Brûler le bois ? Peut mieux faire !

Prof. François Marechal

Industrial Process and Energy Systems Engineering
Institute of Mechanical Engineering
School of Engineering
Station 9
Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne
http://ipese.epfl.ch

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Combustion : Peut-on faire mieux ?

Connu depuis plus de 400.000 ans

Aujourd'hui

On le fait dans une boîte

- Chaudière domestique
- Chauffage urbain

Efficacité 1er principe : 92% (LHV)
2nd law efficiency : 16% (T = 60°C)

Computer Aided methods for **Energy Systems Engineering**

Dr. Francois Marechal, Chem Eng.
Professor (EPFL-STI-IGM-IPESE) - Group Leader

Energy efficiency by process design & integration

- Thermo-economic-environomic process modeling
- Process and Energy System Integration
  - Modeling the possible interactions in the system
  - Energy-Water-Waste use and management integration
  - Renewable Energy Integration
- Multi-objective optimisation for decision support
  - Thermo-Economic and Environomic Pareto fronts
  - Life Cycle Environmental Impact assessment
- Understanding the energetics of complex systems
  - Thermodynamic methods and metrics for system analysis and design

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Biomass production

Schéma de la photosynthèse

$6\,CO_2 + 12\,H_2O + \text{énergie lumineuse} \rightarrow C_6H_{12}O_6 + 6\,O_2 + H_2O$

Diaxyde de carbone — Eau — Glucose — Oxygène — Eau

Equation de la photosynthèse

Solar radiation : $5.5\,10^{24}$ J

$2.6\,10^{24}$ J absorption and reflection

$5.1\,10^{23}$ J (cultivable area)

$5.1\,10^{21}$ J (photosynthesis efficiency)

crédits :

CO2 cycle

CO2 cycle

Resources énergétiques

		Gaz naturel	Bois	Essence	Diesel
	kg/Nm3	0.7	240	0.8	0.8
LHV	MJ/kg	50	17.8	44.4	43.4
	GJ/Nm3	0.0359	5.3-9.6	35.5	34.7
CO2	g CO2/MJ	49.3	0	67	72
supply eq CO2	g CO2/MJ	11.6	1.4-1.8 (production) 0.19 (20 MW) -1.1(320 MW) 1.6 - 2.9	16.7	13.4
	g CO2/MJ	60.9	1.6-2.9	83.7	85.4
		19 %	-	20 %	16 %
Cost	cts/kWh	10	3 - 7.5	18.6	19.2
industry	cts/kWh	3.4			

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Biomass potential and conversion

Biomass production potential in Switzerland

sustainable -**Technical** in PJ/year

Wood 42 -**165** PJ | 13 GJ/ha | **Agriculture** 26-**86** PJ | **Waste** 34-**50** PJ

Figures for Switzerland (sustainable potential : total = 82-301 PJ)

Source : world energy assessment : UNDP 2000

Bioenergy in Switzerland: assessing the domestic sustainable biomass potential
B Steubing, R Zah, P Waeger, C Ludwig
Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (8), 2256-2265

Gaz naturel dans la stratégie 2050

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Gaz naturel dans la stratégie 2050

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Turbine à gaz

Efficiency
GT24 : 37% (180 MW)
GT26 : 38.3 % (280 MW)

Figure 3: Main Features of the GT26 gas turbine (courtesy ALSTOM)

©F.Marechal LENI-IGM-STI-EPFL 2009

Cycle combiné

Table 2
SINGLE-SHAFT STAG PRODUCT LINE RATINGS

UNIT DESIGNATION	STEAM CYCLE	NET PLANT POWER	NET PLANT HEAT RATE (LHV) Btu/kWhr	KJkWhr	THERMAL EFFICIENCY
60Hz					
S106B	Non-Reheat, 3-Pressure	59.8	7005	7390	48.7
S106FA	Reheat, 3-Pressure	107.1	6440	6795	53.0
S107EA	Non-Reheat, 3-Pressure	130.2	6800	7175	50.2
S107FA	Reheat , 3-Pressure	258.8	6090	6425	56.1
S107G	Reheat, 3-Pressure	350.0	5885	6210	58.0
S107H	Reheat, 3-Pressure	400.0	5690	6000	60.0

	9FA	9H
Firing Temperature Class, F (C)	2400 (1316)	2600 (1430)
Air Flow, lb/sec (kg/sec)	1376 (625)	1510 (685)
Pressure Ratio	15	23
Combined Cycle Net Output, MW	391	480
Net Efficiency, %	56.7	60
NO_x (ppmvd at 15% O_2)	25	25

Figure 3. Single-shaft, combined-cycle, three-pressure reheat steam cycle

©F.Marechal LENI-IGM-STI-EPFL 2009

Gaz naturel dans la stratégie 2050

Installed power = 4.63 GW
Annual Energy = 91.31 PJ

Operating time = 5510h/y
Cost of Electricity : 6.373 cts/MWhe=18.7 CHF/GJe

Investissement spécifique 555$/kWe, interest rate 6%, lifetime 25y, natural gas price 9.7$/GJe, NGCC efficiency 58.75%.

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Gaz naturel dans la stratégie 2050

Operating time = 4390h/y
Cost of Electricity : 6.93 cts/kWhe (+ 9 %)

Technology	Capacity [GW]	Electricity produced [PJ]	Capacity factor [-]
CGC	3.3	51.58	0.5
Wind	2	19.55	0.31
PV	7	24.99	0.11

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Cogeneration : ORC

- Conversion of heat into electricity
  - T medium
  - Eff exergy = 50%
- Applications
  - Wood heating
  - Biogas engine
  - Geothermal energy

Enef Tech Energy solution (Lausanne)

Gasification & Fuel

Conversion into electricity

- Co-combustion with coal
  - simple and economic
- BIGCC Biomass Integrated gasification combined cycle

Varnamo (SE) – 6 MWe (32%) /9 MWth plant

Ressource
18.3 MW

Electricity
6. MW

Heat
9. MW

www-tec.open.ac.uk/ eeru/t265/update/image17.gif

Different gasifiers

References: MIT open courseware:William H. Green Sustainable Energy November 16, 2010
Capucine Dupont, LTB CEA Grenoble
www.springvale.biz/course%20notes/week11%20Biomass%20wood%20combustion1/week11.htm

Cogeneration : Gasification

Légende :

1. Réacteur
2. Chargement du bois
3. Evacuation des cendres
4. Ventilateur
5. Circuit de chauffage
6. Echangeur de chaleur
7. Colonnes de lavages
8. Filtrations
9. Moteur à gaz et génératrice
10. Catalyseur
11. Cyclone
12. Cuve de floculation
13. Décanteur
14. Aéro-refroidisseur

MENAG MANAGEMENT SA
XYLOWATT SA
Direction: G. Lagier
En Budron A12
1052 Le Mont-sur-Lausanne

Tél. +41 (0)21 651 69 69

Biomass to services

Rendements

Technologie	Rendements [% du PCI] électrique	chaleur	Remarques/Source
Co-combustion			
Chaudière pellets	-1	80	maison individuelle (système complet)
	-1	90	Hoval AG
Chaudière copeaux	-1	90	chaleur à distance
Cycle vapeur	26	67	Projet Aubrugg, ZH
- turbine à condensation	20	30	petite échelle (Durena AG)
	28	40	grande échelle (Durena AG)
- turbine à contre-pression	15	70	petite échelle (Durena AG)
ORC	16	72	Turboden
Gazéification			
& moteur	25	55	Güssing
& moteur, ORC	34	36	pilote Repotec
& cycle combiné	32	51	demo, Stahl (1999)
& cycle combiné	43	0	potentiel, Brown et al. (2009)

Emissions compared to Natural gas

NOx x 2.5

Particulates x 25

francois.marechal@epfl.ch ©Industrial Process and Energy Systems Engineering- IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

LENI Systems IPESE

Utiliser le bois à la place du Gaz naturel

Operating time = 4390h/y
Biomass needed = 148 PJ (i.e.
Cost of Electricity : 16.9 cts/kWhe

Technology	Capacity [GW]	Electricity produced [PJ]	Capacity factor [-]
CGC	3.3	51.58	0.5
Wind	2	19.55	0.31
PV	7	24.99	0.11

Investissement spécifique 3555$/kWe, interest rate 6%, lifetime 25y, natural gas price 3 cts/kWhe, NGCC efficiency 35%.

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

- Emissions de CO2 ?
  - Pourquoi pas utiliser le bois ?

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Electricité & Cogénération au gaz naturel

	Rendements en % du pouvoir calorifique inférieur		
Technologie	Electricité	Chaleur	Remarques/Source
Turbine à gaz	28	48	moyenne suisse en 2003 [38]
	30	50	potentiel max. [39]
Moteur à gaz	32	55	[10]
	34	52	moyenne suisse en 2003 [38]
	42	40	potentiel max. [39]
Cycle combiné	35	45	petite centrale de cogénération [40]
	57	0	centrale industrielle sans cogén. [35]
Piles à combustible (SOFC)	45	40	maison individuelle (labo/démo) [41]
	60	25	réseau local (labo) [41]
	80	20	grands bâtiments et chauffage basse température [37]
Piles à combustible (MCFC)	47	43	250 kW MTU system [42]
Piles à combustible (PEMFC)	35	32	250 kW Ballard system [42]
Piles à combustible biogaz (SOFC)	48.6	40	biogaz agricole[43]

[36] Emanuele Facchinetti, Daniel Favrat, and François Marechal. Design & Optimization of an Innovative small scale Solid Oxide Fuel Cell - Gas Turbine Hybrid Cycle for Residential Applications. *Energy*, submitted, 2011.

[37] Emanuele Facchinetti, Daniel Favrat, and François Marechal. Innovative Hybrid Cycle Solid Oxide Fuel Cell-Inverted Gas Turbine with CO_2 Separation. *Fuel Cells*, (0) :1–8, 2011. doi : 10.1002/fuce.201000130.

[38] Urs Kaufmann and Stephan Gutzwiller. Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Technical report, Office Fédérale de l'Energie, Berne, Suisse, 2005. Etude de Eicher+Pauli AG.

[39] F. Maréchal. Conversion d'énergie dans les systèmes urbains. Rapport interne, Laboratoire d'Energétique Industrielle, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2007.

[40] Durena AG. communication personelle, 2007.

[41] Nordahl Authissier (LENI/EPFL). communication personelle, 2007.

[42] Ludger Blum, Robert Deja, Roland Peters, and Detlef Stolten. Comparison of efficiencies of low, mean and high temperature fuel cell Systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(17) :11056–11067, August 2011. ISSN 03603199. doi : 10.1016/j.ijhydene.2011.05.122. URL http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319911013358.

[43] Jan Van herle, Daniel Favrat, François Maréchal, Olivier Bucheli, Sacha Leuenberger, and Yves Membrez. Process flow model of solid oxide fuel cell system supplied with sewage biogas. *Journal of Power Sources*, 131(1-2) :127–141, 2004.

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Economie d'énergie de la cogeneration

Energy savings = 30 %

CO_2 savings = 60% (Mix EU + substitution Mazout/GN)

CO2CH=-51 % ?

Exergy eff = 39.5 %

$$\eta_e = \frac{35}{100 - 55} = 77\%$$

Je, eff= 38.7% . source enerdata/IEA

Cogénération et pompe à chaleur

Energy savings = 50 %

CO_2 savings = 60% (Substitution Mazout/GN)

The grid is used to transfer electricity between units

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Utilisation rationelle du bois

$$\dot{M}^*_{LHV,pac} = \frac{\dot{Q}_{th,pac}}{\eta_{ch,cond}}$$

$$\dot{M}^*_{LHV} = \frac{\dot{Q}_{th}}{\eta_{ch}}$$

168 kJ

$$\Delta Energie = 40\ \%$$

$$\eta_{ch,cond} = 90\%$$
$$\eta_{ch} = 90\%$$

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Pompe à chaleur et Electricité a partir de bois

$$\dot{M}^*_{LHV} = \frac{\dot{Q}_{th}}{\eta_{ch}}$$

$$\dot{M}_{LHV} = \frac{\dot{Q}_{th}}{COP \quad \eta_{ngcc}}$$

Economie d'énergie = 41 %

Process integration in buildings

- Definition of the energy needs
  - Heating
  - Air renewal
  - Hot water
  - Waste Water
  - Air renewal

ENERGIS : urban energy integration

- Energy services are georeferenced
- Building demand to be aggregated

The urban system integration

- Energy services
  - Electricity
  - Heating
  - Cooling
  - Hot water
  - Refrigeration
  - Industry
- ➡Seasonal profiles
- ➡Evolution scenarios
  - ➡building stock
  - ➡refurbishment

Composite curve of the Geneva canton

francois.marechal@epfl.ch ©Industrial Process and Energy Systems Engineering - IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Renewable resources mapping

francois.marechal@epfl.ch ©Industrial Process and Energy Systems Engineering - IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

District heating cost : cts CHF/annual kWh

- Building density
  - nb + m2
- Power density
- Annual energy

$$L_{DHN} = 2(N_b - 1)K\sqrt{\frac{A_h}{N_b}}$$

$$T^*_{supply} = T_{return} + (T_{supply} - T_{return}) \cdot (1 + f_{loss,ref}\frac{T_{supply} - T_{ground}}{T_{ref} - T_{ground}})$$

$$\dot{Q}_{DHN} = \dot{m}_{DHN} cp_{fluid}(T^*_{supply} - T_{return})$$

$$d_{DHN} = \sqrt{\frac{4\dot{m}_{DHN}}{\pi v_s \rho(T^*_{supply})}}$$

$$C_{DHN} = \frac{(c_1 d_{DHN} + c_2)L_{DHN}\frac{1}{\tau}}{\dot{Q}_{DHN}} \quad [\mathrm{CHF/kWh}]$$

francois.marechal@epfl.ch ©Industrial Process and Energy Systems Engineering - IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

ENI Systems IPESE

EPFL

ENI Fuel Cells

EPFL ÉCOLE POLYTECHNIQUE FÉDÉRALE DE LAUSANNE

CO_2 capture and storage (CCS)

PCC CCS Report)

Capture du CO2

- Pénalité GN
  - Compression
    - 2% (LHV)
  - Pénalité :
    - 4-7% (LHV)
  - Total
    - 6 à 9% (LHV)
- Investissement
  - + 30%

Dépendance des conditions économiques

Scénario	Prix des ressources / CHF/GJ	Taxe carbone / CHF/t $_{CO_2}$	Heures d'opération / h/a	Durée de vie / a	Taux d'intérêts / %
A	14,2	20	4500	15	4
B	9,7	35	7500	25	6
C	5,5	55	8200	30	8

La capture du CO2

Système	CCGT	Postcomb.	Précomb.	Précomb.
Capture	Pas CCS	MEA	Selexol	Selexol
Type ressource	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel	Biomasse
Ressource / MW_{th}	559	587	725	380
Capture du CO_2 / %	0	89,5	89,1	59
Efficacité énergétique / %	58,75	49,6	52,6	34,8
Électricité nette / MW_e	333	296	381	132
Émissions locales / $kg_{CO_2,\,local}/GJ_e$	105	14,9	11,5	-170,4
PRG / $kg_{CO_2,\,eq}/GJ_e$	120	34	31,9	-134,2
Investissement / CHF/kW_e	555	909	813	3880
Prix de revient / CHF/GJ_e [1]	18,3	23,2	24,5	49,5
Prix de revient incl. taxe / CHF/GJ_e [1]	22	23,7	24,9	43,5
Prix de revient incl. taxe / CHF/GJ_e [2]	18,2 à 28,8	9 à 40	12,8 à 42	15 à 69
Coûts CO_2 évité incl. taxe / $CHF/t_{CO_2,évité}$ [2]	–	-63 à -121	-49 à -127	0 à -253

Tableau Comparaison de la performance des procédés. [1] Scénario B. [2] Variation entre les scénarios A et C.

Scénario	Prix des ressources / CHF/GJ	Taxe carbone / CHF/t_{CO_2}	Heures d'opération / h/a	Durée de vie / a	Taux d'intérêts / %
A	14,2	20	4500	15	4
B	9,7	35	7500	25	6
C	5,5	55	8200	30	8

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

L. Tock and F. Marechal, La capture de CO2 dans les centrales électrique, réduction des émissions de CO2 par CCS, Bulletin SEV/ASE, Nov. 2013

Système hybride pile à combustible

$$\eta_d = \frac{E^-}{CH4^+_{LHV}} = 80\%$$

Fuel cell

15 kWe

Gas turbine

6 kWe

Fuel processing

26.3 kW_{LHV}

CH4 → Bio CH4

100%

→ CO2 to recycling ?

→ Elec 80 - 82% 21 kWe

→ Heat 18- 16% 5.3 kWth

→ H2O

Facchinetti, M, Daniel Favrat, and Francois Marechal. "Sub-atmospheric Hybrid Cycle SOFC-Gas Turbine with CO2 Separation." *PCT/IB2010/052558, 2011.*

Process integration

2.2 kWth/kWel

Fig. 7 HCox composite curves of optimal solution with π = 3 and max TIT = 1,573 K.

francois.marechal@epfl.ch "Industrial Process and Energy Systems Engineering - IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

ENI IPESE Systems

Facchinetti, Emanuele, Daniel Favrat, and François Marechal. *Fuel Cells*, no. 0 (2011): 1-8.

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Coût des systèmes SOFC

		Small size		Medium size		
Parameters	Unit	FICFB_NP_S	VKG_S	FICFB_NP_M	FICFB_P_M	CFB_M
Humidity wood dryer outlet	%	0.16	0.21	0.11	0.11	0.11
Steam/biomass ratio	-	0.76	-	0.85	0.9	0.56
Steam to carbon ratio in the reformers	-	1	1.08	1.12	1.86	1
Fuel cell Inlet temperature	K	1026	1023	101	1011	1022
Steam excess ratio in the post combustor	-	0.30	0.26	0.27	0.23	0.32
Energy efficiency	[%]	**64.5**	**68.7**	**65.6**	**67**	**71%**
Specific investment cost	[$/kW]	22048	27196	11113	10280	9305
Specific Cost (electricity output)	[$/kWh el]	**1.03**	**1.10**	**0.35**	**0.33**	**0.30**
Specific Cost (biomass input)	[$/kWh th,BM]	0.63	0.71	0.21	0.20	0.19

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Reduction du coût de la technologie

- Elément SOFC = 78 % du coût du système

Diminution du coût en fonction du nombre de systèmes en production

Caliandro P, Tock L, Ensinas A, Marechal F. Thermo-economic optimization of a Solid Oxide Fuel Cell-Gas Turbine system fuelled with gasified lignocellulosic biomass. Proceedings of ECOS 2013, Guilin, China, July 16-19, 2013.

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Renewable natural gas : Synthetic natural gas from biomass

WOOD Natural Gas (SNG) CO2 (pure)

$$CH_{1.35}O_{0.63} + 0.3475H_2O \xrightarrow{\Delta H^0 = -10.5\ kJ/mol_{wood}} 0.51125CH_4 + 0.48875CO_2$$

francois.marechal@epfl.ch "Industrial Process and Energy Systems Engineering - IP

Gassner, M., and F. Maréchal. "Thermo-economic optimisation of the integration of electrolysis in synthetic natural gas production from wood." *Energy* 33, no. 2 (February 2008): 189-198.

Gaz de synthèse

- Resource productivity

francois.marechal@epfl.ch ©Industrial Process and Energy Systems Engineering - IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Investissements

Configuration	Type	Taux d'humidité %	Rendements GNS %	Electr. %	Chaleur %	Investissement[a] M€ à MW_{in}	Référence
Ecoinvent	ACV	47	51.1[b]	-5.0	-	-	[10]
Energiehub Baden	démo	50	39.0[c]	-[c]	19.0	-	[24]
Gaz. indirecte, méth. en lit fluidisé, sép. par membranes	modèle	0	59.7	-0.8	-	-	[25]
Gaz. indirecte, méth.	modèle	50	60.7	5.4	-	-	[26]
en lit fixe sép. par lavage MEA		50	60.7	4.8	8.8	-	
Gaz. directe, meth. en lit fixe, sep. par lavage physique	projet industriel	50	72.0	-4.0	24.0	243 à 240	[27]
Gaz. indirecte, méth.	modèle	50	69.3	3.7	-	23.8 à 20	[21]
lit fluidisé, sép. par PSA ou membranes	optimisé	50	65.9	1.8	16.9	21.9 à 20	
Gaz. directe, méth.		50	75.0	2.6	-	16.6 à 20	
lit fluidisé, sép. par lavage phys. ou membranes		50	68.1	3.0	19.8	15.0 à 20	

[a] Selon [21], le coût d'investissement à d'autres échelles peut être calculé par l'Equation (5) avec des exposants c_2 variant entre 0.6-0.9 en fonction de la configuration choisie.

[b] Cet inventaire est basé sur l'hypothèse que 18% de la production brute de GNS (rendement brut : 62.0%) doit être brûlé afin de produire de la vapeur pour la gazéification. Ceci est contradictoire à toutes les études de procédés, qui démontrent qu'assez de chaleur excédentaire est disponible pour couvrir la demande interne.

[c] Dans l'installation de démonstration projetée pour Baden, seulement 2/3 du gaz de synthèse produit est méthanisé, le reste étant utilisé pour la cogénération dans un moteur à gaz afin de couvrir la demande interne en électricité. En raison du caractère de démonstration, la récupération d'énergie mécanique dans un cycle vapeur n'est pas prévue.

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Gassner et al. Utilisation du biogaz (rapport canton de Vaud)

Investment as a function of biomass feed

Break-even cost of the resource

Energy vector		Unit	Price scenario Green	Mid	Low	CH-market[a] 1999	2008/09
Electricity	C_{el}	$ MWh^{-1}	180	90	60	90–135	80–160
Automotive fuel & SNG	C_{SNG}	$ MWh^{-1}	120	60	40	80–95	130–140
Industrial heat	C_q	$ MWh^{-1}	80	40	26.6	20–35	40–65

[a] Including tax. Figures for 1999 are from Previdoli and Beck,[60] 2008/09 are approximate.

Gassner, Martin, and François Maréchal. "Thermo-Economic Optimisation of the Polygeneration of Synthetic Natural Gas (SNG), Power and Heat from Lignocellulosic Biomass by Gasification and Methanation." Energy and Environmental Science 5, no. 2 (2012): 5768 – 5789. doi:10.1039/c1ee02867g.

Capture du CO2 dans le procédé SNG

- Capture optimale

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

LENI Systems

Environmental Process performance indicators

Identification of Life Cycle Inventory elements

- Process superstructure, extended with LCI

➡use of ecoinvent emission database (1) for each LCI element, to take into account off-site emissions

(1) http://www.ecoinvent.org

Gerber, L., Gassner, M., and Maréchal, F. (2009). Integration of LCA in a thermo-economic model for multi-objective process optimization of SNG production from woody biomass, , (), 1405-1410

Disponibilité de la biomasse

Steubing B, et al., Identifying environmentally and economically optimal bioenergy plant sizes and locations: A spatial model of wood-based SNG value chains, Renewable Energy (2012), http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.08.018

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Coût du transport

Fig. 6. Transport distances according to plant sizes, locations, and wood availability scenario (left: ESA base, right: ESA maximum).

Steubing B, et al., Identifying environmentally and economically optimal bioenergy plant sizes and locations: A spatial model of wood-based SNG value chains, Renewable Energy (2012), http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.08.018

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Integration of LCIA in the methodology
Perspective: Technology Evolution

Integration of LCIA in the methodology
Perspective: plant scale-up vs. biomass logistics

The biomass Logistics has an influence on the plant impact

* LCI data taken from Felder et al, and adapted to system limits

→ *Optimal plant size with respect to biomass logistics*

Multi-objective optimization results

- Optimal configurations

1. *Process scale*
2. *Technology evolution*
3. *Environmental objective function*

ENI IPESE Systems Thesis L. Gerber 2012

francois.marechal@epfl.ch "Industrial Process and Energy Systems Engineering - IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Long term electricity storage by converting electricity to fuel

Carbon source

WOOD

$$CH_{1.35}O_{0.63} + 0.3475H_2O \xrightarrow{\Delta H^0 = -10.5\ kJ/mol_{wood}} 0.51125CH_4 + 0.48875CO_2$$

Natural Gas CO2 (pure)

+ CH_4 - CO_2 + 2 H_2O

+ 4 H_2O + E → + 4 H_2 + 2 O_2

Storage as transportation fuel

$$\eta_c = \frac{\Delta CH4^{-}_{LHV}}{\Delta E^{+}} = 85\%$$

ENI IPESE Systems Gassner, M., and F. Maréchal. *Energy* 33, no. 2 (2008) 189–198.

francois.marechal@epfl.ch "Industrial Process and Energy Systems Engineering - IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Indirectly heated gasification : electricity storage option

Gassner, M., and F. Maréchal. "Thermo-economic Optimisation of the Integration of Electrolysis in Synthetic Natural Gas Production from Wood." *Energy* 33, no. 2 (February 2008): 189–198. doi:10.1016/j.energy.2007.09.010.

Round trip efficiency of electricity storage

- H2 electrolysis integrated in SNG process
  - CO2 emissions are negative (wood carbon neutral, CO2 is captured)
  - liquid methan (6%) LHV

$$\eta_c = \frac{\Delta CH4^-_{LHV}}{\Delta E^+} = 85\%$$

- CH4 conversion NGCC (CO2 = 0 because C biogenic)

$$\eta_d = \frac{E^-}{CH4^+_{LHV}} = 60\%$$

- Roundtrip efficiency

$$\eta = \frac{E^-}{E^+} = 50\%$$

- Long term storage on the gas grid !

If Electricity production efficiency increases

- Hybrid gas turbine SOFC combined cycle $\eta_d = \frac{E^-}{CH4^+_{LHV}} = 80\%$

$$\eta = \frac{E^-}{E^+} = 68\%$$

- Round trip with long term storage on gas grid and decentralised production

francois.marechal@epfl.ch ©Industrial Process and Energy Systems Engineering. IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

ENI Systems IPESE

Facchinetti, Emanuele, Daniel Favrat, and François Marechal. "Innovative Hybrid Cycle Solid Oxide Fuel Cell-Inverted Gas Turbine with CO_2 Separation." *Fuel Cells*, no. 0 (2011): 1-8.

Site integration: process couplings
EtOH & SNG

Ethanol production from lignocellulosic biomass:

values based on LHV

input: 58 $MW_{th,wood}$

Site integration: process couplings
EtOH & SNG

Ethanol production from lignocellulosic biomass:

input: 58 $MW_{th,wood}$

		steam cycle
Input	wood	100 %
Output	ethanol	32.3 %
	SNG	-
	electricity	17.1 %
chem. efficiency ($\Delta\eta_{NGCC}$=55%)		62.3 %
total efficiency		49.4 %

Energy balance for different process integration options (without seed train, non-optimised).

Site integration: process couplings
EtOH & SNG

Ethanol production from lignocellulosic biomass:

input: 58 $MW_{th,wood}$

		steam cycle	IGCC	SNG	+ steam	+ HP
Input	wood	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Output	ethanol	32.3 %	32.3 %	32.3 %	32.2 %	32.2 %
	SNG	-	-	40.3 %	30.5 %	41.9 %
	electricity	17.1 %	21.5 %	-3.0 %	1.5 %	-1.0 %
chem. efficiency ($\Delta\eta_{NGCC}$=55%)		62.3 %	70.0 %	67.3 %	65.3 %	72.3 %
total efficiency		49.4 %	53.8 %	70.5 %	64.2 %	73.1 %

Energy balance for different process integration options (without seed train, non-optimised).

Gassner, M. and Maréchal F. ECOS2010 proceedings, Suping Zang et al. *Energy and fuels* 23, no. 3 (2009): 1759-1765

New technology Hydrothermal gasification

15% solids content in feedstock – 94% CH4 in crude SNG
Sludge treatment

INPUT:
10 MW$_{dry}$
15 % solid cont

Conceptual process flow diagram for hydrothermal gasification in supercritical water.

SNG 6.2 MW

ELEC 0.25 MWe

Salts

Water

- **Depleted gas are not sufficient to close the energy balance;**
- **Considering a 94%vol methane rich crude product, about 8 % of the total massflow has to be burned in order to satisfy the energy demand of the process ;**

Gassner, Martin, and François Maréchal. "Thermo-economic Optimisation of the Polygeneration of Synthetic Natural Gas (SNG), Power and Heat from Lignocellulosic Biomass by Gasification and Methanation." *Energy and Environmental Science* 5, no. 2 (2012): 5768 – 5789.

francois.marechal@epfl.ch Industrial Energy Systems Laboratory - LENI-IGM-STI-EPFL 2012

LENI Systems IPESE

gasification hydrothermale

Ressource	Taux d'humidité %	Contenu en mat. organique % (kg/kg$_{sec}$)	Rendements GNS %	Rendements Electr.[a] %	Invest-issement[b] M€ à 20 MW$_{in}$
Déchets industriels & alimentaires	50 à 75	>99	56 à 77	0 à 10	10.4 à 14.2
Bois	50	>99	50 à 65	4 à 13	12.7 à 17.7
Lisier	97	75	54 à 68	-1 à 3	21.9 à 24.6[c]
Boue d'épuration	95	63	40 à 57	-1 à 5	14.0 à 18.4
- après digestion	95	52	18 à 44	-1 à 8	16.7 à 19.4

[a] Bien que n'ayant pas été étudiée de manière systématique, des coefficients de performance de l'ordre de 5 à 6 ont été observés pour la substitution de la cogénération d'électricité par celle de chaleur.

[b] Selon [31], le coût d'investissement à d'autres échelles peut être calculé par l'Equation (5) avec des exposants c_2 variant entre 0.6-0.8 en fonction de la configuration choisie.

[c] Le coût d'investissement plus élevé pour le lisier s'explique par la néccessité du traitement de l'eau par ultrafiltration et osmose inverse pour la récupération des engrais et la matière organique dissoute.

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Utilisation dans le transport

Carburant	km/MJ 2002[c]	km/MJ 2010[d]	km/MJ 2005[e]	l/100 km[a] 2002[c]	l/100 km[a] 2010[d]	l/100 km[a] 2005[e]	g_{CO2}/km[b] 2002[c]	g_{CO2}/km[b] 2010[d]	g_{CO2}/km[b] 2005[e]
Essence	0.475	0.625	0.362	6.60	5.02	8.66	160	120	205
Diesel	0.556	0.667	0.402	5.00	4.17	6.92	140	110	184
Gaz naturel comprimé	0.436	0.667	0.325	7.20	4.70	9.65	135	80	164
Voit. électrique		2.18	1.39		1.44	2.26		0	0

[a] Pour gaz naturel et électrique, l'equivalence essence est donnée.
[b] Sans chaîne de production du carburant et correction en équivalent CO_2
[c] Nouvelles voitures, essence : *direct injection spark ignition*, diesel : *direct injection compression ignition*, gaz naturel comprimé : *port injection spark ignition*. Données pour gaz, essence et diesel selon Edwards et al. [44], électrique selon Eberhard and Tarpenning [45].
[d] Comme [b], mais avec un moteur hybride
[e] Valeurs selon Ecoinvent Centre [46], [47]. Pour l'essence et le diesel, ceci correspond à la moyenne du parc de voitures suisses.

Voiture électrique avec GN à 80% ! => 1.68 km/MJ bois !!!!

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Le système global

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

Choisir le bon endroit pour utiliser le bois

- reference gaz naturel (90% chaudière, 58.7% NGCC, Voiture essence 2005)

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

More Sustainable energy systems

francois.marechal@epfl.ch "Industrial Process and Energy Systems Engineering - IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

The impact of the hidden fuel

- 45 kJ of renewable energy replaces 100 kJ of fossil fuel
- Overall negative CO2 balance
  - Trees sucks CO2 from the atmosphere
  - CO2 sequestration or recycling !

The Swiss Energy picture

Suisse 2011, adapted from http://www.bundespublikationen.admin.ch/redirect.php?lang=fr&itemnumber=805.006.11

One Swiss Energy picture for the 2000 W society

1700 Wyear/year/cap

1600 Wyear/year/cap

nt biomass : 700 CHF/cap

francois.marechal@epfl.ch ©Industrial Process and Energy Systems Engineering - IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

LENI Systems IPESE

Gassner, et al. *Energy and Environmental Science* 4, no. 5 (2011): 1742–1758.
Marechal, Francois, Daniel Favrat, and Eberhard Jochem. *Resources, Conservation and Recycling* 44, no. 3 (2005): 245–262.

Conclusion

- Brûlé le bois … peut mieux faire
  - facteur 6 par rapport à la combustion
  - si la surface de bois est mobilisée pour le chauffage
  - le facteur 6 n'est plus possible.
- Conversion efficace
  - bio SNG
  - Piles à combustible
  - Transport
- Capture & sequestration du CO2
- Intégration chauffage urbain
- Stockage long terme de l'électricté

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013

- Thanks to
  - Dr. Laurence Tock, Dr. Martin Gassner, Dr. Leda Gerber
  - Dr. Leandro Salgueiro
  - Victor Codina Girones

Perspectives de l'utilisation du biogaz distribué dans le réseau de gaz naturel

Rapport de l'étude effectuée sur mandat du Service de l'Environnement et de l'Energie (SEVEN) du Canton de Vaud

Martin Gassner, Léda Gerber, Leandro Salgueiro, François Maréchal

Laboratoire d'Energétique Industrielle (LENI)
Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL)
CH - 1015 Lausanne, Suisse

©Francois Marechal -IPESE-IGM-STI-EPFL 2013