektrowni wiatrowych pracujących na wydzieloną sieć, szczególnie w przypadku dużych parków wiatrakowych, nie ma ekonomicznego uzasadnienia. Konieczne jest więc zrealizowanie przyłączenia do krajowego systemu elektroenergetycznego. Przyłączenie do systemu elektrowni wiatrowych odbywa się na poziomie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej zakładu energetycznego prowadzącego usługi przesyłowe i dystrybucyjne na danym terenie. Inwestor kierujący swoje kroki do zakładu musi liczyć się z kilkoma uwarunkowaniami. Jedno z nich to ograniczenia wynikające z możliwości przesyłowych linii energetycznych istniejących na danym terenie. Może pojawić się tu problem wynikający z faktu, że planowana inwestycja wymaga nie tylko budowy nowego odcinka sieci z odpowiednimi urządzeniami, ale również wymiany starych, wyeksploatowanych, istniejących części sieci na nowe, o większych możliwościach przesyłowych. W tym przypadku z takiej modernizacji sieci korzysta nie tylko inwestor, ale również dotychczasowi użytkownicy sieci. Koszty inwestycyjne tejże modernizacji są znaczne i gdyby w pełni obciążyć nimi tylko inwestycję budowy elektrowni wiatrowej, może to doprowadzić do sytuacji, w której jej realizacja stanie się nieopłacalna. Aktualnie brak jest jasno sprecyzowanych warunków podziału kosztów takich modernizacji pomiędzy inwestora i dotychczasowych i przyszłych użytkowników sieci.

Innym uwarunkowaniem, związanym z ubieganiem się o przyłączenie do sieci, jest konieczność przedstawienia przez inwestora ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji (elektrowni wiatrowych) na krajowy system elektroenergetyczny. Rozporządzenie Ministra Gospodarki wprowadzając ten wymóg nie określa jednak ani kwalifikacji osób i instytucji mogących je wykonywać, ani wytycznych ich wykonywania. Ponadto należy dodać, iż wśród spółek dystrybucyjnych obserwuje się również brak porozumienia w tej materii. Powyższa sytuacja powoduje duży subiektywizm w akceptacji wykonywanych ekspertyz. Dodatkowo do prawidłowego wykonania ekspertyzy konieczne jest przyjęcie do obliczeń parametrów określających aktualny stan sieci, a także parametrów po planowanych rozbudowach sieci. Odpowiednie dane będące w posiadaniu zakładów energetycznych są niechętnie udostępniane, gdyż uznawane są za poufne. Pomimo, iż w najbliższym czasie planowane jest przygotowanie kompleksowej analizy możliwości przyłączenia elektrowni wiatrowych do polskiego systemu elektroenergetycznego, to wykonanie takich analiz na zlecenie niechętnych energetyce wiatrowej spółek dystrybucyjnych stawia pod znakiem zapytania obiektywne podejście do tego zagadnienia.

#### **5. SPRZEDAŻ ENERGII DO SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ**

Aktualnie największym problemem w energetyce wiatrowej jest sprzedaż wyprodukowanej "zielonej energii" po cenie pozwalającej na zwrot zainwestowanych pieniędzy. Ponieważ koszt wyprodukowania energii w elektrowni wiatrowej jest wyższy od ceny rynkowej energii z elektrowni wykorzystującej paliwa kopalne, konieczne jest wydzielenie rynku dla producentów energii ze źródeł odnawialnych. Właśnie taki cel

przyświecał Ministrowi Gospodarki przy tworzeniu rozporządzenia, zobowiązującego przedsiębiorstwa obrotu energią do zakupu określonych minimalnych ilości energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii. Jednakże, jak pokazały dwa lata obowiązywania tego rozporządzenia, nie przyczyniło się ono do powstania nowych inwestycji w energetyce wiatrowej. Podstawowym czynnikiem powstrzymującym inwestorów przed realizacją inwestycji (choć ich przygotowanie jest już odpowiednio zaawansowane) jest zbyt duże ryzyko związane z brakiem możliwości sprzedaży wyprodukowanej energii po cenie gwarantującej zwrot inwestycji. W praktyce widoczne jest to w niechęci zakładów energetycznych do zawierania umów na zakup energii na dłuższy okres. Inwestor nie może oprzeć się na prognozach cen zielonej energii na rynku, gdyż rynek ten nie jest jeszcze ustabilizowany. Postawa zakładów energetycznych spowodowana jest obserwacją dużej zmienności polskich przepisów w tym zakresie i brakiem sankcji za ich nieprzestrzeganie.

Dodatkowym utrudnieniem w obrocie „zieloną energią” wyprodukowaną w elektrowniach wiatrowych jest znowelizowany przez PSE SA od lipca 2002 r regulamin obrotu energią na rynku bilansującym, który ze względu na znaczne różnice w cenach sprzedaży i zakupu energii na tym rynku zmusza właścicieli elektrowni wiatrowych do harmonogramowania produkcji. Planowanie produkcji w przypadku elektrowni wiatrowych jest jednak niemożliwe. Istnieje możliwość prognozowania warunków wiatrowych i poprzez to prognozowania produkcji energii. Dodać należy, że zawsze wystąpią odchylenia od tych prognoz, a to z kolei pociągnie za sobą dodatkowe koszty, co poprowadzi do konieczności podniesienia ceny za wyprodukowaną energię.

Informacje przedstawione przez Urząd Regulacji Energetyki wskazują, że tylko część zakładów wypełniła w roku 2001 nałożony na nie obowiązek zakupu energii ze źródeł odnawialnych. W ramach weryfikacji wypełnienia powyższego obowiązku ujawniła się również niedoskonałość wspomnianego rozporządzenia Ministra Gospodarki. Polega ona na tym, że przy aktualnych zapisach Prawa energetycznego i rozporządzenia ta sama „zielona energia” mogła zostać zaliczona do puli zakupionej zielonej energii przez kilka zakładów energetycznych jednocześnie. Problem ten został dostrzeżony i uwzględniony w nowym rozporządzeniu odnośnie obowiązku zakupu i zasad obrotu „zieloną energią”, które (zgodnie z wymaganiami znowelizowanego Prawa energetycznego) zaczną obowiązywać od lipca 2003 roku.

Należy podkreślić, iż zgodnie z „Korektą założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020”, aby uelastyczyć obrót „zieloną energią” należy w najbliższym czasie opracować i wdrożyć system tzw. Zielonych Certyfikatów. Pozwoli on nie tylko na uelastyczenie obrotu zieloną energią na rynku, ale również na ujednoczenie i uproszczenie zasad rozliczeń przedsiębiorstw obrotu z wypełnienia obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych.

## **6. POZYSKANIE ŚRODKÓW FINANSOWYCH NA INWESTYCJE**

Ze względu na dużą kapitałochłonność inwestycji budowy elektrowni wiatrowych inwestorzy od zawsze borykali się z problemem pozyskania odpowiednich funduszy na przygotowanie i realizację inwestycji. W Polsce w zasadzie do końca roku 2000, ze względu na "ustaloną" rozporządzeniem cenę energii ze źródeł odnawialnych, inwestorzy koncentrowali się głównie na pozyskaniu dotacji i preferencyjnych kredytów od polskich instytucji finansowych, takich jak Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Ekofundusz, Bank Ochrony Środowiska, Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. W przypadku mniejszych inwestycji ww. fundusze mogły obsłużyć dobrze przygotowane do realizacji inwestycje. Jednakże wraz z rozwojem technologii wzrosła również skala inwestycji, a tym samym zapotrzebowanie na kapitał. Sytuacja ta w połączeniu z redukcją puli środków przeznaczonych na inwestycje w ww. instytucjach na energetykę wiatrową spowodowała, iż część inwestorów zaczęła poszukiwać partnerów i dodatkowego kapitału poza granicami Polski. Wraz z wejściem w życie aktualnie obowiązującego rozporządzenia Ministra Gospodarki, zmieniającego warunki obowiązkowego zakupu energii odnawialnej przez przedsiębiorstwa obrotu energią, wystąpił problem z zaciągnięciem kredytów inwestycyjnych, których zabezpieczeniem spłaty mogłyby być długoterminowe umowy na sprzedaż energii wyprodukowanej w elektrowniach wiatrowych. W dalszym ciągu, pomimo pojawienia się ofert kredytowych niektórych banków przeznaczonych na finansowanie inwestycji w energetyce wiatrowej, wciąż brakuje na rynku polskim kredytów dopasowanych do specyfiki pracy i produkcji energii w elektrowniach wiatrowych.

Wiele nadziei w tym zakresie wiązano z wdrożeniem nowego mechanizmu finansowego wspomagającego rozwój energetyki odnawialnej jakim jest mechanizm wspólnych wdrożeń (Joint Implementation). Dotychczas jednakże ze strony polskiej nie zostały jasno sprecyzowane, standardowe warunki składania i kryteria oceny projektów. W aktualnej sytuacji każdy projekt składany do realizacji z wykorzystaniem tego mechanizmu rozpatrywany jest indywidualnie, co zmniejsza ilość składanych projektów, wydłuża czas ich oceny i stwarza niebezpieczeństwo zbyt dużej subiektywności teź oceny.

## **7. POLITYKA ENERGETYCZNA I PRAWO**

Pomimo, że na podstawie uchwały Sejmu z dnia 23 sierpnia 2001 r. Polska przyjęła cele ilościowe dla rozwoju energetyki odnawialnej to jednak w praktyce nie widać chęci polskiego rządu do ich realizacji. Szczególnie widoczne jest to na przykładzie energetyki wiatrowej. Wprowadzenie prorynkowego rozporządzenia o obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych nie popartego systemem Zielonych Certyfikatów oraz wprowadzenie zmian w rozliczeniach na rynku bilansującym spowodowało widoczne zahamowanie w realizacji inwestycji w energetyce wiatrowej. Błędne byłoby interpretowanie danych statystycznych mówiących o blisko pięciokrotnym przyroście mocy zainstalowanej w roku 2001 (dodatkowe 2 inwestycje 5 MW i 18 MW) jako dynamicznego rozwoju sektora

energetyki wiatrowej w Polsce. Należy podkreślić, iż zrealizowane w roku 2001 inwestycje przygotowywane były jeszcze w czasie obowiązywania rozporządzenia Ministra Gospodarki z roku 1999 i powstały w zasadzie z powodu konieczności wykorzystania w roku 2001 otrzymanych dotacji i kredytów preferencyjnych. Potwierdzeniem tego mogą być dane statystyczne z roku 2002, według których zainstalowano zaledwie dwie wykonane w starej technologii, używane elektrownie wiatrowe o łącznej mocy 0,6 MW.

Przyczyną aktualnego nieprzychylnego nastawienia Ministerstwa Gospodarki do rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce mogą być błędne wnioski na temat dynamiki rozwoju tego sektora wyciągnięte na podstawie napływających do zakładów energetycznych wniosków o wydanie warunków przyłączenia do sieci energetycznej. Interpretując te dane należy wziąć pod uwagę, iż znaczna część wniosków i zapytań nie ma pokrycia w realnych możliwościach wnioskodawców do realizacji inwestycji o deklarowanej mocy. Przyczyny składania wniosków o przyłączenie do sieci są różne. Pierwsza z nich to chęć zabezpieczenia możliwości przyłączenia do sieci, dopóki takie możliwości jeszcze istnieją, bez konieczności ponoszenia dodatkowych nakładów na rozbudowę sieci i wykonanie przyłącza. Druga przyczyna to chęć dowiedzenia się jakie są możliwości i koszty realizacji inwestycji w danej lokalizacji. Koszt przygotowania wniosku jest niewielki a w ten sposób można zarezerwować sobie dostęp do sieci. Nawet jeśli wnioskodawcy nie odpowiadają warunki przyłączenia, to zakład energetyczny jest zobowiązany do ich dotrzymania jeśli tylko inwestor zechce w ciągu najbliższych dwóch lat zrealizować inwestycję. Wnioskodawca nie musi informować zakładu energetycznego o rezygnacji z inwestycji. Może natomiast złożyć podobny wniosek dla nieco innej lokalizacji. W ten sposób w dokumentacji zakładów energetycznych istnieją zapisy mówiące, iż na terenie danego zakładu w najbliższym czasie powstanie wiele elektrowni wiatrowych. Równie częstą przyczyną składania wniosków o warunki przyłączenia do sieci jest wyłącznie chęć podniesienia wartości gruntu pod przewidywaną inwestycję przed jego ewentualną odsprzedażą. Ponadto nawet jeżeli wnioskodawca posiada możliwości sfinansowania inwestycji, to na przeszkodzie mogą stanąć jeszcze ograniczenia wynikłe z ochrony przyrody, krajobrazu, możliwości techniczne transportu i instalacji elektrowni. Z pewnością będzie taką przeszkodą również brak realnych możliwości sprzedaży energii.

## **8. ODDZIAŁYWANIE ENERGETYKI WIATROWEJ NA ŚRODOWISKO**

W chwili obecnej brak jest oficjalnych wytycznych co do przeprowadzania ocen oddziaływania na środowisko w przypadku elektrowni wiatrowych.

W społeczeństwie, wśród przedstawicieli władz lokalnych (także odpowiedzialnych za ochronę środowiska) oraz specjalistów różnych dziedzin (w tym energetyków), funkcjonuje wiele mitów oraz stereotypów dotyczących energetyki wiatrowej. Wynika to często z niewiedzy i braku dostępu do publikacji z dziedziny energetyki wiatrowej oraz nieznamomości dobrych praktyk lub spowodowane jest przenoszeniem na współczesną energetykę wiatrową wiedzy zawartej w publikacjach sprzed wielu lat. Efektem tej sytuacji

może być zarówno wyolbrzymianie niektórych aspektów wpływu elektrowni wiatrowych na środowisko, jak i bagatelizowanie rzeczywiście występujących, negatywnych oddziaływań. Dość powszechne są np. bezpodstawne obawy przed promieniowaniem elektromagnetycznym lub infradźwiękami emitowanymi przez elektrownie wiatrowe, często natomiast bagatelizowany jest wpływ na krajobraz (rzeczywiście znaczący). Utrudnia to zarówno wyznaczenie zakresu oceny oddziaływania na środowisko, jak i ustalenie kryteriów akceptacji gotowego raportu oddziaływania na środowisko. Na terenach, gdzie energetyka wiatrowa rozwija się najsilniej, wiedza o temacie jest zdecydowanie większa (choć i tam niekiedy funkcjonują fałszywe przeświadczenia), w szczególnie złej sytuacji są natomiast inwestorzy planujący budowę elektrowni na obszarach gdzie brak jest takich doświadczeń.

Brak wiedzy o współczesnej energetyce wiatrowej połączony z fałszywymi wyobrażeniami powoduje niekiedy negatywne nastawienie społeczności lokalnej do planowanej inwestycji. Jest to sytuacja bardzo niekorzystna dla inwestora, zwłaszcza, że ustawa „Prawo ochrony środowiska” przewiduje szeroki udział społeczeństwa w postępowaniu w sprawie oddziaływania na środowisko. Częściowo to negatywne nastawienie mogłoby być ograniczone przez współpracę z władzami lokalnymi, poważnie utrudnioną przez brak fachowej wiedzy i dobrych praktyk. Taka współpraca pozwoliłaby już na wstępnym etapie projektowania ustalić kryteria dla optymalizacji rozmieszczenia elektrowni wiatrowych na danym obszarze. Możliwe byłoby np. wskazanie terenów, gdzie postawienie elektrowni jest niedozwolone ze względu na ich wartość środowiskową lub kulturową, określenie pożądanego stopnia modyfikacji krajobrazu, podanie zaleceń odnośnie sposobu malowania elektrowni itp. Większość obecnie stosowanych programów do optymalizacji farm wiatrowych umożliwia uwzględnienie tych kryteriów i sporządzenie projektu w jak najmniejszym stopniu oddziałującego na środowisko, przy równoczesnym utrzymaniu wysokiej produktywności.

Szczególnie wiele kontrowersji wywołuje ostatnio kwestia farm wiatrowych na morzu („offshore”). Zarówno skala tych inwestycji, jak i fakt, że również na świecie doświadczenia z praktycznej eksploatacji takich elektrowni są jeszcze niewielkie wywołuje szereg obaw. Dotyczą one zagadnień wpływu farm wiatrowych na pełnym morzu na rozwój turystyki, żeglugi czy rybołówstwa, a także na faunę morską. Potencjalny inwestor planujący budowę takiej farmy musi się w Polsce liczyć z koniecznością pokonania niezwykle silnego oporu społecznego.

Należy także podkreślić, iż często inwestorzy zaniedbują i lekceważą kwestię kontaktów i konsultacji z lokalną społecznością i organami ochrony środowiska, co może doprowadzać do nasilenia negatywnego nastawienia do projektu.

## 9. PODSUMOWANIE

Dla zintensyfikowania rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce niezbędny jest przełom w podejściu rządu do tej gałęzi energetyki odnawialnej. Rozwój energetyki wiatrowej wiąże się nie tylko ze zwiększeniem pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych, ale także z powstawaniem nowych miejsc pracy oraz szansami dla rozwoju sektora wytwórczego i naukowo-badawczego. W miejsce aktualnego blokującego podejścia można wprowadzić lepszą kontrolę i regulację rozwoju, przy ustaleniu jasnych i nie dyskryminujących zasad udziału energetyki wiatrowej w polskim rynku energii. Szansą uporządkowania tego rynku jest wprowadzenie systemu Zielonych Certyfikatów. Również od inwestorów oczekiwane jest dostosowanie działań inwestycyjnych do realnych, własnych możliwości realizacji projektów oraz do aktualnych warunków istniejących w Polsce. Ponadto znaczną pomocą w optymalizacji rozwoju energetyki wiatrowej byłoby wydanie ustawy o OZE regulującej jej miejsce w lokalnych planach energetycznych jak również planach zagospodarowania przestrzennego. Dodatkowo niezbędne są szeroko zakrojone działania edukacyjne, mające na celu podniesienie poziomu wiedzy i świadomości społecznej (zwłaszcza wśród samorządów lokalnych) w zakresie energetyki wiatrowej.

## LITERATURA

- [1] Dz. U. 2000 Nr 85 poz. 957 Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci energetycznej, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców.
- [2] Dz. U. 2000 Nr 122 poz. 1336. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku.
- [3] DZ.U. 2002 Nr 135 poz. 1144 Ustawa z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne.
- [4] Dz. U. 2001 Nr 62 poz.627 Ustawa „Prawo ochrony środowiska”

Christian ZAPPE  
Christof-Group  
Austria  
c.zappe@christof-group.at

## OFERTA REALIZACJI GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ W GMINACH NA PRZYKŁADZIE AUSTRII

Firma Christof-Group jest prywatnym przedsiębiorstwem austriackim z siedzibą w Styrii, które zajmuje się głównie budową urządzeń przemysłowych, w tym urządzeń z wykorzystaniem biomasy. Głównym obszarem działalności w Austrii są obszary wiejskie, gdzie dzięki pomocy ze strony państwa stworzono odpowiednie możliwości realizacji inwestycji ciepłowniczych. Artykuł przedstawia dwa zrealizowane przez Christof-Group obiekty z wykorzystaniem biomasy: Admont w Styrii i Lienz w Tyrolu Wschodnim, zarówno od strony technicznej ich realizacji, jak i sposobu finansowania inwestycji.

### 1. WPROWADZENIE

Austria przoduje, wśród krajów Unii Europejskiej, w dziedzinie produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Przy czym 14% energii cieplnej uzyskuje się obecnie z biomasy, głównie ze spalania drewna. Ta forma pozyskiwania energii, dzięki spalaniu neutralnemu pod względem CO<sub>2</sub>, jest ważna dla osiągnięcia celu konferencji z Kyoto.

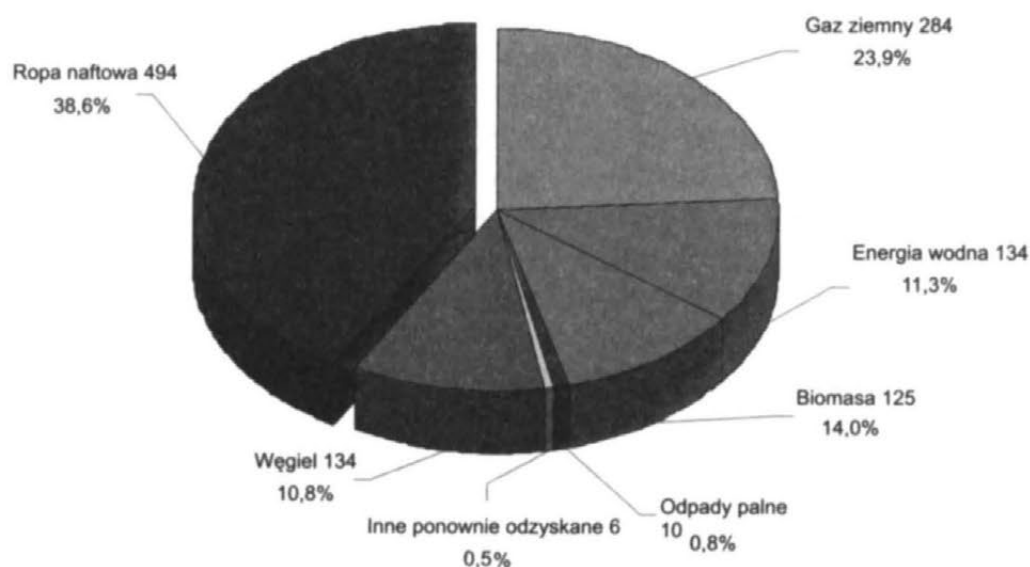


Fig. 1. Krajowa produkcja energii wg źródeł pozyskania w PJ (1988). Źródło: Statystyka Austrii

W Austrii zbudowano ponad 600 obiektów wykorzystujących biomasę o mocy od 100 KW do 50 MW. Oprócz troski o środowisko naturalne ważkim powodem ich powstania były względy gospodarcze. Austria jest krajem turystycznym. Gość, pragnący spędzić tu zasłużony urlop, gotów jest zapłacić nawet trochę więcej za czyste powietrze i zdrowe środowisko naturalne. Dzięki turystyce zaś następuje ożywienie gospodarki, przede wszystkim hotelarstwa i gastronomii.

Spośród powstałych, zrealizowanych przez firmę Christof-Group, obiektów wykorzystujących biomasę przedstawione zostaną dwa: Admont w Styrii i Lienz w Tyrolu Wschodnim. Urządzenia mają dwie cechy wspólne. Pierwszą była sama koncepcja realizacji na terenie gminy projektu z wykorzystaniem biomasy. Była to idea i polityczna wola gmin i ich przedstawicieli lub zlokalizowanego w gminach przemysłu. Powołanie do życia i zrealizowanie takiego projektu to żmudna droga. Uzyskiwanie zgody na subwencje oraz przygotowanie techniczne i ekonomiczne wymagają cierpliwości i czasu. Przystąpienie Austrii do Unii Europejskiej stanowiło jednak istotny impuls właśnie w tej dziedzinie. Różnorodne programy wsparcia ze strony Unii Europejskiej, a dodatkowo państwowe subwencje umożliwiły budowę większej liczby urządzeń z wykorzystaniem biomasy. Drugą cechą wspólną jest to, iż oprócz gorącej wody do zaopatrzenia centralnego ogrzewania obydwie obiekty wytwarzają także energię elektryczną. Wielkość produkcji energii przekracza ich własne potrzeby. Urządzenia różnią zastosowane technologie pozyskiwania ciepła i energii elektrycznej. W obu regionach występuje też zróżnicowany charakter biomasy.

## **2. WYKORZYSTANIE BIOMASY DO SKOJARZONEGO POZYSKIWANIA PRĄDU I CIEPŁA: ADMONT, STYRIA**

Styria jest krajem związkowym, w którym występuje największe skupisko lasów. Mają tam siedzibę liczne firmy przetwarzające drewno. Można tam więc eksploatować biomasę w postaci odpadów tartacznych i odpadów powstałych przy produkcji w przemyśle drzewnym. Współużytkownikiem obiektu w Admont są zakłady przemysłu drzewnego STIA. Jako surowiec wykorzystuje się więc zrębki, trociny i korę w przeważającej części pochodzące z własnych odpadów uzyskiwanych przy obróbce drewna. W Admont do skojarzonego wytwarzania ciepła i energii z biomasy została zastosowana, po raz pierwszy na obszarze Unii Europejskiej, technologia ORC – „Organic Ranking Cycle“ specjalnie opracowana w ramach europejskiego projektu demonstracyjnego. Urządzenie z zastosowaniem biomasy zostało zbudowane w latach 1998/1999 i może poszczycić się dużymi sukcesami w pracy od października 1999. Zostały tu zainstalowane dwa kotły na biomasę o łącznej mocy 4,0 MW, przy czym pokrycie szczytowego obciążenia osiąga się za pomocą dwóch kotłów na olej opałowy o mocy około 0,5 MW. Wytworzone ciepło zostaje zużyte częściowo jako ciepło technologiczne do prasowania na gorąco, a po części do suszenia drewna we własnym zakładzie oraz jako ciepło przesyłane na odległość do zaopatrzenia zakładu Admont, jak też miejscowości Admont.

Łączne zapotrzebowanie na ciepło w roku 2002 wyniosło około 33.000 MWh/a. Urządzenie wykorzystujące biomasę do skojarzonej produkcji energii i ciepła na bazie procesów ORC pracuje bez przerwy od października 1999 roku i przy 6.800 godzinach

pełnego rocznego obciążenia osiąga produkcję energii netto o wielkości około 2.700.000 kWh/a. Uzyskana energia jest wykorzystywana do zaspokojenia własnego zapotrzebowania na energię zakładów przemysłu drzewnego STIA, w wypadku nadprodukcji zasila sieć lokalnego przedsiębiorstwa zaopatrującego w energię. To urządzenie wytwarzające w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło pracuje w pełni automatycznie, co oznacza, że wymaga obsługi przez personel w ilości jednej osoby przez 3-5 godzin na tydzień.

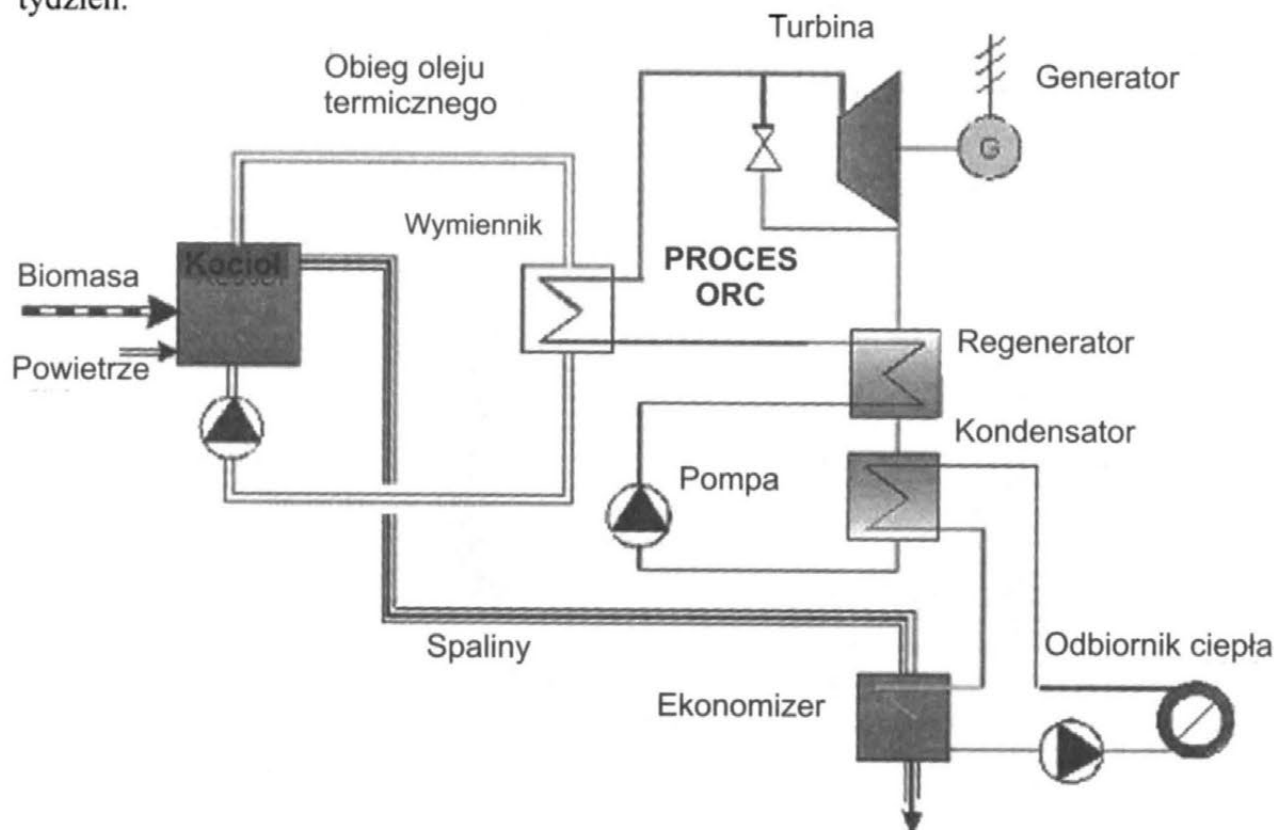


Fig. 2. Schemat ciepłowni w Admont

Z uwagi na fakt, że firma STIA nie posiadała doświadczenia w budowie i eksploatacji urządzeń wykorzystujących biomasę, pozyskała do współpracy lokalne przedsiębiorstwo zaopatrzenia w energię w zakresie ciepła przesyłanego na odległość. Przedsiębiorstwa te utworzyły wspólnie firmę eksploatującą odpowiedzialną za przygotowanie i finansowanie projektu. Przed założeniem firmy zlecono wykonanie studium w celu sprawdzenia opłacalności projektu oraz rentowności tego urządzenia pod względem taryf obowiązujących na rynku austriackim. O ile taryfy na ciepło przesyłane na odległość kształtowane są przez ceny ropy, to cena prądu zależy od wolnego wyboru dostawcy energii i tym samym musi stanowić punkt wyjścia dla wszystkich rozważań ekonomicznych. Aby móc sprzedać ciepło i prąd odbiorcy końcowemu, przedsiębiorstwo eksploatujące musi zaoferować korzystniejsze taryfy na ciepło od porównywalnych taryf na olej grzewczy. Jako przykład: według taryfy na ciepło przesyłane na odległość wytwarzane w oparciu o biomasę opłata wynosi około 0,06 € / kWh, w porównaniu do ciepła uzyskanego w oparciu o olej grzewczy, za które opłata wynosi około 0,07€/kWh. Opłaty te jednak, podobnie jak ceny za energię elektryczną, kształtują się w sposób zróżnicowany w różnych regionach Austrii.

Przyjęto jednak w tym zakresie założenie wyjściowe, że projekty z zastosowaniem biomasy amortyzują w ciągu 10 do 15 lat.

Kolejnym ważnym punktem jest pomoc, jakiej udzielają przy realizacji projektów z wykorzystaniem biomasy państwo i Unia Europejska. Projekt w Admont uzyskał pomocy ze strony Unii Europejskiej w ramach programu THERMIE. Pomoc ta odnosi się tylko do projektów, w których wytwarzana jest w skojarzeniu energia elektryczna. Najwyższa, bo 50% kwota pomocy, którą otrzymała inwestycja w Admont, dotyczyła urządzeń ORC. Na inne urządzenia inwestorzy uzyskali pomoc w wysokości ok.35% z austriackich funduszy udzielanych w ramach programu ochrony środowiska .

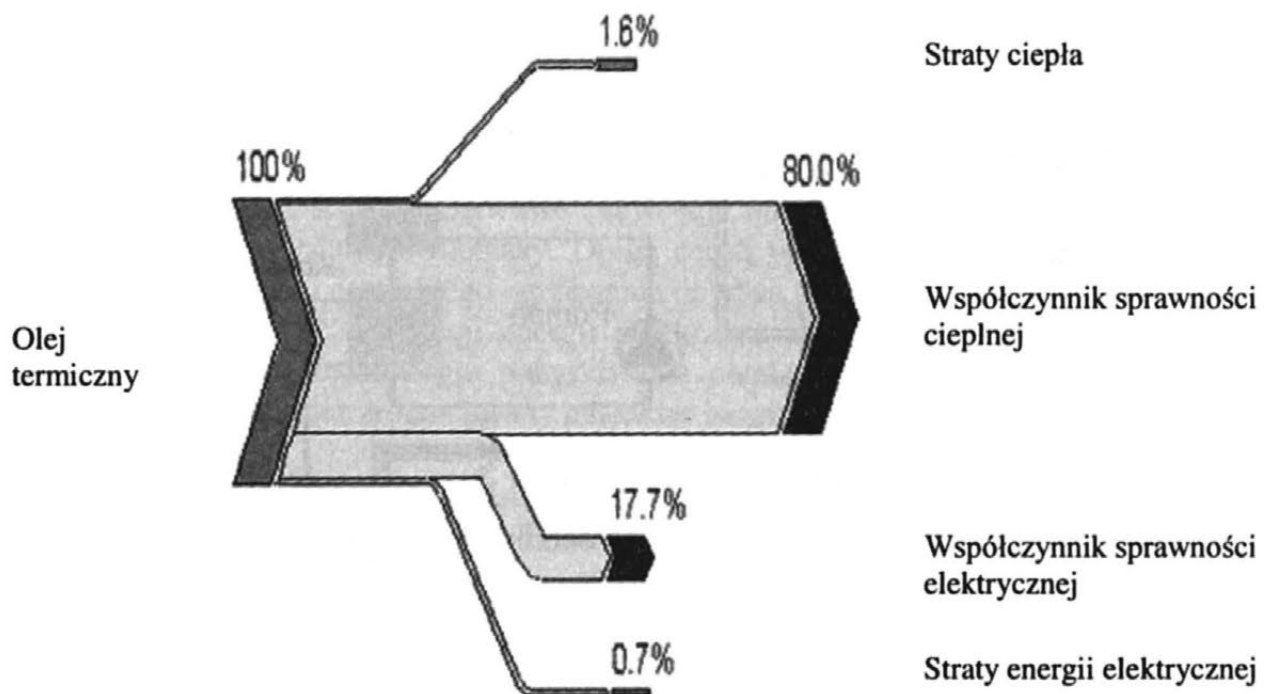


Fig. 3. Sprawność urządzeń ORC w Admont

Wspomniane wyżej programy ochrony środowiska mogą wykorzystywać także inne firmy austriackie, które chciałyby z nich finansować budowę podobnych obiektów pozyskujących w skojarzeniu energię i ciepło poza granicami Austrii. Ważne jest przy tym, aby inwestor austriacki posiadał co najmniej 51% udziałów we wspólnie eksploatowanej firmie. Dzięki takiemu wsparciu oraz korzystnym kosztom zakupu surowców można z pewnością zaliczyć obiekt w Admont do rentownych pod względem ekonomicznym. Przykład obiektu w Admont wykazuje, że warto być pionierem wykorzystującym nową technologię, nawet wtedy, gdy jest to związane z większym ryzykiem, ale przy istniejącym zabezpieczeniu środków na pomoc ze strony Unii Europejskiej.

### **3. POZYSKIWANIE W SKOJARZENIU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA Z WYKORZYSTANIEM BIOMASY – MIEJSKA ELEKTROCIEPŁOWNIA W LIENZ , TYROL WSCHODNI**

Drugim projektem jest budowę nowego systemu zaopatrzenia w energię miasta powiatowego Lienz. Dolinę Lienz odgrodzoną pasmami górskimi Hohe Tauern i Dolomitami zamieszkuje około 21.000 osób, z czego 13.000 zamieszkuje samo miasto Lienz. Struktura zaopatrzenia w ciepło opierała się w 47% na małych kotłowniach domowych na paliwa kopalne. Rosnące zapotrzebowanie na energię i wynikające z tego obciążenie środowiska, a szczególnie zanieczyszczenie powietrza z powodu nizinnego położenia, stanowiły okazję dla samorządu miasta do stworzenia w tym regionie projektu pozyskiwania energii z biomasy. Przy aktywnym współdziałaniu miejskiej rady do spraw energii i zespołu doradczego Kraju Związkowego Tyrolu oraz mieszkańców zostały zebrane i opracowane postulaty i propozycje w zakresie poprawy sytuacji energetycznej w regionie. Następnie w roku 2000 propozycje te zostały opracowane, przy wsparciu ze strony Unii Europejskiej w ramach 5-tego programu ramowego rozwoju i zastosowania technologii badawczych, we współpracy wielu biur projektowych i Uniwersytetu we Freibergu.

Powstał projekt, w którym pokazano, jak należy kształtować w przyszłości zaopatrzenie regionu w energię zgodnie z zaleceniami Białej Księgi Unii Europejskiej. W celu radykalnej poprawy stanu powietrza w regionie całe zaopatrzenie w ciepło powinno bazować na rozwiązaniach przyjaznych środowisku. Z uwagi na fakt, że w dolinie Lienzu słońce świeci przeciętnie w roku około 2000 godzin, do wytwarzania energii wykorzystano w tym projekcie energię słoneczną, jak też zastosowano miejscowe źródła energii odnawialnej w postaci biomasy do pozyskiwania ciepła, a za pomocą procesów ORC także do produkcji energii elektrycznej. Rezultat tego studium został zrealizowany w następnych latach. W tym celu poszukiwano właściwych partnerów, którzy byliby odpowiedzialni za realizację i eksploatację obiektu. Optymalne rozwiązanie zaoferowało samorządowi miejskiemu lokalne przedsiębiorstwo zaopatrzenia Tyrolu w energię – Tiwag, we współpracy z ciepłownią ze Styrii jako partnerem. Została utworzona spółka Ciepłownia Miejska Lienz – Produkcja i Dystrybucja sp. z o.o., a w latach od 2001 do 2002 zostały zbudowane urządzenia z wykorzystaniem biomasy. W trzech etapach została położona sieć do przesyłu ciepła o długości 37,5 km. Ciepłownia o wydajności całkowitej 26 MW pozyskuje konieczne ilości energii z biomasy, bardzo lekkiego oleju opałowego do pokrycia szczytowego obciążenia oraz z urządzenia do pozyskiwania energii słonecznej o wielkości 630 m<sup>2</sup>. Urządzenie pozyskuje z biomasy nie tylko energię cieplną, lecz także prąd za pomocą specjalnie dla tego urządzenia zaprojektowanego procesu ORC o elektrycznej mocy znamionowej 1 MW. Oto kilka danych technicznych:

* Moc cieplna kotłowni	24 MW
* Energia odzyskana	3 MW
* Moc elektryczna kotłowni	1 MW
* Powierzchnia kolektorów słonecznych	630 m <sup>2</sup>
* Energia z kolektorów słonecznych	250 MWh/a
* Energia z biomasy	60 GWh/a

* Oszczędność energii	15 GWh/a
* Oszczędność oleju opałowego i jego ekwiwalentów	7.800 t/a
* Redukcja CO <sub>2</sub>	25.000 t/a
* Zrębki	100.000 Srm/a

W Lienz nie ma możliwości pozyskiwania biomasy z własnych źródeł, jak w Admont. Skupowane drewno jest droższe, ale za to wyższej jakości i co za tym idzie o wyższej wartości opałowej. Do spalania nie stosuje się kory i gałęzi.

Ekonomiczna strona projektu przedstawia się następująco: Wartość inwestycji w regionie wynosi około 23,11 milionów €. Podstawowym założeniem projektu finansowego było uzyskanie pomocy w wysokości około 30%. Projekt został wsparty austriackim kredytem komunalnym oraz środkami z Komisji Europejskiej w ramach 5-tego programu ramowego DGTREN (Directorate-General for Energy and Transport). Przez to zostanie osiągnięty dynamiczny czas amortyzacji wynoszący 12 lat. Tego rodzaju wielkość jest typowa dla ciepłowni z wykorzystaniem biomasy.

Urząd miasta oddał dla celów realizacji projektu teren we wschodniej części miasta. Teren ten jest bardzo korzystnie położony z punktu widzenia zakładów produkcyjnych i transportu biomasy. Taka lokalizacja umożliwiła również przyłączenie wielu obiektów przemysłowych i rzemieślniczych oraz miejskiej sieci ciepłowniczej. Dodatkowa zaletą jest położenie w strefie zabudowy przemysłowej, dzięki czemu uzyskiwanie zezwoleń na budowę i działalność nie nastęrczało trudności.

Zalety tego projektu stanowią:

- Istotna poprawa w zakresie zanieczyszczenia powietrza dzięki zmianie struktury z pojedynczych palenisk na nowoczesną i przyjazną dla środowiska ciepłownię miejską.
- Zastosowanie, w okresie przejściowym, w wielu domach izolacji cieplnych, co poprawiło jakość obiektów mieszkalnych i przyniosło dodatkowy potencjał oszczędności energii.
- Przystawienie na nośnik energii w postaci biomasy, przyjazny dla środowiska i neutralny pod względem CO<sub>2</sub>, co dało oszczędności około 7.800.000 litrów oleju opałowego.
- Przyczynienie się do rozwoju lokalnej turystyki poprzez korzystny wpływ na czystość powietrza w dolinie Lienz

Za zastosowanie tych nowatorskich rozwiązań w zakresie efektywności energii i odnawialnych nośników energii ciepłownia Lienz została odznaczona nagrodą Energy Globe Austria 2002.

#### 4. PODSUMOWANIE

Wartym podkreślenia jest, że podobne projekty energetyczne z zastosowaniem biomasy mogą być realizowane w Polsce przy wykorzystaniu funduszy z programów oferujących pomoc Unii Europejskiej. Najważniejsze z nich to:

- PHARE jest główną inicjatywą Unii Europejskiej, której celem jest udzielanie finansowego wsparcia w przypadku restrukturyzacji politycznej i gospodarczej.
- ISPA, przewidziana do roku 2006 ma na celu poprawę infrastruktury i zastosowanie środków mających na celu ochronę środowiska. Wysokość pomocy dla Polski 30 – 37%.
- SAPARD, został pomyślany i służy jako środek pomocy dla rolnictwa i ma na celu przestawienie zakładów produkcji rolnej.
- TACIS pomoc przy opracowaniu business-planów w celu rozwoju regionalnego.
- LIVE pomoc w zakresie badań i rozwoju projektów pilotażowych istotnych dla środowiska.
- Austriacki kredyt komunalny wspierający inwestorów austriackich „Subwencja eksportowa“
- AWG ( poprzednio FGG) finansuje i wpiera projekty wykorzystujące biomasę, obejmuje jednak tylko firmy austriackie, które realizują projekty w Polsce.

Mimo, podkreślanej już poprzednio i dotyczącej tak Austrii, jak i Polski złudnej drogi, którą należy pokonać, aby powołać do życia i zrealizować lokalne projekty energetyczne istotne są zalety, które dają gminom takie inwestycje. Podane przykłady przyjaznych środowisku inwestycji w Admont i Lienz, które podnoszą atrakcyjność turystyczną okolicy dzięki poprawie czystości powietrza, oferują lokalnej społeczności dodatkowe dochody ze sprzedaży biomasy, tworzą nowe miejsca pracy i uniezależniają gminy od zakupu energii z zewnątrz, powinny zachęcić do podobnych działań gminy w Polsce.

Oto schemat blokowy obrazujący potencjalny przebieg pozytywnej realizacji w Polsce projektów z wykorzystaniem biomasy oraz innych mających na celu poprawę infrastruktury komunalnej.

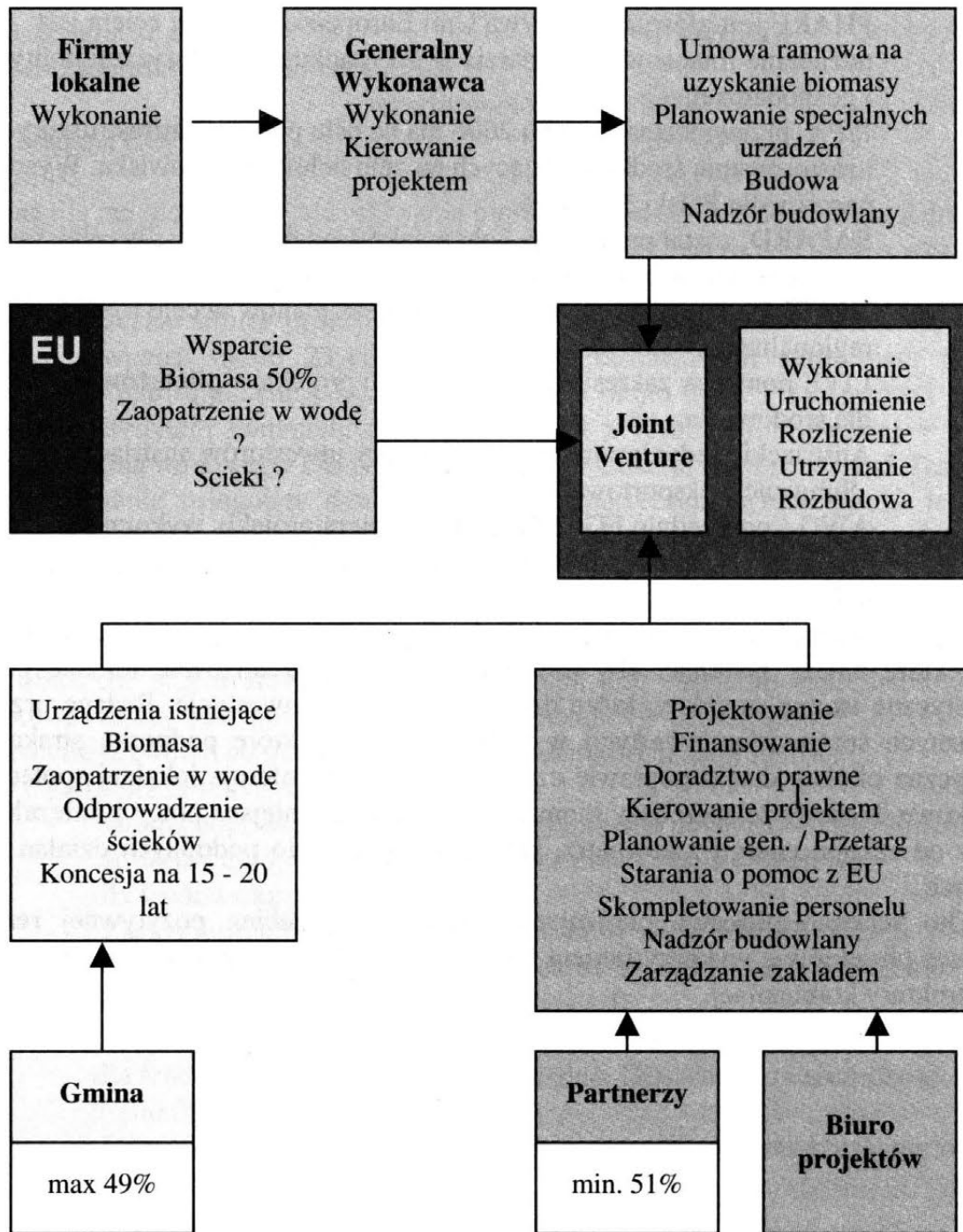


Fig. 4. Schemat blokowy realizacji inwestycji

Ministerstwo Rolnictwa

– *Material przygotowany na posiedzenie  
Sejmowej Komisji Rolnictwa i Rozwoju Wsi*

## MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA SUROWCÓW ROLNICZYCH DO CELÓW ENERGETYCZNYCH

### Wstęp

Rozwój energetyki odnawialnej w ostatnich latach jest częścią zakrojonych na szeroką skalę przedsięwzięć związanych z ochroną środowiska. Wynika on przede wszystkim z rosnącej świadomości, że obecne zasoby surowców energetycznych wobec skali ich wykorzystania muszą ulec wyczerpaniu. Zasoby paliw tradycyjnych są dobrze udokumentowane, termin ich wyczerpania jest kwestią czasu przewidywanego na około 50 lat w przypadku ropy naftowej, i na około 200 lat w przypadku węgla. Zużycie mineralnych surowców energetycznych powoduje wprowadzanie do atmosfery znacznych ilości gazów co skutkuje powolną, ale już zauważalną zmianę jej składu, co w konsekwencji prowadzić może do zmian klimatu w skali całego globu.

Na tym tle uzasadnione jest podejmowanie działań, które z jednej strony prowadziłyby do ograniczania zużycia surowców energetycznych (zredukowanie potrzeb), a z drugiej strony poszerzały zakres stosowania takich form energii, które są odnawialne. Im szybszy jest cykl odnawiania, tym bardziej atrakcyjne może być takie źródło energii.

Niektóre źródła energii odnawialnych ludzie wykorzystywali od wieków np. energię płynących wód wiatru, energię geotermalną i słoneczną lub ciepło ze spalanych roślin. Obecnie większość energii pozyskiwana jest poprzez spalanie różnych mineralnych surowców energetycznych. Produkcja roślin w celach energetycznych nie jest jeszcze powszechnie uważana za absolutną konieczność, ale w pewnych warunkach może być ekonomicznie opłacalna oraz społecznie i gospodarczo uzasadniona.

Do zasadniczych czynników warunkujących rozwój energii odnawialnych w oparciu o biomasę zaliczyć można:

- kończące się zasoby energetyczne pochodzenia mineralnego,
- emisję gazów takich jak dwutlenek węgla, tlenki siarki i wpływ tych gazów na możliwość zmiany klimatu w skali globalnej,
- nadprodukcję żywności w krajach wysokorozwiniętych i powiększającą się rezerwa gruntów rolnych, którą można wykorzystać pod uprawy nie związane z produkcją żywności np. dla celów energetycznych,

- możliwość zatrzymania ludności na terenach wiejskich i zatrudnienia jej przy uprawach energetycznych.
- konieczność zapewnienia odpowiedniej i stabilnej **bazy surowcowej**,
- dostępność **technologii** użytkowania biomasy w celach energetycznych,
- atrakcyjność **cen** produktów energetycznych z biomasy.

Nałożenie się na siebie wymienionych czynników daje szansę wykorzystania biomasy w celach energetycznych na większą skalę. Każdym z wymienionych elementów w pewnym zakresie można sterować. Na przykład w ramach polityki ochrony środowiska, w połączeniu z polityką fiskalną, państwo może w znacznym stopniu oddziaływać na poziom cen, a poprzez programy badawcze przyspieszać rozwój technologiczny. Fiskalizm jest najszybszym i teoretycznie najprostszym sposobem wpływania na skalę użytkowania biopaliw. Element fiskalny (lub nakazowy) wykorzystywany niezgodnie z preferencjami rynkowymi grozić może poważnymi konsekwencjami dla całej gospodarki ponieważ najczęściej wzajemne relacje cen pomiędzy różnymi produktami stanowią system skomplikowanych powiązań i nie sposób nieraz z góry przewidzieć końcowego efektu poczynionych zmian.

W praktyce decydującym warunkiem jest rynkowa **cena** nośnika energetycznego. W gospodarce rynkowej to nabywca ostatecznie będzie decydował, jaki produkt jest dla niego najbardziej opłacalny i atrakcyjny.

## I. BAZA SUROWCOWA I UWARUNKOWANIA PRODUKCYJNE

Tabela 1. Źródła biopaliw ciekłych i możliwości ich zastosowania

Biopaliwo	Roślina	Proces konwersji	Zastosowanie
Bioetanol	Zboża, ziemniaki, topinambur itp.	Hydroliza i fermentacja	Dodatek do benzyny
	Buraki cukrowe itp.	Fermentacja	Dodatek do benzyny
	Uprawy energetyczne, słoma, rośliny trawiaste	Obróbka wstępna, hydroliza i fermentacja	Dodatek do benzyny
Biometanol	Uprawy energetyczne	Gazyfikacja lub synteza metanolu	Ogniwa paliwowe
Olej roślinny	Rzepak, słonecznik, itp.	-	Dodatek do ON lub paliwo samoistne
Biodiesel	Rzepak, słonecznik, itp.	Estryfikacja	Dodatek do ON lub paliwo samoistne
Bio-olej	Uprawy energetyczne	Piroliza	Substytut ON lub benzyny

Wg ECBREC

Wielkość bazy surowcowej w obecnych uwarunkowaniach krajowych sprowadza się do zagospodarowania na cele energetyczne produktów ubocznych oraz nadwyżek

produkcji rolnej, które nie zostały zagospodarowane na rynku spożywczym. Podejmowane są działania do wykorzystania na cel energetyczny dodatkowej produkcji z gruntów obecnie odłogowanych. Po akcesji Polski do UE, na cele energetyczne będzie można wykorzystać uprawy z gruntów, które będą musiały być wyłączone z produkcji rolnej ze względu na limity produkcyjne.

Poniższa tabela zawiera krótką informację o podstawowych źródłach biopaliw ciekłych, które można pozyskać z krajowych surowców rolniczych.

Według ocen oficjalnego dokumentu rządowego z września 2000 r. pt. "Strategia Rozwoju Energetyki Odnawialnej" wykorzystanie zasobów energii odnawialnej w 1999 r. kształtowało się następująco.

Tabela 2. Wykorzystanie energii odnawialnej w Polsce w 1999 r.

Wyszczególnienie	Produkcja energii ze źródeł odnawialnych w 1999 r.	
	PJ	%
Biomasa	101,8	98,05
Energia wodna	1,9	1,83
Energia geotermalna	0,1	0,1
Energia wiatru	0,01	0,01
Energia promieniowania słonecznego	0,01	0,01
Ogółem	103,82	100

Z położenia geograficznego oraz uwarunkowań geofizycznych wynikających z położenia Polski, a także opracowanej między innymi na podstawie tych przesłanek "Strategii ..." wynika, że w warunkach polskich największe nadzieje na wykorzystanie, jako odnawialne źródło energii, są wiązane z **biomasą**. Jej udział w bilansie paliwowym energetyki odnawialnej w Polsce rośnie z roku na rok. Biomasa może być używana na cele energetyczne w procesach bezpośredniego spalania biopaliw stałych (drewna, słomy), gazowych w postaci biogazu lub przetwarzana na paliwa ciekłe (olej, alkohol).

### 1. Biopaliwa stałe

W warunkach polskich, w najbliższej perspektywie można spodziewać się znacznego wzrostu zainteresowania wykorzystaniem biopaliw stałych - drewna i słomy. Polskie rolnictwo produkuje rocznie ok. 25 mln ton słomy (głównie zbożowej i rzepakowej) oraz siana. Słoma jest częściowo wykorzystywana jako ściółka i pasza w hodowli zwierząt oraz do nawożenia pól. Od 1990 r. rosną nadwyżki słomy i występują one przede wszystkim w gospodarstwach rolnych północnej i zachodniej Polski, głównie na terenach byłych PGR. Znaczna część nadwyżek wypalana jest na polach, co powoduje poważne zagrożenia dla środowiska i zdrowia mieszkańców.

W Polsce w strukturze produkcji dominuje słoma:

- zbóż (92,6%),
- roślin oleistych jak rzepak (5,1%) oraz
- roślin strączkowych (2,3%).

Wg dostępnych opracowań stosunek słomy do plonu ziarna kształtował się następująco.

Tabela 3. Stosunek słomy do plonu ziarna zbóż (średnie z 14 RZD IUGN z lat 1984-1989)

Poziom plonu ziarna (t/ha)	Zboża ozime				Zboża jare		
	Pszenica	Pszenżyto	Żyto	Jęczmień	pszenica	jęczmień	owies
2,01-3,0	0,86	1,18	1,45	0,94	1,13	0,78	1,05
3,01-4,0	0,91	1,13	1,44	0,80	0,94	0,86	1,08
4,01-5,0	0,91	1,14	1,35	0,70	0,83	0,77	1,05
5,01-6,0	0,92	1,13	1,24	0,71	0,81	0,72	1,01
6,01-7,0	0,90	0,94	-	-	-	0,68	-
7,01-8,0	0,83	-	-	-	-	0,67	-

Plon ziarna = 1

Źródło: Harasim A. 1994: Relacja między plonem słomy i ziarna u zbóż. Pamiętnik Puławski, Zeszyt 104, s. 56.

Z prowadzonych badań wynika, że dotychczas w 95% użytkowana słomy wykorzystywana była w produkcji zwierzęcej dla celów paszowych i na ściółkę. Od 1983 r. zbiory słomy zaczęły przewyższać zapotrzebowanie wynikające z produkcji zwierzęcej. Dla lat 1995-2000 średnia roczna nadprodukcja słomy szacowana jest na 13,6 mln ton<sup>1</sup>. Wielkość tą należy skorygować ponieważ część słomy powinna być przyorywana w celu utrzymania zrównoważonego bilansu substancji organicznej w glebie. Podstawę rachunku stanowią współczynniki reprodukcji i degradacji substancji organicznej w glebie. Z szacunków wynika, że w latach 1999-2000 średniorocznie na przyoranie należało przeznaczyć około 2,5 mln ton słomy. Zatem do wykorzystania na inne cele pozostało około 11,1 mln ton słomy.

Ekologiczne spalanie biomasy w celach energetycznych odbywa się w kotłach o specjalnej konstrukcji i wysokiej sprawności, które charakteryzują zwiększone powierzchnie wymiany ciepła i lepsze mieszanie spalin przy dużych współczynnikach nadmiaru powietrza. Kotły takie posiadają specjalne komory spalania wyposażone w ruszty stałe lub ruchome, projektowane do spalania różnych odpadów drzewnych.

W unijnych krajach europejskich powszechne, a w Polsce coraz większe zastosowanie mają kotły opalane zrębkami drzewnymi i pastylkami prasowanymi z trocin. Kotły te pozwalają na automatyczne, jednorazowe zasilanie w paliwo zasypywane z silosa. Zazwyczaj stosowany jest podajnik paliwa typu stoker. Dla zapewnienia opłacalności instalacji takiego rodzaju kotła konieczna jest masowa produkcja zrębków lub pastylek stanowiących jego wsad.

Obecnie w kraju produkowane są małe kotły węglowe zasilane za pomocą podajników typu stoker. W kotłach tych można również spalać zrębki i trociny. Regulowany dopływ paliwa i powietrza zapewnia wysokie sprawności kotłów.

Tabela 4. Bilans słomy w układzie województw (w tys. ton)

<sup>1</sup> "Słoma energetyczne paliwo" Anna Grzybek, Piotr Gradziuk, Krzysztof Kowalczyk W-wa 2001

Tabela 4. Bilans słomy w układzie województw (w tys. ton)

Wyszczególnienie	Produkcja słomy			Zapotrzebowanie na słomę		Saldo
	Zboża podstawowe z mieszankami	Rzepak	Razem	Pasza i ściółka	Na przeoranie	
Dolnośląskie	2006	174	2180	369	1310	501
Kujawsko-pomorskie	2111	101	2212	991		1221
Lubelskie	2564	45	2609	1104	16	1489
Lubuskie	613	40	653	180	258	215
Łódzkie	1560	11	1571	976		595
Małopolskie	864	6	870	793		77
Mazowieckie	2699	23	2722	1876		846
Opolskie	1323	125	1448	348	201	899
Podkarpackie	843	13	856	647		209
Podlaskie	1162	2	1164	1214		-50
Pomorskie	1409	75	1484	542		942
Śląskie	728	27	755	347		408
Świętokrzyskie	837	6	843	553		290
Warmińsko-mazurskie	1532	84	1616	776		840
Wielkopolskie	3622	145	3767	1929		1838
Zachodniopomorskie	1667	168	1835	359	680	796
<b>POLSKA</b>	<b>25540</b>	<b>1045</b>	<b>26585</b>	<b>13004</b>	<b>2465</b>	<b>11116</b>

Na rynku funkcjonuje ok. 20 producentów i importerów oferujących zautomatyzowane instalacje kotłowe opalane odpadami drzewnymi. Koszty inwestycyjne instalacji szacować można w zakresie 500-1000 zł/kW. Zwiększające się zainteresowanie dotyczy kotłów małej mocy, wykorzystywanych na potrzeby gospodarstw i domków indywidualnych. Funkcjonuje ok. 10 producentów niskotemperaturowych kotłów grzewczych na drewno małej mocy 20-80 kW. Koszt zakupu jednostki mocy zainstalowanej (bez adaptacji kotłowni) szacuje się na 130-150 zł/kW.

Słoma jest paliwem trudnym do prawidłowego spalania. Przy konwencjonalnym spalaniu, podobnym do spalania węgla, sprawności procesu wynoszą od zaledwie 35 % do 70%. Przyczyną jest niewystarczające wymieszanie paliwa z powietrzem, wskutek czego wiele części palnych nie ulega spalaniu. Warunkiem spalania słomy jest utrzymanie jej wilgotności poniżej 20%, najlepiej ok. 15%.

Nowoczesne kotły do spalania słomy pozwalają na spalanie słomy i innych biopaliw ze sprawnością 80-90% i przy bardzo niskiej emisji gazów.

Szacuje się, że do ogrzania domu jednorodzinnego potrzebne są zbiory słomy z powierzchni ok. 5 ha. Dom o powierzchni ogrzewanej 100 m<sup>2</sup> i potrzebach energetycznych 100 kWh/m<sup>2</sup> rok można ogrzać zużywając rocznie 5 ton słomy przy sprawności kotłów 75%. Kotły na słomę są w większości gospodarstw włączone do sieci centralnego ogrzewania obok tradycyjnego pieca, co pozwala zachować bezpieczeństwo energetyczne na wypadek braku słomy. Takie rozwiązanie jest możliwe w przypadku wystarczającej powierzchni pomieszczeń kotłowni. W zabudowie zwartej można

budować kotłownie opalane słomą zasilające 2 lub 3 budynki, co obniża jednostkowe koszty inwestycji. Potencjalnymi użytkownikami ciepłowni średniej i małej mocy mogą być również osiedla wiejskie, szkoły, urzędy gmin, ośrodki zdrowia i inne obiekty.

Czynnikiem ograniczającym szerokie zastosowanie słomy jako paliwa są wysokie koszty inwestycyjne, przy niższych kosztach eksploatacyjnych. Niezależne szacunki kosztów słomy do celów energetycznych wskazują, że cena pozyskania jednej tony słomy oparta na kosztach przygotowania słomy do spalania (bele prostokątne i okrągłe) wynosi od 80 do 100 zł na tonę. Istotnym warunkiem efektywności ekonomicznej jest stopień wykorzystania mocy kotła. Na rynku działa obecnie ok. 10 producentów i importerów kotłów grzewczych opalanych słomą. Ceny kompletnych systemów opalanych słomą są 1,5 - 2 razy wyższe niż dla kotłów opalanych drewnem.

W ostatnich latach zauważalne jest duże zainteresowanie uprawami wieloletnimi, charakteryzującymi się dużymi przyrostami biomasy, na cele energetyczne, a m.in.:

- wierzba energetyczna,
- ślazowcem pensylwańskim,
- topinamburem,
- trawami wieloletnimi (trzciny, *miscanthus*, itp.)

## 2. Biopaliwa ciekłe

Podstawowymi biopaliwami ciekłymi pochodzenia rolniczego są spirytus etylowy oraz ester metylowy oleju rzepakowego. W Polsce produkcja estru dla celów paliwowych na większą skalę dotychczas nie została uruchomiona.

### Surowce do produkcji bioetanolu

Do roślin, z których można wytwarzać biopaliwa ciekłe zaliczają się wszystkie rośliny zawierające skrobię, a więc zboża, ziemniaki, oraz zawierające cukier czyli buraki cukrowe.

Do wyprodukowania 1 dm<sup>3</sup> spirytusu etylowego potrzeba alternatywnie około:

- 12,5 kg ziemniaków,
- 3,0-3,3 kg zboża,
- 12,5 kg buraków,
- 3,3 kg melasy.

Tabela 5. Możliwości produkcji spirytusu surowego z 1 ha upraw

Rodzaj uprawy	Plon (q/ha) dla 2001 r.	Zawartość skrobi/cukru (%)	Produkcja a 1 ha	
			q skrobi/cukru	hl spirytusu surowego
Żyto	24,3	66-73	16,0-17,7	8,1-7,3
Pszenica	35,3	64-70	22,6-24,7	11,8-10,7
Kukurydza	60,7	67	40,67	18,4-20,2
Ziemniaki	162	15-25	24,3-40,5	13
Buraki cukrowe	358	10-14	35,8-50,1	21,1-29,5

Dane wg GUS i obliczenia własne

Do wytwarzania bioetanolu wykorzystywane są głównie żyto i ziemniaki oraz melasa. Struktura wykorzystania tych produktów zmienia się na przestrzeni lat w zależności od wzajemnych relacji cenowych.

Dane<sup>2</sup> dotyczące produkcji spirytusu surowego i etanolu z surowców rolniczych (w mln. litrów) zestawiono w poniższej tabeli.

Tabela 6. Produkcja spirytusu surowego i etanolu z surowców rolniczych w latach 1994-2002

Produkt	Rok								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Spirytus surowy	210	245	278	240,6	208	167,2	173,3	181	210
Etanol – spirytus odwodniony	27	63	100,9	110,6	99,8	88,5	51,5	69,4	82,8
Stosunek % produkcji etanolu do produkcji spirytusu surowego	12,9%	25,7%	36,3%	46,0%	48,0%	52,9%	29,7%	38,3%	39,4%

Podstawowe surowce wykorzystywane w kolejnych latach do produkcji spirytusu surowego oraz stopień wykorzystania do tego celu rocznych zbiorów żyta i ziemniaków przedstawiono w tabeli 7.

Tabela 7. Podstawowe surowce wykorzystane w Polsce do produkcji spirytusu etylowego

Podstawowe surowce wykorzystane do produkcji spirytusu etylowego					
Rok	Ilość surowca w tys. ton			Udział w rocznych zbiorach w %	
	Żyto	Ziemniaki	Melasa	żyta	Ziemniaków
1995	664,8	649,0	0,0	10,6	2,6
1996	680,0	640,0	31,0	12,0	2,4
1997	630,5	370,6	50,0	11,9	1,8
1998	522,0	216,0	76,0	9,2	0,8
1999	378,0	112,0	107,0	7,3	0,6
2000	176,5	118,7	38,8	4,4	0,5

<sup>2</sup> Sytuacja i problemy branży spirytusowej - MPiPS; Warszawa, kwiecień 2001

Dzisiaj i w przewidywanej przyszłości możliwości produkcyjne surowców rolniczych nie stanowią bariery dla produkcji bioetanolu. Problem może pojawiać się przy zagospodarowaniu produktów ubocznych, których ilość wcale nie jest mała.

Wg informacji Instytutu Biotechnologii Przemysłu Rolno-Spożywczego, przy przerobieniu surowców skrobiowych można liczyć, że ilość uzyskiwanego wywaru przewyższa od 11 do 14 razy ilość produkowanego spirytusu 100%. Trudna sytuacja gospodarcza w krajowym gorzelnictwie sprawia, że nie wszystkie zarejestrowane gorzelnie kontynuują produkcję. W sezonie 2002/2003 zgłosiło gotowość do podjęcia działalności 776 gorzeln<sup>3</sup>, z których około 340 uruchomiło produkcję. Krajowe gorzelnie w 80% produkują spirytus z żyta oraz w 10% z ziemniaków, przy szacowanym poziomie produkcji około 225 mln litrów spirytusu surowego oznacza to, że w procesie produkcyjnym powstaje około 2,5 miliarda litrów wywaru o zawartości suchej masy około 10%. Skład chemiczny wywarów gorzelnicznych charakteryzuje zawartość kilku procent węglowodanów, białka surowego, a ponadto błonnik, związki mineralne i tłuszcz w ilościach poniżej jednego procenta każdy. Z tych powodów wywar może być traktowany jako dodatek do pasz. Jednak na terenach gdzie nie prowadzi się hodowli zwierząt wywar jest traktowany jako odpad, którego utylizacja stanowi istotny problem branży spirytusowej.

W warunkach krajowych obecny cykl produkcji bioetanolu jest przynajmniej dwuetapowy:

- a) produkcja spirytusu surowego w gorzelniach rolniczych,
- b) odwadnianie spirytusu surowego do uzyskania parametrów wymaganych normą PN "Spirytus absolutny".

Proces odwadniania spirytusu surowego na przestrzeni ostatnich kilku lat został bardzo unowocześniony. Wprowadzone zostały sита molekularne oraz procesy odwadniania na membranach. Dzięki temu obniżona została energochłonność procesu.

W Polsce odnotowuje się prawie zupełny brak produkcji spirytusu z buraków cukrowych, podczas gdy np. we Francji większość produkcji spirytusu dla celów paliwowych wytwarzana jest z buraków cukrowych.

Możliwości zmiany tego stanu istnieją, gdyż w Polsce są biura projektowe specjalizujące się w budowie cukrowni oraz produkcji spirytusu.

Cena zakupu etanolu przez przemysł paliwowy uległa znacznemu obniżeniu na przestrzeni ostatnich lat. W ostatnim okresie cena ta oscylowała w granicach od 1,8 do 1,9 zł/l etanolu.

Wykorzystanie bioetanolu przez krajowy przemysł paliwowy jest bardzo dobrze opanowane od strony technologicznej. Bioetanol w sposób bezpośredni jest dodawany do benzyn w ilościach do 5%. Ponadto rafineria w Płocku opracowała i wdrożyła technologię produkcji eteru etylo-tert-butyłowego na bazie bioetanolu.

---

<sup>3</sup> Wg danych Krajowej Rady Gorzelnictwa i Produkcji Biopaliw potwierdzonych przez Dep. Przetwórstwa i Rynków Rolnych MRiRW

### Estry metylowe oleju rzepakowego – biopaliwo z rzepaku

Obserwuje się duże zainteresowanie różnych podmiotów gospodarczych i samorządów uruchomieniem wytwórni biopaliwa z rzepaku. W praktyce musi jednak istnieć szereg sprzyjających warunków aby powstał rozbudowany na dużą skalę rynek biopaliwa z rzepaku.

Potencjalna skala produkcji biodiesla w Polsce jest wystarczająca do dzisiaj szacowanych potrzeb. Zakładając, że z tony ziarna rzepakowego można uzyskać około 0,3 do 0,4 t oleju (w zależności od zastosowanej technologii), i przyjmując zakładaną wydajność w latach 2004-2010 na poziomie 2,6 - 2,9 ton ziarna z hektara, przy zbiorach na poziomie 1 mln ton można otrzymać do około 400 tys. ton paliwa.

O wzroście lub spadku zasiewów rzepaku decyduje realna gwarancja zbytu, a także wzajemna relacja cen rzepak-pszenica (w miesiącu sierpniu) kiedy podejmowane są decyzje o zasiewach. Relacja powinna wynosić jak 2:1 (rzepak-pszenica) aby oczekiwać wzrostu zasiewów.

Poza wykorzystaniem oleju rzepakowego do produkcji estru (biopaliwo z rzepaku) istnieje możliwość wykorzystania energetycznego również wyłoków rzepakowych. Z pozbawionych tłuszczu śrut i makuchów można wytworzyć 'pelety' (drobny granulat), który nadaje się do bezpośredniego spalania w kotłach lub w mieszankach z miałem węglowym. Z jednej tony ziarna rzepakowego można otrzymać około 0,6 t 'peletów' i około 0,4 t oleju. Z gospodarczego punktu widzenia, korzystniejszym byłoby maksymalne wykorzystanie śrut i makuchów do mieszanek paszowych, co pozwoliłoby na ograniczenie importu śrut olejnych, np. sojowej szacowanego na około 1 mld zł rocznie.

Tabela 9. Zbiory rzepaku i rzepiku w latach 1998-2002 w układzie województw (w tys. ton)

Wyszczególnienie	1998	1999	2000	2001	2002
<b>POLSKA</b>	<b>1099,1</b>	<b>1131,9</b>	<b>958,1</b>	<b>1063,6</b>	<b>1001,2</b>
1. Dolnośląskie	207,1	190,7	158,1	147,1	120,6
2. Kujawsko-pomorskie	78,4	105,0	97,4	140,0	127,7
3. Lubelskie	32,1	57,3	33,3	26,7	43,7
4. Lubuskie	37,4	52,1	27,8	35,4	28,4
5. Łódzkie	10,3	12,3	9,3	10,5	13,5
6. Małopolskie	5,7	5,0	6,0	4,8	5,5
7. Mazowieckie	14,7	26,1	20,0	21,7	40,2
8. Opolskie	165,1	123,1	126,7	120,0	105,9
9. Podkarpackie	13,6	16,0	9,3	9,8	13,3
10. Podlaskie	1,8	1,8	2,3	3,3	5,2
11. Pomorskie	78,2	76,2	74,2	67,7	81,3
12. Śląskie	35,8	26,9	27,0	26,1	27,1
13. Świętokrzyskie	6,2	6,9	5,1	6,6	6,1
14. Warmińsko-mazurskie	109,3	83,1	84,6	73,8	90,9
15. Wielkopolskie	157,6	159,2	131,6	181,4	146,8
16. Zachodniopomorskie	145,8	190,2	145,4	188,7	144,9

“Analizy rynkowe – Rynek rzepaku stan i perspektywy” – listopad 2002

Proces chemiczny, polegający na przetwarzaniu oleju na paliwo, znany jest od dawna. Istnieje wiele różniących się szczegółami rozwiązań technologicznych, pozwalających uzyskać paliwo w drodze estryfikacji olejów roślinnych. Każdy z tych procesów wymaga użycia oleju roślinnego, alkoholu i katalizatora. Szczegółowe rozwiązania technologiczne różnią się głównie stopniem oczyszczenia uzyskiwanych produktów, w tym szczególnie fazy glicerynowej oraz zakresem utylizacji odpadów nie nadających się do wykorzystania.

W latach 1994-1997 Instytut Budownictwa Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa realizował, zamówiony przez ówczesne Ministerstwo Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej, projekt badawczy pt. "EPAL polskie paliwo rzepakowe do silników wysokoprężnych". W wyniku realizacji projektu wybudowana została agrorafineria w Mochelku k/Bydgoszczy o zdolności produkcyjnej, umożliwiającej przetworzenie na paliwo 1 500 ton nasion rzepaku rocznie. Jednym z celów projektu realizowanego przy współpracy Instytutu Lotnictwa, CHEMADEX-u i Akademii Techniczno-Rolniczej w Bydgoszczy było rozpoznanie, czy w warunkach niewielkich instalacji możliwe jest wytworzenie substytutu oleju napędowego z rzepaku oraz jakiej jakości paliwo można otrzymać w takich obiektach. W Instytucie Lotnictwa przygotowano projekt polskiej normy dla paliwa (PrPN-C-40030) oraz wykonano szereg silnikowych i eksploatacyjnych badań uzyskanego paliwa. W 1997 roku projekt badawczy został zakończony. W wyniku realizacji projektu stwierdzono, że uzyskany produkt spełnia wymagania określone dla paliw płynnych stosowanych w silnikach wysokoprężnych i może być z powodzeniem stosowany zamiast oleju napędowego.

W Europie proces produkcji estru na skalę przemysłową jest dobrze rozpoznany - istnieją gotowe technologie i urządzenia do jego wytwarzania. Instalacje takie można zakupić za granicą lub przystosować istniejące w zakładach chemicznych. Produkcja biopaliwa musi gwarantować uzyskanie wymaganej dla paliw jakości, a także w trakcie procesu produkcyjnego uwzględniać wymogi związane z ochroną środowiska. Warunki takie najłatwiej mogą być spełnione w dużych, przemysłowych jednostkach produkcyjnych.

## **II. WPŁYW CEN NA MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA BIOMASY W CELACH ENERGETYCZNYCH.**

Na praktyczne możliwości zastosowania paliw odnawialnych decydujący wpływ mają ceny surowców, oraz poniesione nakłady inwestycyjne. Biopaliwa stałe i ciekłe funkcjonują na rynkach konkurencyjnych i ich cena musi być atrakcyjna dla potencjalnego użytkownika.

Tabela 10. Porównanie kosztów spalania słomy i węgla<sup>4</sup>

Wielkość urządzenia	Zużycie na godzinę		Cena kg		Zaoszczędzenie na godz./sezon [PLN]
	Słoma [kg]	Węgiel [kg]	Słoma [PLN]	Węgiel [PLN]	
70 kW	19,4	14,6	0,06	0,162	1,20/4800
100 kW	27,6	20,8	0,06	0,162	1,71/6840
200 kW	55,4	41,6	0,06	0,162	3,42/13680
300 kW	83,0	62,4	0,06	0,162	5,13/20520
400 kW	110,7	83,2	0,06	0,162	6,84/27360
500 kW	138,3	104,0	0,06	0,162	8,55/34200
600 kW	166,1	124,8	0,06	0,162	10,25/41000
700 kW	193,7	145,6	0,06	0,162	11,96/47840
800 kW	221,4	166,4	0,06	0,162	13,67/54680
900 kW	249,1	187,2	0,06	0,162	15,38/61520
1000 kW	276,7	208,0	0,06	0,162	17,09/68360
2000 kW	528,9	416,0	0,06	0,162	35,71/142840
5000 kW	1322,2	1040,0	0,06	0,162	89,28/357120

## Założenia:

Zużycie słomy jest obliczone przy 100% pełnego obciążenia i wartości spalania słomy 4,2 MWh/t przy 15% wilgotności oraz 86% wydajności dla urządzenia do 1200 kW i 90% dla urządzenia powyżej 1200 kW.

Zużycie węgla jest obliczone przy 100% pełnego obciążenia i wartości spalania węgla typu "fine" 6,4 MWh/t oraz 75% wydajności.

Cena węgla jest podana przez spółkę ciepłowniczą Luban i zawiera koszty transportu. Cena słomy jest wyliczona przez Eko Energia System we Wrocławiu jako cena katalogowa.

Sezon grzewczy jest wyliczony na 4000 godzin, co odpowiada 1/2 roku.

Powyższe wyliczenia wskazują na atrakcyjność wykorzystania słomy. Zauważalne jest rosnące zainteresowanie uprawami energetycznymi wierzby (salix). Zainteresowanie takie przejawia energetyka profesjonalna (Zakłady Energetyczne Tychy, Ostrołęka), jak też ciepłownie ogrzewające spółdzielnie mieszkaniowe. Przygotowanie plonu do spalania nie powoduje trudności, ponieważ po przetworzeniu na zrębki drewno może być wykorzystane w dostępnych na rynku krajowym piecach przystosowanych do tego rodzaju paliwa.

<sup>4</sup> wyliczenia Krajowej Agencji Poszanowania Energii (KAPE)

### **Biopaliwa ciekłe – bioetanol i estry metylowe oleju rzepakowego**

Biopaliwa ciekłe są obecnie, po obciążeniu podatkiem akcyzowym, zdecydowanie droższe od paliw ropopochodnych. Opłacalność ich wykorzystania na cele paliwowe wynika wyłącznie ze stosowanego przez państwa zróżnicowania (obniżenia) stawek w podatku akcyzowym. Państwo świadomie rezygnuje z części dochodów aby promować tę produkcję w celu wspomaganie dochodów rolniczych, ochrony środowiska, tworzenia miejsc pracy oraz bezpieczeństwa paliwowego. Skala obecnego wsparcia z budżetu państwa wynosi w Polsce około 300 do 400 mln zł rocznie.

Z uwagi na fakt, że produkty uboczne (wywar, śruta i makuchy) stanowią masę zdecydowanie większą od masy wytwarzanych biokomponentów, możliwość zbytu i uzyskania odpowiedniej ceny za te produkty może mieć zasadniczy wpływ na cenę biopaliw ciekłych. Makuchy rzepakowe, poza rynkiem paszowym, można wykorzystać jako paliwo stałe w kotłach w mieszankach np. z miałem węglowym lub jako paliwo samoistne. Najgorszym rozwiązaniem byłaby konieczność traktowania tych produktów ubocznych jako odpadu, co spowodowałoby, zgodnie z ustawą o odpadach, konieczność ponoszenia przez producenta dodatkowych opłat karnych.

### **III. PERSPEKTYWY WYKORZYSTANIA SUROWCÓW ROLNYCH DO PRODUKCJI BIOPALIW**

Zobowiązania międzynarodowe wynikające z Konwencji ONZ w sprawie zmian klimatu oraz z Protokołu z Kioto do tej konwencji wymuszają szersze wykorzystania odnawialnych źródeł energii, co w warunkach polskich jest równoznaczne ze wzrostem zapotrzebowania na biomasę. Strategia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Unii Europejskiej ma stanowić uzupełnienie narodowych inicjatyw w zakresie niezbędnych rozwiązań prawnych, administracyjnych, gospodarczych i fiskalnych. W naszym kraju do realizacji tych zadań, wg aktualnego stanu prawnego, zobowiązuje wspomniana wcześniej „Strategia..” oraz rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. „w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz.U. Nr 122, poz. 1336). Odnawialne źródła energii, a zwłaszcza biomasa mogą mieć istotny udział w bilansie energetycznym poszczególnych województw, powiatów czy gmin. W konsekwencji mogą mieć również istotny wpływ na zwiększenie przychodów rolniczych, poprawę bezpieczeństwa energetycznego regionu, poprawę stanu środowiska, oraz na aktywizację gospodarczą regionów dotkniętych bezrobociem. Odnawialne źródła energii (biomasa) stwarzają nowe możliwości. Perspektywiczne wykorzystanie surowców rolnych do produkcji biopaliw zależne będzie od czynników takich jak:

- polityka gospodarcza,
- warunki rynkowe,
- rozwój technologiczny,
- zobowiązania międzynarodowe w zakresie ochrony środowiska.

Prognozę wykorzystania energii odnawialnej (OZE) w ogólnym bilansie energii pierwotnej w Polsce i UE zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 11. Prognoza wykorzystania energii odnawialnej (OZE) w ogólnym bilansie energii pierwotnej w Polsce i UE

Wyszczególnienie	Stan aktualny	2010 r.	2020 r.
Polska*	1,0 - 2,5%	7,5%	powyżej 14%
Unia Europejska	6%	12%	powyżej 20%

- - Strategia rozwoju energetyki odnawialnej przyjęta przez Rząd RP ( 5.09.2000 r.) i zatwierdzona przez Sejm RP (23.08.2001 r. )

Z danych zawartych w tabeli jednoznacznie wynika, że osiągnięcie założonych celów wymaga wprowadzenia rozwiązań prawnych ułatwiających wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, w tym również pozyskiwanych z biomasy. Rozwiązania te, aby były skuteczne, winny gwarantować trwałość istniejących lub wprowadzanych regulacji ekonomicznych i fiskalnych dla wszystkich uczestników rynku.

#### Termiczne przetwarzanie biomasy

Termiczne przetwarzanie biomasy stałej (drewno, słoma) w procesie **pirolizy**, inaczej zwanym suchą destylacją drewna albo destylacją rozkładową, polega na rozkładzie drewna bez dostępu powietrza, przeprowadzanym w retortach ogrzewanych gazami spalinowymi.

Produktami pirolizy drewna są:

- węgiel drzewny,
- gaz drzewny (zawierający dwutlenek węgla, tlenek węgla, metan i wodór),
- destylat wodny (zawierający kwas octowy, metanol i aceton) oraz
- smoła drzewna (złożona z homologów fenolu, krezotolu, gwajakolu, terpentyny, paku i in. substancji).

Obecnie jednym z atrakcyjniejszych technologicznie procesów termochemicznego przetwarzania drewna, słomy i odpadów jest otrzymywanie alkoholu metylowego.

W zależności od sposobu prowadzenia procesu otrzymuje się produkty w różnych proporcjach. W ten sposób można wytwarzać produkt osiągający najwyższą wartość rynkową. Poniżej zwrócimy uwagę na dwa rodzaje substancji, które odgrywają poważną rolę na rynku - węgiel drzewny, metanol i gaz.

Węgiel drzewny odgrywa poważną rolę w wielu gałęziach przemysłu chemicznego. W handlu znajduje się węgiel drzewny w trzech podstawowych rodzajach:

- węgiel generatorowy; zawierający 10-20% części lotnych,
- węgiel żarzony; zawierający do 4% części lotnych, otrzymany z węgla generatorowego przez żarzenie w temperaturze 750-850°C,
- węgiel aktywowany; występujący w różnych granulacjach i o różnych właściwościach związanych z charakterem jego powierzchni i strukturą porowatą.

Węgiel drzewny znajduje zastosowanie jako materiał opałowy, w przemyśle metalurgicznym, w przemyśle chemicznym oraz w rolnictwie jako domieszka do pasz oraz w celach leczniczych. Stosowany jest również do wyrobu węgla aktywnego, do

wyrobu elektrod i jako warstwa filtracyjna. Na przestrzeni ostatnich lat węgiel drzewny znalazł szerokie zastosowanie w turystyce jako paliwo stałe do grilla.

Metanol znajduje zastosowanie do produkcji: aldehydu mrówkowego, tworzyw sztucznych, włókien syntetycznych, oraz jako paliwo i rozpuszczalnik.

Duże ilości metanolu na świecie zużywa przemysł paliwowy do produkcji eteru metylo-tert-butyłowego (EMTB) oraz estrów metylowych wyższych kwasów tłuszczowych.

Zgazowanie drewna lub słomy można prowadzić w specjalnych generatorach dostarczanych na rynek przez wiele czołowych firm. W procesie tlenowo-parowego zgazowania rozdrobionej i wysuszonej biomasy otrzymywany jest syntetyczny metanol.

Innym procesem jest zgazowywanie drewna. W efekcie zgazowania uzyskuje się tlenek węgla CO, wodór H<sub>2</sub> oraz metan CH<sub>4</sub>. Nadal prowadzone są badania mające doprowadzić do poprawy konkurencyjności biopaliw z paliwami mineralnymi. Synteza metanolu jak i mieszaniny alkoholu czy węglowodorów dla paliw silnikowych na bazie drewna i słomy poprzez ich zgazowanie nie jest jednak konkurencyjna kosztami wytwórczymi w porównaniu z aktualnym przetwórstwem gazu ziemnego oraz ropy. Jest to jednak technologia perspektywiczna po wzroście cen ropy i gazu ziemnego o około 35% w stosunku do obecnych<sup>5</sup>.

Ograniczone zasoby surowców energetycznych, a w konsekwencji rosnące ceny energii w sposób zauważalny zwiększyły zainteresowanie biomasą pozyskiwaną z lasów, a także z wykorzystania na cele energetyczne produktów ubocznych upraw żywnościowych oraz pochodzącą ze specjalnych upraw energetycznych. Nie ma potrzeby do udowadniania, że wzrost zapotrzebowania na biomasę jest również szansą dla rolnictwa.

W perspektywie można oczekiwać znacznego udoskonalania technologii produkcji i użytkowania biopaliw oraz w zakresie przygotowania i przechowywania biopaliw, zarówno stałych jak i ciekłych. Wprowadzenie odpowiednich norm jakościowych wyszczególniających wymagane parametry paliw będzie stanowiło dla konsumentów gwarancję ich bezpiecznego stosowania.

Przewidywane powierzchnie upraw rolniczych z przeznaczeniem do produkcji biopaliw ciekłych, uwzględniające perspektywiczne założenia, wynikające z realnie istniejących możliwości surowcowych, technicznych i technologicznych, a także innych uwarunkowań wynikających z globalnego (krajowego) bilansu energetycznego oraz innych potrzeb jak ochrona środowiska, bezpieczeństwo energetyczne itp., zestawiono w załączniku

---

<sup>5</sup> W. Kotowski - Politechnika Opolska

## PRZEWIDYWANA POWIERZCHNIA UPRAW Z PRZEZNACZENIEM NA ENERGIĘ ODNAWIALNĄ

WYSZCZEGÓLNIENIE	Jedn.	Założony poziom produkcji i powierzchni upraw							Wariant maks.
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 około 5,75%	około 2020 około 10%
Powierzchnia uprawy rzepaku energetycznego	tys. ha	97	142	181	219	262	305	354	708
Średnie plony	ton/ha	2.6	2.7	2.7	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9
zbiór - na produkcję biodiesla	Tys. ton	252	383	489	613	760	896	1027	2053
Produkcja estrów	Tys. ton	101	153	196	245	304	358	411	821
Powierzchnia uprawy żyta - na bioetanol (przy założeniu, że produkcja odbywa się wyłącznie z żyta)	Tys. ha	362	385	391	413	426	451	480	835
Średnie plony	ton/ha	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6
Zbiór żyta na produkcję bioetanolu	Tys. ton	869	923	977	1031	1107	1173	1249	2171
Produkcja bioetanolu	Tys. m3	263	280	296	313	336	355	378	658
<b>Powierzchnia upraw – biokomponenty do paliw ciekłych</b>	<b>Tys. ha</b>	<b>459</b>	<b>527</b>	<b>572</b>	<b>632</b>	<b>688</b>	<b>756</b>	<b>834</b>	<b>1543</b>
Szacunkowa powierzchnia pozostałych upraw – energia odnawialna	tys. ha	2	5	10	20	30	40	50	100
<b>OGÓLEM POWIERZCHNIA UPRAW Z PRZEZNACZENIEM NA ENERGIĘ ODNAWIALNĄ</b>	<b>tys. ha</b>	<b>461</b>	<b>532</b>	<b>582</b>	<b>652</b>	<b>718</b>	<b>796</b>	<b>884</b>	<b>1643</b>



180

10/02



10.00

ISSN 0137-2661