



**GAZ ZIEMNY
W PRODUKCJI ROLNEJ I W PRZEMYŚLE SPOŻYWCZYM
TORUŃ, 12-13.12.2006 R.**

Wybrane aspekty zgazowania biomasy

dr hab. inż. Brunon J. Grochal
wojtek@imp.gda.pl



**Instytut Maszyn Przepływowych
im. Roberta Szewalskiego
Polskiej Akademii Nauk
80-231 Gdańsk, ul. Fiszer 14
(www.imp.gda.pl)**

Plan prezentacji

- 1. Wstęp**
- 2. Zgazowanie biomasy**
- 3. Produkty zgazowania biomasy,
pożądane i niepożądane**
- 4. Podsumowanie**
- 5. Literatura**

1. Wstęp

Zasoby biomasy są uważane za największe – po promieniowaniu słonecznym – Odnawialne Zasoby Energii (OZE).

Wielkość tych zasobów może być regulowana w granicach dysponowanego areалу rolnego, którego większa lub mniejsza część może być przeznaczana na uprawy energetycznych roślin. W wielu krajach UE obszar upraw roślin energetycznych może zostać jeszcze znacznie zwiększony, a rozważa się uprawę biomasy także na morzu w strefach przybrzeżnych.

Pozyskiwanie energii elektrycznej z biomasy wymaga posłużenia się jedną ze znanych technologii energetycznych. W zależności od wyboru rodzaju silnika napędzającego generator energii elektrycznej – turbina parowa, turbina gazowa, silnik wysokoprężny, silnik gaźnikowy – konieczne jest odpowiednie przygotowanie bądź nawet przetworzenie biomasy stosownie do wymagań wybranej technologii energetycznej.

Procesem przetwarzania biomasy pozwalającym korzystać z wielu technologii energetycznych, w tym także z bezpośredniej konwersji energii chemicznej paliwa na energię elektryczną w ogniach paliwowych, jest **zgazowanie** biomasy.

Biomasa jest jednak także jedynym zasobem odnawialnym, który może być źródłem paliw i produktów opartych na węglu (patrz poniżej).

Zgazowaniu biomasy poświęca się więc na świecie bardzo dużo uwagi także – a może nawet przede wszystkim – dlatego, iż jest to proces umożliwiający pozyskanie półproduktów i produktów organicznych, czyli zawierających węgiel.

Podkreślając ogromne znaczenie biomasy dla przemysłu chemii organicznej i energetyki, w niniejszej pracy zwraca się uwagę na ważniejsze aspekty samego procesu zgazowania biomasy w odniesieniu do jego wykorzystania w rozproszonych kogeneracyjnych źródłach energii, o niezbyt dużej mocy .

The Unique Role of Biomass

While the growing need for sustainable electric power can be met by other renewables...



... biomass is our only renewable source of C-based fuels and chemicals

 NREL National Renewable Energy Laboratory

źródło: [1]

Partnering with Industry to Bring Bioenergy Technology to Market

Dr. Michael Pacheco
Director, National Bioenergy Center
National Renewable Energy Laboratory

March 15, 2006

Na wyjątkowej pozycji wśród innych zasobów energii odnawialnej stawia biomasę możliwość pozyskiwania **wyłącznie z biomasy, poprzez jej zgazowanie,** paliw i produktów chemicznych opartych na węglu.

KOGENERACJA – TO ENERGIA ELEKTRYCZNA + CIEPŁO

Urządzenia (maszyny) do uzyskiwania energii elektrycznej:

poprzez formę energii cieplnej (silnik + generator)

- silnik Stirlinga (silnik ze spalaniem zewnętrznym)
- silnik Diesela, silnik z zapłonem iskrowym
- turbina gazowa z komorą spalania (mikroturbina)
- turbina parowa z kotłem
- maszyna parowa z kotłem

konwersja bezpośrednia

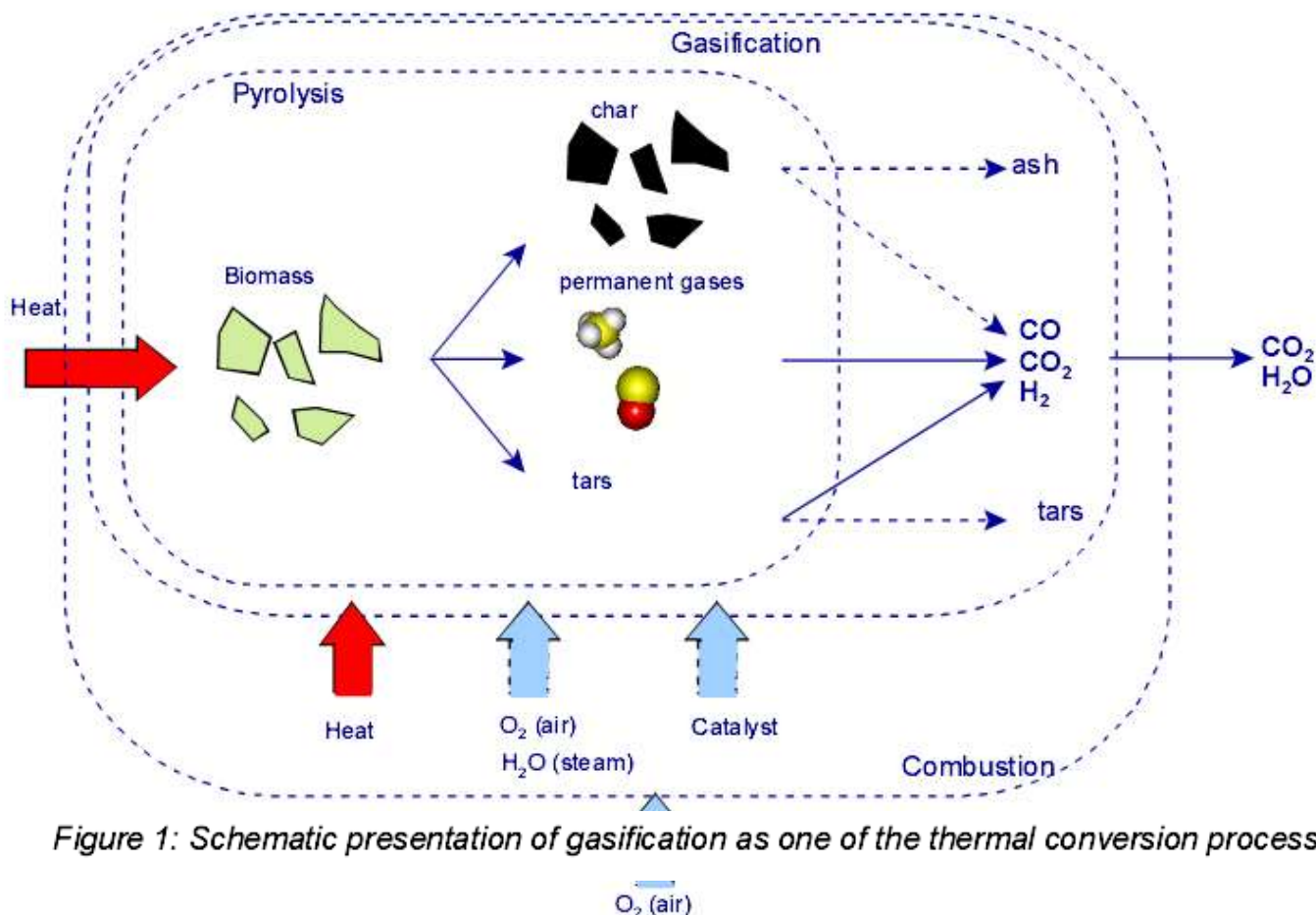
- ogniwo paliwowe
- ogniwo fotowoltaiczne
- turbina wodna
- turbina wiatrowa

Poza trzema ostatnimi, wszystkie pozostałe urządzenia mogą korzystać z gazu naturalnego, biogazu bądź gazu ze zgazowania biomasy.

Dwa ostatnie nośniki energii - biogaz i gaz ze zgazowania biomasy - muszą być jednak odpowiednio przygotowane do wykorzystania, o ile nie są spalane w kotle.

2. Zgazowanie biomasy

Schemat procesów zachodzących podczas gazyfikacji biomasy



źródło: [2]

Figure 1: Schematic presentation of gasification as one of the thermal conversion processes

Diagram illustrating the four-stage waste treatment process:

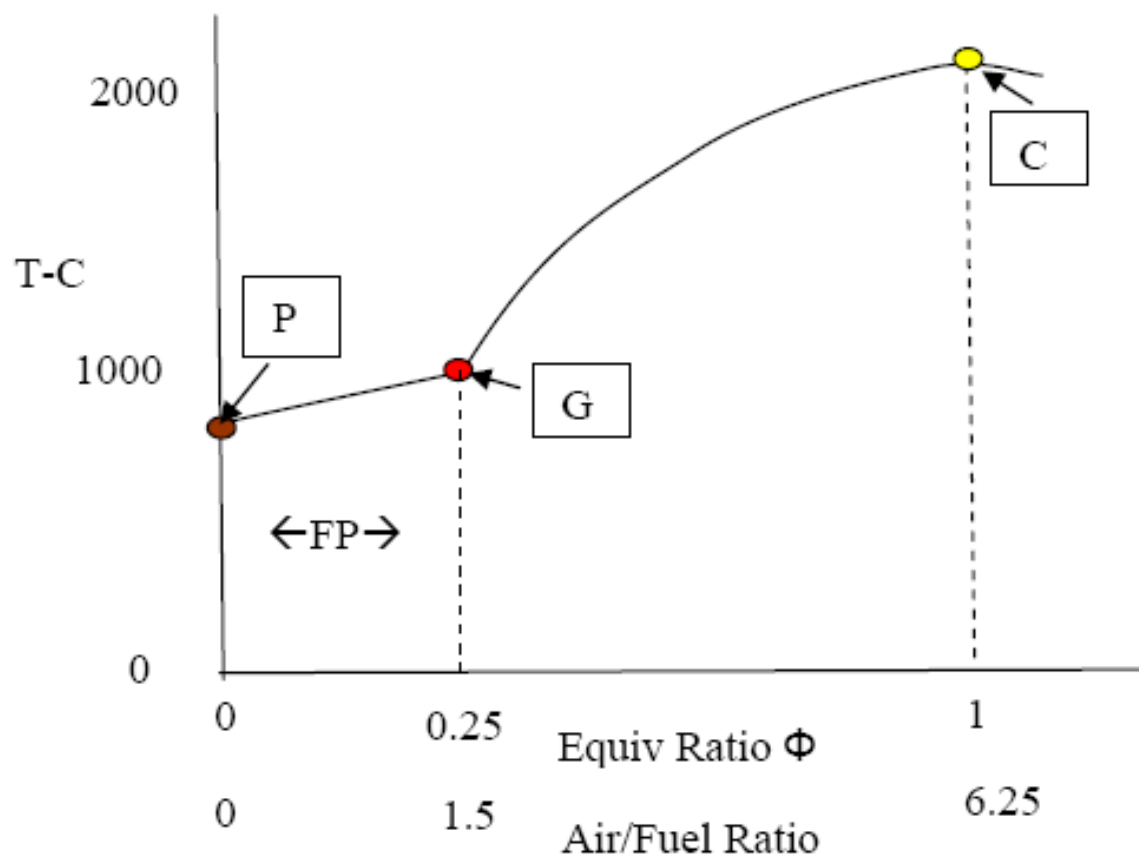
- 200** (Temperature range for the first stage)
- suszenie** (Drying stage)
- < T (°C) <** (Temperature range for the second stage)
- piroliza** (Pyrolysis stage)
- 800 (950)** (Temperature range for the third stage)
- oksydacja** (Oxidation stage)
- redukcja** (Reduction stage)

Piroliza może być prowadzona jako proces docelowy, w celu otrzymania ciekłych produktów chemicznych (tab. poniżej).

Proces	Nadmiar powietrza	Produkty	Temperatura
Spalanie	$\lambda > 0,9$	CO ₂ , H ₂ O, N ₂ , ciepło	> 750 K (1000 °C)
Zgazowanie	$0 < \lambda < 0,9$	H ₂ , CO, CO ₂ , CH ₄ , N ₂ , ciepło	> 750 K (1000 °C)
Piroliza	$\lambda \approx 0$	H ₂ , CO, CH ₄ , ciepło albo produkty chemiczne	> 850 K (1100 °C) 700 K ÷ 850 K (950÷1100°C)

źródło: http://www.fh-flensburg.de/cat/VERGAS_1/PRINZI_1/prinzi_1.HTM

Zapotrzebowanie powietrza do zgazowania biomasy w zależności od rodzaju procesu



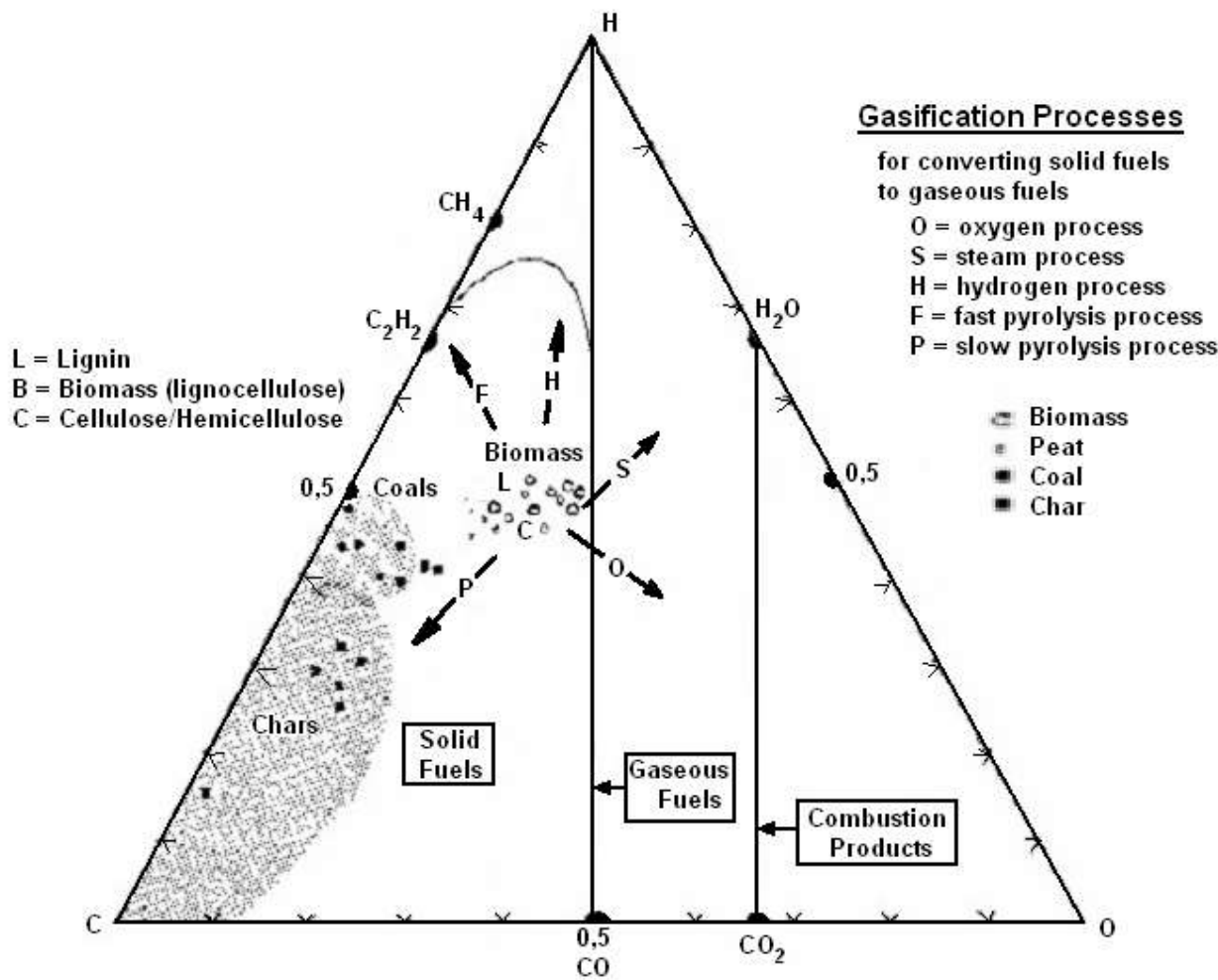
P – piroliza
G – gazfikacja
C - spalanie

THE EQUIVALENCE RATIO AND AIR FUEL DIAGRAM
(Air/Fuel values shown for biomass)

<http://www.woodgas.com/EquivalenceRatioDiagram.pdf>

Schemat do ilustracji jakościowej przebiegu procesów zachodzących podczas gazyfikacji biomasy

Diagram of the Composition and Conversion Routes of Fuels



(<http://www.woodgas.com/FuelCompositionandConversiondiagram.pdf>)

Ze zgazowania biomasy można otrzymać różne produkty przy różnym prowadzeniu procesu, aż do – po prostu – spalin.

W celu zasilania kogeneracyjnego źródła energii proces powinien być prowadzony tak, aby jego wynikiem było gazowe paliwo o możliwie dużej wartości opałowej.

Wymagania co do składu gazu uzyskiwanego ze zgazowania biomasy muszą uwzględniać z jednej strony warunki techniczne wynikające z zapewnienia możliwie długotrwałej bezawaryjnej pracy silników napędzanych tym gazem, z drugiej strony możliwie wysoką efektywność energetyczną przy możliwie małym negatywnym wpływie na naturalne środowisko.

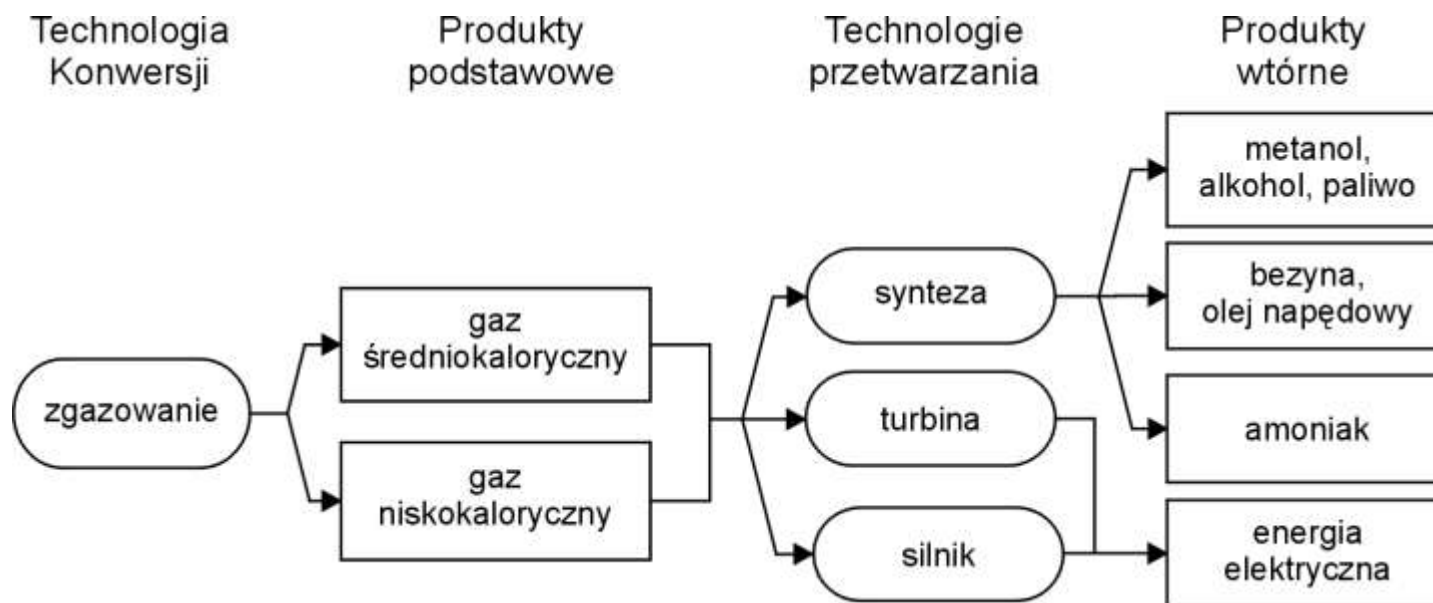
Technologie energetyczne oparte na wykorzystaniu gazu ze zgazowania biomasy muszą naturalnie być konkurencyjne w stosunku do innych technologii energetycznych.

Jak się okazuje, o ich konkurencyjności często decydują lokalne uwarunkowania rynku paliw i energii.

Przy niedostatku biomasy bądź zakłóceniach jej dostaw nieocenioną pomocą może być dostęp do sieci gazu naturalnego, pozwalający utrzymać prognozowaną moc źródła. Jest to ważny warunek współpracy lokalnego źródła z siecią elektroenergetyczną.

3. Produkty zgazowania biomasy, pożądane i niepożądane

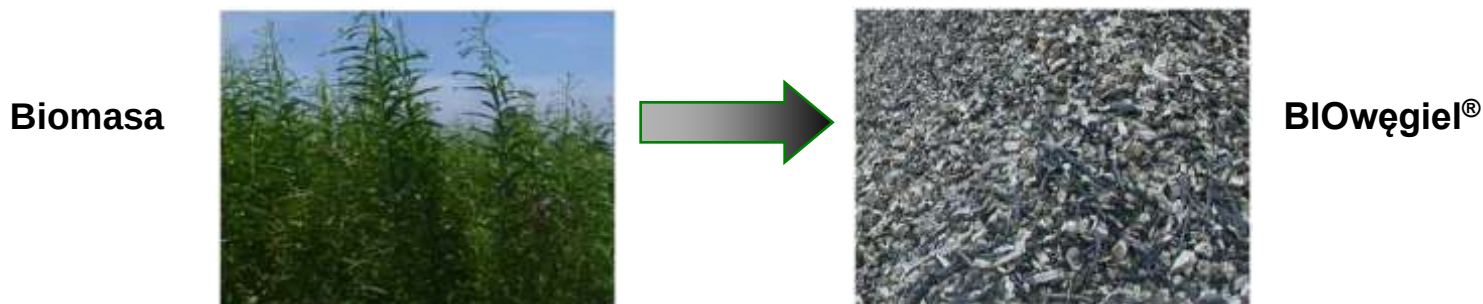
Jak wspomniano uprzednio, zależnie od sposobu prowadzenia procesu zgazowania otrzymać można z biomasy produkty różnego rodzaju – paliwa bądź półprodukty chemiczne (np. w wyniku pirolizy) [3].



Mogą być one kierowane do dalszej przeróbki, w końcowym efekcie uzyskuje się szereg cennych surowców chemicznych bądź uszlachetnione paliwa.

Pożądanym produktem zgazowania biomasy z punktu widzenia kogeneracyjnej produkcji energii jest oczywiście paliwo.

Po pierwsze, produktem zgazowania biomasy może być BIOwęgiel® (inaczej - biocarbon), o wartości opałowej bliskiej wartości opałowej węgla kamiennego [4].



Wykorzystanie BIOwęgla® nie różni się od wykorzystania węgla kamiennego poza tym, iż radykalnie zmniejszona jest emisja zanieczyszczeń środowiska.

W szczególności BIOwęgla® może być bez żadnych ograniczeń dodawany do węgla kamiennego, i współspalanie tych paliw nie wymaga żadnych absolutnie przeróbek instalacji kotłowej.

Głównym przedmiotem zainteresowania w niniejszej prezentacji jest otrzymywanie gazu ze zgazowania biomasy – i problemy związane z samym procesem zgazowania oraz z wykorzystaniem gazu ze zgazowania biomasy.

Produktem zgazowania biomasy może być ... **gaz naturalny!**

Chodzi tutaj o SNG, czyli Syntetyczny Naturalny Gaz, wytwarzany przy wykorzystaniu wysoce skomplikowanej technologii – przede wszystkim na potrzeby przemysłu chemicznego, ale nic nie stoi na przeszkodzie, aby gaz ten był kierowany do sieci gazowej.

The Paul Scherrer Institute is working on biomass utilization for producing synthesis gas and SNG. In phase 1, synthesis gas and SNG research is conducted on a slip-stream of the product gas at the the TUV CHP plant in Güssing in Austria. The raw gas stream is scrubbed to remove Cl and passed through a ZnO bed to remove sulfur. These tests are conducted at 10 bar pressure. A single-step, combined water-gas shift and methanation catalyst has been tested for over 200 hours (Figure 25). The raw product gas contains 45% CH₄, 6% H₂, 1% CO, and the rest is mostly CO₂ (and 2% N₂). Phase 2 will entail the construction of a pilot plant with an output of approx. 1 MW. Phase 3 will build on experience gained from Phases 1 and 2.

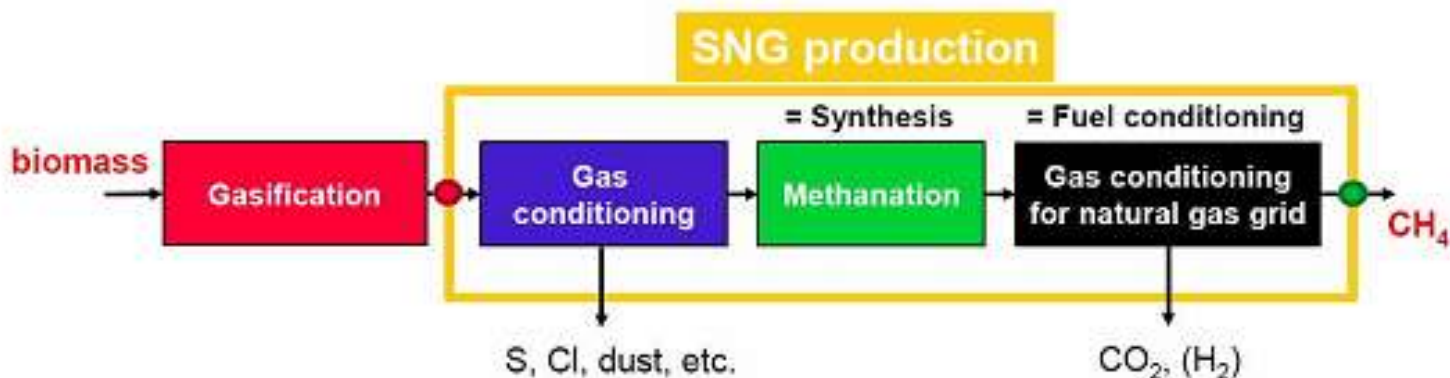


Figure 25. SNG production from biomass

źródło: [5]

Generalnie zgazowanie biomasy może być przeprowadzone przy użyciu powietrza bądź pary wodnej, z ewentualnym dodatkowym podawaniem tlenu. Różnice między otrzymanymi ze zgazowania (w warstwie fluidalnej - [6]) produktami ilustruje tab. 1 poniżej.

**Tab.1. Skład gazu ze zgazowania biomasy
w zależności od czynnika zgazowującego, z [6].**

Czynnik zgazowujący		powietrze	para wodna z tlenem
Wartość opałowa	MJ/m ³	4 ÷ 6	12 ÷ 14
H ₂	%	11 ÷ 16	35 ÷ 40
CO	%	13 ÷ 18	25 ÷ 30
CO ₂	%	12 ÷ 16	20 ÷ 25
CH ₄	%	3 ÷ 6	9 ÷ 11
N ₂	%	45 ÷ 60	< 1

W zależności parametrów prowadzenia procesu zgazowania otrzymuje się przy tym różne produkty. W polskim nazewnictwie rozróżnia się – wśród różnych rodzajów gazu – gaz powietrzny i gaz wodny (ang. – „producer gas” i „syngas”). Używana jest też w języku polskim ogólniejsza nazwa gaz generatorowy (który może być mieszaniną obydwu wyżej wymienionych) – gaz powietrzno-wodny).

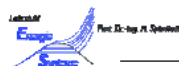
Otrzymywany gaz zawiera jednak z reguły szereg składników, które trzeba usunąć.

Producer gas

Main components & impurities

H ₂	35-40%	tar	1500-4500 mg/Nm ³
CO	20-30%	particles	5000-10000 mg/Nm ³
CO ₂	15-25%	NH ₃	1000-2000 ppm
CH ₄	8-12%	H ₂ S	100-200 ppm
N ₂	3-5%		

źródło:



Prof. Dr. Hartmut Spliethoff / ZAE Bayern/ TUM

Kraftstofferzeugung aus Biomasse

Table 3: Ranges of the main components and pollutants in the producer gas (dry gas)

Component	Range	Dimension	Component	Raw gas	Clean gas	Dimension
hydrogen	35 - 45	Vol-%	tar	1,500 - 4,500	10 - 40	mg/Nm ³
carbon monoxide	20 - 25	Vol-%	particles	5,000 - 10,000	<5	mg/Nm ³
carbon dioxide	20 - 25	Vol-%	ammonia	1000 - 2000	<400	ppm
methane	8 - 12	Vol-%	hydrogen sulfide	not measured	20 - 40	ppm
nitrogen	1 - 3	Vol-%				

Indirectly heated gasifiers –
the case of the Guessing reactor

źródło:

Dr. Reinhard Rauch

(1_summer_school_guessing.pdf)

Institute of Chemical Engineering, Getreidemarkt 9 /166, A-1060 Vienna, Austria,
Tel. +43-1-58801 15954, Fax : +43-1-58801 15999, Reinhard.Rauch@tuwien.ac.at

Składniki zawarte w gazie otrzymywanym w wyniku procesu gazyfikacji są groźne dla urządzeń, w których gaz jest wykorzystywany. W pierwszym rzędzie odnosi się to do silników wewnętrznego spalania i turbin gazowych, ale także – choć w mniejszym stopniu – kotłów.

W szczególności groźnym składnikiem gazu są smoły (ang. – „tar”), których ilość zależy od rodzaju zgazowywanej substancji oraz od sposobu prowadzenia procesu zgazowania.

Nic więc dziwnego, że **oczyszczanie gazu** uzyskiwanego w wyniku procesu zgazowania jest jednym z najważniejszych problemów do rozwiązania, i wiąże się to ściśle z dogłębnym **poznaniem zjawisk** zachodzących podczas procesu gazyfikacji.

Gaz ze zgazowania biomasy może zawierać wiele pierwiastków i związków chemicznych, przeważnie niepożądanych.

Table 3.3 *Estimated upper concentration limits for metals in gas produced by gasification of clean wood. Contributions from the installation have been neglected (see text).*

Element	Concentration [mg/m ³]	Element	Concentration [mg/m ³]
Na	0.2	V	0.0001
K	0.8	Cr	0.005
Mg	0.3	Mn	0.09
Ca	6.0	Fe	0.06
Ba	0.07	Ni	0.01
Al	0.1	Cu	0.01
Si	0.4	Zn	0.03
As	0.5	Cd	0.2
Ti	0.002	Pb	0.004

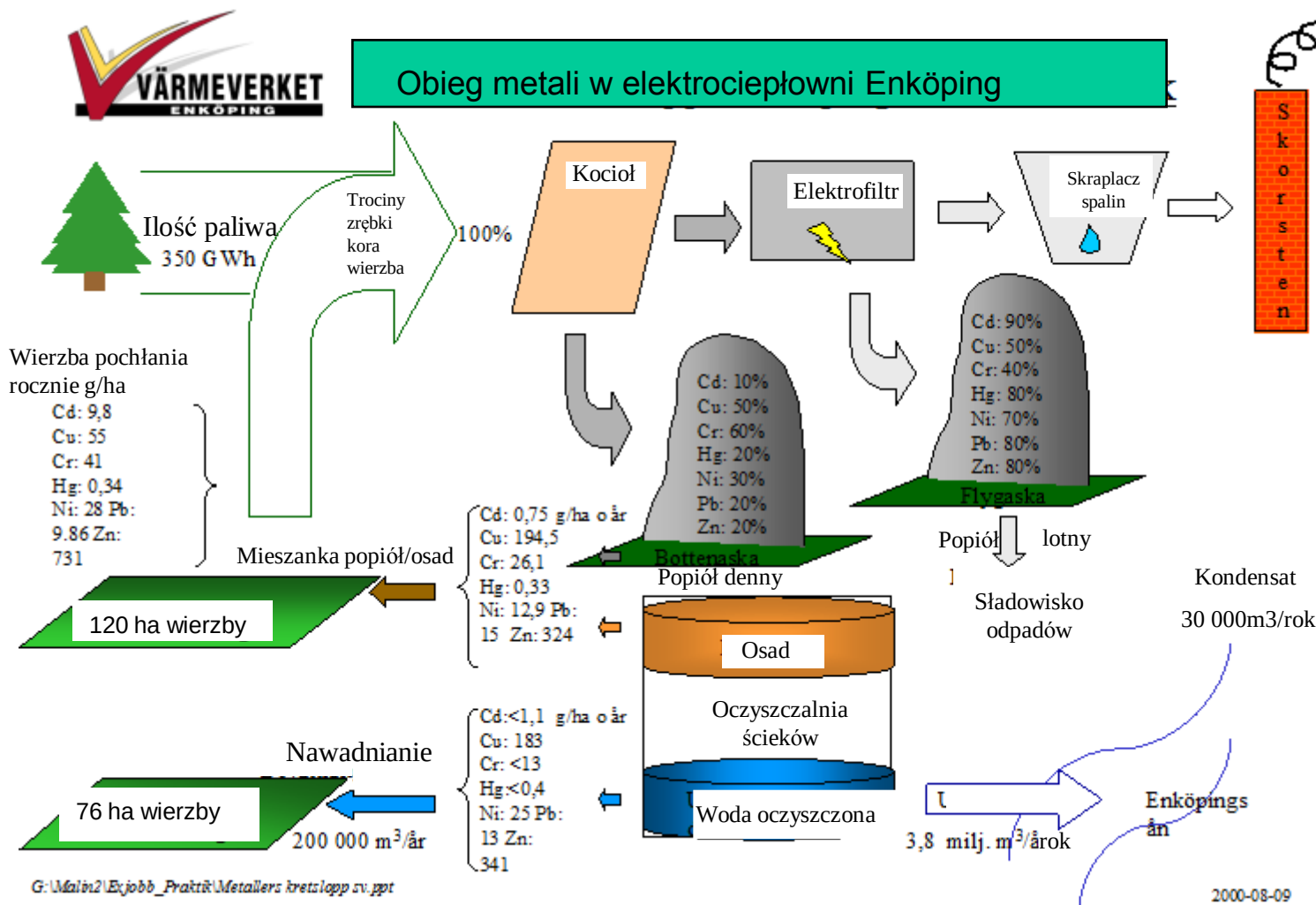
źródło: [7]

Table 3.4 *Expected concentration levels of contaminants in low-calorific gas produced by gasification of biomass and limits derived from gas turbine requirements and emission restrictions. Compare §3.1.2 and §3.2.2 for details on assumptions made.*

Contaminant	Expected concentration [mg/m ³ fuel gas]	Gas turbine requirements [mg/m ³ fuel gas]	BLA / EU LCP biomass emission restrictions [mg/m ³ fuel gas]
Dust	4	10*	20 / 130
H ₂ S	4	7000	80 / 250
NH ₃	40		50 / 300
HCl	2	1	40
Na + K	< 1	0.2	
V	< 0.0001	0.2	
Ca	< 6	0.2	
Cd	< 0.2		0.2
Heavy metals	< 1		2

* Particles between 4 µm and 10 µm.

Ilustracja problemu kontroli zawartości pierwiastków na różnych etapach cyrkulacji biomasy i odpadów



z: J. Krzyżanowski, IVL Swedish Environmental Research Institute

Jedną z cech stosowania zgazowania biomasy, niezwykle atrakcyjną dla gmin, jest możliwość dodawania do biomasy odpadków komunalnych.

Pozwala to utylizować znaczną część odpadów, wymaga jednak oczywiście preselekcji materiału kierowanego do zgazowania.

Możliwe jest także wykorzystywanie ubogiej energetycznie biomasy, poprzez mieszanie niskoenergetycznego gazu ze zgazowania naturalnego biomasy z gazem naturalnym. Jak pokazały badania, najkorzystniejsze jest dodawanie około 25 % gazu naturalnego. Poprawia to właściwości paliwa w znacznym stopniu, dalsze zwiększanie udziału gazu naturalnego w mieszaninie przynosi już znacznie mniejsze efekty [8].

Z korzystaniem z technologii zgazowania wiąże się szereg problemów natury czysto technicznej – ich omówienie można znaleźć w bardzo dobrej publikacji [9].

Tytułem przykładu można przytoczyć z [9] informację o kłopotach z podawaniem biomasy do reaktora.

Jak pokazuje doświadczenie obecnie najwięcej problemów eksploatacyjnych występuje właśnie w układach zasilania reaktorów.

Najczęstsze usterki układów zasilania to:

- zawisanie wsadu i blokowanie przepływu,
- kondensacja substancji smolistych na śluzach i zaworach,
- zbyt duża podaż wsadu,
- uszkodzenia podajników śrubowych,
- uszkodzenia taśmociągów.

Bardzo wyczerpujący przegląd zagadnień różnej natury można znaleźć w obszernym opracowaniu [10], w którym prezentowane i omówione są także zalety i niedostatki stosowanych rozwiązań.

Należy wreszcie zwrócić także uwagę na zagadnienia wpływu eksploatacji reaktora zgazowującego na stan zdrowia i w ogóle na całe środowisko naturalne człowieka.

Omówienie tych zagadnień – emisje gazów, ścieki po oczyszczaniu gazu z biomasy, oszacowanie ryzyka zagrożeń (np. eksplozji), procedury dopuszczania do eksploatacji – jest przedmiotem obszernego opracowania [2].

Badania nad wpływem technologii zgazowania na środowisko naturalne są przede wszystkim prowadzone – co naturalne – w krajach, w których technologia ta jest wykorzystywana w energetyce już od pewnego czasu. Wyniki badań wskazują, że niezwykle ważne jest dotrzymywanie reżimów pracy reaktora zgazowującego, w tym także przestrzeganie zasad doboru paliwa.

Przedstawione aspekty procesu zgazowania biomasy, ja wynika z powyższego, są nie tylko natury technicznej, ale dotyczą spraw ochrony środowiska, prawa – i oczywiście ekonomii, ponieważ rozproszone kogeneracyjne źródła energii stanowiące (przynajmniej w części) własność gminy to zamach na dotychczasowy stan w energetyce i stosunki własnościowe.

4. Podsumowanie

Technologia zgazowania jest na całym świecie uznana za niezwykle obiecującą, jednak wobec perspektywy jej masowego stosowania prowadzone są systematyczne obserwacje jej wpływu na środowisko naturalne w szerokim sensie.

Liczba pracujących instalacji jest znaczna, wykorzystywane są najrozmaitsze formy biomasy. Pracują kogeneracyjne źródła energii – elektrociepłownie – o mocach od bardzo małych do dużych. Można powiedzieć, że pod względem wykorzystania technologii zgazowania biomasy do produkcji energii zagadnienia techniczne są w pełni opanowane, kontynuowane są prace nad obniżeniem kosztów budowy i eksploatacji urządzeń.

Największym problemem jest ciągle oczyszczanie gazu – czysty gaz umożliwia przedłużenie okresów pracy silników i turbin gazowych między przeglądami technicznymi.

Gra idzie jednak o niezmiernie wysoką stawkę w odniesieniu do przemysłu chemicznego, w perspektywie są kompleksy agro-energo-chemiczne, i o tę stawkę grają największe światowe koncerny – energetyka może na tym także skorzystać.

Rynek dostawców urządzeń rośnie szybko, spora liczba producentów zdążyła zebrać kilkunastoletnie doświadczenia w zakresie stosowania zgazowania biomasy, i są oferowane wszystkie elementy składowe instalacji – reaktory, silniki, generatory, wymienniki ciepła – oraz gotowe instalacje pod klucz, od najmniejszych po duże, realizowane przez konsorcja dużych firm, zwykle współpracujących z renomowanymi placówkami naukowo-badawczymi.

W Polsce duże firmy raczej czekają na technologie z zagranicy, projekty proponowane przez krajowe instytucje badawcze jak dotąd nie spotkały się z przychylnością energetyki – ale to już inny temat.

W Polsce sprawdzone reaktory zgazowujące oferuje firma ZAMER, wobec braku instalacji oczyszczania gazu uzyskiwany w nich gaz z biomasy może być wykorzystywany do spalania w kotłach.

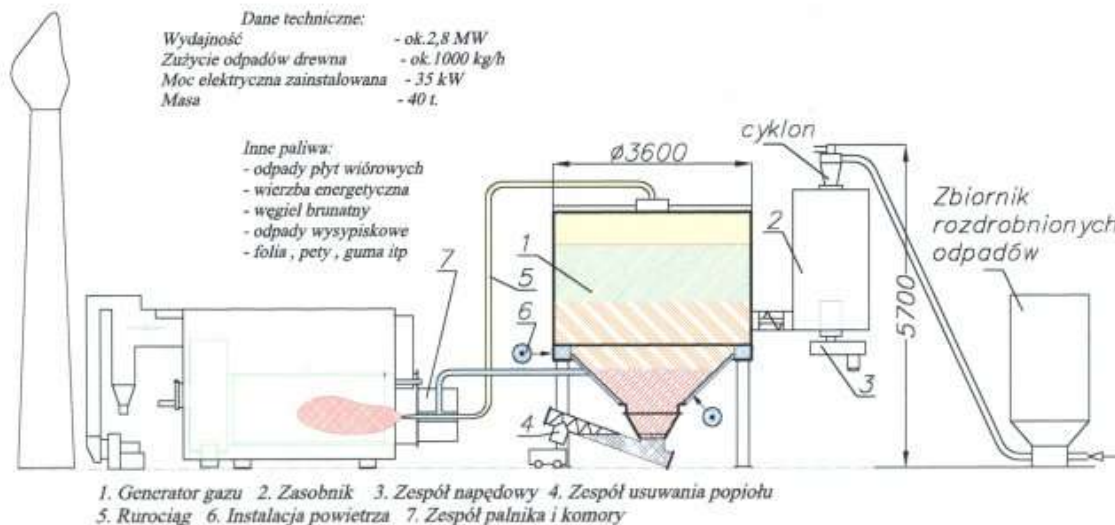
www.zamer.com.pl



Zgazowarka pirolityczna typ EKOD - II

Dane techniczne:
 Wydajność - ok. 2,8 MW
 Zużycie odpadów drewna - ok. 1000 kg/h
 Moc elektryczna zainstalowana - 35 kW
 Masa - 40 t.

Inne paliwa:
 - odpady płyt wiórowych
 - wierzba energetyczna
 - węgiel brunatny
 - odpady wysypiskowe
 - folia, pety, guma itp.



Oferta zagraniczna jest znacznie bogatsza, jest z czego wybierać ...



<http://www.innovation-tech.co.uk>

**CPC's BioMax:
A Versatile Bioenergy Gas Platform**

BioMax



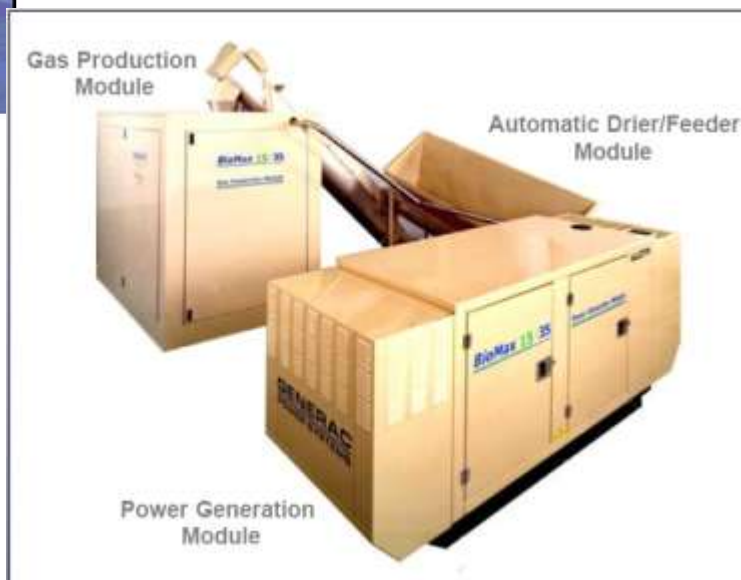
Converts forest/ag residues to a gas capable of fueling a variety of power generation and heating/cooling technologies

RUNS:

- IC Engines ✓
- Stirling Engines ✓
- Fuel Cells ✓
- Microturbines ✓
- CHP Driers/Chillers ✓



Atlantic Class



Kiedy taka elektrociepłownia będzie w naszej gminie?



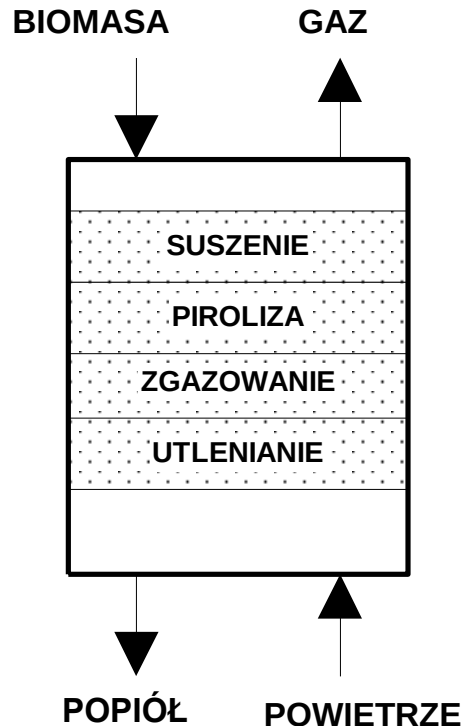
PRM Energy Systems, Inc.

Literatura

- [1] Pacheco M.: *Partnering with Industry to Bring Bioenergy Technology to Market*, March 15, 2006.
- [2] Fürnsinn S., Bühler R., Hofbauer H. (ed.): *International Workshop Health, Safety and Environment of Biomass Gasification*, IEA Bioenergy, Task 33 Thermal Gasification of Biomass, September 28, 2005, Innsbruck, Austria.
- [3] Ściażko M.: *Zgazowanie biomasy i paliw alternatywnych*, Konferencja “Inżynieria Chemiczna i aparatura w procesach przemysłowych i ochronie środowiska”, Gliwice, 17.06.2005 r.
- [4] Gładki J.: *Produkcja BIOwęglu® z plantacji roślin energetycznych i innej biomasy roślinnej*, FLUID corporation sp. z o. o. Kraków (fluid@fluid.pl)
- [5] Babu S.. P.: *Workshop No. 1: Perspectives on Biomass Gasification*, IEA Bioenergy Agreement, Task 33: Thermal Gasification of Biomass, May 2006.
- [6] Hofbauer H.: *Vergasung – ein Baustein zur Realisierung von Polygeneration*, (http://www.renet.at/deutsch/download/thermische_konversion.php#a)
- [7] Rabou L.P.L.M., Jansen D.: *De-centralised power production using low-calorific value gas from renewable energy resources in gas turbines*, June, 2001, ECN-C-01-056 (<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2001/c01056.pdf>)
- [8] Fossum M., Beyer M. V.: *Co-combustion: Biomass Fuel Gas and Natural Gas*, Technical Report, SINTEF Energy Research, 1998.

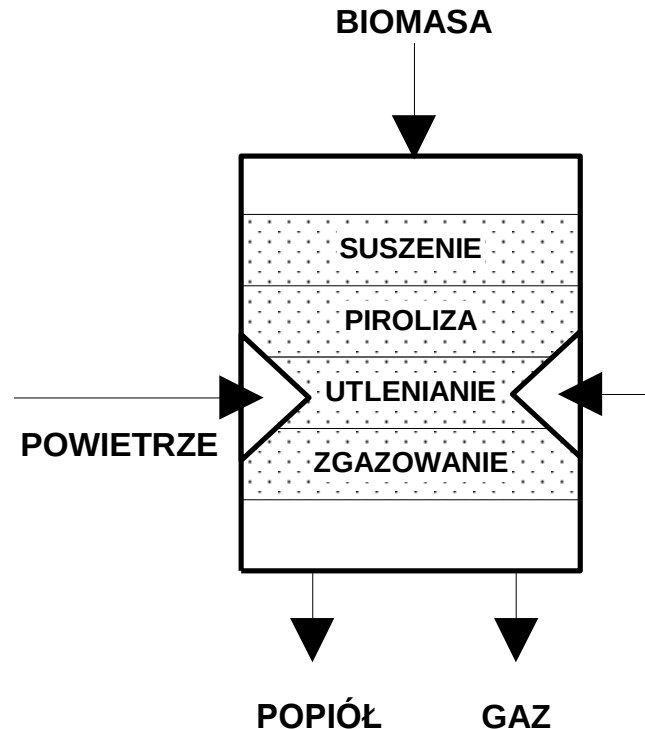
- [9] Kalina J., Skorek J.: *Uwarunkowania technologiczne budowy układów energetycznych zintegrowanych z termicznym zgazowaniem biomasy*, Energia, lipiec 2006, str. 537-545.
- [10] *Wood Gasification for Energy Generation, Decision Making Guide*, developed by Fraunhofer USA Center for Energy and Environment for the Pennsylvania Department of Environmental Protection,
(<http://www.dep.state.pa.us/dep/deputate/pollprev/Wood%20Gasification%20Decision%20Making%20Guide.pdf>)
- [11] Fcok M. W.: *Toxicity of wastewater generated from the gasification of woodchips* Department of Water and Environmental Engineering, Lund Institute of Technology, 2002. (Technology Brief)

Reaktory zgazowania w złożu stałym



A)

Reaktor przeciwprądowy



B)

Reaktor współprądowo-krzyżowy

z: M. Ściążko, **ZGAZOWANIE BIOMASY I PALIW ALTERNATYWNYCH**, Konferencja
"Inżynieria Chemiczna i aparatura w procesach przemysłowych i ochronie środowiska"
Gliwice, 17.06.2005r.

BIOGAZ PRZYJAZNYM

- I ATRAKCYJNYM !!! –

PALIWEM LOKOMOCYJNYM

**Międzynarodowa Konferencja
Toruń, 23-26 stycznia 2007 r.**

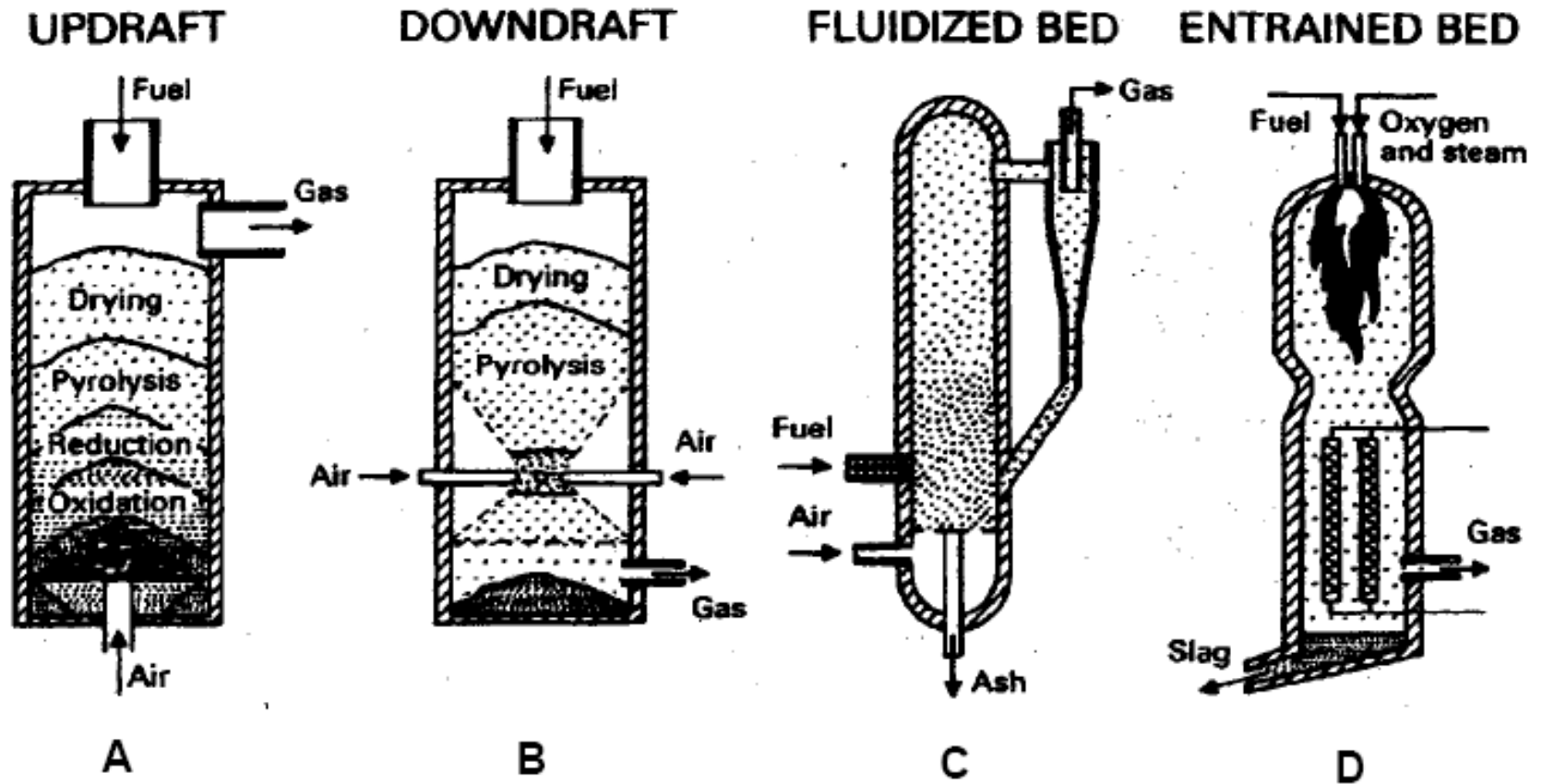


Figure 2.6 Schematics of different direct gasification reactors

Mobility Chains Analysis of Technologies for Passenger Cars and Light-Duty Vehicles Fueled with Biofuels: Application of the GREET Model to the Role of Biomass in America's Energy Future (RBAEF) Project

May Wu, Ye Wu, and Michael Wang
Center for Transportation Research
Argonne National Laboratory

May 2005

CALIFORNIA
ENERGY
COMMISSION

STAFF REPORT

OPTIONS TO REDUCE PETROLEUM FUEL USE

IN SUPPORT OF THE
2005 INTEGRATED ENERGY POLICY REPORT

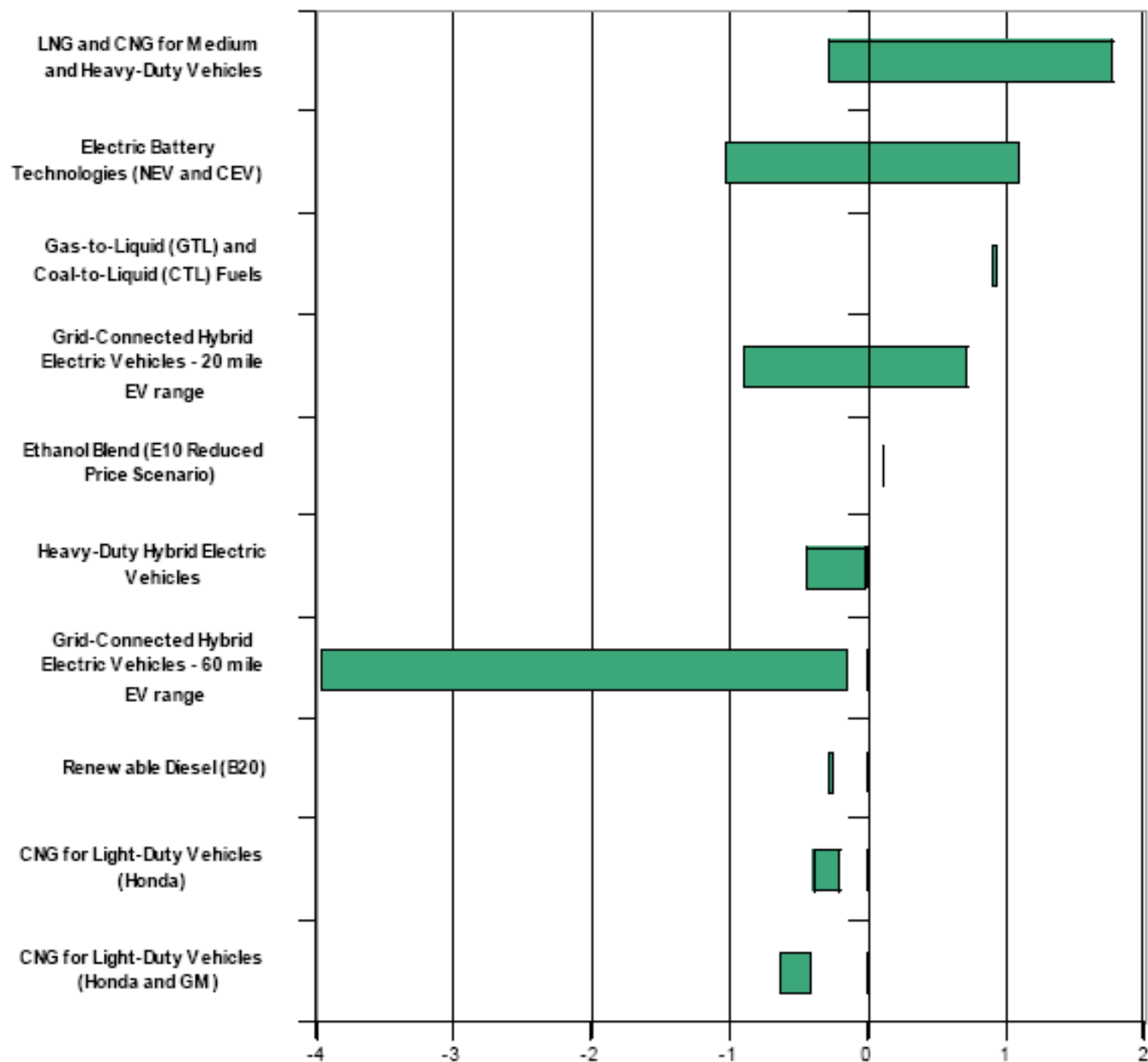
SECOND EDITION

REVISED JULY 2005
CEC-600-2005-024-ED2



Arnold Schwarzenegger, Governor

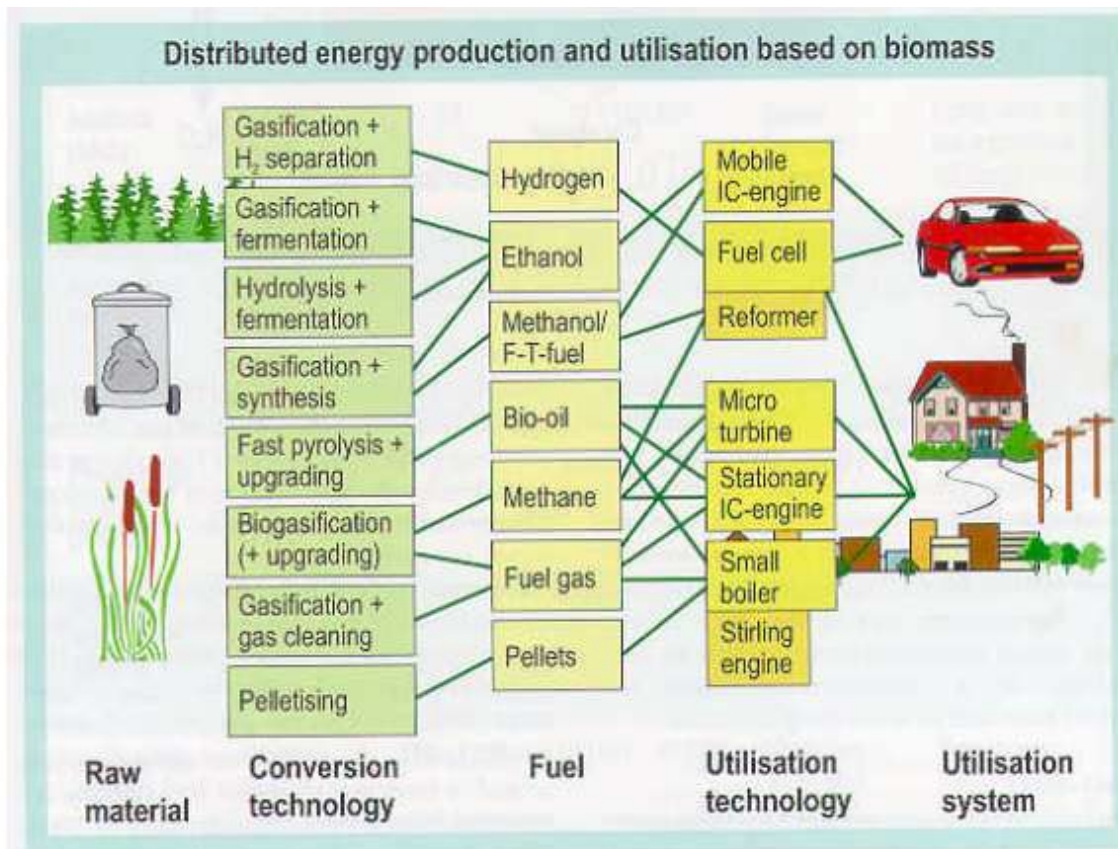
**Kalifornia szuka możliwości
obniżenia zużycia paliw
ropopochodnych**



Present Value, 2005-2025, 5% Discount Rate, Billions \$2005



ADVANCED TECHNIQUES FOR GENERATION OF ENERGY FROM BIOMASS AND WASTE



H.J. Veringa (ECN Biomass)

Figure 2.1 *Potential paths for biofuel-based distributed energy production (taken from “Energy Visions 2030 for Finland”)[5]*

accessibility

vs

contractability

Table 2.1 *Current and future EU biomass resources [6], [7], [8]*

Raw Material	Current Resources (dry) Mt./yr.	Future Resources Mt./yr.
Short Rotation Forestry	5	75 -150
Wood Wastes	50	70
Energy Crops	-	250-750
Agricultural/Wastes	100	100
MSW/Refuse	60	75
Industrial Wastes	90	100

cars energy effectivity

- ¹ Small-scale generally is relatively expensive, and also small-scale heat consumers (often space heating) only need heat during the cold season, which means that the “plant” only operates limited time.
- ² Carnot’s law states that the maximum efficiency from heat to work that can be obtained is equal to $1 - T_{\text{low}}/T_{\text{high}}$. A gas turbine is powered by gas with much higher temperatures (up to 1200°C) than the steam powered steam turbines (up to 600°C). This is the principal reason why gasification can reach higher electric efficiencies. Assume the following systems: combustion with 95% efficiency to steam and with 600°C to 100°C steam cycle and gasification with 80% gas yield with combined cycle (1200°C turbine inlet temperature to 100°C steam exit temperature) and 20% heat with steam cycle from 400 to 100°C. The theoretical maximum (thermodynamic) efficiencies are 69% and 54% for gasification and combustion respectively. If the gas from gasifier at 900°C can be used in the gas turbine directly (without intermediate cooling/steam generation), the maximum efficiency even rises to 74%. These are absolute maximum values, but it illustrates the difference between combustion and gasification.

H.J. Veringa (ECN Biomass)

Gasification

As the gasification reaction itself is endothermic, heat has to be supplied to the system by external sources. This heat can be brought to the reaction zone through the wall of the reactor, by the bed material itself or through a hot process gas stream. Due to the fact that, usually, no air (or oxygen) is taken up into the process gas, a product gas with middle or high calorific value is produced (10-18 MJ/Nm³). Such a high calorific value gas is attractive since volume streams are reduced making downstream processing like gas cleaning, compression or any kind of catalytic process relatively simple and therefore cheaper. In this respect a wealth of highly advanced processes are being developed and demonstrated or are awaiting demonstration at a sizeable scale [9], [10], [11], [16].

The other way to generate the heat necessary for the gasification reaction is to partially combust the biomass fuel giving the most direct supply of heat to the gasification process itself. The overall reaction reads:

H.J. Veringa (ECN Biomass)

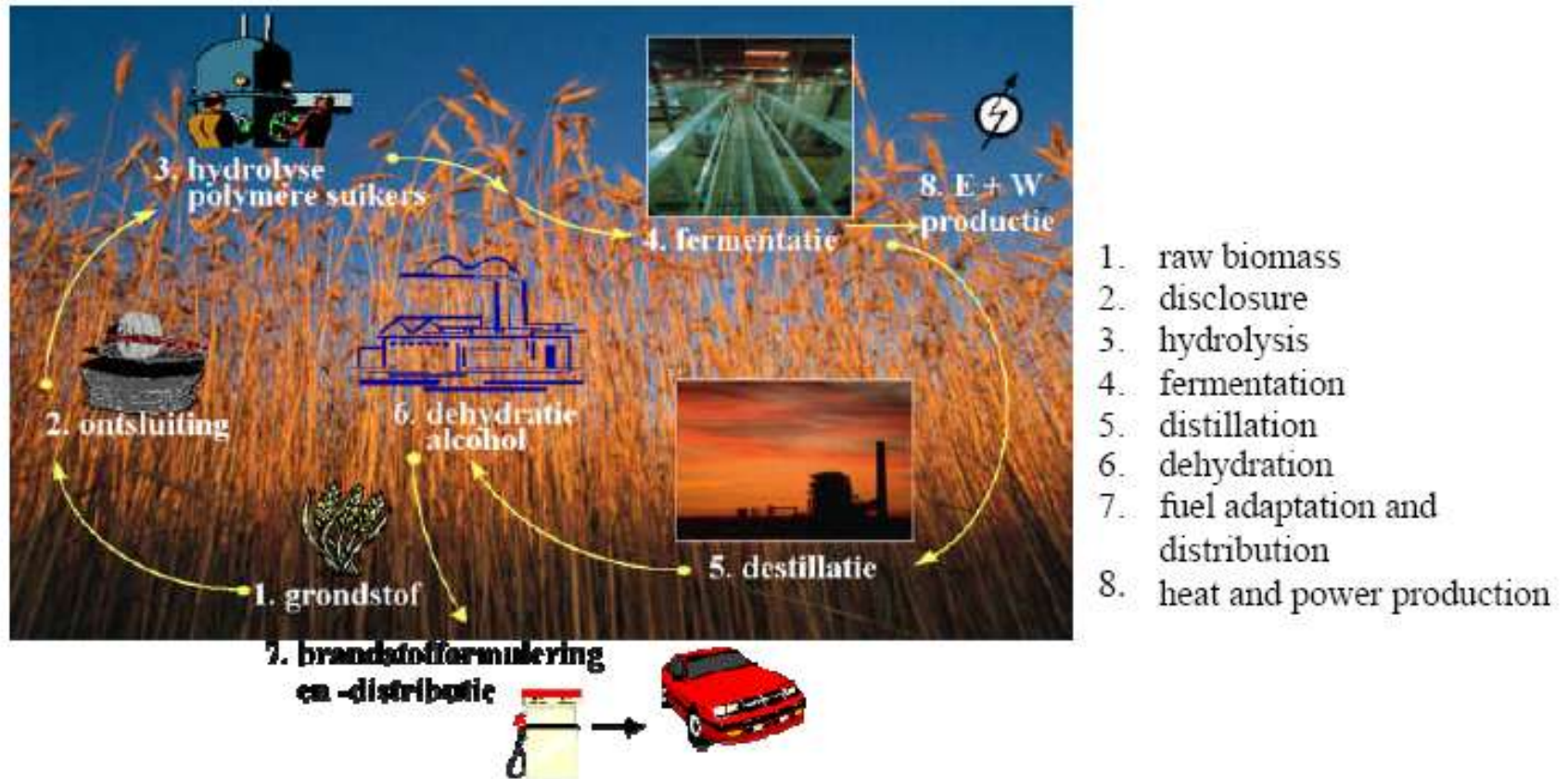


Figure 2.10 Bio-ethanol, power and heat from biomass (waste) streams

Liquid fuels !!!

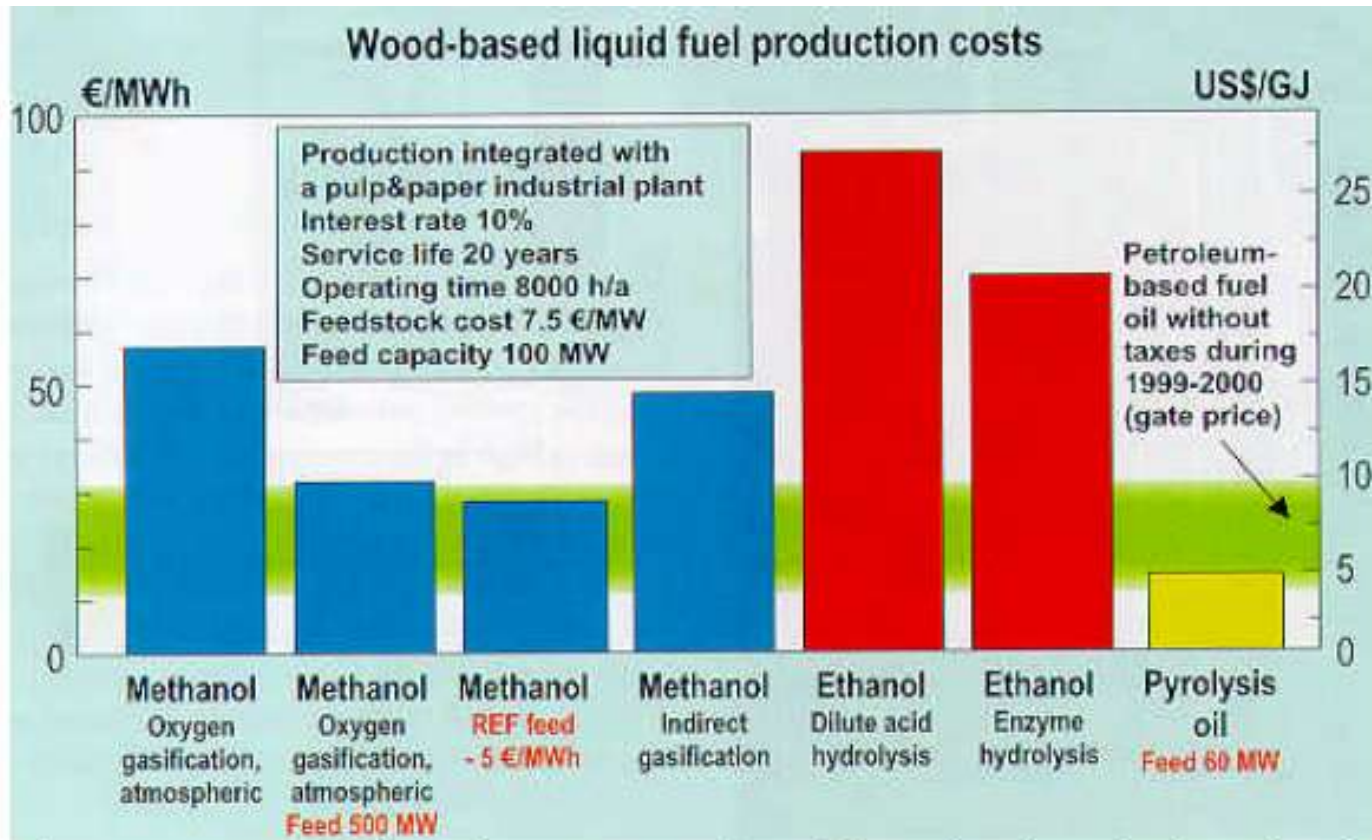


Figure 3.1 Estimated production costs of wood-based methanol, ethanol and pyrolysis oil using various technologies (taken from "Energy Visions 2030 for Finland")[5]

H.J. Veringa (ECN Biomass)

CHOREN Photos for Journalists

Liquid fuel

Latest Photos

Freiberg, December 8th 2006: Minister of Transport, Mr. Tiefensee, visits CHOREN

Efficient processes

A key reason for the high energy efficiency is **the multi-stage process management and the “Carbo-V gasification process” that has been patented by Choren.** With the addition of air, the dry biomass is carbonized at temperatures ranging from 400 to 600 degrees Celsius. This low-temperature gasification produces biocoke — a form of charcoal — and carbonization gas. Separately, both the biocoke and the carbonization gas are transferred to the next stage of the operation — the Carbo-V gasifier. Its upper section serves as a high-temperature gasifier. After the first stage, carbonization gas containing tar flows into the gasifier. Here, it is burned at temperatures of 1,300 to 1,500 degrees Celsius along with oxygen, leftover coke and ashes. As a result, the long-chain hydrocarbon molecules are broken down completely into carbon monoxide, hydrogen, water vapor and carbon dioxide — as are the tar compounds.

This mixture of gases then travels to the lower section — the gasification reactor. Here it encounters biocoke which has already been blown in and reacts with it to form tar-free unrefined gas. The gas is then filtered and washed to produce a pure synthetic gas. From this gas, the synthesis reactor can produce a variety of extremely pure fuels, depending on the process — methanol, syndiesel and synthetic gasoline for spark ignition engines.

The decisive factor for the degree of energy efficiency is the amount of hydrogen available. The hydrogen content of the biomass itself is too low for the maximum yield. But if an equal amount of hydrogen from the outside is added to the unrefined gas, the facility achieves an efficiency rate of about 50 percent. That makes it more efficient than other processes used to produce energy from renewable sources.

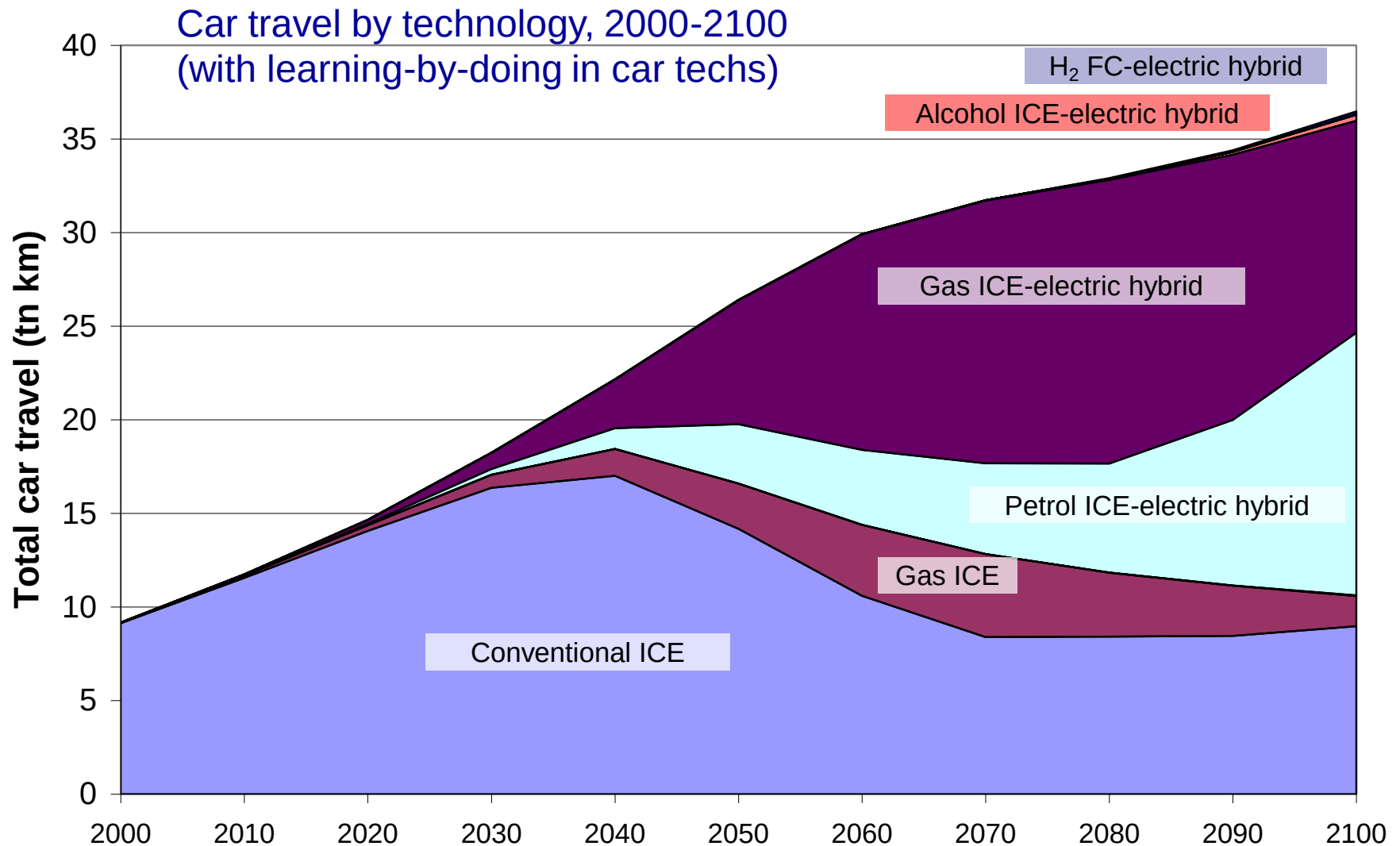
The Role of Hydrogen and Automobile Technology in Climate Change Mitigation: A Long-Term Analysis

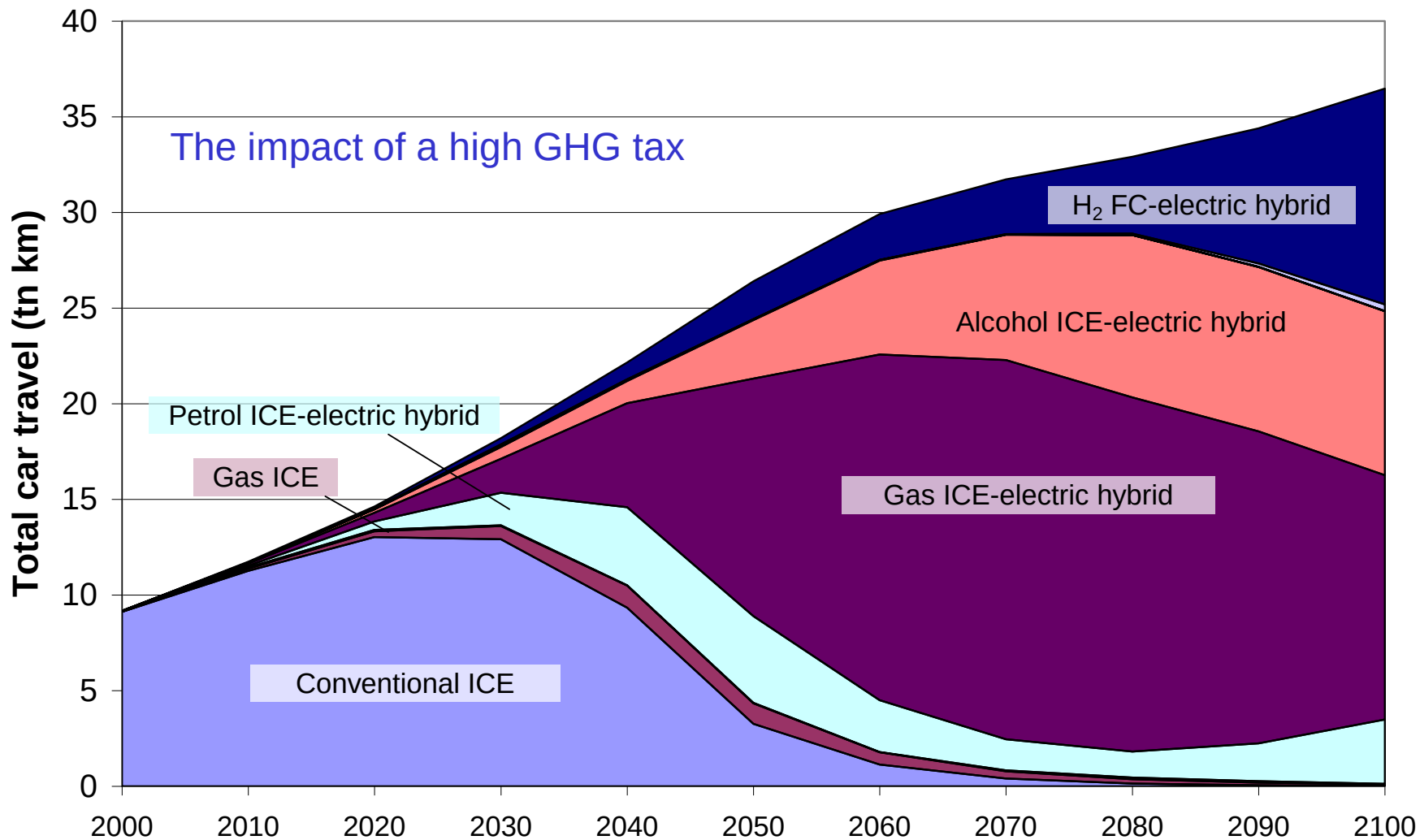
Hal Turton, Leonardo Barreto

Environmentally Compatible Energy Strategies (ECS)

International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA)

IEW, June 22, 2004





Demystifying the Hydrogen Myth

6 www.cepmagazine.org November 2004 **CEP**

H₂ and fuel cells may have many applications, but they will not solve large-scale energy or pollution problems. To avoid exposing our children to the potential catastrophic effects of global warming or the sudden collapse of our economy, we should abandon the myth of H₂ and other fantasies, and start to solve real problems.

CEP



Professor Shinnar is a distinguished Professor of Chemical Engineering at City College, where he has taught for 40 years. Previously, he worked 20 years in industry, and has been consulting since then in the oil and chemical industry. He is a member of the National Academy and has published over 100 papers in many areas of chemical engineering. His research has changed the design methodology of chemical processes, as well as their control. He also has introduced powerful methods for economic evaluation and development potential for new technologies and has written many papers on technical policy issues.

IEA ETP Project and Policy Analysis

Dolf Gielen

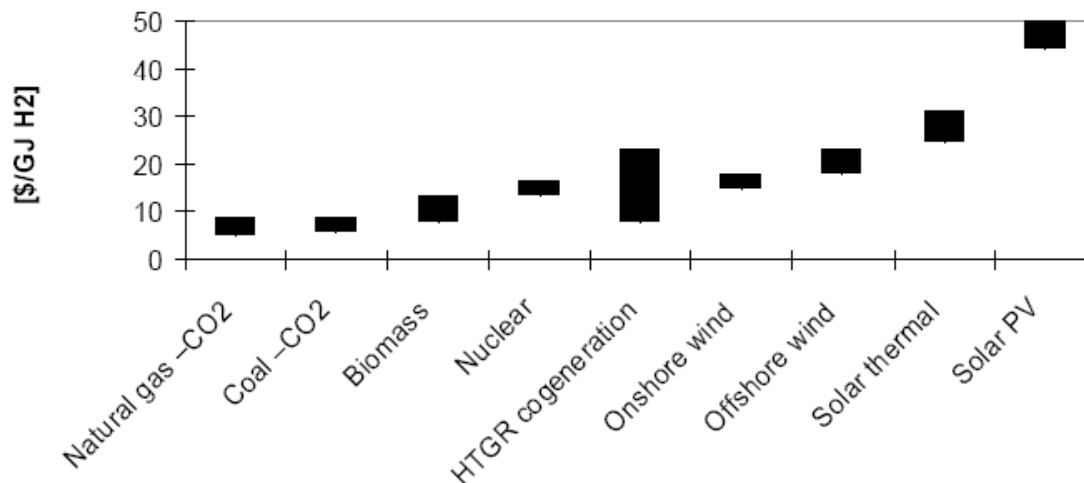
EET - ETPD

IPHE, Reizensburg, Germany, 3 March 2004

(ETP – Energy Technology Perspective model)

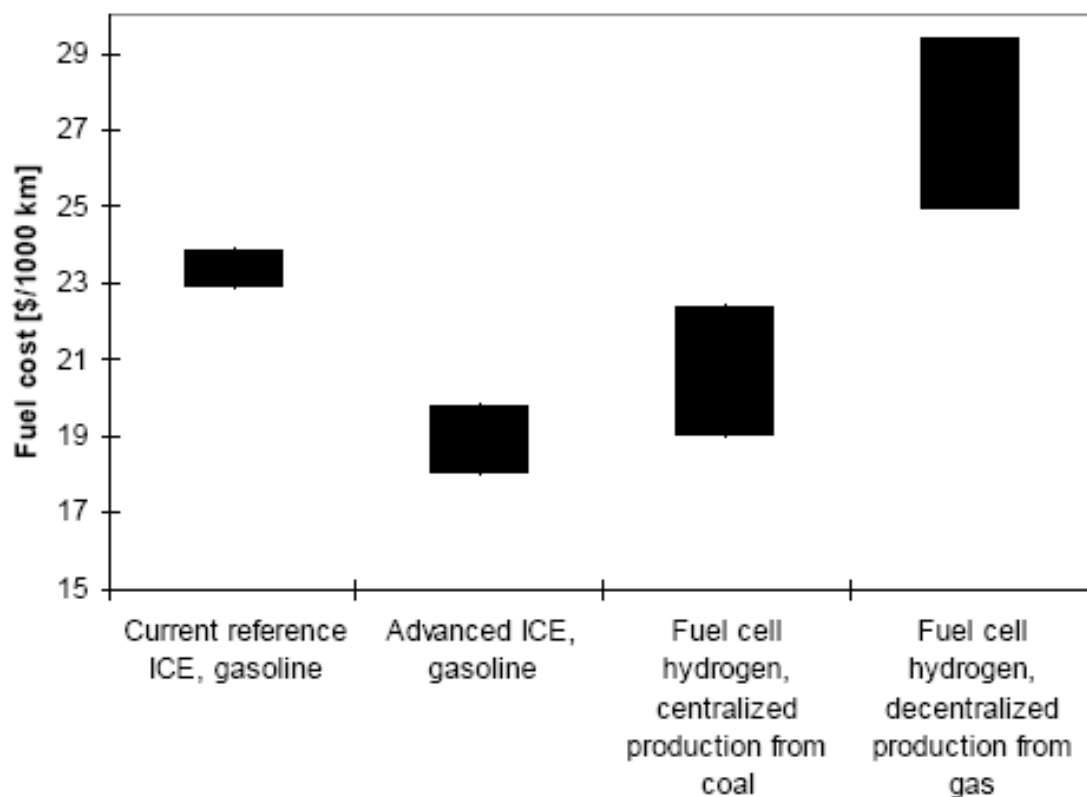


H₂ production cost (CO₂-free options only) 2020, large scale





Total H₂ fuel cost: Best-case ultimately 10-50% more expensive than gasoline



Current Storage Technologies



105 kg of hydrogen at 6,000 psi (about 410 atmospheres) occupies 1,078 cubic feet and has roughly the same energy density as 8 cubic feet of gasoline (about 60 gallons).

Gas Cleaning Operations with the Pyroforce[®] Gasifier

Martin Schaub, CTU-Conzepte Technik Umwelt AG,
Switzerland

Herbert Gemperle, Pyroforce Energietechnologie AG,
Switzerland

Conclusions

- Synthesis gas cleaning is working well, improvements are possible and in testing
- Selection of materials and construction very successful, no deterioration detected until today after > 25'000hrs of gasifier operation
- By product minimization program in progress with remarkable success

Gasification of wood with a one through system and no by products (except of ash) is close to realisation



NITROGEN #2

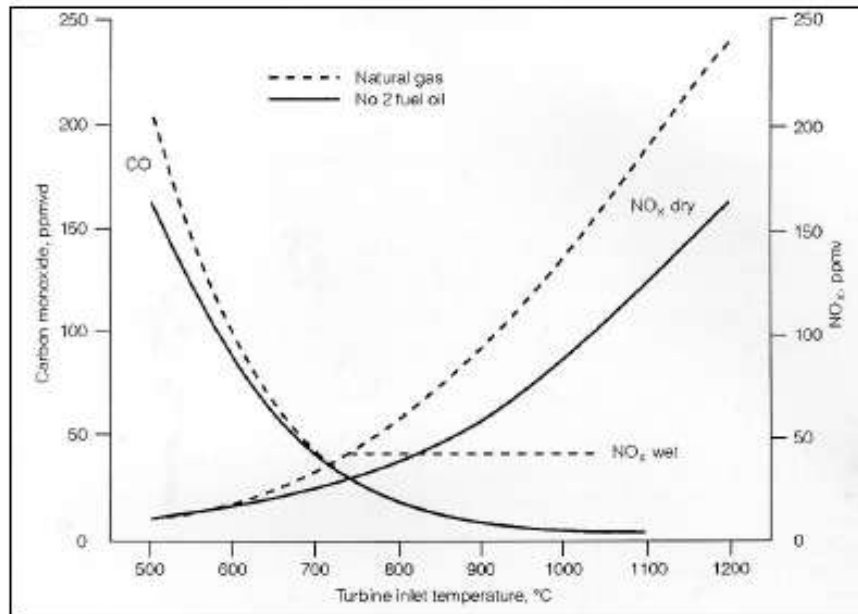
- Costs related to NO_x reduction for burner combustion processes
- NO_x and N₂O chemistry in atmospheric fluidised bed combustion
- NO_x and N₂O chemistry in pressurised fluidised bed combustion
- Nitrogen control (NH₃, HCN,) for gasifier product gas
- NO_x control in relation to gas turbine combustion
- NO_x control in relation to (transport vehicle) engines

NOTE : NO_x = NO + NO₂

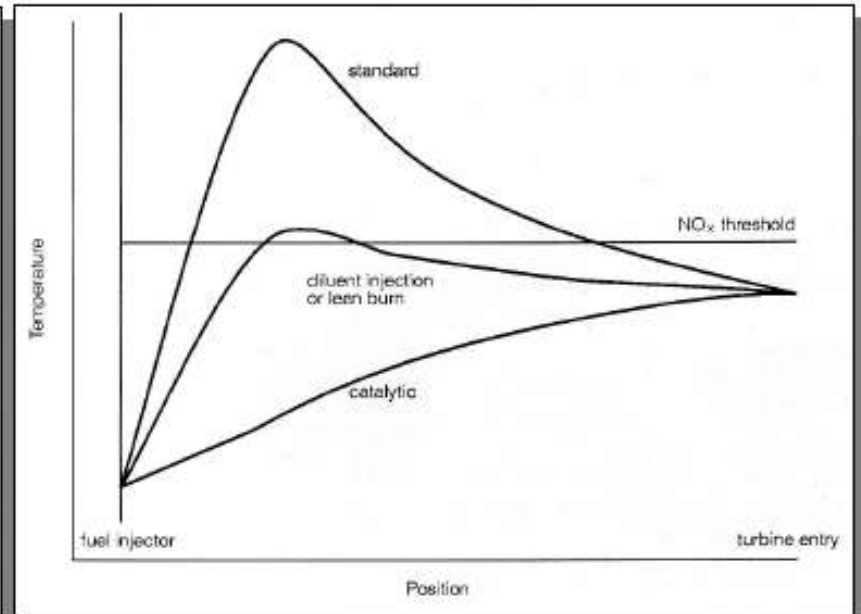
see: www.but.fi/~rzevenbo/gasbook



NO_x and CO from gas turbine combustion

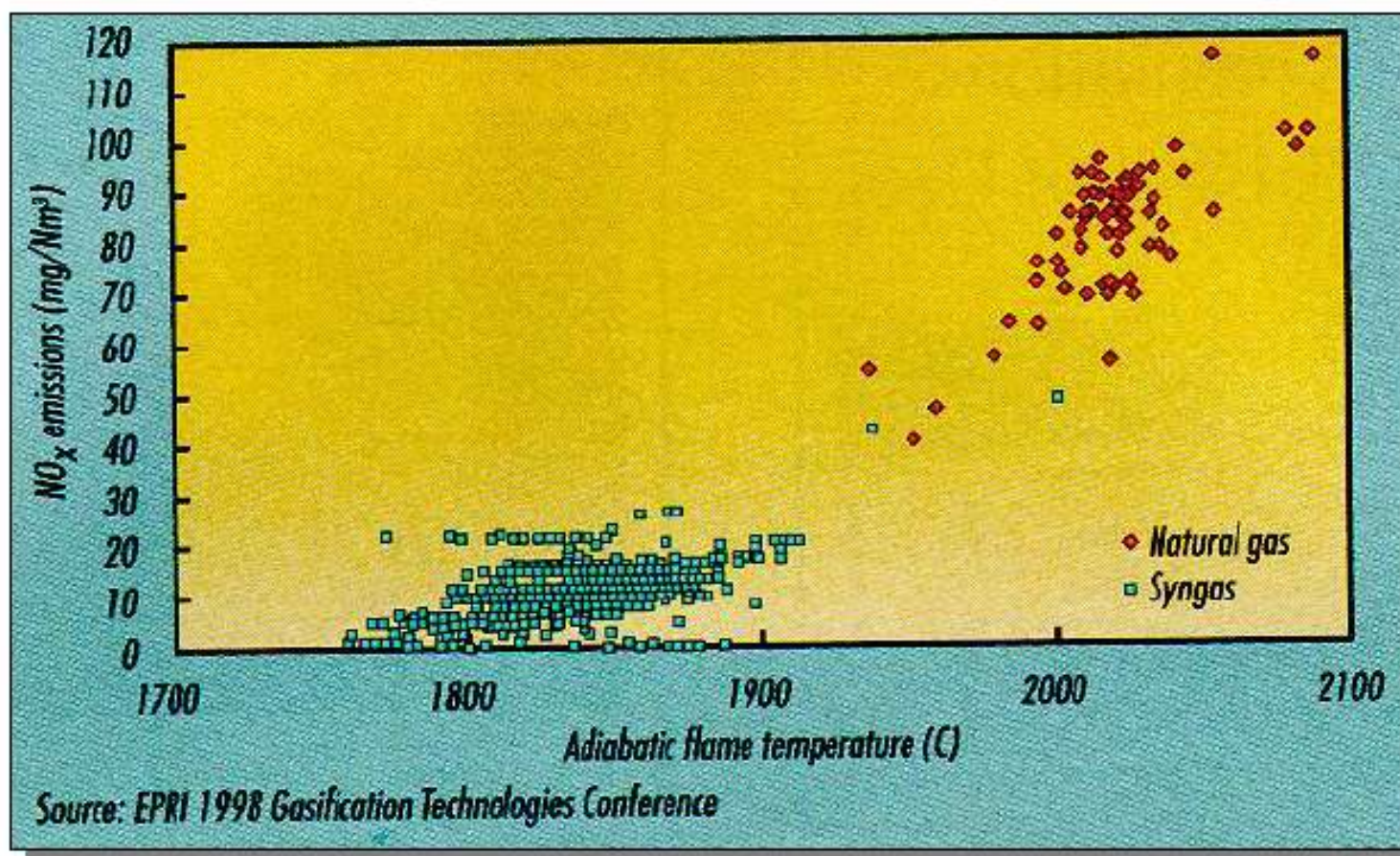


Effect of turbine inlet temperature



Effect of diluent or catalyst

NO_x from gas turbines: natural gas *versus* coal gasifier gas





Emission standards for passenger cars in the EU

	1996/1997	2000	2005
Petrol Driven			
CO	2.7	2.3	1.0
Hydrocarbons	0.341	0.20	0.10
NO _x	0.252	0.15	0.08
Diesel			
CO	1.06	0.64	0.50
Hydrocarbons	0.71	0.56	0.30
NO _x	0.63	0.50	0.25
Particulates	0.08	0.05	0.025

g / km

Przy zgazowywaniu biomasy
(i następnie metanowaniu
w celu produkcji SNG
należy liczyć się
z
deficytem wodoru