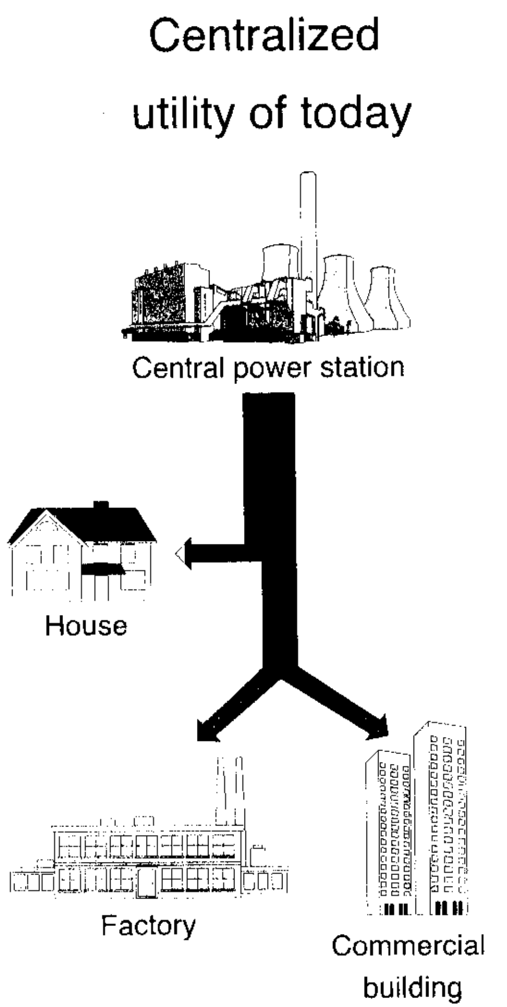
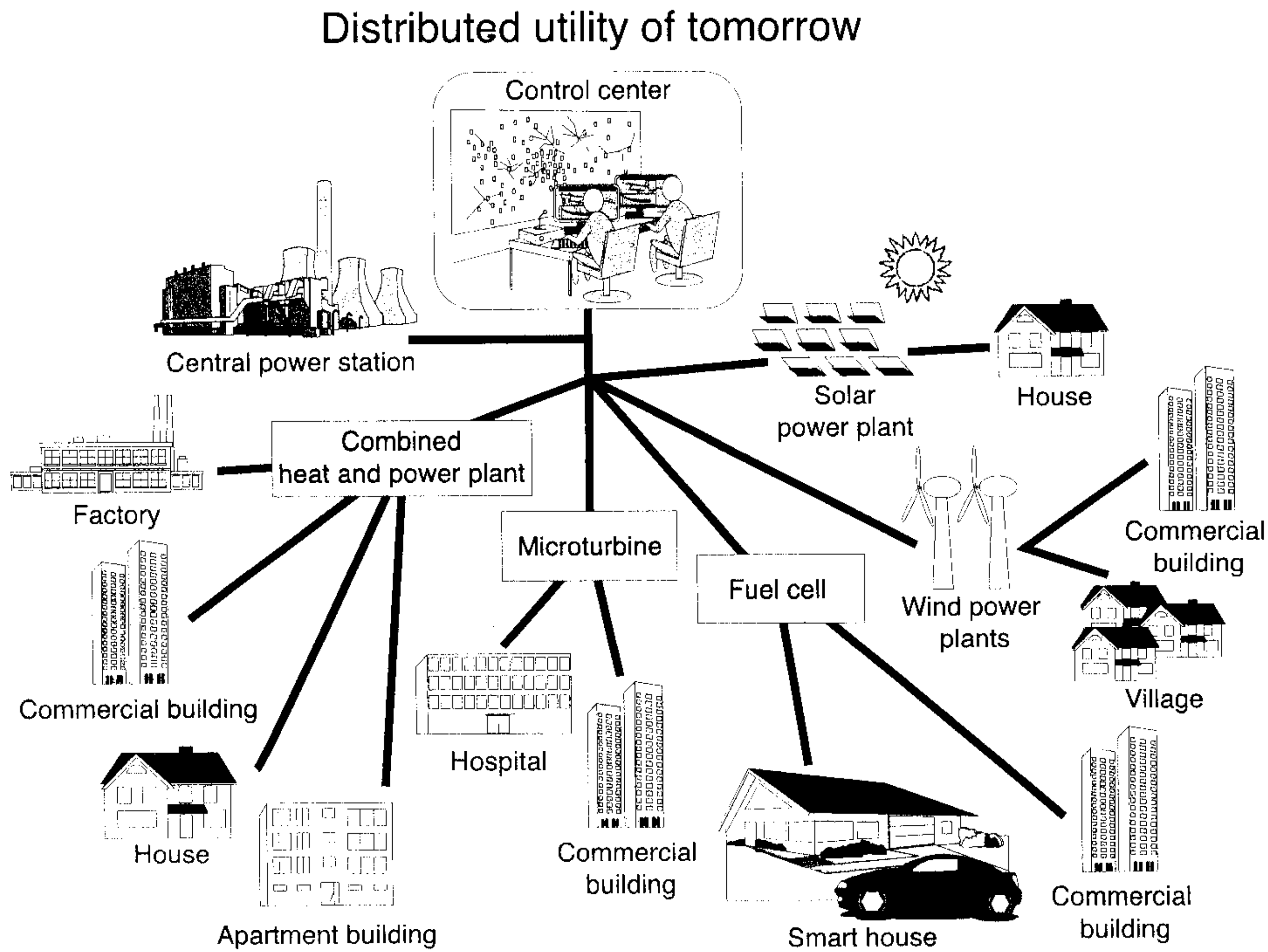
PRODUCTION DISTRIBUÉE :

Cadre institutionnel et problèmes technico-économiques

- « **The Electric Revolution** », **The Economist, août 2000**
  - ***libéralisation du marché***, émulation anarchique à régulariser
  - ***problèmes environnementaux***, mal résolus par monopoles et par la production centralisée
  - ***avancées technologiques***, qui rendent concurrentielles les petites unités

- Problématique ancienne:
  - **1997**, Feinstein, Orans et Chapel, *THE DISTRIBUTED UTILITY : A New Electric Utility Planning and Pricing Paradigm,* Annu. Rev. Energy, Environ.
  - **1997,** *Numéro spécial de The Energy Journal, Special Issue*
  - ....
  - **1983**, Brown, *DECENTRALAZING ELECTRICITY, PRODUCTION, Yale University Press*
  - ...
  - **1975**, De Rosnay, *LE MACROSCOPE, Vers une vision globale, Le Seuil*





$P_e \leq 10\,MW$

A.Ab.

PLAN

1. Les technologies à disposition

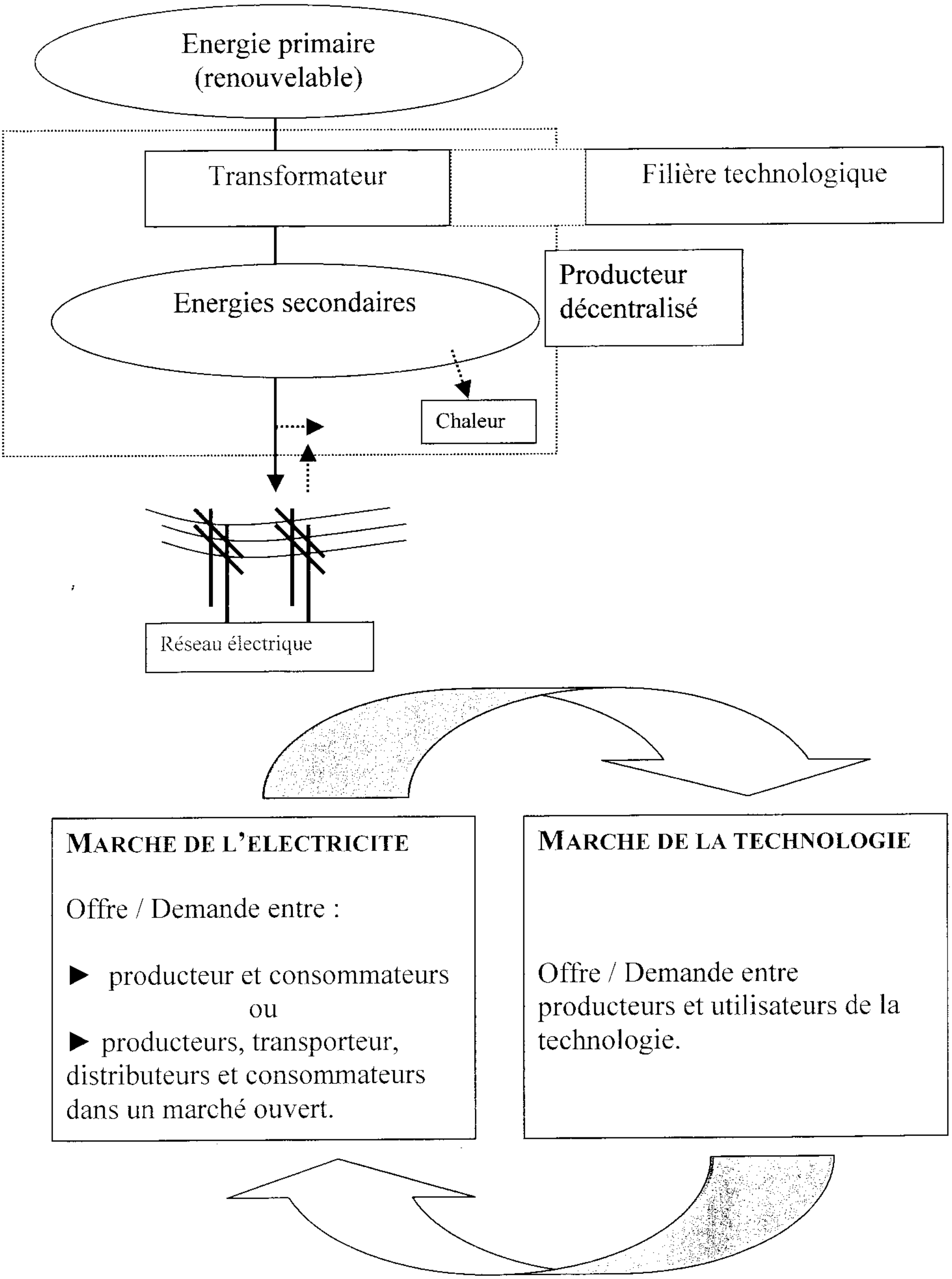
2. Le problème du réseau
    a. Aspects techniques
    b. Aspects économiques

3. Diagramme de charge

4. Investissements

5. Financement

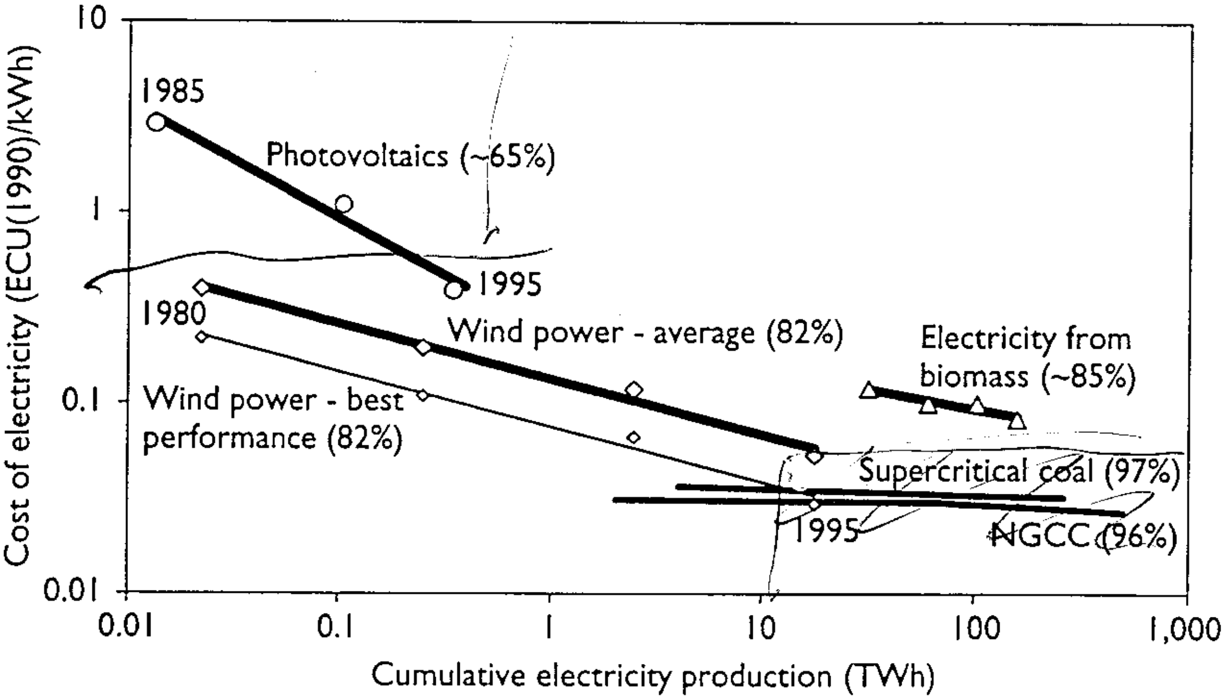
6. Conclusions.


Energie primaire
(renouvelable)
Transformateur
Filière technologique
Energies secondaires
Producteur
décentralisé
Chaleur
Réseau électrique
MARCHE DE L'ELECTRICITE
Offre / Demande entre :
▶ producteur et consommateurs
ou
▶ producteurs, transporteur, distributeurs et consommateurs dans un marché ouvert.
MARCHE DE LA TECHNOLOGIE
Offre / Demande entre producteurs et utilisateurs de la technologie.

LES FILIERES ENERGETIQUES

« Ce n'est pas parce qu'une technologie est efficace qu'elle est adoptée, mais parce qu'elle est adoptée qu'elle deviendra efficace »

Figure 1.5. Electric Technologies in EU, 1980-1995



Cost of electricity and electricity produced from selected electric technologies installed in the European Union 1980-1995. Numbers in parentheses are estimates of progress ratios. Data for renewable technology are from the EU-ATLAS project. The curve for Natural Gas Combined Cycle (NGCC) is calculated for EU based on the information in Claeson (1999). The progress ratio for supercritical coal power plants is based on a US study of Joskow and Rose (1985). For the fossil technologies, the fuel prices have been set constant at the 1995 level. EU-ATLAS data are available for five-year intervals for the period 1980-1995 (Marsh, 1998) and do not permit more than very rough estimates of the progress ratios for photovoltaics and electricity from biomass.[6] The two curves for wind power show the average production cost and the production cost from the plants with the best performance.

"Rapport de progrès" : baisse du coût si la production double.

	Moteurs internes diesel, gaz,...	Moteurs externes, Stirling	Turbines à gaz, Micro, mini,	Piles à Combustibles	Eolien	PV	Minihydro
Energie Primaire	NR, (R)	chaleur NR, R, déchets	NR, (R)	NR, (R)	R	R	R
Energie produite	E + C (CCF)	E + C (CCF)	E + C (CCF)	E + C (CCF)	E	E (+ C)	E
Puissance	1 kW - 10 MW	1 kW - 1 MW	qq 10 kW - 10 MW	1 kW - 10 MW	1 kW - 10 MW	1 kW - 10 MW	<10 MW
Rendement électrique	30 à 40%	25%	30 - 35%	35 - 60%	-	-	-
Etat Développement	Mature	Non Mature	Mature	Non Mature	Presque Mature	Non Mature	Mature
Contrôlable/Spontané	C	C / (S)	C	C	S	S	C /S
Investissement, Frs/kW							
1)	1000 - 1500	1500 - 2000	1000 - 2000		1500 - 3000	10 000	1000 - 4000
2)	1000 - 2250		1000 - 1500	6000	1500 - 2000		
Coûts production, cent/kWh, 2)	10 à 20	?	8	15	6 à 15	100	5 à 15

1), Chabot, Euroforum "Production d'énergie décentralisée"; paris 9-11 / 11/ 2001

2) Meier et Nerac, "La génération répartie d'électricité : enjeux, techniques et perspectives", Liaison Energie-francophonie, N° 48 et 49.

cipe

s une Cogénération, du courant est produit à
le d'un moteur à combustion. La chaleur, qui
s les véhicules par exemple, est habituelle-
t perdue dans l'atmosphère, est récupérée
s la génératrice, le moteur et le système
happement. Elle est utilisée sur place pour le
uffage. La chaleur dégagée par la *mini-*
énération ecopower avec son moteur mono-
ndre de 270 cm³ seulement, est suffisante
r chauffer toute une maison familiale. Grâce à
modulation de puissance brevetée, la *mini-*
énération ecopower produit à chaque instant la
ntité d'énergie exactement demandée.

plications

mini-cogénération ecopower fut développée
r l'utilisation monovalente (au lieu d'une
udière classique) dans les maisons d'une ou de
sieurs familles. Dans des bâtiments plus
nds, ainsi que dans la petite industrie, elle
t également être utilisée d'une manière biva-
te pour couvrir les besoins de base. Dans des
ions connaissant de hauts tarifs de pointe, elle
t participer à réduire la consommation maxi-
le. Quelques applications typiques de la *mini-*
énération ecopower:
Maisons d'une ou plusieurs familles
Jardins d'enfants
Auberges et petits hôtels
Petite industrie (p.ex. : fromageries,
boucheries, horticultures, etc)
Lavages automobiles
Installations sportives et piscines
etc.

teur

moteur est l'aboutissement d'un projet de re-
rche américain visant à développer un moteur
gaz d'une grande longévité, pour pompes à
aleur et mini-cogénération. Il est particulière-
nt conçu pour une durée de vie de 40'000
ures et un intervalle de service de 4'000 heures.

Commande brevetée

La commande électronique, développée et brevetée par *ecopower* laisse le clapet d'étranglement toujours plein ouvert. Ceci permet le remplissage optimal du cylindre et l'atteinte du rendement le plus haut possible sur toute la plage de vitesse.

Génératrice

La génératrice à aimants permanents, refroidie à l'eau, ne nécessite aucun d'entretien. Son boîtier stator est fixé directement sur le bloc moteur et son rotor extérieur directement au volant. L'absence des paliers, propres aux génératrices classiques, évite toute perte inutile par friction.

Electronique de puissance

Le courant alternatif de la génératrice, fonction de la vitesse, est redressé. Puis, grâce à la technique de pointe dite PWM (modulation de largeur d'impulsion par des modules IGBT) il est converti en courant alternatif triphasé, synchrone au réseau.

Installation

La *mini-cogénération ecopower* est fournie prête au raccordement. Tous les raccords se trouvent à l'arrière. L'installation ainsi que la mise en service se font donc aisément.

Maintenance

L'entretien de la *mini-cogénération ecopower* est très facile. Un service n'est requis qu'après 4'000 heures de service ou une fois par année. Il comprend uniquement le changement de l'huile, du filtre à huile et air, de la bougie et du câble d'allumage ainsi qu'un ajustement des valeurs d'émissions. Un logiciel riche et facile à utiliser *(Service_Pack)* est à disposition du technicien-service, lui facilitant toute sorte de diagnostiques et ajustages. En option, l'appareil peut également être équipé d'une surveillance à distance.

Valeurs d'émissions

Un catalyseur à trois voies avec régulation Lambda assure des valeurs d'émissions les plus faibles possibles. Ces valeurs sont nettement inférieures aux limites admises par la OPair (Suisse) ou la 1/2-1A-Luft (Allemagne). La *mini-cogénération ecopower* remplit donc toutes les exigences européennes pour gaz d'échappement.

Sécurité

La mini-cogénération ecopower a été testée selon la Directive Européenne pour Appareils à Gaz et a obtenu les certificats CE correspondants.

Energie et environnement

Malheureusement tout le courant électrique demandé ne peut être fourni par des centrales hydro-électrique, connues pour être très propres. Une partie du courant proviendra encore de sources d'énergie fossile. Par conséquence il est impératif, que seul les centrales avec des rendements le plus haut possibles soient prises en considération, afin de sauvegarder d'une manière optimale aussi bien les ressources que l'environnement. La *mini-cogénération ecopower* ne dégage pas plus de 240 grammes de CO_2 par kilowatt-heure de courant ou chaleur utile. Pour comparaison: l'émission moyenne de CO_2 en Europe par kWh de courant atteint 490 gramme. Une réduction d'env. 50% peut donc être atteinte par la *mini-cogénération ecopower.* De plus, toutes pertes dues au transport d'énergie électrique sont supprimées par la production sur place.

Poursuite du développement

La mini-cogénération actuelle à gaz dans ses versions au gaz naturel ou au propane représente le modèle de base de toute une gamme de produits. D'autres versions seront encore développées pour l'exploitation autonome (en îlots), l'utilisation de la fonction groupe électrogène et équipées d'un moteur à mazout. L'utilisation d'énergies renouvelables telles que, l'huile végétale ou le biogaz, est prévue.

us réserve de changements sans préavis !

ecopower
energy solutions ag

route de Boujean 39
CH-2500 Bienne 4
Suisse

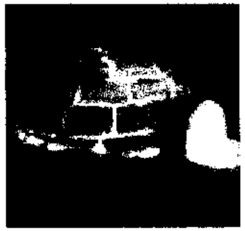
Tel +41-32-344-20-09
Fax +41-32-341-65-63
e-mail: info@ecopower.ch
home-page: www.ecopower.ch

Aspect économique

Outre le très important apport pour l'environnement, un substantiel bénéfice économique peut également être réalisé dans des circonstances d'opération adéquates.

Coûts variables par année (version au gaz naturel)	Maison familiale		Petite industrie	
Energie produite				
Chauffage + eau chaude sanitaire		24'000 kWh		48'000 kWh
Courant électrique		9'000 kWh		18'000 kWh
Total		**33'000 kWh**		**66'000 kWh**
Energie consommée				
au taux d'efficacité globale de	90%	36'670 kWh	90%	73'300 kWh
Heures de service à ... de taux d'utilisation	60%	3'200 h	60%	6'400 h
Coûts				
Gaz à .... CHF/kWh	0.05	1'835 CHF	0.04	2'932 CHF
Maintenance ... x 420.- CHF	1	420 CHF	1.6	672 CHF
		2'255 CHF		**3'604 CHF**
Valeur				
Chaleur à ... CHF/kWh	0.10[1]	2'400 CHF	0.08[1]	3'840 CHF
Courant à .... CHF/kWh	0.20[2]	1'800 CHF	0.18[2]	3'240 CHF
Charge de pointe à .... CHF/kW/mois			8.70[2]	490 CHF
		4'200 CHF		**7'570 CHF**
Bénéfice (sans frais de capitaux)		**1'945 CHF**		**3'966 CHF**

1) Taux habituel de branche pour chauffage conventionnel à gaz
2) Moyennes Suisse selon www.enerprice.ch

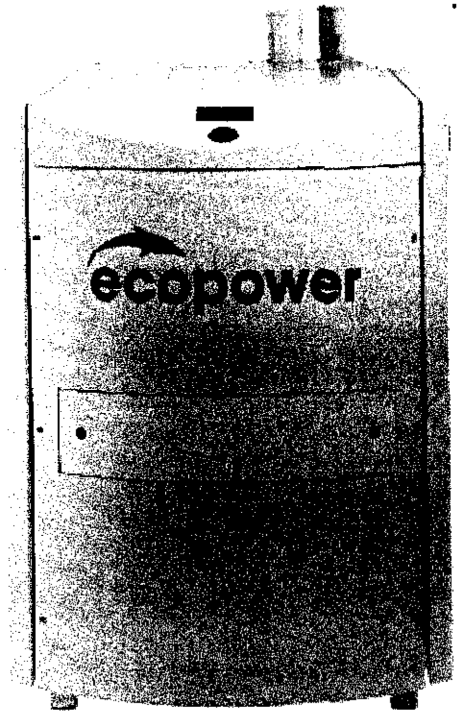


Pel: 2 à 4,7 kW
PT: 6 à 12,5 kW

pour
le bien de l'environnement...

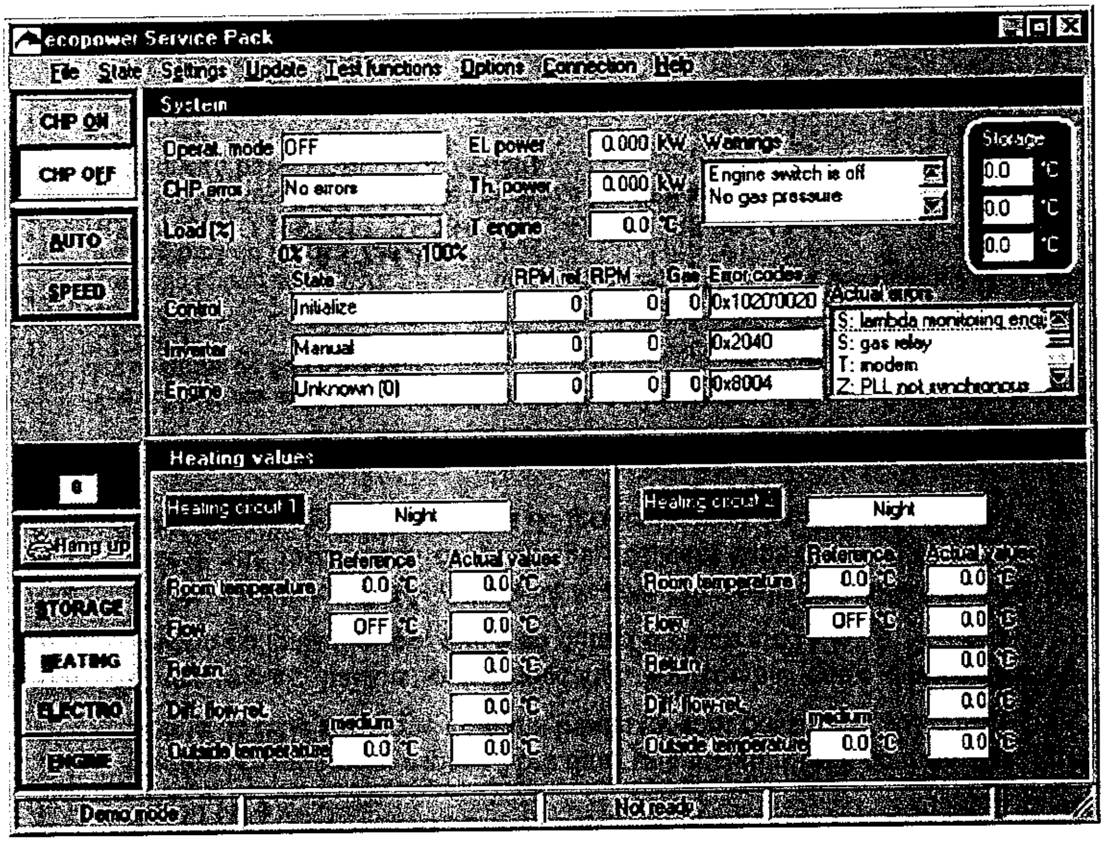
produire l'électricité et la chaleur
là et où on en a besoin
autant que nécessaire
à domicile et pour la petite industrie

...chez vous aussi



ecopower mini-cogénération

plus qu'une chaudière - une petite centrale dotée d'intelligence



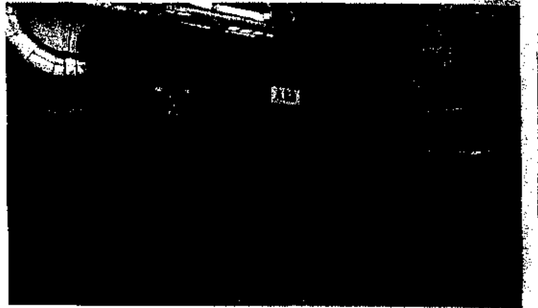
back to software

TECHNOLOGY

Clean power generated in your own basement

Fewer power plants and transmission lines, more efficient use of resources, and cheaper electricity – this scenario is within reach if a new concept for distributed power generation, the gas fired microturbine, comes into common use.

Marco Suter,
ABB Corporate Research, Baden-Dättwil, Switzerland



In a liberalised energy market, decentralised power generation (DPG) is an interesting alternative for today's consumers, since it allows control of energy costs and requires only a backup link to the mains grid. As a result of deregulation, many different DPG devices have appeared on the market, for example combined heat and power (CHP) units. One approach to such distributed CHP is to incorporate a microturbine.

The microturbine is well suited as a power source to facilities ranging from hospitals and hotels to shopping malls and factories, especially where a heat load is available. With the help of telecommunication systems, such power plants can be combined with IT functionality into a "virtual utility", creating network solutions that will provide safe, unsupervised and fully optimised operation, revolutionising the way power is generated and distributed in the future.

Still a relatively new technology, microturbines have the potential to become a 'hot' product as the market grows and commercialisation drives costs downwards. Features likely to speed up this development include:

- Compliance with the latest emissions standards
- High efficiency
- Low noise level
- Minimal maintenance
- Remote control for locally unsupervised operation
- Low upfront investment due to series manufacture and simple design
- Fuel flexibility
- Compact and lightweight, can pass through a standard doorway.

New generation of microturbine

With the aim of developing a new generation of microturbine that would meet such requirements, ABB Distributed Power Generation set up in 1998 a 50/50 joint venture with Volvo Aero Corporation to develop a new generation of microturbine (Figure 1). The partnership draws on Volvo's experience with gas turbine driven hybrid electric vehicles as well as ABB's experience in high-frequency power generation and conversion.

Just recently – with a significant contribution from ABB Corporate Research Ltd in Baden-Dättwil, Switzerland - ABB Industry AG in Turgi, Switzerland and ABB Motors in Västerås, Sweden have completed the development of the MT100 microturbine CHP unit.

Run on natural gas, the MT100 generates 100 kW of electricity and 152 kW of thermal energy in the form of hot water. The heart of the MT100 is a small gas turbine, mounted together with a compressor on a single shaft and integrated with a new high-speed generator, the HISEM 110/70. Designed for a new era of distributed power generation the MT100 microturbine is a CHP unit. It is mounted in a small cabinet and runs on natural gas. A natural gas compressor may be necessary, depending on the supply pressure. The MT100 is designed for indoor installation with its size of 0.9 m x 1.9 m x 2.9 m and it takes air from an outside intake. Its main components are:

- Gas turbine engine and recuperator
- Electrical generator
- Power conditioning system
- Exhaust-gas heat-exchanger
- Supervision and control system.

The technical data for the CHP unit are given in Table 1.

Table 1 ABB MT100 CHP unit - main characteristics

Performance

Volumetric exhaust gas emissions (15% O_2 at 100% load)

Ambient conditions

[illegible]

Design and operation

In the microturbine, (Figures 2, 3) the turbine wheel drives a compressor wheel mounted on the same shaft. The compressor feeds process air into the combustion chamber, where fuel is added and continuous combustion takes place.

The hot gas stream is expanded in the turbine, causing a large part of the thermal energy to be converted into mechanical energy, which drives the compressor and the load. In conventional power plants the load is either a two-pole or four-pole generator, driven via a gearbox. The generator speed is fixed, since it is synchronised with the frequency of an electric network. In the ABB MT100 microturbine the high-speed generator is coupled directly to the turbine shaft and a static frequency converter adjusts the speed electronically. The remaining thermal energy can be dissipated through the stack, but such a gas turbine will suffer from poor efficiency unless several compressor and turbine stages are added. The ABB MT100 overcomes this problem with a recuperator, which recovers the exhaust heat and uses it to pre-heat the compressed air before it enters the combustion chamber. Less fuel is therefore required to reach the desired operating temperature. Another heat-exchanger, after the recuperator, heats the water in the external circuit (Figure 4).

Gas turbine emissions are very low as the continuous combustion can be carefully controlled. The external combustion chamber can also be optimised for low emissions. Gas turbines often feature what is known as 'variable geometry'; adjustable guide vanes control how the gas flows towards the turbine and compressor, allowing the operating point of the gas turbine to be controlled. Here too, the designers of the ABB MT100 took a different approach. The electric power generation system with the frequency converter permits variable speed operation, which allows the turbine speed to be adjusted within a wide range from approximately 50000 to 70000 rev/min, 30 kW to full power, respectively. The partial load operation mode is essential for DPG devices, in particular if connected to island grids. A simpler turbine concept can therefore be chosen, keeping product costs down.

Gas turbine engine

The gas turbine is a single-shaft engine with the following main components:

- Housing
- Compressor
- Recuperator
- Combustion chamber
- Turbine

Housing: The electrical generator and the rotating components of the gas turbine are mounted on the same shaft. The engine parts and the shaft are located in the same housing.

Compressor: In the MT100, a radial centrifugal compressor is used to compress the ambient air. The pressure ratio is about 4.5:1. The compressor is mounted on the same shaft as the turbine and the electrical generator.

Recuperator: The recuperator is a gas-to-air heat-exchanger attached to the microturbine. It increases the efficiency of the turbine by transferring the heat from the hot exhaust gases to the compressed air fed to the combustion chamber.

Combustion chamber: The reheated compressed air is mixed with the natural gas, and an electrical igniter in the combustion chamber ignites the mixture. The combustion chamber is of the lean re-mix emission type, guaranteeing low emissions of NO_x, CO and low unburned hydrocarbon content in the exhaust gases.

Turbine: The radial turbine drives the compressor and the generator at a nominal speed of 70 000 rev/min. On leaving the combustion chamber the combustion gases have a temperature of approximately 950°C and are at a pressure of about 4.5 bar. As the gases expand through the turbine the pressure decreases to close to atmospheric and the temperature drops to approximately 650°C.

The exhaust-gas heat exchanger is of the gas/water counter-current flow type. It transfers the thermal energy contained in the exhaust gases, which enter the heat exchanger at a temperature of approximately 270°C, to the hot-water system. The outlet water temperature depends on the incoming water conditions, ie its temperature and mass flow. A typical example would be a fixed water temperature increase from 50°C to 70°C and a volume flow of water corresponding to the current status of the microturbine. The exhaust gases leaving the heat exchanger pass through an exhaust pipe to the stack.

Generation and power conditioning

Small gas turbines benefit in particular when the gearbox that reduces the turbine shaft speed to the speed of conventional electrical machines is eliminated. The result is a more efficient, compact and reliable machine. With such a system, the shaft speed is normally above 30 000 rev/min and may exceed 100 000 rev/min.

In the MT100 electric power is generated by a HISEM 110/70 high-speed permanent magnet synchronous generator, which is integrated with the microturbine. An advantage of the high-speed generator is that the size of the machine decreases almost in direct proportion to the increase in speed, leading to a very small unit that can be integrated with the gas turbine.

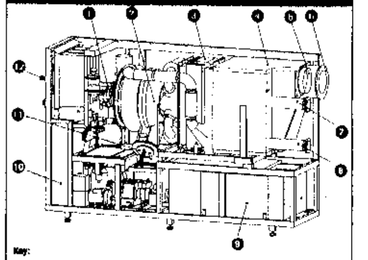
Before the generated power can be sent to the grid, it has to be converted to the grid voltage and frequency. The AC of the generator is first rectified to DC and then converted to three-phase AC. An inductor stabilises the AC output, while an EMC filter protects the grid against generated interference.

The high speed generator uses state-of-the-art high-energy permanent magnets and high yield-strength materials. For example, the use of neodymium-iron-boron (NdBFe) magnets reduces the generator rotor losses. The rotor is suspended by one bearing on each side of the permanent magnet rotor; there are no additional bearings on the turbine shaft. The output frequency of the generator is 2.3 kHz. The generator can be used in reverse as a motor, in which mode it acts as an electric starter for the gas turbine. The generator design is derived from ABB's HSG100 generator, developed for use in hybrid vehicles (Figure 5).

It is important to make sure that the rotor never reaches a temperature that would demagnetise the magnet. This is ensured both by reducing the rotor losses and providing efficient cooling in the air-gap.

Two factors, air friction and asynchronous mmf (magneto motive force) waves in the air-gap, are the main cause of temperature rise in the rotor. The latter is mainly owing to harmonics in the stator current. Because the high speed causes high friction losses and the carbon fibre retaining band acts as a thermal insulator, the rotor is more sensitive to current harmonics than the rotor in a conventional machine. A current harmonics limit was therefore defined which is based on the acceptable rotor losses. During the development of the microturbine, additional technical require-

Figure 3 Component parts of the CHP unit



Key:
1. Generator
2. Gas turbine engine
3. Recuperator
4. Exhaust gas heat exchanger
5. Ventilation air outlet
6. Exhaust outlet
7. Water inlet
8. Hot water outlet
9. Power electronics
10. Control system
11. Combustion chamber
12. Air inlet

Fuel cell future: the Sulzer perspective

In successfully defending itself from a recent predatory takeover bid Sulzer has been painting a very optimistic picture of the future for its Hexis fuel cell technology, which is aimed at the domestic heating and power market.

One byproduct of the hostile takeover bid from InCentive Capital that Sulzer has recently successfully fought off has been to raise the profile of Sulzer's Hexis fuel cell technology. The Sulzer management claimed that the offer from InCentive Capital grossly undervalued the Hexis technology that the company has been developing since 1991.

Sulzer's basic assumption is that fuel cells will account for a large proportion of the emerging multi-billion dollar market for decentralised power. What is driving this demand for fuel cells? Sulzer cites the following:

- double digit growth in demand for reliable and cleaner power from first-world economies;
- energy security concerns (notably in the US);
- projected growth of 14-15 per cent per annum in the distributed power generation equipment market, which was estimated to amount to about US$10 billion in 2000;
- pollution control legislation demands significantly cleaner energy conversion technology;
- increasing pressure for more efficient use of fossil fuels.

If Sulzer can keep to its timetable of bringing the Hexis solid oxide fuel cell (SOFC) to market in 2001, it can indeed claim to be the first company to offer a commercial residential fuel cell system, giving it, at least for the time being, the edge over other, higher profile, players such as Plug Power. Sulzer believes that it has a significant "first mover advantage" and is about two years ahead of the competition in terms of technology.

The Hexis high-temperature fuel cell is designed to cater for the space and water heating and baseload electricity requirements of a single household. It is being developed by Sulzer Hexis Ltd, which was founded in 1997. The Sulzer Hexis system has a power generation capacity of 1 kW and 2.5 kW of heat output. It will be fitted with a conventional condensing boiler for additional heating needs. With an electrical power generation efficiency of 25-30 per cent, the overall efficiency will be around 85 per cent thanks to waste heat utilisation

Sulzer says it is targeting 4 per cent of the European and US domestic gas heater markets, estimated to be worth about US$12 billion in 2010. According to figures presented by Sulzer, the current Western European market for gas heating systems is estimated to be 2.5 million units per year, while the current US market for gas-fired hot water heaters is estimated at 2.6 million units per year. Sulzer is hoping to pick up 260 000 of these units per year by 2010, with the Asian markets offering additional potential.

In field tests, some 65 600 operating hours have been clocked up since 1998. From 2001 to 2003, several hundred Hexis systems are projected to be sold to energy supply firms in Germany, Austria and Switzerland. Full commercialisation is planned for 2004 in Europe and first commercial sales to the USA are projected for 2005.

In late March 2001 Sulzer unveiled its Hexis fuel cell powered domestic heat and power generation system at the International Sanitation and Heating Trade Fair in Frankfurt and at the same time announced distribution agreements with two German power suppliers. Oldenburger EWE AG, Germany's largest regional power supplier, will be purchasing at least 155 Hexis fuel cell systems (of the prototype HXS 1000 model) between 2001 and 2003. Over the same period EnBW Energie Baden-Württemberg AG – one of the largest national power suppliers in Germany – will purchase 40 of the systems.

These distribution partners will be the owners and operators of the systems. That means that the end users do not bear any financial risks or risks associated with the failure of the systems to function as intended (ie the basis will be energy contracting). The systems will be installed and maintained by local installation firms.

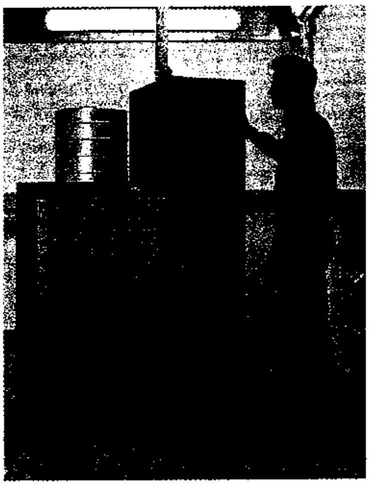
As of April 2001 Sulzer Hexis says it had signed letters of intent for 300 fuel cell units (of the HXS 1000 type) and 600 of the HXS

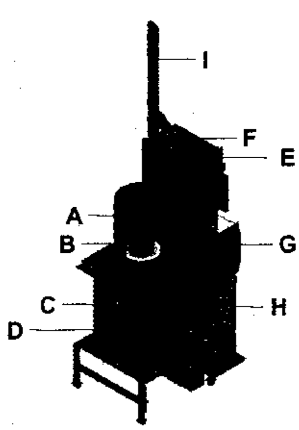
Fuel cell technologies [1)]

Markets targeted	SCFC	MCFC	PAFC	PEM	AFC
Portable	●	⊘	⊘	●	●
Automotive	●	⊘	⊘	●	●
Residential	●	⊘	⊘	●	●
Commercial	●	●	●	●	⊘
Industrial	●	●	⊘	⊘	⊘

[1)]SOFC = Solid oxide fuel cell MCFC = Molten carbonate fuel cell
PAFC = Phosphoric acid fuel cell PEM = Proton exchange membrane fuel cell
AFC = Alkaline fuel cell

Existing fuel cell technologies
Abbreviations: SOFC = solid oxide fuel cell; MCFC = molten carbonate fuel cell; PAFC = phosphoric acid fuel cell; PEM = proton exchange membrane fuel cell; AFC = alkaline fuel cell





The Sulzer Hexis fuel cell for residential cogeneration

The route to commercialisation of Hexis

Phase I: 1989-97	Phase II: 1998-2000	Phase III: 2001-2003
R&D	Field testing	Market entry
	• Systems integration • On-site validation • Definition of system architecture • Prototyping	

LES NOUVEAUX PRODUCTEURS DECENTRALISÉS

Surface (m²)	100	1'000	10'000	100'000	333'333	*10'000'000*
Nb d'usagers (25m²/usager)	4	40	400	4'000	13'333	*400'000*
Nb logements (4 personnes par logement	1	10	100	1'000	3'333	*100'000*
Pthermique (50 W/m²), kW	5	50	500	5'000	16'667	*500'000*
Pélectrique (30 W/m²), kW	3	30	300	3'000	10'000	*300'000*

Ordre de grandeur, sans foisonnement

PROBLEMES

- nouvelles approches, beaucoup d'incertitudes
  - mise en place
  - fonctionnement
  - financement
  - juridique

- danger de favoriser la production au détriment de l'utilisation rationnelle de l'énergie

QUALITE DU COURANT ELECTRIQUE
ET
PRODUCTION DÉCENTRALISÉE

CONTRAINTES SUR LES TRANSFORMATEURS:

- ***Ilotage***
- ***Harmoniques BF***
- ***Perturbations électromagnétiques HF (150 kHz à 30 MHz)***
- ***Synchronisation***
- ***Puissance réactive***
- ***Tension d'injection***
  - ***3% max par rapport au réseau (230 ou 400V)***
  - ***1.6% maxpar rapport au réseau (moyenne tension)***
  - ***< 244 ou 424 V***

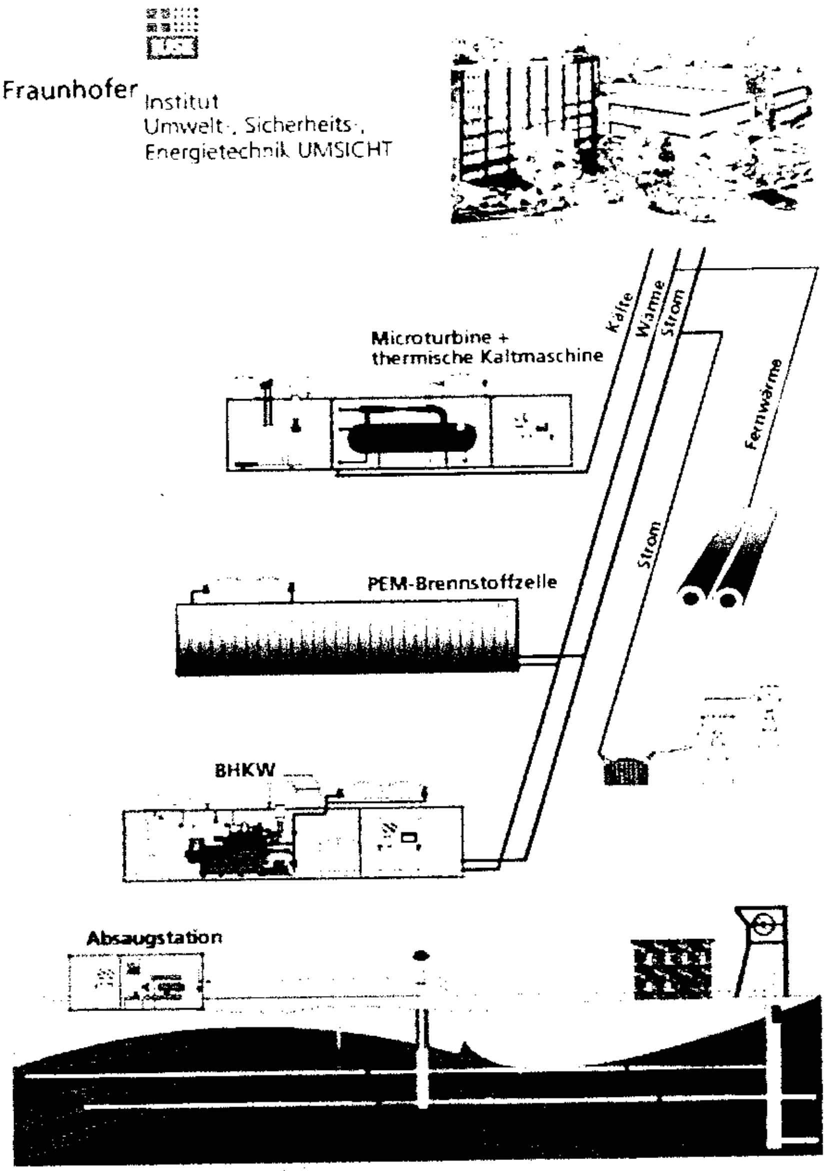
QUALITE DU COURANT ELECTRIQUE
ET
PRODUCTION DÉCENTRALISÉE

PRESTATIONS SUR LE RESEAU DE DISTRIBUTION

- ***Diminution de la puissance réactive***
- ***Maintien de la tension de distribution***
- ***Stockage***
- ***Diminution des pertes ??***
- ***Stabilisation de l'ensemble du système ??***

PRESTATIONS SUR LE RESEAU DE TRANSPORT

- ***Diminution des pertes***
- ***Stabilisation de l'ensemble du système ?***



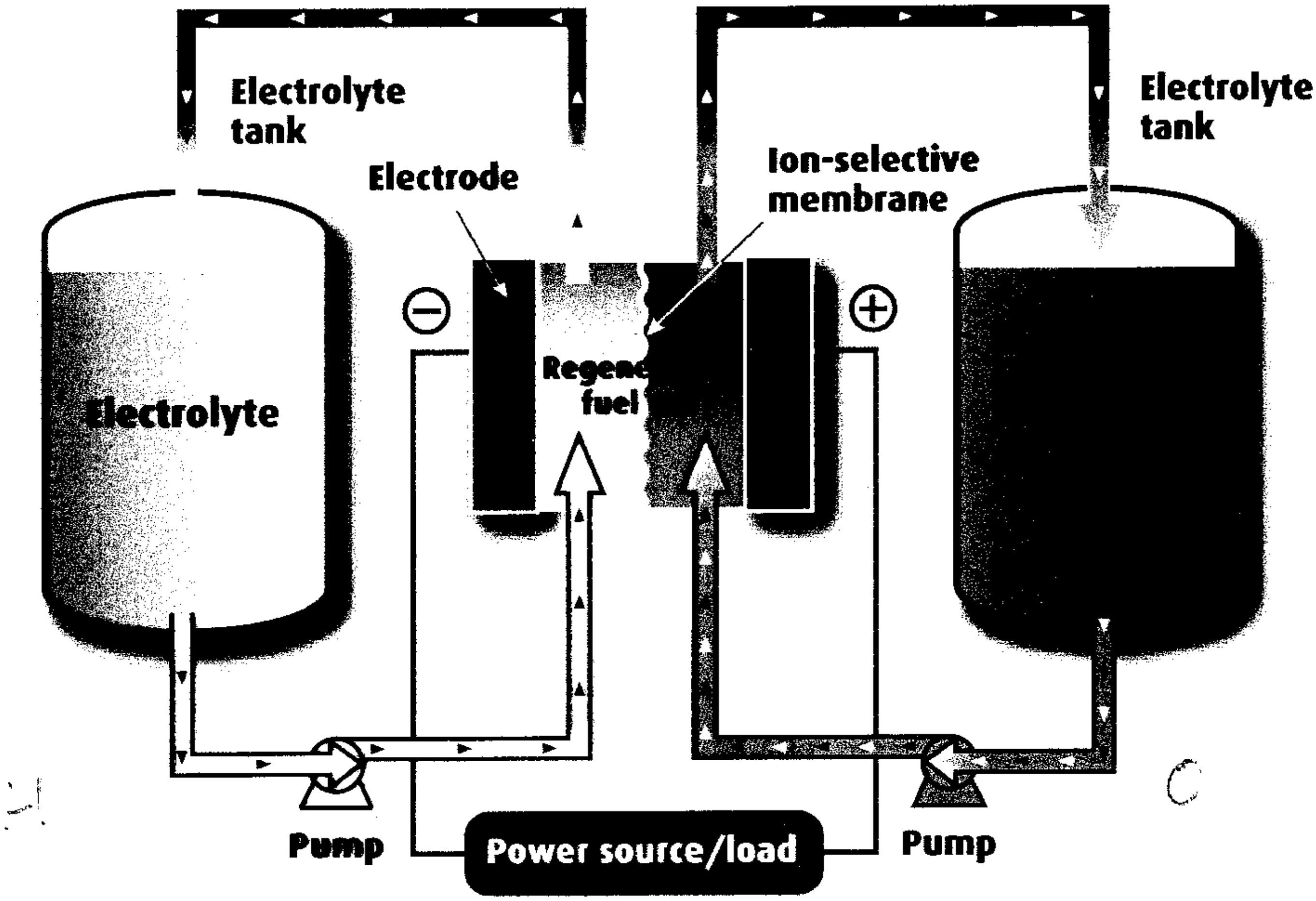
3

30 kWe

250 kWe

300 kWe

Oberhausen (D)



- Regenesys
- près de Cambridge (CGCC)
- ~ 120 MWh stockage
  P ~ 0 - 15 MW.

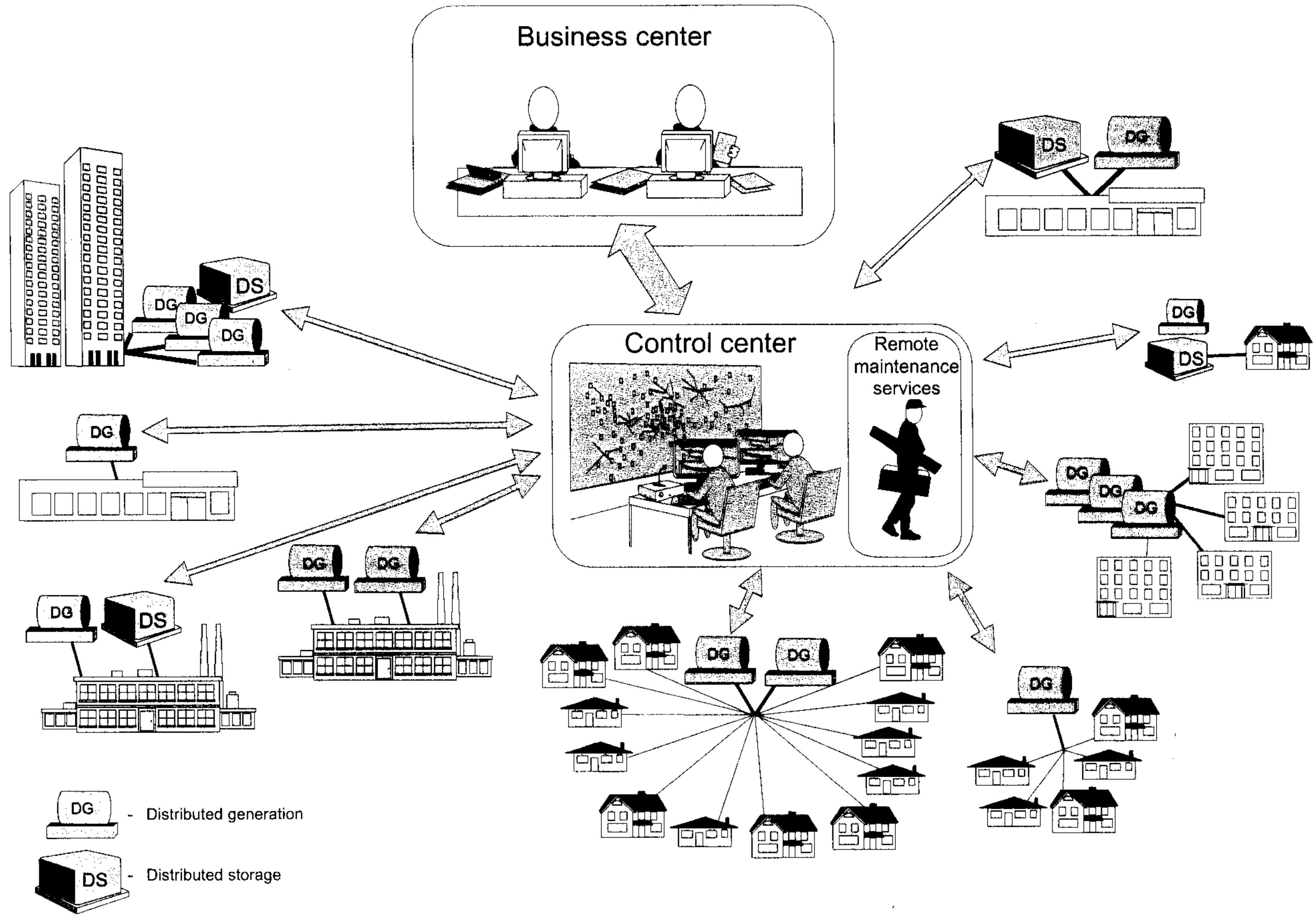


ABB. Concept de "Virtual Utility" et "microréseau"

Production distribuée :
cadre institutionnel et problèmes technico-économiques

Partie II

Franco Romerio

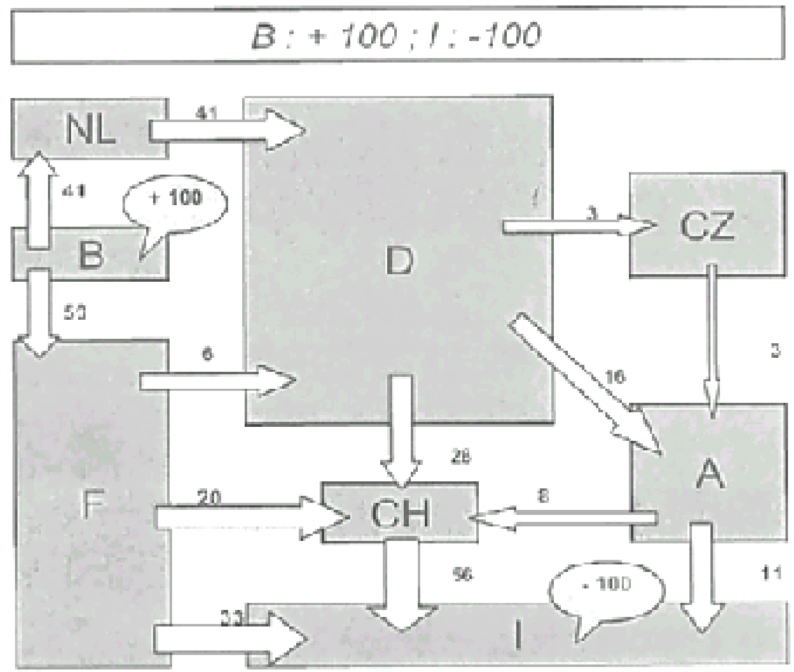
2. DR et réseaux (aspects économiques)

- Réseaux : en principe des monopoles naturels
- Avec DR, un peu moins vrai

Source: Smithsonian Institution

2. DR et réseaux (aspects économiques)

- Problème des externalités
- « Loop flows » (notamment HT)

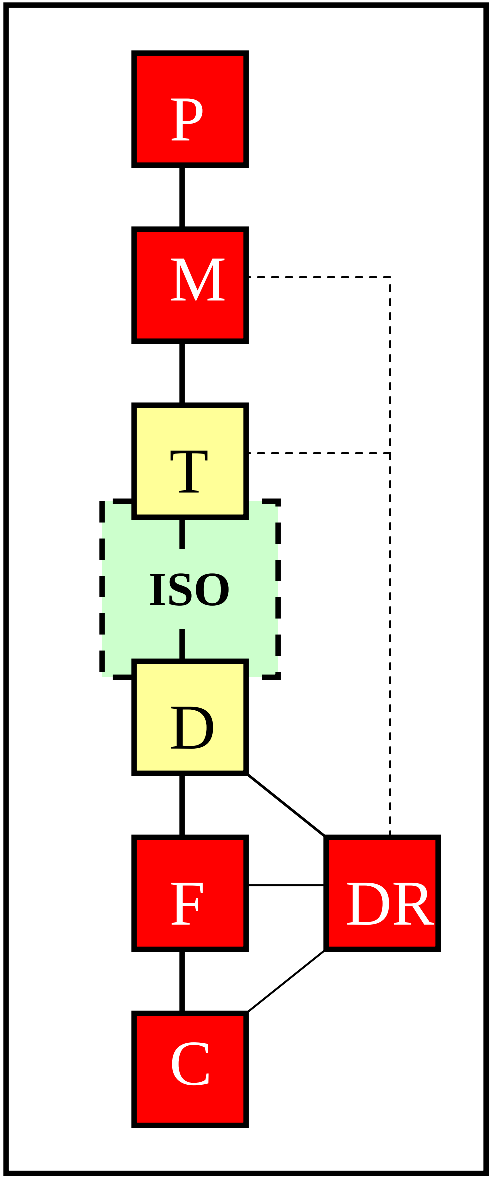


Simulation of a 100 MW export of electric power from Belgium to Italy. % of electrical flows through the European countries.

Source: ETSO, Net transfer capacities and available transfer capacities, March 2000.

2. DR et réseaux

- Comment contourner le « monopole naturel » ?
- dé-intégration verticale (physique ou comptable)
- principe de l’Accès des Tiers au Réseau (ATR)
- prix non-discriminatoires
- indépendant de la distance et des congestions ?



2. DR et réseaux (aspects économiques)

- Dé-intégration verticale :
- Prix du transit indépendant de la distance et des congestions :

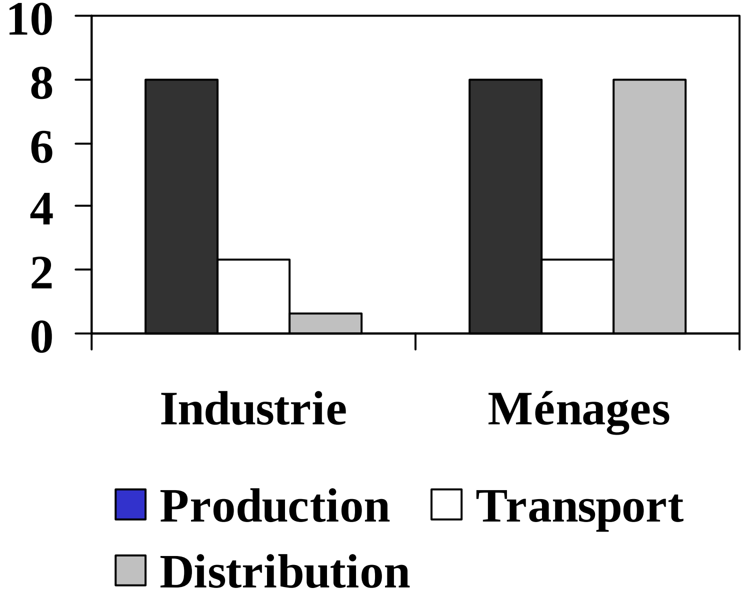
➔

en principe

option DR un peu moins intéressante

2. DR et réseaux (aspects économiques)

Coûts moyens, cts/kWh, 1997



Source UCS

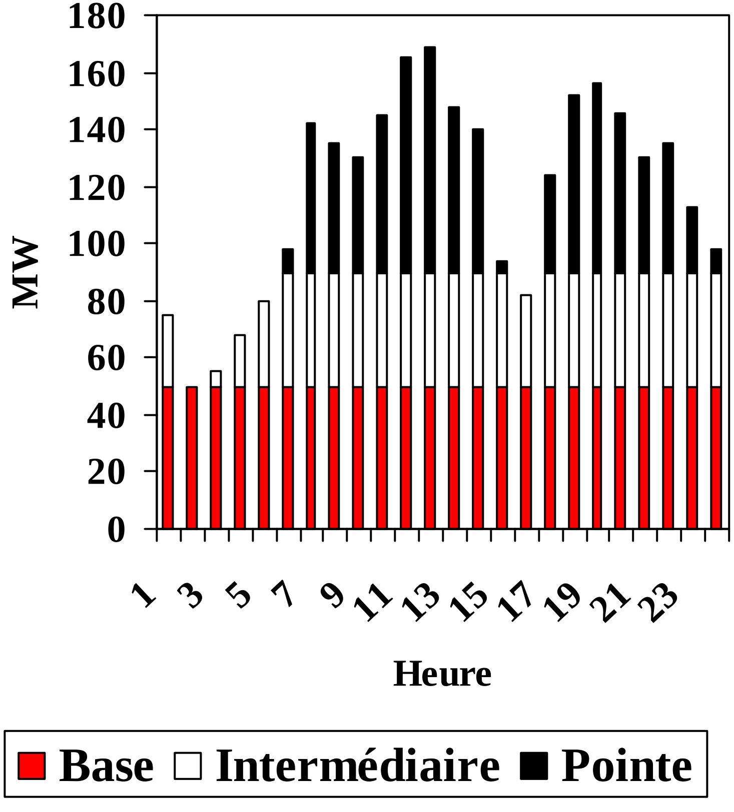
Netzkosten Verteilung, CH 150kV-220V (Rp/kWh)

	Klein	Mittel	Grösse
Einfach	6.9	6.1	3.8
Durch-schnittlich	9.4	8.5	6.2
Schwierig	12.0	11.2	8.8

Source Wild, 2001.

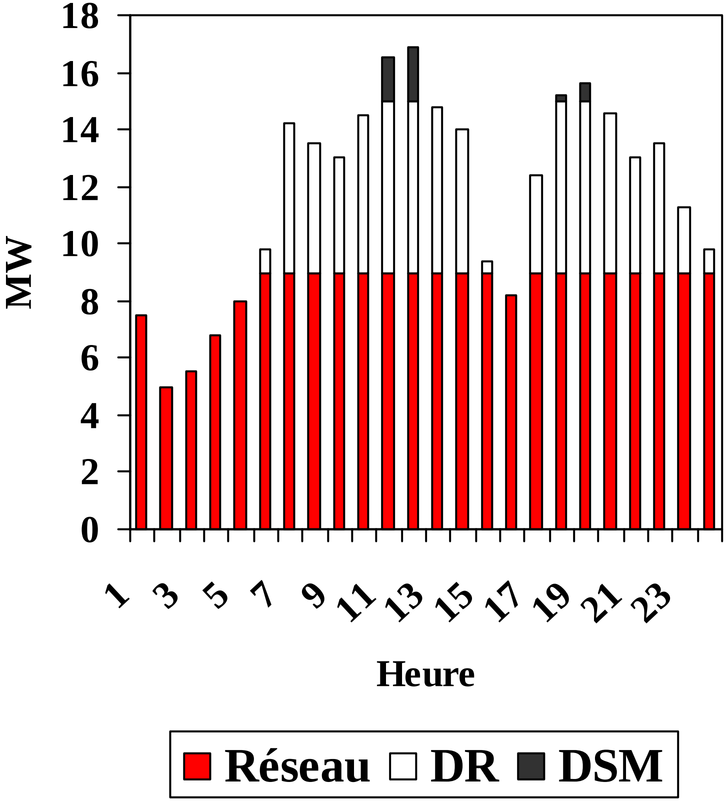
3. DR et diagrammes de charge

- Diagramme de charge
- Charge de base, intermédiaire, pointe
- Charge pour les centrales de production et les réseaux
- Niveau d'agrégation (national, régional, local)



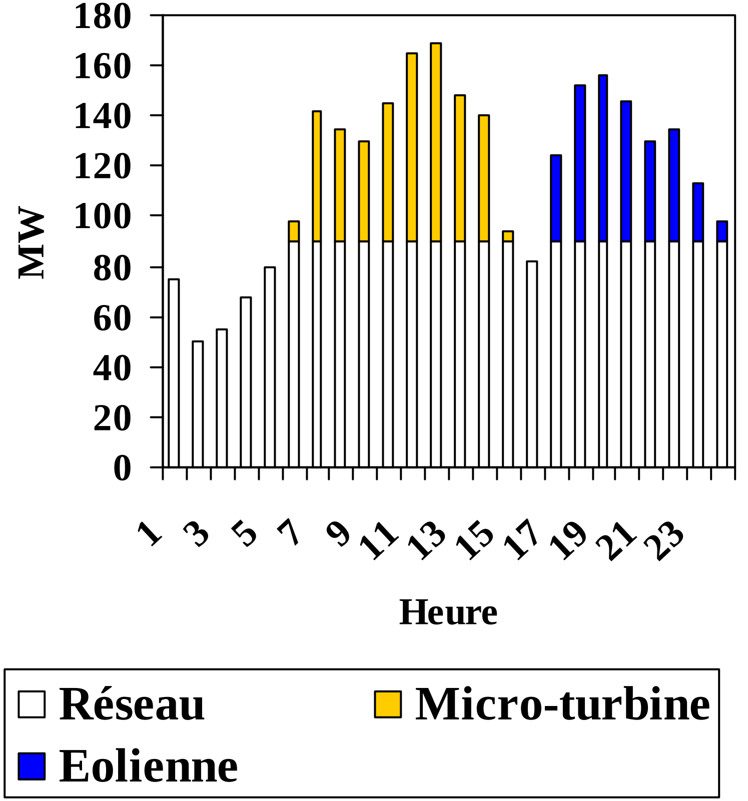
3. DR et diagrammes de charge

- Diagramme de charge avec :
  - DR et
  - DSM
- Gestion des pointes
- Co-génération



3. DR et diagrammes de charge

- Intégration production flexible (hydro) et spontanée (éoliennes)



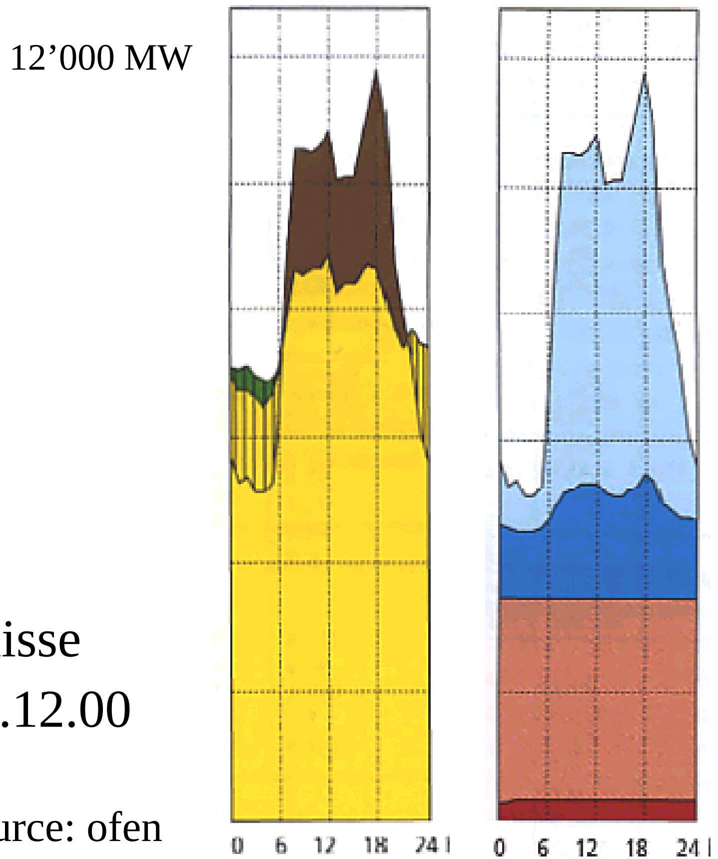
> « Renewable sources may often make the combined potential larger than the sum of parts considered in isolation » (Grubb)

3. DR et diagrammes de charge

- Caractère aléatoire du diagramme de charge :
- prélèvement : ex. aléas de la température
- production : ex. volatilité des prix
- réseaux : ex. apparition de congestions

- Sécurité :
- DR et DSM permettent de mieux adapter les standards de sécurité aux exigences exprimées par les consommateurs

3. DR et diagrammes de charge

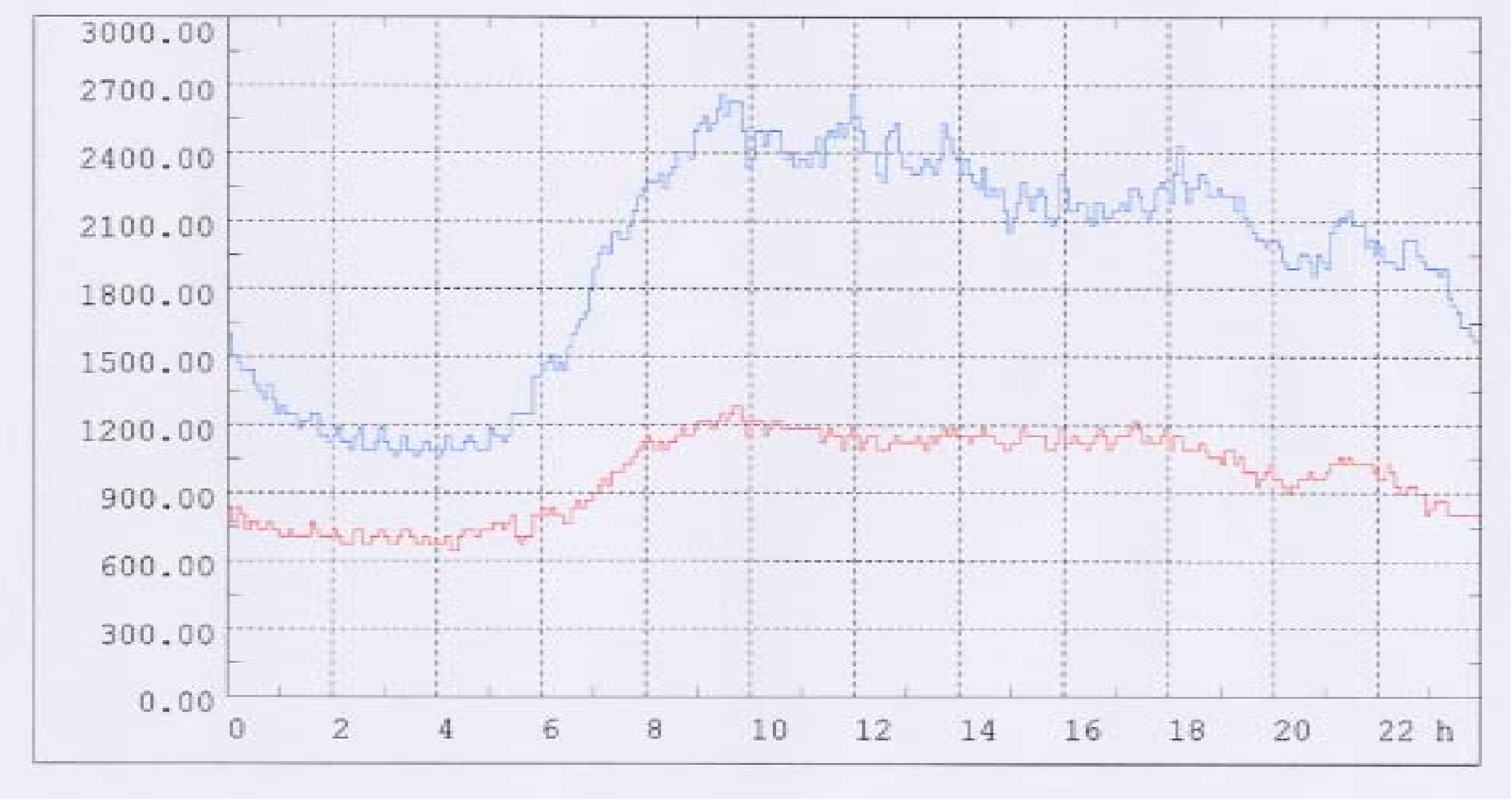


Suisse
20.12.00

Source: ofen

3. DR et diagrammes de charge

kW



Ve 28/7/00

4. Investissement en DR

- Modèle d'évaluation de différentes stra-tégies d'investis-sement
- On tient compte de l'incertitude et de la valeur de la flexibilité

Source :

Feinstein, Morris, Chapel (1997)
Capacity planning under uncertainty ; developing local area strategies for integrating DR.

4. Investissement en DR

$$\text{Min } E\{\sum e^{-\rho t} [I(t,x(t)) + V(t,L(t),k(t),x(t))]$$

$$+ e^{-\rho T} V_\infty[T,L(T),k(T)]\}$$

Subject to

$$C[t,k(t),x(t)] \geq L(t)$$

$$L(t_o) = L_o$$

$$k(t_o) = k_o$$

4. Investissement en DR

Where

- I[] investment cost
- V[] operating cost (random variable)
- ρ rate of discount
- t periods of varaible duration

- x(t) additional capacity investment (decision variable)

  $x(t) = k(t+1) – k(t)$

- k(t) capacity installed
- L(t) load of the system
- C[] effective capacity

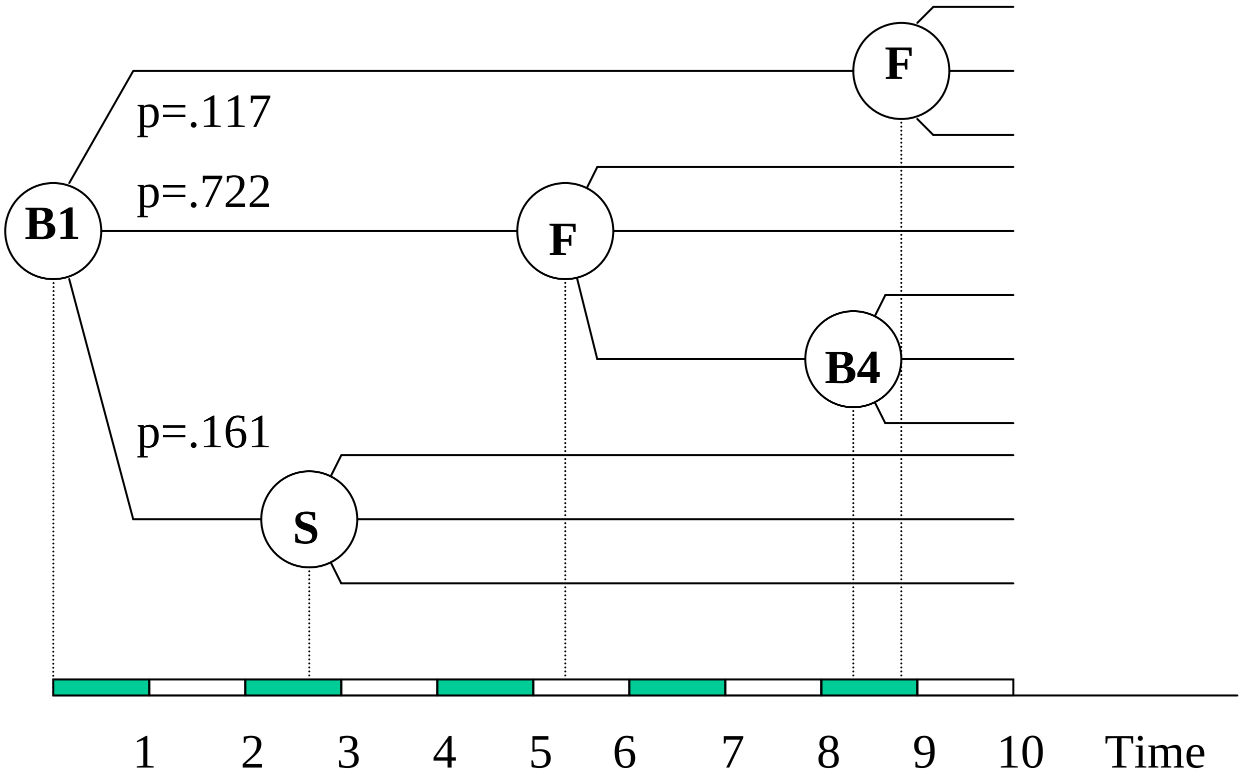
4. Investissement en DR

- An investment strategy for a local planning area that meets customers' capacity needs at the lowest expected future costs …
- A sequence of contingent investment decisions that occurs at specific times conditional on the uncertainties that have been resolved …
- **« Leaving uncertainty out of a planning analysis systematically undervalues DR alternatives »**

4. Investissement en DR

EV=2516

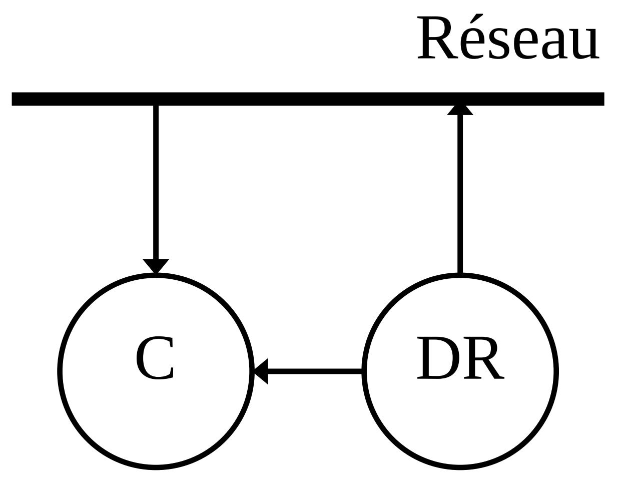
(If DR not available: you must invest in S: **EV=3253**)



5. Financement du DR

- Problème pour les ENR* qui ne sont pas économiquement compétitives…
- Rétribution du courant injecté dans le réseau…

* Energies renouvelables



Quel prix ?

5. Financement du DR

- LEne (26.6.1998) art. 7 :
- pour encourager l’injection d’électricité générée par de petites centrales décentralisées (ENR et hydro < 1 MW) :
- obligation de reprise et de rétribution du courant
- rétribution fondée sur les prix applicables à l’énergie équivalente fournie par les nouvelles installations de production sises en Suisse (aujour’hui 15 cts/kWh)

5. Financement du DR

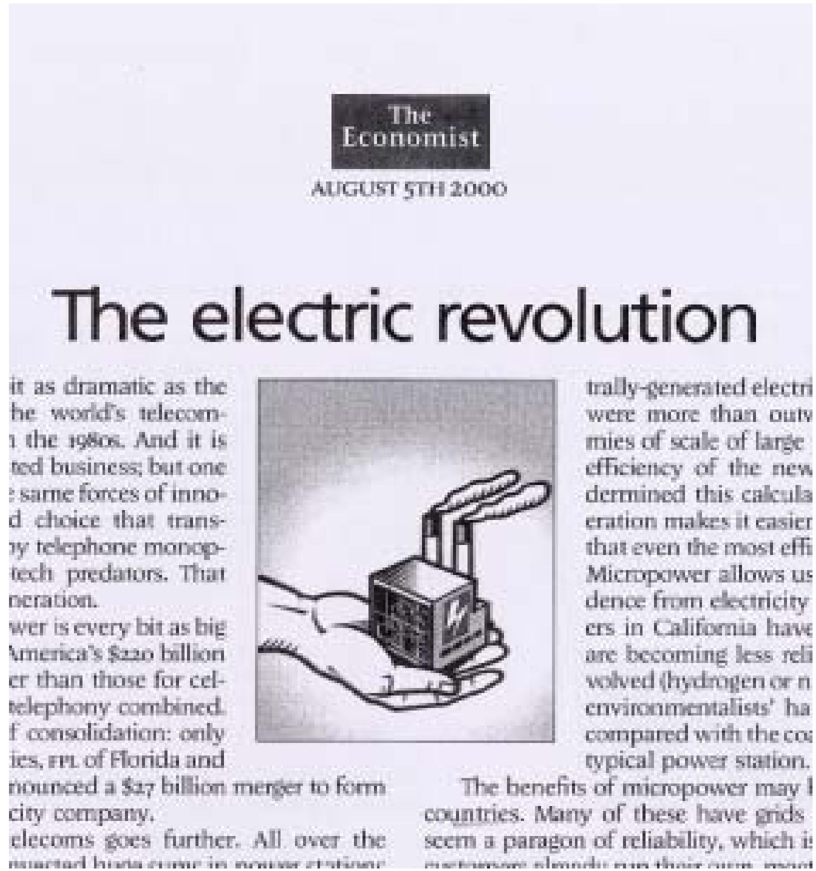
- LME (15.12.2000) art. 26/4 ; projet OME (5.10.2001) art. 32 :
- la Société suisse pour l’exploitation du réseau rembourse les coûts supplémentaires supportés par les entreprises de distribution lors de la reprise d’énergie électrique de producteurs indépendants
- elle finance ce remboursement en imputant les coûts qui en résultent sur ceux du réseau de transport

5. Financement du DR

- Instruments de soutien:
- Prix d’achat garantis:
  - on impose l’achat de l’électricité verte à un prix fixe
- Enchères concurrentielles:
  - les offres d’électricité verte sont classées par ordre de coût croissant jusqu’à ce que la quantité mise aux enchère soit atteinte
- Echange de certificats verts:
  - basés sur l’imposition de quotas de produ-ction d’électricité verte

6. Conclusions

- Synergies entre :
  - progrès technologique, dans l’électronique et l’informatique
  - ouverture des marchés à la concurrence
  - changements culturels (management…)
- Dans ce contexte apparaît le DR…


The Economist
AUGUST 5TH 2000

The electric revolution

it as dramatic as the
he world's telecom-
n the 1980s. And it is
ted business; but one
e same forces of inno-
d choice that trans-
ny telephone monop-
tech predators. That
neration.
wer is every bit as big
America's $220 billion
er than those for cel-
telephony combined.
f consolidation: only
ies, FPL of Florida and
nounced a $27 billion merger to form
city company.
elecoms goes further. All over the

trally-generated electri
were more than outw
mies of scale of large
efficiency of the new
dermined this calcula
eration makes it easier
that even the most effi
Micropower allows us
dence from electricity
ers in California have
are becoming less reli
volved (hydrogen or n
environmentalists' ha
compared with the co
typical power station.
The benefits of micropower may l
countries. Many of these have grids
seem a paragon of reliability, which is

6. Conclusions

- DR peut contribuer :
- à minimiser les risques techniques, écono-miques et d'accepta-bilité sociale
- à faire face au pro-blème de l'incertitude (flexibilité)
- à répondre de manière diversifiée aux besoins de sécurité des consommateurs finaux
- à promouvoir les ENR et à valoriser la chaleur

6. Conclusions

- DR rythme avec décentralisation :
- il favorise l'exploi-tation d'opportunités naturelles et techno-logiques locales
- il s'enracine près du consommateur (l'entreprise s'ap-proche du client)

- il représente une réponse au problème de l'approvision-nement dans les régions périphériques (mais pas seulement !)

6. Conclusions

- DR concerne à la fois les ENR et non :
- problème du soutien des ENR qui ne sont pas compétitives, car à lui seul le marché aide mais ne suffit pas
- échange de certificats verts
- prix d’achat garanti (rétribution du courant injecté dans le réseau)
- l’innovation prévue par la LME et le projet OME*

* Respectivement loi et ordonnance fédérales sur le marché de l’électricité

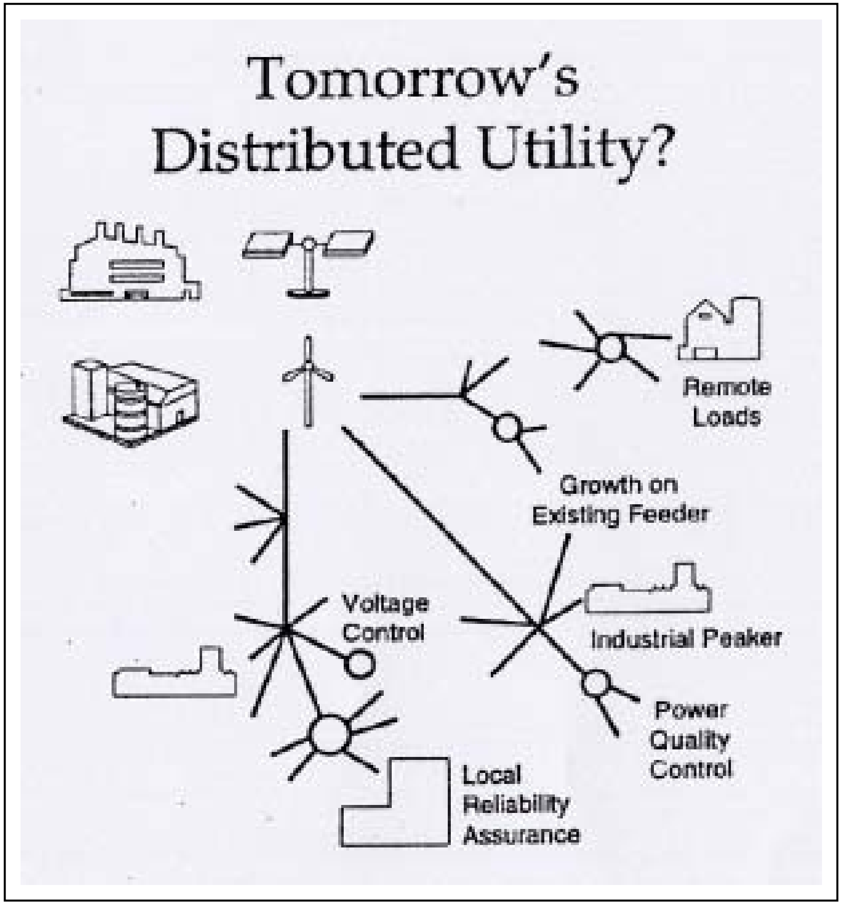
6. Conclusions

- Aujourd’hui, les études sur le DR ne sont pas complètement convaincantes :
- manque de vision d’ensemble (tech-nique, économique, juridique, etc.)
- manque d’études expérimentales

The Economist, March 28th 1998

6. Conclusions

- DR : un projet de recherche pour le CUEPE
- entre sciences de l'ingénieur et sciences économiques et sociales
- comprenant des études de cas (Suisse, UE, Sud, ...)



Feinstein, Orans, Chapel, 1997

Franco Romerio
Centre universitaire d'étude des problèmes de l'énergie
CUEPE
Université de Genève

Route de Drize 7
CH - 1227 Carouge – Genève
Tel. 0041 - 22 - 705 96 53
Fax 0041 - 22 - 705 96 39
E-mail franco.romerio@cuepe.unige.ch