

---

# Le gaz naturel et son rôle dans la stratégie énergétique 2050

**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>

## **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-environmental 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 Environmental Pareto fronts
  - Life Cycle Environmental Impact assessment
- Understanding the energetics of complex systems
  - Thermodynamic methods and metrics for system analysis and design

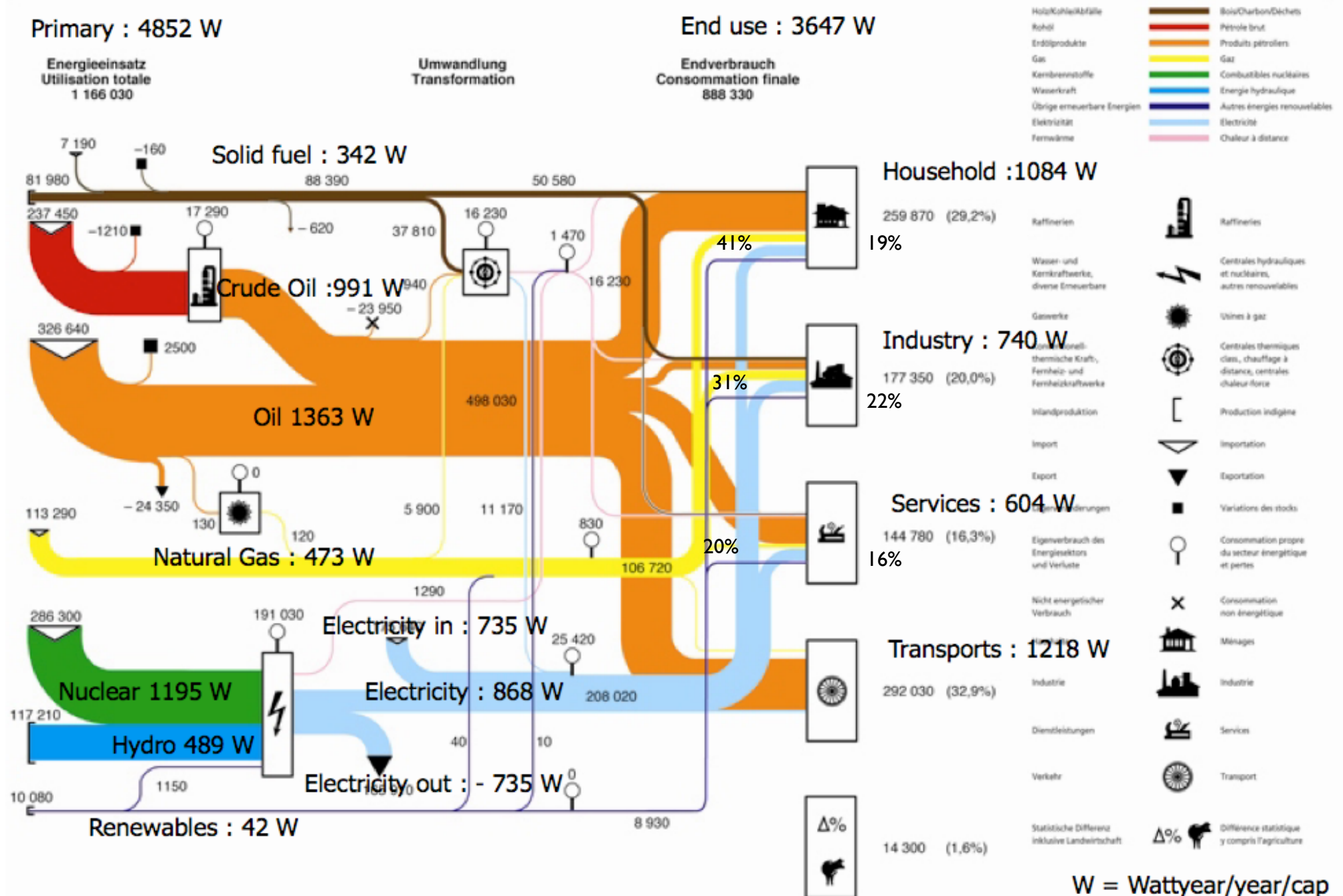
- Le gaz naturel et ses concurrents
  - Le gaz naturel et sa conversion
  - Usages
  - Avantages
- Le gaz naturel et la capture du CO<sub>2</sub>.
- La production du gaz naturel à partir de carbone biogénique : biogaz et gaz de synthèse.
- Le rôle du gaz naturel dans la perspective du développement des smart grids.

# Le gaz naturel

		Gaz naturel	Hydrogene	Essence	Diesel
	kg/Nm3	0.7	0.1	0.8	0.8
LHV	MJ/kg	50	120	44.4	43.4
	MJ/Nm3	35.9	10.8	35.5	34.7
CO2	g CO2/MJ	49.3	-	67	72
supply eq CO2	g CO2/MJ	11.6	-	16.7	13.4
	g CO2/MJ	60.9		83.7	85.4
		19 %	-	20 %	16 %
Cost	cts/kWh	10		18.6	19.2
industry	cts/kWh	3.4			

25 kg CO2-Eq/kg\_CH4



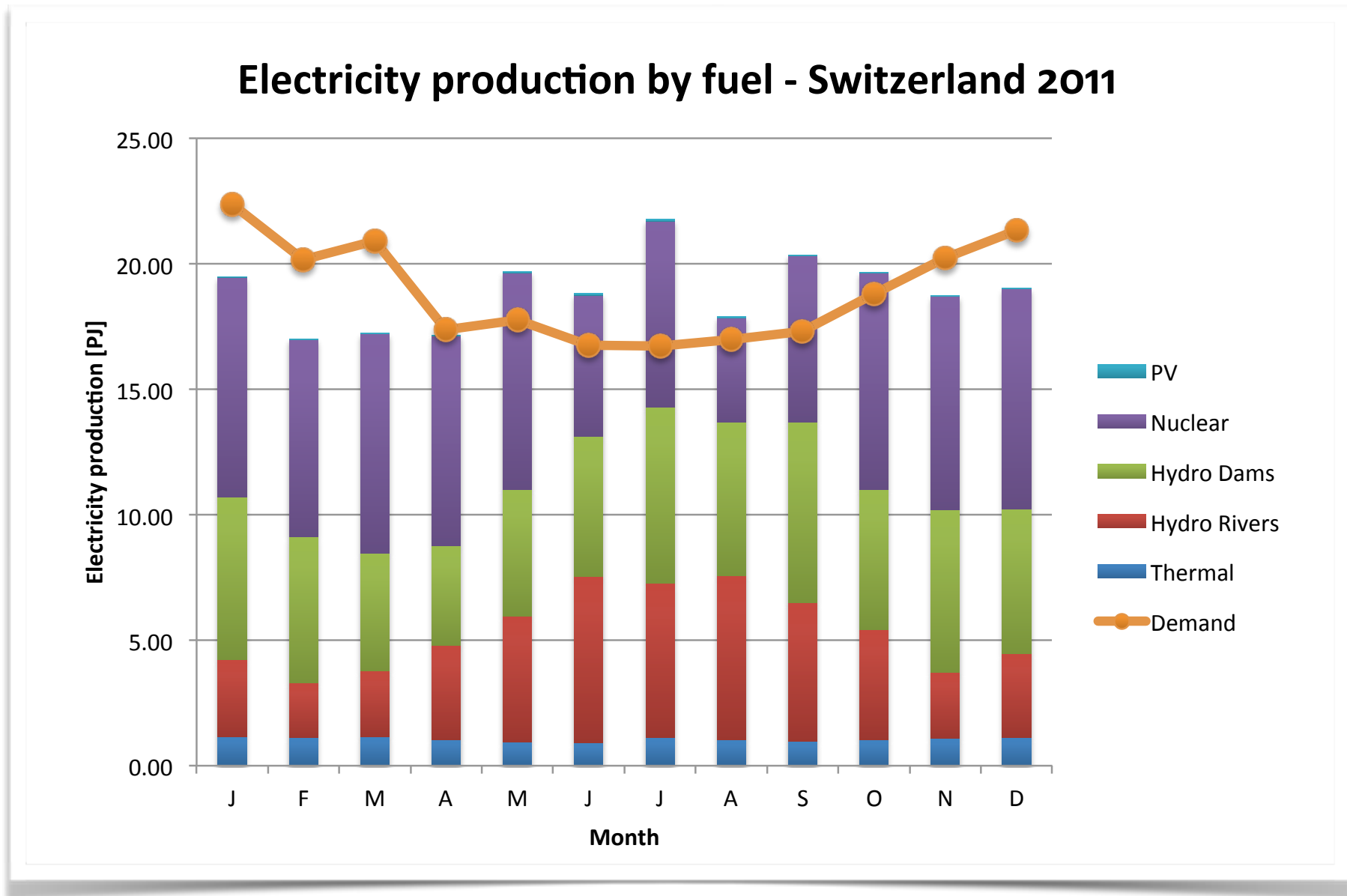


Source : OFEN : <http://www.energie-schweiz.ch/bfe/fr/statistik/gesamtenergie> (2006)

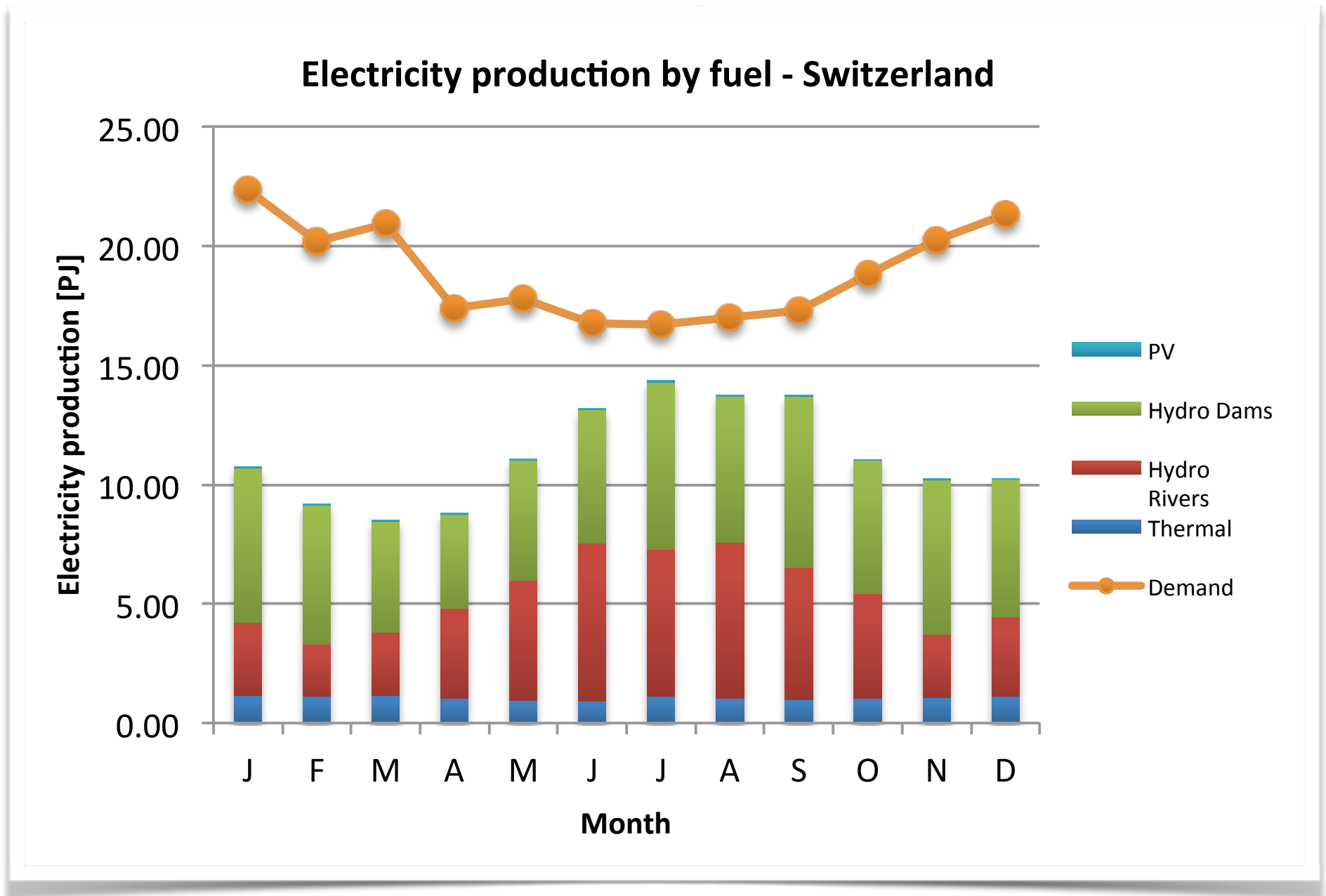
Quelle: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2006

Source: Statistique globale suisse de l'énergie 2006

# Gaz naturel dans la stratégie 2050

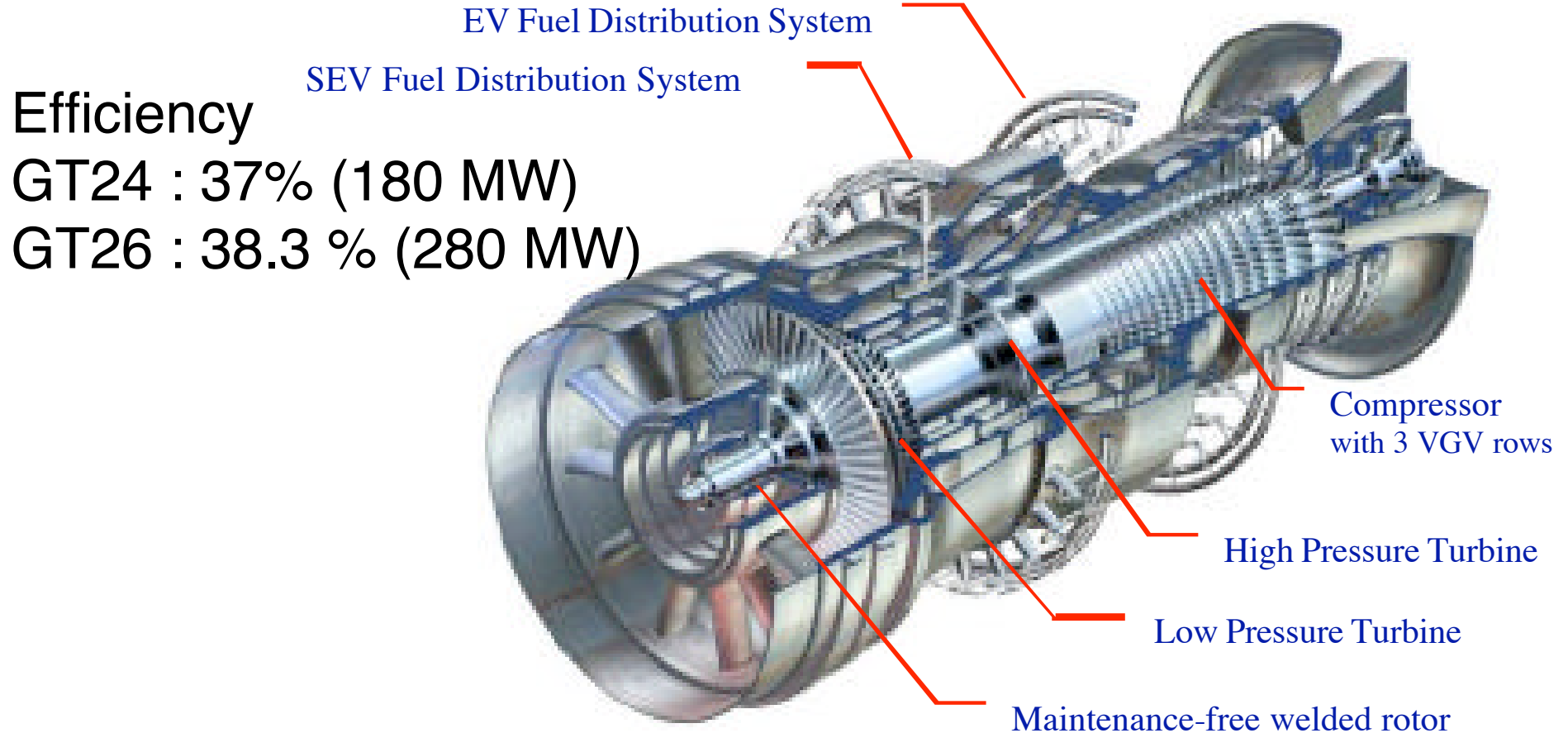


# Gaz naturel dans la stratégie 2050



# Turbine à gaz

---



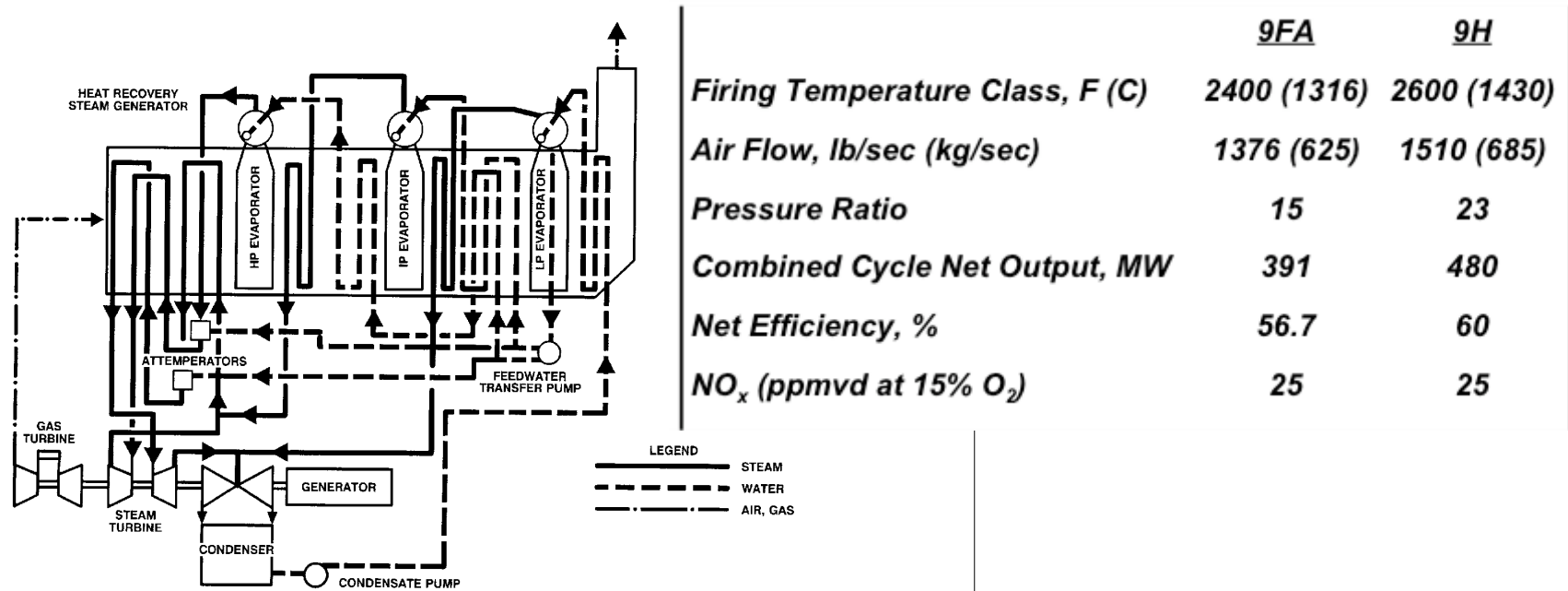
**Figure 3: Main Features of the GT26 gas turbine (courtesy ALSTOM)**

---

# Cycle combiné

Table 2  
SINGLE-SHAFT STAG PRODUCT LINE RATINGS

UNIT DESIGNATION	STEAM CYCLE	NET PLANT POWER	NET PLANT HEAT RATE (LHV)		THERMAL EFFICIENCY
			Btu/kWhr	KJkWhr	
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



GT23103

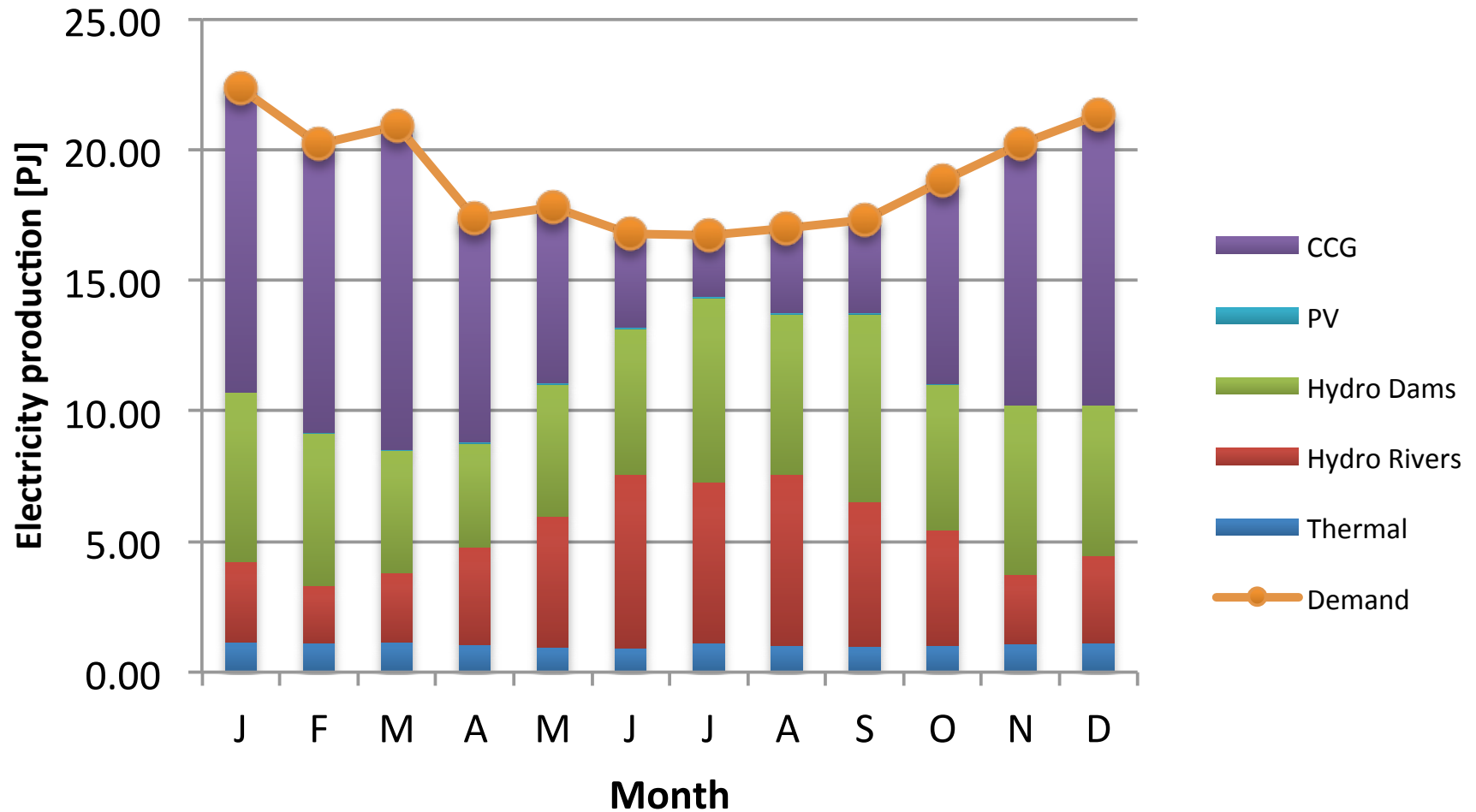
Figure 3. Single-shaft, combined-cycle, three-pressure reheat steam cycle

# Gaz naturel dans la stratégie 2050

Installed power = 4.63 GW  
Annual Energy = 91.31 PJ

Operating time = 5510h/y  
Cost of Electricity : 63.73 CHF/MWhe = 18.7 CHF/GJe

## Electricity production by fuel - Switzerland



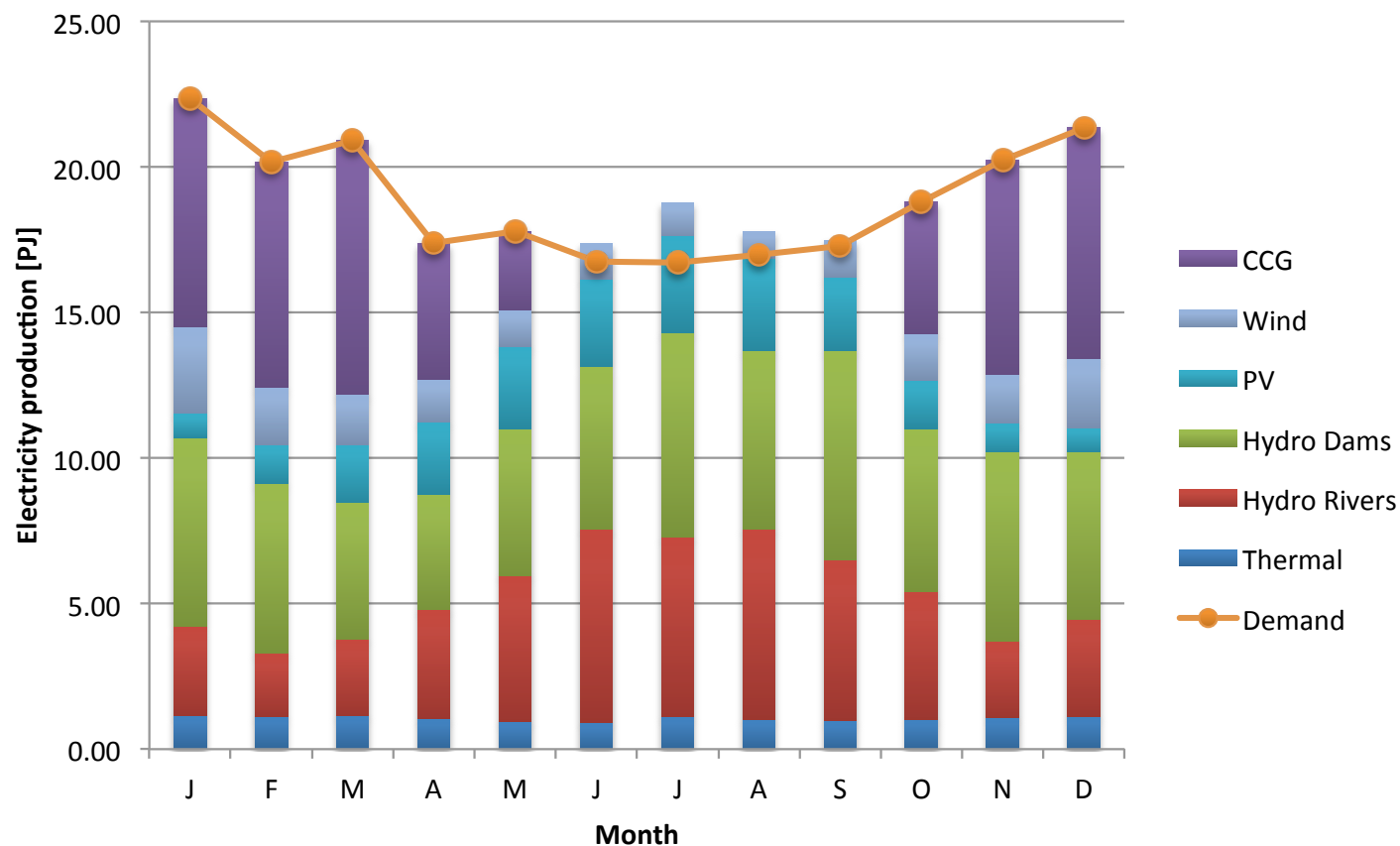
Investissement spécifique 555\$/kWe, interest rate 6%, lifetime 25y, natural gas price 9.7\$/GJe,  
NGCC efficiency 58.75%.

# Gaz naturel dans la stratégie 2050

Operating time = 4390h/y  
 Cost of Electricity : 69.3 CHF/MWhe (+ 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

## Electricity production by fuel - Switzerland



- 
- Emissions de CO<sub>2</sub> ?



# Electricité & Cogénération au gaz naturel

Technologie	Rendements en % du pouvoir calorifique inférieur		
	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'Énergie, Berne, Suisse, 2005. Etude de Eicher+Pauli AG.

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

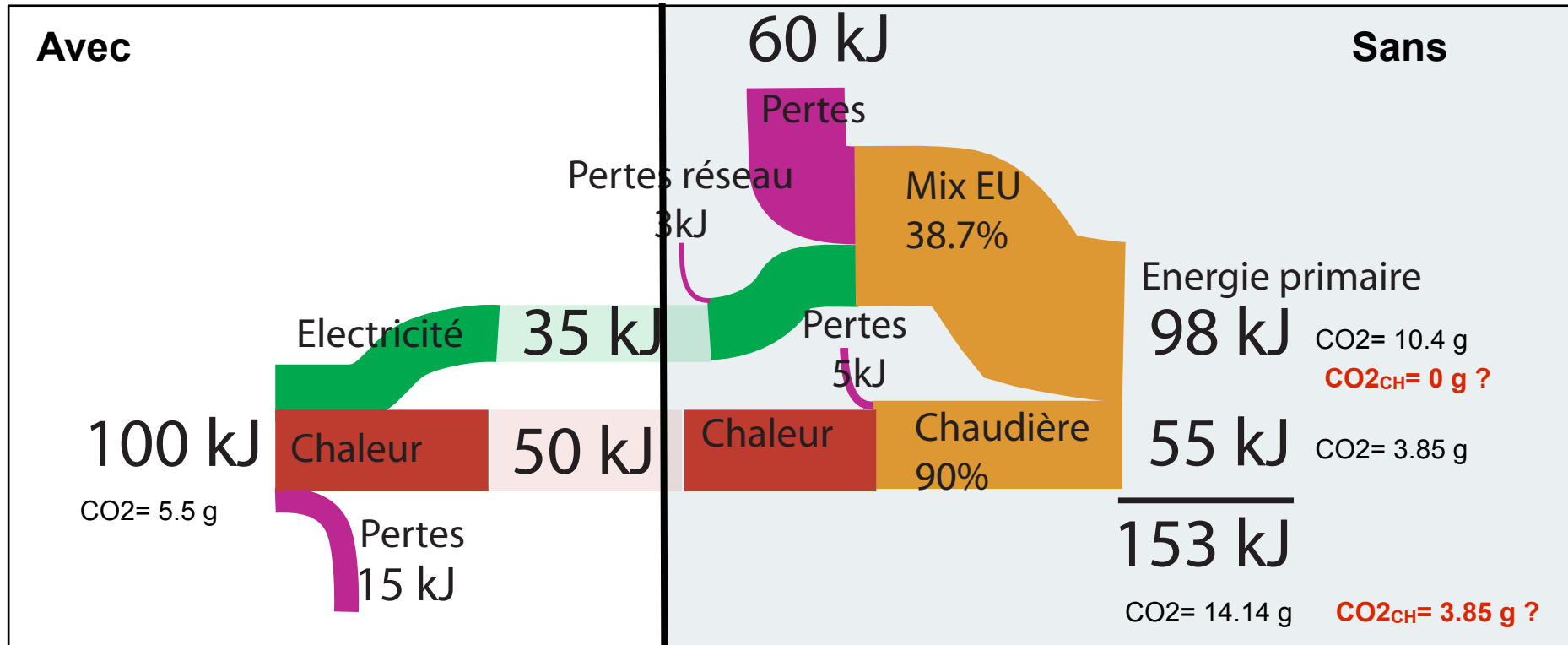
[40] Durena AG. communication personnelle, 2007.

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

# Economie d'énergie de la cogeneration



Energy savings = 30 %

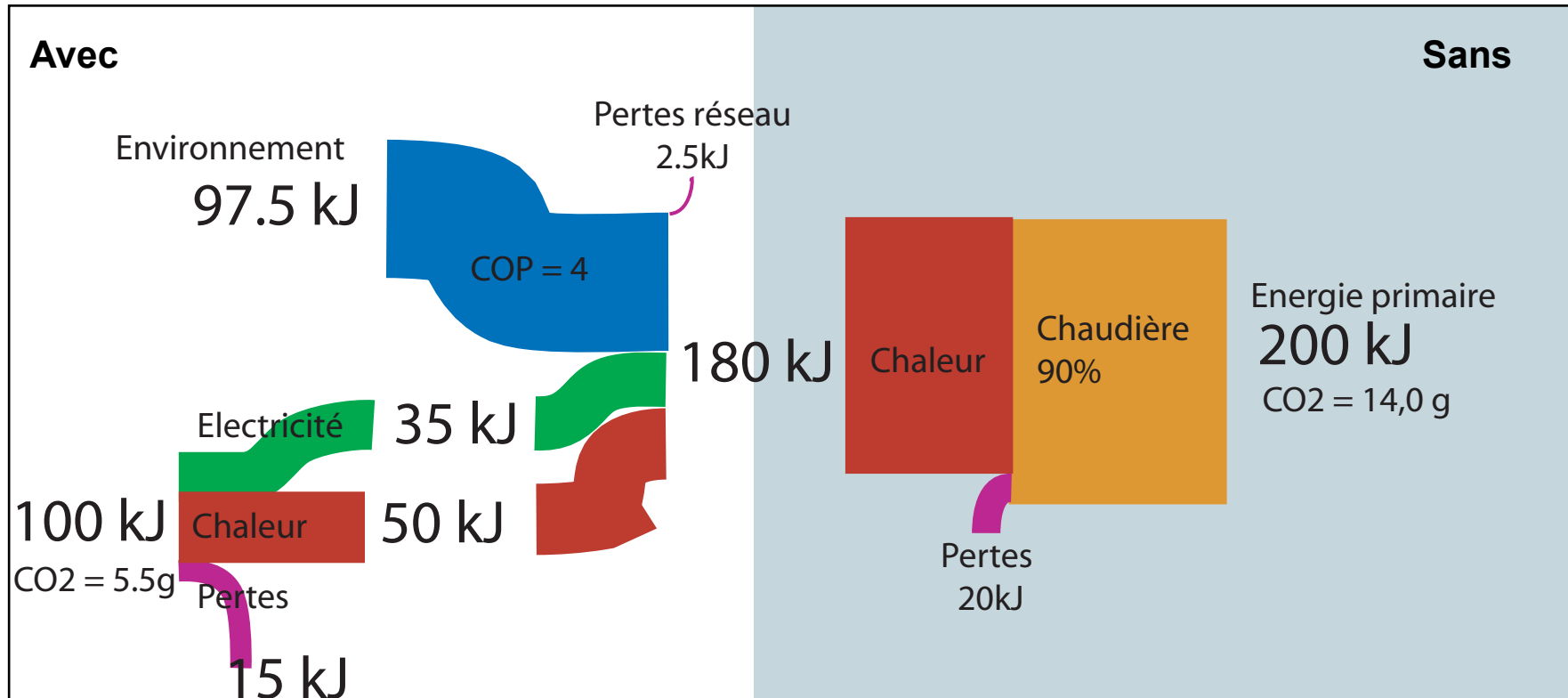
CO<sub>2</sub> savings = 60% (Mix EU + substitution Mazout/GN)

**CO<sub>2CH</sub> = -51 % ?**

Exergy eff = 39.5 %

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

# Cogénération et pompe à chaleur

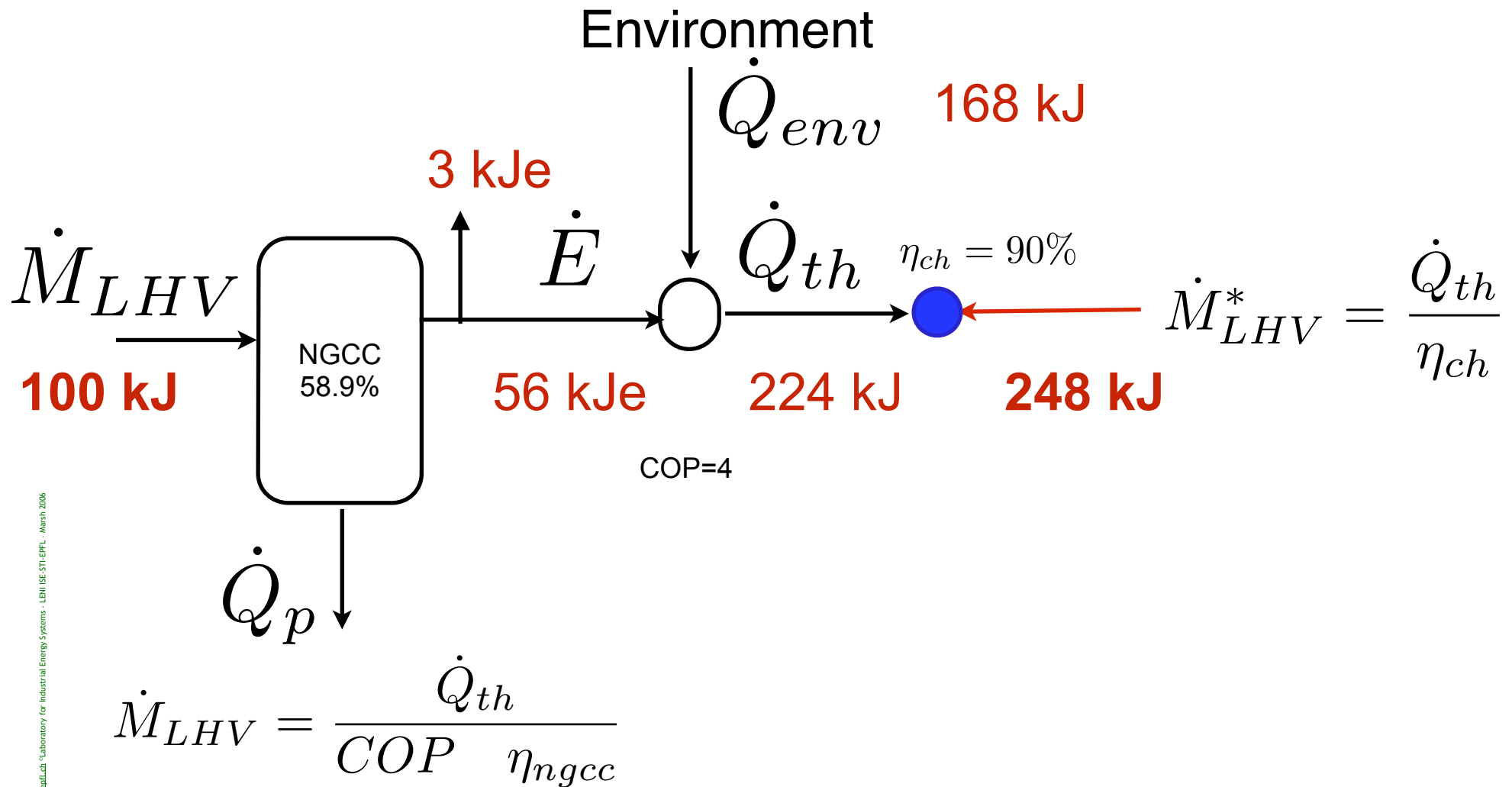


Energy savings = 50 %

CO<sub>2</sub> savings = 60% (Substitution Mazout/GN)

The grid is used to transfer electricity between units

# Pompe à chaleur et cycle combiné



Economie d'énergie = 60 %

# Compétition centralisé/décentralisé

## Economie d'énergie pompe à chaleur et cogénération

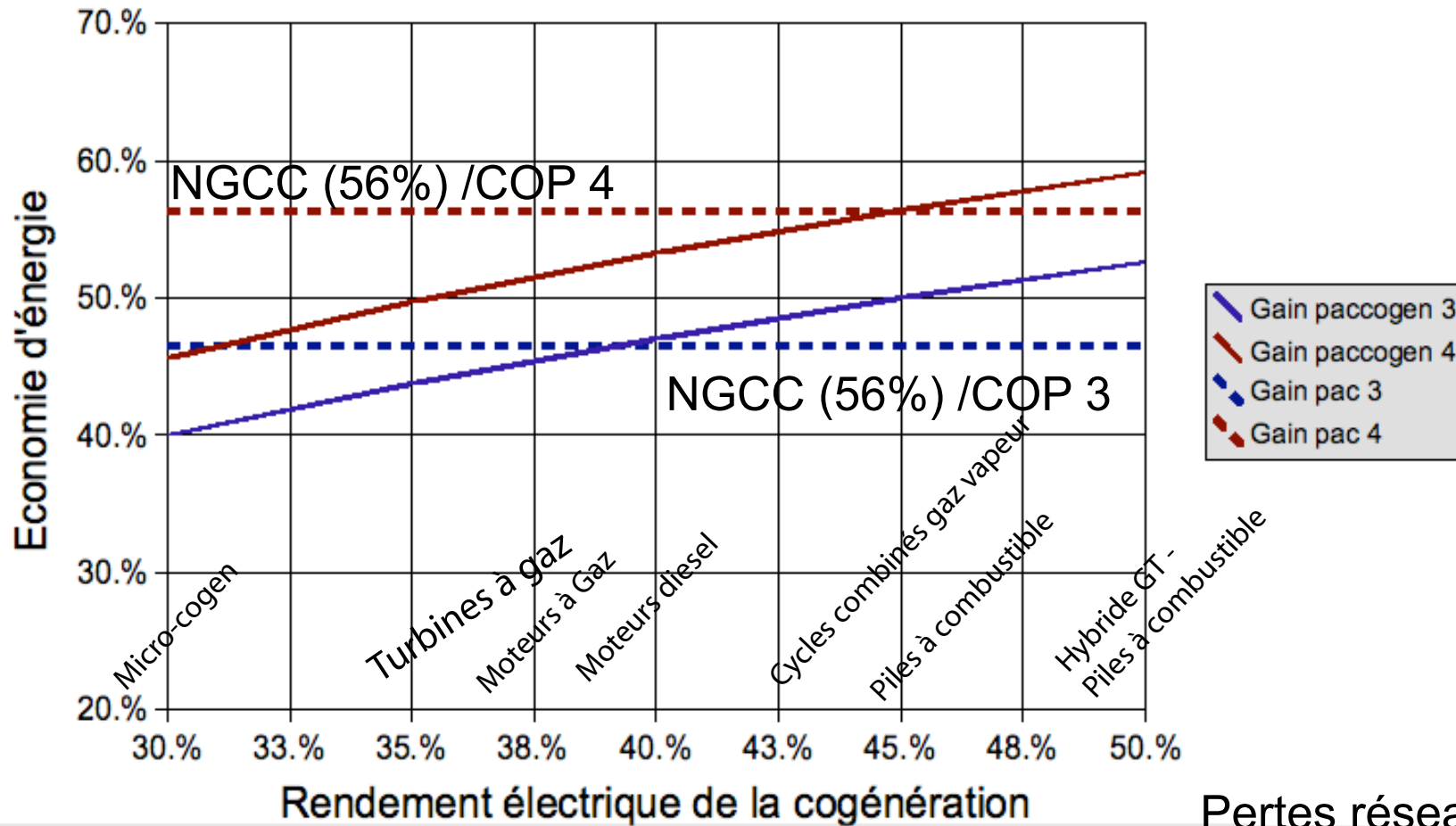
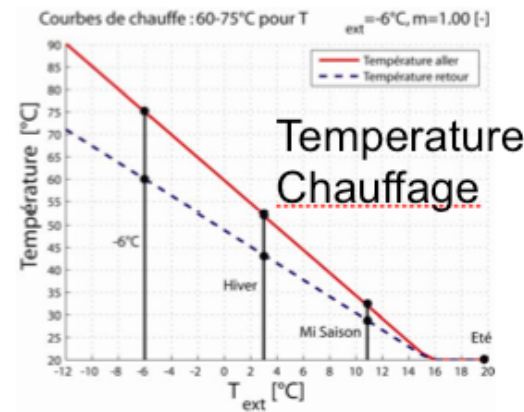
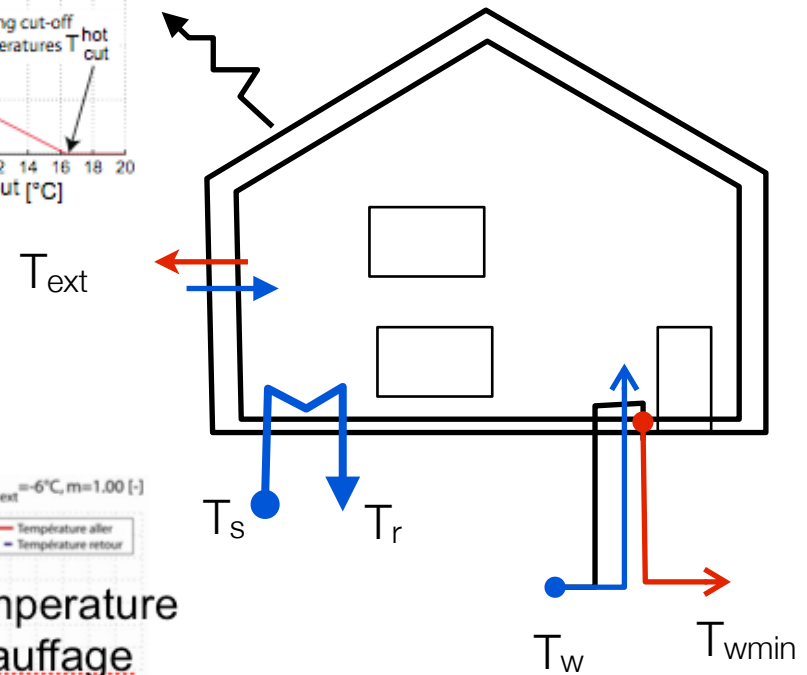
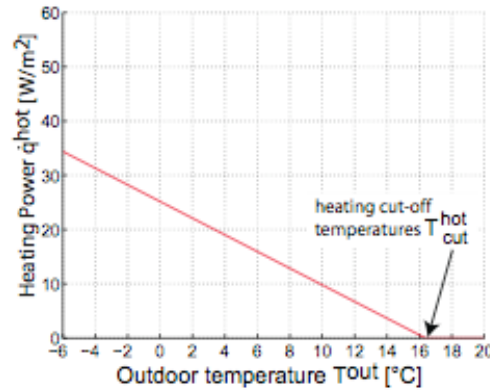


Figure 2: Economie d'énergie pompe à chaleur et cogénération

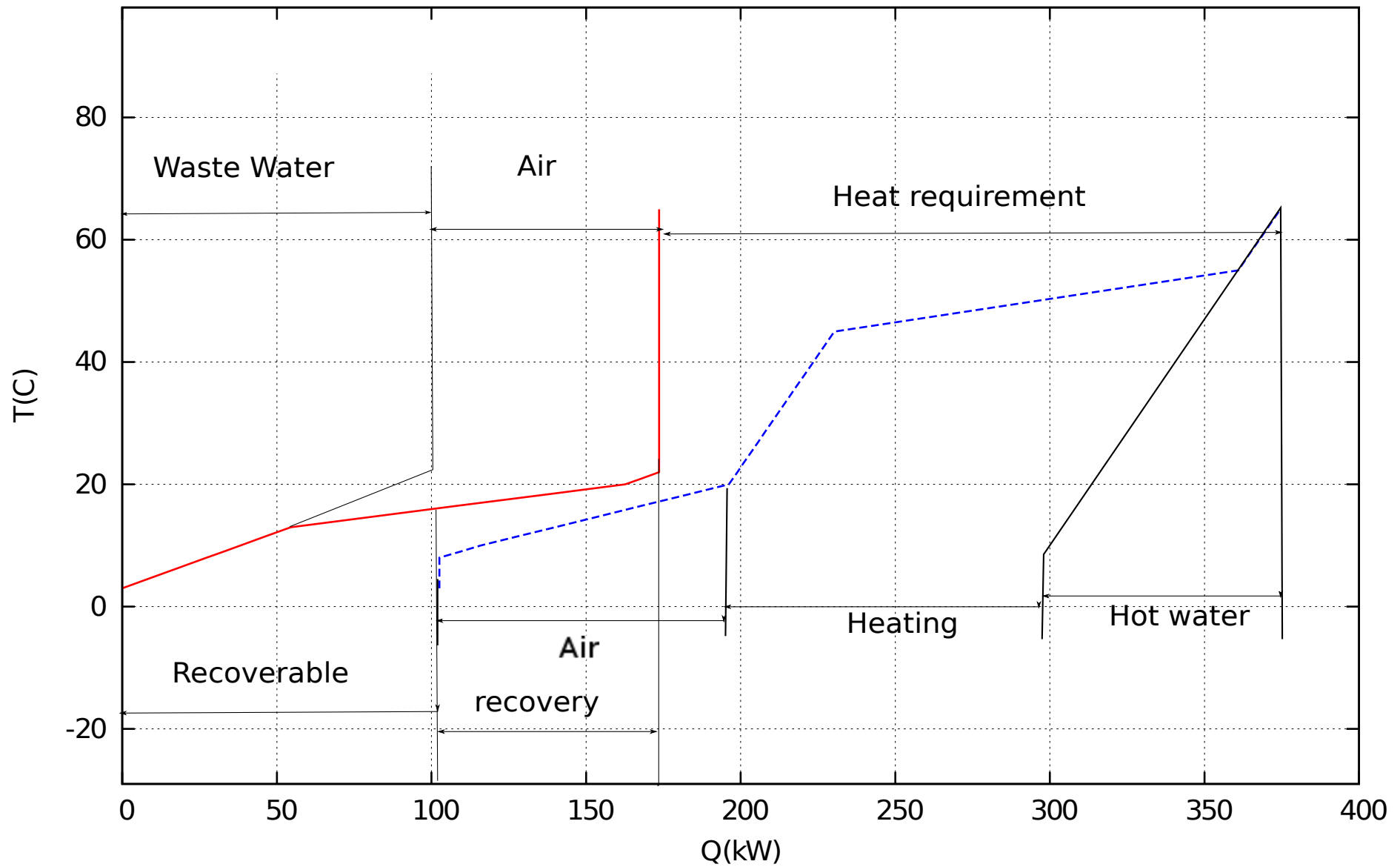
Pertes réseaux non considérées

# Process integration in buildings

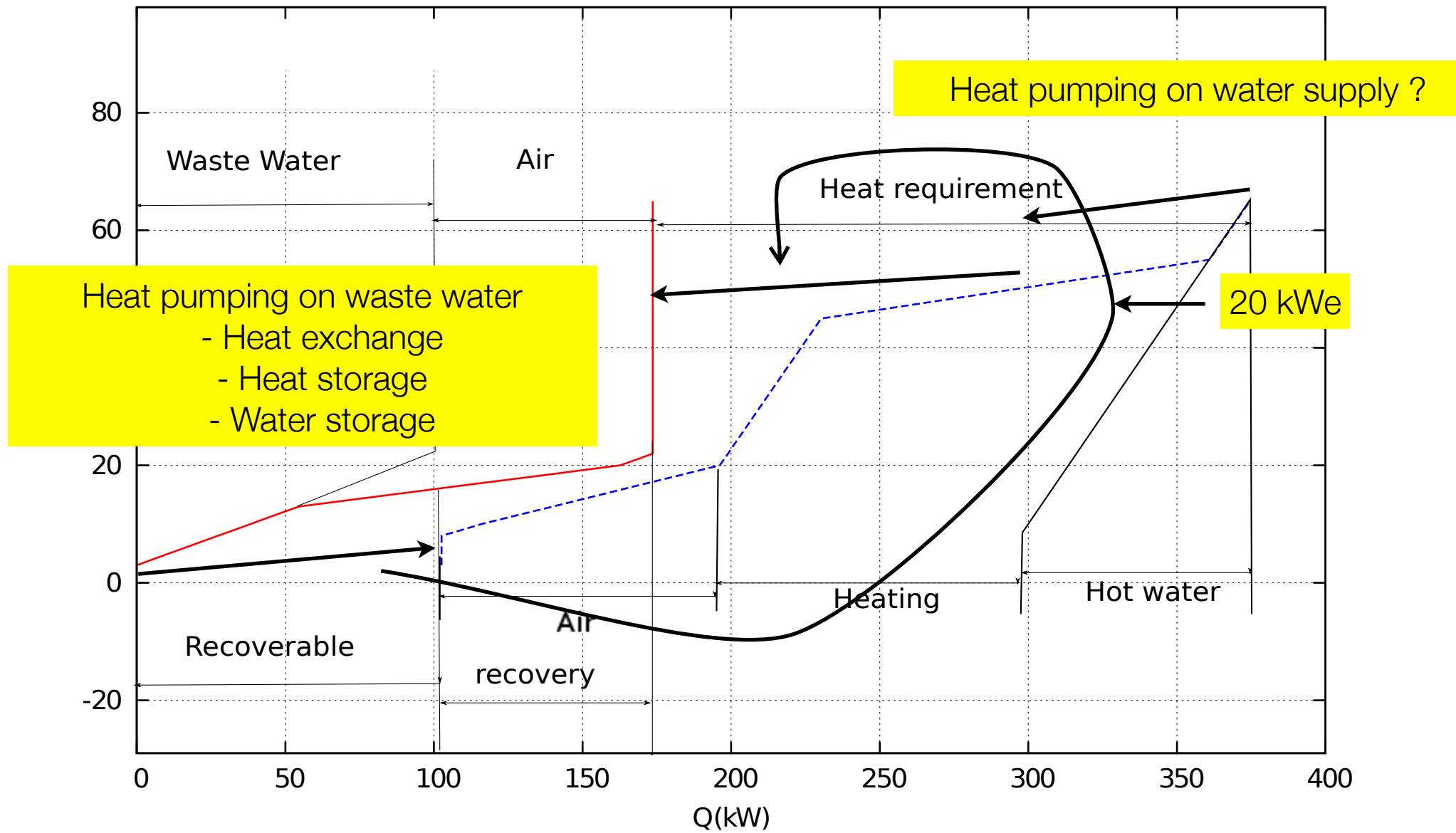
- Definition of the energy needs
  - Heating
  - Air renewal
  - Hot water
  - Waste Water
  - Air renewal



# Local heat recovery



# Local Heat pumping on waste water

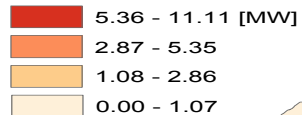


COP = 5 to 6

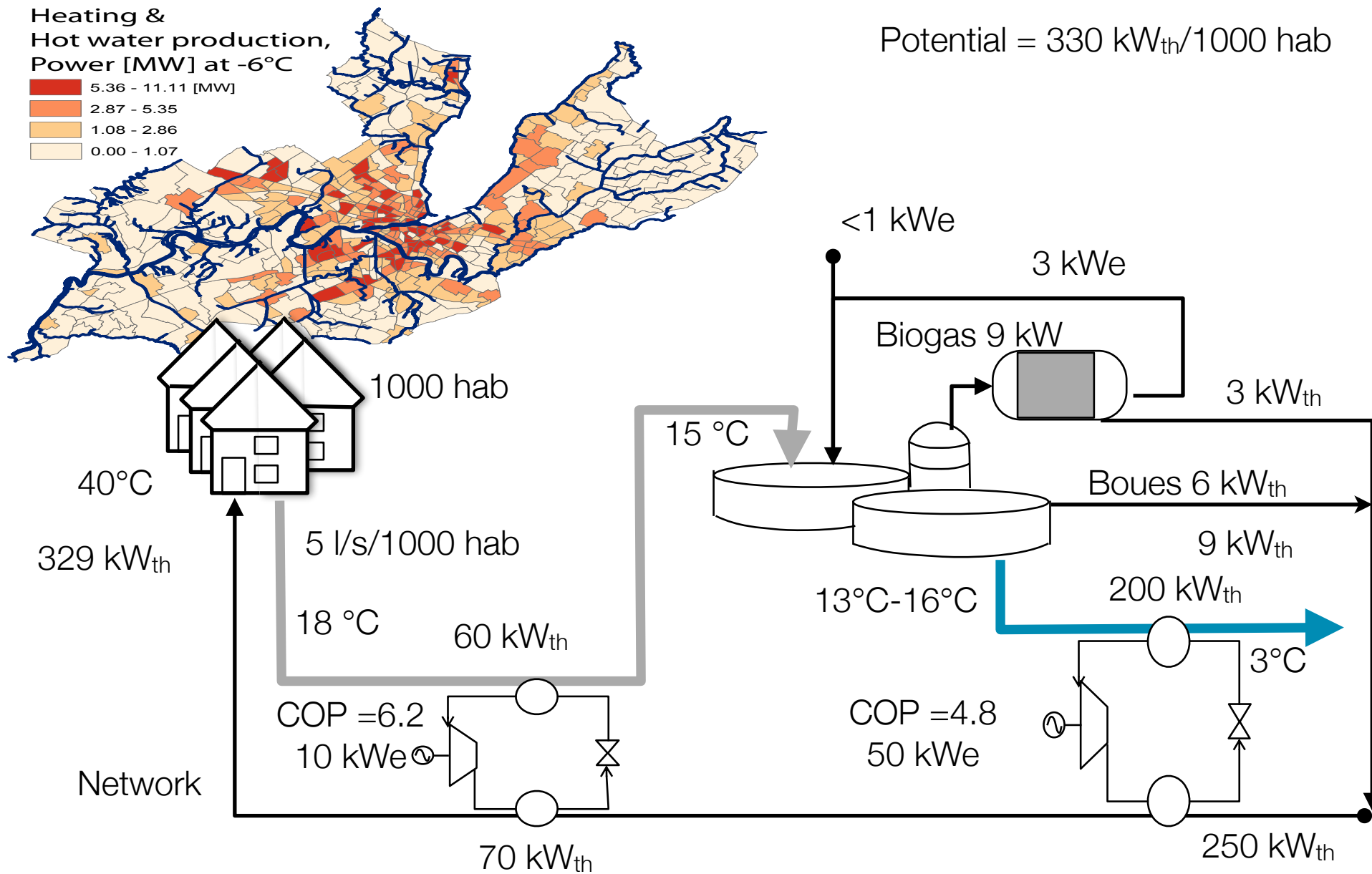


# Reutiliser les ressources locales

Heating & Hot water production, Power [MW] at  $-6^{\circ}\text{C}$

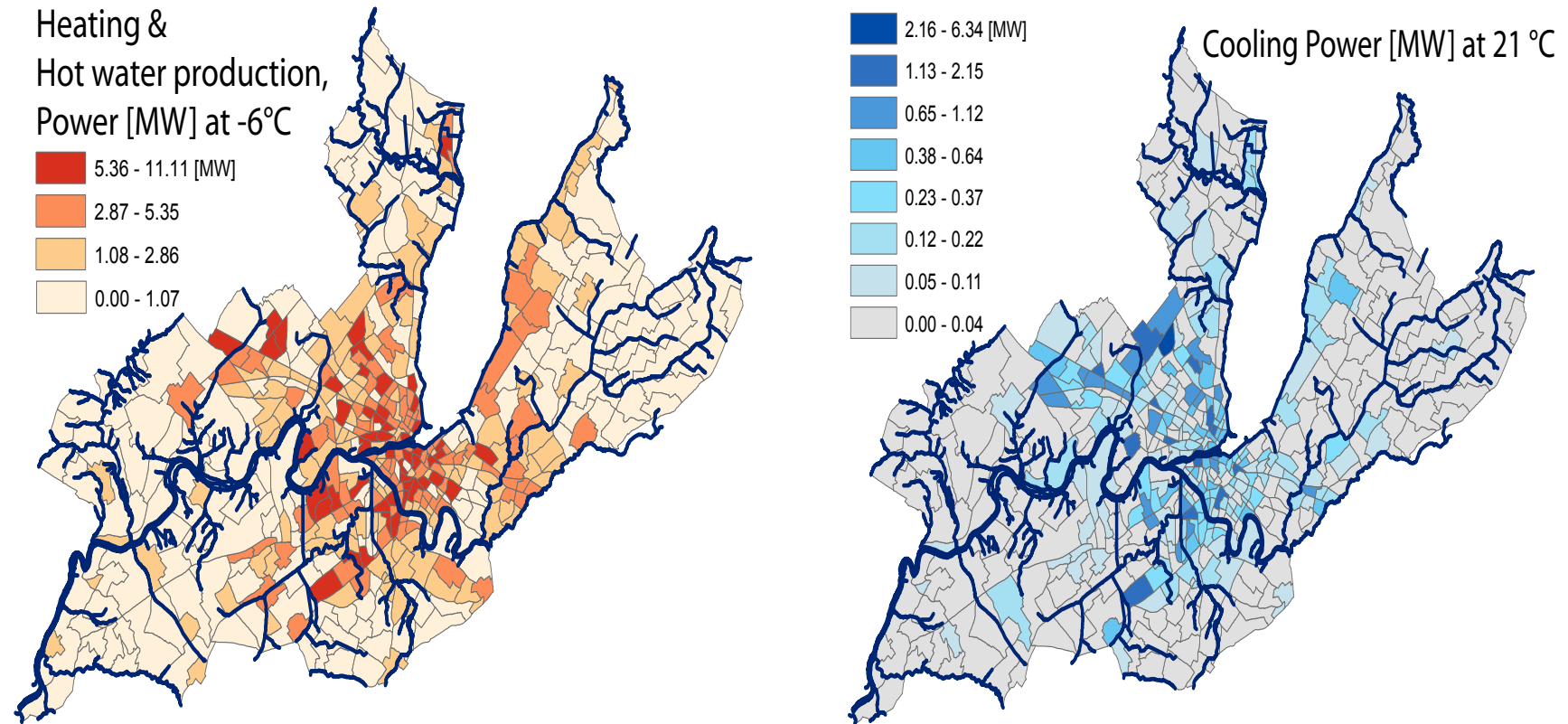


Potential =  $330 \text{ kW}_{\text{th}}/1000 \text{ hab}$



# 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

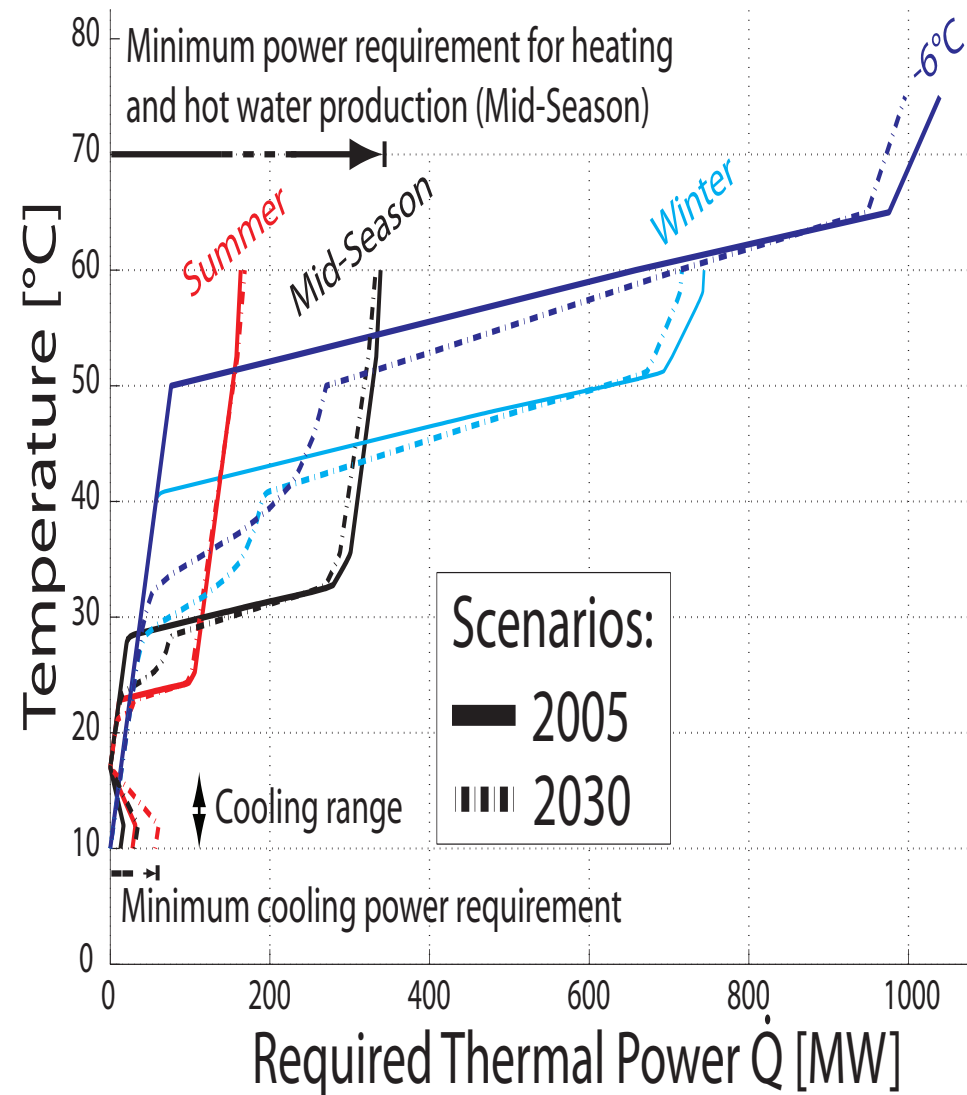
➔ Seasonal profiles

➔ Evolution scenarios

➔ building stock

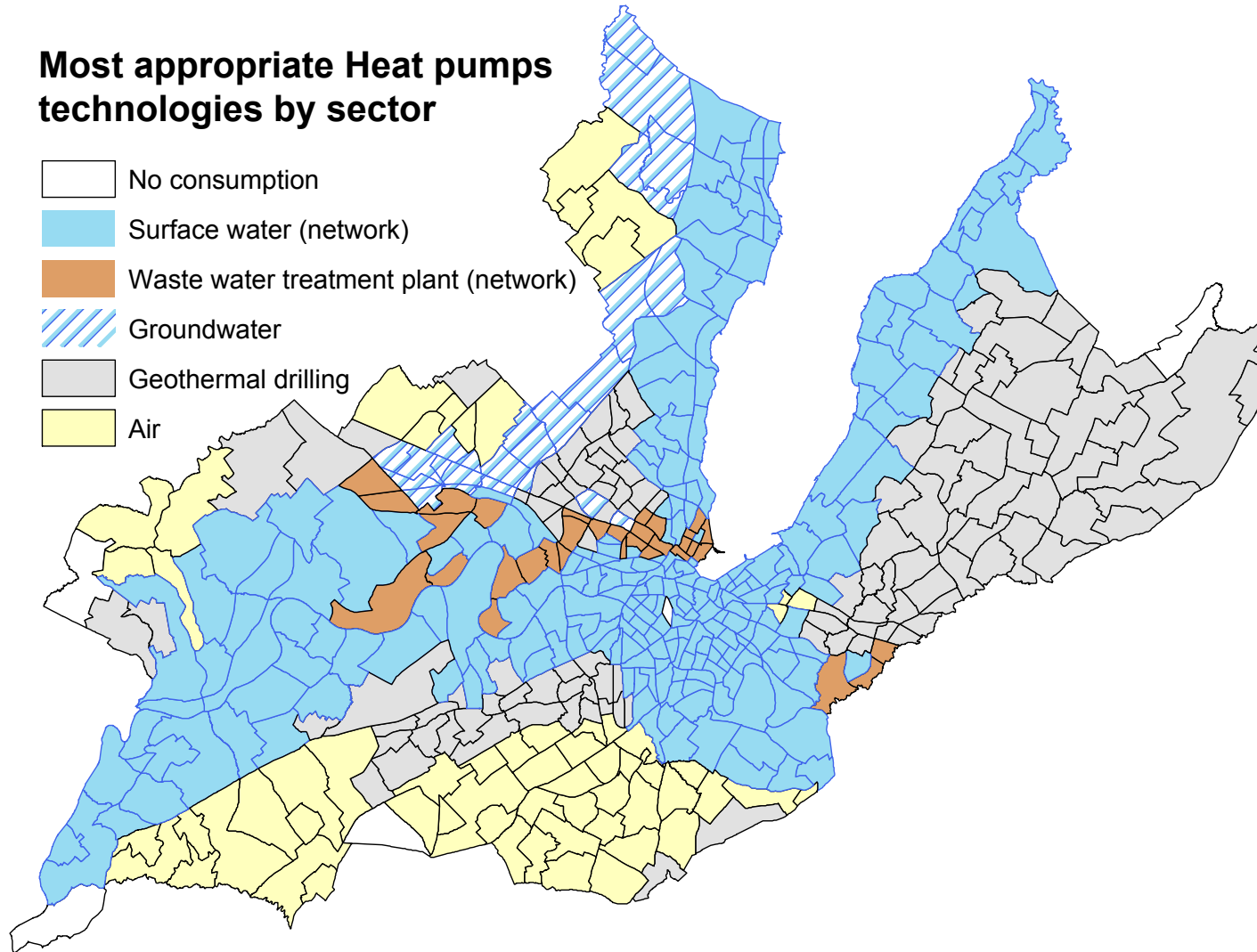
➔ refurbishment

Composite curve of the Geneva canton



# Renewable resources mapping

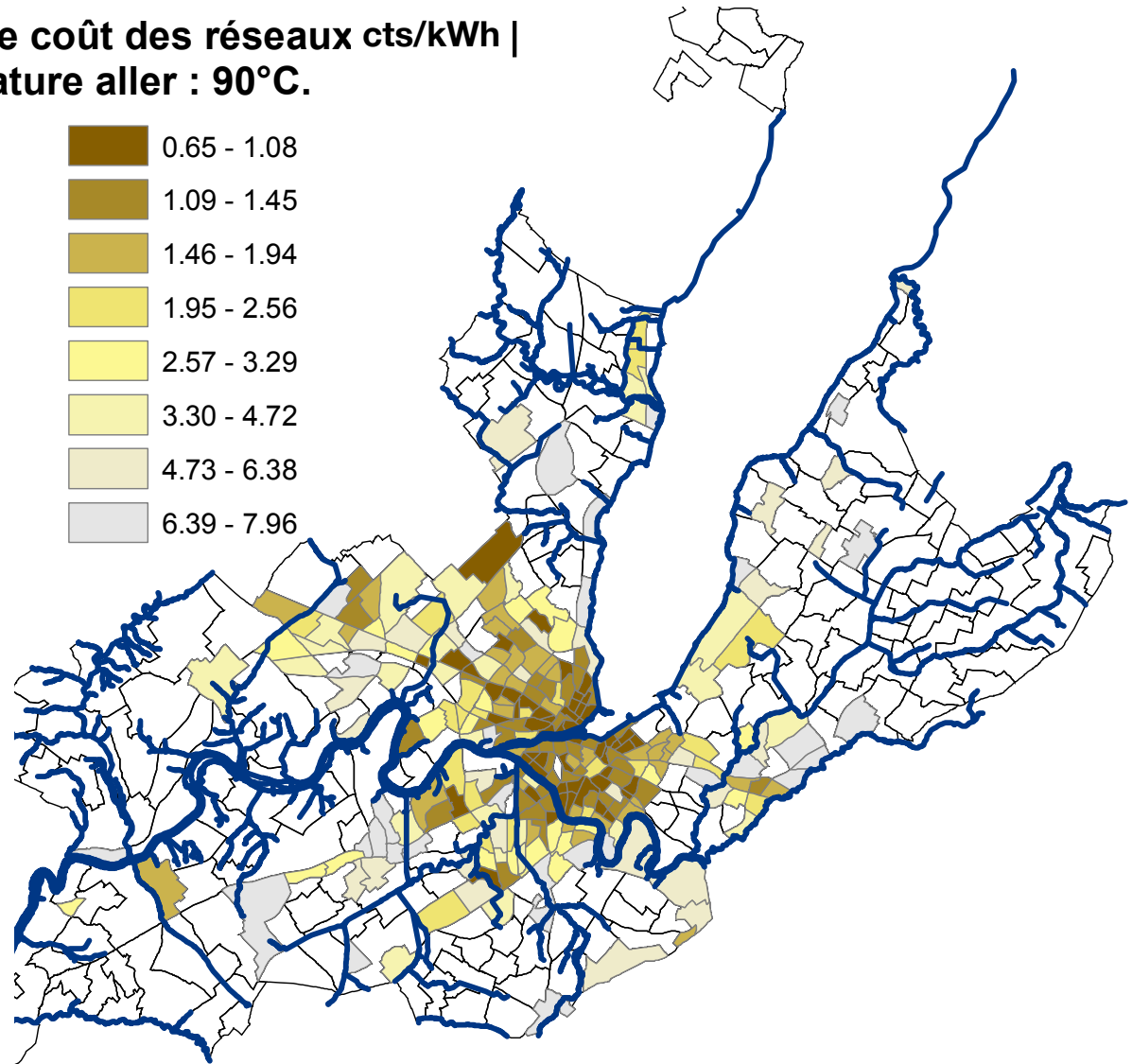
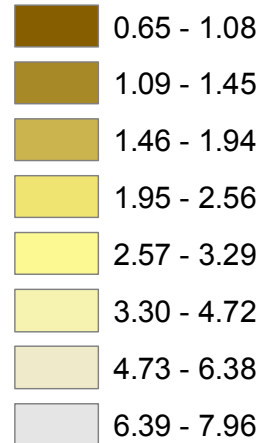
## Most appropriate Heat pumps technologies by sector



# District heating cost : cts CHF/annual kWh

Indice de coût des réseaux cts/kWh |  
Température aller : 90°C.

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



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

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

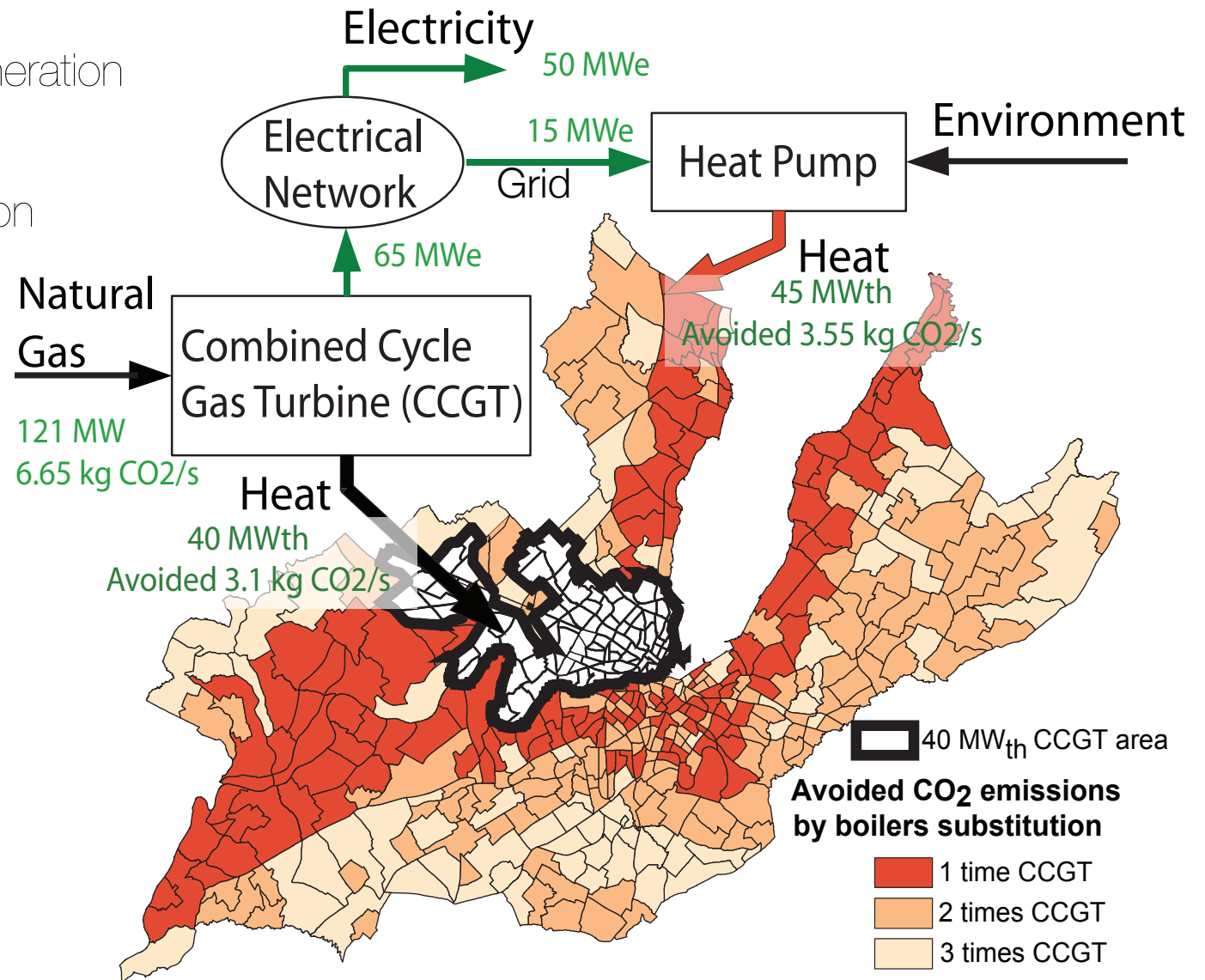
$$\dot{Q}_{DHN} = \dot{m}_{DHN} c_{pfluid} (T_{supply}^* - T_{return})$$

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

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

# Geolocalised Integration strategy?

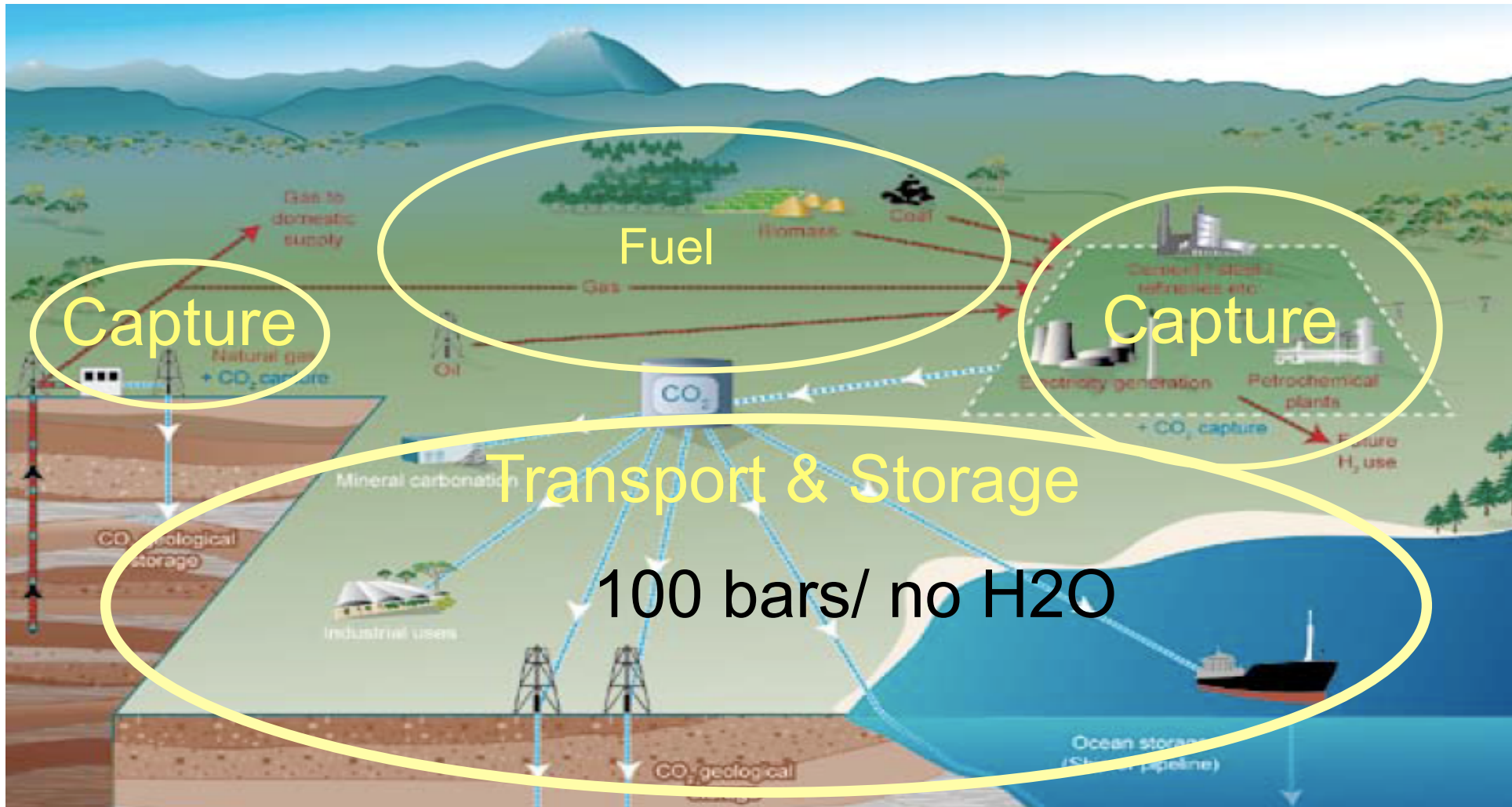
- CCGT + Heat pump
  - Centralised cogeneration
  - Priority zones
  - CO<sub>2</sub> compensation





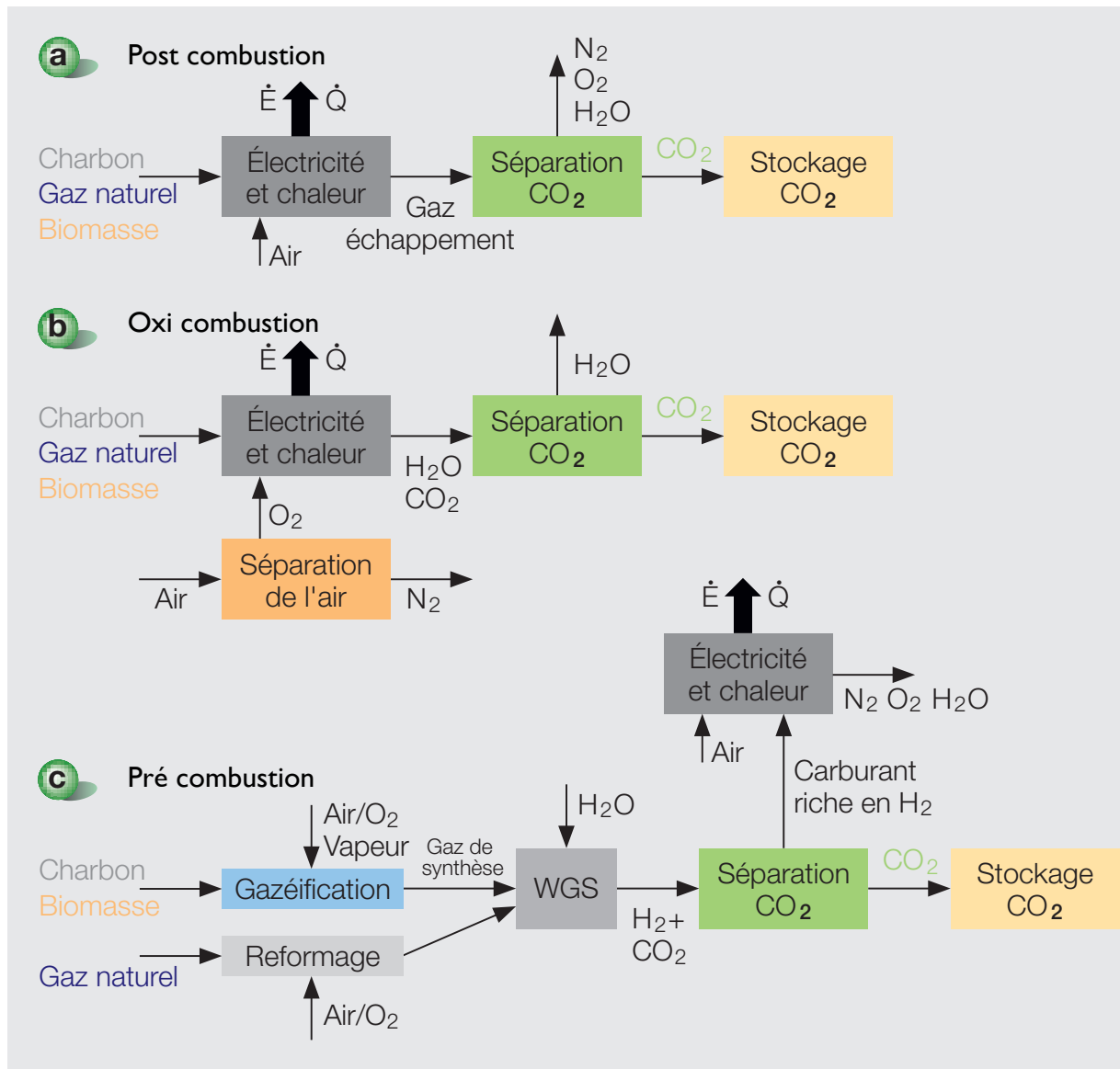


# CO<sub>2</sub> capture and storage (CCS)



(source : IPCC CCS Report)

# Capture du CO<sub>2</sub>



- Pénalité

- Compression

- 2% (LHV)

- Pénalité :

- 4-7% (LHV)

- Total

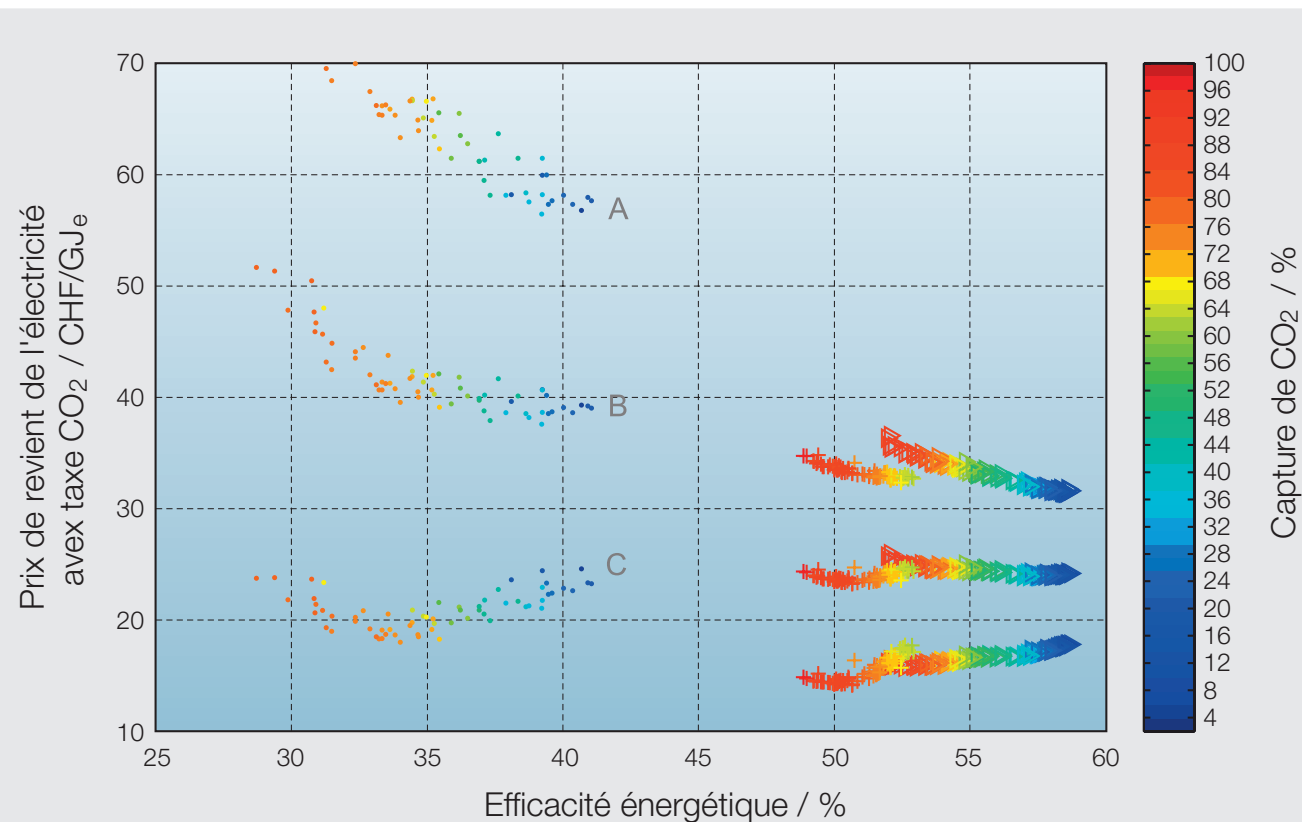
- 6 à 9% (LHV)

- Investissement

- + 30%



# Dépendance des conditions économiques



• Précomb., Selexol, Biomasse    + Postcomb., MEA, Gaz naturel    ► Précomb., Selexol, Gaz naturel

Scénario	Prix des ressources / CHF/GJ	Taxe carbone / CHF/t <sub>CO<sub>2</sub></sub>	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 CO<sub>2</sub>

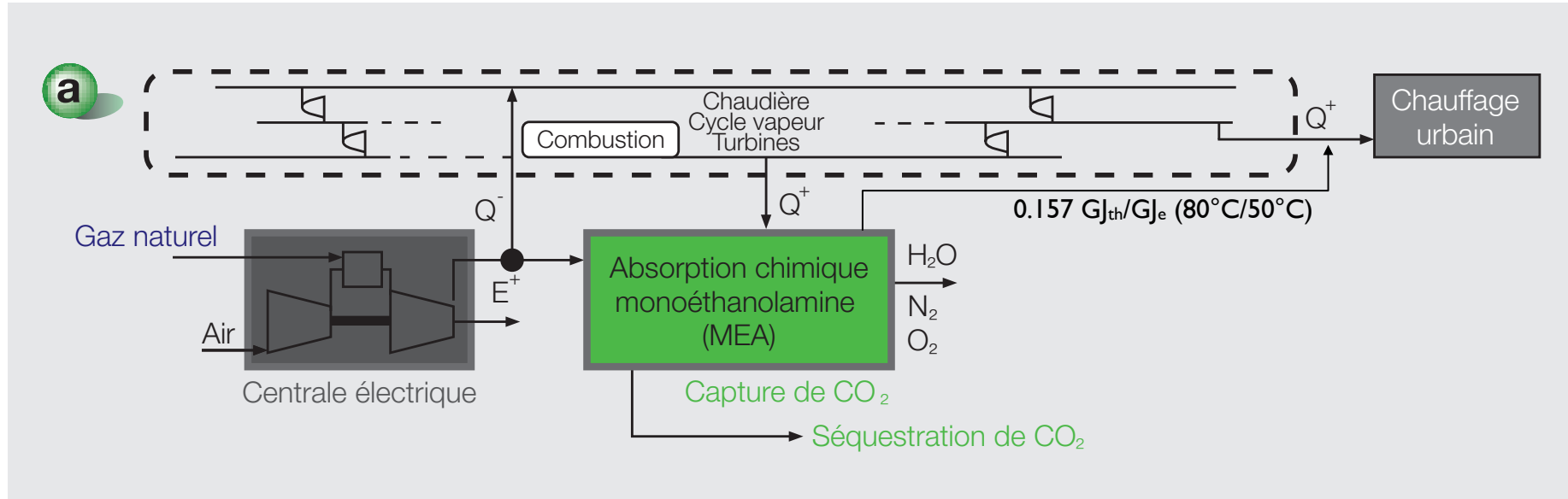
Système	CCGT	Postcomb.	Précomb.	Précomb.
Capture	Pas CCS	MEA	Selexol	Selexol
Type ressource	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel	Biomasse
Ressource / MW <sub>th</sub>	559	587	725	380
Capture du CO <sub>2</sub> / %	0	89,5	89,1	59
Efficacité énergétique / %	58,75	49,6	52,6	34,8
Électricité nette / MW <sub>e</sub>	333	296	381	132
Émissions locales / kg <sub>CO<sub>2</sub>, local</sub> /GJ <sub>e</sub>	105	14,9	11,5	-170,4
PRG / kg <sub>CO<sub>2</sub>, eq</sub> /GJ <sub>e</sub>	120	34	31,9	-134,2
Investissement / CHF/kW <sub>e</sub>	555	909	813	3880
Prix de revient / CHF/GJ <sub>e</sub> <sup>1</sup>	18,3	23,2	24,5	49,5
Prix de revient incl. taxe / CHF/GJ <sub>e</sub> <sup>1</sup>	22	23,7	24,9	43,5
Prix de revient incl. taxe / CHF/GJ <sub>e</sub> <sup>2</sup>	18,2 à 28,8	9 à 40	12,8 à 42	15 à 69
Coûts CO <sub>2</sub> évité incl. taxe / CHF/t <sub>CO<sub>2</sub>, évité</sub> <sup>2</sup>	–	-63 à -121	-49 à -127	0 à -253

**Tableau** Comparaison de la performance des procédés. <sup>1</sup> Scénario B. <sup>2</sup> Variation entre les scénarios A et C.

Scénario	Prix des ressources / CHF/GJ	Taxe carbone / CHF/t <sub>CO<sub>2</sub></sub>	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

# Réduction de la pénalité

- Intégration avec un chauffage urbain

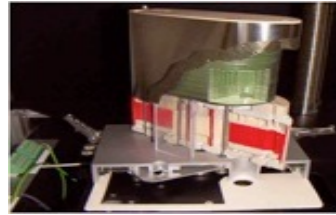


300 MWe	NoCCS	CCS	CCS + DHC
Gaz naturel (MJ/MJe)	1.698	2.016	2.016
DHC (MW)	47 MW (50000 hab)		
Gaz naturel (MJ/MJth)	0.174	0.174	0
Total	1.872	2.191	2.016
CO <sub>2</sub> (kgCO <sub>2</sub> /GJe)	115.8	25.8	14.9

# Système hybride pile à combustible

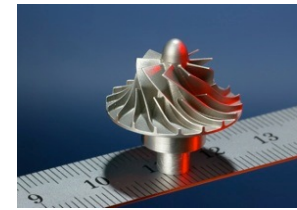
$$\eta_d = \frac{E^-}{CH_4^+_{LHV}} = 80\%$$

Fuel cell

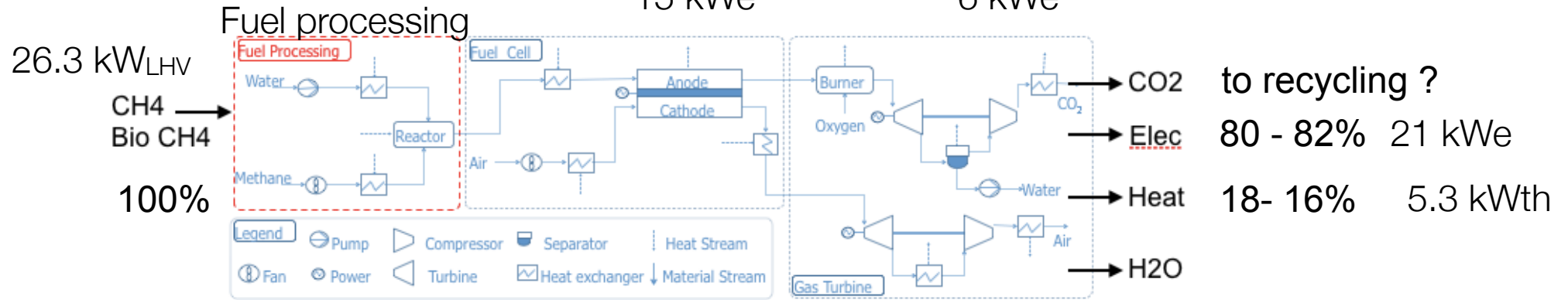
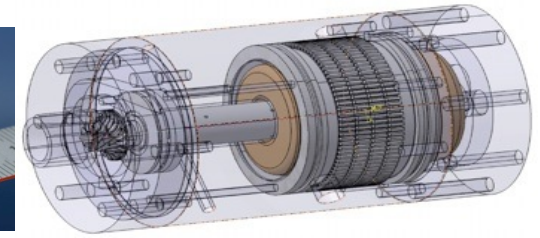


15 kW<sub>e</sub>

Gas turbine

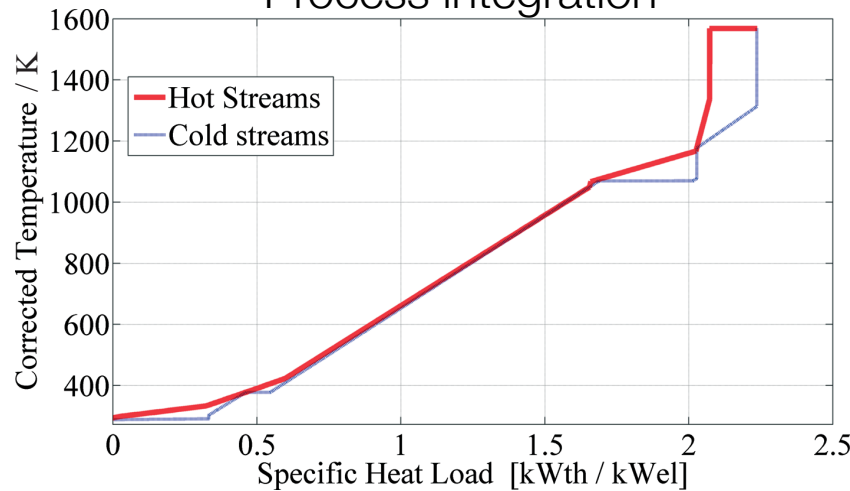


6 kW<sub>e</sub>



Facchinetti, M, Daniel Favrat, and Francois Marechal.  
 "Sub-atmospheric Hybrid Cycle SOFC-Gas Turbine  
 with CO<sub>2</sub> Separation." *PCT/IB2010/052558, 2011.*

## Process integration



2.2 kW<sub>th</sub>/kW<sub>el</sub>

Fig. 7 HCoX composite curves of optimal solution with  $\pi = 3$  and max TIT = 1,573 K.

# Gaz naturel renouvelable

- Biogaz par procédés biologiques

biomasse type	humi- dité kg/kg	contenu sol. volat. kg <sub>VS</sub> /kg <sub>sec</sub>	eau suppl. kg/kg <sub>sec</sub>	production de méthane	
				kg/kg <sub>VS</sub>	MJ/kg <sub>VS</sub>
Déchets municipaux solides [7]	0.39	0.34	15	0.29 (± 0.02)	14.5
Boues de STEP[7]	0.73	0.14	12	0.20 (± 0.05)	10.0
Fruits et déchets organiques[7]	0.07	0.86	10	0.34 (± 0.04)	17.0
Herbes[7]	0.40	0.57	9	0.27 (± 0.03)	13.5
Bois [7]	0.50	0.50	8	0.26 (± 0.05)	13.0
Paille [7]	0.14	0.82	9	0.25	12.5
Déchets de vignes [7]		0.98	9	0.18 (± 0.05)	9.0
Biomasse aquatique[7]	0.84	0.15	15	0.27 (± 0.02)	13.5
Lisier bovin [8]	0.84 <sup>4</sup>	0.23	-	0.11 (± 0.04)	5.5
Lisier porcs [8]	0.78 <sup>5</sup>	0.05	-	0.26 (± 0.03)	13.0

# Conditionnement pour distribution réseau

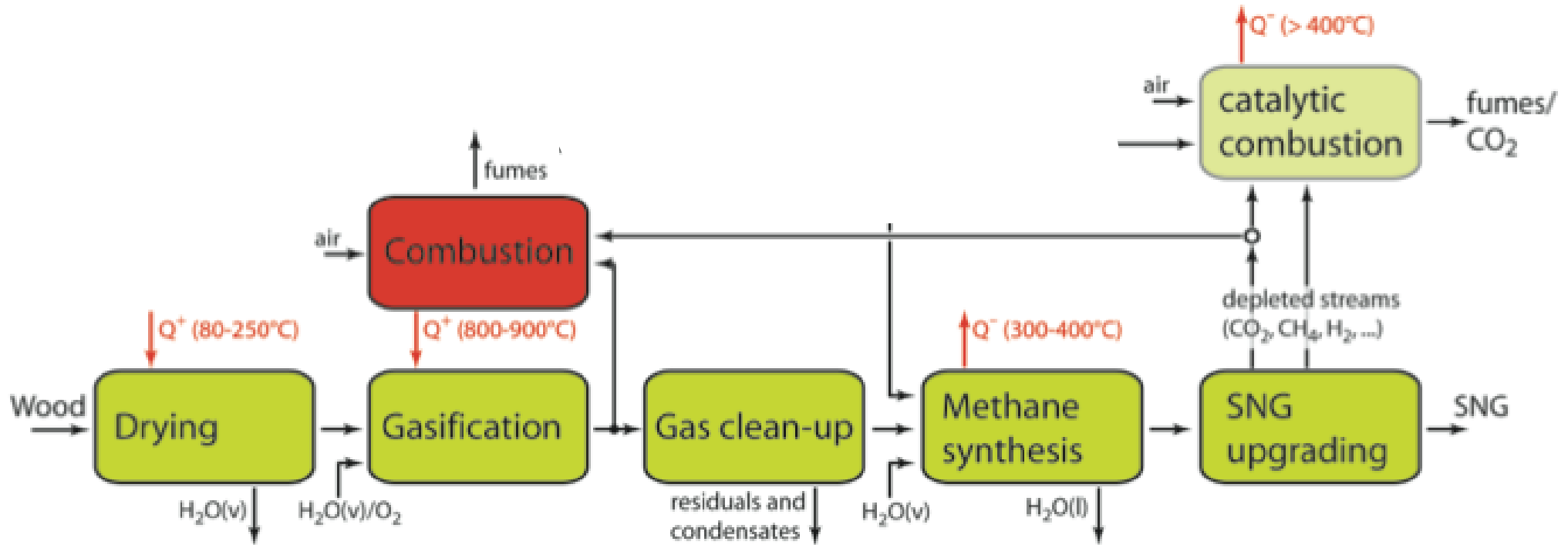
	PSA [11]	PSA [10]	lavage à l'eau	lavage MEA/DEA	membranes [15]
Désulphurisation préalable	oui	oui	no	oui	oui
Pression [bar]	4-14	5	4-7	atm	5-10
Récupération CH <sub>4</sub> [%]	>97/90-94 <sup>a</sup>	91% <sup>b</sup>	>98-99	>99.9	92-98
Pureté CH <sub>4</sub> [%vol]	>96	96	>97	>99	>96
Electricité <sup>c</sup> [% (MJ/MJ <sub>CH4</sub> )]	4.0	5.3	<4.0	<2.4	3.2-6.4
Chaleur <sup>c</sup> [% (MJ/MJ <sub>CH4</sub> )]	-	-	-	8.0 (160°C)	-
Opération à charge partielle	± 10-15%		± 50-100%	± 50-100%	± 50-100%

<sup>a</sup> >97% pour la technologie classique (perte du gaz résiduel à l'atmosphère), 90-94% avec une combustion catalytique pour la conversion du gaz résiduel par combustion catalytique comme dans le système proposé par QuestAir [16] qui est par exemple utilisé à Lavigny. Ceci permet d'éviter les émissions directes de CH<sub>4</sub> et permet l'utilisation du pouvoir calorifique du gaz résiduel pour chauffer le digesteur.

<sup>b</sup> Les données d'ECOINVENT [10] ne sont pas cohérentes : un taux de récupération de CH<sub>4</sub> de 91% peut être calculé par rapport à la purification d'un mix de biogaz et son injection dans le réseau. Seulement 3% sont néanmoins inventoriés comme émissions à l'atmosphère (sans combustion catalytique), le reste (6%) étant perdu dans les bilans.

<sup>c</sup> Pour un biogaz brut à 63%vol CH<sub>4</sub> et une pression de réseau de 7 bar. Pour le MEA, Heyne et al. [17] supposent 1 kWh<sub>th</sub>/kgCO<sub>2</sub> et 0.28 kWh<sub>el</sub>/kgCO<sub>2</sub>, ce qui revient à 11.7 % (MJ<sub>th</sub>/MJ<sub>CH4</sub>) et 3.2 % (MJ<sub>el</sub>/MJ<sub>CH4</sub>) pour purifier un biogaz de 60 à 96%vol de CH<sub>4</sub>.

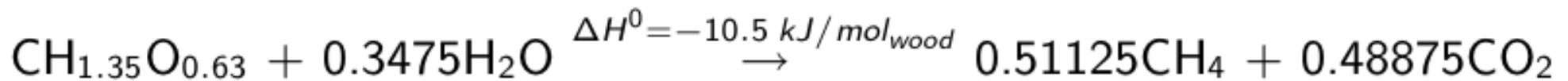
# Renewable natural gas : Synthetic natural gas from biomass



WOOD

Natural Gas (SNG)

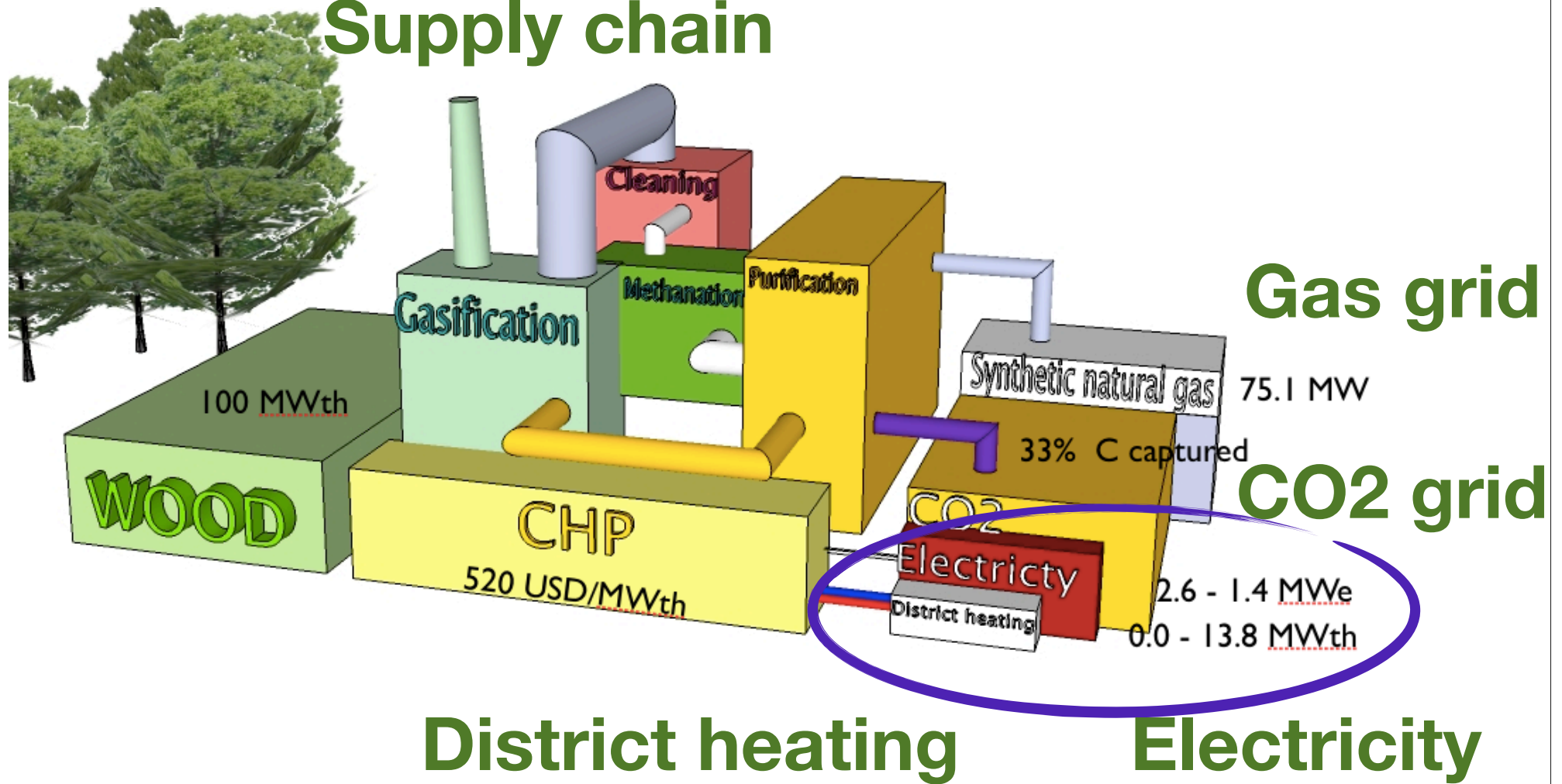
CO2 (pure)



# Gaz de synthèse

- Resource productivity

## Supply chain





# Investissements

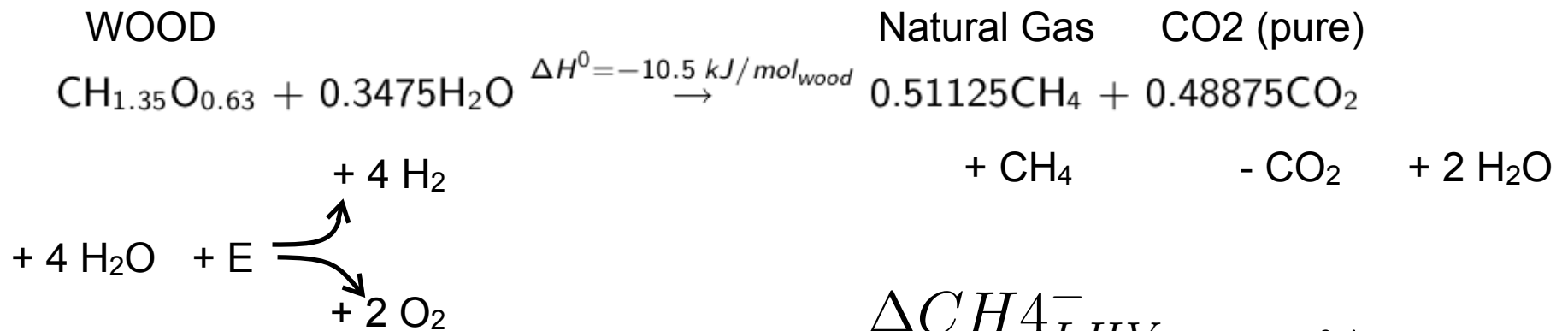
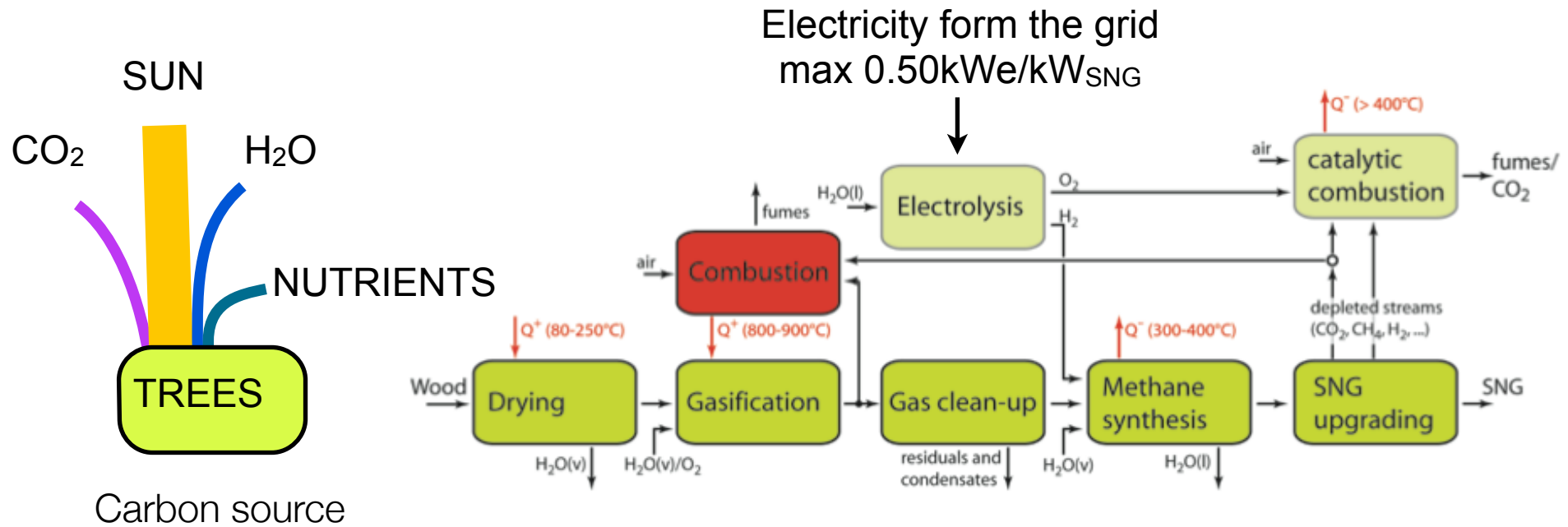
Configuration	Type	Taux	GNS	Rendements		Invest- issement <sup>a</sup>	Réf- érence
		d'humidité %		%	Electr. %		
Ecoinvent	ACV	47	51.1 <sup>b</sup>	-5.0	-	-	[10]
Energiehub Baden	démo	50	39.0 <sup>c</sup>	- <sup>c</sup>	19.0	-	[24]
Gaz. indirecte, méth. en lit fluidisé, sép. par membranes	modèle	0	59.7	-0.8	-	-	[25]
Gaz. indirecte, méth. en lit fixe sép. par la- vage MEA	modèle	50	60.7	5.4	-	-	[26]
Gaz. directe, méth. en lit fixe, sep. par la- vage physique	projet industriel	50	72.0	-4.0	24.0	243 à 240	[27]
Gaz. indirecte, méth. lit fluidisé, sép. par PSA ou membranes	modèle optimisé	50	69.3	3.7	-	23.8 à 20	[21]
Gaz. directe, méth. lit fluidisé, sép. par lavage phys. ou mem- branes		50	75.0	2.6	-	16.6 à 20	
		50	68.1	3.0	19.8	15.0 à 20	

<sup>a</sup> 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.

<sup>b</sup> 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.

<sup>c</sup> 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.

# Long term electricity storage by converting electricity to fuel



Storage as transportation fuel

$$\eta_c = \frac{\Delta CH_4^-_{LHV}}{\Delta E^+} = 85\%$$

# Round trip efficiency of electricity storage

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

$$\eta_c = \frac{\Delta CH_4^-_{LHV}}{\Delta E^+} = 85\%$$

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

$$\eta_d = \frac{E^-}{CH_4^+_{LHV}} = 60\%$$

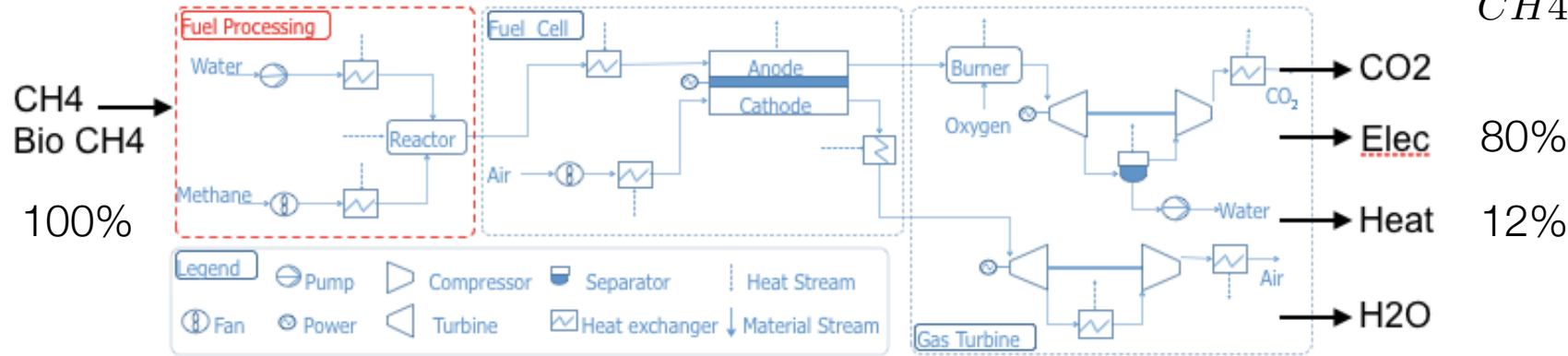
- Roundtrip efficiency

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

- Long term storage on the gas grid !

# If Electricity production efficiency increases

- Hybrid gas turbine SOFC combined cycle  $\eta_d = \frac{E^-}{CH_4^+_{LHV}} = 80\%$



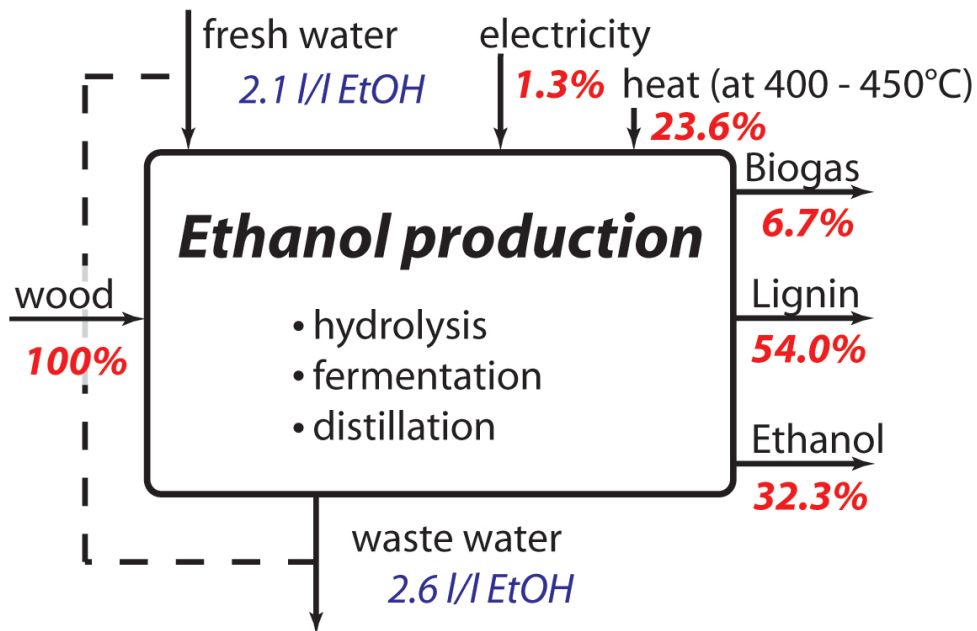
$$\eta = \frac{E^-}{E^+} = 68\%$$

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

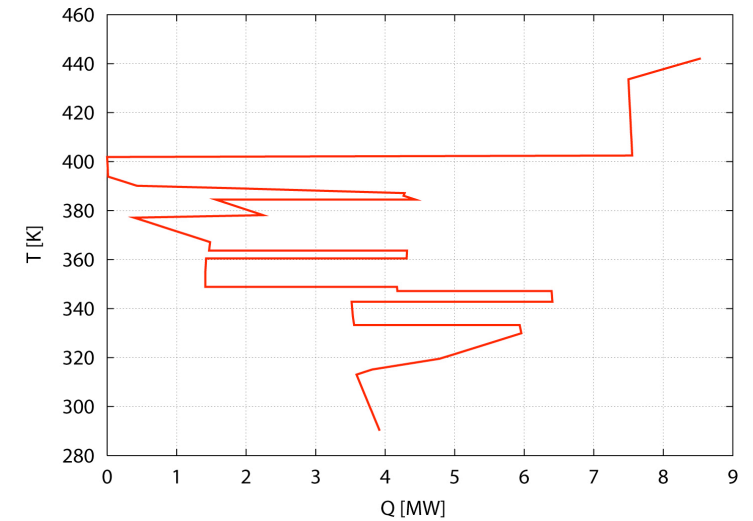
# Site integration: process couplings

## EtOH & SNG

### Ethanol production from lignocellulosic biomass:



values based on LHV

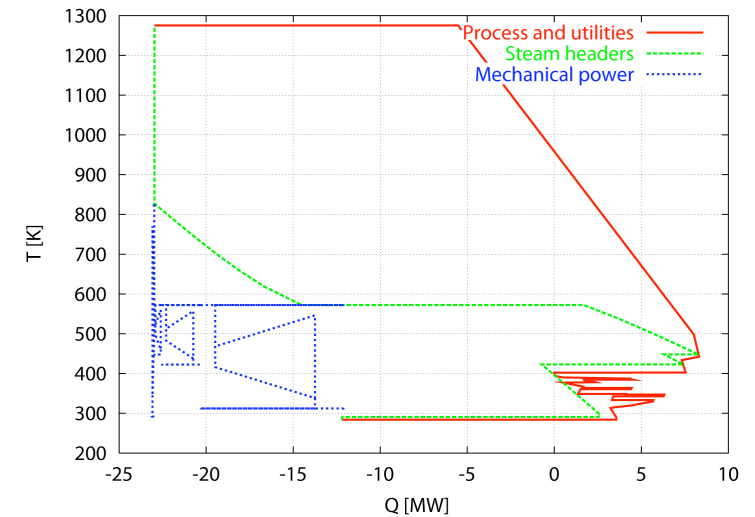
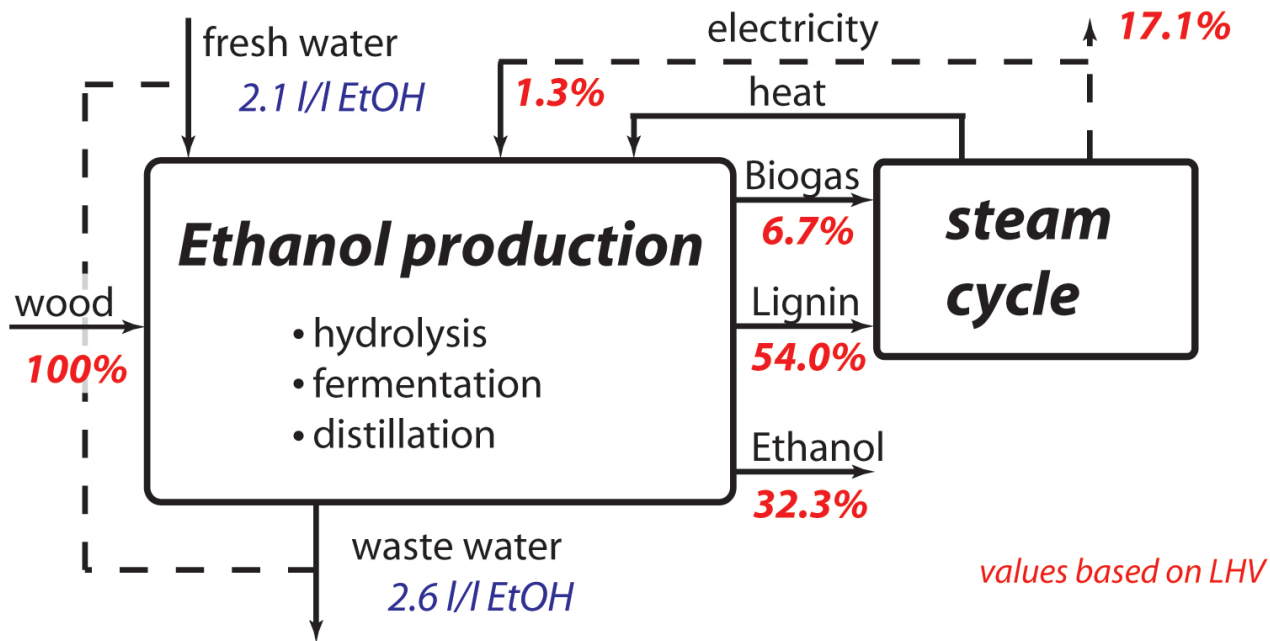


input: 58 MW<sub>th,wood</sub>

# Site integration: process couplings

## EtOH & SNG

### Ethanol production from lignocellulosic biomass:



input:  $58 \text{ MW}_{th,wood}$

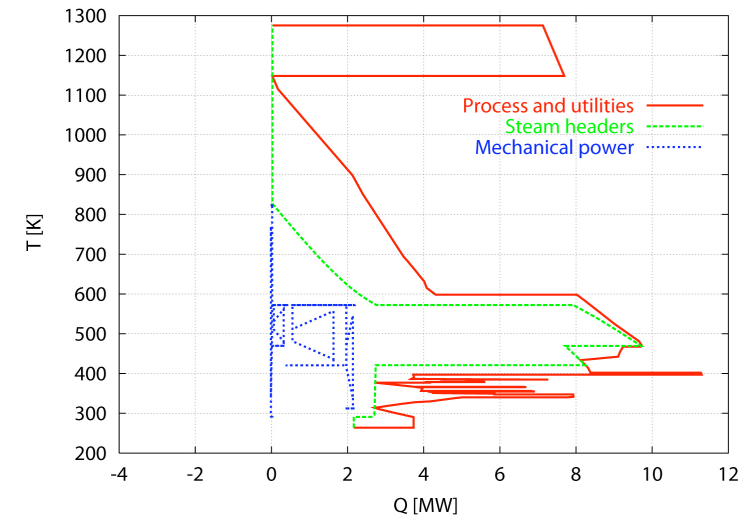
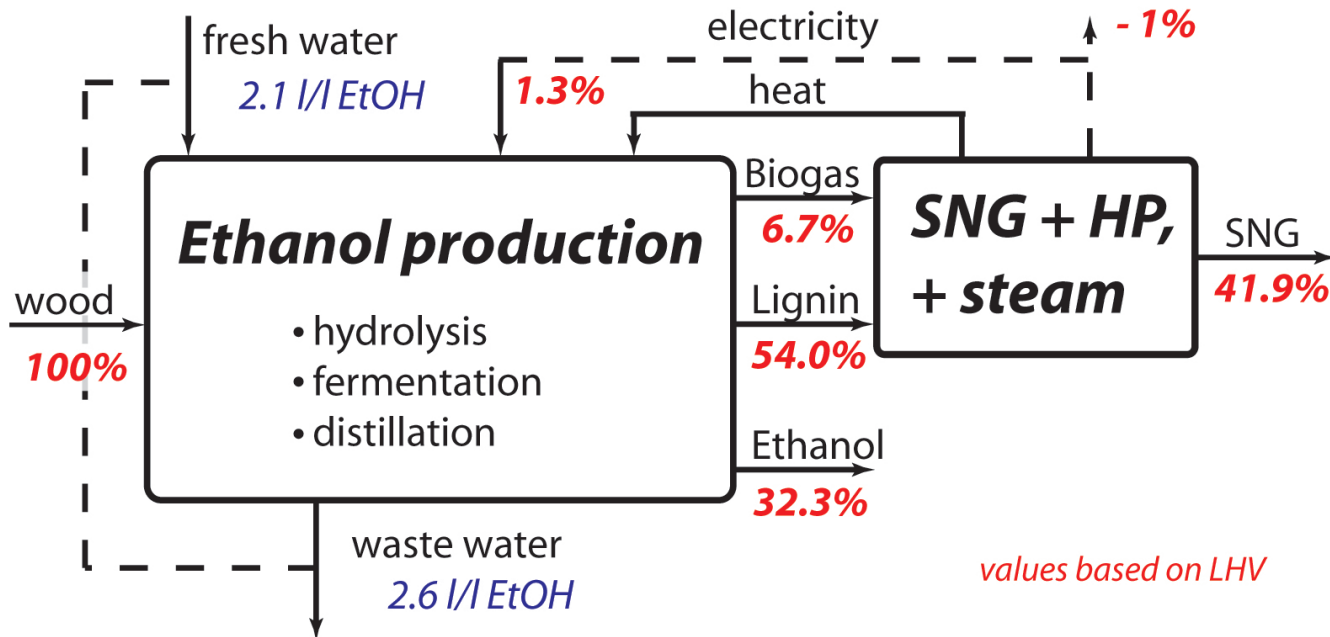
		steam cycle
Input	wood	100 %
	ethanol	32.3 %
Output	SNG	-
	electricity	17.1 %
chem. efficiency ( $\Delta\eta_{NGCC}=55\%$ )		62.3 %
total efficiency		49.4 %

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

# Site integration: process couplings

## EtOH & SNG

### Ethanol production from lignocellulosic biomass:



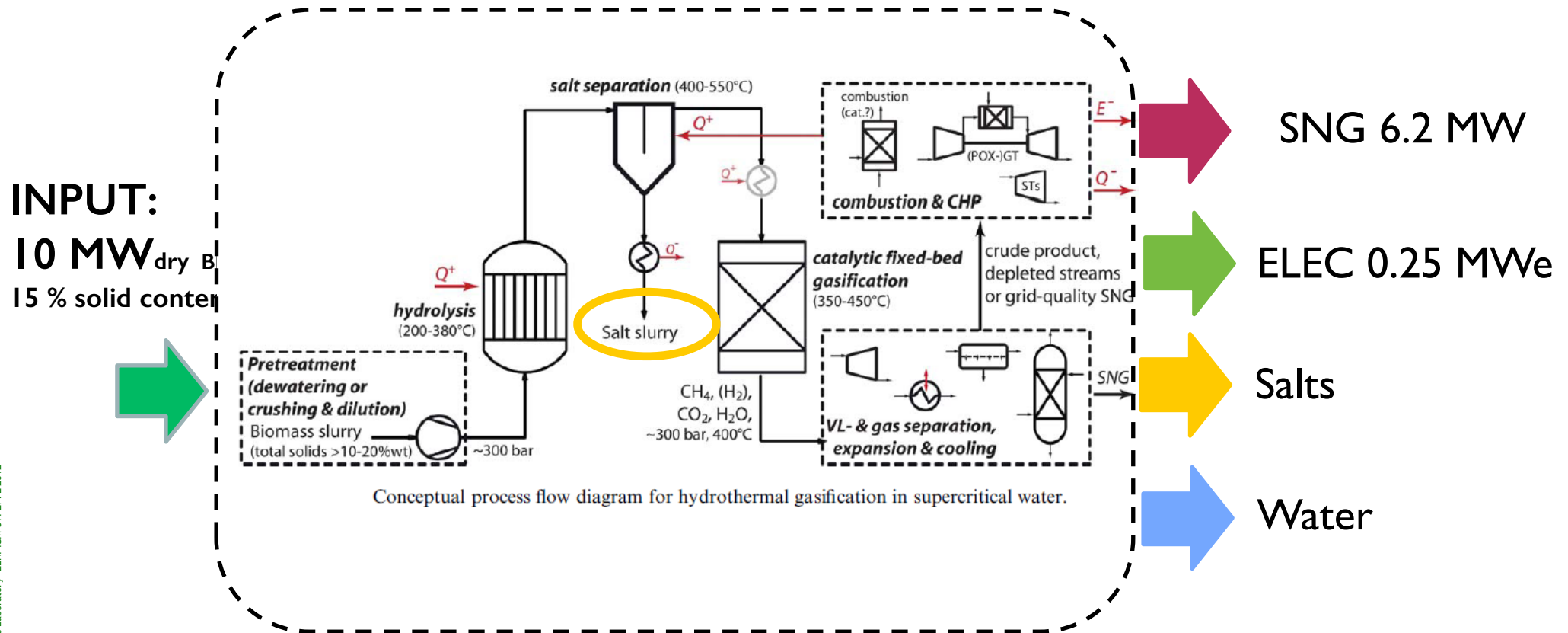
input:  $58 \text{ MW}_{th,wood}$

		steam cycle	IGCC	SNG	+ steam	+ HP
Input	wood	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
	ethanol	32.3 %	32.3 %	32.3 %	32.2 %	32.2 %
Output	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).

# New technology Hydrothermal gasification

15% solids content in feedstock – 94% CH<sub>4</sub> in crude SNG  
Sludge treatment

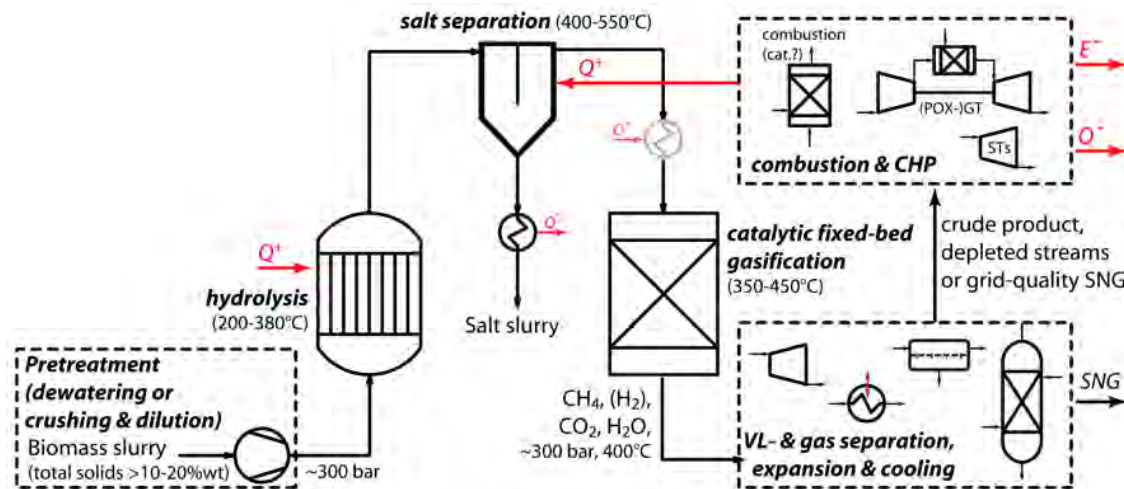


- Depleted gas are not sufficient to close the energy balance;
- Considering a 94%vol methane rich crude product, about 8 % of the total massflow has to be burned in order to satisfy the energy demand of the process ;

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.



# gasification hydrothermale



Ressource	Taux	Contenu en	Rendements		Invest-
	d'humidité	mat. organique	GNS	Electr. <sup>a</sup>	issement <sup>b</sup>
	%	% (kg/kg <sub>sec</sub> )	%	%	M€ à 20 MW <sub>in</sub>
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 <sup>c</sup>
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

<sup>a</sup> 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.

<sup>b</sup> 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.

<sup>c</sup> Le coût d'investissement plus élevé pour le lisier s'explique par la nécessité du traitement de l'eau par ultrafiltration et osmose inverse pour la récupération des engrais et la matière organique dissoute.

# Utilisation dans le transport

Carburant	km/MJ			l/100 km <sup>a</sup>			gCO <sub>2</sub> /km <sup>b</sup>		
	2002 <sup>c</sup>	2010 <sup>d</sup>	2005 <sup>e</sup>	2002 <sup>c</sup>	2010 <sup>d</sup>	2005 <sup>e</sup>	2002 <sup>c</sup>	2010 <sup>d</sup>	2005 <sup>e</sup>
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

<sup>a</sup> Pour gaz naturel et électrique, l'équivalence essence est donnée.

<sup>b</sup> Sans chaîne de production du carburant et correction en équivalent CO<sub>2</sub>

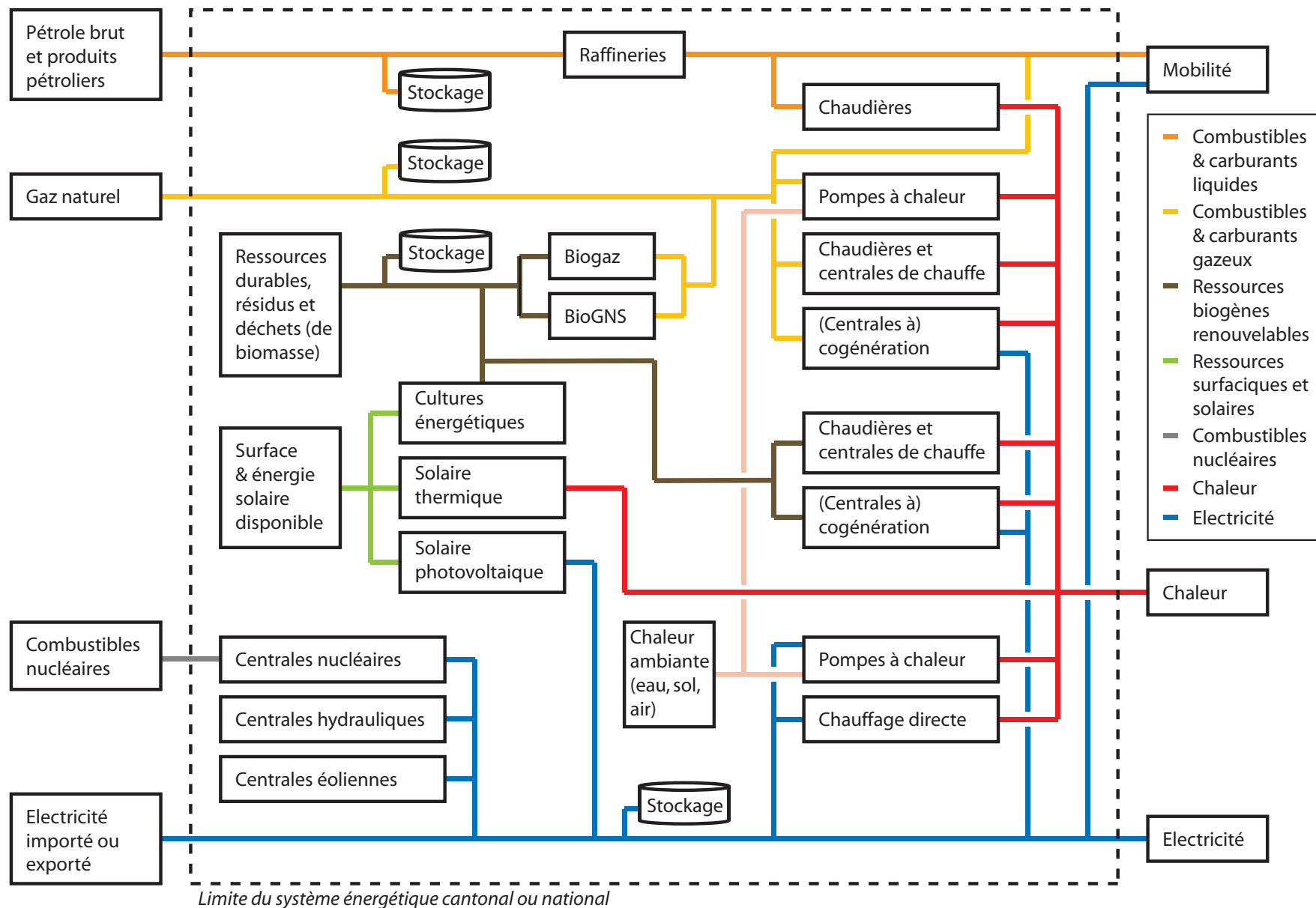
<sup>c</sup> Nouvelles voitures, essence : *direct injection spark ignition*, diesel : *direct injection compression ignition*, gaz naturel comprimé : *port injection spark ignition*. Données pour gaz, essence et diesel selon Edwards et al. [44], électrique selon Eberhard and Tarpenning [45].

<sup>d</sup> Comme <sup>b</sup>, mais avec un moteur hybride

<sup>e</sup> Valeurs selon Ecoinvent Centre [46], [47]. Pour l'essence et le diesel, ceci correspond à la moyenne du parc de voitures suisses.

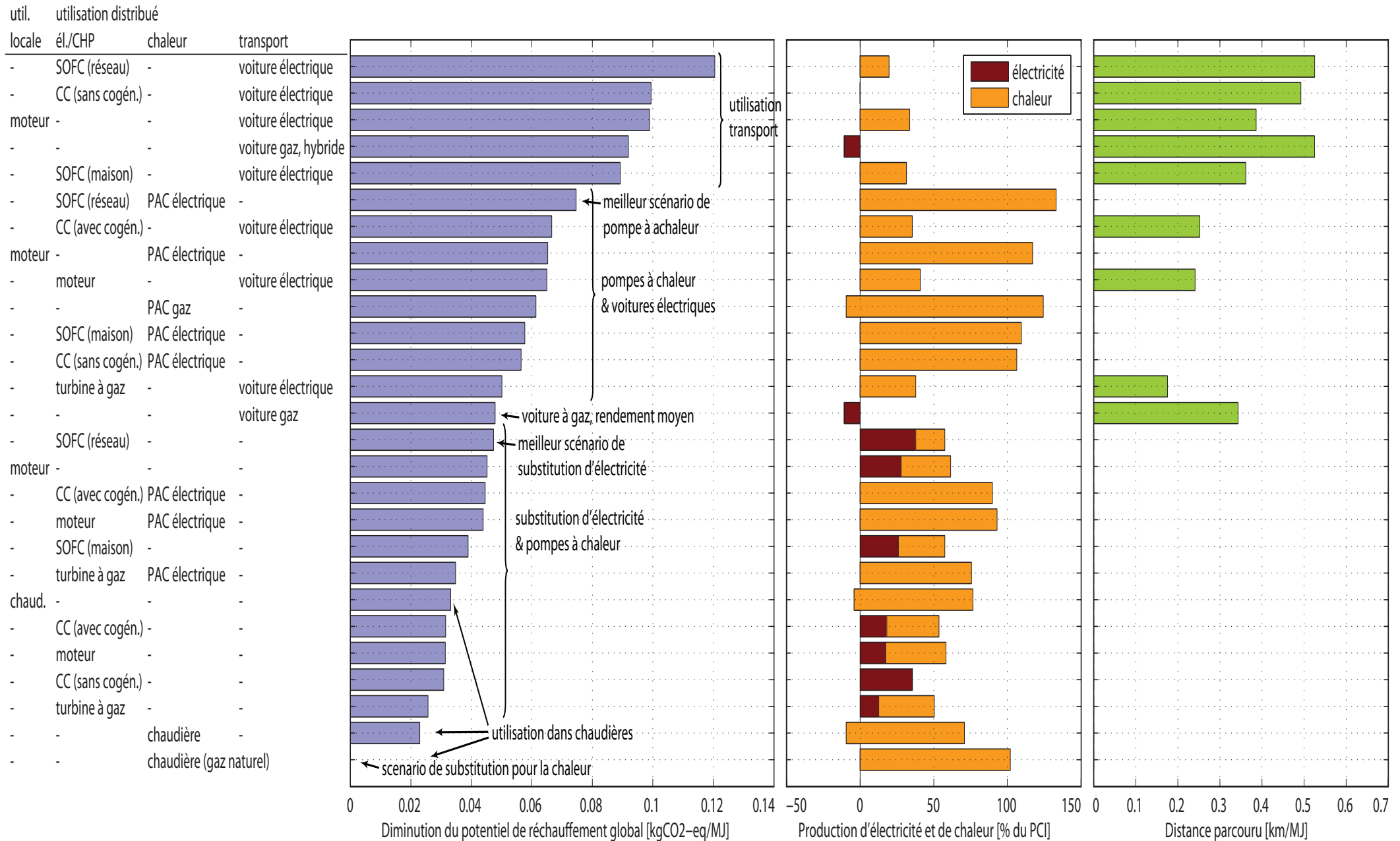
**Voiture électrique si GN à 80% !**

# Le système global



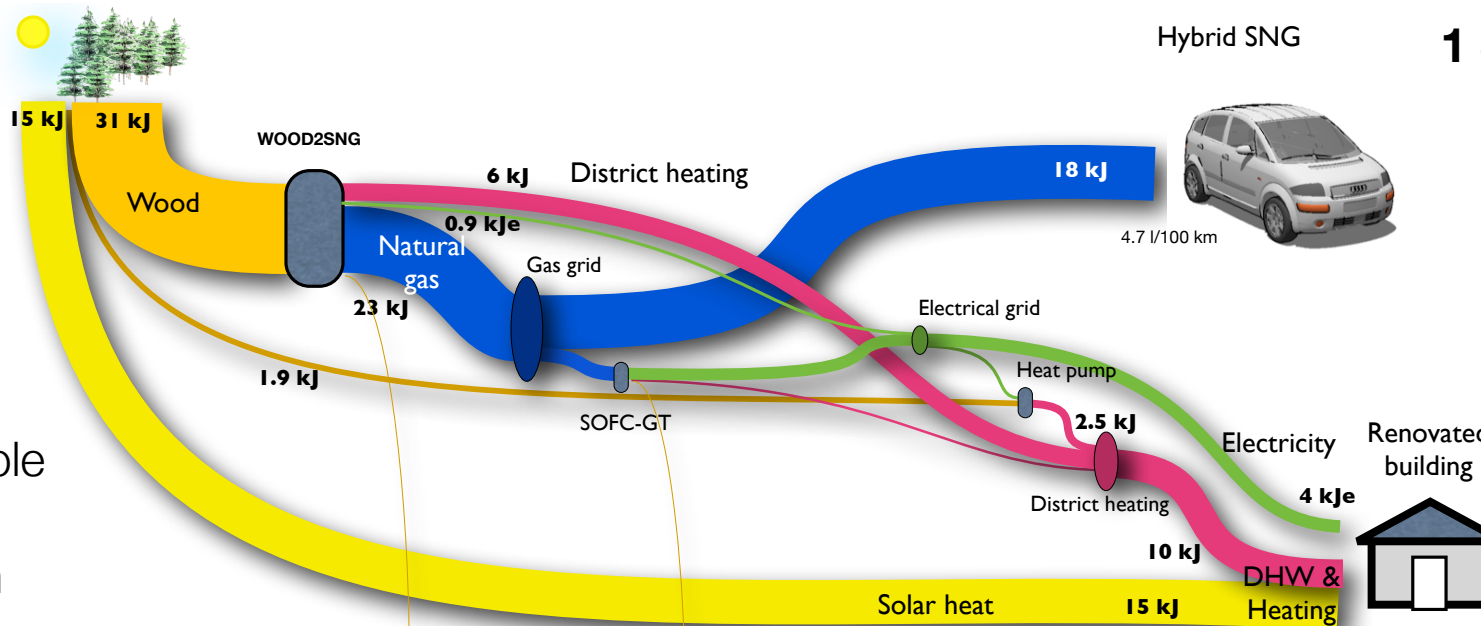
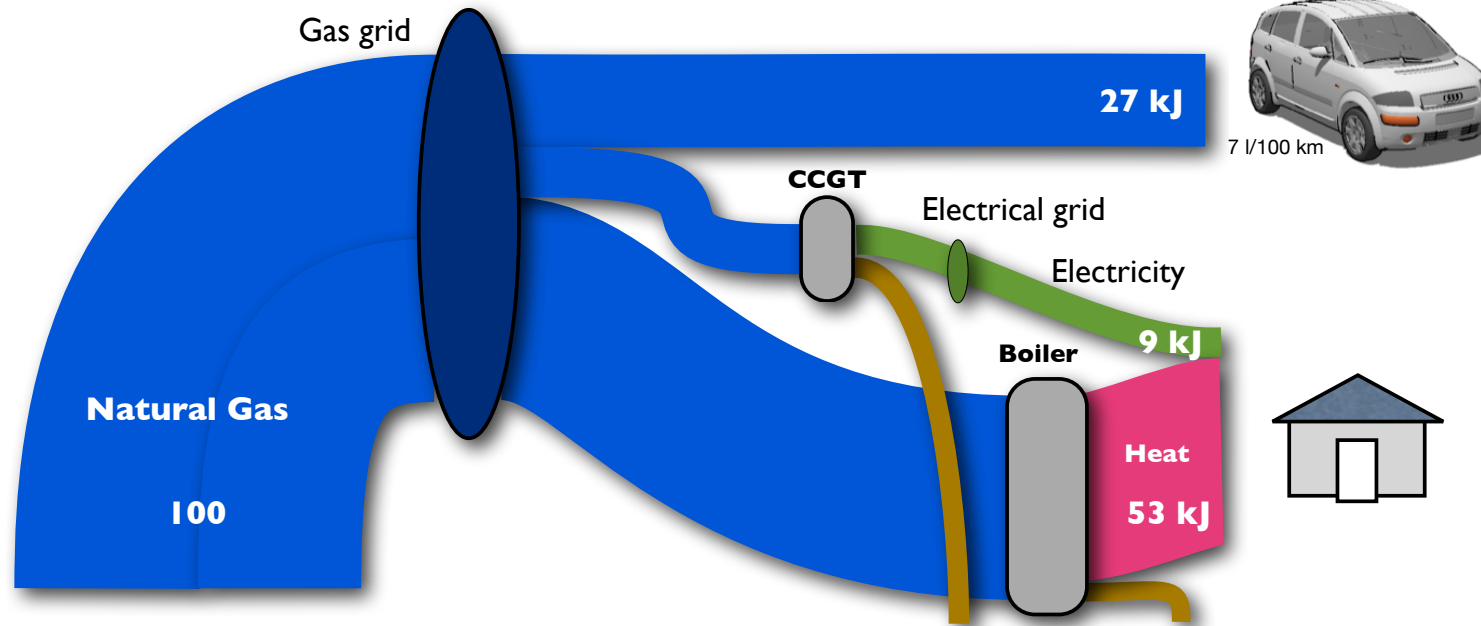
# Stratégies de substitution

## Substitution par le Biogaz, UCTE mix



# More Sustainable energy systems

Today

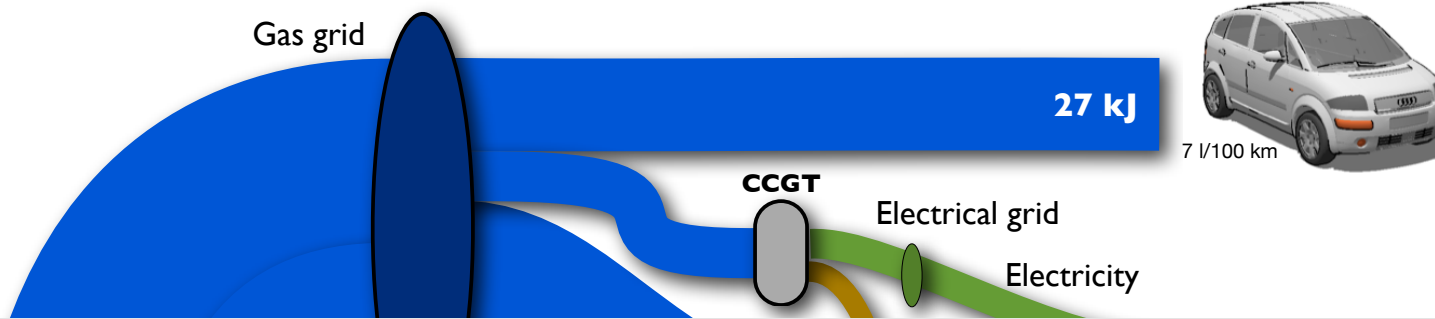


**1 Swiss Family  
=  
2 ha forest**

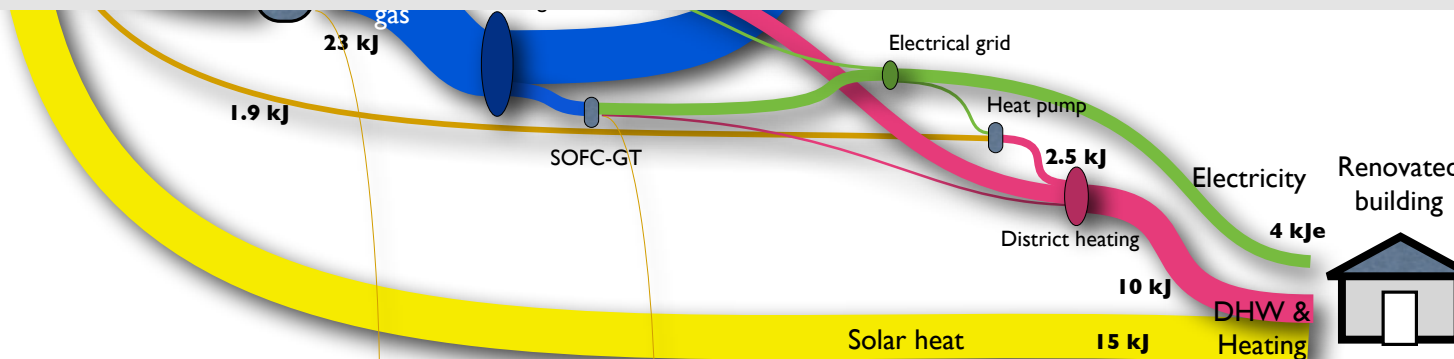
Sustainable Energy System

# The impact of the hidden fuel

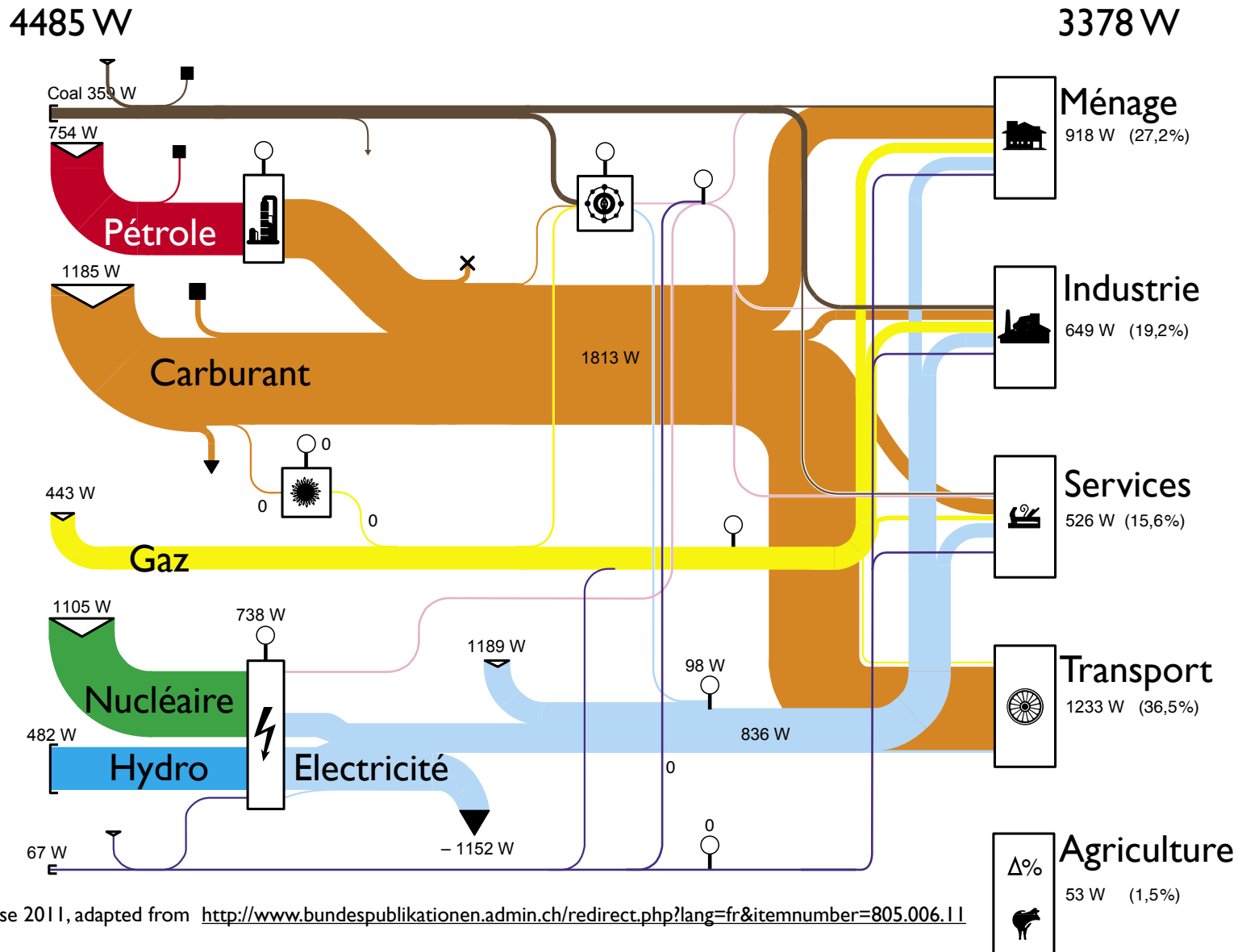
Today



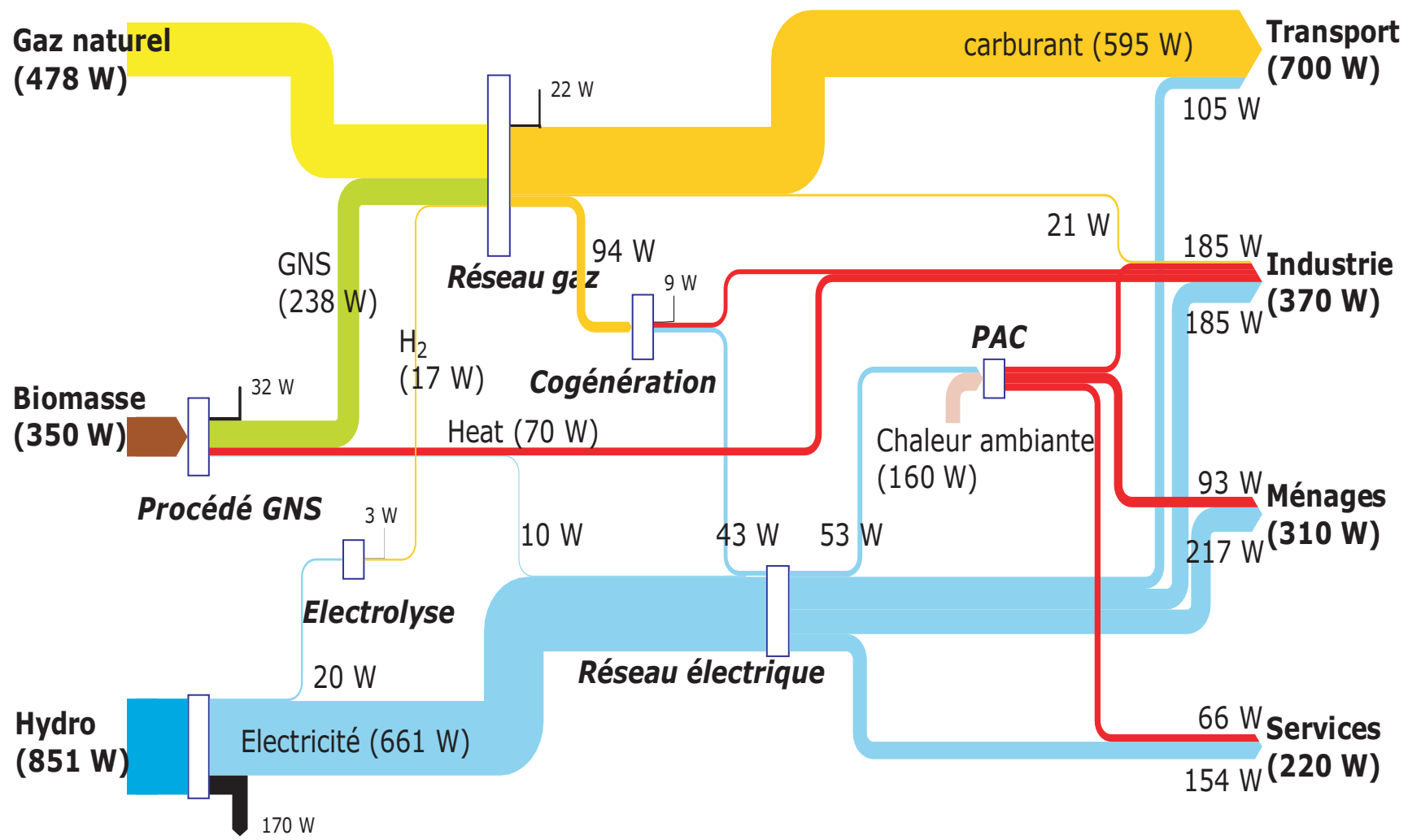
- 45 kJ of renewable energy replaces 100 kJ of fossil fuel
- Overall negative CO<sub>2</sub> balance
  - Trees sucks CO<sub>2</sub> from the atmosphere
  - CO<sub>2</sub> sequestration or recycling !



# The Swiss Energy picture



# One Swiss Energy picture for the 2000 W society



1700 Wyear/year/cap

1600 Wyear/year/cap

Investment biomass : 700 CHF/cap



- Infrastructure existante
- Conversion efficace
  - Piles à combustible
  - Transport
- Capture & sequestration du CO<sub>2</sub>
  - Intégration chauffage urbain
- Bio gaz et bio SNG
  - Transport
  - Industrie
- Stiockage long terme de l'électricité

- 
- 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