



Les
cahiers
du

C L I P

Club d'Ingénierie Prospective Energie et Environnement

Biomasse et électricité

La biomasse d'origine agricole

Géothermie des roches fracturées

Scénarios prospectifs et impact sur l'environnement

Numéro

10

Septembre 1999

CLIP

Club d'Ingénierie
Prospective Energie
et Environnement
1, rue du Cerf
92195 Meudon

Liste des membres

ADEME : Agence
de l'Environnement
et de la Maîtrise
de l'Energie
ARP (Renault)
CEA : Commissariat
à l'Energie Atomique
CIRAD : Centre de
Coopération International en
Recherche Agronomique
CNRS/Programme ECODEV
(Centre National
de la Recherche Scientifique/
Programme
Interdisciplinaire
de Recherche
sur les Technologies
pour l'Ecodéveloppement)
CSTB : Centre Scientifique et
Technique du Bâtiment
EDF : Electricité de France
GDF : Gaz de France
IFP : Institut Français
du Pétrole
INERIS : Institut National de
l'Environnement Industriel
et des Risques
INRETS : Institut National de
la Recherche
sur les Transports
et leur Sécurité
PSA : GIE PSA
Peugeot Citroën
STEG : Société Tunisienne de
l'Electricité et du Gaz

Des responsables
des ministères chargés
de l'Environnement,
de l'Industrie, de la
Recherche,
de la Coopération
et du Plan font partie
du Comité de Coordination et
d'Orientation Scientifique.

Directeur de publication :
Benjamin DESSUS
Rédaction :
Sébastien DELACROIX
Marguerite WHITWHAM
Maquette :
Ivan PHARABOD

Biomasse et électricité

La biomasse d'origine agricole

Synthèse

Introduction

Les effluents d'élevage

Estimation des volumes d'effluents d'élevage
Technologies de production d'énergie à partir des effluents d'élevage

Les pailles de céréales

Evaluation du potentiel de pailles mobilisables à des fins énergétiques
Installations centralisées de cogénération à partir de pailles (Danemark)

TCR, TCCR et cultures herbacées

Potentiels pour les cultures énergétiques
Expérience étrangère : l'exemple belge de production d'électricité à partir de TCCR

Conclusion

6

8

9

18

24

27

Géothermie des roches fracturées

Faisabilité économique de la géothermie des roches fracturées : étude prospective

Synthèse

Introduction

La démarche méthodologique

Les caractéristiques techniques
Les coûts de la filière HFR
Le calcul économique

Production de chaleur

Cas n° 1 : Une installation de type "pilote" (3 puits à 3 500 m)
dédiée à la production de chaleur

Complémentarité géothermie-gaz

Cas n° 2 : Une complémentarité géothermie-gaz pour une installation de type "pilote"
(3 puits à 3 500 m) dédiée à la production d'électricité

Production d'électricité

Cas n° 3 : Une installation de type "pilote" (3 puits à 5000-5500 m)
dédiée à la production d'électricité

Cogénération

Cas n° 4 : une installation de type "pilote" (3 puits à 5000-5500 m)
utilisée en cogénération

Prototype industriel

Cas n° 5 : une installation de type "prototype industriel" (9 puits à 5000-5500 m)
dédiée à la production d'électricité

Forage à 7000 mètres

Cas n° 6 : une installation de type "pilote" (3 puits à 6500-7000 m)
dédiée à la production d'électricité

Conclusion

30

32

34

41

44

47

52

55

60

62

Erratum

*Erratum : Les cahiers du CLIP n° 9
"Automobile et développement durable
Bilan environnement matières premières 1975-2050"*

64

Editorial

Au tournant du millénaire, les énergies renouvelables longtemps négligées en France, reviennent sur le devant de la scène. Dans un contexte où les craintes de réchauffement du climat de la planète sous l'influence des émissions de gaz à effet de serre se précisent et où plusieurs pays industrialisés affirment leur volonté de sortir du nucléaire, dans quelles mesures les énergies renouvelables sont-elles une alternative crédible aux énergies fossiles et nucléaire ? Les Cahiers du CLIP se font depuis l'origine, et hors des modes, l'écho de ces préoccupations. C'est ainsi que nous y avons publié des études prospectives sur le bois-énergie en France, sur le bois-énergie en Europe, sur la valorisation énergétique des déchets, sur la thermodynamique solaire.

La présente livraison aborde deux domaines jusqu'ici restés dans l'ombre :

- celui la biomasse agricole en France
- celui de la géothermie des roches fracturées.

La première étude vient compléter pour la France les études bois-énergie et déchets en abordant la question de déchets de l'agriculture, effluents d'élevage, pailles de céréales, et cultures énergétiques. Les spécificités agricoles et environnementales des différentes régions françaises ont conduit à réaliser une étude régionale des potentiels mobilisables des différentes biomasses. C'est ainsi que le potentiel de valorisation énergétique des déjections animales considérées comme excédentaires s'élève à 200 ktep, dont 90 % en Bretagne.

Quant aux pailles de céréales disponibles, elles se concentrent dans huit régions françaises et seraient susceptibles d'une valorisation à hauteur de 1,5 Mtep environ. Au total, bois-énergie, déchets organiques ménagers ou industriels banals, déchets des IAA, boues de stations d'épuration et biomasses agricoles représentent un potentiel énergétique de 8 à 9 Mtep supplémentaires par rapport au potentiel actuellement utilisé (de l'ordre de 9 Mtep).

La seconde étude fait le point sur les perspectives technico-économiques à moyen et long-terme de la géothermie des roches fracturées. Les recherches engagées à Soultz ont en effet permis de montrer la faisabilité d'un échangeur thermique à grande profondeur dans les roches granitiques fissurées (3 500 m) capable de fournir de l'eau chaude valorisable à des fins énergétiques. En faisant le pari du succès technologique de cette filière, l'étude décline différentes possibilités d'évolution du concept (profondeur, multiplication des puits, valorisation de l'énergie en chaleur, électricité ou cogénération), et en décrit les caractéristiques techniques et économiques dans une perspective de développement industriel à long terme.

On revient enfin dans ce numéro sur l'étude " Automobile et développement durable " publiée dans le n° 9 des Cahiers du Clip. Cette étude a en effet suscité beaucoup d'intérêt, de critiques et de commentaires. A cette occasion, une erreur nous a été signalée en ce qui concerne le bilan carbone de la production de méthanol pour la filière pile à combustible. L'erratum que nous publions en fin de volume reprend les différentes étapes de fabrication du méthanol et en décrit les émissions. Cependant, les conclusions globales de l'étude ne sont pas modifiées, même si l'écart entre les solutions hybrides et piles à méthanol se réduit sensiblement en ce qui concerne les émissions de carbone.

*Benjamin Dessus
Directeur du programme Ecodev*

BIOMASSE ET ELECTRICITE

La biomasse d'origine agricole

*Marguerite WHITWHAM
CNRS - Ecodev*

Synthèse

L'objectif de cette étude est de dresser

un bilan du potentiel de production d'énergie issue de la biomasse en France au niveau régional. Deux études préalables du CLIP (Juillet 1996 et Janvier 1998) avaient déjà traité des déchets et du bois-énergie, il restait à étudier le potentiel mobilisable de biomasse agricole. Ont été pris en compte ici les effluents d'élevage des espèces bovines, porcines et avicoles, les résidus de cultures graminées (pailles de céréales) et dans une moindre mesure les cultures énergétiques (TCR, TTCR et herbacées). Dans un premier temps, nous avons calculé les quantités de ressources disponibles par région selon diverses hypothèses, puis à travers l'exemple d'expériences étrangères, nous avons donné quelques indications concernant les réalisations existantes.

► Les effluents d'élevage

Il existe différentes voies de traitement des effluents d'élevage. Nous nous sommes intéressés aux procédés de valorisation énergétique de ces déjections, par incinération ou méthanisation, lorsque ceux-ci permettent de traiter la part des effluents d'élevage que l'épandage ne parvient plus à absorber ou lorsqu'ils facilitent la gestion désormais indispensable des déjections.

Les hypothèses que nous avons retenues quant à l'évaluation des effluents d'élevage conduisent à une estimation de 250 millions de tonnes produites par an par les bovins (87 %), porcins, volailles de chair et poules pondeuses. Trois régions concentrent quasiment 40 % de ces effluents : la Bretagne, les Pays de Loire et la Basse-Normandie.

Pour pouvoir estimer la part des quantités mobilisables pour la production d'énergie, nous avons envisagé deux approches très différentes.

La première approche, qui constitue notre hypothèse basse, a consisté à ne s'intéresser qu'aux zones classées en excédent structurel d'azote afin d'évaluer les quantités qu'il faudrait éviter

d'épandre pour résorber ces excédents. Les Zones d'Excédent Structurel (Z.E.S.), définies à l'échelle cantonale, sont actuellement concentrées dans trois régions : Bretagne (66 à 76 cantons), Pays de la Loire (16 à 22 cantons) et Rhône-Alpes (8 cantons). Les situations sont dans les faits très diverses. D'une part, les quantités d'excédents d'azote d'origine organique sont variables d'une région à l'autre, d'autre part la densité de population, le type de sol, de cultures, de reliefs et de climats propres à chaque région exercent une influence variable sur les possibilités d'épandage. Selon nos estimations, l'incinération en Bretagne de 400 000 tonnes de fumier de volailles et la méthanisation de 7 millions de tonnes de lisier de porcs et de veaux de boucherie permettraient d'éviter l'épandage de 46 000 tonnes d'azote en excédent et de produire 180 ktep d'énergie primaire.

En Pays de Loire, bien que les quantités d'excédents en jeu soient considérablement inférieures, environ 4 500 tonnes, la démarche est assez similaire à celle adoptée en Bretagne, il s'agit de diminuer les excédents en améliorant la gestion de l'épandage et traiter les effluents en encourageant le compostage des fumiers et la méthanisation des lisiers.

En Rhône-Alpes, en revanche, la réaction au problème des excédents est différente. Les huit cantons caractérisés par une forte pression d'azote se situent tous dans la Drôme où se trouve une forte concentration de poulaillers. A la différence de la Bretagne et des Pays de Loire, il existe encore de nombreux cantons très en deçà du seuil de 170 unités d'azote par hectare. La priorité est donc l'exportation des surplus vers le nord de la Drôme ou l'Ain et la fabrication d'engrais à partir de fientes sèches de volailles.

Au niveau national, la valorisation énergétique des volumes de déjections considérés comme excédentaires permettrait donc la production de 200 ktep d'énergie primaire dont 90 % en Bretagne.

La seconde approche, plus globale, s'attache davantage à l'estimation de la proportion des volumes de déjections produites dans les exploitations intensives hors sol et correspond à notre hypothèse haute. Nous avons pris en compte les lisiers produits par les porcs, les veaux de boucherie et 20 % des autres bovins ainsi que les fumiers de volailles dans des exploitations supérieures à 70 bovins, 1000 porcins et 20 000 volailles. Dans ce cas, le potentiel de production d'énergie à partir d'effluents d'élevage s'élèverait à plus d'1 Mtep.

Parmi les expériences étrangères, le Danemark compte 18 installations de production centralisée de biogaz à partir de déjections animales. Les capacités de traitement varient de 50 à 500 m³ de biomasse par jour, soit 1 000 à 15 000 m³ de biogaz par jour selon les rendements. La plupart des installations sont alimentées avec 75 % d'effluents et 25 % de déchets organiques divers et atteignent des rendements de 40 à 50 m³ de biogaz par m³ de biomasse. Elles fonctionnent en cogénération, la chaleur produite est délivrée sur les réseaux de chaleur existants ou aux industries avoisinantes pour leur process, tandis que l'électricité est distribuée au réseau électrique.

En Angleterre, Fibrowatt fait fonctionner trois installations de production d'électricité à partir de fumier de volailles avec une capacité de 13,5 MWe, 14 MWe et 38,5 MWe. Cette dernière installation, située à Thetford, est la plus importante installation de production d'électricité à partir de biomasse en Europe avec une consommation annuelle d'environ 400 000 tonnes de fumier.

► Les pailles de céréales

Actuellement, la production de pailles d'orge et de blé s'élève à plus de 22 millions de tonnes tandis que les quantités de pailles récoltées à des fins d'autoconsommation ou d'exportation ne représentent que 14,5 millions de tonnes. La différence, soit 7,5 millions de tonnes, correspond aux quantités de pailles enfouies ou brûlées.

Un débat existe concernant les risques d'érosion des sols et de dégradation du bilan comptable du carbone que pourrait entraîner un prélèvement supplémentaire de paille à des fins énergétiques. Parmi les régions les mieux dotées en paille, trois sont touchées par des problèmes d'érosion : la

Picardie, l'Ile-de-France et Midi-Pyrénées. Dans ces trois régions, nous avons fait l'hypothèse de ne prélever qu'environ 35 % du potentiel disponible. Pour les autres régions, nous avons fait l'hypothèse de prélever 60 % du potentiel afin de tenir compte d'un risque éventuel de dégradation du bilan comptable du carbone.

A ces conditions, le potentiel énergétique total des pailles de céréales des huit régions françaises les mieux dotées est de 1,5 Mtep.

Le Danemark est, là encore, le pays où cette biomasse est la mieux valorisée. Les quantités de pailles produites s'élèvent à 6 millions de tonnes dont 900 000 tonnes sont directement utilisées pour la production d'énergie. En 1997, on répertoriait 10 000 chaudières à la ferme, 61 installations collectives de chauffage d'une capacité moyenne de 3,7 MWth et 7 centrales en cogénération (6 en fonctionnement et 1 en construction) toutes alimentées par de la paille, parfois associée à d'autres combustibles.

► Les cultures énergétiques

Il est peu probable que les cultures énergétiques se développent sur les terres en jachère alors que les taux de jachère imposés par la PAC connaissent de fortes fluctuations. Par contre, elles peuvent se substituer à des productions céréalières dans des zones à faible revenu, des zones de contreforts, etc., ou encore en 2^e blé pour le triticale plante entière par exemple. Des plantations de taillis à très courte rotation de saules sur des friches industrielles sont également testées dans certaines régions (Bretagne, Nord-Pas-de-Calais).

► Conclusion

Le potentiel énergétique des effluents d'élevage et des pailles est de l'ordre de 1,8 à 2,6 Mtep (en énergie primaire). Ce potentiel vient en complément du bois-énergie, de la partie organique des ordures ménagères, des DIB, et des déchets d'IAA, ou encore des boues de stations d'épuration. Au total, un potentiel de 9 Mtep supplémentaires peut être mobilisé en France. Pour chaque région, selon ses ressources locales et ses besoins, une complémentarité doit être trouvée dans la valorisation de ces déchets ou sous-produits.

Introduction

Les préoccupations environnementales liées aux émissions de gaz carbonique conduisent de nombreux producteurs d'électricité au niveau international à utiliser la biomasse comme alternative aux combustibles fossiles. La biomasse représente à l'heure actuelle pour notre pays une ressource énergétique importante notamment pour le chauffage domestique en milieu rural. Une gestion plus rigoureuse de cette ressource permettrait à plus ou moins long terme une production d'électricité intéressante dans de petites unités lorsque les débouchés en chaleur sont inexistants ou dans des installations en cogénération. La conversion en électricité de déchets issus de l'agriculture, et éventuellement de productions agricoles, constitue une option étudiée dans de nombreux pays.

La production d'énergie issue des différentes formes de biomasse est de l'ordre de 10 Mtep par an en France. A terme, ce potentiel pourrait être multiplié par un facteur proche de deux. Or, le développement de l'usage de la biomasse en substitution aux énergies fossiles contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre et peut jouer de plus un rôle non négligeable sur le maintien des paysages, l'aménagement du territoire, le maintien des emplois et des populations notamment dans les zones rurales.

L'objectif de cette étude est de dresser un bilan du potentiel de production d'énergie issue de la biomasse en France au niveau régional. Deux études préalables du CLIP (Juillet 1996 et Janvier 1998) avaient déjà traité des déchets et du bois-énergie, il restait à étudier le potentiel mobilisable de biomasse agricole. Nous nous sommes particulièrement intéressés aux effluents d'élevage des espèces bovines, porcines et avicoles, aux résidus de cultures graminées (pailles de céréales) et dans une moindre mesure aux cultures énergétiques (TCR, TCCR et herbacées). Dans un premier temps, nous avons calculé les quantités de ressources disponibles par région selon diverses hypothèses, puis à travers l'exemple d'expériences étrangères, nous avons donné quelques indications concernant les réalisations existantes.



Les effluents d'élevage

Rappelons tout d'abord que les déjections animales ont un effet bénéfique sur les sols puisqu'elles apportent la matière organique et les éléments fertilisants (N, P, K) dont les cultures ont besoin. Par ailleurs, la valorisation agronomique de ces engrais naturels permet à l'exploitant agricole de réduire d'autant sa consommation d'engrais chimiques. Les effluents d'élevage sont donc nécessaires, mais ne doivent pas être utilisés en trop fortes concentrations sous peine de saturer les capacités de fixation des sols et des cultures et d'engendrer les pollutions que nous connaissons aujourd'hui.

La situation est contrastée puisque certaines régions de grandes cultures pâtissent de carences en matière organique tandis que d'autres sont déclarées en Zone d'Excédent Structurel d'azote (Z.E.S.). Le transport de lisier ou de fumier des zones excédentaires (localisées dans le Nord-Ouest de la France) vers les zones déficitaires (bassins de grandes cultures) permettrait bien évidemment de résoudre le problème, mais le contenu en eau de ces déjections et leur coût prohibitif de transport rendent ce transfert inconcevable.

Dans ce contexte, plusieurs pistes de recherches sont actuellement à l'étude et doivent être considérées comme complémentaires :

- ▶ les procédés de traitement physiques (séparation de phase), chimiques et physico-chimiques (floculation, précipitation,...) et biologiques (nitrification, dénitrification) permettent de gérer une partie des co-produits sur l'exploitation agricole par épandage (en général, les plus liquides et les moins concentrés). L'autre partie (en général, les plus secs et les plus concentrés) est exportée vers les terres agricoles d'autres régions, ou entre dans la composition de mélanges (co-compostage, incorporation dans les engrais organo-minéraux).
- ▶ l'incinération ou la méthanisation d'une partie des déjections et l'exportation du compost résiduel vers les zones déficitaires constituent d'autres voies de traitement.

Nous nous attacherons ici à la deuxième possibilité, c'est-à-dire à l'évaluation du potentiel de valorisation énergétique lorsque celle-ci permet de traiter la part des effluents d'élevage que l'épandage ne parvient plus à absorber (hypothèse basse) ou lorsqu'elle facilite la gestion désormais indispensable des déjections (hypothèse haute : traitement des effluents issus des exploitations les plus intensives).

Estimation des volumes d'effluents d'élevage

Dans l'ensemble des études et enquêtes concernant l'évaluation des excédents, la détermination des rejets d'azote ou de phosphore des espèces bovines, porcines et avicoles résulte de la différence entre la quantité ingérée et la quantité retenue par l'animal. Cette méthode, comme l'indique le CORPEN¹, "a le mérite d'être plus simple et plus facilement généralisable mais elle ne permet pas

de connaître les quantités de fumier, lisier ou fientes produites". Or la connaissance des volumes d'effluents manutentionnables est précisément nécessaire au calcul de la fraction organique des effluents et de la fraction méthanisable. Ainsi cette estimation des volumes est nettement plus complexe qu'il n'y paraît et aboutit à des résultats variant de 220 à 250 millions de tonnes selon les

études. Nous retiendrons dans cette étude, l'hypothèse de 250 millions, valeur résultant de nos calculs.

Exception faite des poules pondeuses pour lesquelles nous avons retenu les évaluations de 1991 données par l'ITAVI², les résultats que nous indiquons pour les bovins, les porcins et les volailles de chair sont le résultat de calculs basés sur l'année 1997.

Les coefficients CORPEN que nous avons utilisés nous ont permis de répondre à l'objectif recherché : donner une estimation des volumes de déjections par espèce et par région.

Pour chacune des trois espèces, nous sommes partis des effectifs donnés par la Statistique Agricole Annuelle 1997, puis nous les avons convertis en unités de référence : en Unité Gros Bétail (UGB) pour tous les bovins, exception faite des veaux de boucherie, en Porc Charcutier Produit (PCP) pour les porcins, en Poule Pondeuse (PP) pour les volailles pondeuses et les poulettes, en Volaille de chair (VC) pour les dindes, dindons et poulets de chair. (Tableau 1)

Concernant la nature des déjections, nous avons fait les hypothèses suivantes :

- 80% des bovins sont élevés sur litières (fumier) et 20 % produisent du lisier ;
- 100% des veaux de boucherie produisent du lisier ;
- 100% des porcs sont élevés hors sol et produisent du lisier ;
- 100% des poulets de chair, des dindes et des dindons produisent du fumier ;
- 100% des poules pondeuses et poulettes produisent du lisier.

Enfin, nous avons fait le produit des unités de référence de chacun des cheptels par les quantités moyennes de déjections animales après stockage (tableau 2), afin d'obtenir les volumes de déjections par région (tableau 3).

Nous parvenons ainsi à un volume total de déjections collectables d'environ 250 millions de tonnes dont 87 % attribuées aux seuls effluents bovins. Trois régions, la Bretagne, les Pays de Loire et la Basse-Normandie, concentrent quasiment 40 % du volume total.

Pour pouvoir estimer la part des quantités mobilisables pour la production d'énergie, nous avons envisagé deux approches très différentes. La première qui constitue notre hypothèse basse, a consisté à ne s'intéresser qu'aux zones classées en excédent structurel dans l'idée d'évaluer les quantités qu'il faudrait éviter d'épandre pour résorber les excédents d'azote. La seconde, plus globale, s'attache davantage à l'estimation de la proportion des volumes de déjections produites dans les exploitations intensives hors sol et correspond à notre hypothèse haute.

Hypothèse basse

Estimation des volumes valorisables énergétiquement en fonction des excédents d'origine organique définis selon la norme CORPEN/Directive "Nitrates"

Sont déclarées en Zones d'Excédent Structurel (Z.E.S.), les zones dans lesquelles les apports azotés d'origine organique sont supérieurs ou égaux à 170 kg d'azote par hectare et par an.

Tableau 1

Les équivalents utilisés par espèce animale

Vaches laitières	1 UGB
Vaches, génisses nourrices	0,7 UGB
Jeunes mâles, taureaux, autres bovins	0,6 UGB
Veaux	0,3 UGB
Truies mères	5 PCP
Porcs à l'engrais, verrats, jeunes truies	1,8 PCP
Autres porcins	0,8 PCP
Volaille de chair	13 poulets/m2
Dindes et dindons	7,5 dindes/m2

Tableau 2

Quantités annuelles de déjections animales

Nature des déjections	Annuelle
Fumier Bovin	15 t/an
Lisier Bovin	18 m3/an
Lisier Veaux de boucherie	2,2 m3/an
Lisier Porcin	1,0 m3/PCP
Fumier Volaille de chair	0,150 t/m2 an

Ces zones, définies à l'échelle cantonale, sont actuellement concentrées dans trois régions : Bretagne (66 à 76 cantons), Pays de la Loire (16 à 22 cantons) et Rhône-Alpes (8 cantons). Le nombre de cantons varient en fonction des hypothèses de surfaces épandables retenues (70 à 75 % de la surface agricole utile dans le cas de la Bretagne, 75 à 80 % de la SAU dans le cas des Pays de Loire). L'observation de ces zones d'excédent structurel suggère deux remarques principales :

1) Les 76 cantons bretons se trouvent dispersés sur les quatre départements de la région tandis qu'en Rhône-Alpes par exemple, l'ensemble des cantons excédentaires se trouvent dans un seul des six départements de la région, la Drôme. Les chiffres masquent parfois le caractère très local du problème des excédents. Ainsi, certains cantons peuvent se trouver avec un apport d'azote organique supérieur à 170 kg/ha/an sans que le reste de la région ou même du

département se trouve en situation d'excédent structurel. Le défi est donc d'abord celui de la répartition inter ou intra-régionale.

2) Si l'on s'attend assez naturellement à trouver la Bretagne et les Pays de Loire parmi les régions présentant des excédents structurels, on peut, en revanche, davantage s'étonner d'y trouver la région Rhône-Alpes. La Bretagne et les Pays de Loire rassemblent respectivement 56 % et 11 % du cheptel national porcin, 11 % et 14 % de la production bovine totale, 41 % et 24 % de la production avicole nationale! En termes de volume total de déjections, la région Rhône-Alpes ne se trouve qu'en 6^e position derrière des régions telles que la Basse Normandie, Midi-Pyrénées ou l'Auvergne. Comment expliquer cette situation? D'une part, par la forte concentration de volailles de chair dans la Drôme et par la prise en compte de deux variables : celle des quantités de déjections produites et celle des superficies d'épandage.

	Bovins			Porcins Total lisier (1 000 m3)	Volailles de chair (ktonnes)	Poules Pondeuses (1 000 m3)	Total (ktonnes)	Rang
	Fumier (ktonnes)	Lisier (1 000 m3)	Total (ktonnes)					
Ile de France	275	84	359	18	4	50	431	
Champagne-Ardenne	5 177	1 566	6 743	242	20	34	7 039	
Picardie	5 007	1 512	6 519	307	9	133	6 968	
Haute-Normandie	6 098	1 835	7 932	337	12	85	8 366	
Centre	4 803	1 455	6 259	662	58	214	7 193	
Basse-Normandie	15 770	4 810	20 580	934	27	85	21 626	3
Bourgogne	9 331	2 811	12 142	387	46	71	12 646	
Nord-Pas de Calais	7 277	2 208	9 485	1 063	46	125	10 720	
Lorraine	8 226	2 492	10 718	190	4	42	10 953	
Alsace	1 661	507	2 168	168	20	73	2 429	
Franche-Comté	5 857	1 785	7 642	200	3	20	7 864	
Pays de Loire	22 444	6 920	29 365	2 758	352	942	33 416	2
Bretagne	19 840	6 443	26 283	13 955	841	1 716	42 795	1
Poitou charentes	6 250	1 913	8 163	565	56	201	8 985	
Aquitaine	6 426	2 173	8 599	944	102	175	9 821	
Midi-Pyrénées	10 043	3 222	13 265	1 029	48	190	14 532	5
Limousin	7 448	2 304	9 752	324	2	23	10 101	
Rhône-alpes	9 299	2 885	12 184	665	86	365	13 300	6
Auvergne	12 395	3 774	16 169	571	41	65	16 845	4
Languedoc-Roussillon	1 333	405	1 738	90	33	59	1 919	
PACA	522	160	683	209	7	79	977	
Corse	506	163	668	80	1	0	749	
FRANCE	165 989	51 425	217 414	25 695	1 820	4 747	249 676	
			87 %	10%	3%			

Tableau 3
Volumes annuels de déjections par région

En ce qui concerne les volumes d'effluents produits, la concentration géographique et surtout l'intensification des élevages sont deux tendances qui se sont accentuées au cours des vingt dernières années (près de 20 % des élevages détenaient plus de 1000 porcs en 1995 contre 2 % en 1979). Pour le futur, il semble difficile d'envisager un retour à l'extensification de la production, une stabilisation du phénomène paraissant déjà être un objectif ambitieux (en témoignent les dernières manifestations d'éleveurs de porcs qui laissent difficilement augurer d'une extensification prochaine de l'élevage, sous peine d'entraîner une augmentation des coûts de production et une diminution de leur marge bénéficiaire déjà jugée trop faible).

En revanche, il existe plus d'espoir concernant l'amélioration de l'alimentation du bétail. De nombreuses recherches sont en cours dans ce domaine. Bien que les effets d'une modification de l'alimentation des animaux restent encore assez faibles sur le contenu des effluents, ils sont, malgré tout, suffisamment encourageants pour être mentionnés.

En termes de superficies de terres épandables, il est important de souligner que ces dernières peuvent évoluer d'une année sur l'autre en fonction de l'évolution de deux autres notions elles-mêmes variables : l'épandable théorique et l'épandable pratique.

L'épandable théorique est lié au cadre réglementaire qui impose le respect de distances de protection vis-à-vis des tiers (habitat, stade de foot, camping, etc.) et vis-à-vis de points d'eau (ruisseaux, étangs, etc.). Ces distances réglementaires font qu'un certain nombre d'hectares ne peuvent être épandus. Dans le cas de la Bretagne, par exemple, des estimations par commune et par canton réalisées lors de diverses occasions, ont permis de montrer que l'interdiction d'épandage liée aux distances de protection représentait environ 25 % de la SAU totale de la région. Il est en outre, fortement question d'ajouter à ces interdictions de nouvelles contraintes liées au taux d'inclinaison des terrains (au-dessus d'un certain seuil de pente dans certaines régions - environ 7 % -, il serait interdit d'épandre).

Par ailleurs, la limite d'apports azotés par hectare et par an ne concerne jusqu'à présent que les engrais organiques or, il se pourrait que cette limite devienne prochainement une limite d'azote " toute origine confondue " (organique et minérale) et qu'elle concerne la totalité des exploitations (celles qui sont actuellement soumises au Règlement Sanitaire Départemental, les installations classées soumises à déclaration et les ins-

tallations classées soumises à autorisation). En Bretagne, bien que de nombreux cantons se trouvent avec d'importantes quantités d'excédents organiques, plus de 40 % des consommations totales d'engrais sont d'origine minérale. Les raisons de ce comportement sont en partie liées aux réglementations mentionnées précédemment et au fait que l'utilisation d'engrais minéraux est plus facile et n'entraîne pas de nuisances olfactives. Il est, malgré tout, probable que les consommations d'engrais minéraux pourraient être sensiblement réduites au profit des engrais organiques. Cela se produira sans doute si les limites d'apports azotés venaient à concerner aussi les engrais minéraux.

L'épandable pratique concerne ce qui est réellement réalisable sur le terrain. Il existe aujourd'hui encore, un certain nombre de terres légalement épandables, mais qui, dans la pratique ne sont pas épandues en raison de manque de matériel et de machines adaptées (certains agriculteurs, même si leur nombre tend à diminuer, ne sont pas encore équipés pour pouvoir épandre des produits liquides pour leurs productions céréalières et se trouvent dans l'obligation d'utiliser des engrais minéraux).

En résumé, la tendance actuelle est à la fois à une augmentation de l'épandable pratique et à une diminution sans doute plus forte encore de l'épandable théorique en raison d'un cadre réglementaire de plus en plus sévère.

Pour calculer les excédents d'azote d'origine organique en Bretagne et Pays de Loire et pour tenter de prendre en compte les évolutions réglementaires à venir, nous avons utilisé la somme des quantités d'azote produites par chaque espèce (bovine, porcine, avicole) donnée par canton pour l'année 95 en Bretagne par la Chambre Régionale d'Agriculture de Bretagne, et en Pays de la Loire par la Chambre d'Agriculture de la région. Puis, en raison du cadre réglementaire qui impose le respect de distances de protection vis-à-vis des tiers, nous avons fait l'hypothèse que les surfaces épandables correspondraient, dans le cas de la Bretagne, à 75 % et 70 % de la SAU, dans le cas des Pays de la Loire, à 80 % et 75 % de la SAU.

Ces hypothèses permettent de déduire que les excédents cumulés par cantons bretons varient de 43 000 à 49 000 tonnes, tandis qu'en Pays de Loire les quantités en jeu sont de l'ordre de 2 500 à 4 500 tonnes.

Aujourd'hui, la Bretagne, les Pays de Loire et la région Rhône-Alpes (800 tonnes d'excédents), se trouvent donc dans des situations très différentes. D'une part, les quantités d'excédents d'azote

d'origine organique sont très variables d'une région à l'autre, d'autre part la densité de population, le type de sol, de cultures, de reliefs et de climats propres à chaque région exercent une influence variable sur les possibilités d'épandage. Ainsi, certaines régions de vignes du sud de la Drôme et de l'Ardèche pour lesquelles le lisier n'est pas adapté, peuvent être plus rapidement limitées en surfaces d'épandage que des zones dans lesquelles les volumes de déjections sont nettement supérieurs mais où les possibilités d'épandage sont plus importantes. Il est donc nécessaire de prendre en compte le phénomène de concentration des élevages hors sol (poulaillers et porcheries) en relation avec les possibilités d'épandage.

A situations distinctes, priorités différentes

► En Bretagne, les quatre départements sont concernés, avec une concentration particulière dans les départements des Côtes d'Armor et du Finistère où 60 % des cantons sont classés en ZES.

Pour tenter de diminuer les 46 000 tonnes d'excédents d'azote, les producteurs bretons envisagent de modifier l'alimentation des animaux, d'exporter une faible part des surplus vers les zones non saturées les plus proches (de plus en plus difficile), enfin, de traiter les déjections. Ce traitement peut prendre diverses formes : incinération des produits les plus intéressants d'un point de vue énergétique (le fumier de volaille dont le PCI est d'environ 2 200 kWh/tonne et qui présente souvent des problèmes de valorisation agronomique est, à

ce titre un bon candidat), méthanisation d'une part des produits liquides (lisier de porcs, de veaux de boucherie et de poules pondeuses), transformation en compost du fumier bovin (tableau 4).

L'incinération de 400 000 tonnes de fumier de volailles et la méthanisation de 7 millions de tonnes de lisier de porcs et de veaux de boucherie permettent d'éviter l'épandage de 46 000 tonnes d'azote et de produire 180 ktep d'énergie primaire.

► En Pays de Loire, bien que les quantités d'excédents en jeu soient considérablement inférieures, puisque d'environ 4 500 tonnes seulement, la démarche est assez similaire à celle adoptée en Bretagne, c'est-à-dire : diminuer les excédents en améliorant la gestion de l'épandage et traiter les effluents en encourageant le compostage des fumiers et la méthanisation des lisiers (tableau 5).

► En Rhône-Alpes, en revanche, la réaction au problème des excédents est différente. Les huit cantons caractérisés par une forte pression d'azote se situent tous dans la Drôme et plus précisément aux environs de la plaine de Valence en raison d'une forte concentration de poulaillers (le tiers de l'aviculture régionale). En outre et à la différence de la Bretagne et des Pays de Loire, il existe encore de nombreux cantons très en deçà du seuil de 170 Unités d'azote puisqu'une étude réalisée par la Chambre Régionale d'Agriculture Rhône-Alpes indique qu'une vaste zone à l'est de Lyon est peu fertilisée par les déjections. La priorité est donc l'exportation des surplus vers le nord de

	Fumier Volaille	Lisier Porcin	Lisier Bovin	Total
Déjections (tonnes)	400 000	4 000 000	3 000 000	7 400 000
Economie locale d'azote (tonnes)	11 600	20 000	15 000	46 600
PCI (kWh/t)	2 200	-	-	-
Pourcentage de matière organique (MO)	-	0,06	0,09	-
Contenu énergétique (tep/t de MO)	-	0,21	0,21	-
Production d'énergie (ktep)	76	50	57	183

Tableau 4
Potentiel énergétique des déjections en excédent en Bretagne (hypothèse basse)

	Fumier Volaille	Lisier Porcin	Lisier Bovin	Total
Déjections (tonnes)	80 000	500 000	0	580 000
Economie locale d'azote (tonnes)	2 320	2 500	0	4 820
PCI (kWh/t)	2 200	-	-	-
Pourcentage de matière organique (MO)	-	0,06	0,09	-
Contenu énergétique (tep/t de MO)	-	0,21	0,21	-
Production d'énergie (ktep)	15	6	0	21

Tableau 5
Potentiel énergétique des déjections en excédent dans les Pays-de-Loire (hypothèse basse)

la Drôme ou l'Ain et la fabrication d'engrais à partir de fientes sèches de volailles.

En conclusion, la valorisation énergétique des volumes de déjections considérés comme excédentaires permettrait la production de 200 ktep d'énergie primaire dont 90 % en Bretagne.

Hypothèse haute

Estimation des volumes valorisables énergétiquement en fonction de la concentration des élevages hors sol et dans une optique d'amélioration de la gestion des effluents d'élevage

Nous avons fait le choix de ne prendre en compte que les lisiers produits par les porcs, les veaux de boucherie et 20 % des autres bovins ainsi que les fumiers de volailles, considérant que le traitement de la totalité de ces déjections serait d'une part, déjà difficile à atteindre et d'autre part, suffisant pour améliorer la gestion des effluents.

A partir des données du Service des Enquêtes et Statistiques du Ministère de l'Agriculture, nous avons calculé le pourcentage d'effectifs animaux élevés dans des exploitations supérieures à 70 bovins, 1000 porcs et 20 000 volailles. Puis nous avons affecté ce pourcentage aux quantités préa-

lablement calculées de volumes de déjections par régions. Nous parvenons aux résultats présentés dans le tableau 6.

Au niveau national et en fonction des hypothèses indiquées précédemment, le potentiel de production d'énergie à partir d'effluents d'élevage est donc compris entre 200 ktep (180 ktep en Bretagne, 20 ktep en Pays de la Loire) et un peu plus d'1 Mtep. Rappelons que notre objectif était de dresser un aperçu des possibilités de production d'énergie par région et que nous ne nous sommes intéressés qu'à la méthanisation de lisiers bovins et porcins et à l'incinération de fumier de volaille de chair. Nous n'avons pas considéré la méthanisation de fumier bovin, de lisier de poules pondeuses (chiffres non actualisés) ou de déjections d'ovins, caprins, lapins et équidés (considérés comme secondaire par rapport aux autres espèces).

En outre, nous insistons sur le fait que ces chiffres ne doivent pas être considérés tels quels mais en relation avec les quantités disponibles d'autres déchets organiques (ménagers, déchets des industries agro-alimentaires de boues de stations d'épuration dans le cas de la méthanisation), ou de biomasse combustible (pailles, bois, cultures énergétiques) (cf tableau en annexe).

	Méthanisation	Incinération Total			Energie ktep
		Lisier Bovin ktep	Lisier Porcin ktep	Fumier V.d.C. ktep	
Ile de France		1	0	0	1
Champagne-Ardenne		20	1	3	25
Picardie		17	1	2	20
Haute-Normandie		21	4	0	25
Centre		16	8	10	33
Basse-Normandie		52	6	4	62
Bourgogne		38	3	8	48
N ord-pas de calais		21	6	7	34
Lorraine		31	0	1	32
Alsace		4	1	4	9
Franche-Comté		20	1	0	21
Pays de Loire		81	17	63	161
Bretagne		65	173	126	363
Poitou charentes		21	6	9	36
Aquitaine		14	6	15	34
Midi-Pyrénées		25	6	8	40
Limousin		27	1	0	28
Rhône-alpes		22	3	15	41
Auvergne		41	1	7	49
Languedoc-Roussillon		4	0	6	10
PACA		1	0	0	2
Corse		1	0	0	1
FRANCE		544	243	287	1074

Tableau 6

Potentiel énergétique des déjections par région (hypothèse haute)

Technologies de production d'énergie à partir des effluents d'élevage

L'expérience danoise de méthanisation centralisée

Il existe 18 installations centralisées de biogaz dont la capacité de traitement varie de 50 à 500 m³ de biomasse par jour, soit 1 000 à 15 000 m³ de biogaz par jour selon les rendements. En effet, les rendements varient en fonction du substrat utilisé, ainsi que le montre le tableau 7.

Initialement, les centrales fonctionnaient uniquement à partir d'effluents d'élevage et parvenaient à des rendements d'une vingtaine de m³ de biogaz par m³ de biomasse. Or l'expérience a prouvé que pour être rentables (dans les conditions qui caractérisent le Danemark), ces installations devaient atteindre des rendements minimum de 30 à 35 m³ de biogaz par m³ de biomasse. La co-digestion de déchets organiques (matières stercoraires, graisses, ordures, boues de stations d'épuration, etc.) en complé-

ment des déjections animales a précisément permis d'améliorer les rendements. Actuellement, la plupart des installations sont alimentées avec 75 % d'effluents et 25 % de déchets organiques divers et atteignent des rendements de 40 à 50 m³ de biogaz par m³ de biomasse. Toutes sont en cogénération. La chaleur produite est alors délivrée sur les réseaux de chaleur existants ou aux industries avoisinantes pour leur process, tandis que l'électricité est distribuée au réseau électrique.

Le coût de production des centrales est certes fonction de la puissance des installations (économies d'échelle) et des différences de rendements entre mixtes de substrats utilisés, mais il est également très dépendant des distances de transport entre lieux de stockage du produit et unité de production. En effet, le coût de transport représente environ 30 % des coûts de production. (Tableau 8)

Substrats	% de M.S.	% de M.O.	m ³ CH ₄ / kg M.O.	m ³ CH ₄ / t de M.F.	kWh/t de M. F	tep/t de M.F.
Lisier Bovin*	12	9	0,2	18	179	0,015
Lisier de Porc*	8	6	0,3	18	179	0,015
Fientes de volaille	5	4	0,3	12	119	0,010
Fumier bovin	20	16	0,2	32	318	0,027
Fumier de volaille	20	16	0,3	48	478	0,041
Matières stercoraires (Bovins)	12	9,6	0,4	38,4	382	0,033
Matières stercoraires (Porcins)	12	9,6	0,46	44,16	439	0,038
Déchets de poissons	4	3,2	0,25	8	80	0,007
Petit lait (concentré)	10	9	0,35	31,5	313	0,027
Colles	15	12	0,4	48	478	0,041
Huile de soja / margarine	95	85,5	0,8	684	6 806	0,585
Alcool	40	38	0,4	152	1 512	0,130
Boues de STEP	5	3,75	0,4	15	149	0,013
Ordures	30	25,5	0,4	102	1 015	0,087

M.S. : matière sèche, M.O. : matière organique, M.F. : matière fraîche

Tableau 7

Ratios de production de biogaz selon le type de biomasse³

	Fangel	Ribe	Lintrup	Lemvig	Hashoj	Thorso	Dans le futu Hypohèse basse haute	
Consommation de biomasse (m ³ /jour)	137	391	323	369	116	278		
m ³ de biogaz par m ³ de biomasse	48	30	34	38	44	28		
Coût de transport (F/m ³ biomasse)	18	18	18	20	15	18	14	16
Coût de production (F/m ³)	52	30	41	43	55	35	30	33
Coût total (F/m ³ de biomasse)	70	48	59	63	70	53	44	49
Coût total (F/m ³ de biogaz)	1,59	3,87	1,94	1,86	1,73	2,16		

Tableau 8

Exemples d'installations de production de biogaz au Danemark⁴

Ainsi, au Danemark, les meilleurs compromis sont atteints entre 100 et 200 m³ de biomasse par jour (soit 35 000 à 70 000 m³/an), mais de manière plus générale, les choix des substrats, du site et de la capacité des installations ne doivent être considérés qu'en fonction des caractéristiques locales. Ainsi, dans des régions où d'importantes quantités de lisier se trouvent concentrées dans un faible rayon (^a 10 km) et où des besoins en chaleur et en électricité existent, il pourra, peut-être, être plus intéressant d'envisager une installation capable de traiter 140 000 m³ de biomasse par an. En France, plusieurs projets sont actuellement à l'étude : le projet de méthanisation de Lannilis dans le Finistère et les projets basés sur le procédé SIRVEN (système de déshydratation des lisiers particulièrement énergivores).

Traitement des fumiers de volailles en Angleterre

A ce jour, seule Fibrowatt (société anglaise) bénéficie d'une expérience quant à la combustion de fumiers de volailles. Les trois installations de Eye, Glanford et Thetford ont été conçues pour produire de l'électricité et ont une capacité respective de 14 MWe, 13,5 MWe et 38,5 MWe. Eye et Glanford fonctionnent depuis un peu plus de cinq ans tandis que Thetford est actuellement en phase de mise en route. Thetford est donc devenue la plus importante installation de production d'électricité à partir de biomasse en Europe avec une consommation annuelle d'environ 400 000 tonnes de fumier!

En termes d'emploi, chacune des installations a nécessité de 200 à 400 personnes pour la phase de construction et requiert la création de 20 à 40

emplois permanents pour son fonctionnement. Par ailleurs, Fibrowatt a signé un contrat pour la construction de trois centrales supplémentaires dans le nord de l'Italie : 35 MW près de Vérone, 20 MW à Cesena et 12,5 MW à Venezia. D'autres projets similaires sont en cours en Hollande, Belgique, Japon et Etats-Unis.

Le fumier de volailles collecté dans un rayon de 50 km autour de l'installation est caractérisé par un pouvoir calorifique inférieur (PCI) nettement plus élevé que celui issu des exploitations avicoles françaises (de 2560 à 3750 kWh/t pour le fumier anglais contre 2200 à 2500 kWh/t pour le fumier français). Cet écart a plusieurs justifications : les poulaillers d'outre-Manche ont des superficies pouvant atteindre 5000 à 10000 m², tandis que les nôtres sont 5 à 10 fois moins étendus, la ventilation des locaux est nettement supérieure chez nos voisins, enfin, les volailles ne sont pas élevées sur les mêmes matériaux (copeaux de bois et papier broyé en Angleterre, paille en France). Ces différences, à la fois d'intensité d'élevage et de qualité du sous-produit, expliquent pourquoi les solutions d'élimination des fumiers de volailles envisagées en France sont différentes. En Bretagne par exemple, nous avons vu combien les volumes de déjections de volailles étaient considérables et posaient des problèmes aux éleveurs⁵. D'un côté, les litières de volailles sont riches en phosphate et en éléments nutritifs variés, de l'autre, elles ont un fort contenu en azote et sont instables puisque composées d'éléments tels que des cadavres de poussins susceptibles de présenter des risques de maladies pour le bétail (botulisme ou salmonelle en cas d'épandage sur des pâturages). Dans ce contexte, il est donc envisagé d'incinérer ce fumier, dont le PCI,



Centrale de production d'électricité à partir de fumier de volaille (Eye/Suffolk, 12,7 MW)

rappelons-le est relativement élevé. Mais, à la différence de ce qui se fait en Angleterre, la capacité des installations serait certainement très inférieure (de l'ordre de 50 000 tonnes/an) pour éviter notamment une circulation croissante de poids lourds. Par ailleurs, les unités ne seraient pas des centrales électriques mais plutôt des installations en cogénération dont la chaleur pourrait être utilisée soit pour le process industriel, soit pour le séchage du fumier ou du lisier (hygiénisation). Actuellement, le projet le plus avancé est celui d'"Energie avicole" dans le Morbihan, qui regroupe des acteurs de la filière avicole (Bourgoin, Britex, Doux, etc.), EDF-GDF Morbihan, l'ADEME, la DRIRE et le Ministère de l'Agriculture. Il reste néanmoins à éclaircir plusieurs points tels

qu'en particulier le statut juridique donné aux fumiers de volailles (déchets ou non).

En terme environnemental, exception faite de la nécessité de mettre en place des systèmes de dépoussiérage et de neutralisation des fumées pour réduire les émissions de fumées acides et de NOx, ce type de projet présente beaucoup d'avantages : réduction des nuisances olfactives, résorption des nitrates dans les zones saturées, valorisation des cendres (qui représentent environ 10 % des quantités entrantes) sous forme de fertilisant riche en potasse et phosphate, incitation à l'amélioration des méthodes d'élevage (amélioration de la ventilation, de l'alimentation, etc.).

Installations	Eye	Glanford	Thetford	
Année de mise en route				juil-92 nov-93 sep-98
Consommation		tonnes/an		150 000 105 490 400 000
PCI (1)		kWh/t		3 000 3 000 3 000
Production d'électricité		MWh/an		450 000 316 470 1 200 000
Fonctionnement		h/an		8 000 8 000 8 000
Energie primaire		MWe		56 40 150
Puissance installation		MWe		14,0 13,5 38,5
Rendement global		%		25 34 26
Rayon de collecte		km		50 50 50
Équipement & installation		kF		180 000 198 000 620 000
Bâtiment		kF		25 000
Frais de développement		kF		58 000
Coût d'investissement		kF		263 000
Investissement total		F/kW		18 786 14 667 16 104
Investissement total		F/t		1 753 1 877 1 550
Coût combustible		cts/kWh		0,02 0,02
Coût combustible		kF/an		2 240
Coût d'exploitation, de M & MO		kF/an		18 735
Taux d'actualisation		%		8,00
Durée d'actualisation		Ans		12
Coût actualisé de l'invnt		kF/an		34 900
coût actualisé du kWhe		cts/kWhe		0,50

(1) Le PCI retenu est une moyenne entre 2550 et 3750 kWh/t

Tableau 9

Caractéristiques des centrales à fumier de volailles

Les pailles de céréales

Evaluation du potentiel de pailles mobilisables à des fins énergétiques

Nous avons concentré notre étude sur les pailles de céréales et n'avons pas considéré les résidus de maïs⁶ en raison de leur taux élevé d'humidité, lié à la période de l'année à laquelle le maïs est récolté.

La paille est définie, selon M. Gatel de l'AGPB (Assemblée générale des producteurs de blé), comme "*la partie résiduelle du battage des céréales, c'est une ressource renouvelable annuellement, abondante et de mise en œuvre facile*". Toutes les céréales produites en France (blé tendre, blé dur, orge, triticale, avoine, seigle) devraient être prises en compte pour estimer les quantités de pailles produites, récoltées ou enfouies mais pour des raisons de manque de données, nous n'avons ici retenu que les pailles de blé et d'orge qui représentent à elles seules plus de 90 % du total des pailles.

Actuellement, la production de pailles d'orge et de blé s'élève à plus de 22 millions de tonnes tandis que les quantités de pailles récoltées à des fins d'autoconsommation ou d'exportation ne représentent que 14,5 millions de tonnes. La différence, soit 7,5 millions de tonnes, correspond aux quantités de pailles enfouies ou brûlées. (Tableau 10)

La paille permet d'apporter de la matière organique ou encore d'améliorer la consistance d'un sol "trop meuble" par exemple, il est également indéniable que certaines régions, d'élevages

intensifs notamment, manquent de paille⁷. Il n'en demeure pas moins vrai que la majorité des autres régions disposent de pailles en quantités importantes et que pour une petite dizaine d'entre elles, il pourrait être intéressant à chercher à valoriser une partie de ce potentiel considérable (c'est le cas en particulier des zones de grandes cultures).

Cependant, l'éventualité d'une valorisation énergétique accrue des pailles suscite depuis toujours de nombreux débats. D'un côté, les partisans de la valorisation énergétique soutiennent que, bien que l'enfouissement de quantités de plus en plus importantes de pailles augmente le taux d'humus des sols, il n'a jamais été prouvé qu'au-delà d'un certain seuil, les sols en bénéficiaient de quelque manière que ce soit (position défendue par les Danois). De l'autre, des détracteurs ne jurent que par la valorisation agronomique et menacent toute autre utilisation de trois risques : un risque agricole, un risque d'érosion des sols, enfin, un risque de création ou d'accentuation de déséquilibre du bilan comptable du carbone.

Concernant le risque de diminution des rendements en système agricole intensif, rien n'est prouvé, même sur le moyen terme. Il semble que le prélèvement de paille n'exerce que très peu, voire aucun effet sur le rendement des récoltes. Nous n'avons donc pas retenu cet argument comme un obstacle au prélèvement de pailles.

Concernant le risque d'érosion des sols, la grande diversité des sols (calcaires, limoneux, sableux, argileux, etc.) à l'intérieur d'un même département rend l'étude au niveau régional difficile et certes, localement critiquable. Néanmoins des tendances peuvent être dégagées grâce aux grands ensembles de sols qui

ont été définis grâce au travail récent réalisé par le Service d'Etude des Sols et de la Carte Pédologique de France de l'INRA (SESCPF). (Tableaux 11 et 12)

Ce travail a en effet permis la réalisation d'une carte "d'aléa d'érosion des sols" en France, c'est-à-dire de probabilité pour que des phénomènes

en tonnes	Production de paille de blé tendre	Production de paille d'orge	Paille de blé tendre récoltée	Paille d'orge récoltée	Pailles non récoltées
Ile de France	860	213	69	14	990
Champagne-Ardenne	1 446	684	539	303	1 287
Picardie	1 755	396	677	172	1 302
Haute-Normandie	815	192	665	191	151
Centre	2 721	746	1 227	330	1 910
Basse-Normandie	641	120	814	138	-192
Bourgogne	1 206	538	603	360	780
Nord-Pas de Calais	966	228	761	196	237
Lorraine	807	415	378	194	650
Alsace	153	24	105	14	58
Franche-Comté	194	132	246	127	-46
Pays de Loire	1 237	144	1 508	148	-275
Bretagne	994	248	1 379	307	-443
Poitou Charentes	1 286	323	1 051	261	297
Aquitaine	270	93	165	75	123
Midi-Pyrénées	742	338	330	218	532
Limousin	83	48	84	39	8
Rhône-alpes	368	152	305	129	87
Auvergne	349	128	257	106	114
Languedoc-Roussillon	23	34	24	12	20
PACA	36	43	23	34	22
Corse	1	2	1	1	1
FRANCE	16 953	5 240	11 210	3 368	7 616

Tableau 10
Evaluation des quantités de pailles non récoltées en 1997

	Localisation type	% du territoire total
G.E. des roches calcaires	Champagne, P-Charentes, Jura, Provence	14
G.E. des matériaux sableux	Sologne, Landes, Piemonts des Vosges, du M. Central, Alpes	6
G.E. d'altération peu différenciés	Vosges, Bretagne, Massif-Central	29
G.E. des formations limoneuses	Bassin Parisien, d'Aquitaine, amont du bassin Rhodanien	15
G.E. des matériaux argileux	zones sédimentaires, localisation variée	24
Autres unités	Sols salés des marais de l'Ouest et de la Camargue	12
G.E.: grands ensembles		

Tableau 11
Structure du territoire par grands ensembles de sols

	Acidification	Protection des nappes contre les pollutions	Dégradation, érosion
G.E. des roches calcaires	très peu sensibles	très peu sensibles	très peu sensibles
G.E. des matériaux sableux	très sensibles	très sensibles	sensibles
G.E. d'altération peu différenciés	sensibles	sensibles	sensibles
G.E. des formations limoneuses	sensibles	sensibles	très sensibles
G.E. des matériaux argileux	très peu sensibles	très peu sensibles	très peu sensibles
Autres unités	variable	variable	variable
G.E.: grands ensembles			

Tableau 12
Caractéristiques des grands ensembles de sols

d'érosion tels que des coulées de boues par exemple, se produisent au sein de telle ou telle petite région agricole.

Sur les sept régions les plus touchées par ces problèmes d'érosion (Nord-Pas-de-Calais, Picardie, Haute-Normandie, Alsace, Rhône-Alpes, Ile-de-France et Midi-Pyrénées), trois sont aussi parmi les sept régions les mieux dotées en paille : Picardie, Ile de France et Midi-Pyrénées. En conséquence, nous avons fait l'hypothèse de ne prélever qu'environ 35 % du potentiel disponible dans ces trois régions pour éviter l'aggravation de ces problèmes d'érosion (soit un prélèvement tous les 3 ans). Pour les autres régions et afin de tenir compte d'un risque éventuel de dégradation du bilan comptable du carbone, nous avons fait l'hypothèse de prélever 60 % du potentiel (rappelons qu'au Danemark, 100 % du potentiel est prélevé).

Le potentiel total des huit régions françaises les mieux dotées est de plus de 7 millions de tonnes, ce qui représenterait s'il était totalement valorisé environ 3 Mtep.

Mais sous contraintes des hypothèses mentionnées ci-dessus, nous estimons ce potentiel à 1,5 Mtep. En plus des racines (3 t/ha) et des chaumes

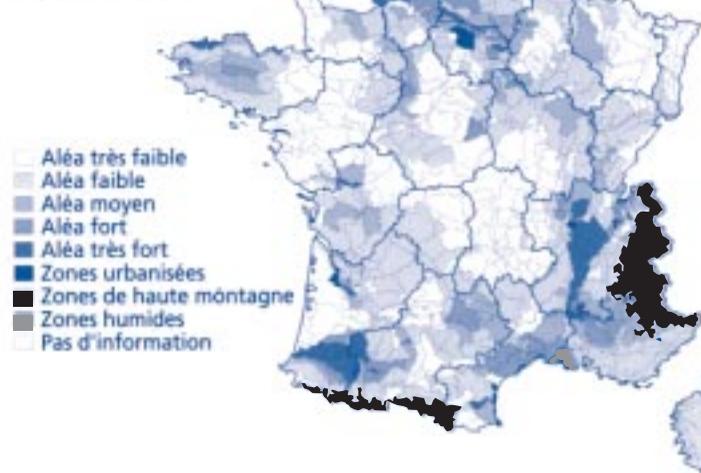
(2,5 t/ha), un certain volume de pailles est donc volontairement laissé sur les sols afin d'une part, de diminuer les risques d'érosion, d'autre part d'améliorer la teneur en carbone du sol. Mais si tous s'accordent à dire que la teneur en carbone est nécessaire à l'amélioration de la fertilité de la terre, nul ne sait réellement en quelle quantité. Dans ces circonstances, le parti est pris soit de ne pas attacher trop d'importance à cette question en considérant que les racines et les chaumes suffiront à apporter du carbone en "juste" quantité (position danoise), soit à considérer qu'à défaut de connaître la teneur convenable il faut au moins tenter de maintenir le taux actuel, c'est-à-dire viser à un équilibre du bilan humique.

Hypothèses retenues :

- rendement des pailles de blé = 3,5 TMS/ha
- rendement des pailles d'orge = 3,1 TMS/ha
- rendement des pailles de triticale = 6,5 TMS/ha
- chaumes restituées = 3 t/ha ; racines et exudats = 2,5 t/ha
- PCI des pailles de céréales = 4 600 kWh/TMS
- Contenu des pailles en carbone = 45 %
- TMS = Tonne de Matière Sèche

*L'aléa d'érosion
par petites régions agricoles
en automne*

Sources : INRA - Ifen - MATE



Le bilan humique peut être évalué de la manière suivante :

► Soit k_1 , le taux d'humification de la matière organique (MO) apportée, c'est-à-dire la proportion qui passe sous forme de MO stable, et k_2 , le taux de minéralisation de la MO, c'est-à-dire la proportion qui est minéralisée annuellement.

► La valeur moyenne de matière organique des sols à céréales est de 40 t/ha⁸.

Prenons l'exemple de la région Champagne-Ardenne dont les terres sont essentiellement calcaires. Pour une production de blé et d'orge de l'ordre de 3 t à 3,5 t à l'hectare, nous faisons l'hypothèse de restituer 800 kg de paille/ha.

► Au bout d'une année, $800 \text{ kg} \cdot 0,45 \cdot 0,09 = 33 \text{ kg}$ de carbone sont stockés par hectare, auxquels il faut ajouter 360 kg C/ha ($3\,000 \cdot 0,45 \cdot 0,15 + 2\,500 \cdot 0,45 \cdot 0,14$) apportés par les racines et les chaumes, soit un total de 393 kg de C/ha.

► De l'autre côté, si le taux moyen de MO de la région est $\approx 40 \text{ t/ha}$, la perte annuelle de carbone = $40\,000 \cdot 0,008 = 320 \text{ kg/ha}$.

Ainsi le prélèvement de 772 440 tonnes de pailles en Champagne-Ardenne (tableau 14) permet la restitution au sol de 800 kg/ha de paille, quantité suffisante pour compenser la perte annuelle de carbone. En réalité, on remarque que sur les sols calcaires, il serait possible de prélever la totalité des pailles, les racines et les chaumes étant suffisantes pour assurer le maintien du taux de carbone.

Ce constat est, en revanche, très différent lorsqu'il s'agit de sols de type limoneux tels qu'en Picardie ou en Ile de France, car il faudrait (dans l'hypothèse d'un taux moyen de M.O de 40 t/ha) environ 6 tonnes/ha (soit 4 t/ha supplémentaires) pour stabiliser la teneur actuelle en carbone! Nous avons cependant conservé les quantités indiquées ci-dessus

	Pailles non récoltées ktonnes	Superficies blé tendre + orge 1 000 ha	Pailles/superficie tonnes/ha	Potentiel si prélèvement =100% ktep
Ile de France	990	314	3,1	386
Champagne-Ardenne	1 287	634	2,0	501
Picardie	1 302	629	2,1	507
Centre	1 910	1 018	1,9	744
Bourgogne	780	518	1,5	304
Lorraine	650	365	1,8	253
Poitou charentes	297	472	0,6	116
Midi-Pyrénées	532	321	1,7	207
TOTAL	7 750	4 270		3 019

Tableau 13
Potentiel énergétique
théorique des pailles en 1997

Taux d'humification de la MO = k_1		Taux de minéralisation de la MO = k_2	
Pailles	0,09	Sols calcaires	0,008
Chaumes	0,14	Sols argileux	0,013
Racines	0,15	Sols limoneux	0,015

J. Massé-ITCF ; Perspectives Agricoles / 1996

J.C Rémy & J.M. Maucorps-INRA-Laon /1982

	Hypothèse de prélèvement ktonnes	Potentiel énergétique ktep	Reste sur le sol (t/ha) t/ha	Carbone stocké dans le sol au bout d'1 an (1) kg/ha
Ile de France	396	154	1,9	128
Champagne-Ardenne	772	301	0,8	55
Picardie	521	203	1,2	84
Centre	1 146	446	0,8	51
Bourgogne	468	182	0,6	41
Lorraine	390	152	0,7	48
Poitou Charentes	178	69	0,3	17
Midi-Pyrénées	213	83	1,0	67
TOTAL	4 085	1 591		

(1) Avec k_1 , le taux d'humification = 0,15 (Mary et Guerif-1994)

Tableau 14
Potentiel énergétique
mobilisable sans risque des
pailles en 1997

puisque dans le cas de la Picardie, nous envisageons de prélever 455 000 tonnes, ce qui corres-

pond assez bien aux quantités indiquées dans l'étude de J.C. Rémy & J. Maucorps.



Alimentation automatique
de la paille dans
l'installation de
cogénération de Masnedo

Installations centralisées de cogénération à partir de pailles (Danemark)

Au Danemark, les quantités de pailles produites s'élèvent à 6 millions de tonnes dont 900 000 tonnes sont directement utilisées pour la production d'énergie. En 1997, on répertoriait 10 000 chaudières à la ferme, 61 installations collectives de chauffage d'une capacité moyenne de 3,7 MWth et 7 centrales en cogénération (6 en fonctionnement et 1 en construction) toutes alimentées par de la paille. Enfin, dans 3 ou 4 ans, l'unité la plus importante devrait être mise en route avec une consommation de 200 000 tonnes/an de paille (25 tonnes/heure). Sa puissance est de 35 MWe et 60 GJ/s de chaleur, pour un coût total d'investissement de 440 millions de francs. L'entreprise danoise (FLS-Miliu-BWE), spécialisée dans la conception de ces installations en cogénération à paille vient en outre de passer un accord pour la construction d'une unité de 150 000 à 200 000 tonnes dans le sud de l'Angleterre. Il est prévu que cette dernière soit mise en fonctionnement d'ici à deux ans.

La production d'énergie à partir de paille est essentiellement motivée par les économies de CO₂ engendrées par la substitution de pailles aux énergies fossiles. En effet, la combustion de paille tout comme celle de bois est neutre en termes d'émissions de CO₂, y compris en intégrant le transport de paille, dont la densité très faible pourrait laisser penser à un bilan global négatif. Un calcul présenté par *The Centre for Biomass Technology* démontre le contraire. Pour une distance parcourue de 2 à 3 km, un camion consomme 1 litre de diesel et produit 2 700 g de CO₂, soit à peu près 1 000 g de CO₂ par km parcouru. Un camion de 11 à 12 tonnes de pailles dont le PCI est de 4 000 kWh/tonne représente un équivalent énergétique d'environ 45 000 kWh. Puisque le charbon produit 350 g/kWh de CO₂, le camion qui transporte la paille devrait parcourir 17 000 km pour produire autant de CO₂ que le charbon. C'est également pour cette raison que les Danois n'envisagent pas de laisser de paille sur les sols. Ils écrivent à ce sujet : "Une terre qui a

été cultivée pendant plusieurs années à un contenu en carbone moins élevé qu'une terre qui ne l'a pas été". Ainsi, la culture d'un sol engendre une exportation de carbone sous forme de CO₂ libéré dans l'atmosphère. Il est admis que le contenu en carbone est nécessaire au maintien de la fertilité de la terre, en revanche, nul ne sait encore dans quelles proportions. Des expériences menées au *Danish Institute of Agricultural Sciences Askov Experimental Station* depuis 1920 ont démontré qu'avec ou sans utilisation d'engrais de synthèse ou de déjections animales, le contenu en carbone de la terre avait chuté. Nous nous sommes plus particulièrement inté-

ressés aux sept installations de cogénération dont certaines sont alimentées par différents combustibles. Ainsi, tandis que les premières unités (Rudkobing et Haslev) ont été conçues pour fonctionner uniquement à partir de pailles, les six installations suivantes ont été conçues pour produire de la chaleur et de l'électricité à partir d'un mixte de combustibles (paille, déchets, bois, gaz et/ou charbon). (Tableau 15) Les installations fonctionnent 24 h/24 et sont fortement automatisées. Ainsi, par exemple, la centrale de Rudkobing emploie 4 personnes qui travaillent de 7 heures à 15 heures tandis que le reste du temps, l'unité est prévue pour tourner en mode automatique.

Installations		Rudkobing	Haslev	Slagelse	Masnedo	Grena	Mabjerg	Sakskobing
Année de mise en route	-	1990	1989	1990	1996	1992	1993	2000
Puissance	MW	2,3	5	11,7	8,3	18,6	28	9,3
Production de chaleur	MJ/s	7	13	28	20,8	60	67	20,3
Rendement électrique	%	24	23	27	26	18	27	29
Temps de fonctionnement	h/an	6000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
Pression vapeur	bar	61	67	67	92	92	67	
Température vapeur	C°	450	450	450	522	505	410/520	542
Stockage paille	tonnes	350	350	550	1000	1100	432	1000
Consommation de paille	tonnes/an	12500	25000	25000	40000	55000	35000	40000
Taux d'humidité	%	10-25	10-25	10-25	10-25	10-23	10-25	10-25
Taux de cendres	%	1,5-6,8	1,5-6,8	1,5-6,8	-	1,5-6,8	-	-
Coût du combustible (1)	cts/kWh	9	9	9	9	9	9	
Investissement total	kF	56320	88000	123200	211200	321200	528000	211200
Investissement total	F/kW	24487	17600	10530	25446	17269	18857	22710
Autres combustibles								
Déchets	tonnes/an			20000			150000	
Charbon	tonnes/an					40000		
Gaz	Nm ³ /an						4000000	
Bois	tonnes/an				8000		25000	
Polluants								
NOx	mg/Nm ³	350	340	340	200	160	Nul	400
SO ₂	mg/Nm ³	Nul	300	300	Nul	280	Nul	Nul
Poussières	mg/Nm ³	50	50	50	40	50	40	40

(1) Coût de la paille entrée chaudière = 9 cts/KWh (=400 F/tonne) se répartissant comme suit :

Coût d'exploitation	= 3,8 cts/kWh (soit 175 F/t)
Coût de stockage	= 2,6 cts/kWh (soit 120 F/t)
Coût de transport	= 1,3 cts/kWh (soit 62 F/t)
Compensation fertilisants	= 0,8 cts/kWh (soit 35 F/t)
Assurance	= 0,1 cts/kWh (soit 5 F/t)

Tableau 15
Installations en cogénération fonctionnant avec de la paille

TCR, TTCR et cultures herbacées

La principale différence entre Taillis à Courte Rotation (peupliers), à Très Courte Rotation (saules) et les cultures herbacées (triticale, sorgho fibre) est le temps de rotation qui sépare chaque récolte. La durée de vie des T.C.R est de

21 ans avec une récolte tous les 7 ans tandis que pour le saule, la récolte peut se faire tous les 2 ou 3 ans. Le triticale et le sorgho fibre sont des cultures annuelles dites herbacées.

Potentiel pour les cultures énergétiques

Les jachères

Précisons pour commencer que la possibilité de profiter des terres mises en jachère ces dernières années pour entreprendre la culture de plantes énergétiques est de plus en plus réduite en raison de divers facteurs.

Il existe tout d'abord des difficultés d'ordre économique car la culture énergétique doit pouvoir présenter un intérêt pour l'agriculteur et donc être rémunérée au moins au même niveau que la jachère qui bénéficie d'aides substantielles. Sans aide, évaluée à environ 5 000 francs/ha, pour les TTCR et de l'ordre de 3 000 francs/ha pour les TCR, ces cultures deviendront difficilement compétitives. En revanche, une étude plus optimiste réalisée par l'ITCF, l'AGPB et la Chambre d'Agriculture de Seine et Marne, montre que : *"la production de Triticale Plante Entière (TPE), est déjà intéressante par rapport à une jachère cultivée et qu'elle pourrait le devenir vis à vis des autres types de jachères à partir d'un rendement moyen de 10 TMS/ha (rendement atteint dans certaines régions)".* Mais dans ce cas, pourront apparaître des complications d'ordre culturel et éthique, puisqu'il s'agira de produire une plante vouée à être brûlée entièrement, y compris le grain, habituellement destiné à l'alimentation.

Ainsi, pour le moment, certaines organisations de terrain telles que l'association Rennaise "Aile" (Association d'Initiatives Locales pour l'Energie et l'Environnement) ont constaté que les agriculteurs manifestaient une réticence réelle à l'idée de brûler du grain.

Par ailleurs, le taux de jachère obligatoire imposé par la PAC peut varier notablement d'une année sur l'autre. Il était aux environs de 15 % de la S.A.U. en 92, il n'est plus aujourd'hui qu'aux alentours de 5 %. Il est prévu que ce dernier remonte à nouveau l'année prochaine tandis que l'Agenda 2000 prévoit de le redescendre à un niveau zéro en l'an 2000 ou en 2001. Dans ces conditions de fortes et rapides fluctuations, il est très difficile pour l'agriculteur ou le forestier de s'engager sur une période de 7 ans minimum (dans le cas des TCR).

A cet égard, les cultures herbacées telles que le triticale, le seigle et le sorgho récoltées tous les ans présentent donc bien évidemment un avantage de souplesse incomparable.

Pour ces raisons, nous pensons donc qu'il n'est pas réaliste de compter sur la jachère pour le développement des cultures énergétiques, même si localement il pourra exister des niches de marché.

Substitution en zones céréalières marginales ou en 2e blé

Dans les zones où les revenus des exploitants agricoles sont particulièrement faibles, il pourrait être envisagé une substitution de leurs activités existantes à la pratique de cultures énergétiques. Cependant, là encore, pas n'importe où. Selon M. Gosse de l'INRA, les zones humides telles que les fonds de vallées risquent fort de poser problème car ce sont aussi des zones à forte biodiversité et riches en faune. L'implantation de cultures énergétiques dans ces zones risquerait donc de se retrouver confrontée à la réaction hostile des écologistes.

Les zones plus sèches, telles que les zones de contreforts, les collines, les marches de massifs montagneux semblent mieux appropriées. D'une part, ces zones ne sont pas des zones à risques en termes d'écologie, d'autre part, ce sont souvent des zones peu rentables et où l'exploitation du maïs, par exemple, nécessite d'importantes quantités en eau. Or, le triticale, par exemple, est moins exigeant en eau et en azote que le maïs ou le blé et présente en outre une meilleure productivité. Enfin, le triticale peut présenter un avantage agronomique réel en permettant, après une première année de culture de blé, de casser la rotation. Ainsi, par exemple, si le blé est atteint de Pieta (maladie du pied), il pourra être intéressant de poursuivre la culture en deuxième année par du triticale qui ne contractera pas la maladie.

Dans l'hypothèse d'une substitution totale à une production de maïs ou de blé, le kWh devrait être acheté l'équivalent de 15 cts (hors transport) pour pouvoir concurrencer le prix de la tonne de céréales (680 francs/t ou encore 68 F/quintal).

Dans l'hypothèse où du triticale plante entière serait substitué à un deuxième blé, la comparaison économique aurait moins lieu d'être, puisqu'il vaudrait toujours mieux, pour l'agriculteur, valoriser sa production de triticale un peu moins bien que de ne valoriser que la moitié ou le quart de sa production de blé, le restant ayant été décimé par la maladie.

Marché de la "dépollution des eaux"

Les TTCR de saules sont actuellement produits en Bretagne (7 ha) et dans le Nord-Pas-de-Calais (30 ha) sur des friches industrielles. En effet, ils peuvent être irrigués par des eaux usées ou des boues de stations d'épuration car leurs racines très profondes leur permettent de jouer un rôle de filtre biologique. Les saules peuvent également servir de terres d'épandages dans les régions qui en manquent (cantons ZES) et permettent à des régions telles que le Nord-Pas-de-Calais (faiblement boisées) d'apporter un complément en bois intéressant. Enfin, les saules ne nécessitent que très peu d'intrants (engrais, fongicides, etc.). Selon, M. Cuingnet du bureau d'études "ADCE" spécialisé dans le TTCR de saules, le potentiel total de friches industrielles en Nord-Pas-de-Calais serait de 10000 ha, mais il estime le potentiel réalisable à 2500 ha avec une aide de 5000 francs/ha (subvention à la dépollution, par exemple), ce qui permettrait de produire de l'ordre de 7,4 ktep. Il serait intéressant d'élargir cette idée de TTCR à l'ensemble des régions présentant des caractéristiques similaires à celle du Nord-Pas-de-Calais (nombreuses friches industrielles, faible potentiel en bois, etc.).

Expérience étrangère : l'exemple belge de production d'électricité à partir de TTCR

En Europe, les Suédois et les Anglais sont sans doute parmi les plus expérimentés, mais nous avons souhaité mentionner l'expérience en cours depuis 4 ans en Belgique. En 1995, la région wallonne et la compagnie d'électricité "Electrabel" se sont engagées dans un projet de gazéification de saules et de combustion du gaz produit dans un groupe électrogène. Pour une puissance inférieure à 300 kWe, ils ont choisi un gazogène à lit fixe et à co-courant. Selon nos

voisins belges, deux types de créneaux ouvrent des perspectives intéressantes aux TTCR : les chaufferies urbaines et la production décentralisée d'électricité. Dans ce dernier cas, ils expérimentent actuellement la viabilité de petites unités de 150 kWe dont la durée d'utilisation annuelle serait d'environ 1000 heures, pour une surface de taillis cultivée de 10 ha et une productivité de 12 tonnes de matière sèche à l'hectare. Ils espèrent ainsi pouvoir montrer

l'intérêt que présentent les TCR en termes d'aménagement du territoire et d'environnement en démontrant que les saules sont "faibles consommateurs de pesticides et de fertilisants, qu'ils entravent l'érosion des sols, limitent le lessivage vers les nappes phréatiques, partici-

pent à la réduction des émissions de CO₂ dans l'atmosphère et présentent une alternative pour le monde agricole".



Coupe de saule
après 2 ans à 3 ans

Conclusion

Le potentiel énergétique non encore exploité en France issu du bois, de la part organique des déchets, des déjections animales et de la paille, est estimé à environ 9 Mtep. Il s'agit d'énergie primaire avant prise en considération des rendements de conversion en énergie thermique ou électrique, et des pertes éventuelles. Le choix entre production de chaleur ou d'électricité est évidemment déterminant quant à l'évaluation de l'énergie finale qui pourrait être produite grâce à ces différentes sources de biomasse. A titre d'exemple, les hypothèses qui ont été faites sur la valorisation énergétique de la part organique des déchets (OM, DIB, déchets d'IAA), majoritairement en électricité, conduisent à un rendement global de l'ordre de 50 % pour la production d'énergie finale. Par ailleurs, la part des ordures ménagères ou des déchets industriels banals pouvant subir un traitement biologique, variera en fonction du développement ou non de collectes sélectives adaptées; la biomasse d'origine agricole pourrait être plus importante en prenant en compte les déjections d'autres espèces animales ou les résidus d'autres cultures telles que le maïs. Au delà de la contribution que la biomasse peut apporter en termes de production d'énergie sur le plan national, les chiffres détaillés par région (tableau 16) permettent de mettre en avant la nécessité de considérer ces diverses biomasses comme complémentaires et non concurrentes. C'est en ayant une connaissance globale de ces ressources et des conséquences de leurs utilisations respectives, qu'une région pourra entreprendre des programmes d'action pertinents. Nous avons vu que le Nord-Pas-de-Calais expérimente la culture de taillis à très courte rotation non seulement dans l'espoir de parvenir à diminuer la pollution des friches industrielles mais aussi pour apporter un complément de combustible aux ressources faibles de bois-énergie de la région. La Bretagne et l'ensemble des régions particulièrement touchées par les problèmes de pollutions agricoles pourraient également penser à l'exploitation de cultures de saules afin d'augmenter leurs surfaces épandables. La Picardie pourrait envisager la réalisation d'unités centralisées de biogaz à partir de déchets des industries agroalimentaires et de

(en énergie primaire)	Bois-énergie	Pailles	Déjections (Hyp hte)	Ordures ménagères	DIB	Gaz de décharge	Déchets d'IAA	Boues de STEP	TOTAL
Alsace	107	0	9	18	38	8	15	2	195
Aquitaine	1122	0	34	48	69	7	17	3	1300
Auvergne	253	0	49	22	20	12	3	1	360
Bourgogne	294	182	48	30	35	14	11	1	616
Bretagne	10	0	363	50	45	6	27	3	504
Centre	119	446	33	44	47	18	22	2	732
Champagne-Ardennes	97	301	25	27	33	14	43	1	541
Corse	137	0	1	5	1	-	-	-	144
Franche-Comté	143	0	21	19	28	1	1	1	214
Ile-de-France	9	135	1	139	140	160	21	6	611
Languedoc-Roussillon	277	0	10	39	21	20	33	2	402
Limousin	441	0	28	8	17	4	2	1	501
Lorraine	44	152	32	41	50	25	5	2	351
Midi-Pyrénées	227	73	40	40	38	14	10	2	443
Nord-Pas-de-Calais	-3	0	34	83	55	34	35	5	242
Basse-Normandie	15	0	62	26	50	11	7	1	172
Haute-Normandie	21	0	25	34	26	3	13	2	125
Pays de la Loire	18	0	161	56	56	23	16	3	333
Picardie	21	178	20	38	31	38	67	2	395
Poitou-Charentes	21	69	36	27	42	1	13	2	211
PACA	226	0	2	78	40	43	16	4	408
Rhône-Alpes	175	0	41	75	93	32	14	6	434
France	3774	1536	1074	947	975	488	391	49	9234

Tableau 16
Potentiel
énergétique
non exploité
de biomasse
par région
(en énergie
primaire)

déjections animales tandis que la région Midi-Pyrénées pourrait garantir ses approvisionnements de centrales à bois par l'adjonction de pailles ou de fumiers de volailles. Dès lors, la volonté politique d'un conseil régional, d'une chambre d'agriculture ou d'élus locaux particulièrement dynamiques, est déterminante pour favoriser de telles synergies.

Nous souhaitons insister sur le caractère local des actions à entreprendre. Ce qui est bon ici peut être désastreux dans le département, ou même dans le canton voisin. Produire de l'énergie à partir de pailles n'a de sens que dans les régions très excédentaires, certainement pas dans les régions d'élevage. De même que produire de l'énergie à partir de déjections animales ne présente d'intérêt que si la gestion des effluents s'en trouve améliorée et non si cette valorisation énergétique engendre une consommation accrue des engrais chimiques!

L'usage de la biomasse en substitution à des énergies fossiles, dans des installations de méthanisation ou de combustion, permet non seulement de produire de l'énergie neutre en termes d'émissions de CO₂, mais aussi de réduire la pollution des eaux et des sols par les nitrates, d'améliorer la gestion des effluents d'élevage. Il permet également d'encourager le développement de collectes sélectives des déchets, d'apporter des revenus supplémentaires aux agriculteurs (dans le cas de la paille ou du triticale), de créer des emplois locaux, et enfin de rassembler des acteurs de divers secteurs d'activités pour réfléchir et agir ensemble dans l'intérêt commun de tous.

Une suite à ce travail serait d'étudier dans le cadre d'un projet régional les possibilités de production d'énergie électrique en intégrant les dimensions techniques (avec les nouveaux moyens de production d'électricité), économiques (concurrence des usages), environnementales (effet de serre, pollution locale, aménagement du territoire), sociales (maintien de la population rurale, création d'emplois). Cette démonstration grandeur nature aurait le mérite de montrer les réelles possibilités de la production d'électricité à partir de biomasse sous les contraintes du marché.

Notes

- 1 CORPEN (Comité d'orientation pour la réduction de la pollution des eaux par les nitrates, les phosphates et les produits phytosanitaires provenant des activités agricoles), "estimation des rejets d'azote par les élevages avicoles", Septembre 1996.
- 2 Institut technique avicole, Rennes.
- 3 Source : d'après des données INRA et CRA Bretagne-Pays-de-Loire pour les lisiers fournies par M. Plet ; données danoises (Niràs) pour les autres substrats fournies par M. L. Baadstorp.
- 4 Source : Centralized biogas plants; Economic results / K. Hjort-Gregersen- Séminaire : "Quelles stratégies pour relancer la production du biogaz en France"- Amiens, les 8 & 9 Octobre 1998
- 5 En Bretagne, des aviculteurs embarrassés par leurs litières de volailles se sont regroupés au sein d'une association (UGPVB) et envisagent de construire une unité d'incinération de fumier de volailles; cela démontre une certaine forme d'organisation et de volonté de réfléchir aux solutions appropriées.
- 6 Lors de la récolte du maïs, la majorité des résidus est broyée et enfouie dans les sols pour augmenter le taux de matière organique mais dans certains cas les agriculteurs laissent les cannes entières. Il pourrait donc être intéressant d'envisager la méthanisation de ces cannes en codigestion avec des lisiers de porcs, par exemple.
- 7 Les régions déficitaires en pailles d'orge et de blé (Bretagne, Pays de la Loire ou Auvergne) sont par ailleurs parmi les plus gros producteurs de triticale (avec 45 % de la production totale) ce qui leur permet de limiter leur déficit en pailles.
- 8 Le taux moyen de matière organique d'un sol peut varier d'un département à un autre, car il dépend d'une multiplicité de facteurs tels que le type de sol, le relief, etc. Pour une analyse plus précise, il faudrait connaître ce taux moyen de matière organique dans chaque zone étudiée mais ne disposant pas de ce type de données, ce travail devra faire l'objet d'une étude ultérieure plus poussée. Nous ne pouvons que donner des ordres de grandeur.
- 9 J.C. Rémy & J. Maucorps, "La disponibilité en paille en Picardie", INRA, 1982.
- 10 Centre of Biomass Technology, "Straw for energy production": Technology - Environment - Economy, Danemark, 1998.
- 11 Electrabel - Ministère de la Région Wallonne, "TTCR-Gazel : un projet pilote grandeur nature".
- 12 Source : "Le bois-énergie en Europe : évaluation du potentiel mobilisable à l'horizon 2020, impacts sur l'environnement global et conditions socio-économiques de sa mobilisation" in Les Cahiers du CLIP, n°8, Janvier 1998; "Déchets-Energie-Environnement : étude prospective du potentiel de déchets mobilisables à des fins énergétiques en France à l'horizon 2020" in Les Cahiers du CLIP, n°5, Juillet 1996.

GEO THERMIE DES ROCHES FRACTUREES

*Faisabilité économique de la
géothermie des roches fracturées :
étude prospective*

*Sébastien DELACROIX
CNRS - Ecodev*

Synthèse

La température du sous-sol augmente avec la profondeur. Ainsi, dans les premiers kilomètres de l'écorce terrestre l'augmentation moyenne de la température des roches est de 3°C par 100 mètres. Cependant, il existe certaines régions tectoniquement très actives où ce " gradient géothermique " est beaucoup plus élevé. L'idée est donc venue aux scientifiques de récupérer dans ces zones à fort gradient géothermique, les calories naturellement présentes dans le sous-sol. Le principe consiste à élargir artificiellement les réseaux de failles déjà existants dans la roche, puis à injecter de l'eau sous pression par un puits de forage de plusieurs milliers de mètres. L'eau injectée se faufile dans les failles, se réchauffe au contact du granit, puis migre progressivement vers un autre puits chargé de la pomper.

Après les premières expériences réalisées sans beaucoup de succès aux Etats-Unis dans les années 80, l'accumulation des connaissances scientifiques et techniques a permis de mettre en oeuvre de nouveaux programmes dont celui engagé à Soultz dans le cadre de l'Union Européenne. Ce dernier a récemment permis d'obtenir des résultats encourageants. En effet, les tests hydrauliques réalisés à 3900 mètres en 1997 ont montré qu'il était possible de faire circuler sans pertes et de façon continue 25 l/s d'eau à une température supérieure à 140 °C entre deux puits distants de 450 mètres avec des puissances de pompage modestes (250 kWe) par rapport à la puissance extractible (10 MWth). L'Union Européenne a décidé de soutenir le projet de Soultz en contribuant au financement de la poursuite du programme actuel pour porter la profondeur du forage à 5000 mètres et envisage de participer à la réalisation d'un pilote. Ce pilote fonctionnerait par circulation d'eau forcée entre un puits d'injection central et deux puits de production latéraux. La température de production avoisinerait 200 °C, permettant ainsi de tester une première centrale de production électrique de l'ordre de 5 MWe.

A terme, on peut envisager la construction d'un prototype industriel qui produirait de l'ordre de 25 MWe en utilisant une technique de forage " multi-puits déviés " à partir d'une seule plate-forme capable d'accueillir 9 puits (3 puits d'injection

et 6 puits de production) et de fournir un total de 400 kg/s d'eau à 200 °C.

Les résultats obtenus à Soultz sont encourageants mais ne sont malheureusement pas suffisants dans l'immédiat pour affirmer qu'il soit possible d'envisager avec certitude une production stable et durable à l'échelle industrielle. Pour cette raison, l'évaluation de la compétitivité potentielle du concept HFR (Hot Fractured Rock) est encore soumise à de nombreuses incertitudes économiques et techniques. Les phases " pilote " et " prototype industriel " devraient permettre d'acquiescer une précision bien plus grande quant à l'estimation du coût de revient de la chaleur et de l'électricité.

Au stade actuel, il nous a néanmoins semblé intéressant de nous placer, comme il est d'usage au CLIP (Club d'Ingénierie Prospective), dans une hypothèse de succès technologique de la filière HFR, c'est à dire une situation de production stable durant 20 années, afin d'évaluer les déterminants technico-économiques d'une éventuelle rentabilité future.

Selon la profondeur et donc la température de production que l'on peut espérer, différentes options de valorisation peuvent être envisagées :

► entre 3500 et 4000 m

- une installation de type " pilote " (1 puits d'injection et 2 puits de production) dédiée à la production de chaleur.
- a combinaison avec un combustible fossile, le gaz par exemple, ce qui permettrait de porter l'eau extraite des puits de 140 à 200 °C, voir 280 °C en vue d'une production électrique.

► entre 5000 et 5500 m

- une installation de type " pilote " pour une production d'électricité seule ou pour une production simultanée de chaleur et d'électricité (cogénération).
- une installation de type " prototype industriel (6 puits producteurs) ", voir une installation de type " exploitation industrielle " (36 puits producteurs), pour une production électrique.

► entre 6500 et 7000 m

- une installation de type " pilote " qui permettrait d'extraire de l'eau à 280 °C

A chacune de ces options correspond un prix de revient du kWh électrique ou thermique. Pour tenter d'en donner aujourd'hui une estimation, même dans une fourchette relativement large, nous avons construit un jeu d'hypothèses relatif aux caractéristiques techniques et économiques de l'exploitation future du concept HFR (Hot Fractured Rock).

L'analyse de ces différentes options de valorisation énergétique sous forme de chaleur et/ou d'électricité a pour but, d'une part de mettre en évidence les déterminants technico-économiques susceptibles de conduire à terme à la rentabilité du concept HFR, et d'autre part de vérifier l'adéquation entre la rationalité économique et la volonté des géothermiciens de faire évoluer la géothermie des roches fracturées vers des réalisations industrielles de forte puissance dédiées à la production d'électricité.

D'une manière générale, les résultats obtenus montrent qu'il est indispensable, compte tenu de la structure des coûts, de faire fonctionner les installations en base avec des débits relativement importants et cela quelque soit le choix effectué en matière de valorisation. Mais ces conditions techniques, si elles sont nécessaires ne sont pas suffisantes. Au regard des coûts d'investissement et d'exploitation envisageables actuellement, des réductions importantes doivent être obtenues pour espérer à terme concurrencer les équipements centralisés existants. Il faudrait par exemple, dans le cas d'une installation de type "pilote" diviser par trois ou quatre les coûts de forage si aucune économie n'est réalisée sur d'autres postes. Certes, on observe depuis plusieurs années une diminution importante des coûts de forages géothermiques, ce qui explique en grande partie l'écart important constaté entre le coût de revient du kWh calculé à partir des hypothèses de coûts actuels et celui calculé à partir des hypothèses de coûts "historiques". Les forages géothermiques ont en effet bénéficié de l'expérience de l'industrie pétrolière. De ce fait, on admet aujourd'hui que les coûts de forage géothermiques sont quasiment identiques à ceux observés pour les forages pétroliers. En conséquence, la tendance risque de s'atténuer une fois l'effet "transfert d'expérience" terminé. La réduction des coûts doit donc porter également sur d'autres postes.

Les résultats les plus encourageants sont ceux obtenus pour une installation de type "prototype industriel". Il semble en effet qu'il existe un gisement d'effets d'échelle relativement important entre la phase pilote et la phase industrielle.

Entre le pilote et le prototype, les économies d'échelle réalisées devraient permettre de passer d'un coût de revient compris entre 48 et 71 cts/kWh à une fourchette estimée de 36 à 52 cts/kWh, soit une réduction de l'ordre de 25 %, et cela sans même envisager de réduction des coûts de forage entre les deux phases. Entre la phase prototype et la phase d'exploitation, on doit probablement s'attendre à d'autres économies d'échelle, mais, compte tenu de l'état actuel des connaissances, il nous paraît impossible d'en donner aujourd'hui une estimation vraisemblable. Tout ce qu'on peut dire, c'est qu'il faudra qu'elles soient largement aussi importantes que celles escomptées entre les phases "pilote" et "prototype".

En ce qui concerne la production de chaleur seule ou en cogénération les résultats obtenus ne permettent pas de conclure à la rentabilité de telles opérations. Les coûts de revient restent élevés, et surtout, les contraintes de débouchés liées à la nécessité économique de fonctionner en base ne permettent pas d'envisager un avenir favorable pour ce type de valorisation.

La volonté des géothermiciens de faire évoluer la géothermie des roches fracturées vers une réalisation industrielle de forte puissance (supérieure à 200 MWe) semble donc tout à fait justifiée du point de vue économique. Néanmoins, le chemin à parcourir en terme de réduction des coûts reste immense. Il faudrait idéalement réduire l'investissement de 60 % et les charges d'exploitation de 70 %, par rapport aux valeurs envisageables actuellement. Dans ces conditions, rien ne permet à l'heure actuelle d'affirmer avec certitude que la géothermie des roches fracturées puisse, à un horizon même lointain, connaître un développement important.

L'avenir économique du concept HFR dépendra donc, outre de la parfaite maîtrise technologique du procédé, de sa capacité à réduire l'ensemble de ses coûts, de sa capacité à intégrer dans son développement des effets d'échelle très importants, de la possibilité de garantir un fonctionnement en base, de l'amélioration des rendements de conversion mais aussi des considérations économiques, sociales et environnementales du moment. Dans ce domaine, une hausse généralisée du prix des combustibles due par exemple, à l'intégration des externalités environnementales, pourrait très bien accélérer le développement de la géothermie des roches fracturées puisque les risques environnementaux qui lui sont associés sont très probablement négligeables.

Introduction

La température des roches augmente rapidement avec leur profondeur.

De ce fait, d'immenses quantités de chaleur sont disponibles dans le sous-sol. Pour l'instant l'industrie géothermique se contente d'exploiter cette ressource dans les sites où il existe des aquifères naturels (eau chaude ou vapeur). Malheureusement, ces sites sont relativement rares. Pour pallier cet inconvénient, des scientifiques ont avancé le projet d'extraire la chaleur universellement présente dans le sous-sol. Ainsi est né, au début des années 80, le concept de "géothermie profonde généralisée". Il s'appuie sur l'idée que le gisement thermique relativement homogène existant sur toute la surface terrestre pourrait être exploité en n'importe quel point du globe en créant un échangeur thermique dans les roches profondes à une profondeur adéquate (entre 3000 et 6000 mètres) et en alimentant cet échangeur par de l'eau circulant entre deux puits. Depuis le concept a évolué : le champ d'application éventuel s'est restreint à des zones où des anomalies thermiques permettent d'obtenir des gradients géothermiques particulièrement forts et où la structure des roches profondes (du granit) présente une fissuration préalable que le système hydraulique est susceptible de stimuler. En 15 ans, on est passé, sur le plan technologique, de l'étude sous contrainte, telle qu'elle a été menée dans la région de Los Alamos (Etats-Unis), à l'étude des milieux fracturés dans les zones de flux thermique supérieur à la moyenne, dans le bassin rhénan par exemple.

Après les premières expériences réalisées sans beaucoup de succès aux Etats-Unis dans les années 80, l'accumulation des connaissances scientifiques et techniques a permis de mettre en oeuvre de nouveaux programmes tel que celui engagé à Soultz dans le cadre de l'Union Européenne. Ce dernier a récemment permis d'obtenir des résultats encourageants. En effet, les tests hydrauliques réalisés à 3900 mètres en 1997 ont montré qu'il est possible de faire circuler sans pertes et de façon continue 25 litres d'eau par seconde à une température supérieure à 140 °C entre deux puits distants de 450 mètres avec des puissances de pompage très modestes (250 kWe) par rapport à la puissance extractible (10 MWth).

L'Union Européenne a décidé de poursuivre le projet de Soultz en contribuant au financement de la poursuite du programme actuel pour porter la profondeur du forage à 5000 mètres et envisage de participer à la réalisation d'un pilote. Ce pilote fonctionnerait par circulation d'eau forcée entre un puits d'injection central et deux puits de production latéraux. La température de production avoisinerait 200 °C permettant ainsi de tester une première centrale de production électrique de l'ordre de 5 MWe.

A terme, on peut envisager la construction d'un prototype industriel qui produirait de l'ordre de 25 MWe en utilisant une technique de forage "multi-puits déviés" à partir d'une seule plate-forme capable d'accueillir 9 puits (3 puits d'injection et 6 puits de production) et de fournir un total de 400 kg/s d'eau à 200 °C.

Les résultats obtenus à Soultz sont encourageants, mais ne sont malheureusement pas suffisants dans l'immédiat pour affirmer qu'il soit possible d'envisager avec certitude une production stable et durable à l'échelle industrielle. Pour cette raison, l'évaluation de la compétitivité potentielle du concept HFR (Hot Fractured Rock) est encore soumise à de nombreuses incertitudes économiques et techniques. Les phases "pilote" et "prototype industriel" devraient permettre d'acquiescer une précision bien plus grande quant à l'estimation du coût de revient de la chaleur et de l'électricité.

Au stade actuel, il nous a néanmoins semblé intéressant de nous placer, comme il est d'usage au CLIP (Club d'Ingénierie Prospective), dans une hypothèse de succès technologique de la filière HFR afin d'évaluer les déterminants technico-économiques d'une éventuelle rentabilité future.

Le devenir économique de la géothermie des roches fracturées n'est pour l'instant envisagé que du seul point de vue de la production électrique. D'où l'existence d'un consensus sur la nécessité d'atteindre des profondeurs importantes pour obtenir la température adéquate (supérieure à 200 °C). L'expérience de Soultz a montré qu'à 3500 mètres l'extraction d'une eau à 140 °C est possible. Peut-on valoriser cette production sous forme de chaleur vendue aux industriels ou aux particuliers, et à quel prix? Compte tenu des coûts exponentiels de forage, peut-on envisager d'utiliser une énergie d'appoint (le gaz naturel par exemple) pour porter l'eau de 140 à 200 °C en vue d'une production électrique?

S'il s'avère nécessaire d'atteindre une profondeur de 5000-5500 m, à quel coût est-il possible de produire de l'électricité? Faut-il s'attendre à d'importantes économies d'échelle? Qu'en est-il de la cogénération?

Enfin en supposant qu'il soit possible entre 6500 et 7000 mètres d'extraire de l'eau à 280 °C, quel en est l'enjeu économique?

Nous avons tenté de répondre ici, du moins en partie, à l'ensemble de ces questions. L'objectif était double : d'une part vérifier l'adéquation entre la rationalité économique et un consensus subordonné à des contraintes techniques, d'autre part mettre en évidence les déterminants techniques et économiques susceptibles de permettre la rentabilité du concept HFR.

La démarche méthodologique

L'organigramme présenté en page suivante permet de se représenter la démarche suivie dans le cadre de l'étude.

Selon la profondeur et donc la température de production que l'on peut espérer, différentes options de valorisation peuvent être envisagées :

► **Entre 3500 et 4000 mètres**

- une installation de type "pilote (1 puits d'injection et 2 puits de production)" dédiée à la production de chaleur.
- la combinaison avec un combustible fossile, le gaz par exemple, ce qui permettrait de porter l'eau extraite des puits de 140 à 200 °C, voir 280 °C en vue d'une production électrique.

► **Entre 5000 et 5500 mètres**

- une installation de type "pilote" pour une production d'électricité seule ou pour une production simultanée de chaleur et d'électricité (cogénération).
- une installation de type "prototype industriel (6 puits producteurs)", voir une installation de type "exploitation industrielle (36 puits producteurs)", pour une production électrique.

► **Entre 6500 et 7000 mètres**

- une installation de type "pilote" qui permettrait d'extraire de l'eau à 280 °C

A chacune de ces options correspond un prix de revient du kWh électrique ou thermique. Pour tenter d'en donner aujourd'hui une estimation, même avec une fourchette relativement large, il est nécessaire de construire un jeu d'hypothèses relatif aux caractéristiques techniques et économiques de l'exploitation future du concept HFR.

Nous n'avons malheureusement pas pu intégrer l'influence des caractéristiques techniques (débit de production, temps de fonctionnement...) sur les principaux phénomènes physiques (pertes de charge hydraulique, vieillissement thermique de l'échangeur souterrain...). Ces questions font actuellement l'objet de nombreuses recherches, mais rien ne permet pour l'instant de décrire précisément ce que seront les interactions entre caractéristiques techniques et phénomènes physiques. Dans ce domaine, il est probable que seule l'expérimentation peut nous apporter des réponses précises.

Rappelons que notre démarche est de considérer comme acquise la faisabilité technique de la géothermie des roches fracturées avec le choix a priori de paramètres techniques tels que le débit ou la durée de fonctionnement. Compte tenu de l'expérience acquise à Soultz, leurs valeurs correspondent à des objectifs scientifiques raisonnables.

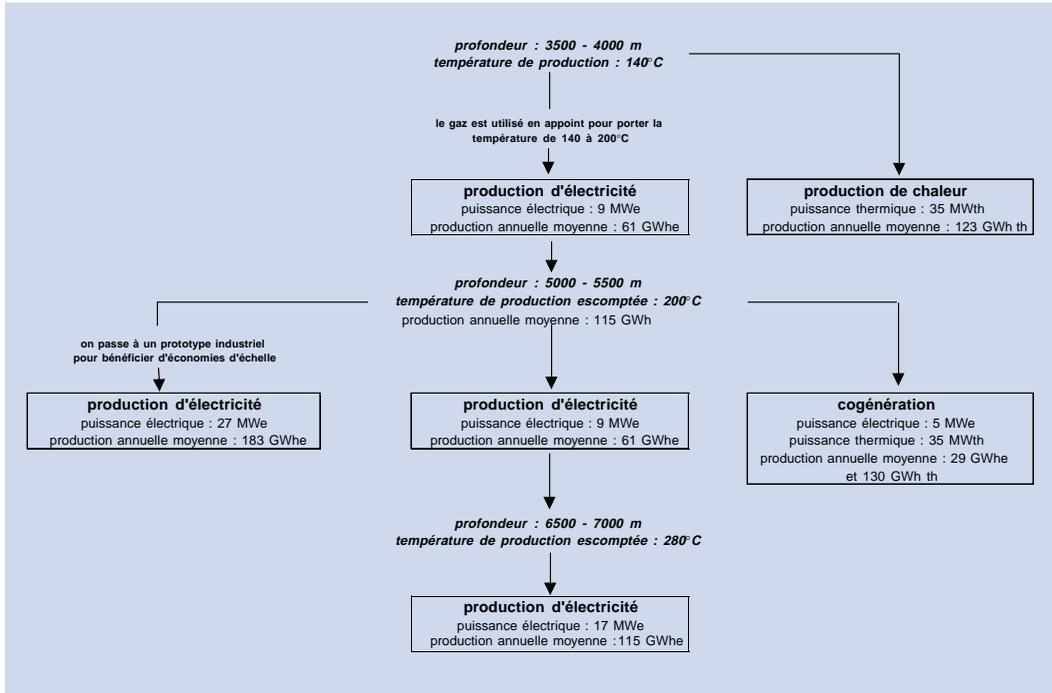


Figure 1
Les différentes possibilités d'exploitation de la géothermie des roches fracturées

Les caractéristiques techniques

Le débit de production

- sa valeur de référence est fixée à 70 litres/seconde par puits de production
- la plage de variation est : 50 – 100 l/s/puits de production

Compte tenu du poids important représenté par l'investissement d'une opération HFR, il convient pour l'amortir correctement de l'exploiter le plus possible, et donc de maximiser la quantité de chaleur produite et par conséquent le débit de production. Sur le plan technique, il existe quelques contraintes, on citera par exemple le cas d'une trop forte impédance hydraulique qui, si le débit est élevé, peut conduire à des désordres hydromécaniques dans l'échangeur souterrain (prolongation de la fissuration et instabilité, pertes en eau, impossibilité de mise en régime hydromécanique stable). On peut citer ici, les différents moyens techniques identifiés par P.H. Bourrelrier¹ pour accroître le débit d'exploitation.

- un dispositif à double boucle constitué de deux puits producteurs encadrant un puits d'injection (c'est l'hypothèse que nous avons retenue dans cette étude).

- la stimulation d'un volume plus grand du massif granitique dans le but d'accroître le flux d'origine externe.

- un accroissement de la puissance des pompes tendant à améliorer le taux de récupération du débit injecté.

- diminution de l'impédance : accroissement du diamètre des puits et du débit de stimulation.

Dans notre modèle, le débit de production est un paramètre d'autant plus important qu'il détermine en partie la puissance de l'installation et donc une partie des coûts de surface. Il faut noter que nous avons considéré le débit fixe dans le temps,

ne disposant pas de résultats d'expérimentations de long terme permettant d'évaluer ce phénomène. Il est en effet possible que ce débit soit décroissant et qu'un entretien soit nécessaire impliquant des coûts supplémentaires. Une étude de sensibilité du coût du kWh en fonction du niveau moyen du débit de production est néanmoins présentée pour certains cas-type, ce qui donne des indications sur une éventuelle décroissance de ce débit.

Le temps de fonctionnement

Pour la production de chaleur

- la valeur de référence est fixée à 4000 h/an
- la plage de variation est : 2000 - 8000 h/an

Pour la production électrique

- la valeur de référence est fixée à 8000 h/an
- la plage de variation est : 4000 - 8000 h/an

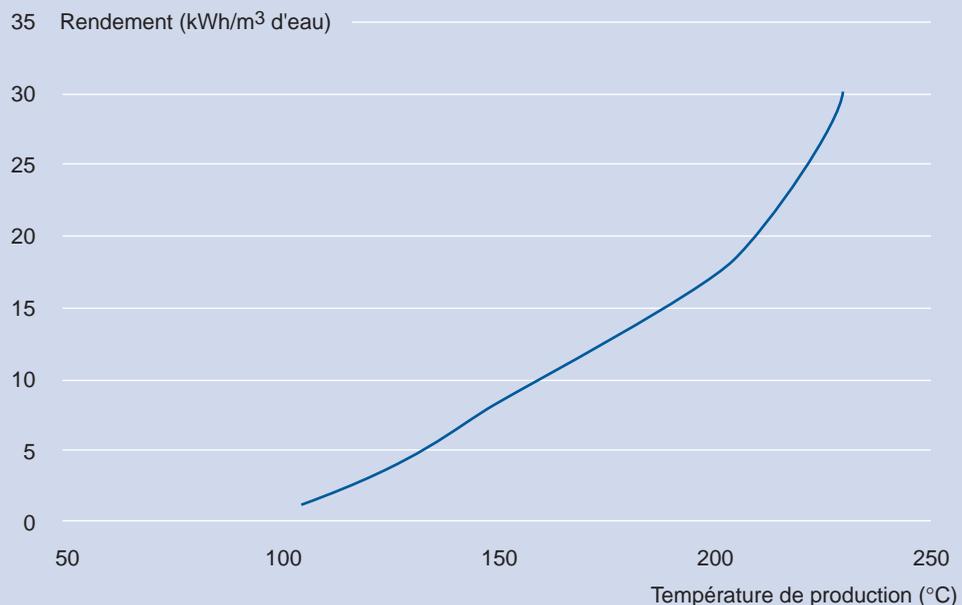
Pour les mêmes raisons que celles qui sont évoquées pour le débit de production, il est préférable de maximiser le temps de fonctionnement pour rentabiliser l'opération. Sur le plan technique, un fonctionnement en base peut avoir des conséquences sur le comportement thermique de l'échangeur souterrain. Un temps de fonctionnement important combiné avec un

débit d'exploitation important peut de toute évidence engendrer une chute de température. Reste à savoir si la baisse de température escomptée sera de nature à affecter la possibilité d'un fonctionnement en base.

Le refroidissement de la température de production

- la valeur de référence est fixée à $-0,5$ °C par an
- la plage de variation est : $0,5$ à -3 °C par an

L'évolution prévisionnelle de la température en sortie d'échangeur dépend d'une multitude de paramètres, on citera par exemple la température de réinjection, le débit, le temps de fonctionnement, la surface de fracture et la manière dont le fluide y circule. Le modèle prévisionnel développé par D. Bruel (Armines) estime que la chute de température associée à une circulation de longue durée serait extrêmement lente pour les débits considérés (débit produit en provenance directe du puits de réinjection : 10 l/s ; débit circulé 23 l/s). Elle serait de l'ordre de 2 °C en 12 ans pour devenir ensuite quasi linéaire (une réduction de l'ordre de $0,07$ °C/an). Dans notre cas, le débit est 2 à 4 fois plus élevé, nous avons donc envisagé la possibilité d'un refroidissement plus important.



Graphique 1

Rendement de la conversion
chaleur/électricité
(d'après ENEL, 1994)

L'impédance hydraulique et le taux de perte en eau

L'impédance hydraulique mesure la perte de charge hydraulique de l'échangeur souterrain par unité de débit produit, en résumé, la contrainte hydraulique exercée par le milieu. Le taux de perte en eau mesure la part de l'eau non récupérée à la production, il est calculé par rapport au débit de réinjection. Ces deux paramètres conditionnent en partie la stabilité du système de production. En conséquence, puisque nous admettons l'hypothèse de succès technologique de la filière HFR, le taux de perte en eau est nul et l'impédance hydraulique reste faible pour toute la durée de vie de l'installation (20 ans).

Température de production et rendement de conversion

Comme le montre le graphique 1, pour obtenir un rendement de conversion acceptable, il est préférable de produire à plus de 200 °C. Lorsqu'il s'agit d'exploiter un gisement d'eau

chaude, la technologie généralement utilisée pour convertir la chaleur en électricité est un ORC (Organic Ranking Cycle). Ce système actif permet d'obtenir pour une eau à 200 °C un rendement de conversion de 20 %, 17 % à 170 °C, 15 % à 150 °C, 11 % à 110 °C, au-delà le rendement décroît très vite.

Le forage à 5000-5500 mètres devrait permettre une température de production de 200 °C. Nous faisons l'hypothèse d'une réinjection à 80 °C. Dans ces conditions, nous admettons que le rendement de conversion avoisine 13 %.

- la valeur de référence est donc fixée à 13 %
- la plage de variation est : 10 % - 20 %

En ce qui concerne la production de chaleur, nous avons retenu la température de 140 °C (température obtenue à Soultz pour un forage à 3 900 m). En réinjectant à 80 °C, la chaleur produite permettrait d'alimenter un réseau à eau chaude dont la température de départ se situe autour de 110 °C et la température de retour à 70 °C.

- la valeur de référence est donc fixée à 140 °C.

Les coûts de la filière HFR

Les coûts de la filière HFR comportent dans l'état actuel des connaissances, des incertitudes considérables. Pour cette raison, trois hypothèses ont été envisagées :

L'hypothèse historique

Les premières tentatives pour estimer le prix de revient du kWh étaient fondées sur des coûts de forage très élevés² (2 à 3 fois supérieurs à ceux escomptés actuellement). De plus, ces études comme d'autres plus récentes, ne retiennent pas la possibilité technique de forer en déviation. Les forages déviés permettent de regrouper jusqu'à 9 têtes de puits sur une même plateforme, ce qui induit des économies conséquentes sur les installations de surface. Il nous a donc paru intéressant de comparer ces coûts "historiques" avec des coûts plus actuels de manière à mesurer "le chemin parcouru" en terme d'évaluation économique.

La référence

Les coûts envisagés dans l'hypothèse de référence correspondent à un objectif raisonnable dans l'état actuel des connaissances. Ils sont d'ailleurs cohérents avec le coût prévisionnel du pilote à Soultz si on ne tient pas compte des frais inhérents au caractère scientifique du projet (études, mesures, tests, recherche et développement...).

L'hypothèse basse

Comparée à l'hypothèse de référence, l'hypothèse basse correspond à une réduction des coûts d'environ 30 %. Il s'agit là d'une hypothèse optimiste mais néanmoins raisonnable si l'on considère que l'exploitation industrielle de la géothermie des roches profondes ne sera opérationnelle que dans plusieurs années et donc pourra d'ici là bénéficier du progrès tech-

nique mais aussi d'effets d'expérience (notamment dans le domaine du forage).

Le coût de forage

Le forage est un élément clé du succès économique de l'exploitation géothermique. En effet, pour une installation de type "pilote", ce poste représente 50 à 60 % de l'investissement initial, et plus s'il s'agit d'une installation de type "prototype industriel".

La technique de forage en géothermie dérive en grande partie de l'industrie du pétrole et du gaz, mais avec quelques différences essentielles. En géothermie, l'environnement d'un forage est beaucoup plus hostile, les formations explorées et exploitées sont souvent dures, abrasives, fissurées, contenant fréquemment des fluides corrosifs à haute température. En conséquence les coûts sont généralement plus élevés que ceux qui sont observés pour l'extraction pétrolière. Néanmoins, comme le montre le graphique 2, on admet aujourd'hui que les coûts moyens des forages géothermiques tendent à se rapprocher de ceux des forages pétroliers.

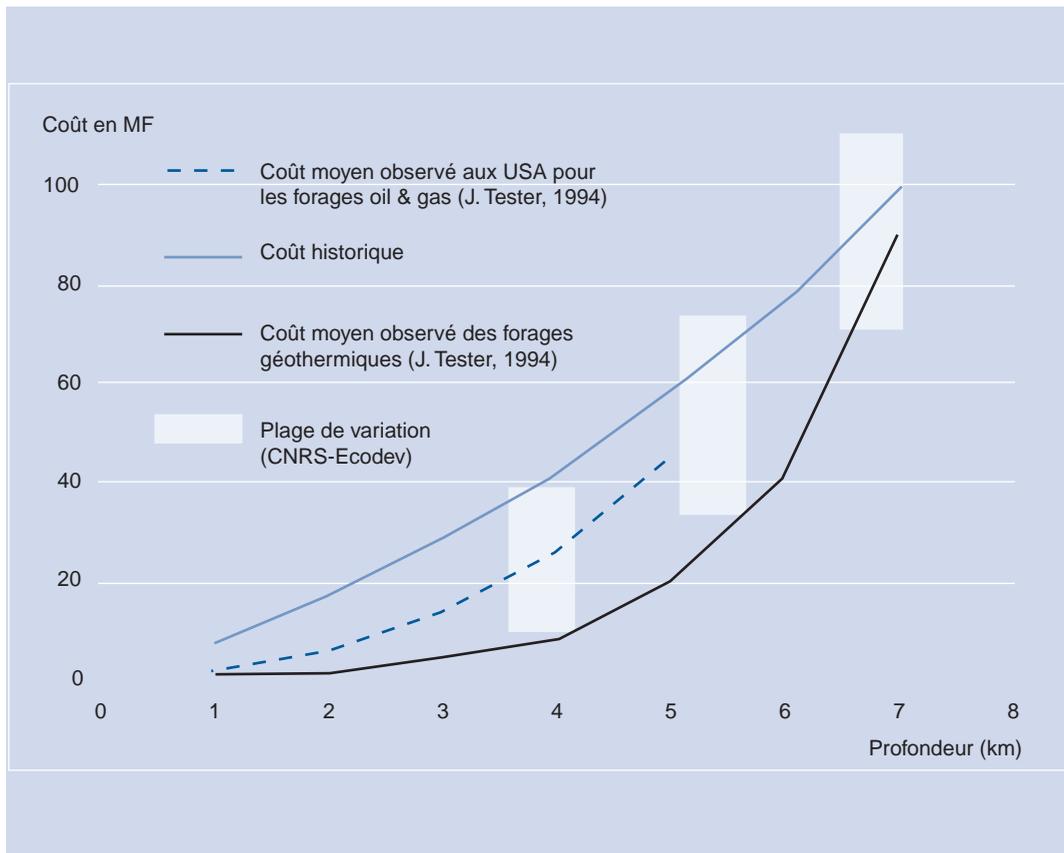
Les valeurs retenues ici pour les coûts de forage (tableau 1) correspondent approximativement :

- au coût historique pour l'hypothèse "référence historique"
- au coût moyen observé des forages géothermiques pour l'hypothèse "référence"
- au coût moyen observé des forages pétroliers pour "l'hypothèse basse"

Nous avons également introduit une différence entre le coût du premier puits et le coût des puits suivants. L'expérience montre en effet que le coût du premier forage est généralement plus élevé que le coût des suivants. C'est le cas observé à Soultz mais c'est aussi généralement le cas dans l'exploitation pétrolière.

La stimulation de l'échangeur souterrain

Le coût de développement de l'échangeur est un poste difficile à estimer par avance. En effet, il dépendra essentiellement des contraintes rencontrées lors des stimulations, de la durée et du nombre de stimulations nécessaire. En ce qui



Graphique 2
Coûts des forages
géothermiques

nous concerne, nous faisons l'hypothèse qu'après la première stimulation, aucune reprise n'est nécessaire pendant la durée de fonctionnement de l'installation (20 ans). Les coûts de stimulation sont donc évalués à :

- 1,80 MF/puits pour "l'hypothèse basse"
- 5 MF/puits pour "l'hypothèse de référence"
- 10 MF/puits pour la "référence historique"

Les installations de surface

On peut décomposer les coûts de surface en deux postes distincts, d'une part les coûts généraux des installations de surface (locaux, pompes, raccordement, instruments de mesure, génie civil) et d'autre part les coûts liés à la production de chaleur ou d'électricité (principalement le ou les échangeurs) qui dépendent directement de la puissance installée.

En ce qui concerne les coûts généraux des installations de surface, on note une différence importante entre la "référence historique" et les deux autres hypothèses. Elle est due en partie à l'influence des économies engendrées par les techniques de forage dévié. Forer en déviation permet en effet de regrouper jusqu'à 9 têtes de puits sur une seule plate-forme, d'où des économies substantielles en surface.

Pour estimer le coût des installations de surface pour une installation de type "prototype industriel", nous considérons qu'une partie des coûts reste constante par rapport au pilote (locaux, génie civil, instruments de mesure) et que l'autre partie est proportionnelle au nombre de puits (pompes et raccordement). De plus, il est raisonnable de penser que le coût du MWe installé diminue en fonction de l'importance de l'installation (9 MWe pour le type "pilote" et 27 MWe pour le type "prototype industriel"). On peut donc s'attendre à ce que le prix de revient du kWh bénéficie d'économies d'échelle.

Les charges d'exploitation

On distinguera, les frais de personnel, les frais de maintenance et les frais divers.

Moins d'une dizaine de personnes à plein temps devraient être nécessaires pour assurer le fonctionnement d'une installation. En conséquence, on retiendra pour le personnel :

- 4 MF/an pour "l'hypothèse basse"
- 5 MF/an pour "l'hypothèse de référence"
- 6 MF/an pour la "référence historique"

Les frais de maintenance et les frais divers sont respectivement estimés à 2 % et 1 % de l'investissement initial par an.

unité : MF/puits	Hypothèse basse	Référence	Référence historique
		Forage 3500-4000 mètres	
Coût du premier puits	18	24	37
Coût des puits suivants	12	18	37
		Forage 5000-5500 mètres	
Coût du premier puits	36	70	70
Coût des puits suivants	28	36	70
		Forage 6500-7000 mètres	
Coût du premier puits	82	110	110
Coût des puits suivants	70	82	110

Tableau 1

Les coûts de forage retenus dans l'étude

	Hypothèse basse	Référence	Référence historique
Coûts généraux des installations de surface	35 MF	45 MF	63 MF
Production de chaleur *	0,14 MF/MWth	0,14 MF/MWth	0,40 MF/MWth
Production d'électricité	5 MF/MWe	7,50 MF/MWe	10 MF/MWe

*Pour la référence historique nous retenons l'estimation de P. Iris en 1988, pour l'hypothèse basse et la référence nous retenons les prix pratiqués par la société VICARD pour la fourniture d'échangeurs de chaleur à plaques type compabloc.

Tableau 2

Coûts des installations de surface pour une installation de type "pilote"

	Hypothèse basse	Référence	Référence historique
Coûts généraux des installations de surface	49 MF	64 MF	108 MF
Production d'électricité	4 MF/MWe	6 MF/MWe	10 MF/MWe

Tableau 3

Coûts des installations de surface pour une installation de type "prototype industriel"

Le calcul économique

Le choix du taux d'actualisation

Le principe de l'actualisation consiste à pondérer par une fonction du temps la valeur de dépenses ou de recettes financières futures pour leur donner une valeur actuelle. D'une manière générale, on définit le taux d'actualisation comme un indicateur permettant de mesurer l'importance qu'accorde un agent économique au présent. Ainsi, plus le taux d'actualisation est élevé, plus le poids de la dépense à une date future donnée est faible et, par conséquent, moins on attache d'importance à ce qui se passera dans l'avenir, et inversement.

Dans le cas qui nous concerne, les calculs sont effectués avec deux taux d'actualisation :

- le taux de 8 %, qui est traditionnellement préconisé par le Commissariat général au Plan.
- le taux de 5 % qui se rapproche des "taux d'intérêt réels" actuels.

Le critère de revenu actualisé

Le critère économique que nous retenons est celui du revenu actualisé ou encore la valeur actuelle nette. Il consiste à actualiser le productible et l'ensemble des dépenses sur 24 ans (durée des travaux 4 ans ; durée d'exploitation 20 ans). Dans ces conditions, le coût de revient du kWh produit est le coût pour lequel recettes et dépenses s'équilibrent, c'est-à-dire avec un bénéfice global actualisé nul. Ce coût représente donc une approximation du prix de vente du kWh par un opérateur ne faisant aucune marge, et ayant financé la totalité de son investissement par un emprunt sur 24 ans, remboursable en annuités constantes.

Les coûts de production de l'électricité en France

Il n'est pas inutile à ce stade, de rappeler les coûts de production calculés par la DIGEC (Direction du Gaz de l'Electricité et du Charbon) suivant le

même critère économique. Les résultats présentés dans le tableau 4 concernent des puissances largement supérieures (1 500 MWe pour le nucléaire et environ 600 MWe pour le gaz et le charbon) à celles envisagées dans le cadre de notre étude (de 10 à 30 MWe). Néanmoins, compte tenu de la structure des coûts de la filière HFR, la rentabilité économique d'une éventuelle exploitation industrielle dépendra vraisemblablement de sa capacité à fonctionner en base mais aussi de sa capacité à atteindre des puissances industrielles relativement importantes de manière à profiter au mieux des effets d'échelle. En conséquence, il nous paraît légitime de comparer les coûts de la géothermie des roches fracturées avec les coûts de production en base des équipements centralisés plutôt qu'avec les coûts des renouvelables existants.

On retiendra par exemple comme objectif de rentabilité la valeur de 28 cts/kWh, qui correspond selon la DIGEC au coût évité par EDF et donc au prix de rachat de l'électricité par l'électricien.

En ce qui concerne les énergies renouvelables, une récente étude de l'ADEME³ indique les coûts suivants :

- Petite hydraulique : de 0,08 à 1,00 F/kWh
- Aérogénérateur : de 0,40 à 1,00 F/kWh
- Centrale géothermique haute énergie : de 0,30 à 0,60 F/kWh
- Centrale solaire : de 0,80 à 1,50 F/kWh
- Centrale thermique biomasse : de 0,20 à 1,00 F/kWh
- Centrale photovoltaïque : de 3,00 à 7,00 F/kWh
- Photovoltaïque : de 12,00 à 20,00 F/kWh

En cts/kWh	Nucléaire	Cycle combiné au gaz	Charbon pulvérisé	Charbon LFC
Coûts de production en base (8 760 h/an)				
Taux d'actualisation à 8 %	20,7 à 21,2	19,1 à 28,2	22,2 à 26,3	22,1 à 26,5
Taux d'actualisation à 5 %	16,7 à 17,2	18,2 à 27,2	19,5 à 23,7	19,5 à 23,9
Coûts de production pour un appel de 4 000 h/an				
Taux d'actualisation à 8 %	36,6 à 37,1	27,6 à 37,1	35 à 39,2	34,7 à 39,1
Taux d'actualisation à 5 %	28,5 à 29	25,5 à 34,9	29,5 à 33,7	29,3 à 33,7

Tableau 4

Coûts de production des équipements centralisés
Source DIGEC, 1997

Production de chaleur

Cas n° 1 : Une installation de type "pilote" (3 puits à 3 500 m) dédiée à la production de chaleur

Une opération HFR dédiée à la production de chaleur offrirait deux avantages incontestables. D'une part, elle permettrait de s'affranchir totalement des mauvais rendements de conversion chaleur/électricité, d'autre part elle permettrait de limiter les risques et les coûts liés à des profondeurs importantes de forage.

Néanmoins il existe une contrainte économique majeure associée à ce type d'application : les débouchés. La structure des coûts est présentée dans le graphique.

L'élasticité est un indicateur économique qui dans le cas présent permet de mesurer le pourcentage de variation du coût du kWh qui résulte d'une augmentation de 1 % d'un des coûts de production ou du taux d'actualisation. Ici une augmentation de 1 % du taux d'actualisation (il passe de 8 à 8,08 %) entraîne une augmentation de 0,38 % du coût du kWh.

Au regard de cette structure, il est nécessaire pour rentabiliser l'opération de pratiquer un "fonctionnement en base". Or, la demande de chaleur principalement lorsqu'il s'agit de chauffage urbain ne concerne qu'un nombre d'heures limité dans l'année déterminé en partie par les conditions climatiques. Ainsi, la plupart des opérateurs en France produisent moins de 2000 h/an. L'étude de cas décrite dans le tableau 5 s'appuie sur une production de 4000 h/an, une valeur donc élevée et qui malgré tout ne permet pas d'être compétitif (l'estimation du kWh thermique se situe dans ce cas entre 16 et 21 cts/kWh).

Le graphique 4 décrit la sensibilité du coût de la chaleur au temps de fonctionnement de l'installation. On constate donc que pour une durée réaliste, 2000 h/an, le coût du kWh thermique est estimé entre 30 et 40 cts/kWh.

Une solution possible pourrait être la fourniture

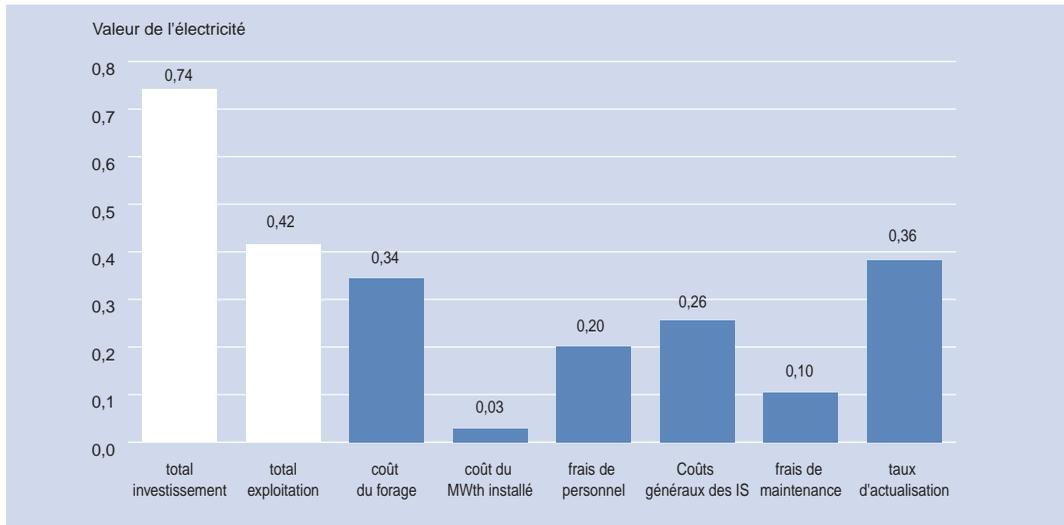
de chaleur à une industrie dont les besoins sont importants et homogènes sur l'année. Dans ce cas, une production dépassant 7000 h/an permettrait d'obtenir des coûts entre 8 et 11 cts/kWh. Mais cette solution a aussi ses limites puisque, comme le montre le graphique 5, il est nécessaire, pour éviter des coûts de raccordement importants de se situer à proximité du consommateur. Or, le choix du site de production est d'abord déterminé par des facteurs géologiques favorables (gradient géothermique élevé) ; dans ces conditions rien ne garantit la présence de consommateurs potentiels à proximité du site de production. De plus, s'il s'avère que l'avenir des opérations HFR est la vente de chaleur aux industriels, il s'agit là d'un marché fortement concurrentiel et relativement restreint. Par exemple en Alsace, les achats industriels ont représenté 55 GWh en 1995 alors qu'une opération comme celle qui est décrite dans le tableau 5 devrait écouler pour une durée de fonctionnement de 8000 h/an environ 250 GWh.

Du point de vue de l'offre, on peut démontrer moyennant le choix à priori d'un débit de production élevé et d'un "fonctionnement en base" qu'il est possible de produire à moins de 10 cts/kWh th. Mais l'économie d'une nouvelle ressource n'a de sens qu'au regard de sa valorisation. Or, le principal obstacle économique au développement d'opérations HFR dédiées à la production de chaleur risque d'être l'absence de débouchés liée à la nécessité d'amortir au plus vite un investissement élevé.

Pour pallier à cet inconvénient, la solution envisagée depuis longtemps dans le domaine de la géothermie des roches fracturées est la production d'électricité, ce qui permettrait de s'affranchir à la fois des contraintes de transport et de débouchés.

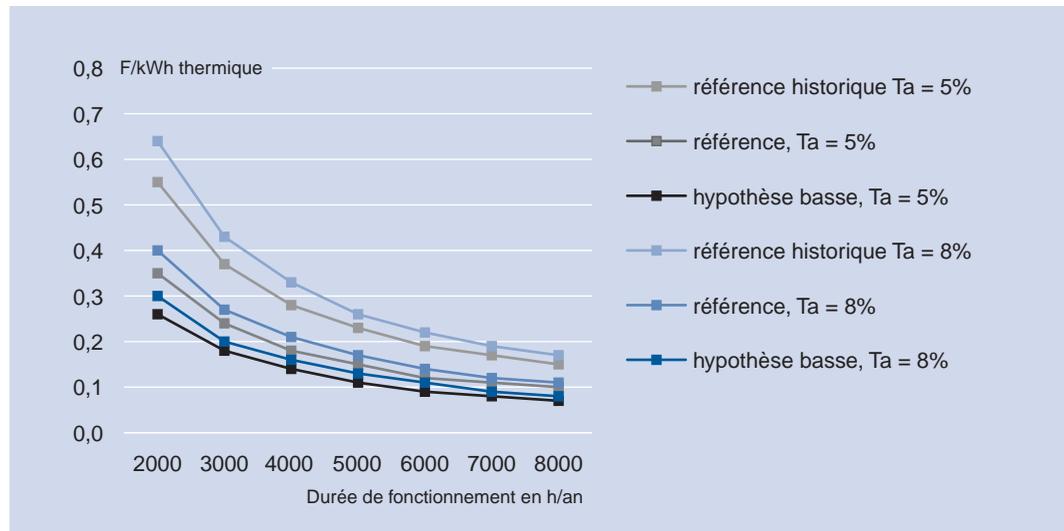
Graphique 3

Sensibilité aux différentes charges d'investissement et d'exploitation calculée par rapport aux valeurs de référence



Graphique 4

Sensibilité au temps de fonctionnement



Graphique 5

Sensibilité à la longueur de raccordement

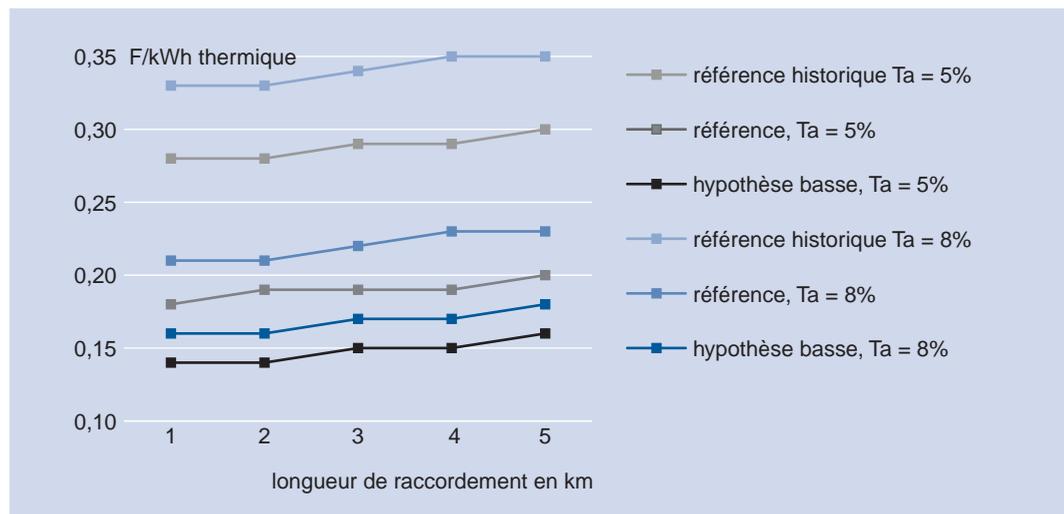


Tableau 5 : Evaluation du coût du kWh thermique pour une installation de type "pilote" (3 puits à 3500-4000 m) dédiée à la production de chaleur

Calibration des installations				
nombre de puits d'injection		1		
nombre de puits de production		2		
profondeur des puits (km)		3,5		
données techniques				
température initiale de production		140°C		
température de réinjection		80°C		
débit de production	70 kg/s/puits de production			
temps de fonctionnement	4000 heures/an			
rendement thermique	90%			
durée de vie de l'installation	20 ans			
refroidissement en °C/an	0,5 °C/an			
puissance thermique initiale	35 MWth			
puissance thermique finale	30 MWth			
production annuelle moyenne	123 GWh th			
Charges d'investissement		hypothèse basse	référence	référence historique
coût d'exploration		/	/	/
acquisition du terrain		/	/	/
coût du premier puits (MF)		18	24	37
coût des puits suivants (MF/puits)		12	18	37
coût total des forages (MF)		42	60	111
stimulation (MF/puits)		1,82	5	10
coûts généraux des installations de surface (MF)		36	45	63
production de chaleur en (MF/MWth)		0,137	0,137	0,4
raccordement au réseau de chaleur (MF/km)		5	5	5
Charges d'exploitation				
personnel (MF/an)		4	5	6
maintenance (MF/an)		1,86	2,59	4,47
divers (MF/an)		0,93	1,30	2,23
coût de l'électricité de pompage (MF/an)		1,41	1,41	1,41
Total investissement (MF)		92,86	129,53	223,43
Total exploitation (MF/an)		8,19	10,29	14,11
Coût du kWh thermique (FF/kWh)				
hypothèse basse		0,16		
référence		0,21		
référence historique		0,33		
taux d'actualisation : 5%				
hypothèse basse		0,14		
référence		0,18		
référence historique		0,28		

Complémentarité géothermie-gaz

Cas n° 2 : Une complémentarité géothermie-gaz pour une installation de type "pilote" (3 puits à 3 500 m) dédiée à la production d'électricité

Dans cette hypothèse, l'idée est d'utiliser du gaz naturel en appoint pour porter l'eau extraite de 140 °C à 200 °C en utilisant une chaudière dont l'investissement pourrait représenter entre 0,4 et 0,80 MF/MWth.

Pour porter 1 litre d'eau de 140 à 200 °C l'énergie nécessaire correspond à la variation d'enthalpie, soit ici 263 kJ/kg. Entre 80 et 200 °C la variation d'enthalpie est égale à 518 kJ/kg, on admet donc que l'apport en gaz naturel correspond à 50 % de l'énergie primaire.

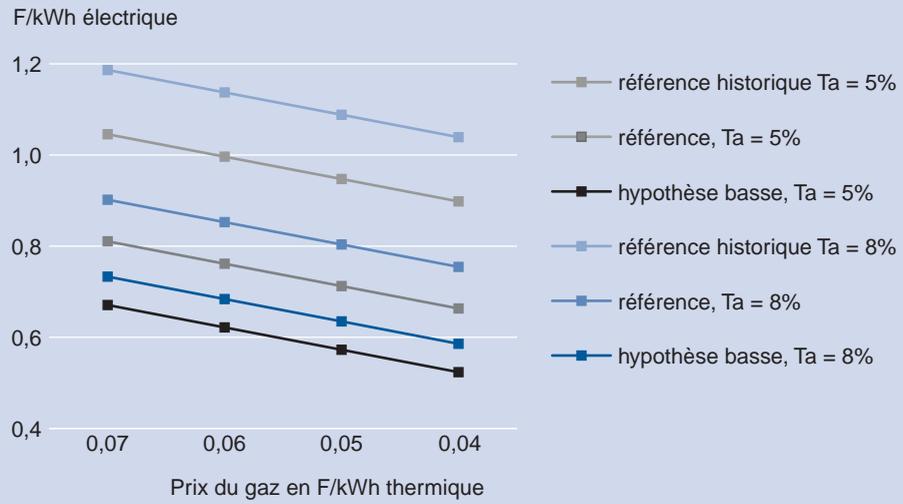
Pour un kWh de gaz à 7 centimes, la dépense annuelle en combustible correspond à 22 MF, en conséquence le calcul du coût du kWh électrique conduit à une estimation comprise entre 73 et 90 cts (tableau 6). Ce coût est bien plus élevé que celui qui est obtenu dans le cas d'une installation de type "pilote" à 5000-5500 mètres dédiée à la production d'électricité (voir tableau 7) et dont la puissance et la production annuelle moyenne sont strictement équivalentes. La raison essentielle de cette contre-performance est liée au faible rendement de conversion. A titre de comparaison une quantité équivalente de gaz utilisée dans un cycle combiné permettrait de produire annuellement environ 160 GWh, soit 2,5 fois plus qu'ici.

En imaginant cette fois que le gaz soit utilisé pour porter l'eau de 140 à 280 °C de manière à bénéficier d'un meilleur rendement énergétique, le calcul du coût du kWh électrique conduit à une estimation comprise entre 60 et 70 cts. Un résultat très médiocre si on considère que dans ce cas l'apport en gaz représente 72 % de l'énergie primaire.

Comme le montre le graphique 6, même en considérant un prix du gaz naturel relativement faible (jusqu'à 4 cts le kWh) le prix de revient de l'électricité reste élevé. En conséquence, la solution "géothermie-gaz" ne présente pas d'intérêt majeur puisqu'il est préférable comme on le montrera dans le cas suivant, de forer à 5000-5500 mètres afin de produire une électricité entièrement d'origine géothermique.

Tableau 6 : le gaz est utilisé en appoint pour porter la température de 140 à 200 °C (correspond à un apport énergétique de 50 %)

Calibration des installations			
nombre de puits d'injection	1		
nombre de puits de production	2		
profondeur des puits (km)	3,5		
données techniques			
température initiale de production	140°C		
température de réinjection	80°C		
débit de production	70 kg/s/puits de production		
temps de fonctionnement	8000 heures/an		
rendement de conversion	13%		
durée de vie de l'installation	20 ans		
puissance chaudière gaz (rdt = 90%)	39 MWth		
prix du gaz naturel	7ct/kWh		
puissance électrique	9 MWe		
production annuelle moyenne	61 GWh		
Charges d'investissement			
coût d'exploration	/	/	/
acquisition du terrain	/	/	/
coût du premier puits (MF)	18	24	37
coût des puits suivants (MF/puits)	12	18	37
coût total des forages (MF)	42	60	111
stimulation (MF/puits)	1,82	5	10
coûts généraux des installations de surface (MF)	36	45	63
centrale électrique (MF/MWe)	5	7,5	10
chaaudière gaz (MF/MWth)	0,4	0,6	0,8
Charges d'exploitation			
personnel (MF/an)	4	5	6
maintenance (MF/an)	2,89	4,23	6,54
divers (MF/an)	1,44	2,12	3,27
apport gaz naturel (MF/an)	21,88	21,88	21,88
Total investissement (MF)	144,37	211,70	327,01
Total exploitation (MF/an)	30,21	33,23	37,69
Coût du kWh électrique (FF/kWh)			
taux d'actualisation : 8%	0,73		
hypothèse basse	0,90		
référence	1,17		
taux d'actualisation : 5%	0,67		
hypothèse basse	0,81		
référence	1,03		



Graphique 6
Sensibilité au prix
du gaz naturel

Production d'électricité

Cas n° 3 : Une installation de type "pilote" (3 puits à 5000-5500 m) dédiée à la production d'électricité

A 5000-5500 mètres, la température de production escomptée dans le cas de Soultz est de 200 °C, ce qui correspond approximativement à un gradient géothermique compris entre 35 et 38 °C/km. En réinjectant à 80 °C, on peut espérer un rendement de conversion d'environ 13 %. Dans ces conditions (voir le détail dans le tableau 7) on estime le prix de revient du kWh électrique entre 48 et 71 cts.

Si la température de production et donc le gradient géothermique s'avérait être plus élevé, cela affecterait le rendement et donc le coût de revient. Comme le montre le graphique 10, pour atteindre un coût de revient acceptable il est nécessaire de travailler avec un rendement de 20 % tout en se situant dans une hypothèse où les charges d'investissement et d'exploitation correspondent à notre "hypothèse basse".

L'influence du débit d'exploitation et du temps de fonctionnement est également très importante (voir graphiques 7 et 8). En imaginant une installation du même type fonctionnant toujours 8 000 h/an mais avec un débit de 100 l/s/puits, on diminuerait le coût de revient d'environ 10 cts.

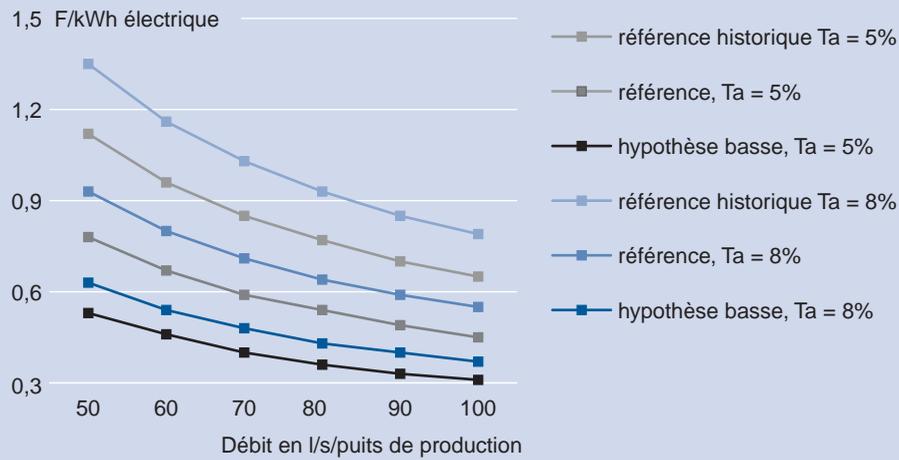
Même s'il est probable qu'un fonctionnement en base et un débit élevé engendrent un risque de refroidissement important de la température de

production, dans la mesure où celui-ci ne dépasse pas 1 à 1,5 °C/an, cela n'affecte que très peu le coût de revient (graphique 9). La raison essentielle de l'influence limitée du refroidissement de la température sur le prix de revient est le code de calcul utilisé. En effet, le critère du revenu actualisé consiste à actualiser à la fois les dépenses et les quantités produites, la valeur d'un kWh produit la vingtième année est donc au taux de 8 %, cinq fois moins importante que celle du kWh produit la première année. En conséquence, on pourrait envisager une stratégie économique qui consisterait à fonctionner en base les premières années avec un débit important, puis à passer en régime modulé de manière à laisser l'échangeur se recharger sans que cela n'affecte significativement le coût de revient calculé ici.

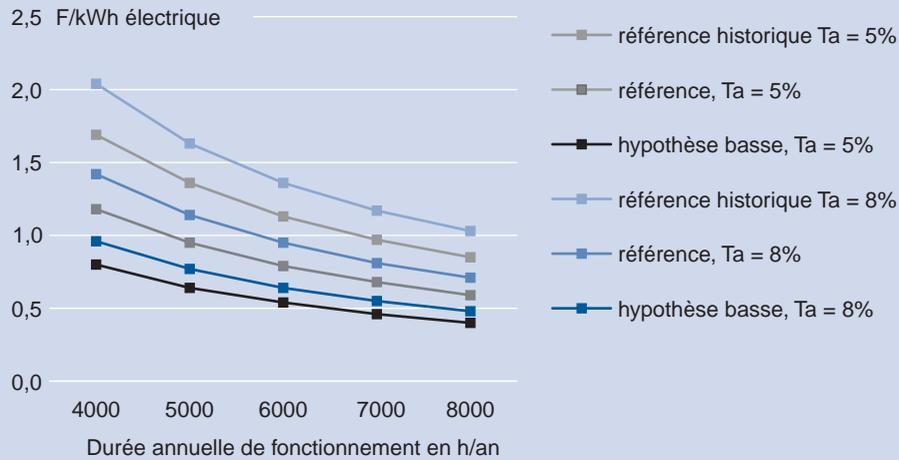
L'analyse des graphiques 12 et 14 permet de mesurer l'écart important entre la valeur de l'investissement nécessaire à la rentabilité d'une telle installation (moins de 110 MF pour un taux d'actualisation de 5 %) et l'investissement considéré dans notre hypothèse basse (178 MF). En effet, pour obtenir un coût de revient proche de 28 cts/kWh, il faut, si aucune économie n'est réalisée sur d'autres postes, diviser par trois les coûts de forage, du moins pour une installation de la taille d'un "pilote".

Tableau 7 : Evaluation du coût du kWh électrique pour une installation de type "pilote" (3 puits à 5000-5500 m) dédiée à la production d'électricité

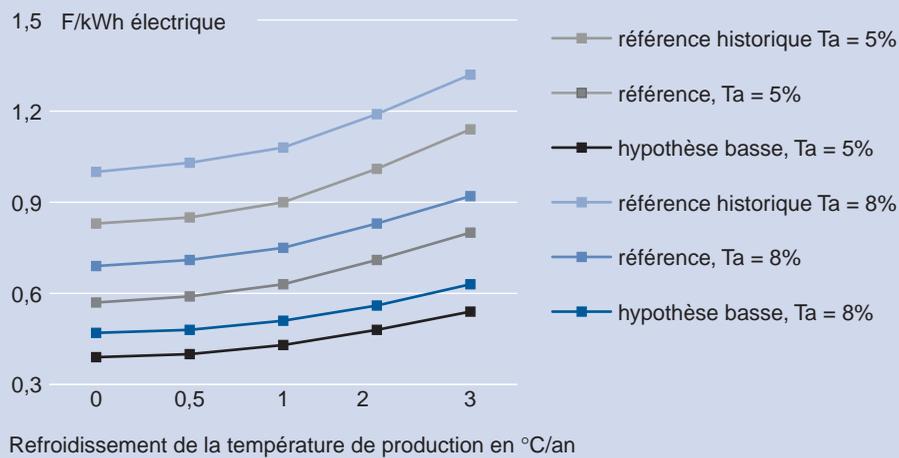
Calibration des installations		1	2	5,5
nombre de puits d'injection				
nombre de puits de production				
profondeur des puits (km)				
données techniques				
température initiale de production		200°C		
température de réinjection		80°C		
débit de production		70 kg/s/puits de production		
temps de fonctionnement		8000 heures/an		
rendement initial de conversion		13%		
durée de vie de l'installation		20 ans		
refroidissement en °C/an		0,5 °C/an		
puissance électrique initiale		9 MWe		
puissance électrique finale		8,4MWe		
production annuelle moyenne		61 GWh		
Charges d'investissement				
coût d'exploration		/	/	/
acquisition du terrain		/	/	/
coût du premier puits (MF)		36	70	70
coût des puits suivants (MF/puits)		28	36	70
coût total des forages (MF)		92	142	210
stimulation (MF/puits)		1,82	5	10
coûts généraux des installations de surface (MF)		36	45	63
production électrique (MF/MWe)		5	7,5	10
Charges d'exploitation				
personnel (MF/an)		4	5	6
maintenance (MF/an)		3,58	5,41	7,90
divers (MF/an)		1,79	2,70	3,95
Total investissement (MF)		178,77	270,30	394,81
Total exploitation (MF/an)		9,36	13,10	17,84
Coût du kWh électrique (FF/kWh)				
taux d'actualisation : 8 %		0,48		
<i>hypothèse basse</i>		<i>0,71</i>		
<i>référence</i>		<i>1,01</i>		
<i>référence historique</i>				
taux d'actualisation : 5 %		0,40		
<i>hypothèse basse</i>		<i>0,59</i>		
<i>référence</i>		<i>0,85</i>		
<i>référence historique</i>				



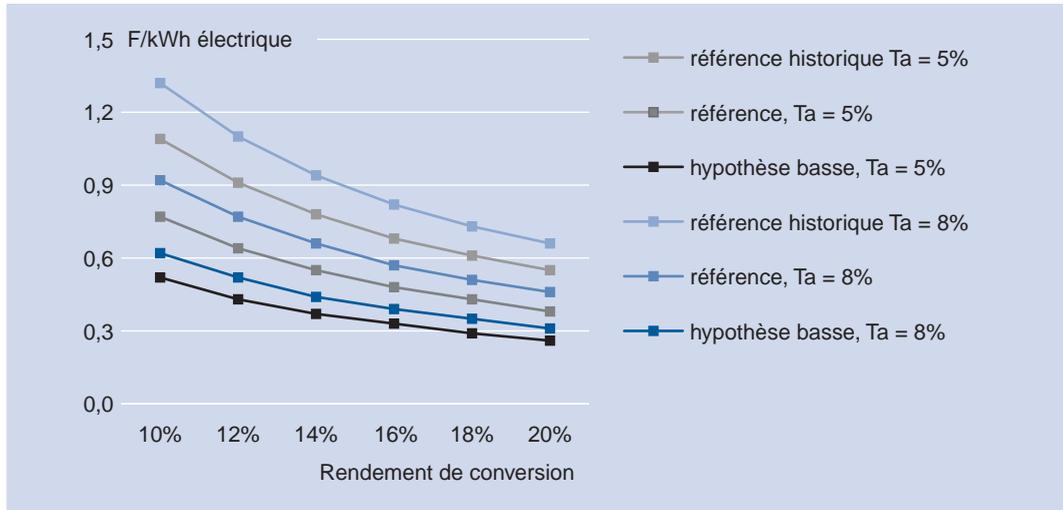
Graphique 7
Sensibilité au débit de production



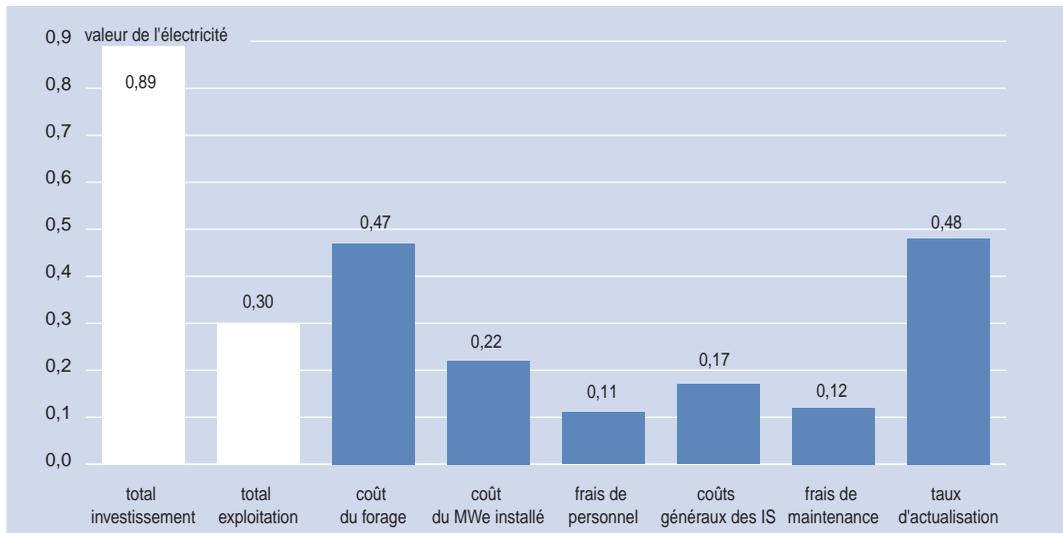
Graphique 8
Sensibilité au temps de fonctionnement



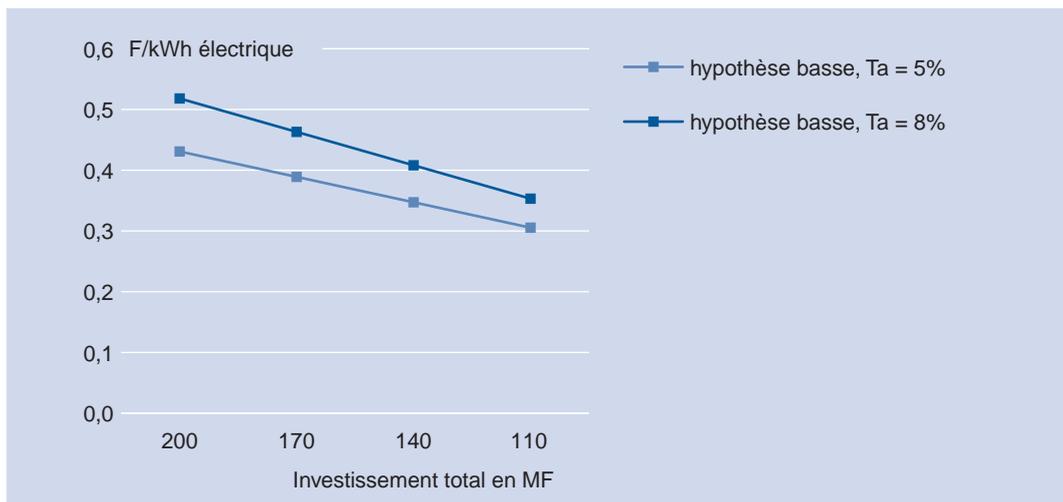
Graphique 9
Sensibilité au refroidissement de la température de production



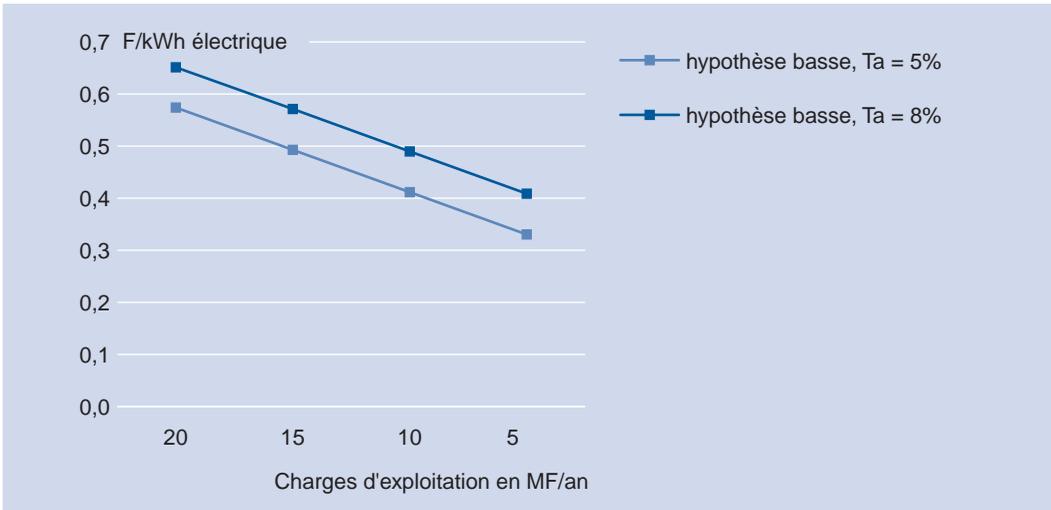
Graphique 10
Sensibilité au rendement de conversion



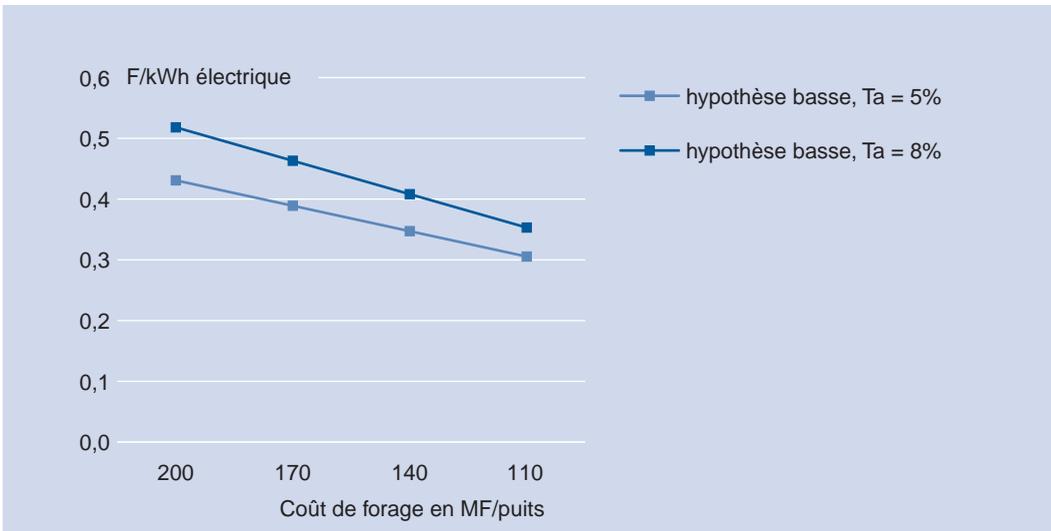
Graphique 11
Sensibilité aux différentes charges d'investissement et d'exploitation calculée par rapport aux valeurs de référence



Graphique 12
Sensibilité à l'investissement initial calculée à partir de l'hypothèse basse



Graphique 13
Sensibilité aux charges d'exploitation calculée à partir de l'hypothèse basse



Graphique 14
Sensibilité au coût de forage calculée à partir de l'hypothèse basse

Cogénération

Cas n°4 : une installation de type "pilote" (3 puits à 5000-5500 m) utilisée en cogénération

Comme dans le cas précédent, l'eau est extraite à une température de 200 °C et réinjectée à 80 °C, mais ici une partie de la chaleur est convertie en électricité et l'autre partie est vendue sous forme de vapeur ou d'eau chaude :

- entre 200 °C et 140 °C l'eau sert à produire de l'électricité
- entre 140 °C et 80 °C l'eau sert à produire de la chaleur

Le coût du kWh électrique est calculé suivant la méthode du prix de vente contractuel de la chaleur. Elle consiste à admettre que la chaleur sera vendue à un prix défini à l'avance (ici 10 cts/kWh thermique), puis à défalquer les recettes actualisées des dépenses actualisées. Pour une production de chaleur de 126 GWh annuelle (soit 4000 h/an) le prix de revient du kWh électrique est estimé entre 40 et 74 cts, soit une fourchette comparable à celle qui est obtenue pour une installation équivalente dédiée à la production d'électricité.

Le choix a priori d'un prix de vente de la chaleur est ici une donnée essentielle dans le calcul de rentabilité. Un prix de vente supérieur à 12 cts/kWh thermique permettrait (uniquement dans l'hypothèse basse) pour une production de chaleur de 4000 h/an de rentabiliser l'opération (voir graphique 16).

Mais, plus encore que le prix de vente, c'est la durée de production de la chaleur qui déter-

mine la rentabilité de l'opération. En effet, pour les mêmes raisons que celles qui nous avons évoquées dans le cas n° 1, il est nécessaire de maximiser la durée de production de la chaleur. On peut par exemple démontrer (en se situant toujours dans l'hypothèse basse) qu'un temps de production de 8000 h/an conduirait à un coût de revient du kWh électrique nul, l'opération étant rentabilisée totalement par la vente de chaleur.

Cependant, comme il est précisé dans le cas n° 1, envisager un débouché de chaleur supérieur à 4000 h/an n'est pas raisonnable. En conséquence, l'éventuelle rentabilité de la géothermie des roches fracturées utilisée en cogénération se heurte aux mêmes contraintes que celles rencontrées dans le cas d'une installation dédiée à la production de chaleur.

Tableau 8 : Evaluation du coût du kWh électrique pour une installation de type "pilote" (3 puits à 5000-5500 m) utilisée en cogénération

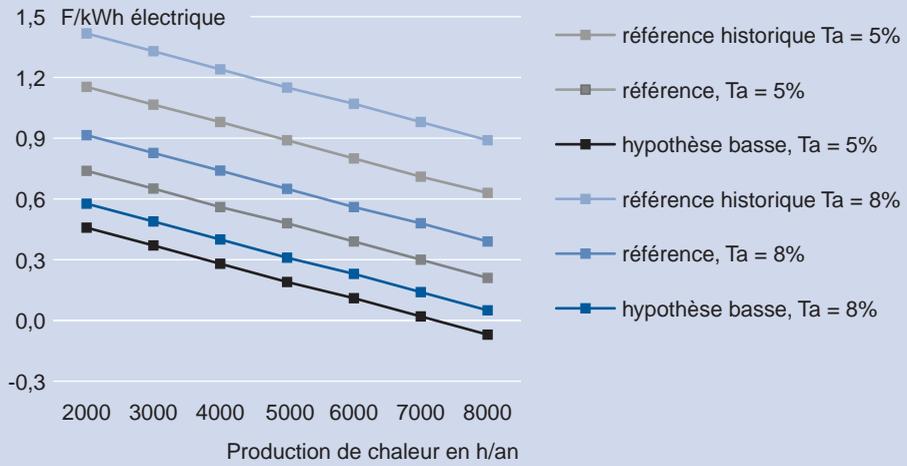
Calibration des installations	
nombre de puits d'injection	1
nombre de puits de production	2
profondeur des puits (km)	5,5

Données techniques	
température initiale de production	200°C
température sortie ORC	140°C
température de réinjection	80°C
débit de production	70 kg/s/puits de production
production d'électricité	8000 heures/an
production de chaleur	4000 heures/an
rendement thermique	90%
rendement de conversion	16%
durée de vie de l'installation	20 ans
refroidissement en °C/an	0,5 °C/an
puissance électrique	5MWe
puissance thermique	35 MWth
production électrique annuelle moyenne	36 GWh
production thermique annuelle moyenne	126 GWh th

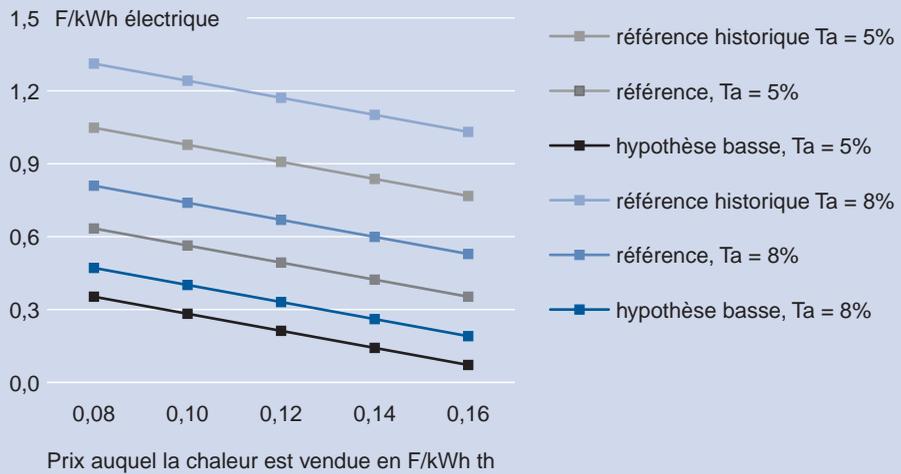
Coût du kWh électrique (FF/kWh)	
coût évité du kWh th	0,10 FF
taux d'actualisation : 8 %	
hypothèse basse	0,40
référence	0,74
référence historique	1,24
taux d'actualisation : 5 %	
hypothèse basse	0,28
référence	0,56
référence historique	0,98

Charges d'investissement		hypothèse basse	référence	référence historique
coût d'exploration	/	/	/	/
acquisition du terrain	/	/	/	/
coût du premier puits (MF)	36	70	70	70
coût des puits suivants (MF/puits)	28	36	36	70
coût total des forages (MF)	92	142	142	210
stimulation (MF/puits)	1,82	5	5	10
coûts généraux des installations de surface	35,59	44,72	44,72	63,37
production électrique (MF/MWe)	5	7,5	7,5	10
production de chaleur (MF/MWth)	0,137	0,137	0,137	0,4

Charges d'exploitation		hypothèse basse	référence	référence historique
personnel (MF/an)	4	5	5	6
maintenance (MF/an)	3,31	4,92	4,92	7,36
divers (MF/an)	1,66	2,46	2,46	3,68
Total investissement (MF)	165,72	245,82	245,82	368,16
Total exploitation (MF/an)	8,97	12,37	12,37	17,04



Graphique 15
Sensibilité à la durée de production de la chaleur



Graphique 16
Sensibilité au prix de vente de la chaleur

Prototype Industriel

Cas n° 5 : une installation de type "prototype industriel" (9 puits à 5000-5500 m) dédiée à la production d'électricité

Par rapport aux cas précédents, la puissance de l'installation est ici multipliée par trois, on dispose en effet de 6 puits producteurs et de 3 puits d'injection. On espère dans ces conditions bénéficier d'économies d'échelles.

Ici, nous faisons l'hypothèse que ces économies d'échelle concernent les postes suivants :

- les coûts de forage : il existe des phénomènes d'apprentissage et des effets d'échelle liés au coût de transport du matériel de forage (on déplace le matériel pour effectuer 3 fois plus de forages).
- les coûts généraux des installations de surface : les économies d'échelle sont liées à la possibilité d'installer 9 têtes de puits sur une seule plate-forme. De plus, une partie des coûts de surface (locaux, instruments de mesure) devrait rester inchangée.
- les charges d'exploitation : il s'agit en particulier des frais de personnel, puisque l'on peut considérer qu'une installation de type "prototype industriel" nécessite autant de personnel qu'une installation de type "pilote".

A cela, il faut rajouter des économies d'échelles indirectes. Il est en effet courant qu'un acheteur puisse bénéficier de rabais importants dus à l'importance des commandes. Ainsi, plus les quantités demandées aux fournisseurs sont importantes, et plus leur coût de revient unitaire diminue. Dans notre cas, il peut s'agir du prix des échangeurs, du prix des pompes ou de tout autre élément acheté en quantité importante.

Nous avons tenté d'intégrer ces différents éléments afin d'évaluer le potentiel d'économies

lié aux effets d'échelle. Comme le montre le tableau 9, le potentiel semble relativement important, il permet une réduction d'environ 25 % du coût du kWh. Ainsi, pour une installation de type "prototype industriel" le coût de revient du kWh électrique est estimé entre 36 et 52 cts, une fourchette encore trop élevée pour espérer être compétitif mais nettement plus favorable que celle qui est obtenue dans le cas n° 3.

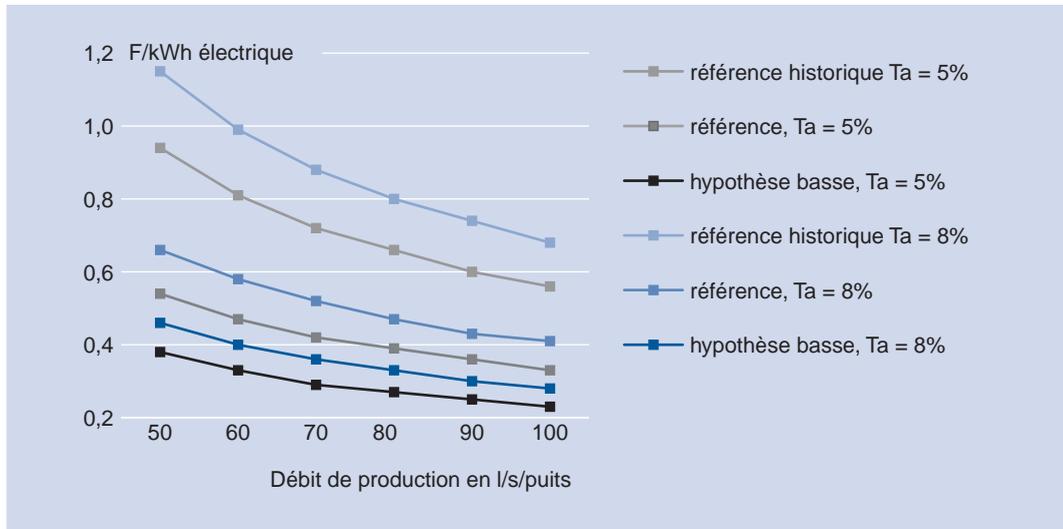
Vers une exploitation industrielle

A supposer que le passage de la phase prototype à la phase exploitation industrielle (supérieure à 200 MWe) connaisse en terme d'économies d'échelle un gain équivalent à celui escompté pour le passage du pilote au prototype, soit un investissement entre 12,9 et 18,25 MF/MWe installé et des charges d'exploitation entre 0,4 et 0,53 MF/an par MWe installé, le coût de revient du kWh s'établirait alors entre 27 et 38 cts/kWh soit une fourchette presque acceptable pour rivaliser avec les coûts de production des équipements centralisés (tableau p. 40).

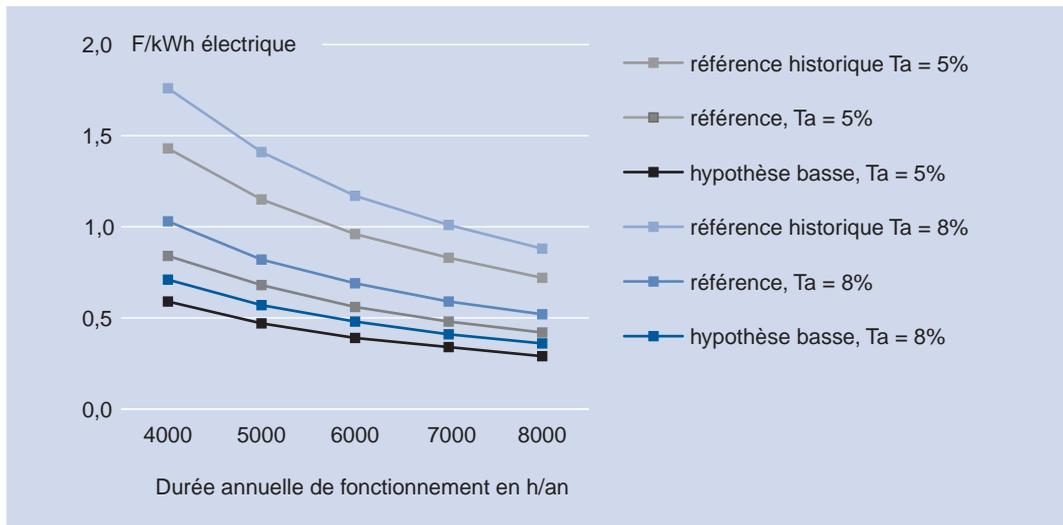
De plus, on peut imaginer qu'à terme, l'expérience et le progrès technique permettent d'obtenir un débit d'exploitation et un rendement de conversion bien supérieurs à ce qu'il sont aujourd'hui, ce qui renforcerait sans aucun doute la compétitivité de la géothermie des roches fracturées (graphiques 17 et 20).

	Installation de type "pilote"	Installation de type "prototype industriel"	Economies d'échelle
		Référence	
Investissement en MF/MWe installé	30 MF	23,40 MF	- 22 %
Exploitation en MF/an/MWe installé	1,50 MF/an	0,89 MF/an	- 40 %
coût de revient du kWh (ta = 8 %)	0,71 F/kWh	0,52 F/kWh	- 27 %
		Hypothèse basse	
Investissement en MF/MWe installé	20 MF	16,10 MF	- 20 %
Exploitation en MF/an/MWe installé	1 MF/an	0,63 MF/an	- 37 %
coût de revient du kWh (ta = 8 %)	0,48 F/kWh	0,36 F/kWh	- 25 %

Tableau 9
Evaluation du potentiel d'économies lié aux effets d'échelle



Graphique 17
sensibilité au débit de production



Graphique 18
sensibilité au temps de fonctionnement

Tableau 10 : Evaluation du coût du kWh électrique pour une installation de type "prototype industriel" (9 puits à 5000-5500 m) dédiée à la production d'électricité

Calibration des installations	
nombre de puits d'injection	3
nombre de puits de production	6
profondeur des puits (km)	5,5

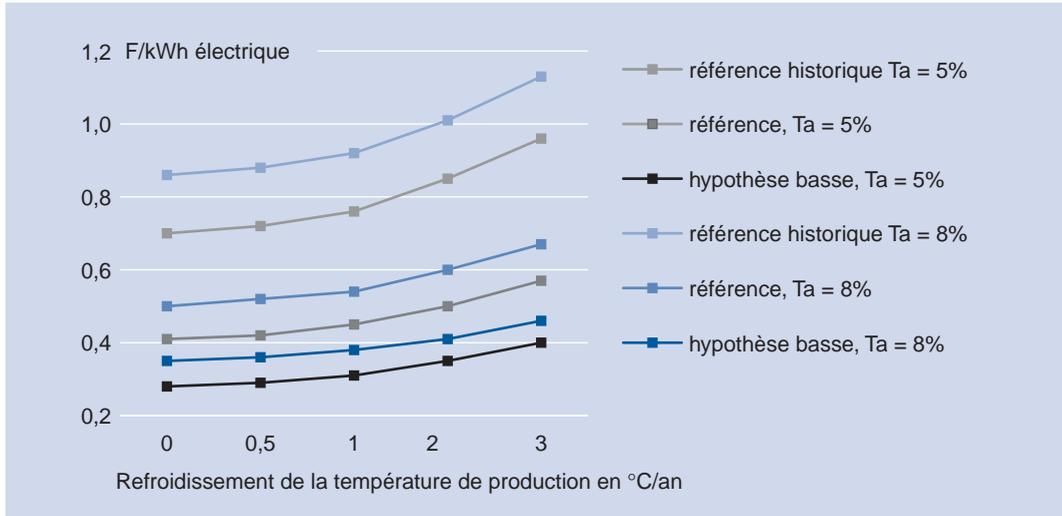
Données techniques	
température initiale de production	200°C
température de réinjection	80°C
débit de production	70 kg/s/puits de production
temps de fonctionnement	8000 heures/an
rendement de conversion	13%
durée de vie de l'installation	20 ans
refroidissement en °C/an	0,5 °C/an
puissance électrique initiale	27 MWe
puissance électrique finale	25 MWe
production annuelle moyenne	183 GWh

Charges d'investissement		hypothèse basse	référence	référence historique
coût d'exploration	/	/	/	/
acquisition du terrain	/	/	/	/
coût du premier puits (MF)	36	70	70	70
coût des puits suivants (MF/puits)	28	36	36	70
coût total des forages (MF)	260	358	358	630
stimulation (MF/puits)	1,82	5	5	10
coûts généraux des installations de surface (MF)	49	64	64	108
production électrique (MF/MWe)	4	6	6	10

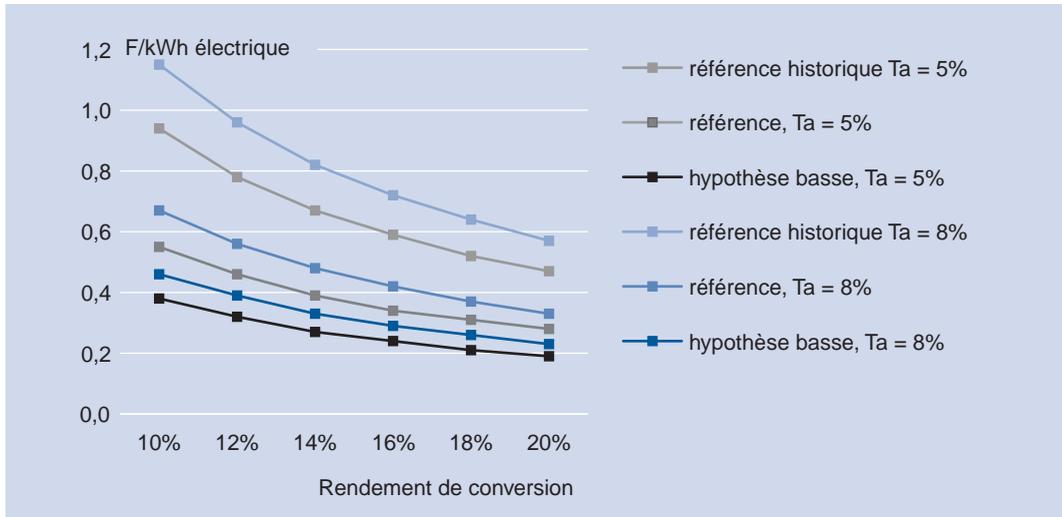
Charges d'exploitation		hypothèse basse	référence	référence historique
personnel (MF/an)	4	5	5	6
maintenance (MF/an)	8,70	12,63	12,63	22,05
divers (MF/an)	4,35	6,32	6,32	11,02
Total investissement (MF)	434,87	631,74	631,74	1102,43
Total exploitation (MF/an)	17,05	23,95	23,95	39,07

Coût du kWh électrique (FF/kWh)	
taux d'actualisation : 8 %	
hypothèse basse	0,36
référence	0,52
référence historique	0,88
taux d'actualisation : 5 %	
hypothèse basse	0,29
référence	0,42
référence historique	0,72

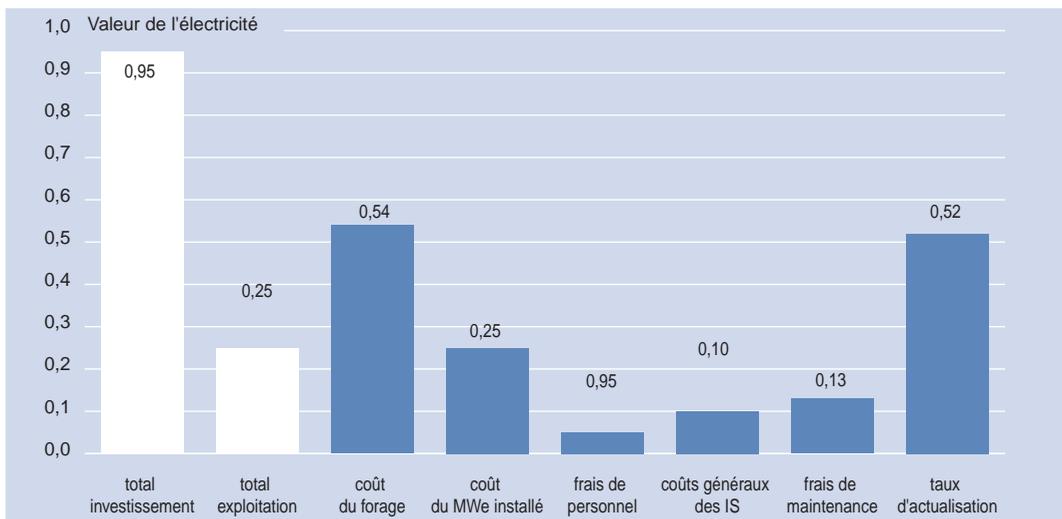
Graphique 19
sensibilité au refroidissement
de la température de
production

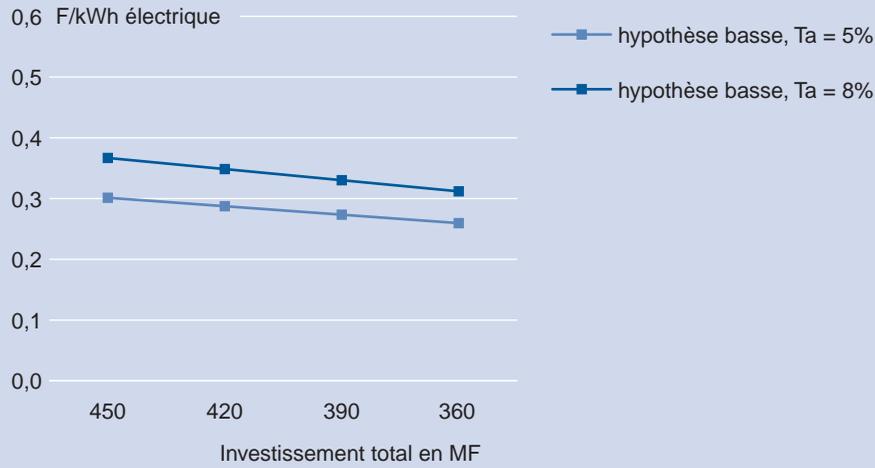


Graphique 20
sensibilité au rendement
de conversion

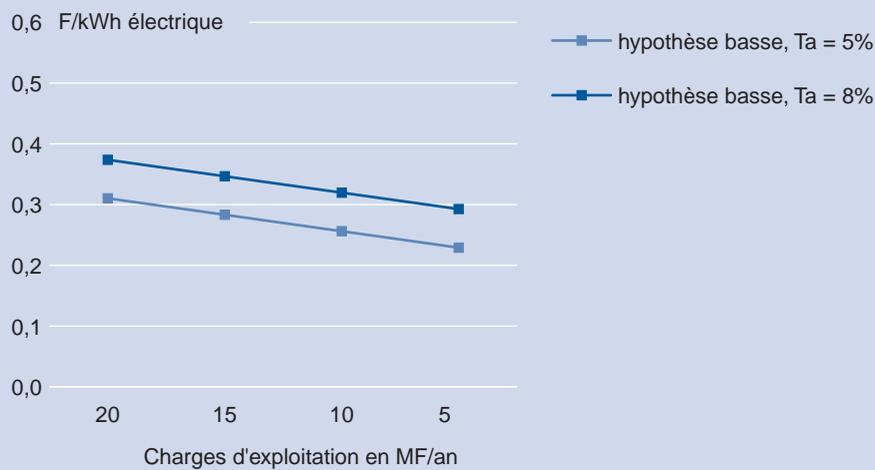


Graphique 21
sensibilité aux différentes
charges d'investissement et
d'exploitation calculée par
rapport aux valeurs de
référence

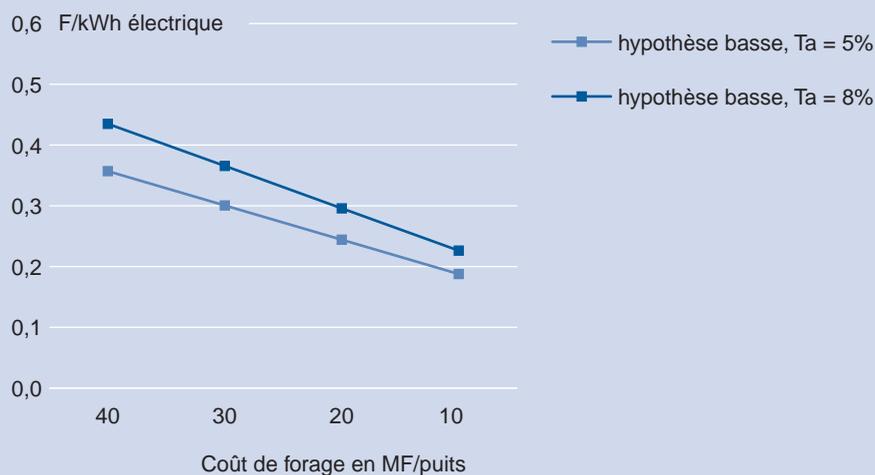




Graphique 22
sensibilité à l'investissement initial calculée à partir de l'hypothèse basse



Graphique 23
sensibilité aux charges d'exploitation calculée à partir de l'hypothèse basse



Graphique 24
sensibilité au coût de forage calculée à partir de l'hypothèse basse

Forage à 7000 mètres

Cas n° 6 : une installation de type "pilote" (3 puits à 6500-7000 m) dédiée à la production d'électricité

L'analyse de cet ultime cas a pour but de démontrer compte tenu des coûts exponentiels de forage qu'il est préférable au stade du pilote de passer à une installation de taille plus importante de manière à bénéficier d'économies d'échelle plutôt que d'envisager des profondeurs plus importantes et donc une température plus élevée.

Comme le montre le tableau 11, en supposant qu'il soit techniquement possible d'exploiter à 6500-7000 mètres un échangeur souterrain de manière à produire une eau à 280 °C avec une pression supérieure à 64 bars le coût de revient

du kWh ne s'en trouverait pas pour autant fortement réduit. En fait, la température plus élevée et donc le meilleur rendement de conversion ne compense pas les dépenses de forage supplémentaires. Même en faisant l'hypothèse d'un rendement de conversion supérieur à 20 % (graphique 25), le prix de revient du kWh obtenu n'assure pas à la rentabilité de l'opération.

En conséquence, pour un cas similaire à celui de Soultz, la stratégie la plus adaptée semble être effectivement le passage à une exploitation industrielle avec des puits à 5000-5500 mètres dédiée à la production d'électricité.

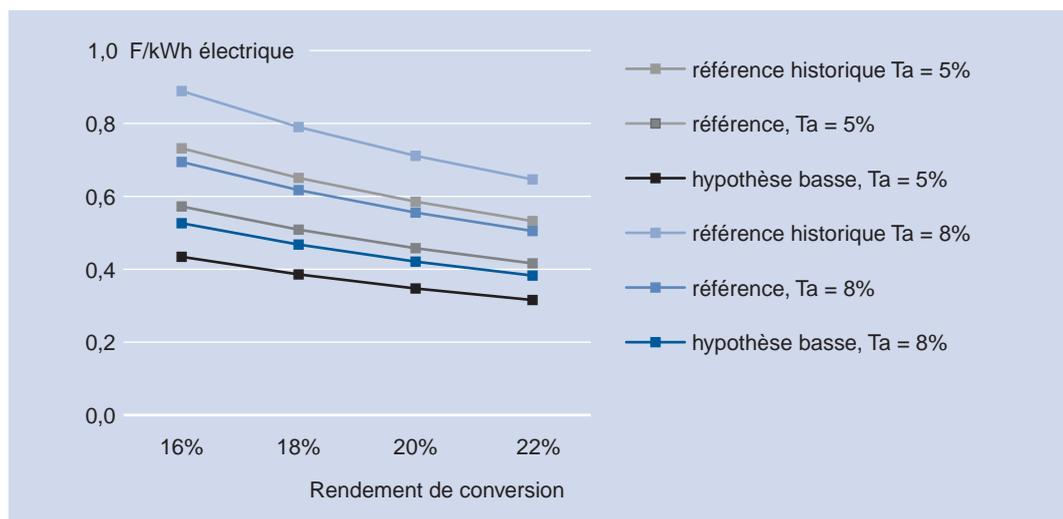


Tableau 11 : Evaluation du coût du kWh électrique pour une installation de type "pilote" (3 puits à 6500-7000 m) dédiée à la production d'électricité

Calibration des installations	
nombre de puits d'injection	1
nombre de puits de production	2
profondeur des puits (km)	6,5-7

données techniques	
température initiale de production	280°C
température de réinjection	120°C
débit de production	70 Kg/s/puits de production
temps de fonctionnement	8000 heures/an
rendement initial de conversion	18%
durée de vie de l'installation	20 ans
refroidissement en °C/an	0,5 °C/an
puissance électrique initiale	17 MWe
production annuelle moyenne	115 GWh

Charges d'investissement		hypothèse basse	référence	référence historique
coût d'exploration	/	/	/	/
acquisition du terrain	/	/	/	/
coût du premier puits (MF)	82	110	110	110
coût des puits suivants (MF/puits)	70	82	82	110
coût total des forages (MF)	222	274	274	330
stimulation (MF/puits)	1,82	5	5	10
coûts généraux des installations de surface (MF)	36	45	45	63
production électrique (MF/MWe)	5	7,5	7,5	10

Charges d'exploitation		4	5	6
personnel (MF/an)	4	5	6	
maintenance (MF/an)	6,95	9,21	11,84	
divers (MF/an)	3,47	4,60	5,92	
Total investissement (MF)	347,45	460,33	592,18	
Total exploitation (MF/an)	14,42	18,81	23,77	

Coût du kWh électrique (FF/kWh)	
taux d'actualisation : 8 %	
hypothèse basse	0,47
référence	0,62
référence historique	0,79
taux d'actualisation : 5 %	
hypothèse basse	0,39
référence	0,51
référence historique	0,65

Conclusion

L'analyse de différentes options de valorisation énergétique sous forme de chaleur et/ou d'électricité devait permettre, d'une part de mettre en évidence les déterminants technico-économiques susceptibles d'assurer à terme la rentabilité du concept HFR, et d'autre part de vérifier l'adéquation entre la rationalité économique et la volonté des géothermiciens de faire évoluer la géothermie des roches fracturées vers des réalisations industrielles de forte puissance dédiées à la production d'électricité.

Notre démarche était de considérer comme acquise la faisabilité technique de la géothermie des roches fracturées avec le choix a priori de paramètres techniques tels que le débit et la durée de fonctionnement. Comme nous l'avons montré, quel que soit le choix effectué en matière de valorisation, il est indispensable, compte tenu de la structure des coûts, de fonctionner en base avec des débits relativement importants. Mais ces conditions techniques nécessaires ne sont pas suffisantes. Au regard des coûts d'investissement et d'exploitation envisageables actuellement, des réductions importantes doivent être obtenues pour espérer à terme concurrencer les équipements centralisés existants. Il faudrait par exemple, dans le cas d'une installation de type "pilote" diviser par trois ou quatre les coûts de forage si aucune économie n'est réalisée sur d'autres postes. Certes, on observe depuis plusieurs années une diminution importante des coûts de forages géothermiques, ce qui explique en grande partie l'écart important constaté entre le coût de revient du kWh calculé à partir des hypothèses de coûts actuels et celui qui est calculé à partir des hypothèses de coûts "historiques". Les forages géothermiques ont en effet bénéficié de l'expérience de l'industrie pétrolière. De ce fait, on admet aujourd'hui que les coûts de forage géothermiques sont quasiment identiques à ceux observés pour les forages pétroliers. En conséquence, la tendance risque de s'atténuer une fois l'effet "transfert d'expérience" terminé. La réduction des coûts doit donc se porter également vers d'autres postes.

Comme le montre le tableau 12, les résultats les plus encourageants sont ceux obtenus pour une installation de type "prototype industriel". Il semble en effet qu'il existe un gisement d'effets d'échelle relativement important entre la phase pilote et la phase industrielle. Entre le pilote et le prototype, les économies d'échelle réalisées devraient permettre de passer d'un coût de revient compris entre 48 et 71 cts/kWhe à une fourchette estimée de 36 à 52 cts/kWhe, soit une réduction de l'ordre de 25 %, et cela sans même envisager de réduction des coûts de forage entre les deux phases. Entre la phase prototype et la phase d'exploitation, on doit probablement s'attendre à d'autres économies d'échelle, mais, compte tenu de l'état actuel des connaissances, il nous paraît impossible d'en donner aujourd'hui une estimation vraisemblable. Tout ce qu'on peut dire, c'est qu'il faudra qu'elles soient largement aussi importantes que celles escomptées ici entre les phases "pilote" et "prototype".

En ce qui concerne la production de chaleur seule ou en cogénération les résultats obtenus ne permettent pas de conclure à la rentabilité de telles opérations. Les coûts de revient restent élevés, et surtout, les contraintes de débouchés liées à la nécessité économique de fonctionner en base ne permettent pas d'envisager un avenir favorable pour ce type de valorisation.

La volonté des géothermiciens de faire évoluer la géothermie des roches fracturées vers une réalisation industrielle de forte puissance (supérieure à 200 MWe) semble donc tout à fait justifiée du point de vue

économique. Néanmoins, nous l'avons vu, le chemin à parcourir en termes de réduction des coûts reste immense. Il faudrait idéalement réduire l'investissement de 60 % et les charges d'exploitation de 70 %, par rapport aux valeurs envisageables actuellement (hypothèse de référence - cas n°3). Dans ces conditions, rien ne permet à l'heure actuelle d'affirmer avec certitude que la géothermie des roches fracturées puisse, à un horizon même lointain, connaître un développement important.

L'avenir économique du concept HFR dépendra donc, outre de la parfaite maîtrise technologique du procédé, de sa capacité à réduire l'ensemble de ses coûts, de sa capacité à intégrer dans son

développement des effets d'échelle très importants, de la possibilité de garantir un fonctionnement en base, de l'amélioration des rendements de conversion mais aussi des considérations économiques, sociales et environnementales du moment. Dans ce domaine, une hausse généralisée du prix des combustibles due par exemple, à l'intégration des externalités environnementales, pourrait très bien accélérer le développement de la géothermie des roches fracturées puisque les risques environnementaux qui lui sont associés sont très probablement négligeables.



	Hypothèse basse	Référence	Référence historique
Cas n° 1 : une installation de type "pilote" (3 puits à 3500 m) dédiée à la production de chaleur (durée de production : 4000 h/an)			
Taux d'actualisation à 8 %	0,16 F/kWh th	0,21 F/kWh th	0,33 F/kWh th
Taux d'actualisation à 5 %	0,14 F/kWh th	0,18 F/kWh th	0,28 F/kWh th
Cas n° 2 : une complémentarité géothermie-gaz pour une installation de type "pilote" (3 puits à 3500 m) dédiée à la production d'électricité			
Taux d'actualisation à 8 %	0,73 F/kWh	0,90 F/kWh	1,17 F/kWh
Taux d'actualisation à 5 %	0,67 F/kWh	0,81 F/kWh	1,03 F/kWh
Cas n° 3 : une installation de type "pilote" (3 puits à 5000-5500 m) dédiée à la production d'électricité			
Taux d'actualisation à 8 %	0,48 F/kWh	0,71 F/kWh	1,01 F/kWh
Taux d'actualisation à 5 %	0,40 F/kWh	0,59 F/kWh	0,85 F/kWh
Cas n°4 : une installation de type "pilote" (3 puits à 5000-5500 m) utilisée en cogénération (le prix de vente de la chaleur est fixé à 0,10 F/kWh th ; durée de production : 4000 h/an)			
Taux d'actualisation à 8 %	0,40 F/kWh	0,74 F/kWh	1,24 F/kWh
Taux d'actualisation à 5 %	0,28 F/kWh	0,56 F/kWh	0,98 F/kWh
Cas n° 5 : une installation de type "prototype industriel" (9 puits à 5000-5500 m) dédiée à la production d'électricité			
Taux d'actualisation à 8 %	0,36 F/kWh	0,52 F/kWh	0,88 F/kWh
Taux d'actualisation à 5 %	0,29 F/kWh	0,42 F/kWh	0,72 F/kWh
Vers une exploitation industrielle (> 200 MWe)			
Taux d'actualisation à 8 %	0,27 F/kWh	0,38 F/kWh	/
Taux d'actualisation à 5 %	0,22 F/kWh	0,30 F/kWh	/
Cas n°6 : une installation de type "pilote" (3 puits à 6500-7000 m) dédiée à la production d'électricité			
Taux d'actualisation à 8 %	0,47 F/kWh	0,62 F/kWh	0,79 F/kWh
Taux d'actualisation à 5 %	0,39 F/kWh	0,51 F/kWh	0,65 F/kWh

Tableau 12
Synthèse des résultats obtenus (pour une production électrique en base et un débit fixé à 70 l/s/puits de production)

Erratum

" Automobile et développement durable – Bilan environnement matières premières 1975-2050 "

Etude réalisée par Stéphane HIS (IFP)

Les Cahiers du CLIP n° 9

À la suite de diverses vérifications, il est apparu nécessaire de corriger certaines valeurs données dans l'étude " Automobile et développement durable – Bilan environnement matières premières 1975-2050 ". En effet, les émissions de CO₂ pour la production du méthanol ont été surestimées.

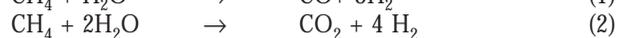
La production de méthanol

Pour des raisons économiques, le gaz naturel est actuellement la matière première privilégiée pour la production de méthanol. Celle-ci se réalise en deux étapes : obtention d'un mélange majoritairement composé de monoxyde de carbone et d'hydrogène (syngaz) et synthèse du méthanol à partir de ce gaz.

Il existe deux procédés de base pour la production du gaz de synthèse : le vaporeformage qui est essentiellement utilisé pour les charges gazeuses et l'oxydation partielle qui est généralement employée pour des charges plus lourdes. Élaborées à partir de ces deux procédés, quatre voies majeures pour la production de méthanol ex-gaz naturel peuvent être identifiées :

Le vaporeformage

C'est le procédé le plus répandu. Le gaz naturel est converti en un mélange d'oxydes de carbone et d'hydrogène selon les réactions :



Le gaz obtenu est ensuite introduit dans le réacteur où s'opère la conversion en méthanol. Deux réactions ont alors lieu :



Sachant que les principales transformations sont (1) et (3), un simple bilan sur les deux équations donne :



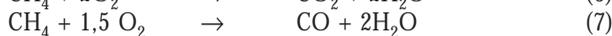
Ceci montre que la production de méthanol par vaporeformage est excédentaire en hydrogène. Dans les installations les plus classiques, ce surplus est réintroduit dans le process pour fournir une partie de l'énergie nécessaire à la réaction (1) qui est endothermique.

Le vaporeformage avec injection de CO₂

Dans ce schéma, l'excédent d'hydrogène réagit avec du dioxyde de carbone (équation 4) provenant par exemple d'une unité industrielle adjacente pour produire des quantités supplémentaires de méthanol. Cette solution nécessite par contre la combustion de gaz naturel pour fournir la chaleur nécessaire à la réaction (1).

Le reformage autotherme

Le principe de cette voie est de produire le gaz de synthèse par la combinaison dans un seul réacteur d'un vaporeformage et d'une oxydation partielle. Aux réactions déjà décrites, s'ajoutent les réactions suivantes :



Cette combinaison de deux procédés permet notamment une amélioration du rendement énergétique puisque les réactions chimiques (6, 7 et 8) sont exothermiques et fournissent une partie de l'énergie nécessaire au vaporeformage. Par contre, le syngaz produit a tendance à être en excès d'oxydes de carbone. En pratique, un ajout d'hydrogène ou une capture d'une partie du CO₂ est nécessaire.

Le reformage combiné

Le principe est cette fois d'optimiser la composition du gaz de synthèse par l'utilisation à la suite de deux réacteurs (vaporeformage et oxydation partielle). De cette façon, les conditions stochiométriques de la conversion finale en méthanol sont pratiquement atteintes.

Rendement énergétique et émissions de CO₂ pour la production de méthanol

Les différentes performances attendues des procédés précédemment décrits ci-dessus sont données dans le tableau 1 et dans la figure 1.

Figure 1 :

Évolution du rendement et des émissions de CO₂ de différentes technologies pour la production de méthanol à partir de gaz naturel. Source : METHANEX

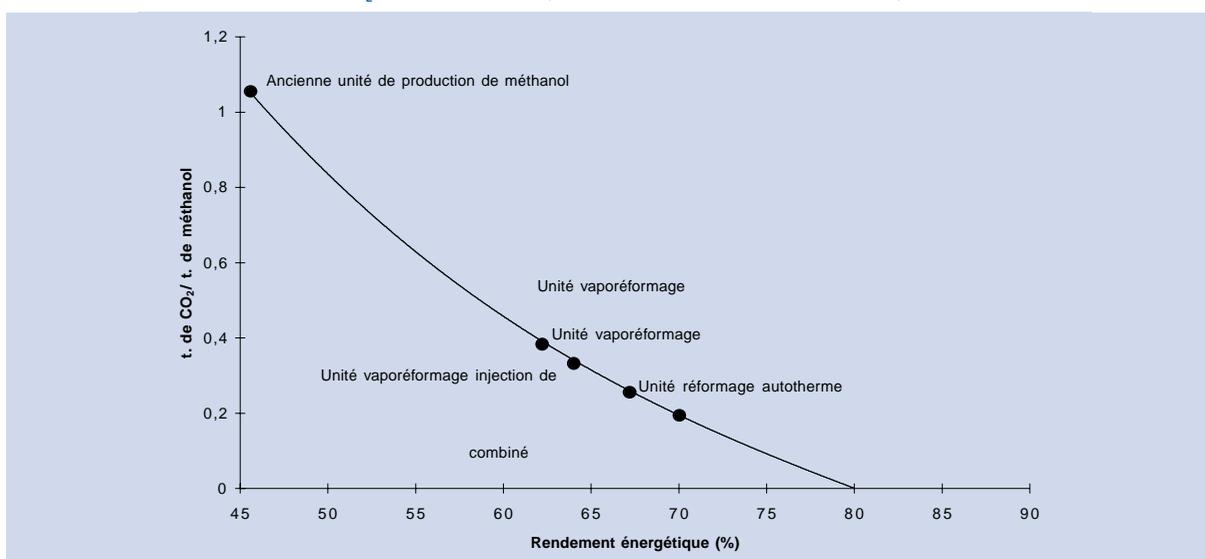


Tableau 1

Récapitulatif des rendements énergétiques et émissions de CO₂ pour la production de méthanol à partir de gaz naturel pour différentes technologies

	Rendement énergétique	Émissions de CO ₂ (t. de CO ₂ /t. de CH ₃ OH)
Vapouréformage conventionnel	62,4 %	0,38
Vapouréformage injection de CO ₂	64,2 %	0,33
Reformage autotherme	67,1 %	0,26
Reformage combiné	70,3 %	0,18

Conséquences sur les résultats publiés

Par rapport aux valeurs préalablement publiées, les émissions de CO₂ imputables à l'amont de la filière " pile à combustible reformeur méthanol " sont sensiblement réduites. Le tableau 11 donné en annexe page 35 doit être corrigé avec les nouveaux chiffres présentés ci-dessous calculés d'après les données du reformage combiné.

Dans le modèle prospectif, la seule modification est la réduction des émissions de CO₂ du scénario " pile à combustible reformeur méthanol " (figure 2 reprenant la figure 14 page 26). Les performances deviennent alors très

proches de celles du scénario " hybride essence " sans pour autant inverser la tendance déjà observée. Par ailleurs, il faut préciser que les valeurs données dans le tableau 2 représentent un optimum. En effet, les calculs ont été réalisés à partir de la meilleure technologie actuellement disponible pour la production du carburant qui est également la moins répandue : le reformage combiné.

Cette correction ne remet pas en cause les conclusions de l'étude:

- du point de vue énergétique, la solution hybride essence reste la plus performante, notamment en raison du bon comportement environnemental de la production des carburants pétroliers.
- du point de vue de la pollution globale, le véhicule hybride se place légèrement mieux que la solution reformeur méthanol.
- enfin, du point de vue de la pollution locale, l'avantage est en faveur du véhicule pile à combustible à reformeur méthanol.

Reste que les émissions de polluants locaux imputables à l'automobile devraient d'ici à 2015 diminuer d'environ un facteur 3 du simple fait du renouvellement du parc de voitures particulières et de la généralisation du pot catalytique. La réduction des émissions de CO₂ et de la consommation d'énergie devient alors les principaux défis à relever pour la filière automobile du point de vue du développement durable.

Face à ce constat, l'évolution des véhicules essence ou diesel vers la voiture hybride apparaît la voie la plus apte à améliorer la situation au cours des prochaines décennies. Ceci d'autant plus, que contrairement à la pile à combustible qui relève d'une logique de rupture, la solution hybride peut être vue comme une évolution " pas à pas " qui a le mérite de ne pas impliquer de bouleversement majeur du paysage industriel.

Bibliographie

" CO₂ emissions from Methanol Production ", Mark Allard, METHANEX corp.

Figure 2 : Évolution comparée des émissions de CO₂ suivant les différents scénarios

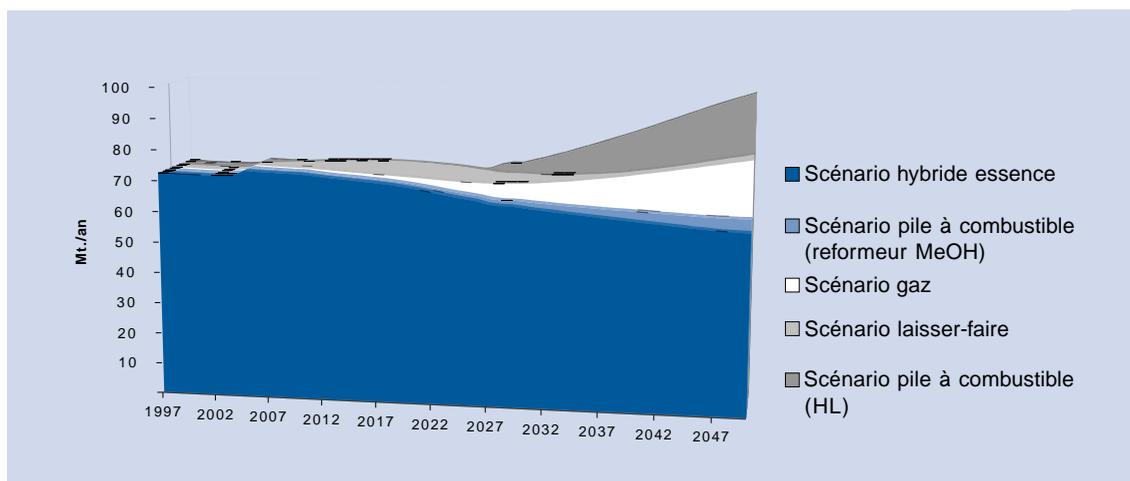


Tableau 2 : Consommation énergétique et émissions de CO₂ attribuables à un véhicule pile à combustible à reformeur méthanol (filière carburant incluse)

	Consommation (kep/100 km)	CO ₂ (g/km)	CO ₂ * (g/km)
Amont	1,83	21,17	(71,93)
Utilisation	2,75	79,17	(79,17)
Total	4,59	100,34	(151,10)

* Anciennes valeurs

Anciens numéros

N°1 - Octobre 1993 - 104 pages - épuisé

- ▶ Le moteur à explosion : exercice de prospective mondiale des transports routiers
- ▶ L'autocondamnation : un exercice de prospective mondiale à long terme pour l'automobile
- ▶ Capture et stockage du gaz carbonique produit par les activités industrielles

N°2 - Mai 1994 - 64 pages - disponible

- ▶ Les enjeux environnementaux de la pénétration du véhicule électrique en Europe
- ▶ Etude comparative des émissions de polluants associées à l'utilisation de carburants de substitution
- ▶ Emissions de gaz à effet de serre : de la production d'hydrogène à son utilisation en tant que carburant automobile

N°3 - Octobre 1994 - 80 pages - épuisé

- ▶ Le bois-énergie en France : évaluation prospective du potentiel mobilisable à l'horizon 2015 et ses conséquences sur l'environnement

N°4 - Juin 1995 - 58 pages - épuisé

- ▶ Etude de faisabilité d'une centrale solaire en Tunisie
- ▶ Impact environnemental d'une désulfuration poussée des gazoles

N°5 - Juillet 1996 - 98 pages - disponible

- ▶ Déchets-Energie-Environnement : étude prospective du potentiel de déchets mobilisables à des fins énergétiques en France à l'horizon 2020

N°6 - Septembre 1996 - 80 pages - disponible

- ▶ Le bois-électricité : Perspectives de développement de la production d'électricité à base de bois en France à l'horizon 2015
- ▶ Pollution des sols : Contamination des sols par les rejets d'hydrocarbures : analyse du marché de la réhabilitation

N°7 - Janvier 1997 - 80 pages - disponible

- ▶ MDE-L'éclairage en France : diffusion des technologies efficaces de maîtrise de la demande d'électricité dans le secteur de l'éclairage en France

N°8 - Janvier 1998 - 112 pages - anglais/français - disponible

- ▶ Le bois-énergie en Europe : évaluation du potentiel mobilisable à l'horizon 2020, impacts sur l'environnement global et conditions socioéconomiques de sa mobilisation.

N°9 - Décembre 1998 - disponible

- ▶ Automobile et développement durable : bilan environnement-matières premières 1975-2050
- ▶ Automobile et gaz naturel : scénarios prospectifs et impact sur l'environnement

Pour toute demande ou renseignement, veuillez contacter :
Carine Barbier - CNRS-Ecodev, 1 rue du Cerf, 92195 Meudon - France
Téléphone : (33) 1 45 07 59 72 - Fax : (33) 1 45 07 59 44 - E-mail : carine.barbier@cnrs-dir.fr