
QUELLES SOLUTIONS DES INDUSTRIELS PEUVENT-ILS APPORTER AUX PROBLÈMES ÉNERGÉTIQUES? (*)

par **YVES BAMBERGER**

Directeur EDF R&D, membre de l'Académie des Technologies

et **BERNARD ROGEAUX**

Conseiller de Synthèse à EDF R&D

Nos modélisations montrent des tensions énergétiques liées au pétrole à un horizon qui ne devrait pas dépasser 2015-2020. Un recours massif au charbon apporterait une solution qui ne serait que provisoire, avec un pic fossiles possible dès 2040-2050. Ce recours au charbon pourrait aggraver considérablement le choc climatique en cours. Les acteurs industriels souhaitent proposer des solutions techniques pour construire un monde énergétique soutenable. Mais ces solutions ne se déploieront que difficilement : elles représentent un surcoût conséquent, que nous chiffrons à environ 2% du PIB, et surtout elles nécessitent un délai de 30 ans au moins pour être déployées massivement. De plus, elles devront être complétées dans nos pays par un nécessaire effacement de la demande, qui ne pourra être obtenu que par des efforts de sobriété. Ces solutions ne se développeront donc que dans le cadre de plans d'urgence acceptés par les populations. L'Europe, dont la position est la plus fragile, devrait agir très rapidement pour sécuriser son approvisionnement énergétique. La question du CO₂ elle, ne peut se régler qu'au niveau mondial et sera de plus en plus liée aux usages du charbon. Pour nous, la ressource la plus rare du monde énergétique, c'est le temps dont nous disposons pour assurer les nécessaires transitions.

citoyen veut des énergies accessibles au plus grand nombre, qui ne dégradent pas l'environnement et laissent une situation viable aux générations futures, et chaque individu, comme d'ailleurs chaque décideur politique, compose au mieux entre ces deux positions...

L'industriel, pour sa part, cherche à proposer des solutions énergétiques viables pour faire face à la demande énergétique : ces solutions doivent à la fois être économiques, respecter les contraintes environnementales présentes et anticiper au mieux les contraintes futures. Le plus souvent, il est amené à réaliser des investissements très lourds du type centrales électriques, raffineries ou réseaux qui ne se rentabiliseront qu'en plusieurs décennies. Il est préférable, lorsqu'on investit des milliards d'euros par an, d'anticiper les futures tensions et de ne pas trop se tromper sur les évolutions possibles de la demande, ni sur la disponibilité et le coût des énergies primaires.

I. — LES INDUSTRIELS SONT DANS L'OBLIGATION D'ANTICIPER DE MANIÈRE PRAGMATIQUE L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE

Chacun a sa propre approche des questions énergétiques : le consommateur final veut une énergie disponible et peu coûteuse, le

(*) Les propos contenus dans cet article n'engagent que leurs auteurs.

Les auteurs tiennent à remercier F. AILLERET, M. ALLÈGRE, P. CASEAU, P.-N. GIRAUD, J.-M. MARTIN, H. PRÉVOT pour leurs remarques et leurs suggestions.

Les problèmes auxquels nous sommes confrontés ont des solutions techniques...

Les problèmes liés à l'avenir énergétique sont maintenant bien connus du grand public: raréfaction annoncée des énergies fossiles peu coûteuses, et en tout premier lieu du pétrole, et aussi réchauffement climatique lié aux émissions de CO₂ et autres gaz à effet de serre. Il est maintenant mieux connu aussi que la raréfaction du pétrole pourrait augmenter – et non réduire – les émissions de CO₂: pour fabriquer des carburants liquides, la seule solution industriellement mature susceptible d'être déployée sur une grande échelle et rapidement dans le monde est la liquéfaction du charbon, laquelle émet près de trois fois plus de CO₂ que le pétrole pour un volume donné de carburant liquide.

Toutefois, de nouvelles techniques en cours de développement proposent ou proposeront des solutions pour les problèmes énergétiques auxquels nous sommes confrontés:

— *il est techniquement possible de diviser par deux les consommations énergétiques à service énergétique identique*: par exemple isoler les logements existants pour les amener aux standards du neuf actuel, et les chauffer avec 90 kWh par an et par m² contre 180 aujourd'hui en France, utiliser des voitures qui consomment 3,5 litres/100 km contre une moyenne du parc français à 7 litres/100 km, utiliser des appareils multimédias et un éclairage plus performant, etc. Il est même possible de construire des logements neufs ayant des consommations de chauffage presque nulles (<20 kWh/an.m³), voire des bâtiments dits « passifs » avec photovoltaïque intégré au bâti et stockage local qui ne nécessitent quasiment aucun apport d'énergie externe ;

— *il est possible de produire de l'électricité abondante sans CO₂*, par exemple à partir d'énergies renouvelables dont le potentiel technique est considérable (1). Dans le

futur, nous saurons aussi construire des sur-générateurs, et probablement des centrales charbon avec capture – stockage du CO₂, susceptibles d'être déployés sur une grande échelle ;

— *il sera enfin possible de se passer de pétrole dans les transports*: les véhicules peuvent utiliser des biocarburants, si possible de 2^{ème} (ou 3^{ème}?) génération (2), et/ou de l'électricité prélevée sur le réseau ou sur des éoliennes ou des panneaux photovoltaïques délocalisés, voire même demain de l'hydrogène (3).

Au final, de nombreuses solutions techniques existeront donc, qui permettront de construire un monde énergétique viable, sans pétrole et sans émissions de CO₂.

... mais ces solutions ont des problèmes!

Le premier problème, c'est que *ces solutions ne sont pas aujourd'hui économiquement compétitives* et elles ne se développeront donc pas spontanément par le seul jeu du marché. Elles sont souvent souhaitées par le citoyen soucieux du futur, mais en tant que consommateur, il n'accepte que difficilement de financer les surcoûts qui leur sont associés et il accepte encore moins de renoncer, pour économiser l'énergie, à consommer des objets ou services dont le coût énergétique ne représente en moyenne que 5% du coût total (4).

L'autre problème, encore plus important mais souvent oublié, c'est que *ces solutions requièrent le plus souvent un délai incompréhensible de 20 à 30 ans pour être déployées massivement*. Le système énergétique de 2020, c'était hier. Les décisions d'aujourd'hui ne modifieront de manière visible le système énergétique qu'à partir de 2030, et la R&D travaille déjà sur celui de 2050. Les infrastructures qui conditionnent le système énergétique ont en effet une durée de vie souvent supérieure à 40 ans, et ne se remplacent que progressivement. Et même si

dans le cadre de plans d'urgence, la décision était prise par exemple d'isoler tous les bâtiments en France pour réduire les besoins de chauffage (5) et d'installer sur toutes les toitures des panneaux solaires thermiques (pour l'eau chaude sanitaire) et photovoltaïques (pour l'électricité), nous nous trouverions face à deux difficultés incontournables: financer les coûts des travaux (6),

(1) Une surface correspondant à un carré de 500 km de côté dans le désert du Sahara couverte de panneaux photovoltaïques produirait plus d'énergie que tout ce qui est consommé dans le monde aujourd'hui.

(2) Les biocarburants de première génération sont produits aujourd'hui par les procédés classiques de fermentation alcoolique ou estérification (rendement net inférieur à 1 tep/ha sous nos latitudes). La gazéification de la biomasse et la synthèse Fischer Tropsch devraient permettre de meilleurs rendements (2 à 3 tep/ha) et correspondent à la prochaine 2^{ème} génération. Les rendements à l'hectare seraient encore augmentés (jusqu'à 4 ou 5 tep/ha?) si la chaleur et l'hydrogène nécessaires à la synthèse étaient apportés par une filière externe: cette 3^{ème} génération est encore au stade de la recherche.

(3) Dont l'intérêt par rapport à l'électricité est une meilleure stockabilité, mais dont l'inconvénient est un coût d'utilisation inévitablement élevé du fait du faible rendement global du vecteur hydrogène: pour le même nombre de kilomètres parcourus, il faudrait installer pour produire l'hydrogène au moins deux fois plus d'éoliennes ou de centrales nucléaires que celles qui seraient nécessaires si l'électricité est injectée directement dans les batteries. Pour les trajets de courte distance, l'électrification directe des véhicules (voitures électriques, hybrides rechargeables, mais aussi vélos électriques) restera plus économique, malgré le coût élevé des batteries.

(4) Le coût du pétrole dans un trajet automobile ou aérien court courrier ne dépasse pas 10% du coût total.

(5) On construit actuellement 400 000 logements par an en France, sur un parc de 30 millions de logements existants. L'enjeu de l'isolation du parc existant est nettement plus important pour la consommation énergétique en 2050 que les normes sur les nouveaux bâtiments.

(6) Isoler (quand c'est possible) par isolation thermique extérieure une maison particulière chauffée par fossiles et installer par exemple 4 m² de panneaux solaires thermiques pour l'eau chaude sanitaire et 10 m² de panneaux photovoltaïques coûterait en moyenne près de 30 000 € HT fourni posé (sans aides). Cet investissement permet de diviser par 3 au mieux les consommations moyennes d'une famille de 4 personnes en France, et ne sera rentabilisé qu'en plus de 30 ans en moyenne au prix actuel des énergies! Tous les consommateurs (ou contribuables?) accepteraient-ils facilement de financer de tels travaux?

mais surtout constituer le tissu industriel et artisanal capable de produire les composants et de réaliser les travaux (7). Une telle décision n'aurait pas d'effet réellement visible sur la consommation énergétique avant une quinzaine d'années au plus tôt.

Toutes les solutions que la R&D peut proposer aujourd'hui pour sortir des prochaines impasses énergétiques se heurtent au même problème: elles supposent du temps, pour une part non compressible, et des surcoûts qui seront d'autant plus importants que l'on devra aller plus vite.

Il faudra donc à la fois du temps, une réelle volonté politique, et un cadre de cohérence adapté pour conduire les nécessaires transitions.

D'autres problèmes commencent à apparaître, qui ne sont pas négligeables: le manque d'eau dans de nombreuses régions du monde, et la rareté croissante de certains matériaux. De ce fait, certaines « solutions » techniques ne pourront pas être déployées massivement dans le monde faute d'eau (par exemple centrales solaires thermodynamiques dans les zones désertiques) ou du fait de la rareté de matériaux tels que l'indium, le gallium (nécessaires pour les panneaux photovoltaïques couches minces), le platine (nécessaire pour les piles à combustible)...

Aurons-nous le temps de développer les solutions ?

Finalement, pour ceux qui cherchent à structurer un monde énergétique soutenable, le problème n'est pas qu'il n'y ait plus de pétrole dans 40 ou 50 ans: de toute évidence, il y aura encore du pétrole à la fin du siècle.

Le problème n'est pas non plus le *Peak Oil* en tant que tel: il existe nous le savons des solutions pour remplacer le pétrole, dont la demande pourra décliner sans problème lorsque les solutions alternatives auront été développées.

Le problème essentiel est simplement de savoir si nous aurons le temps de développer ces solutions alternatives avant que les tensions n'interviennent. Ces solutions ne commenceront en effet à être développées réellement que lorsque le citoyen aura réussi à persuader le consommateur de financer les surcoûts associés, et donc les décideurs politiques de proposer le cadre de cohérence nécessaire. Notre connaissance des inerties liées aux infrastructures qui déterminent à la fois la demande et le mode de production énergétique nous conduit à alerter clairement à la fois les citoyens, les décideurs politiques... et aussi les consommateurs de demain sur lesquels est reportée de fait la facture: pour nous, la ressource la plus rare dans le monde énergétique, c'est le temps dont nous disposons pour assurer les nécessaires transitions, et construire un système énergétique consommant beaucoup moins de pétrole, d'énergies fossiles, de ressources rares (eau, ...) et émettant moins de CO₂.

II. — LES SOLUTIONS ACTUELLEMENT ENVISAGÉES CONDUIRONT-ELLES À UNE SITUATION SOUTENABLE ?

Les solutions aujourd'hui envisagées par les décideurs politiques associent le plus souvent efficacité énergétique et développement volontariste d'énergies non carbonées: énergies renouvelables (ENR dans la suite), capture – stockage du CO₂, et parfois nucléaire. Ces politiques permettront-elles d'éviter les difficultés futures?

Pour répondre à cette question, EDF R&D a construit un modèle (« Mescalito ») qui évalue la soutenabilité *physique* des évolutions possibles du monde énergétique. Ce modèle rapproche des scénarios mondiaux de demande énergétique, et des politiques d'offre réalistes. Il calcule les quantités physiques de chaque énergie primaire nécessaires année après année et les confronte aux raretés éventuelles. Le modèle gère alors les

éventuelles substitutions entre énergies et évalue les dates des possibles tensions, ainsi que les émissions de CO₂.

Nous testons ci-après la soutenabilité d'un scénario caractérisé par un effort mondial en matière d'efficacité énergétique, une offre fondée sur un développement volontariste des énergies non carbonées, avec des ENR, du nucléaire et du charbon avec capture et stockage du CO₂. Le scénario anticipe aussi les tensions pétrolières en favorisant la pénétration des biocarburants, du gaz naturel véhicule, et l'électrification volontariste des transports.

Un tel scénario pourrait être qualifié de « tendanciel vertueux » dans le sens où il ne comporte pas de rupture majeure, mais développe les politiques énergétiques actuellement discutées susceptibles de retarder les tensions (8). *Jusqu'où un tel scénario est-il soutenable?*

L'hypothèse d'une demande en croissance modérée...

Les hypothèses de demande retenues dans le scénario que nous testons sont résumées dans le schéma 1: les besoins OCDE et CIS (ex-URSS) plafonnent rapidement sous l'effet de politiques volontaristes de Maîtrise de la Demande d'Énergie (MDE dans la suite), en ligne avec les scénarios alternatifs développés par l'AIE [WEO 2004 et 2006].

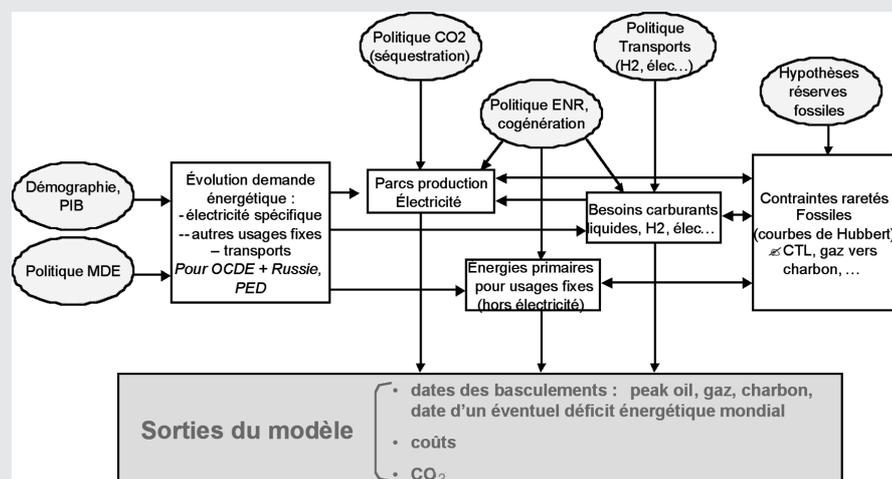
(7) Rénover 500 000 logements/an mobiliserait la totalité de la filière bâtiment française (neuf compris, source: CSTB). Combien de temps faudrait-il pour constituer une filière artisanale 2 à 3 fois plus importante, et formée pour réaliser des travaux spécialisés sur 1,2 million de logements/an? Il faudrait ensuite 25 ans pour intervenir sur quelque 30 millions de logements en France...

(8) Les énergies renouvelables (ENR) et l'efficacité énergétique (MDE) sont généralement considérées comme « vertueuses ». Nous laissons à l'appréciation de chacun le caractère vertueux du nucléaire, et aussi celui du charbon avec capture-stockage du CO₂.

ENCADRÉ 1 - Le modèle « Mescalito »

Le modèle Mescalito, développé par EDF R&D en 2005, fonctionne exclusivement sur des *grandeurs physiques*. Il donne une évaluation des besoins d'éner-

gie année par année au niveau mondial, à partir de scénarios d'entrée qui simulent à la fois une demande et une structure de l'offre.



La particularité de Mescalito est d'intégrer les contraintes de raretés pour les énergies fossiles et fissiles, et donc de simuler des formes plausibles pour les courbes d'exploitation de chaque énergie (pétrole, mais aussi gaz, charbon) en fonction de la demande annuelle, et d'hypothèses sur les réserves ultimes, sur les taux de déplétion observés sur les gisements actuels, et sur les dates auxquelles pourraient être exploités les gisements futurs.

L'ensemble de ces paramètres permet de tracer pour chaque énergie des courbes qui à long terme finissent par arriver à un maximum, puis décroissent. Les taux moyens de décroissance après le pic traduisent à la fois :

– la maturité estimée de la prospection géologique : trouvera-t-on dans le futur beaucoup de nouveaux gisements ?

– l'intensité de l'effort économique : pour l'exploitation des énergies primaires, les gisements seront-ils en cas de besoin exploités tous simultanément au maximum de leurs capacités ? Ceci supposerait une réelle volonté politique des pays détenteurs de ressources, et aussi la réalisation rapide d'infrastructures souvent lourdes, par exemple voies ferrées pour évacuer le charbon de mines isolées en Sibérie...

– le taux moyen de déplétion des gisements arrivés à maturité, qui dépend à la fois de la nature du gisement (le taux est par exemple beaucoup plus rapide pour le gaz que pour le pétrole ou le charbon), et des progrès technologiques envisagés permettant de prolonger la durée de vie des gisements grâce aux méthodes susceptibles de permettre un meilleur taux de récupération.

La forme de ces courbes de décroissance dépend donc de paramètres susceptibles de variations notables : par exemple la production de charbon pourrait finir par se stabiliser sur un plateau relativement plat, une nouvelle mine étant ouverte lorsqu'une ancienne est épuisée, ou au contraire culminer très haut, tous les gisements potentiels étant mis en exploitation simultanément dans le monde, pour ensuite redescendre beaucoup plus rapidement une fois passé le pic. Il est donc nécessaire de tester différentes valeurs de ces paramètres pour encadrer les possibles.

Lorsqu'une contrainte se manifeste sur le pétrole ou le gaz, le modèle Mescalito prévoit un basculement sur le charbon. Les énergies fossiles sont en effet largement interchangeables pour la production de chaleur, d'électricité et même de carburant liquide (via les procédés industriellement matures *Gas to Liquid* et *Coal to Liquid*). Des itérations permettent d'ailleurs de construire des scénarios où les politiques d'offre sont affinées pour retarder les tensions : par exemple pénétration accrue du gaz naturel vers les véhicules, électrification accélérée des transports pour freiner la demande de carburants liquides et donc la date du *Peak Oil*, etc.

Chaque scénario énergétique, qui est donc décrit à la fois par des hypothèses portant sur la demande et la structure de l'offre, est confronté avec les disponibilités des différentes énergies, ce qui permet de tester sa soutenabilité physique (disponibilités des énergies primaires) et aussi environnementale (émissions de CO₂).

L'électricité spécifique (éclairage, machines tournantes,...) et les transports se développent légèrement, les besoins de chaleur diminuent. Au total, les besoins d'énergie ne progressent que de 0,4 % par an en moyenne sur la période.

Les besoins des PED augmentent plus nettement, tirés notamment par une démographie en croissance de 0,6 % par an (le scénario testé s'appuie sur les hypothèses basses de l'ONU), et par une croissance des besoins par individu proche de 1,1 % par an en moyenne. Au total, la croissance de la demande d'énergie finale est, dans notre hypothèse, de 1,7 % par an pour les PED, pour une tendance depuis 35 ans de 3,2 % par an (et une prévision AIE de 2,4 % d'ici à 2030).

En début de période, les PED ne représentent qu'une faible part des consommations mondiales. Ils représentent par contre une part clairement majoritaire en fin de période, malgré les hypothèses très prudentes retenues quant à leur développement.

Le scénario que nous testons présente donc des besoins d'énergie finale dans la fourchette basse par rapport aux autres scénarios couramment évoqués dans la littérature, comme le résume le tableau 1.

... et l'hypothèse d'une offre fondée sur le développement volontariste des énergies non carbonées

Notre scénario précise également les politiques énergétiques et leurs conséquences

TABLEAU 1 - Besoins énergétiques pour différents scénarios

Énergie finale (Gtep)	2010	2030	2050
Scénario testé	8,1	10,1	11,5
AIE 2006 référence	8,3	11,7	
AIE 2006 alternatif	7,9	10,5	
WETO 2007 référence	8,3	11,1	14,3
WETO 2007 contraintes	8,3	10,2	11,8

SCHÉMA 1 - Scénario testé :
hypothèse d'évolution des besoins (énergie finale)

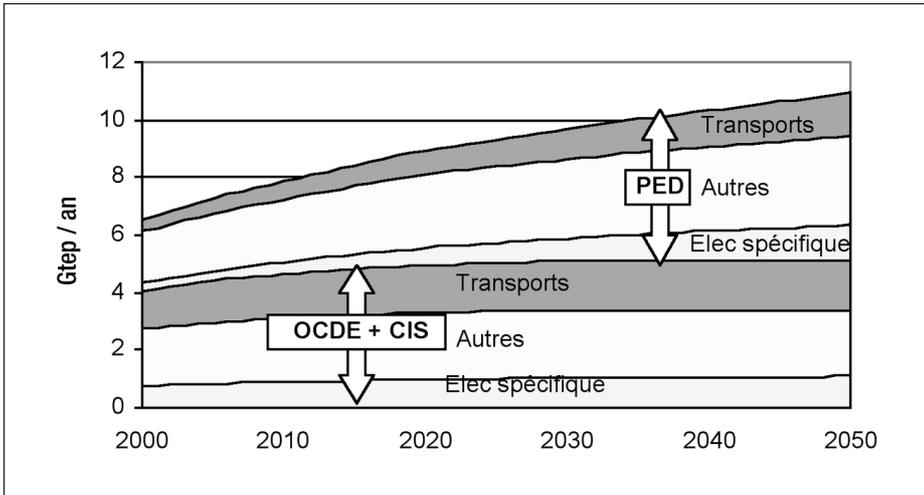
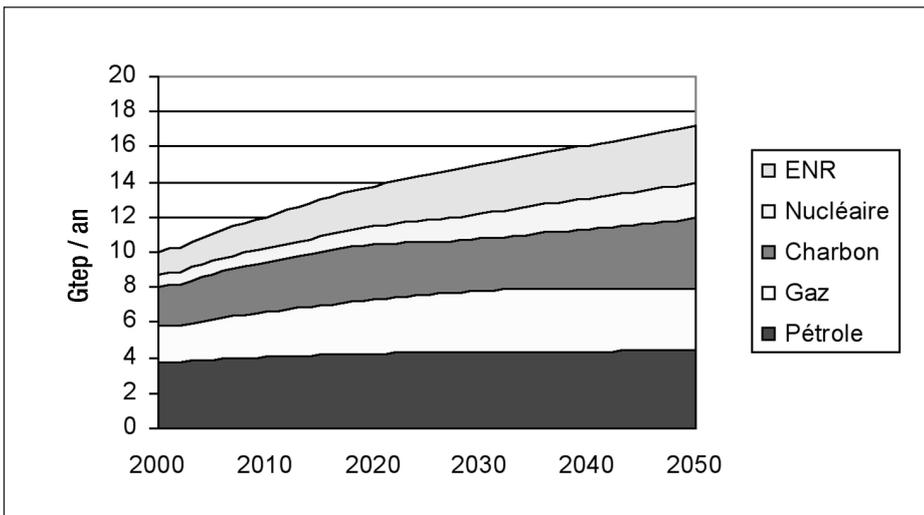


SCHÉMA 2 - Scénario testé : besoins totaux d'énergies primaires



sur les besoins de chaque énergie primaire. Les indicateurs sont décrits sur une longue période (jusqu'à 2100), même si la période étudiée se limite essentiellement à 2010-2050.

Les principales caractéristiques de notre scénario, destiné donc à la fois à répondre aux prochaines raretés fossiles et à limiter les émissions de CO₂ sont les suivantes :

— *électrification progressive du transport* : l'électricité représente 1 % des besoins énergétiques transport en 2004, le scénario testé prévoit 4 % en 2030, 15 % en 2050 ;

— *développement volontariste des ENR*, à la fois pour la production de chaleur (hors biomasse traditionnelle, 1,2 Gtep en 2050, pour 0,35 en 2004), de biocarburants (200 Mtep en 2050, pour 10 en 2004), et aussi pour la production électrique (13 000 TWh en 2050, pour 2 900 TWh, en quasi-totalité hydraulique, en 2004) ;

— *développement volontariste du nucléaire*, avec 2,3 % de croissance moyenne sur la période, pour arriver à un peu plus de 1 000 GW et près de 8 000 TWh (9) en 2050 pour 2 650 TWh en 2004.

À noter au passage que les émissions de CO₂ liées au secteur électrique passent en moyenne de 0,59 tCO₂/MWh en début de période à 0,22 tCO₂/MWh en 2050, en faisant l'hypothèse, certes optimiste, d'un parc charbon composé à 80 % de centrales avec capture stockage de CO₂ en 2050 (10), et 20% seulement pour les centrales gaz, beaucoup moins émettrices de CO₂.

Les émissions de CO₂ liées au parc électrique diminueraient ainsi de 10,2 GtCO₂ à 8,6 GtCO₂, et ceci malgré l'augmentation importante de la production qui passe de 17 400 TWh à 38 400 TWh en 2050. Les émissions totales, avant transferts entre énergies liées aux éventuelles raretés, se stabiliseraient dès 2020 autour de 31 GtCO₂ (contre 26 en 2004), pour décroître à 29 GtCO₂ en 2050.

Au final, des conclusions rassurantes ?

Au total, les émissions de CO₂ semblent stabilisées sur une trajectoire correspondant à 500ppm, les besoins de pétrole cessent de croître et les besoins théoriques cumulés d'énergies primaires entre 2005 et 2050, *avant donc les éventuelles corrections et substitutions dues aux raretés*, sont dans notre scénario de référence les suivants :

- 195 Gtep pour le pétrole,
- 146 Gtep pour le gaz
- 147 Gtep pour le charbon.

(9) Un tel développement serait compatible avec des ressources dites « conventionnelles » d'uranium estimées à 15 Mt par l'AIEA (cf. « Red Book 2006 »), pour des générateurs fonctionnant 60 ans et qui seront en grande majorité construits avec les technologies actuelles. Un développement plus ambitieux du nucléaire, pour ne pas poser de sérieux problèmes de combustible, nécessiterait une accélération de la mise au point industrielle des réacteurs Génération 4 pour qu'ils soient disponibles avant 2040.

(10) Ce qui suppose une décision rapide de ne construire dans le monde que des centrales charbon « capture ready », destinées à être complétées dès que possible par un dispositif de capture/stockage du CO₂.

TABLEAU 2 - Estimation des réserves fossiles, et pourcentage utilisé d'ici à 2050 dans notre scénario

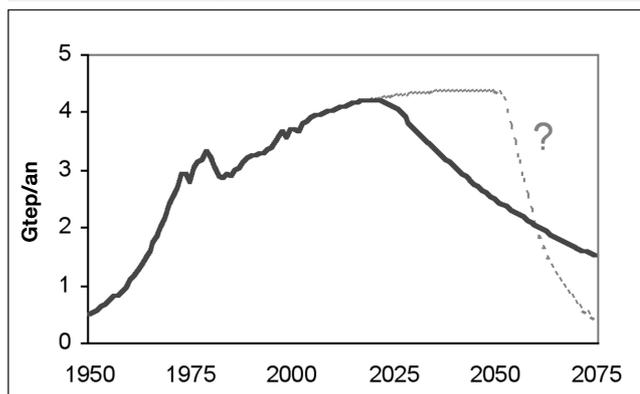
Gtep	Rappel hyp. BGR 2004	Hypothèse testée	Besoins → 2050	% utilisé de 2005 à 2050
Pétrole	226	280	195	70 %
Gaz	141	280	146	52 %
Charbon	477	700	147	21 %
Total	844	1260	488	39 %

Ces besoins d'énergies fossiles apparaissent, rappelons-le, comme une hypothèse basse, car ils supposent à la fois une croissance modérée de la demande et un développement volontariste des ENR et du nucléaire. Ces besoins cumulés ne représentent, comme le montre le tableau 2, qu'une proportion modérée des énergies fossiles que nous devrions pouvoir exploiter à des coûts raisonnables dans un proche avenir (11).

À première vue, dans ce scénario, les réserves de pétrole telles qu'évaluées aujourd'hui sont certes consommées à 70 % en 2050, mais « d'ici là, on aura bien trouvé autre chose ». Et il sera toujours possible de fabriquer des carburants liquides synthétiques (coal to liquid, CTL dans la suite) en liquéfiant une partie des considérables réserves de charbon. Pourquoi s'inquiéter, alors qu'en 2050 nous n'aurons consommé que 39 % des réserves fossiles... les réserves se renouvelant d'ailleurs au fil des ans, comme l'histoire nous l'a toujours montré?

Malheureusement, ce raisonnement simpliste et rassurant est totalement erroné et ne résiste pas longtemps à l'analyse, comme nous allons le voir.

SCHÉMA 3 - Quel profil réaliste pour l'exploitation des réserves pétrolières (et minières) ?



en particulier des non-conventionnels, qui ne pourront se développer que très progressivement, pour des raisons d'infrastructures très lourdes à mettre en place (12).

Il est difficile d'estimer la forme de la courbe, mais les possibles peuvent être encadrés par des hypothèses de réserves ultimes et de taux

III. — UN SCÉNARIO « TENDANCIEL-VERTUEUX » N'EST EN FAIT PAS SOUTENABLE TRÈS LONGTEMPS

Le problème n'est pas de savoir si les besoins cumulés d'ici à 2050 sont inférieurs aux réserves...

Le problème est de savoir si les quantités requises année après année (notamment pétrole et gaz) seront fournies à temps à partir des gisements connus et à découvrir.

Et si les quantités requises ne peuvent être fournies à temps, le problème sera de savoir si pourront être développées à temps les solutions énergétiques de rechange : procédés plus efficaces, pétrole synthétique à partir de charbon, substitution du pétrole par d'autres énergies... ou s'il faudra effacer une partie de la demande?

Pour un volume donné de réserves minières ou pétrolières, l'horizon des tensions variera beaucoup en fonction de la forme plausible de la courbe d'exploitation, qui est elle-même la somme des profils d'exploitation de chaque gisement connu et à découvrir, et

de décroissance plus ou moins rapide. Les taux dépendent principalement de l'observation des taux de décroissance des gisements arrivés à maturité, et surtout des horizons de temps auxquels seront mis en exploitation de nouveaux gisements, conventionnels ou non conventionnels. Ces horizons de temps dépendent de contraintes techniques, et aussi de la volonté politique, aujourd'hui très peu évidente au Moyen-Orient et en Russie, des détenteurs de ressources fossiles de les exploiter rapidement...

L'analyse des taux de déplétion des gisements actuels, des nouveaux projets en cours de développement, des potentiels des non-conventionnels et des progrès techniques dans l'exploitation des gisements pourrait suggérer par exemple des taux de décroissance moyens de l'ordre de 2 % pour le pétrole, et de 3 % pour le gaz (13).

Le cas du charbon est plus difficile, en raison du grand nombre de gisements potentiels, de l'incertitude sur l'évaluation des réserves en cas de forte hausse des prix des énergies, et aussi en raison du probable souci de limiter l'utilisation du charbon tant que la capture – stockage du CO₂ ne sera pas opérationnelle. Nous testons une hypothèse assez prudente de réserves à 700 Gtep

(11) Les hypothèses que nous retenons pour l'estimation des réserves sont supérieures aux hypothèses du BGR ("Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe", basé à Hanovre) que nous rappelons dans le tableau 2. Nous supposons en effet qu'une partie des ressources passera à terme dans les réserves du fait du progrès technique, de nouvelles découvertes et de la hausse prévisible du prix des énergies. Le BGR est aujourd'hui le seul organisme spécialisé qui publie des estimations périodiques sur les réserves et ressources mondiales d'énergies fossiles.

(12) Cf. par ex les sables bitumineux d'Athabasca, dont les projections les plus extrêmes n'atteignent pas 10 Mbl/j, soit 3,6 Gb par an en 2025, alors que les réserves exploitables sont estimées couramment à plus de 200 Gb!

(13) Ces taux sont largement discutables, et ne font pas l'objet d'un consensus parmi les spécialistes: il est donc nécessaire de tester des variantes pour ce paramètre.

(soit un ratio Réserves/Production R/P de 250 ans par rapport à 2004) avec un taux de décroissance de 1% après le pic. Nous testons aussi des variantes qui vont jusqu'à 1 400 Gtep, et un taux de décroissance de 2% après le pic.

Au final, quels horizons de tensions plausibles ?

Lorsque nous intégrons les contraintes de rareté, le scénario que nous testons montre finalement le profil présenté sur le schéma 4 (énergies primaires).

Le pétrole culmine autour de 2020 (pour des réserves restantes de 2 Tb/ 280 Gtep), et

la croissance importante du charbon ne peut se poursuivre au-delà de 2050. Mais c'est dès avant 2040 que la demande énergétique mondiale ne peut plus être satisfaite avec les technologies aujourd'hui opérationnelles.

Même au prix d'un effort particulier en matière de R&D, il n'est pas certain que des solutions nouvelles de remplacement puissent être déployées massivement dès 2040 : les surgénérateurs ne pourront démarrer que progressivement en utilisant les stocks disponibles de Pu ou de l'uranium très enrichi, la fusion nucléaire ne sera certainement pas opérationnelle avant 2080, et les hydrates de méthane restent une solution très aléatoire.

Reste l'hypothèse de la gazéification du charbon *in situ*, qui permettrait d'utiliser les gisements non accessibles par les méthodes classiques, ou un déploiement encore plus soutenu des ENR à un rythme qui mobiliserait une part importante des ressources économiques et énergétiques (14).

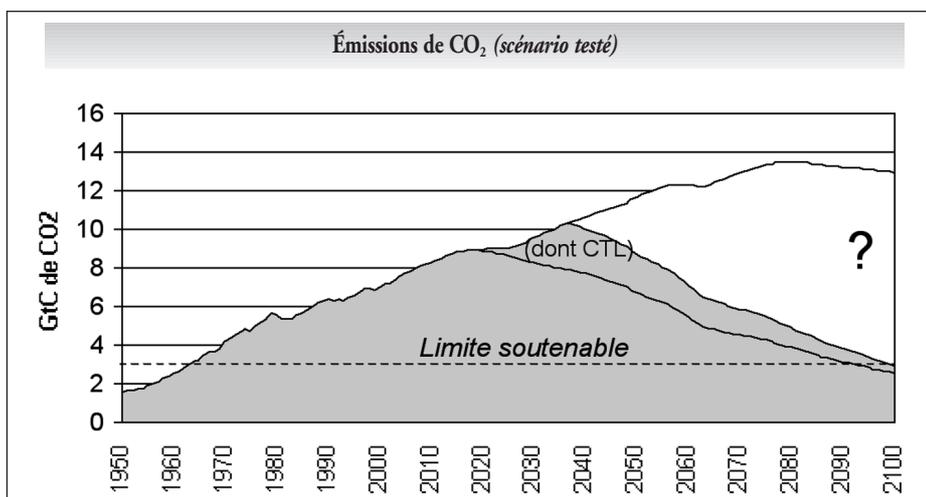
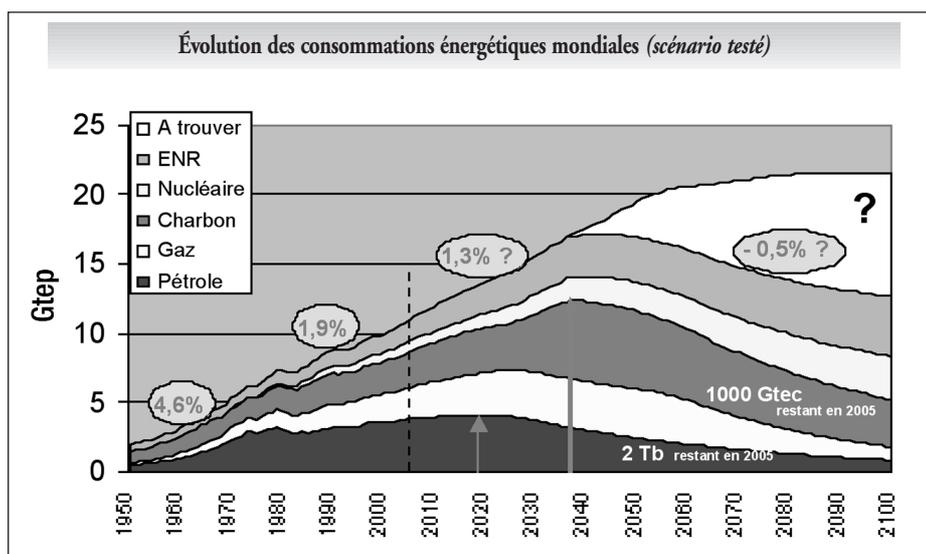
Les émissions de CO₂ dépendent de l'utilisation éventuelle de nouvelles énergies carbonées après 2040 (gazéification du charbon avec ou sans séquestration, hydrates de méthane, ... ?). Les trajectoires permettraient d'envisager une stabilisation autour de 520 ppm dans le meilleur des cas... mais plus de 800 ppm si les ressources carbonées étaient utilisées pour combler le déficit.

Les besoins de carburants liquides, qui alimentent l'économie avec une forte inertie due aux infrastructures et aux équipements existants, sont la variable déterminante. Ils provoquent en effet, dès que la production de pétrole commence à décliner, des besoins considérables sur les autres énergies, jusqu'à arriver à des impasses en l'état actuel des connaissances.

Lorsque le pétrole commencera à décliner, et il s'agit de remplacer un déficit annuel de 2 Mb/j, il faudra liquéfier annuellement quelque 350 millions de tonnes supplémentaires de charbon de qualité courante (6000 Kcal/ Kg), ou mettre en service 40 GW de nouvelles centrales électriques en base si l'on décide d'électrifier le parc automobile, ou encore 130 GW de nouvelles éoliennes. Ces besoins augmenteront chaque année, en proportion du déficit pétrolier. Notre scénario qui suppose pourtant une demande modérée et une électrification volontariste des transports nécessite ainsi dès 2030 la liquéfaction de près de

(14) Si une région anticipe un déficit énergétique de 5% pour l'année N+2, et décide de le combler en construisant des éoliennes, il lui faudra l'année N+1 consacrer 5% de sa consommation énergétique à la seule fabrication des éoliennes. Ce pourcentage monterait à 20% avec des panneaux photovoltaïques (ensoleillement moyen en Europe).

SCHÉMA 4



2 milliards de tonnes de charbon... à un horizon où la capture – stockage du CO₂ ne sera certainement pas généralisée. Est-ce réaliste et souhaitable?

Nous supposons également, ce qui n'est pas la moindre difficulté des prochaines décennies, que seront financées et réalisées à temps toutes les infrastructures nécessaires à ces transitions: mines de charbon, usines de fabrication de carburants synthétiques notamment CTL (15), nouveaux moyens de production électriques très capitalistiques (16) et aussi réseaux.

Nous supposons enfin que les tensions ne seront pas accélérées par des problèmes géopolitiques au Moyen-Orient et en Russie... et aussi qu'une future crise économique mondiale ne ralentira pas la croissance de la demande énergétique à moins de 1,3% par an... ce qui différerait l'horizon des tensions d'une dizaine d'années.

Notre scénario « tendanciel – vertueux » risque donc de n'être pas suffisant pour mener une politique soutenable: d'abord parce qu'un recours massif au charbon apparaît nécessaire dès 2020, à un horizon où la capture – stockage du CO₂ ne sera pas encore opérationnelle, et aussi parce que dès 2040 le monde est confronté à de grandes difficultés pour satisfaire la demande énergétique, avec une offre énergétique mondiale qui ne pourrait plus suivre la croissance de la demande, voire même qui pourrait décroître.

IV. — DE COMBIEN DE TEMPS DISPOSONS-NOUS POUR ORGANISER LES TRANSITIONS?

Quelles sont les marges d'incertitudes, de combien de temps disposerons-nous pour organiser les nécessaires transitions vers un monde énergétique soutenable? Pourrons-nous développer à temps des politiques d'efficacité énergétique renforcées, une crois-

sance plus rapide des ENR ou du nucléaire, ou devons-nous réduire notre consommation? Comment sera répartie la probable pénurie énergétique entre les générations et entre les différentes régions du monde?

Quelles marges d'incertitudes?

Pour une demande et un profil d'offre donnés, la forme générale de la courbe ne change pas beaucoup en fonction des paramètres inclus dans le modèle. Les horizons des tensions peuvent toutefois varier sensiblement.

— Une exploitation très intensive des ressources pétrolières et minières dans les années qui viennent décalerait dans notre modèle le *Peak Oil* de près de 10 ans (2030), et le pic fossiles de plus de 20 ans (2060). Ceci est toutefois peu réaliste pour le pétrole car cela supposerait de mettre en exploitation très rapide les réserves du Moyen-Orient et les pétroles non conventionnels. La conséquence, sans parler des émissions de CO₂, serait un épuisement prématuré de toutes les réserves fossiles, avec des taux de décroissance très élevés (2 % pour le charbon, 3 % pour le pétrole) après le pic qui rendraient les transitions ultérieures encore plus difficiles pour la prochaine génération.

— Des hypothèses basses (1,5 Tb) et haute (2,5 Tb) concernant les réserves pétrolières restant à produire conduisent, avec nos scénarios de demande, à des dates théoriques de *Peak Oil* autour de 2010, ou 2030, et des dates de pic fossiles en 2030, ou 2050. Mais dans la réalité, un pic pétrolier marqué sera beaucoup moins probable qu'un « plateau en tôle ondulée », accompagné de soubresauts économiques, qui pourrait donc intervenir dès 2010 ou 2015.

— Une hypothèse très haute de réserves de charbon à 1400 Gtep, ce qui représente 500 années de consommation 2004, ne déplacerait le pic fossiles que de 30 ans, soit 2070. La consommation de charbon

annuelle atteindrait alors 16 milliards de tonnes (pour 3,6 actuellement). Ceci supposerait naturellement la généralisation de la capture-stockage du CO₂.

Au final, même avec une demande énergétique en faible croissance, nous évaluons l'horizon des tensions sur le pétrole entre 2010 et 2020. L'horizon 2030 n'est pas impossible, mais supposerait un effondrement de la demande, ou que soient réunies des conditions d'exploitation très improbables. La seule solution industriellement opérationnelle à cet horizon est un recours massif au charbon. Avec nos hypothèses très modérées de croissance de la demande énergétique, c'est aux environs de 2040 que se produit le pic fossiles si l'on dispose de 700 Gtep de charbon, ou 2070 si l'on pouvait disposer de 1400 Gtep... ce qui toutefois est loin d'être garanti! *Il faudra ensuite trouver le moyen de compenser un probable déclin énergétique global, avec des solutions encore à trouver.*

Et avec une croissance de la demande plus soutenue?

La plupart des scénarios de la littérature prévoient une hausse plus forte de la demande énergétique qui pourrait atteindre de l'ordre de 17 Gtep en 2030 et 22 Gtep en 2050 (énergie primaire).

Ces scénarios ne voient en général pas de contraintes majeures sur les ressources fossiles: ils s'appuient sur des estimations

(15) Liquefier 2 milliards de tonnes de charbon pour produire 14 mbj en 2030 suppose un investissement pour les seules usines CTL de l'ordre de 1000 G\$, hors mines et stockage du CO₂.

(16) Les moyens de production électriques non carbonés sont très capitalistiques: notre scénario suppose des investissements de l'ordre de 8 000 G\$ pour les ENR, 2 000 G\$ pour le nucléaire, 1500 G\$ pour les centrales charbon et 500 G\$ pour le gaz d'ici à 2050, soit 12 000 G\$ d'ici à 2050... à rapprocher du total de 4 500 G\$ estimés par l'AIE d'ici à 2030, avec des moyens plus classiques (gaz, charbon).

hautes de réserves de charbon. Des réserves fossiles de l'ordre de 2000 Gtep (dont 250 de pétrole, 250 de gaz, 1500 de charbon) devraient ainsi nous assurer 100 années de tranquillité à 20 Gtep par an (17), sachant que les énergies fossiles sont interchangeables dès que le prix du baril dépasse 50 \$...

On l'aura compris, ce raisonnement hâtif oublie deux « détails » :

– le rendement du charbon est mauvais, surtout avec capture et stockage du CO₂. Il faut en effet 2,5 Gtep de charbon pour remplacer 1 Gtep de pétrole dans la fabrication de carburants liquides, et 1,7 Gtep de charbon pour remplacer 1 Gtep de gaz dans la production d'électricité. Donc les 20 Gtep composées de 7 Gtep pétrole, 5 Gtep de gaz et 8 Gtep de charbon sont équivalentes à l'ensemble constitué de 2 Gtep de pétrole, 2 Gtep de gaz et... un peu plus de 25 Gtep de charbon!

– si le taux moyen de décroissance après le pic charbon est de 2,5%, hypothèse homogène avec une exploitation très intensive, le pic interviendra lorsque le ratio R/P sera de 40 ans, donc lorsqu'il ne restera que... 1 000 Gtep de charbon si sa consommation devait se stabiliser à 25 Gtep.

Les 100 années de tranquillité annoncées se terminent finalement autour de 2050

comme le montre le schéma 5 qui reproduit un exemple de ce type de scénario fondé sur la poursuite de la croissance tendancielle. Une exploitation plus intensive du charbon permet de repousser le pic fossiles vers 2065, mais avec une décroissance plus marquée ensuite. Nous partons donc avec 70 ans de pétrole, 122 ans de gaz et plus de 500 ans de charbon... pour manquer d'énergie au bout de 50 ans seulement!

Les lois de la physique et des exponentielles sont décidément impitoyables...

Une approche robuste, car fondée sur des grandeurs physiques

L'intérêt d'une approche fondée sur les grandeurs physiques est qu'elle est particulièrement robuste, puisqu'elle ne fait appel ni aux prix, ni aux coefficients d'élasticité de la demande et de l'offre aux prix. Ces derniers sont en effet difficiles à évaluer surtout pour un avenir qui n'a pas de raisons de ressembler au passé: l'économétrie sur le passé est de peu de secours dans la prospective à long terme dans des contextes radicalement différents. L'approche physique permet d'identifier et de quantifier les contraintes que les mécanismes de marché auront à gérer.

La question essentielle est de savoir si les mécanismes de marché pourront seuls et à

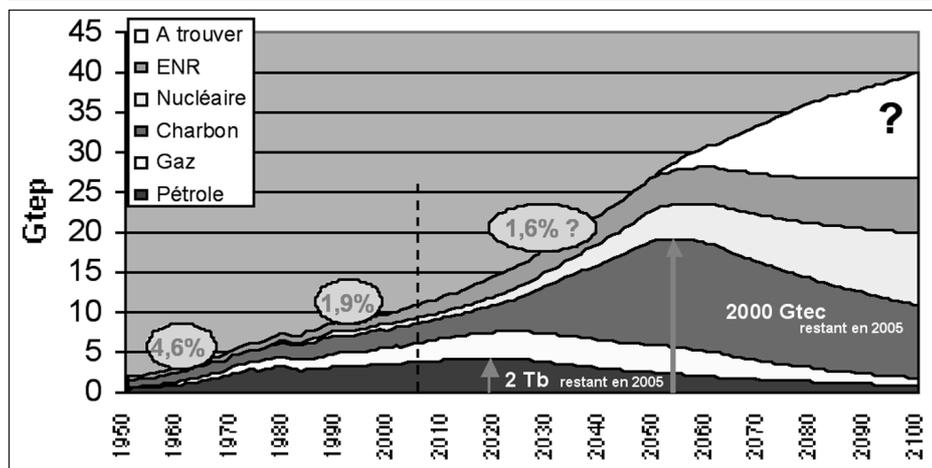
temps anticiper les tensions, ou si des politiques publiques vigoureuses doivent intervenir pour corriger la « myopie » des marchés.

L'anticipation des tensions déterminera les émissions de CO₂ : échapperons-nous au « syndrome Katrina »?

Lors du cyclone Katrina à la Nouvelle Orléans, toutes les mesures de protection de l'environnement ont été suspendues pour relancer l'activité économique de la région. Lorsque le monde sera confronté à une pénurie non anticipée de carburants liquides à horizon 2015-2020, il est possible que certains pays suspendent leurs efforts de limitation du CO₂ pour produire des carburants de synthèse à partir de charbon ou de pétroles non conventionnels, à un horizon où la séquestration du CO₂ ne sera pas opérationnelle. Il est à craindre en effet que dans un contexte de crise économique mondiale, les impératifs de court terme ne prennent le pas sur la viabilité à long terme. Plusieurs études prévoient déjà la fabrication de carburants de synthèse à hauteur de 5 Mb/j en 2030 aux USA, et autant en Chine... ce qui nécessiterait l'exploitation supplémentaire d'environ un milliard et demi de tonnes de charbon par an, et découragerait tous les efforts mondiaux pour contenir les émissions de CO₂.

Les grands pays charbonniers ont-ils encore le temps et la volonté de réduire fortement leurs besoins de carburants liquides dans le transport à horizon 2020, seul moyen de limiter un recours massif aux carburants liquides de synthèse à partir de charbon? En cas de difficultés non anticipées, pourront-ils faire autrement que développer les solu-

SCHÉMA 5 - Variante supposant des réserves fossiles très hautes



(17) Cf. par exemple les montants de 6 Gtep de pétrole, 4 Gtep de gaz et 6 Gtep de charbon retenus à l'horizon 2050 par le scénario de référence WETO-H2, http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/weto_final_report.pdf

tions les moins coûteuses à court terme, les plus rapides à mettre en œuvre... mais aussi les plus polluantes?

V. — VERS UN MONDE ÉNERGÉTIQUE RÉGI PAR DES PLANS D'URGENCE?

Nos simulations montrent donc que la situation énergétique mondiale est porteuse de risques considérables, même si sont développées dans les prochaines années les politiques énergétiques tendancielleme-nt vertueuses actuellement préconisées.

Ces politiques ne permettront pas d'anticiper à temps les tensions. La plupart des pays détenteurs de ressources fossiles, et aussi la plupart des acteurs industriels du secteur énergétique ont d'ailleurs tout intérêt à maintenir ces tensions qui augmentent les prix et les profits, comme l'a montré l'histoire récente du secteur pétrolier.

Lorsque les tensions mondiales se concrétiseront, chaque région du monde sera dans l'obligation d'élaborer des plans d'urgence, en s'appuyant sur ses ressources propres: l'Amérique du Nord utilisera son charbon et ses pétroles non conventionnels, l'Asie son charbon qui sera toutefois rapidement insuffisant pour des besoins énergétiques en forte croissance. L'Amérique du Sud et l'Afrique pourront s'appuyer sur leurs ressources renouvelables (biomasse, hydraulique, solaire) et sur leurs énergies fossiles. La Russie – CIS et le Moyen-Orient seront en position de force car durablement excédentaires en énergie fossile. *Par contre, l'Europe qui ne dispose ni de réserves fossiles et fissiles (18), ni de l'espace nécessaire à un développement massif des ENR, sera dans une situation particulièrement fragile.*

La question n'est donc plus de savoir si l'Europe peut encore éviter la coûteuse reconfiguration de son système énergétique, la question est plutôt de savoir à quel

moment elle sera faite: soit elle commence dès maintenant, dans un contexte encore relativement stable et pacifié et alors que nous disposons encore de l'accès à des énergies abondantes et bon marché, soit elle se fera dans l'urgence alors que le pétrole aura commencé à décliner et que le monde connaîtra de graves tensions économiques et militaires.

Un exemple de plan d'urgence pour l'Europe

Les plans d'urgence développés actuellement aux USA et en Chine, sont surtout centrés sur la sécurité des approvisionnements, notamment grâce à une meilleure autonomie énergétique. D'autres, particulièrement en France, sont plutôt centrés sur les émissions de CO₂.

Ces deux logiques n'ont pas de raison de converger, sauf pour les situations comme la France, dépourvue en réserves fossiles. Nous proposons ci-après un exemple de plan d'urgence adapté à l'Europe, destiné à la fois à sécuriser l'approvisionnement énergétique et à limiter les émissions de CO₂.

Un tel plan serait transposable dans le monde pour aller vers une situation énergétique soutenable, avec quelques variantes (19). Il permettrait de réduire très notablement les tensions sur les énergies, et aussi les émissions de CO₂. (Voir encadré 2 page suivante).

Au total, le coût d'un tel plan d'urgence serait de l'ordre de 35 à 40 G€ annuel pour le périmètre France. Ceci représente environ 2 % du PIB actuel, soit l'ordre de grandeur de notre facture pétrolière actuelle, ou encore la moitié des coûts énergétiques en France.

Au bout de 25 ans, ce plan nous permet de réduire de 65 % nos importations d'énergies fossiles (en conservant la part difficilement compressible de 14 Mtep réservée à la pétrochimie), et de 57 % nos émissions de CO₂. À terme (50 ans?), il est possible de

construire un secteur énergétique pratiquement indépendant des énergies fossiles et non émetteur de CO₂.

Un tel plan, créateur d'environ 400 000 emplois liés à l'énergie d'après nos estimations, devrait pouvoir être géré sans grande difficulté pour nos économies. Les conséquences sur le pouvoir d'achat sont par contre incertaines (20).

Vers une nouvelle coopération internationale?

Ce genre de plan d'urgence est assez facile à déployer en Europe. Il serait par contre beaucoup plus coûteux dans les pays moins industrialisés où les infrastructures électriques restent à construire. Ces pays resteront longtemps dépendants des vecteurs énergétiques pétroliers faciles à transporter et à utiliser.

(18) En cas de redémarrage rapide du nucléaire, la question se posera pour les grands acteurs de sécuriser leur approvisionnement en uranium, dont les principales réserves sont aujourd'hui en Australie (24 %), Kazakhstan et autre CIS (23 %) et Canada-USA (16 %). L'Inde pourrait s'appuyer sur ses ressources de thorium.

(19) Les variantes concerneront notamment la part de nucléaire, d'ENR ou de charbon selon les régions du monde. Il est intéressant de comparer ce plan d'urgence avec d'autres exercices récents. On pourra notamment consulter le livre d'Henri PRÉVOT, « Trop de pétrole ! Énergie fossile et réchauffement climatique » (Seuil, 2007), le groupe de travail DGEMP sur le « Facteur 4 » (<http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/facteur4-rapport.pdf>), le scénario Négawatt (<http://www.negawatt.org/telechargement/Scenario%20nW2006%20Synthese%20v1.0.2.pdf>), et pour les USA l'un des crashes program préparé pour le DOE par R. HIRSCH et R. BEZDEK (<http://www.netl.doe.gov/energyanalyses/pubs/Economic%20Impacts%20of%20U.S.%20Liquid%20Fuel%20Mitigation%20Options.pdf>). Ce dernier ignore les contraintes CO₂. Les autres diffèrent notamment dans les efforts de sobriété, le potentiel de la biomasse et la proportion renouvelables/ nucléaire pour produire l'électricité. La part de l'électricité augmente dans tous les scénarios qui limitent les émissions de CO₂ pour remplacer les vecteurs polluants que sont les carburants et les combustibles liquides ou gazeux.

(20) L'essentiel des emplois créés ne fait que remplacer les énergies fossiles presque gratuites aujourd'hui par des activités et investissements locaux: il ne crée pas de richesse supplémentaire autre qu'énergétique.

Le surcoût de ce plan est chiffré sur le périmètre français par rapport à un baril à 60 \$, avec un taux d'actualisation de 4 %, représentatif de politiques publiques.

1. Transports

- *Développer la R&D sur les batteries et le stockage d'énergie pour mettre au point des modes de transport alternatifs non consommateurs de carburants liquides*: une moitié des transports de proximité (correspondant à 10 millions de tonnes de carburants) pourrait ainsi basculer vers l'électricité (avec seulement 30 TWh) avec des technologies pratiquement disponibles: véhicules électriques, véhicules hybrides rechargeables sur le réseau électrique. Des efforts importants de R&D sont déjà faits sur l'hydrogène: pourra-t-il apporter une solution?

- *Développer la R&D pour la production de biocarburants de 2^{ème}, puis 3^{ème} génération*: il devrait être possible de fabriquer à terme en France entre 15 et 20 millions de tonnes de biocarburants à partir de 5 millions d'hectares boisés. Ceci nécessiterait l'ajout d'atomes d'hydrogène et de chaleur externe, à hauteur de 50 à 100 TWh. Ces biocarburants liquides seraient pratiquement suffisants pour couvrir les besoins de transports routiers de longue distance en France (1), lesquels supposent un stockage d'énergie important dans le véhicule difficilement réalisable par les batteries.

- *Encourager financièrement les transports peu consommateurs de pétrole*: pour rendre compétitifs les transports électriques, il faudrait aujourd'hui surtaxer le litre d'essence (2) pour l'amener à environ 2,5 € (et à terme 2 € avec les progrès envisagés sur les batteries). L'hydrogène serait durablement plus coûteux (2,5 à 3,5 €, même si les progrès espérés se réalisent sur les piles à combustibles et la production d'hydrogène). Les biocarburants taxés ne devraient pas dépasser 1,5 €, mais leur production en Europe sera limitée. Au total, le coût du basculement de 30 Mtep de carburants pétroliers (sur un total de 43 Mtep en France) vers 30 TWh électriques et 20 Mtep de biocarburants coûterait environ 28 €/an (3), par rapport à un baril à 60 \$. Les 13 Mtep restantes pourront à terme être économisées par sobriété (vélos, transports en commun, ...) ou efficacité énergétique (moteurs plus économiques).

2. Bâtiments

- *Isoler les bâtiments*: l'objectif, certes très ambitieux, d'isoler la grande majorité du parc existant, et notamment les bâtiments publics, en 40 ans permettrait d'économiser 65 % des besoins de chauffage, soit 29 Mtep sur un total actuel de 44 Mtep. Ceci supposerait de renforcer la filière artisanale (d'où création d'emplois) et de dépenser de l'ordre de 15 G€ par an (hypothèse basse), avec un surcoût moyen de 5 €/an.

- *Développer les ENR intégrées au bâti*. Les plus utiles seront les ENR permettant le chauffage saisonnier, difficile à satisfaire sans énergies fossiles: ceci suppose un développement volontariste des pompes à chaleur, avec un coût annuel de 1,5 G€ pour 100 000 pompes à chaleur par an, et un surcoût actualisé de 0,7 €/an. Équiper la moitié des logements en solaire thermique (4 m² de panneaux par logement) d'ici à 2030 coûterait environ 1 G€ par an, avec un surcoût de 0,8 €/an. Le photovoltaïque représente encore un

surcoût notable par rapport au nucléaire, mais en se basant sur les projections de 2025, le surcoût annuel ne serait que de 4 G€ (4) pour couvrir 20 % des besoins électriques domestiques et tertiaires, soit 25 TWh.

- *Optimiser la gestion énergétique des bâtiments*: les nouvelles technologies permettront d'optimiser la manière dont l'énergie sera consommée, stockée, produite localement et échangée avec le réseau. Ceci permettra de limiter les surcoûts liés à l'intermittence des ENR, et à la difficulté d'assurer le chauffage saisonnier sans énergies fossiles.

3. Industrie

- *Développer les ENR ou l'électricité pour usages chaleur*: à terme, les énergies fossiles utilisées pour la production de chaleur devront être remplacées par des ENR ou de l'électricité non issue de fossiles. Les procédés performants tels que le chauffage par induction permettent souvent de limiter le surcoût de ce remplacement, qui reste toutefois difficile à chiffrer: quel coût d'accès pour la biomasse, quel coût pour le remplacement des équipements industriels? Nous retenons une estimation provisoire de 1 G€ annuel.

4. Électricité

- *Mettre au point et généraliser les procédés peu consommateurs d'électricité*: ceci permettrait de stabiliser à faible coût la demande d'électricité spécifique, malgré la hausse tendancielle des besoins qui est de l'ordre de 1,5 % par an en Europe.

- *Produire de l'électricité sans CO₂*: le procédé le moins coûteux en Europe est aujourd'hui le nucléaire. Remplacer 10 TWh de nucléaire par de l'éolien (ou du photovoltaïque) représente un surcoût annuel, basé sur la comparaison des coûts moyens de production d'un MWh, de l'ordre de 0,2 G€ (ou 1,6 G€ pour le photovoltaïque avec les projections de coûts 2025). Le coût est en fait nettement supérieur, car il faut gérer l'intermittence en incluant des stockages d'électricité, par exemple hydrauliques lorsque c'est possible, ou avec des batteries type Sodium-Soufre dont le coût d'usage est aujourd'hui de 80 €/MWh (5). Le remplacement du nucléaire par des ENR est donc possible, avec un surcoût théorique de l'ordre de 25 G€ si l'on se réfère aux coûts prévisibles des 20 années à venir (6). Ce surcoût considérable n'est pas intégré au chiffrage du plan d'urgence.

- *Développer la R&D sur le stockage* pour mieux gérer le rôle croissant de l'électricité, pour intégrer les productions intermittentes et adapter en conséquence le réseau électrique. Il faudra ensuite développer des réseaux intelligents capables d'optimiser la production en intégrant les différentes formes de stockage et les effacements de la demande à différentes échelles (quartier, région, pays, ...).

Un délai incompressible de 25 à 30 ans est nécessaire pour que ce plan d'urgence soit déployé et porte effet de manière significative. Les 10 premières années, les inflexions sont très faibles, comme le montre le schéma 6: il est donc nécessaire d'agir très vite pour amortir les tensions qui interviendront certainement avant 2020.

(1) Aujourd'hui de l'ordre de 20 millions de tep. Des motorisations plus sobres et un transfert vers le rail peuvent diminuer ces besoins à l'avenir. Reste le trafic aérien, dont la croissance future n'est pas une fatalité.

(2) Ou instaurer des péages urbains différenciés, comme à Londres: ce surcoût de 1 € à 1,5 € litre d'essence ne dépasse pas au kilomètre le surcoût moyen du péage autoroutier en France.

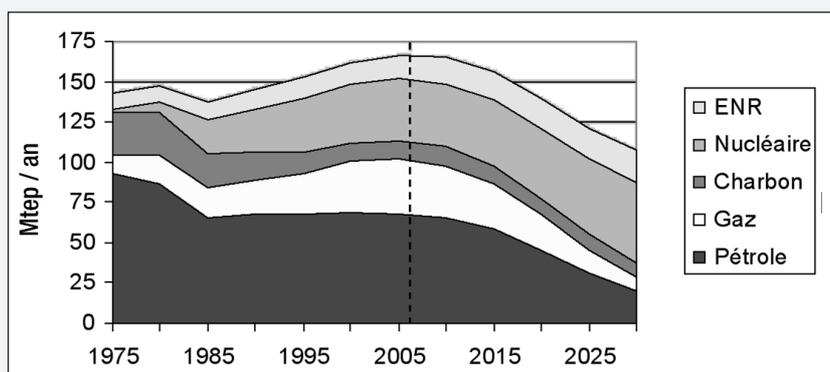
(3) Avec un coût total annuel (batteries + centrales électriques + infrastructure de recharge) de 25 G€ pour le transport électrique, et un coût de production de biocarburants estimé à 23 G€ pour 20 Mtep, qui remplaceront 20 G€ de carburants pétroliers.

(4) Hypothèse d'un coût PV de 200 €/MWh ensoleillement moyen France, à comparer avec un nucléaire à 50 €/MWh. Les coûts de réseau sont inchangés, car le PV suppose un accès réseau ou des stockages locaux.

(5) Stocker le tiers de production éolienne renchérit son coût du MWh de 40 %. Ceci inclut les pertes stockage-déstockage (soit 5 €/MWh) et le coût des batteries (soit 23 €/MWh). Les surcoûts réseaux ne sont pas comptés. Le coût passerait alors de 70 € pour un MWh éolien aléatoire à 98 € pour un MWh garanti, capable de mieux suivre la courbe de charge.

(6) Pour des besoins estimés à 500 TWh, avec un éolien intermittent à 60 €/MWh, un photovoltaïque intermittent à 200 €/MWh, un nucléaire à 45 €/MWh et 80 TWh hydrauliques. On suppose dans cette hypothèse extrême 350 TWh issus d'éolien (soit 56 000 éoliennes de 2,5 MW fonctionnant 2 500 heures par an), 70 TWh issus de photovoltaïque (soit 800 millions de m² en France), et le tiers de la production intermittente stockée par des stockages type batteries à coût cible 50 €/MWh.

SCHÉMA 6 - Exemple d'évolution vers un mix énergétique mieux sécurisé (énergie finale, France)



L'Europe à elle seule ne peut pas résoudre les problèmes énergétiques mondiaux (21), mais seulement tenter de sécuriser son propre approvisionnement énergétique. Seul un plan d'urgence à l'échelle planétaire permettrait la transition vers un mix énergétique soutenable.

C'est donc au niveau mondial que le citoyen doit imposer des plans d'urgence au consommateur. Les seules règles actuelles de l'OMC laissant les acteurs économiques gérer la concurrence dans un marché mondial au bénéfice des consommateurs d'aujourd'hui ne conduiront certainement pas à une situation viable. Par contre, les risques de la situation présente peuvent faciliter l'émergence d'une prise de conscience collective et d'une nouvelle coopération internationale dans le cadre d'une gouvernance mondiale renouvelée de ces questions (22), seule alternative réelle aux conflits armés.

Les points-clés de cette coopération internationale seront de notre point de vue les suivants :

— développer le plus vite possible dans les régions OCDE les plans d'urgence tels que décrits ci-dessus, et promouvoir par l'éducation et par des politiques adaptées des attitudes de sobriété. Ceci permettra d'éviter les gaspillages inconsidérés des ressources énergétiques et les partager de manière plus équitable avec les pays les moins développés ;

— adapter les règles de l'OMC pour favoriser le développement de ces pays en leur permettant de structurer progressivement un mix énergétique soutenable, à partir de vecteurs propres (électricité, biocarburants) avec des procédés de conversion peu émetteurs de CO₂ (ENR, nucléaire, charbon avec capture-stockage du CO₂).

Cette nouvelle coopération internationale nous permettrait d'aller vers une situation énergétique soutenable, dont le financement reste à chiffrer. L'AIE évaluait en 2003 les besoins d'investissements énergétiques mondiaux à hauteur de 16 000 G\$ pour les trente prochaines années, soit un peu plus de

500 G\$ par an. La généralisation dans le monde de plans d'urgence visant à remplacer les énergies fossiles pétrole gaz, et à décarboner le charbon dans les régions qui en utiliseront de grandes quantités, pourrait entraîner un surcoût annuel de l'ordre de 1000 G\$.

Au total, il s'agit donc d'utiliser un peu plus de 2 % du PIB mondial pour structurer une situation énergétique viable, ce qui n'est pas négligeable.

Le récent rapport Stern chiffre entre 5% et 20% du PIB mondial le coût possible du seul changement climatique si les mesures ne sont pas prises à temps. Il faut y ajouter le coût des prochains conflits autour du pétrole, et surtout les possibles effondrements économiques dans nombre de pays, y compris en Europe, si des plans de coopérations internationales ne sont pas déclenchés à temps. Différer les décisions a donc un coût considérable.

VI. — CONCLUSION : UNE PRISE DE CONSCIENCE DIFFICILE, MAIS NÉCESSAIRE ET URGENTE

Pour nous, la ressource la plus rare du monde énergétique, c'est le temps dont nous disposons pour assurer les nécessaires transitions vers une meilleure efficacité énergétique, et vers un nouveau système énergétique où seront développés les usages finals de l'électricité, y compris dans les transports, via les ENR et le nucléaire.

Nous avons vu que ces transitions coûteuses ne seront toutefois mises en place que dans le cadre de plans d'urgence qui supposent des efforts conséquents (2 % du PIB environ). Une réelle sobriété énergétique sera nécessaire dans les pays les plus consommateurs pour arriver à boucler le bilan. Ces plans d'urgence ne porteront leurs premiers effets visibles qu'au bout de 15 ans, et il faudra 30 à 50 ans pour les développer pleinement et reconfigurer l'ensemble du monde énergétique.

Si les décisions sont prises rapidement, nous avons une chance de réussir à structurer une réelle coopération mondiale et d'éviter que les tensions énergétiques qui se profilent autour de 2015-2020 ne dégénèrent en conflits mondiaux et autres effondrements économiques, pour un coût qui dépassera très largement 2 % du PIB. Nous avons aussi une chance de préserver la viabilité de la planète en contrôlant nos émissions de CO₂ et en évitant d'aggraver le changement climatique qui se dessine.

Mais ces décisions sont impossibles à prendre tant que les choix politiques ne resteront conditionnés que par le seul souci du pouvoir d'achat à court terme. Jusqu'à quand le consommateur d'aujourd'hui dictera-t-il sa loi au citoyen, au politique... et au consommateur de demain ?

*
* *

L'ensemble de ces analyses est assez facile à comprendre intellectuellement, mais beaucoup plus difficile à croire et à réellement intégrer dans nos schémas de pensées.

Pour construire le nouveau monde énergétique, il reste à dénouer deux difficultés, qui ne seront pas les plus faciles. L'une concerne le consommateur : « il n'est pas contraire à la raison de préférer la destruction du monde entier à une égratignure de mon doigt » (23). L'autre concerne le citoyen : « tout le problème vient de ce que nous ne croyons pas ce que nous savons » (24) ■

(21) Si par exemple l'Europe décidait de ne plus brûler un gramme d'énergie fossile à l'horizon 2030, mais si dans le même temps les autres continents suivent le scénario tendanciel prévu par l'AIE... nous nous retrouverions simplement dans la situation du scénario « tendanciel vertueux » que nous avons testé !

(22) Du type de celle proposée à Paris en février 2007.

(23) David HUME (1711-1776) « Traité de la nature humaine » livre II, partie III, chap. 3.

(24) Jean-Pierre DUPUY, « Pour un catastrophisme éclairé », ed. du Seuil 2002.