

# La lettre de l'I-tésé

Numéro 2 (Novembre 2007)

## ■ FAITS MARQUANTS page 2

- ✚ Le Grenelle de l'Environnement : en partance pour une nouvelle société française ? (F. Thais)

## ■ LE DOSSIER page 4

- ✚ Synthèse prospective des ressources en uranium et de l'introduction des réacteurs Gen IV (A. Baschwitz/ C. Loaec)

## ■ ECLAIRAGES page 8

- ✚ Le véhicule hybride rechargeable sera-t-il une bonne solution pour l'environnement si l'électricité est produite en France ? (JM. Agator)
- ✚ L'économie de l'énergie éolienne (D. Proutl)
- ✚ Marché de l'électricité : comment passer du monopole à la concurrence ? (S. Dautremont)
- ✚ Pourquoi une controverse sur les agrocarburants ? (J. Imbach)
- ✚ La propriété intellectuelle : outil de veille et d'élaboration de modèles économiques (D. Sabourin)
- ✚ Production massive d'hydrogène : malgré une demande forte, la technologie d'électrolyse alcaline ne devrait pas connaître de bouleversement dans les prochaines années (C. Mansilla)

## ■ BREVES page 19

- ✚ Présentation de Rodrigo Rivera (doctorant à I-tésé) sur la production massive d'hydrogène au congrès ECCE 2007 (C. Mansilla)

## ■ MARCHES page 20

- ✚ Marché de l'électricité (D. Proutl)
- ✚ Marché du CO<sub>2</sub> (D. Proutl)
- ✚ Marchés du pétrole et du charbon (D. Proutl)
- ✚ Marchés de l'uranium et de l'enrichissement (C. Loaec)
- ✚ Evolution du parc électronucléaire mondial (M. Daval)

## ■ A PROPOS DES STATISTIQUES SUR L'ÉNERGIE page 28

- ✚ Énergie, électricité, part du nucléaire : se reconnaître (un peu) dans le maquis des chiffres de l'énergie et de l'électricité... (J. David)

### ■ Les rédacteurs

Jean-Paul Langlois (rédacteur en chef)  
 Jean-Marc Agator  
 Anne Baschwitz  
 Severine Dautremont  
 Mehdi Daval  
 Jacques David  
 Juliette Imbach  
 Christine Loaec  
 Christine Mansilla  
 David Proutl  
 Didier Sabourin  
 Françoise Thais

## EDITO

L'actualité de cet automne est riche en prises de conscience des enjeux du débat énergétique notamment face aux problèmes environnementaux. En France, le Grenelle de l'Environnement a dessiné de nouvelles orientations pour notre croissance en harmonie avec notre environnement ; il a de plus réussi une forte sensibilisation de tous les acteurs de la vie publique, ce qui est une condition indispensable pour faire évoluer les mentalités et les comportements.

Dans le monde entier, les signaux de reprise de la croissance du nucléaire se multiplient. Nous consacrons le dossier de ce numéro de la lettre de l'I-tésé à l'étude des possibilités de répondre à cette croissance attendue de l'électronucléaire en fonction des contraintes qui pèsent sur les ressources en uranium et sur la disponibilité du plutonium.

Le soutien des gouvernements au développement des énergies renouvelables est nécessaire pour assurer leur décollage. Cependant, cette intervention des pouvoirs publics sur l'orientation des marchés doit être accompagnée d'une bonne expertise pour éviter de promouvoir artificiellement des technologies qui ne seraient pas les meilleures pour répondre aux questions posées. Sur deux exemples, énergie éolienne et agrocarburants, nous essayons d'expliquer les débats en cours.

De même, l'examen des évolutions des marchés des ressources fossiles, de l'uranium et des droits d'émission du CO<sub>2</sub> permet de mieux comprendre l'évolution du contexte énergétique.

Devant ce monde qui se transforme si rapidement sous nos yeux, l'objectif de cette lettre est de donner quelques éclairages pour décrypter ces évolutions en faisant apparaître les logiques sous-jacentes.

Jean-Paul LANGLOIS  
 Directeur de l'I-tésé

• Inscription sur simple demande par e-mail à l'adresse : [patricia.thibaud@cea.fr](mailto:patricia.thibaud@cea.fr)

• N'hésitez pas à réagir sur ce numéro en nous adressant un e-mail à l'adresse : [jean-paul.langlois@cea.fr](mailto:jean-paul.langlois@cea.fr)

---

## FAITS MARQUANTS

---

### Le Grenelle de l'Environnement : en partance pour une nouvelle société française ?

---

#### *Premier succès*

A l'issue de quatre mois de négociations intenses et foisonnantes en idées, dans un climat parfois surchauffé, le Grenelle vient de réussir son pari de mobilisation collective (experts, associations, collectivités territoriales, entreprises ainsi que l'ensemble des citoyens). Les propositions, retenues à la majorité, au cours des tables rondes finales, montrent que cette expérience, pionnière et ambitieuse, était réalisable tout en respectant au mieux les intérêts ou points de vue des différentes parties. Celle-ci a également contribué à renforcer la prise de conscience collective de l'enjeu environnemental.

Cette première étape franchie, le gouvernement annonce aujourd'hui des programmes structurants à mettre en œuvre au plus tôt, l'urgence première étant celle du changement climatique (objectif de réduction des gaz à effet de serre en 2050 fixé par la France). Même si ces programmes ne sont pas encore tous détaillés, les premières indications sont divulguées, largement relayées par les médias et suscitent des premiers commentaires.

#### *Quels types de mesures ou de décisions ? Quelles échéances ?*

Les réflexions des groupes de travail ont porté sur un maximum de domaines puisque c'est le mode de vie d'aujourd'hui qui est complètement révisé voire repensé dans sa structure (habitat, énergie, transport, agriculture, gouvernance, santé, biodiversité ...).

Un premier virage est annoncé avec quelques prises de décision visant les sujets clés ou à controverse comme *le gel de la construction d'autoroutes, du nombre de sites nucléaires* (ce qui n'est pas synonyme d'un gel de commandes de nouvelles centrales) *et des cultures d'OGM*.

Parmi les mesures proposées, certaines, faciles à mettre en œuvre, ne nécessitant pas d'investissement financier important ou d'expertise préalable, seront applicables à court terme, comme par exemple la mise en place d'une *éco-pastille pour les voitures, d'une éco redevance pour les camions, ...*. D'autres, nettement plus ambitieuses, mais en continuité, nécessiteront de dégager des financements adaptés : *développement du ferroutage, des transports en commun, de nouvelles normes des bâtiments neufs, la rénovation de l'habitat,...* en suivant un échéancier à préciser. Suivent ensuite les mesures exigeant des programmes d'étude pour évaluer leur pertinence et chiffrer leur impact (*culture des OGM, taxe climat-énergie, traitement des déchets, plan particules,...*) et qui seront appliquées plus tardivement. Enfin, des mesures plus futuristes, telles que la mise en place d'un *nouveau concept urbain*, relèvent du long terme.

L'impulsion donnée doit activer tous les leviers possibles, allant du passage à des solutions alternatives (*développement de l'agriculture biologique, du transport non routier, remplacement des pesticides*), à la valorisation des produits vertueux (*non énergivores*),... ces leviers étant accompagnés de campagnes de sensibilisation et d'information (*étiquetage du contenu environnemental des produits*), d'un renforcement de la recherche (*augmentation significative du budget pour les énergies renouvelables, capture et séquestration du carbone*), de l'institution d'un cadre juridique (*responsabilités*), d'un programme ambitieux de formation (*professionnels du bâtiment*), d'une volonté de transparence (*dossiers nucléaires*), de la défense du principe de précaution.

Les propositions ne sont pas toutes mentionnées ici, mais elles dessinent déjà les contours d'une nouvelle société caractérisée par un changement radical et en profondeur de ses modes de vie qui devront être compatibles avec son développement et son bien être.

### *L'articulation avec l'économie et l'évolution des comportements*

Dans le cadre de l'effet de serre, en complément des dispositifs de réglementation et de normes ainsi que celui du marché de quotas de CO<sub>2</sub> instauré par l'Union Européenne, le choix d'un signal prix, nécessaire pour les émissions diffuses (transport, habitat), a été porté sur une taxe climat-énergie (le système de quotas pour les petits volumes étant plus complexe). Son assiette et son taux, prévus à l'étude dès 2008, devraient aboutir à une neutralité fiscale, la compensation devant s'opérer par un allègement des charges sur le travail.

L'objectif principal de cette mesure est d'envoyer un signal prix pour une incitation à changer les comportements. **Le challenge sera de trouver le juste prix, évolutif certainement, sachant que la marge de manœuvre est limitée entre une acceptabilité publique et son efficacité escomptée.**

Ce programme important de mesures devrait générer d'autre part d'importants investissements dont certains d'origine privée nécessiteront des accompagnements (crédits d'impôt, prêts CO<sub>2</sub>, ...). L'équilibrage pourrait s'opérer grâce à une économie stimulée sur le

plan de l'emploi (+ de 500 000 créations au total) et un gain en croissance.

### *Une nouvelle impulsion nationale..... et internationale ?*

Cette initiative nationale s'intégrera et sera couplée de fait au contexte international. En particulier, des problèmes d'ajustement aux frontières pour les produits importés seront nécessaires pour ne pas pénaliser les produits français. **Elle se positionnera, il faut l'espérer, comme une opportunité supplémentaire d'ouverture vers une harmonisation européenne et, sait-on jamais, comme un nouveau levier incitatif pour le reste du monde.**

### *L'enjeu*

Les accords du Grenelle devraient se traduire par une loi d'orientation et de programmation soumise au parlement début 2008. A son issue, la mutation de la société, déjà engagée, devrait être accélérée. Tous les ingrédients seront alors réunis pour, enfin, penser autrement et vivre autrement, l'enjeu final étant que les changements ne soient plus vécus comme une contrainte mais comme une nouvelle exigence.

*Françoise THAIS*

## LE DOSSIER :

### Synthèse prospective de l'utilisation des ressources en uranium et de l'introduction des réacteurs Gen IV

Selon la quasi-totalité des études prospectives, la consommation mondiale d'énergie devrait augmenter de façon significative dans les décennies à venir, essentiellement du fait d'une augmentation de la population mondiale et du développement des pays émergents et en dépit des efforts destinés à réduire les émissions des gaz à effet de serre.

La production d'électricité est, aujourd'hui, la plus grande source de production de CO<sub>2</sub>, devant les transports. Dans ce contexte, le nucléaire devrait être un élément stratégique essentiel dans la réponse à cette demande accrue en énergie.

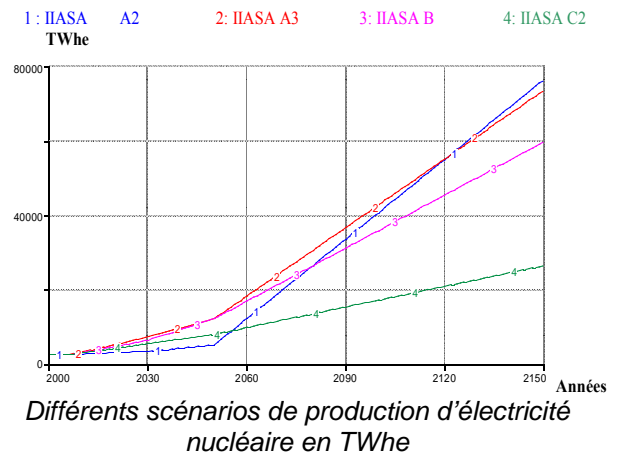
L'objet de ce dossier est de déterminer comment le nucléaire pourra répondre à une demande accrue en énergie. La situation est examinée du point de vue des ressources en uranium et de la disponibilité du plutonium, dans un contexte mondial, sans considération géopolitique.

L'étude, réalisée avec le modèle GRUS (Gestion des Ressources en Uranium sous environnement STELLA), porte sur le déploiement des différentes filières de réacteurs, leur rythme d'installation, leur impact sur la consommation des ressources ainsi que les options permettant de donner de la flexibilité aux différentes contraintes.

Quatre scénarios prospectifs de demande énergétique donnés par l'IIASA sont étudiés.

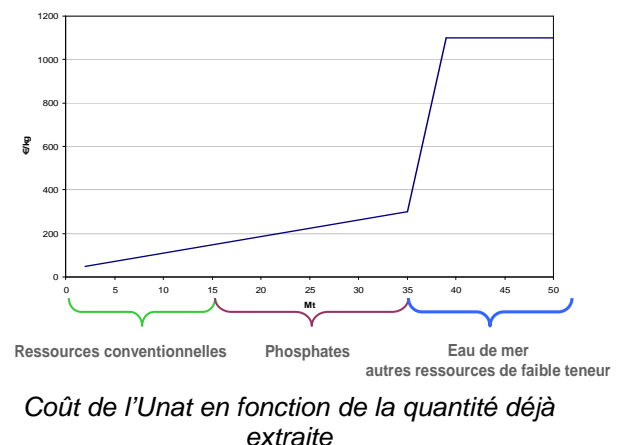
Scénario IIASA	A2	A3	B	C2
2000	2100 TWhe			
2030	x 1.4	x 3.3	x 2.9	x 2.4
2050	x 2.3	x 5.6	x 5.6	x 3.6
2100	x 19	x 20	x 17	x 8.0

*Croissance de l'électronucléaire (en TWhe) comme réponse à la demande énergétique mondiale pour les 4 scénarios de demande retenus*



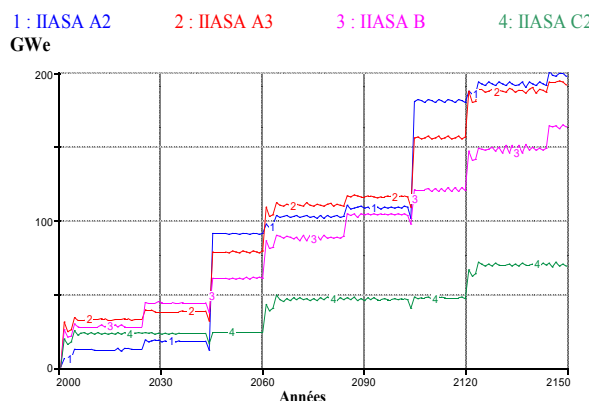
Différents scénarios d'évolution du parc sont choisis. Seules deux filières sont prises en compte, des Réacteurs à Eau Pressurisée (REP) à performances standard de type EPR et des Réacteurs à Neutrons Rapides (RNR) de type EFR, supposés chargés uniquement au Pu. Quatre cas ont été choisis variant d'un déploiement tout EPR à un déploiement tout RNR à partir de 2040.

La question des ressources en uranium naturel (Unat) a été traitée en termes de coûts plutôt qu'en termes de quantités disponibles puisque, si l'on tient compte de l'uranium contenu dans les minerais de faible teneur ou dans l'eau de mer, les ressources en elles-mêmes ne sont, a priori, pas limitées.



## Puissance installée

Cette croissance du nucléaire suppose l'installation massive, chaque année, de nouveaux réacteurs, tous types confondus, une centaine pour des scénarios de forte demande, une quarantaine pour ceux de plus faible demande à la fin du siècle. Les capacités de toutes les installations du cycle devront augmenter en conséquence.

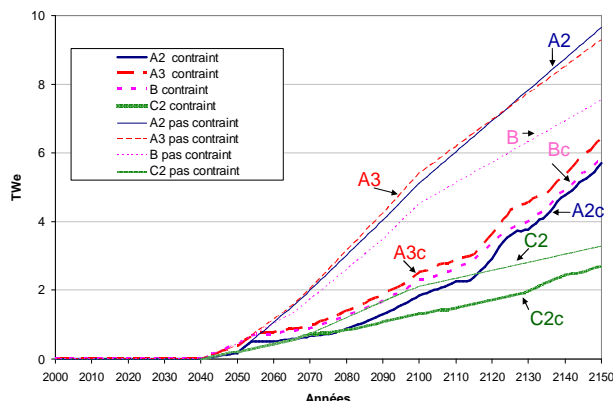


Puissance nette à installer chaque année en GWe pour chaque scénario de demande

## Disponibilité du plutonium

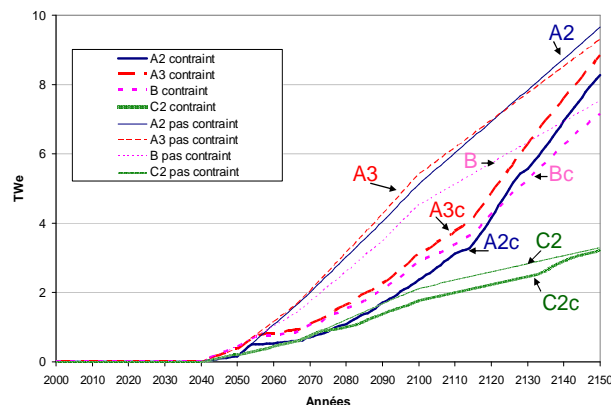
Avec ces hypothèses, dans de nombreux cas, la disponibilité du plutonium va contraindre le déploiement des RNR :

- L'installation de 20% de RNR dès 2040 est possible quel que soit le scénario de croissance choisi.
- L'installation de 100% de RNR dès 2040 n'est jamais possible, la disponibilité du plutonium étant insuffisante.



cas sans contrainte de disponibilité Pu et cas avec contrainte de disponibilité Pu

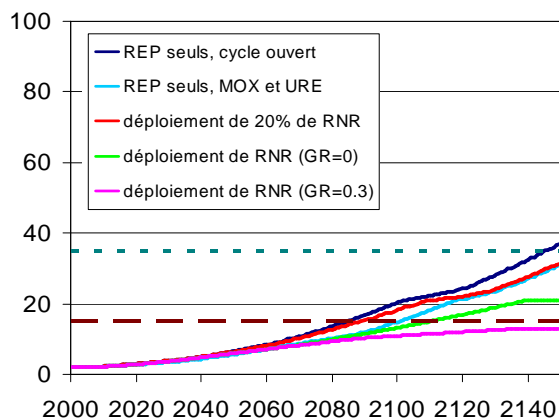
- C'est surtout lors du deuxième renouvellement de parc, à partir du siècle prochain, que l'effet de la surgénération sera significatif.
- Il est nécessaire d'avoir à la fois une faible demande (scénario C2) et des réacteurs fortement surgénérateurs, pour que l'on puisse installer 100% de RNR en 2150.



Puissance installée de RNR surgénérateurs : cas sans contrainte de disponibilité Pu et cas avec contrainte de disponibilité Pu

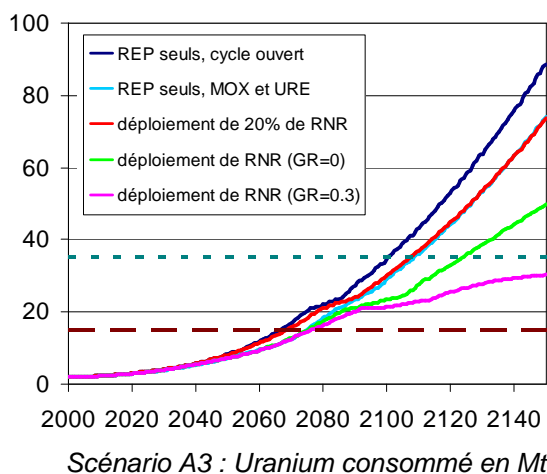
## Consommation en uranium naturel

- Quel que soit le rythme d'installation des RNR, le scénario C2, volontariste au point de vue environnemental, permet de limiter les quantités consommées à 35 millions de tonnes (Mt) et les quantités engagées (celles dont il faut tenir compte pour alimenter le parc durant la totalité de sa durée de vie) à 55 Mt.



Scénario C2 : Uranium consommé en Mt

- Pour les trois scénarios de forte croissance, même l'introduction de 20% de RNR ne permet pas de réduire significativement les quantités consommées. Le déploiement de RNR, fortement surgénérateurs le plus tôt possible, est nécessaire pour contenir les consommations d'uranium en deçà des 35 Mt. Nous rappelons que seuls deux types de réacteurs sont étudiés ici, des EPR aux performances standards et des RNR de type EFR éventuellement surgénérateurs.



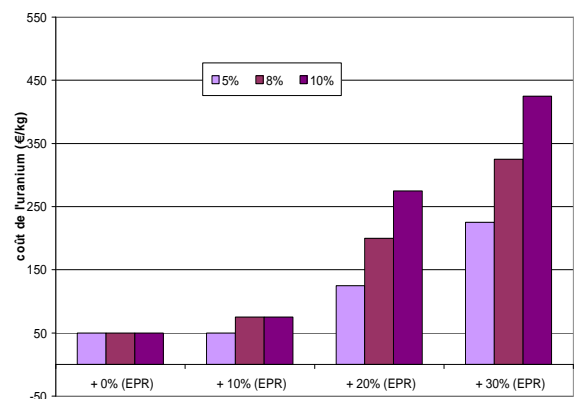
- La surgénération ne permet pas de changer significativement les quantités d'uranium consommées au cours de ce siècle mais devrait permettre de détendre la situation du marché de l'uranium dès la fin du siècle. Elle est indispensable pour rendre pérenne l'énergie nucléaire au 21<sup>ème</sup> siècle.
- Le recyclage des matières en REP (Uranium de Recyclage et Combustibles MOX) a un effet limité. Du point de vue de la consommation d'Unat, il équivaut à l'installation de 20% de RNR à partir de 2040.

### Analyse économique

Pour chaque scénario de demande énergétique, on a évalué le rythme possible d'émergence des filières GEN IV, compte tenu de la disponibilité du plutonium, ainsi que la consommation d'uranium associée. A partir d'une fonction du coût d'extraction de

l'uranium, on en a déduit une évolution du coût de l'uranium fonction du temps

En parallèle, un modèle de calcul de coût du kWh, à l'équilibre, permet d'établir un intervalle de valeurs du coût de l'uranium dans lequel on estime qu'il y a indifférence économique entre les filières EPR et RNR, dans différentes conditions économiques, avec différentes hypothèses sur les coûts tels que ceux de construction des chaudières de type RNR.



Coût d'équivalence de l'uranium (en €/kg) entre les coûts du kWh d'un EPR et celui d'un EFR présentant un surcoût de construction de x% par rapport à un EPR [x% (EPR)]. Coût de construction EPR=1283 €/kWe (DIDEME 2003)

Pour chacun des scénarios, le coût de l'uranium fonction du temps, associé au seuil d'indifférence économique des filières EPR et RNR permet de déduire un intervalle de temps pendant lequel l'indifférence économique des deux filières pourrait être atteinte.

Cette analyse nous indique que :

- excepté pour le scénario C2 de maîtrise énergétique, une filière de 4<sup>ème</sup> génération à cycle fermé dont le coût de construction des chaudières serait de 20 à 30% supérieur à celui d'une chaudière de type EPR pourrait être compétitive par rapport aux REP entre 2050 et 2100,
- dans le cas où le coût d'une chaudière RNR serait peu différent de celui d'un REP, le cycle fermé pourrait être compétitif pour des coûts de l'uranium de l'ordre de 100 €/kg,

- pour le scénario C2, volontariste dans le domaine environnemental, cette période se décale vers la fin du siècle.

### Conclusions

Pour les scénarios de forte croissance, l'introduction de la filière des réacteurs rapides dépend davantage de la disponibilité du plutonium que de la puissance électronucléaire que l'on souhaite installer.

**Ainsi, la réalisation des scénarios de forte croissance (A2,A3), dans les conditions de cette étude, nécessite la confirmation des trois hypothèses suivantes :**

- **la situation géopolitique doit permettre de disposer de l'intégralité du plutonium fabriqué,**
- **les 35 millions de tonnes identifiées dans le « Red Book » de l'OCDE, incluant l'uranium issu des phosphates, doivent être confirmées,**
- **des réacteurs rapides, fortement surgénérateurs le plus tôt possible, doivent être introduits dès le début de la 2<sup>ème</sup> moitié de ce siècle.**

Par contre, dans le cas d'un scénario de plus faible croissance (C2), augmentation de « seulement » un facteur 8 de la capacité installée à l'horizon 2100, la situation est plus détendue. Elle permet de contenir la consommation en uranium dans les 15 Mt si on introduit des RNR à partir de 2040 et en deçà des 35 Mt avec un parc installé en REP.

Cette étude doit être élargie en prenant en compte les REL à haut facteur de conversion, en supposant que les premiers cœurs des RNR peuvent être chargés à l'uranium très enrichi. La date d'introduction des réacteurs rapides ainsi que leur rythme peuvent encore être optimisés.

Au chapitre des coûts, il sera intéressant d'analyser la sensibilité au choix de la fonction de coûts de l'uranium dépendant des quantités déjà extraites. Ces études perspectives sont donc encore à poursuivre....

Anne BASCHWITZ/Christine LOAEC

## ECLAIRAGES

### Le véhicule hybride rechargeable sera-t-il une bonne solution pour l'environnement si l'électricité est produite en France ?

Une évaluation de filières de véhicules hybrides rechargeables et de véhicules à hydrogène propulsés par une pile à combustible ou un moteur thermique à combustion interne a été réalisée à l'I-tésé, en collaboration avec EDF R&D, dans le cadre d'un stage d'ingénieur.

Cette évaluation a porté principalement sur les consommations d'énergie fossile et les émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble de la chaîne énergétique, en s'appuyant sur l'étude européenne de référence Eucar/Concawe/Jrc (<http://ies.jrc.ec.europa.eu/wtw.html>) dont la dernière révision date de mars 2007. Dans cette étude européenne, le véhicule électrique à batteries n'a pas été retenu, car il n'était pas en mesure d'atteindre le critère d'autonomie requis (600 km).

Le véhicule hybride rechargeable est par contre optimisé pour la traction électrique, en utilisant des batteries plus performantes, et est équipé d'un moteur thermique qui prolonge son autonomie sur de longues distances. Il est donc apparu utile d'évaluer les performances d'une telle filière de véhicule à l'horizon 2020, selon le cycle de conduite mixte standard de l'étude européenne, et de les comparer à celles de filières de véhicules à hydrogène, en utilisant l'outil technico-économique E3Database. Seul le véhicule hybride rechargeable a été modélisé spécifiquement pour l'évaluation du CEA et d'EDF R&D, les autres véhicules étant issus de l'étude européenne : voir le tableau ci-dessous.

	<b>Véhicule Hybride Rechargeable (VHR)</b>	<b>Véhicule à pile à combustible (VPAC-H2)</b>	<b>Véhicule à moteur thermique (VMCI- H2)</b>
Source d'énergie	Electricité + essence ou diesel	Hydrogène	Hydrogène
Stockage d'énergie	Batterie Lithium-ion rechargeable de 9 kWh (autonomie de 50 km) + réservoir d'essence ou diesel	Réservoir d'hydrogène gazeux comprimé à 700 bars	Réservoir d'hydrogène gazeux comprimé à 700 bars
Motorisation	Electrique + thermique	Electrique + batterie d'appoint	Thermique + batterie d'appoint
Cycle de conduite mixte standard	6 km à vitesse < 50 km/h (moteur électrique seul)  5 km à vitesse > 50 km/h et < 120 km/h (moteur thermique seul)	11 km avec le moteur électrique	11 km avec le moteur thermique

#### Véhicules comparés à l'aide de l'outil technico-économique E3database

L'hydrogène est produit en station-service par électrolyse de l'eau ou par reformage du gaz naturel (sans captage du CO<sub>2</sub> émis). Les données des installations de production et de distribution d'hydrogène sont issues du projet européen HyWays.

La figure ci-dessous représente les consommations d'énergie fossile et les émissions de gaz à effet de serre des différents véhicules considérés dans cette étude, pour la France. Ces valeurs sont comparées à celles de véhicules

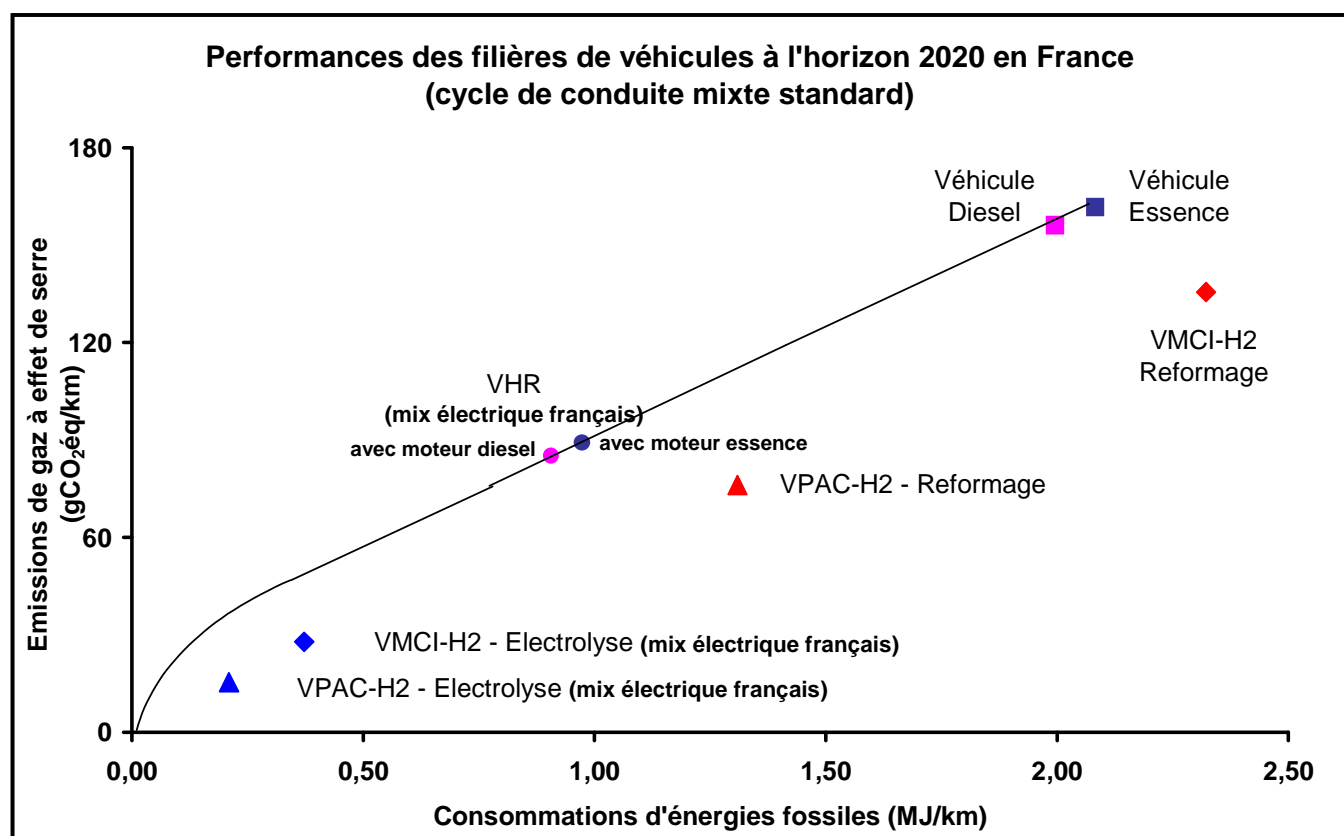


conventionnels à essence ou diesel. La figure montre que les véhicules hybrides rechargeables étudiés ont, sur ces deux aspects, des performances bien meilleures que celles des véhicules à essence ou diesel. Les consommations d'énergie fossile sur la chaîne énergétique sont réduites de 55% et les émissions de gaz à effet de serre de 45%.

Les véhicules à hydrogène ont des performances contrastées selon le mode de propulsion (pile à combustible ou moteur thermique) et de production d'hydrogène (électrolyse de l'eau ou reformage du gaz naturel). Globalement, les véhicules à moteur thermique consomment presque deux fois plus d'énergie fossile et émettent deux fois plus de gaz à effet de serre que les véhicules à pile à combustible, car ils sont pénalisés par un moins bon rendement énergétique du moteur thermique.

Le véhicule hybride rechargeable étudié a des consommations d'énergie fossile et émissions de gaz à effet de serre globalement plus faibles que celles des véhicules à hydrogène, sauf dans le cas de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau où le mix électrique français procure aux véhicules à hydrogène un avantage concurrentiel déterminant.

En effet, dans le cas de l'électrolyse, les calculs ont été effectués sur la base du parc de production électrique français, à dominante nucléaire et hydraulique. Si l'électricité provenait du mix européen, les émissions de gaz à effet de serre des véhicules alimentés en hydrogène électrolytique seraient plus élevées que dans le cas français et comparables à celles - inchangées - des mêmes véhicules alimentés en hydrogène issu du reformage du gaz naturel.



Sur le plan économique, à titre indicatif, en ne tenant compte que des coûts des carburants (donc hors coûts d'investissement des véhicules), le coût du kilomètre parcouru par un véhicule alimenté en hydrogène électrolytique serait de l'ordre de 1,5 c€ HT

(pile à combustible, électricité au prix de 40 €/MWh) à 5,5 c€ HT (moteur thermique, électricité au prix de 80 €/MWh), à comparer au coût du kilomètre parcouru par un véhicule conventionnel à essence ou diesel (2 c€ HT, pour un baril de pétrole à 60 €).

En ne considérant toujours que les coûts des carburants, avec un prix de l'électricité maximal de 80 €/MWh et un baril de pétrole à 60 €, le coût du kilomètre parcouru par un véhicule VHR (essence ou diesel) resterait inférieur à 2 c€ HT, dans le même ordre de grandeur que le coût du kilomètre parcouru par un véhicule alimenté en hydrogène de reformage. Bien entendu, il faudrait compléter ce raisonnement en intégrant les coûts d'investissement des véhicules.

Compte tenu de ses avantages économiques et environnementaux, le véhicule hybride rechargeable pourrait donc bien s'imposer durablement sur le marché automobile européen si des progrès significatifs sont réalisés sur la batterie et si le moteur thermique est alimenté en agrocarburant.

Le véhicule à pile à combustible paraît avoir de bons atouts pour le concurrencer, mais des innovations de rupture sont nécessaires pour que cette technologie atteigne la maturité commerciale.

Dans les deux cas, un changement profond dans les modes d'utilisation des véhicules, privilégiant l'usage d'une batterie rechargeable pour les trajets courts (de l'ordre de 50 km) qui représentent la grande majorité des déplacements des ménages, serait de nature à réduire considérablement la consommation de carburant du moteur thermique ou de la pile à combustible (carburant fossile, agrocarburant, hydrogène).

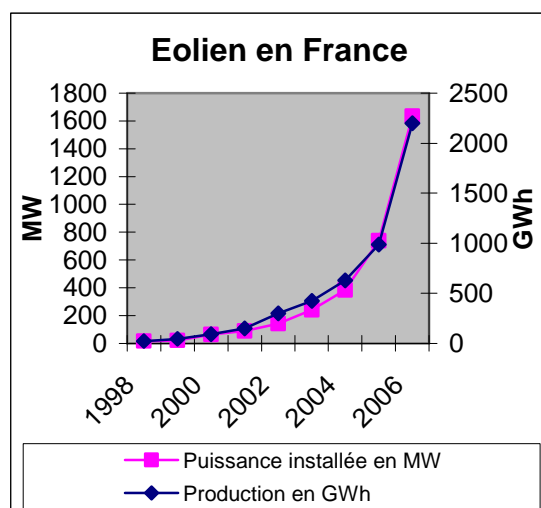
Jean-Marc AGATOR

## L'économie de l'énergie éolienne

### L'utilisation de l'énergie éolienne connaît un développement exceptionnel

La puissance installée au plan mondial a été multipliée par plus de 10 en 10 ans et atteint fin 2006 72,6GW.

Si la France a connu un démarrage des éoliennes tardif par rapport au reste de l'Europe, elle est aujourd'hui le troisième marché européen en terme de puissance installée annuellement mais seulement le 7<sup>ème</sup> pays en terme de parc installé avec 1600 MW fin 2006.



Fort de ce développement, l'industrie mondiale de l'éolien est aujourd'hui florissante. Vestas, premier constructeur d'éoliennes au monde, a un chiffre d'affaires 2006 de 3,5 milliards d'euros et emploie 12 000 salariés.

Les grandes entreprises du secteur de l'énergie s'intéressent également à ce marché. EDF Energies nouvelles est le leader français dans l'éolien et Areva a pris pied dans cette industrie en acquérant 29% de Repower et en prenant le contrôle pour 150 millions d'euros de l'entreprise allemande Multibrud, concepteur d'une éolienne de 5 MW destinée à l'off-shore.

### Cet engouement n'aurait pas lieu sans soutien public

En effet les coûts de production d'électricité des éoliennes sont la plupart du temps supérieurs aux prix de marché de l'électricité. En 2003 et 2004 le nombre d'heures pendant lesquelles le coût de production<sup>1</sup> d'électricité d'une éolienne est inférieur ou égal au prix de l'électricité était de moins de 600 heures par an.

<sup>1</sup> Sur la base des coûts de référence DGEMP 2003 avec 2 500 heures de fonctionnement à pleine puissance

Malgré la hausse des prix de l'électricité ce chiffre devrait rester inférieur à 1000 heures pour les éoliennes installées en 2005 et 2006 ; en effet on constate une hausse des coûts d'investissement induite par les difficultés, pour les producteurs d'éoliennes, à suivre la forte demande du marché et la hausse du prix des matières premières.

De plus, la période de production d'électricité éolienne étant imposée par la météo, il est impossible de faire coïncider a priori les moments où l'électricité est chère et ceux où les éoliennes produisent.

Ces deux éléments expliquent que l'utilisation de l'énergie éolienne ne peut se développer sans un mécanisme qui garantit l'écoulement de la production sur le marché à un prix assurant la rentabilité de la production.

En France ce dispositif consiste en une obligation faite à EDF d'acheter cette électricité à un prix fixé, par l'Etat, supérieur au prix de vente de l'électricité sur le marché de gros, et stable dans le temps.

De 2001 à 2006 le tarif d'achat était de 83,6 €/MWh pendant 5 ans et pendant les 10 ans suivants, fonction de la qualité du site. Depuis juillet 2006 le nouveau tarif est de 82 €/MWh pendant 10 ans puis entre 28 et 82 selon les sites pendant 5 ans.

### **Un soutien qui assure la rentabilité de l'éolien mais qui a un coût**

Ces tarifs d'achat ont régulièrement été jugés très avantageux par la Commission de Régulation de l'Energie : « *Les sites correctement ou bien ventés, c'est-à-dire à partir de 2600 heures, se voient offrir des rentabilités annuelles après impôts de plus de 20% par an* (extrait de l'Avis de la CRE sur les tarifs 2001) ; « *Le tarif proposé est très supérieur aux estimations de coûts de revient de la filière. (...) Il en résulte une rentabilité très importante, de l'ordre de 20 à 40 % par an, après impôts, garantie sur 15 ans, pour des sites moyennement ventés* » (extrait de l'Avis de la CRE sur les tarifs 2006).

Il faut toutefois remarquer que ces avis se basent sur des coûts d'investissement inférieurs à ceux pratiqués aujourd'hui. Il est probable qu'avec l'augmentation des coûts de

production les niveaux de rentabilité des investissements réalisés en ce moment soient maintenant inférieurs.

Cette obligation d'achat par EDF de l'électricité d'origine éolienne à un tarif supérieur au prix de l'électricité a un coût évalué par la CRE à 76,2 millions d'euros pour 2007. Il est remboursé à l'entreprise par les consommateurs d'électricité par le biais de la contribution au service public de l'électricité (CSPE explicitées dans les factures EDF)<sup>2</sup>.

Ce coût n'augmente pas proportionnellement à la croissance de la production d'éolien. En effet pour chaque kWh acheté, le coût remboursé à EDF est la différence entre le coût d'achat de l'électricité d'origine éolienne et le prix de vente de l'électricité sur le marché spot. Le prix de l'électricité ayant fortement augmenté alors que la production d'éolien a été multipliée par 3 depuis 2004, le montant remboursé à EDF n'a lui été multiplié que par moins de 1,6.

### **Conclusion**

En France le gouvernement a un objectif pour l'éolien de 13,5 GW en 2010 et de 17 GW en 2015.

Pour atteindre de tels niveaux de développement d'une énergie non encore rentable et dans un marché de l'électricité libéralisé, une intervention publique doit inciter financièrement les producteurs d'électricité à choisir ce mode de production en assurant une bonne rentabilité à ces investissements.

Pour le consommateur français qui paie au final la subvention à la production, l'impact est encore très marginal (environ 0,2 € par MWh consommé<sup>3</sup>), du fait du caractère relativement limité de la puissance installée pour le moment, et de la hausse du prix de l'électricité.

<sup>2</sup> Cette taxe appliquée à chaque kWh consommé sert au financement d'un certain nombre de missions de service public (soutien à la cogénération, à la production d'origine renouvelable, à la production d'électricité dans les zones non interconnectées et dispositions sociales) dont EDF a la charge. Le montant total de ces charges est en 2007 de 1,4 milliards d'euros.

<sup>3</sup>Au sein de la CSPE le coût du rachat de 3 TWh d'énergie éolienne est de 72 millions d'euros et est à répartir sur 383 TWh en 2007.

Même si le coût du soutien apporté à l'énergie éolienne n'est pas à sa charge, cette politique n'a un intérêt pour les pouvoirs publics que si elle permet à une filière technologique d'atteindre sa maturité économique pour pouvoir ensuite trouver sa rentabilité sans aide. L'augmentation des prix de l'énergie et de l'électricité en particulier pourrait à terme faciliter la réussite de ce pari.

Enfin, compte tenu du niveau marginal actuel de cette source d'énergie, les investissements à réaliser pour gérer son caractère intermittent (renforcement du réseau, installations de stockage, renforcement du thermique à flamme pour assurer les pointes) ne sont pas pris en compte aujourd'hui dans cette politique, mais devront un jour être considérés.

David PROULT

---

## Marché de l'électricité : comment passer du monopole à la concurrence ?

---

Le marché de l'électricité a vécu de profondes restructurations ces dernières années avec l'ouverture à la concurrence. Si, bien évidemment, il est encore trop tôt pour préjuger de l'efficacité économique du nouveau système, le fonctionnement libre du marché amène des inquiétudes ; en particulier, aujourd'hui, les fournisseurs alternatifs ont beaucoup de difficultés à s'installer de manière durable<sup>4</sup>.

### *Un contexte difficile de hausse des prix de l'électricité*

Sur les trois dernières années, les prix de l'électricité ont augmenté partout en Europe, selon les constatations de l'institut spécialisé NUS Consulting. Son étude sur la période 2005-2006 qui porte sur quatorze pays industrialisés, montre que la France a alors enregistré une augmentation de 48% du prix de l'électricité payée par les entreprises sur le marché dérégulé. Toujours selon NUS Consulting, cette hausse s'explique notamment par l'augmentation des coûts des ressources fossiles « pénurie de pétrole, tension du marché du gaz... » et par l'application de nouvelles taxes environnementales.

### *Un maintien du tarif régulé pour protéger le consommateur*

Examinons le marché de l'électricité français. Sur le marché de détail, depuis le 1<sup>er</sup> juillet

2004, tous les clients professionnels peuvent choisir leur fournisseur d'électricité et sont appelés « clients éligibles », il en est de même pour les particuliers depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, ce qui complète l'ouverture à la concurrence, permettant à la France de respecter ses engagements européens.

L'exercice de l'éligibilité n'est pas une obligation, les consommateurs peuvent rester au tarif réglementé fixé par les pouvoirs publics. L'application de ce tarif est toutefois assortie d'une clause de non réversibilité, les tarifs réglementés ne s'appliquent qu'aux clients qui n'ont pas souscrit à une offre de marché.

Par ailleurs, pour les professionnels passés au marché et qui doivent faire face à la hausse des prix, la loi du 7 décembre 2006 a instauré une possibilité de retour à un système régulé en créant le tarif transitoire d'ajustement au marché (TaRTAM), dit tarif retour. Il est fixé égal au tarif réglementé augmenté de 23 % pour les tarifs verts, 20 % pour les tarifs jaunes et 10 % pour les tarifs bleus.

Il en résulte une situation de coexistence de deux systèmes : le premier est le mécanisme de marché et le deuxième est le mécanisme de régulation (pour ceux qui y sont restés et pour ceux qui y sont revenus en choisissant le tarif TaRTAM).

---

<sup>4</sup> La part d'EDF dans la production d'électricité en France est de 88 % (site web EDF 24/10/2007).

## Ce maintien entrave finalement la concurrence

Dans ce contexte, la CRE met en exergue les difficultés rencontrées par la mise en place d'une concurrence réelle sur le marché de détail. Elle enregistre un ralentissement des transferts au prix de marché : 64 000 nouveaux clients sur le premier semestre 2006, contre 145 000 clients au dernier trimestre de 2005.

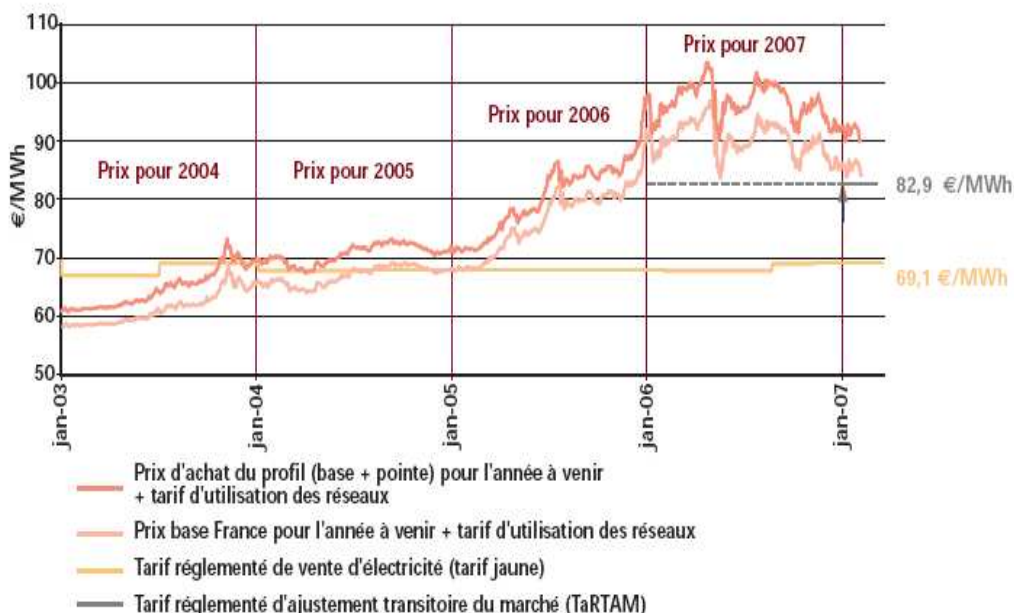
En effet, la comparaison des prix à terme sur le marché de gros et les tarifs réglementés peut décourager les candidats au marché concurrentiel. Sur les moyens et grands sites clients<sup>5</sup>, les offres de marché sont supérieures aux tarifs depuis 2004. Face à une hausse constatée de 48 % du prix de l'électricité, les tarifs n'ont augmenté que de 1,7% en 2006; la dernière augmentation de ceux-ci datait de 2003. La figure ci-après illustre sur le segment de la clientèle « moyenne entreprise » les écarts entre le tarif et le marché.

## Conclusion : une situation délicate et contradictoire

Le marché de l'électricité vit une situation délicate aujourd'hui. La hausse des prix de l'électricité a amené les pouvoirs publics à renforcer les règles de maintien des tarifs réglementés. Si initialement le passage au prix de marché était prévu irréversible, des mesures transitoires ont été mises en place pour permettre un retour au système régulé.

Mais dans le même temps, ces mesures prises dans un objectif de protection des consommateurs viennent à l'encontre du fonctionnement de la concurrence, ce qui *in fine* ne leur est pas profitable. Un prix concurrentiel a pour objectif d'inciter les opérateurs à mettre en œuvre des solutions au moindre coût, et d'amener les consommateurs à ajuster leur comportement en fonction du prix. Résoudre ce dilemme reste un défi important pour les nouveaux marchés électriques.

Séverine DAUTREMONT



Source : CRE

<sup>5</sup> Sites dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kW.

## Pourquoi une controverse sur les agrocarburants ?

Lors d'une Table Ronde sur le Développement Durable qui s'est tenue le 11 Septembre dans le cadre de l'OCDE, les participants se sont demandés si le « remède (apporté par l'utilisation croissante des agrocarburants en substitution aux carburants d'origine fossile) n'était pas pire que le mal ».

A l'origine, les agrocarburants étaient présentés comme une alternative écologique aux carburants fossiles aux réserves limitées et, de plus, présentaient un nouveau débouché agricole pour un secteur en crise.

Aujourd'hui, cette voie fait l'objet de critiques environnementales fortes. Le rapport réalisé montre que les procédés de production actuels dits de première génération, utilisant les ressources vivrières, ne permettent pas une réduction des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) de plus de 40% par rapport aux combustibles fossiles. Seule fait exception la production d'éthanol à partir de canne à sucre brésilienne : une réduction de 90% est escomptée. Par contre, les procédés de deuxième génération, utilisant de la ressource lignocellulosique (*i.e.* plante entière à savoir grain et tige, ressource forestière, ...), permettraient une réduction des émissions de GES de 70 à presque 90%. Néanmoins, l'OCDE estime que ces procédés, actuellement en développement, ne devraient pas permettre de produire plus de 50 % des volumes d'agrocarburants d'ici 2050. Ainsi, la diminution de GES escomptée par la production d'agrocarburant en substitut aux carburants d'origine fossile sera uniquement de 2.5 Gt soit uniquement 4.5% du volume total de CO<sub>2</sub> nécessaire pour limiter la hausse des températures de 2-3°C !

Par ailleurs, une évaluation environnementale plus large prenant en compte des paramètres comme l'utilisation de fertilisants ou l'influence sur la biodiversité, montre que les impacts négatifs, concernant notamment les agrocarburants issus de première génération, sont bien plus importants que ceux associés à l'utilisation de l'essence et du gazole et viennent encore réduire les gains attendus.

Ainsi, ce rapport met en avant l'inadéquation entre des objectifs gouvernementaux en termes de taux d'incorporation de carburants issus de biomasse ambitieux et les caractéristiques actuelles des procédés de production :

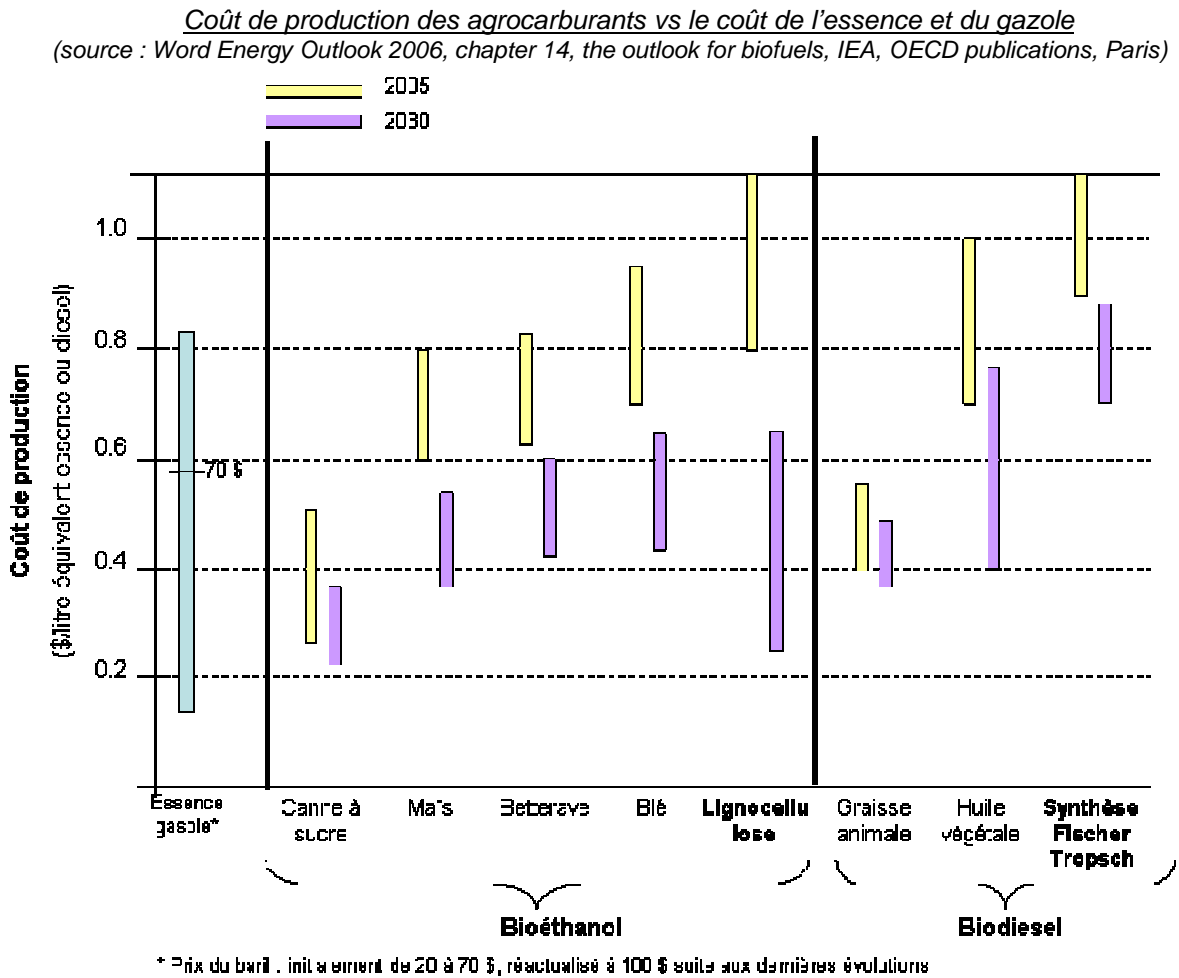
- La première génération entre en compétition avec la ressource au niveau de l'alimentaire et présente un impact environnemental contestable,
- La seconde génération, plus favorable selon les critères environnementaux est encore en cours de développement et sa viabilité industrielle est fortement liée aux coûts des procédés. Au vu des développements actuels, il est estimé que d'ici 2030, le coût de production de l'éthanol cellulosique sera de l'ordre de 0.45 \$/litre équivalent essence soit 0.25 €/litre d'éthanol. Il devrait être compétitif par rapport au carburant de première génération mais aussi par rapport à l'essence (cf Figure). Les coûts de production du diesel FT (Fisher Tropsch), encore appelé BtL (Biomass To Liquid), ne devraient pas aller en-deça de 0.75 \$/litre équivalent diesel soit 0.57 €/litre de BtL. Cela ne rend pas a priori ce procédé attractif, sur le seul point économique, par rapport au biodiesel de première génération. Mais à un prix du baril de 100\$ il devient tout à fait compétitif par rapport au diesel.

Le rapport de M. Syrota sur les perspectives énergétiques de la France à horizon 2020-2050 (Commission « Energie » du Conseil d'Analyse Stratégique rendu public le 9 octobre) recoupe ce message en insistant sur l'importance de favoriser le développement des carburants de seconde génération, quitte à envisager une pause dans les engagements gouvernementaux afin d'attendre l'industrialisation des procédés. En effet, les rendements énergétiques sont plus attractifs et la compétition avec l'alimentaire est moindre voire inexistante.

C'est dans ce contexte de tension sur les ressources, que le CEA travaille sur un procédé de production de BtL qui vise à introduire de l'énergie non-fossile lors de la gazéification de la biomasse ainsi que de l'hydrogène pour enrichir le gaz de synthèse.

On escompte une augmentation d'un facteur trois sur la quantité d'hydrocarbures synthétisés pour une quantité de biomasse donnée par rapport aux autres procédés de BtL !

Juliette IMBACH



---

## La propriété intellectuelle : outil de veille et d'élaboration de modèles économiques

---

### Une concurrence accrue dans un contexte international

Le paysage de l'industrie et de la recherche nucléaire change avec, en particulier, l'entrée de nouveaux acteurs, amenant une concurrence accrue, que ce soit entre industriels ou entre laboratoires de recherche.

Deux outils peuvent nous aider à nous adapter : la veille et la propriété intellectuelle, à la fois pour mieux connaître nos concurrents (qui sont-ils, que font-ils, en quoi leurs recherches sont-elles concurrentes des nôtres) et pour protéger nos innovations et, donc, les transférer au mieux vers l'industrie ou les défendre une fois transférées.

### La veille, pourquoi faire ?

Détecter les « signaux faibles » :

Une activité de veille permet d'anticiper les évolutions du marché (plus particulièrement de l'offre), en identifiant ce que l'on appelle couramment des signaux faibles, précurseurs d'évolutions importantes. Or, les publications ou autres brevets sont en avance de phase sur le marché et donnent quantité d'informations sur ce qui va déboucher dans les années à venir. Les brevets, en particulier, sont déposés très tôt et donnent une description approfondie des techniques mises en œuvre.

Exemple particulier des agrocarburants :

Le modèle économique de plusieurs filières de carburants issus de la biomasse est actuellement à l'étude à I-tésé. Le schéma de développement de ce type de produit est couramment le suivant : industriel adossé à un laboratoire de recherche, ou industriel possédant son propre labo de R&D (ex : partenariat ECN et SHELL, labo de R&D de CHEMREC ou CHOREN, pour n'en citer que quelques uns).

Une rapide recherche et quelques contacts montrent que le modèle de protection intellectuelle est des plus classiques : les technologies sont brevetées au plus tôt ainsi que les procédés qui les mettent en œuvre, le savoir faire est ensuite protégé par le secret. Sur ce sujet particulier des agrocarburants, on peut percevoir une augmentation significative du nombre de brevets publiés en 2007, donc déposés en 2005/2006. On est d'ores et déjà sorti du domaine que l'on peut qualifier de « signal faible », ce qui montre une recherche très significative.

On estime que ces produits devraient déboucher sur le marché vers 2012, ce qui offre environ une dizaine d'années d'exploitation des brevets.

### De la Propriété Intellectuelle aux modèles économiques, quoi et comment protéger pour mieux transférer ?

Quels sont les développements réalisés aujourd'hui qui nous feront gagner de l'argent demain ? Comment les protéger (secret, brevets, marques), que publier, où étendre la protection ? Autant de questions à se poser pour définir une stratégie de propriété intellectuelle au début d'un programme de R&D. Correctement définie et menée, cette stratégie permettra ensuite de transférer nos technologies dans les meilleures conditions et d'en tirer les meilleurs profits.

Pour renforcer les synergies entre ces deux domaines complémentaires que sont la propriété intellectuelle et l'économie, **le responsable de la propriété intellectuelle de la DEN Saclay a été placé au sein d'I-tésé, ce qui facilite les échanges.**

Didier SABOURIN



## Production massive d'hydrogène : malgré une demande forte, la technologie d'électrolyse alcaline ne devrait pas connaître de bouleversement dans les prochaines années

Lorsque l'on envisage la production massive d'hydrogène, on pense bien sûr à l'électrolyse alcaline. C'est en effet le seul procédé aujourd'hui mature qui permette de produire de l'hydrogène sans émettre de gaz à effet de serre, à condition que l'électricité utilisée soit elle-même produite par des procédés non émetteurs.

A l'heure actuelle, les électrolyseurs de plus grande capacité sont fabriqués par la société suisse IHT. Ces électrolyseurs ont une production unitaire de 760 Nm<sup>3</sup>/h (68,3 kg/h). L'hydrogène est délivré à 30 bar et la durée de vie des électrolyseurs est d'environ 30 ans. Leur prix est évalué à 3 M€ environ pour l'électrolyseur seul (sans prendre en compte les auxiliaires).

Citons également la société norvégienne NorskHydro qui fabrique des électrolyseurs ayant une capacité de 485 Nm<sup>3</sup>/h (43,6 kg/h). L'hydrogène est également délivré à 30 bar.

Afin de fixer les ordres de grandeur, indiquons qu'une centaine des plus gros électrolyseurs serait nécessaire afin d'atteindre le niveau de production envisagé par une installation de type cycle Iode-Soufre (2 kg/s). C'est également le nombre d'électrolyseurs de 760 Nm<sup>3</sup>/h aujourd'hui installés dans le monde.

Pour le moment, les fabricants n'envisagent pas de développer des électrolyseurs de capacité supérieure à moins d'une évolution du marché.

Les travaux actuels de la société NorskHydro se focalisent sur une nouvelle

technologie : un prototype de 130 Nm<sup>3</sup>/h est en en cours de test. Son lancement est prévu en 2008.

La société IHT quant à elle développe un appareil issu de leur électrolyseur de grande capacité mais ayant une production unitaire de l'ordre de 2 à 50 Nm<sup>3</sup>/h pour le marché de l'hydrogène-énergie. Après une analyse des besoins, leur technologie de 760 Nm<sup>3</sup>/h leur apparaît satisfaisante pour le secteur de l'hydrogène industriel.

Les électrolyseurs développés à l'heure actuelle sont donc de capacité plus faible.

Soulignons que ces fabricants ont clairement identifié l'évolution du marché à venir, à commencer par les besoins croissants des industriels gaziers et pétroliers. Des demandes ont été formulées concernant des installations comprenant une voire plusieurs centaines d'électrolyseurs, ce qui, rappelons-le, correspond à l'ordre de grandeur du nombre d'électrolyseurs de grande capacité déjà installés dans le monde.

Cependant, les frais de développement d'une nouvelle gamme d'électrolyseur ne leur apparaissent pas justifiés (frais de R&D, prototype, essais, frais de mise sur le marché...). Des réductions de coût sont plutôt attendues par effet de série et une mise en commun des auxiliaires de l'installation (dispositifs de stockage, distribution des gaz...).

En passant d'une installation de 0,1 kgH<sub>2</sub>/s à une installation douze fois plus importante, la contribution du coût d'investissement deviendrait 0,37 €/kg au lieu de 0,39 €/kg d'hydrogène produit. Celle de la maintenance serait elle diminuée de plus de 40%, passant de 0,50 à 0,29 €/kg.

Le coût de production de l'hydrogène par électrolyse alcaline dépend très fortement du prix de l'électricité : un prix de 40

€/MWh conduirait par exemple à un coût de l'ordre de 3 €/kg<sub>H2</sub>.

En conclusion, malgré l'évolution de la demande, la réduction du coût d'investissement des électrolyseurs par effet de taille n'est pas privilégiée par les fabricants. Des gains sont par contre

attendus par effet de série et mise en commun des auxiliaires de l'installation, ce qui permettrait une diminution conséquente des coûts de maintenance.

Christine MANSILLA

---

---

## Brèves

---

---

### Présentation de Rodrigo Rivera (doctorant à l'I-tésé) sur la production massive d'hydrogène au congrès ECCE 2007

---

Parmi les procédés avancés envisagés pour la production d'hydrogène figure l'électrolyse haute température. Ce procédé doit être alimenté par un flux de vapeur d'eau qui peut être généré grâce au couplage avec différentes sources chaudes. Jusqu'à maintenant seuls la géothermie et les réacteurs nucléaires à haute température avaient été envisagés comme sources chaudes.

La thèse de Rodrigo Rivera en collaboration avec l'Ecole des Mines de Paris étudie plus particulièrement ces possibilités de couplage, explorant ainsi une large gamme de température. Les sources identifiées sont l'incinération de la biomasse ou des déchets ménagers pour les plus basses températures, mais également bien sûr les réacteurs nucléaires, allant de l'EPR aux réacteurs de Génération IV (RNR-Na et HTR).

Après une communication au congrès ICENES en juin dernier traitant du couplage à un réacteur nucléaire, les perspectives ouvertes par le couplage à un incinérateur de biomasse ou de

déchets ménagers ont fait l'objet d'une communication au congrès européen de génie chimique (ECCE) qui s'est tenu à Copenhague du 17 au 21 septembre 2007.

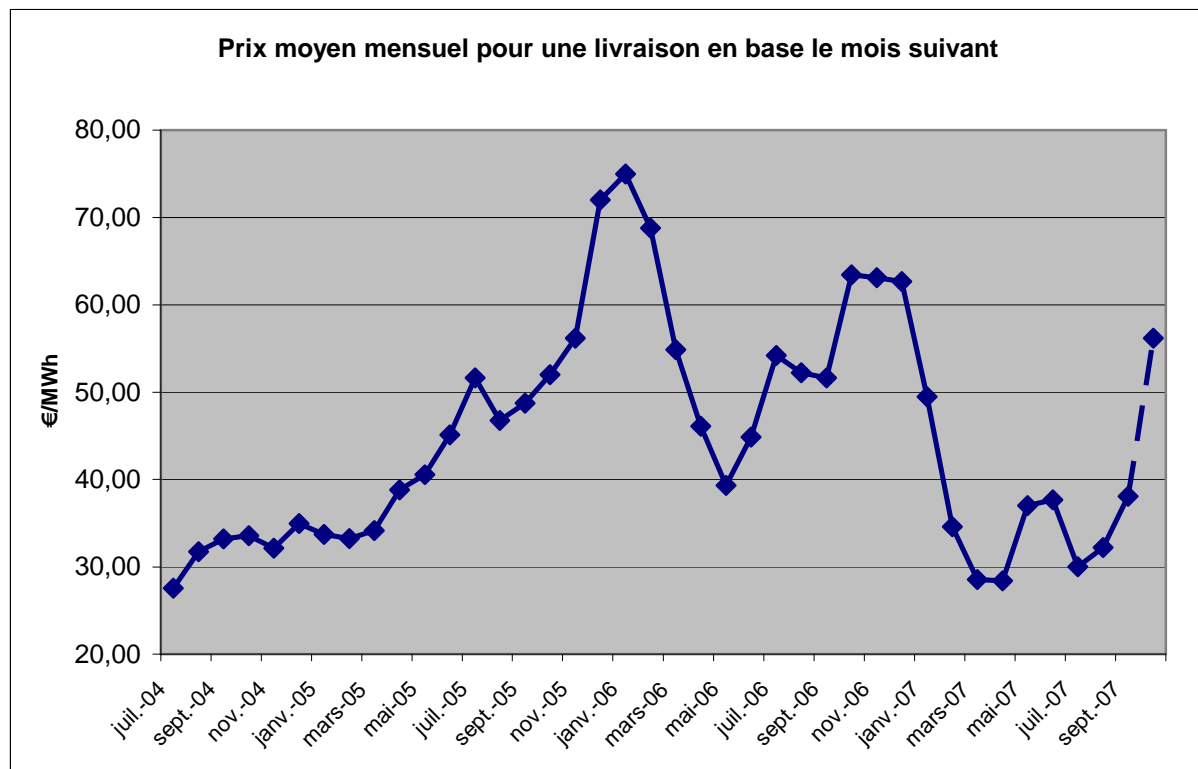
Le coût de production de la vapeur a en particulier été évalué. En ce qui concerne les déchets ménagers, le coût de la vapeur est estimé en fonction de la capacité de l'incinérateur : les effets de taille permettent de diviser le coût de la vapeur par deux lorsque la capacité est multipliée par cinq. Dans les années à venir, l'augmentation de la part des matières plastiques devrait conduire à améliorer le pouvoir calorifique des déchets ménagers. Pour la biomasse, un modèle plus détaillé a été développé intégrant la température de la vapeur, la nature de la biomasse et la taille du procédé.

Les possibilités sont importantes en termes quantitatifs même s'il est clair qu'il faudra prendre en compte une compétition des usages pour l'utilisation de la biomasse.

Christine MANSILLA

## MARCHES

**Malgré la hausse des prix de l'électricité depuis 3 mois, le prix moyen pour une livraison en base le mois suivant devrait être en moyenne pour 2007 inférieur à celui de 2006**



Pour la première fois depuis que l'électricité fait l'objet de cotation sur la place de Paris le prix moyen de l'électricité sur l'année pourrait être cette année en baisse par rapport à l'année précédente.

Alors que le **prix moyen mensuel pour une livraison le mois suivant** a progressé régulièrement jusqu'en janvier 2006 où il a atteint pratiquement 75 €/MWh, il avait chuté pendant les 5 premiers mois de 2006 avant de se maintenir à plus de 50 €/MWh jusqu'à la fin de l'année. Ce maintien à un niveau élevé s'est interrompu en 2007 où le prix de l'électricité aura été pendant 8 mois à un niveau inférieur à 40 €/MWh, point le plus bas atteint l'an dernier.

Ce mouvement peut s'expliquer par les températures assez clémentes de l'année

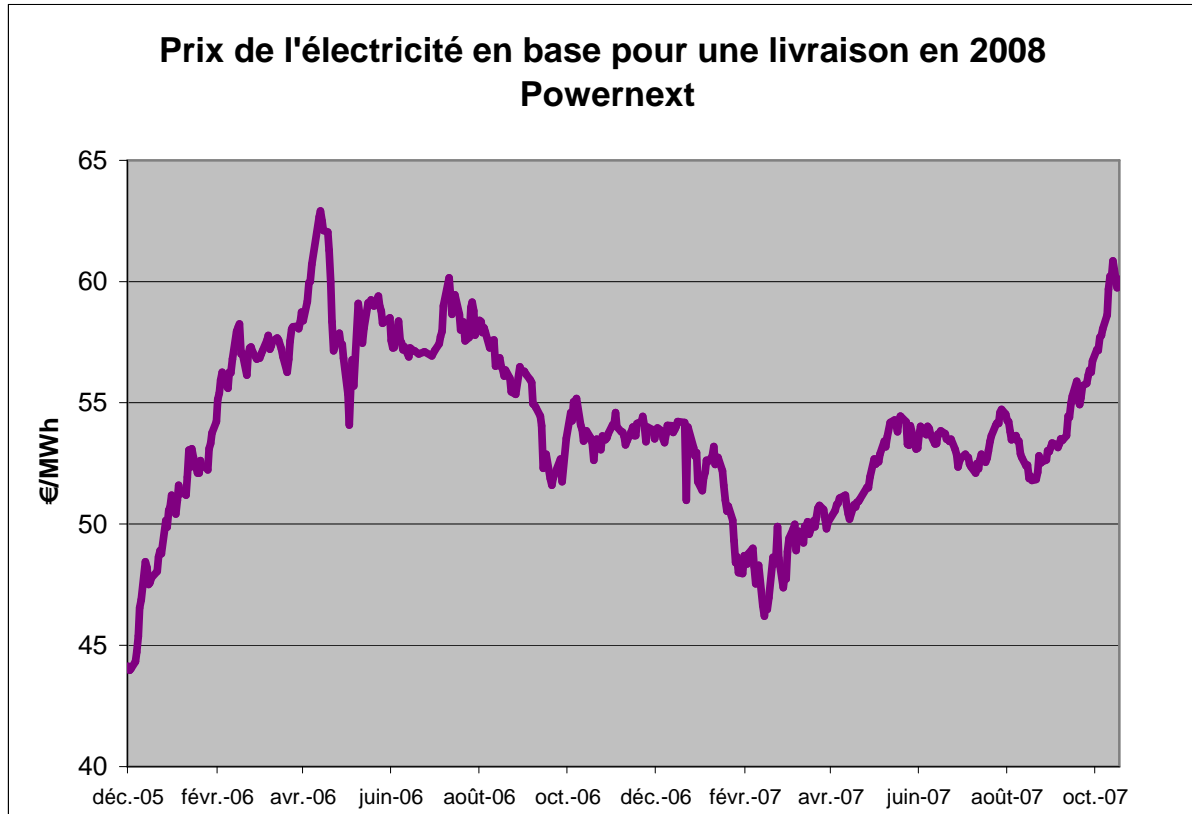
qui ont amené à des niveaux de consommation et de puissance appelée plus faibles en 2007 que l'année dernière.

Aussi alors que le cours moyen des échéances mensuelles en base livré en 2006 de 57 € a été en hausse de 15 € par rapport à 2005, il est sur les 9 premiers mois de l'année de 37 €.

Il est cependant peu probable que ce cours relativement bas se maintienne jusqu'à la fin de l'année.

La tendance à la baisse des prix s'est en effet interrompue en septembre et encore plus certainement en octobre (données provisoires). Si ce retour à un mouvement de hausse se confirmait, le prix de l'électricité sur les échéances de court terme (un mois) serait dans une

dynamique cohérente avec les observés pour des livraisons d'électricité en 2008. mouvements et les niveaux de prix

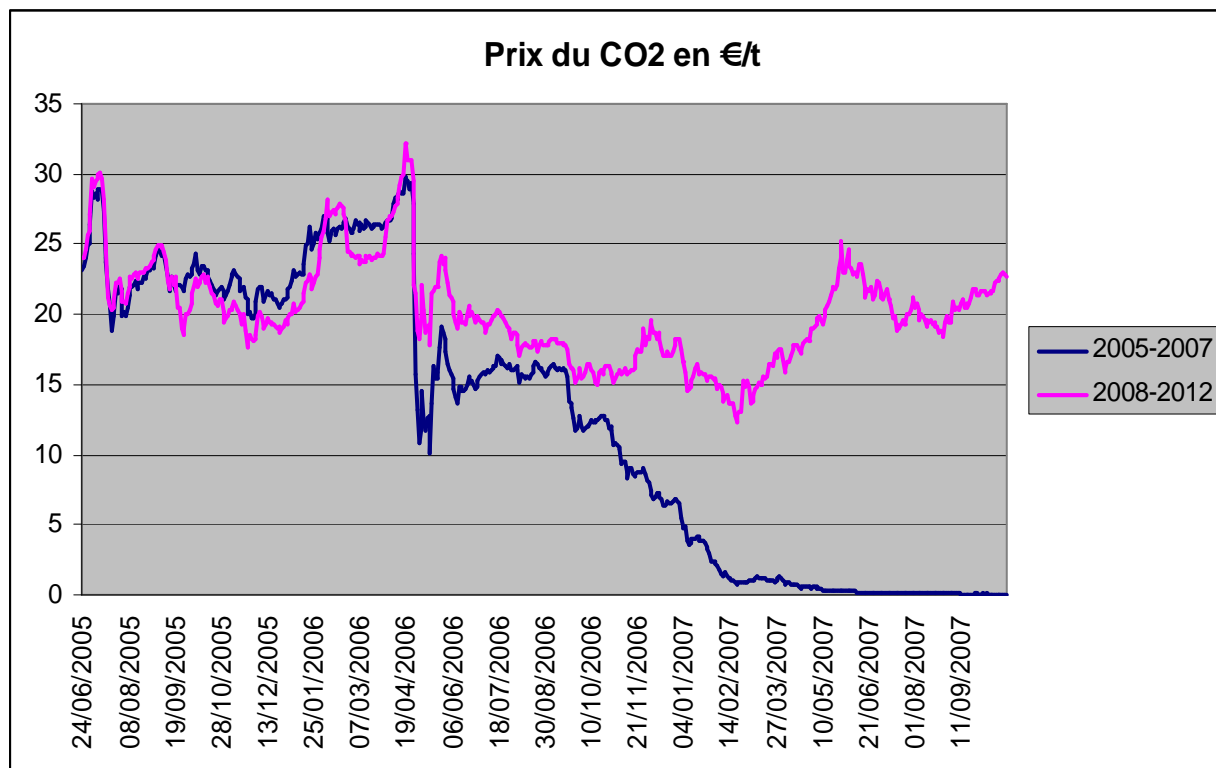


En effet le prix de l'électricité pour une livraison en 2008 connaît une nouvelle hausse depuis septembre. Après avoir progressé une première fois au printemps et s'être stabilisé sous les 55 € pendant l'été il est repassé au-dessus, niveau qu'il n'avait pas atteint depuis un an et à même dépassé les 60 € en octobre.

Cela s'explique certainement par la prise en compte du prix des quotas d'émissions pour la période 2008-2012 et de la hausse significative du prix du charbon, fortement utilisé en Allemagne dans la production d'électricité, qui est passé de 50 \$ la tonne fin mai à 75 fin octobre.

David PROULT

## Les prix du CO<sub>2</sub> autour de 20€ la tonne pour la période de 2008-2012



Dans 6 mois sera clôturée la première période de fonctionnement du « système européen d'échange de permis d'émission ». Elle aura permis aux acteurs du marché de se familiariser avec cet outil. Mais cette première expérience se terminera avec un prix pour les émissions de CO<sub>2</sub> très faible. Il évolue depuis septembre dernier en-dessous de 10 centimes la tonne. Cela illustre qu'il n'y a pas de difficulté pour les entreprises à respecter les quotas d'émissions qui leur ont été alloués.

Pour la période suivante (2008-2012) les acteurs du marché anticipent une véritable contrainte sur le marché du carbone. Pour le moment les quotas d'émissions pour l'année 2008 s'échange autour de 20 € la tonne.

### Rappel :

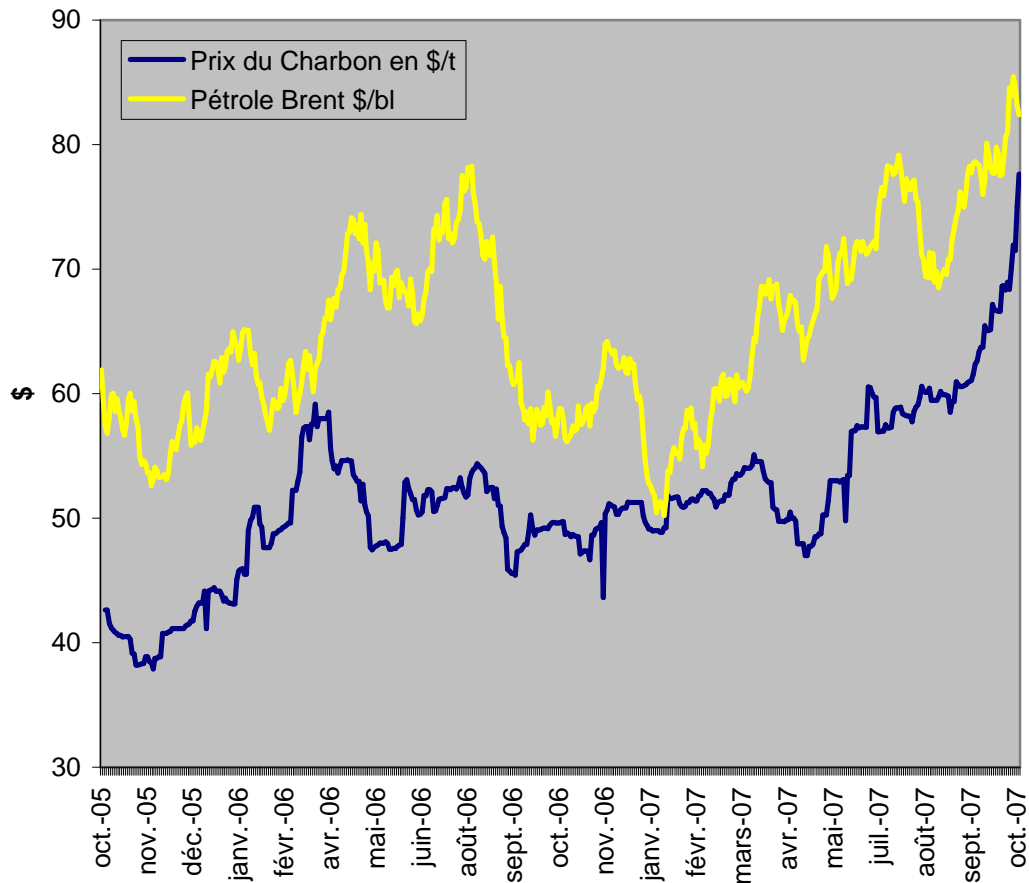
Lorsque l'Union Européenne a créé le « système européen d'échange de permis d'émission » deux périodes distinctes ont été prévues : 2005-2007 et 2008-2012. Pour chacune de ces périodes, une attribution de permis d'émission aux 12 000 installations

industrielles concernées est prévue. Les émissions de ces installations doivent être strictement égales au nombre de permis qu'elles possèdent. Elles ont la possibilité alors d'agir sur leurs émissions mais aussi de céder ou d'acheter ces permis sur un marché. C'est la rencontre de cette offre et de cette demande qui fixe alors le prix de la tonne de CO<sub>2</sub>.

David PROULT

## Hausse des prix du pétrole et du charbon

Prix du charbon et du pétrole en Europe



La dernière période est marquée par une augmentation très forte du prix du pétrole et du charbon en Europe.

**Le charbon**, énergie dont les cours sont traditionnellement assez stables connaît depuis plusieurs mois un mouvement haussier important. Aux alentours de 50 \$ la tonne au printemps dernier, son prix a dépassé fin octobre les 75 \$.

Ce mouvement en Europe s'explique par la conjonction de deux événements. Le premier est la croissance de la demande chinoise en charbon pour sa production d'électricité et d'acier, qui fait que ce pays

traditionnellement exportateur net est en train de devenir importateur de charbon.

Le marché du charbon étant assez régionalisé à cause des coûts élevés de son transport ce surplus de demande est adressé en premier lieu à l'industrie minière australienne. C'est là le deuxième élément.

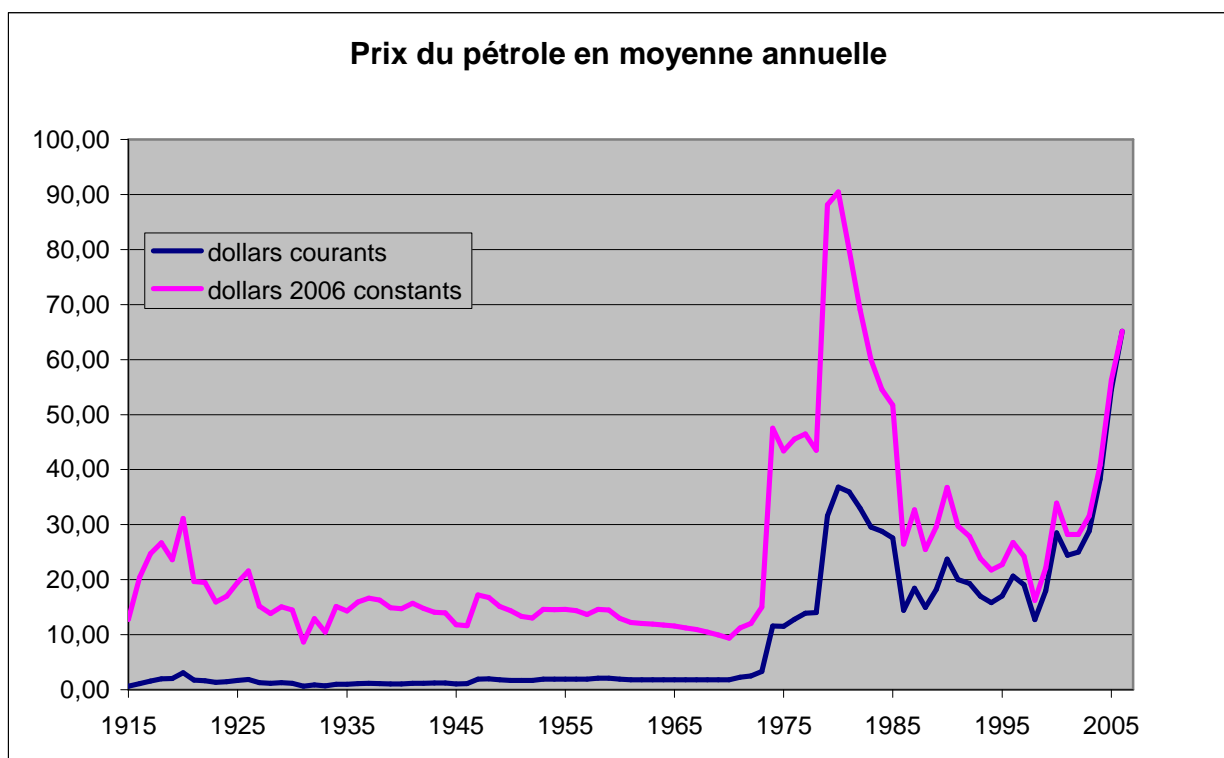
Les capacités du port australien de Newcastle, premier port charbonnier au monde, se trouvent limitées par rapport au surcroît de demande et le port connaît en ce moment une forte congestion qui oblige les Indiens et les Chinois à s'adresser à l'Afrique du Sud pour se fournir en

charbon. C'est ainsi que la demande européenne est concurrencée par celle d'Asie, moins sur les quantités de charbon disponibles que sur les capacités de transport.

A l'inverse du charbon, **le pétrole** est un marché mondialisé. Aussi la hausse de son prix en Europe est complètement liée à ce qui s'observe ailleurs. Si le baril texan WTI a atteint un sommet avec 90 \$ le 18 octobre dernier, le même jour le baril de Brent atteignait lui aussi un sommet avec 85 \$.

S'il est possible que le pétrole dépasse les 100 \$ dans les prochains jours ou semaines (si ce n'est pas déjà fait au moment où vous lisez cette lettre) il convient de préciser qu'en franchissant ce seuil symbolique il risque aussi d'atteindre un sommet historique puisqu'on estime qu'en dollars constants le cours maximal atteint est de 101,7 \$ en avril 1980.

Cela étant, nous ne sommes pas encore dans la situation connue en 1979 et 1980 où le pétrole s'était maintenu pendant deux ans à pratiquement 90 \$.



Cette hausse des prix du pétrole et du charbon explique en partie celle observée sur les prix de l'électricité.

charbon et on estime qu'une augmentation de 10 % des prix du charbon augmente d'environ 1 € le coût de production.

Même si le pétrole n'est utilisé que marginalement dans la production d'électricité, ses prix influent avec un retard de quelques mois ceux du gaz, énergie de plus en plus utilisée pour la production d'électricité. Enfin le coût du charbon compte pour environ 35 % dans le coût du kWh produit par des centrales à

David PROULT



## Marché de l'uranium et de l'enrichissement

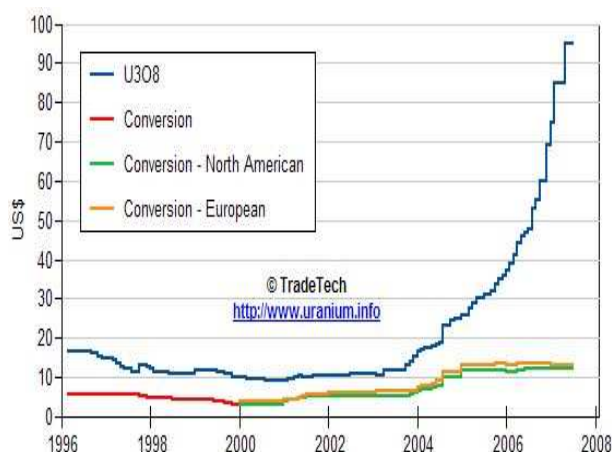
### Marché de l'uranium

Les projets nucléaires, très ambitieux après les chocs pétroliers, ont été stoppés après l'accident de Tchernobyl, conduisant à remettre sur le marché des stocks d'uranium constitués importants. D'autre part, les Etats-Unis et l'ex-URSS, à l'issue des accords sur le désarmement, ont remis sur le marché une partie de leurs stocks militaires. La conjonction de ces deux événements a perturbé l'équilibre entre l'offre et la demande, conduisant au maintien de prix anormalement bas pour l'uranium, 10 \$ la livre d'U3O8, avec, comme conséquences, la fermeture de mines et l'arrêt des dépenses de prospection.

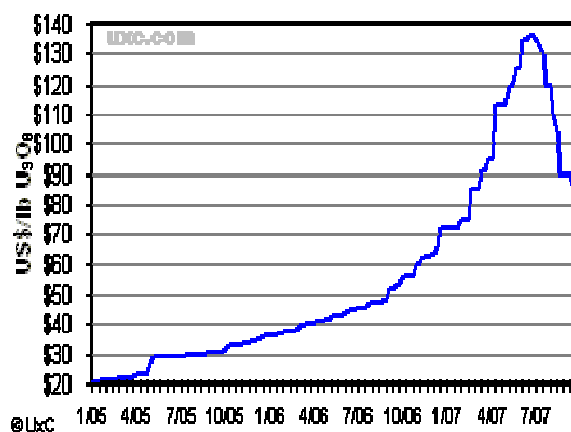
L'anticipation d'une reprise des programmes nucléaires au début des années 2000, avec début de reconstitution de stocks stratégiques, associée à l'épuisement progressif des sources secondaires ont conduit à des tensions sur le marché, d'autant plus fortes que les délais de mise en service de nouvelles mines dépassent la dizaine d'années.

Ce décalage entre l'offre et la demande a entraîné une hausse importante des prix de l'uranium sur le marché spot, accentué par un phénomène de spéculation et a conduit à des prix spot qui ont culminé autour de 135 \$/lb U3O8, soit environ 250 €/kg U en juin 2007. Les prix au marché spot sont actuellement plus raisonnablement descendus autour de 80 à 90 \$ la livre et se maintiennent depuis un mois, malgré quelques hausses modérées récentes, autour de ces valeurs qui sont celles du marché à long terme. Sur le moyen et long terme, il faut cependant s'attendre à des prix globalement à la hausse.

### Prix de l'uranium pour les contrats à long terme



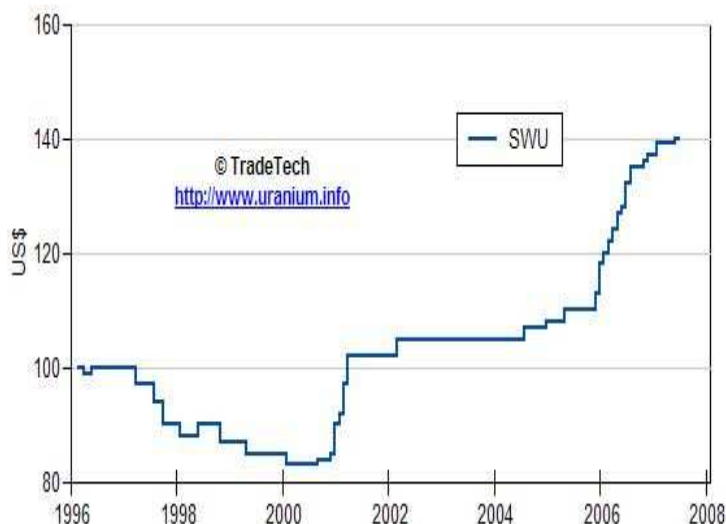
### Prix spot de l'uranium (U3O8)



## Marché de l'enrichissement

On observe une stabilisation de l'évolution du prix de l'UTS parallèlement à celle de l'uranium.

Compte-tenu de l'augmentation du prix de l'uranium, l'optimum du taux de rejet s'est déplacé de 0,3% à 0,23%.



Christine LOAEC

## Evolution du parc électronucléaire mondial

Le bilan du parc nucléaire mondial en 2006 fait état d'une augmentation de 591 MWe, ce qui représente une hausse de 0,16% par rapport à l'année précédente. Il est marqué par la fermeture de huit réacteurs représentant 1,8 GWe (tous en Europe dont deux en Bulgarie, un en Espagne, quatre au Royaume-Uni et un en Slovaquie), et la connexion de deux réacteurs (en Asie dont un REP en Chine et un PHWR\* en Inde). Le solde étant dû aux augmentations de puissance des réacteurs, qui cependant pour la première fois depuis six ans, ont été quasiment nuls aux Etats-Unis, d'après les données disponibles.

Cette croissance marque un infléchissement par rapport à la croissance annuelle mondiale moyenne du parc sur les dix dernières années de 0,6%/an. Elle confirme la baisse à court terme de la puissance électronucléaire installée en Europe et son développement en Asie entamé depuis quelques années.

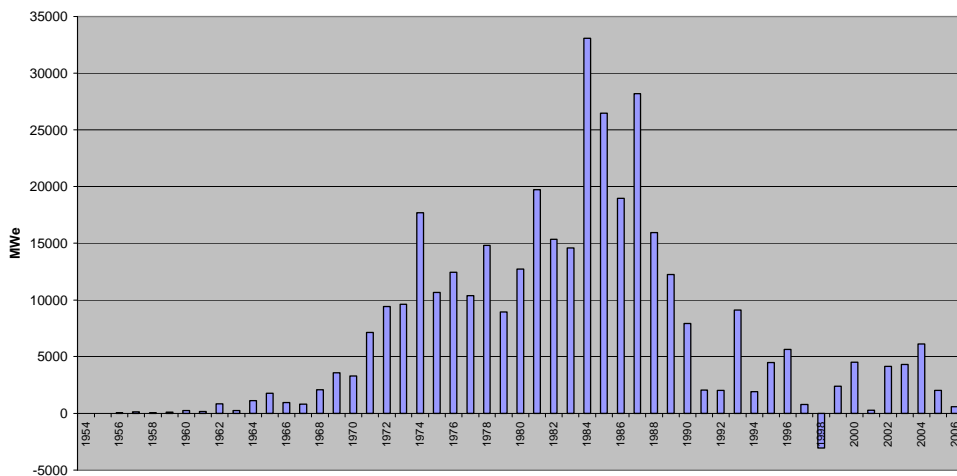
\*\* Correction post-édition

Le dynamisme asiatique est caractérisé par la commande d'un réacteur et la mise en chantier de deux autres en Chine, ainsi que par la commande d'un et la construction d'un autre en Corée. Ces derniers s'ajoutent aux deux réacteurs chinois et huit indiens déjà en cours de construction. Cette tendance devrait se poursuivre avec le bilan de l'année 2007 durant laquelle des négociations sont en cours pour d'autres réacteurs en Chine.

Il est à noter également un retour en scène des RNR avec la mise en chantier d'un réacteur de 750 MWe en Russie, qui s'ajoute à celui déjà en construction en Inde depuis 2004, alors que l'année précédente le RNR de Monju au Japon avait été mis en arrêt de long terme.

Hormis en Inde, les REP dominent nettement au niveau des technologies en commande ou en construction (dix huit réacteurs dans le monde sur un total de vingt neuf en construction, et la totalité des quatre nouvelles commandes).

Evolution annuelle de la Puissance nucléaire nette mondiale



Mehdi DAVAL

## A PROPOS DES STATISTIQUES SUR L'ENERGIE

### Energie, électricité, part du nucléaire : se reconnaître (un peu) dans le maquis des chiffres de l'énergie et de l'électricité

*Avertissement : l'auteur est impatient d'affiner sa compréhension de ce domaine complexe, où les chiffres sont rois mais l'intelligibilité le borgne proverbial. Toute erreur dans ce qui suit est donc uniquement de sa propre responsabilité, et il accueillera toute suggestion de correction et/ou d'amélioration avec reconnaissance !*

6%, 16%, 78%, 84%... Cette avalanche de chiffres ne vous dit-elle pas quelque chose ? 6% de l'énergie primaire dans le monde, 16% de l'électricité dans le monde, 50% de l'énergie primaire en France, 78% de la consommation, 84% de la production, l'énergie et sa partie nucléaire sont en débat, ou plus exactement l'énergie électrique d'origine nucléaire. Car, à y regarder, on ne parle pas de la même chose, ce qui explique qu'on ne s'y retrouve pas.

Nous avons voulu essayer de s'y retrouver dans ce maquis, en prenant le cas précis de la France, où par chance les acteurs ne sont pas trop nombreux et les sources officielles bien documentées : la DGEMP, Direction de l'Energie et des Matières Premières du MEDAD (anc. Ministère de l'Industrie), qui centralise la vision française de l'énergie, EDF, acteur majeur mais plus unique de la production d'électricité en France, et RTE, filiale d'EDF mais à gouvernance indépendante, chargé de gérer le réseau de transport d'électricité pour tous les producteurs et consommateurs d'électricité sur le territoire français.

Commençons par l'électricité. Si l'on se réfère au rapport annuel 2006 d'EDF<sup>6</sup>, la **production d'électricité en France continentale** a été en 2006 de 485,2 TWh, dont **428,1 d'origine nucléaire (soit, 88,2%)**.

<sup>6</sup> Page 52 du rapport

La vision du réseau de transport (fiche RTE « L'énergie Electrique en France en 2006 »<sup>7</sup>), beaucoup plus détaillée, donne 549,1 TWh produits (production **nette**) dont **428,7 TWh de nucléaire (soit 78,1%)**. Enfin, le récapitulatif global de la DGEMP dans son « bilan énergétique de l'année 2006 en France » est<sup>8</sup> d'une production **brute** de 574,5 TWh dont **450,2 TWh pour le nucléaire (soit 78,4%)**.

Alors, 428 ou 450 TWh pour le nucléaire ? 84% ou 78% de part de nucléaire dans l'électricité ?

Pour ce qui est de la discordance 428TWh vis à vis de 450TWh pour le nucléaire, l'explication est qu'il ne s'agit pas des mêmes TWh : dans le cas des 450TWh il s'agit de l'ensemble de la **production brute** sur le territoire français, d'origine nucléaire, y compris les **exportations**, dans le cas des 428TWh il s'agit de la **production nette**, moins donc les servitude et pertes internes. Nous pouvons retenir comme chiffre **428TWh de production nucléaire nette** sur lequel EDF et RTE sont en accord.

Oui, mais alors, 78% ou 88% ? Pour cette deuxième question là, encore, il ne s'agit pas de la même électricité : le nucléaire représente effectivement **88% dans la production d'EDF**, mais **78% dans la production française**, qui comprend aussi les centrales thermiques (et autres fermes d'éoliennes, etc.) d'autres producteurs<sup>9</sup>.

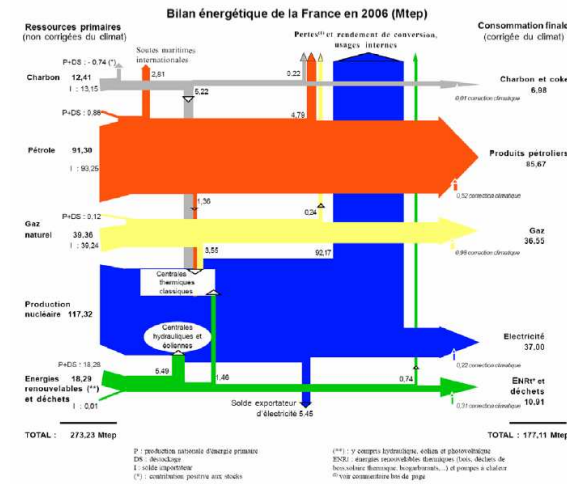
Le bon (?) chiffre est donc **78% de la production nette d'électricité** sur le territoire français.

<sup>7</sup> Version de décembre 2006, labellisée « valeurs provisoires »

<sup>8</sup> Page 9 de la note

<sup>9</sup> Par déduction à partir des chiffres DGEMP et RTE en soustrayant ceux d'EDF, on peut estimer leur production (essentiellement thermique à flamme) à 63-67 TWh (selon net/brut), soit 12% de la production française.

Si maintenant nous nous penchons sur le bilan énergétique global<sup>10</sup> nous voyons les ressources et emplois suivants pour les énergies primaires :



est comptabilisé (pour 111,87Mtep<sup>11</sup>) à 3 fois la valeur de la production électrique<sup>12</sup>, alors que pour toutes les autres énergies sources, elles sont comptabilisées à leur valeur thermique dans les deux rubriques. La perte affichée 74,85 Mtep correspond tout simplement à la dissipation thermique des centrales nucléaires.

De ce fait, le nucléaire qui correspondrait à une ressource « effective » de 19% de l'énergie « combustibles primaire » en France est décompté pour 41% des énergies primaires consommées, soit près des 50% mentionnés en début d'article.

Mais, pourquoi ce traitement si particulier ? En plus du nucléaire, des énergies renouvelables et autres déchets (biomasse, etc.) utilisées pour produire de l'électricité pourraient être justiciables de ce même type de traitement, car il correspond à une particularité, d'une énergie employée pour la génération d'électricité et dont on ne sait pas bien comptabiliser la source.

Et, de fait, le nucléaire n'est pas le seul, la géothermie est justiciable du même traitement (avec un rendement de 10%) pour reconstituer un volume d'énergie primaire inconnue à partir d'une énergie finale délivrée<sup>13</sup>. Ce problème est récurrent avec l'énergie utilisée en source de vecteur dont on ne connaît que la quantité de vecteur fabriqué, et le vecteur qui nous intéresse ici est l'électricité<sup>14</sup>. Or, il est souhaitable, au niveau de la vision globale, d'avoir une approche brute « tout compris », y compris pertes de conversion et rendement, pour pouvoir ajouter des sources de nature différentes : c'est pourquoi l'énergie nucléaire est comptabilisée à sa valeur thermique

En Mtep (non corrigées du climat)	Ressources Primaires		Pertes	Ressources Primaires moins pertes	
Charbon	12,41	5%	0,22	12,19	6%
Pétrole	91,30	33%	4,79	86,51	45%
Gaz	39,36	14%	0,24	39,12	20%
Nucl	111,87	41%	74,85	37,02	19%
ENR et déchets	18,29	7%	0,74	17,55	9%
<b>Total</b>	<b>273,23</b>	<b>100%</b>	<b>80,84</b>	<b>192,39</b>	<b>100%</b>

Mtep	Ressources Primaires moins pertes	De/Vers électricité, + corr.clim.	Consomm. finale, corr.clim.	
Charbon et Coke	12,19	-5,21	6,98	4%
Pduits pétroliers	86,53	-0,86	85,67	48%
Gaz	39,12	-2,57	36,55	21%
Electricité	37,00	0	37,00	21%
ENRt etdéchets	17,55	-6,64	10,91	6%
<b>Total</b>	<b>192,39</b>		<b>177,11</b>	<b>100%</b>

Remarque : les chiffres ayant été reconstitués par l'auteur pour concorder autant que faire se peut avec les données du synoptique, il se peut que quelques inexacitudes (arrondis, etc.) subsistent

Le nucléaire figure dans les parties ressources « énergies primaires » et (via l'électricité) dans la partie « emplois », avec deux caractéristiques à part : c'est la seule énergie primaire qui n'apparaît pas en tant que telle au rang des énergies finales, et elle

<sup>11</sup> On affiche ici une production intérieure, soit la « production nucléaire totale » 117,32 moins l'exportation 5,45,

<sup>12</sup> Selon la convention internationale adoptée en 1999, avec un taux d'équivalence « 1tep d'énergie primaire = (0,086 / 33%) TWh nucléaires produits », qui prend en compte le rendement des centrales nucléaires estimé par convention à 33% (c'est le chiffre moyens des centrales de génération II ; à titre de comparaison, l'EPR devrait afficher un rendement de l'ordre de 38%)

<sup>13</sup> Pour l'énergie éolienne, le rendement des moteurs et générateurs électriques étant proche de l'unité, on retombe sur le facteur ordinaire 0,086...

<sup>14</sup> Il sera intéressant d'étudier la question pour un vecteur hydrogène de grande diffusion, qui comme l'électricité sera un vecteur « non primaire ».

<sup>10</sup> DGEMP, « bilan énergétique de l'année 2006 de la France », tableau synoptique p.25

(énergie dégagée), comme les autres (la Mtep est le « contenu calorifique d'une tonne de pétrole »), et non sa valeur d'usage.

Pour les emplois, c'est l'énergie « finale » qui comptera, donc on va retrouver les vecteurs finaux, et l'« électricité » fait son apparition, le « nucléaire » y étant désormais inclus (puisque c'est son seul usage aujourd'hui) ; y apparaît de ce fait une rubrique « conversion vers l'électricité » en débit des autres énergies<sup>15</sup>. Il s'agit là d'une vision « système », et, en contrepoint avec l'analyse de la production électrique brute, cette vision correspond à celle des usages finaux, où l'énergie est comptabilisée à sa valeur d'usage<sup>16</sup>.

Alors, le nucléaire, 42% ou 14% de la consommation d'énergie primaire en France ? Tout dépend du périmètre et de la comptabilité utilisée... et des exajoules thermiques comptabilisés ou non.

Jacques DAVID

---

<sup>15</sup> Les -3,41 Mtep d'écart de conversion se décomposent en fait en +2,04 Mtep de correction des variations du climat et de -5,45 Mtep d'exportation d'électricité à décompter du bilan français

<sup>16</sup> Un paradoxe intéressant pourrait p.ex. concerner les maisons et bâtiments : si une meilleure isolation venait à diminuer la consommation d'énergie primaire d'un facteur 2, ne faudrait-il pas alors comptabiliser aujourd'hui la moitié actuellement « économisable » comme une perte, dans le tableau des ressources, plutôt que dans le tableau des emplois ?