Les cahiers de

GLOBAL CHANCE

N° 23 – Avril 2007 – 15 euros

INSTITUT DE L'ÉNERGIE ET DE L'ENVIRONNEMENT DE LA FRANCOPHONIE

LIAISON Énergie-Francophonie

NUMÉRO SPÉCIAL / AVRIL 2007

ORGANISATION INTERNATIONALE DE la francophonie©

ÉNERGIES RENOUVELABLES, DÉVELOPPEMENT ET ENVIRONNEMENT

Discours, réalités et perspectives

GLOBAL CHANCE

ASSOCIATION GLOBAL CHANCE

IEPF

INSTITUT DE L'ÉNERGIE ET DE L'ENVIRONNEMENT DE LA FRANCOPHONIE

LIAISON Énergie-Francophonie

Numéro spécial
Avril 2007

La revue *Liaison Énergie-Francophonie* est publiée trimestriellement par l'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF).
L'IEPF est un organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie.

56, rue Saint-Pierre, 3e étage
Québec G1K 4A1 Canada
Téléphone : 1 (418) 692-5727
Télécopie : 1 (418) 692-5644
Courriel : iepf@iepf.org
Site Internet : www.iepf.org

Directeur de la publication
Patrice Dallaire

Rédacteur en chef invité
Benjamin Dessus

Comité éditorial interne
Faouzia Abdoulhalik
Boufeldja Benabdallah
Sibi Bonfils
Patrice Dallaire
Sory I. Diabaté
Chantal Guertin
Louis-Noël Jail
Jean-Pierre Ndoutoum

Comité scientifique
Samir Allal
Antoine Ayoub
Alioune Fall
Jacques Percebois
Pierre Radanne
Jean-Pierre Revéret
Eddy Simon
Fatima Dia Touré

Édition et réalisation graphique
Communications Science-Impact

Tirage
6 000 exemplaires

Dépôt légal :
Bibliothèque et Archives nationales du Québec
Bibliothèque et Archives du Canada

ISSN 0840-7827

Les textes et les opinions n'engagent que leurs auteurs. Les appellations, les limites, figurant sur les cartes de LEF n'impliquent de la part de l'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie aucun jugement quant au statut juridique ou autre d'un territoire quelconque, ni la reconnaissance ou l'acceptation d'une limite particulière.

Prix de l'abonnement annuel (4 numéros)
40 $ CAD ; 33 $ USD ; 30 € ; 16 000 CFA ; 380 000 Dongs vietnamiens

Poste-publications – Convention N° 40034719

Imprimé au Canada

SOMMAIRE

Énergies renouvelables, développement et environnement : Discours, réalités et perspectives

Éditorial 4

LES RÉALITÉS DU CONTEXTE MONDIAL ET LES PERSPECTIVES

Énergies renouvelables : le contexte 6
Benjamin Dessus

Énergies renouvelables : ne pas se tromper de cible, ni au Nord ni au Sud 12
Bernard Devin et Benjamin Dessus

Controverses et idées reçues

La controverse sur le bilan énergie fossile et effet de serre des biocarburants actuels 21
Stéphane His

L'intermittence et les aléas météorologiques, un frein au développement de l'électricité renouvelable ? L'exemple de l'éolien 23
Bernard Chabot

Le photovoltaïque, clé du développement des pays du Sud ? 26
Benjamin Dessus

Vulnérabilité des systèmes énergétiques : décentralisation et renouvelables 28
Michel Labrousse

Renouvelables et libéralisation des marchés énergétiques : quelles régulations ? 31
Débat entre Claude Turmes, Henri Baguenier, Bernard Chabot, Bernard Devin

DES FILIÈRES SUR LE TERRAIN

Les énergies renouvelables en Afrique 38
Stephen Karekezi, John Kimani et Ayago Wambile

L'hydroélectricité

Électricité et grands barrages : la prise en compte des usages multiples des réservoirs, étape essentielle d'une évaluation rigoureuse 51
Luc Gagnon et Claude Tessier

Le développement de la petite hydraulique en Chine 55
Xianli Zhu et Jiahua Pan

L'éolien

L'énergie éolienne au Maroc : historique et nouvelles opportunités 61
Saïd Mouline

La filière éolienne au Maroc : retour d'expérience et vision de l'opérateur électrique quant à l'avenir 64
Office National de l'Électricité du Maroc, Direction de la communication

Le solaire thermique

Chauffe-eau solaires en Tunisie : le programme Prosol 67
Rafik Missaoui

15 %

Imprimé avec des encres végétales sur du papier dépourvu d'acide et de chlore et contenant 50 % de matières recyclées dont 15 % de matières post-consommation.

Les filières biomasse

Peut-on compter sur le « vecteur carbone » pour les carburants liquides du futur? 76
Bernard Devin

Bioénergies, sécurité alimentaire et services environnementaux. Vers un nouveau cycle de développement rural? 83
Ignacy Sachs

Que peut-on attendre des biocarburants de deuxième génération? 87
Stéphane His

La biomasse-énergie au Cambodge, catastrophe écologique ou composante majeure du développement durable de son milieu rural? 92
Jean-François Rozis

REPÈRES

Grande hydraulique 98
Petite hydraulique 100
Solaire photovoltaïque 102
Solaire thermodynamique ou Solaire thermique à concentration 104
Éolien 105
Géothermie 107
Solaire thermique 110
Biocarburants 112
Biomasse combustible 115
Biogaz 117

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

Réalisé avec le soutien de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) – FRANCE

ABONNEMENT AUX CAHIERS DE GLOBAL CHANCE
Deux numéros par an

Nom: _____

Organisme: _____

Adresse: _____

_____

Code postal: _____ Commune: _____

Pays: _____

Abonnement individuel	25 € × ____ =	_____
Abonnement d'institutions ou d'organismes	80 € × ____ =	_____
Soutien exceptionnel à l'association	=	_____
Total	=	_____

Les cahiers de
GLOBAL CHANCE

Global Chance
Association loi de 1901 à but non lucratif
(statuts sur simple demande)
17 ter rue du Val
92190 Meudon
FRANCE
Téléphone: 33 (0) 1 46 26 31 57
globalchance@wanadoo.fr

Édition commune Liaison Énergie-Francophonie et Cahiers de Global Chance

Ce numéro des Cahiers de Global Chance est consultable à http://www.agora21.org, rubrique Bilbiothèque/Éditions sur Agora 21.

Numéros précédents

N° 10 - mars 1998 – Le climat, risque majeur et enjeu politique – De la conférence de Kyoto à celle de Buenos Aires. Coédité avec le Courrier de la Planète
N° 11 - avril 1999 – Le nucléaire en débat – N'avons-nous pas le temps d'élaborer des solutions acceptables
N° 12 - novembre 1999 – Environnement et modialisation
N° 13 - novembre 2000 – Faire l'économie du nucléaire? Un rapport récent relance le débat
N° 14 - mars 2001 – Changements climatiques Les politiques dans la tourmente Coédité avec le Courrier de la Planète
N° 15 - février 2002 – Les énergies renouvelables face au défi du développement durable
N° 16 - novembre 2002 – Maîtrise de l'énergie et développement durable
N° 17 - septembre 2003 – Débat énergie – Une autre politique est possible
N° hors série - janvier 2003 – Petit mémento énergétique. Éléments pour un débat sur l'énergie en France.
N° 18 - janvier 2004 – Le réacteur EPR: un projet inutile et dangereux
N° 19 - juin 2004 – Climat, Énergie: éviter la surchauffe
N° 20 - février 2005 – Les utopies technologiques: Alibi politique, infantilisation du citoyen ou lendemains qui chantent
N° hors série - septembre 2005 – Petit mémento des déchets nucléaires – Éléments pour un débat sur les déchets nucléaires en France
N° 21 - mai 2006 – Développement, Énergie, Environnement: changer de paradigme
N° 22 - novembre 2006 – Débattre publiquement du nucléaire?

Les cahiers de Global Chance
N° 23
Avril 2007
ISSN – 1270.377X

Directeur de la publication: Benjamin DESSUS
Rédaction: Benjamin DESSUS

Éditorial

PATRICE DALLAIRE

Directeur exécutif a.i. de l'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF).

BENJAMIN DESSUS

Président de l'association Global Chance. Ingénieur et économiste, il traite depuis une trentaine d'années de problèmes d'énergie et d'environnement, d'abord au sein d'EDF puis de l'AFME, enfin du CNRS où il a dirigé des programmes sur l'énergie, les matières premières et l'environnement.

Avec la montée des préoccupations concernant le réchauffement climatique et plus encore depuis la dernière flambée des cours du pétrole, les énergies renouvelables, longtemps considérées comme un appoint utile certes, mais encore pour longtemps marginal aux problèmes d'approvisionnement énergétique des différentes économies du monde développé et en voie de développement, réapparaissent sur le devant de la scène énergétique, non seulement dans le discours mais aussi dans les actes concrets de nombreux pays du Sud et du Nord.

L'IEPF et Global Chance qui, depuis longtemps déjà, expriment avec force leur conviction du rôle majeur que pourraient jouer ces énergies au service du développement durable, se réjouissent de cette prise de conscience renouvelée de la communauté internationale. En ce début de 2007 un certain nombre de filières et technologies renouvelables voient leur marché exploser, avec des croissances dépassant 20 % par an ; c'est le cas pour les chauffe-eau solaires dans plusieurs pays et, au niveau mondial, pour l'énergie éolienne ou photovoltaïque, les biocarburants de première génération et les chaudières à bois modernes. Au point que certains imaginent déjà un avenir énergétique mondial où la substitution massive des énergies fossiles par les renouvelables, avec ou sans appoint nucléaire, serait de nature à permettre à nos sociétés de continuer à se développer sans contrainte de consommation énergétique ni d'émission de gaz à effet de serre.

Il a donc paru intéressant à nos deux organisations de faire un point d'étape sur ces questions d'actualité sous forme d'un numéro commun de *Liaison Énergie-Francophonie* et des *Cahiers de Global Chance*.

Vu la très grande diversité des sujets et des expériences, nous n'avons évidemment pas la prétention de présenter au lecteur un dossier qui fasse le tour de l'ensemble des questions soulevées. L'ambition est autre. Elle est d'apporter un témoignage et un éclairage partiel sur certaines des questions aujourd'hui en débat dans ce très vaste domaine que recouvre le thème des énergies renouvelables.

Ce dossier est organisé de la manière suivante. Dans une première partie, il met en perspective les enjeux mondiaux à moyen et long terme en lien avec la contribution des énergies renouvelables, dans le contexte global du développement des sociétés et des problèmes d'environnement planétaire. Il s'agit là d'apporter au débat des éléments quantitatifs, de situer les renouvelables dans les avenirs possibles des systèmes énergétiques, de donner enfin des pistes de réflexion et des ordres de grandeur sur les principales controverses actuelles.

Dans la seconde partie, c'est le croisement des expériences de terrain et des filières renouvelables qu'il tente d'illustrer par l'analyse de cas pour des filières et dans des pays ou des régions très variés. Là encore, le but n'est pas d'être exhaustif, mais plutôt de mettre à la disposition du lecteur une information issue du terrain, utile pour l'action.

Enfin, dans une troisième partie, il résume sous forme de fiches très synthétiques un certain nombre d'éléments factuels sur l'état de l'art, les coûts, l'état des marchés, les potentiels et les perspectives des principales filières renouvelables, information de base nécessaire à une lecture avantageuse de ce numéro.

Le débat sur les renouvelables est loin d'être clos. Notre objectif ici est de le nourrir dans le sens d'une réflexion moins passionnelle et plus objective.

LES RÉALITÉS DU CONTEXTE MONDIAL ET LES PERSPECTIVES

Le dossier des énergies renouvelables est un dossier complexe : il comporte de nombreuses filières aux caractéristiques bien individualisées, susceptibles de répondre au cas par cas, à des besoins diversifiés de chaleur, de force motrice mobile et de force motrice fixe.

Au contraire des énergies fossiles, les renouvelables se présentent comme des flux d'énergie peu concentrés Elles sont parfois soumises aux aléas climatiques et ne sont guère transportables sous leur forme brute. Par contre, leur répartition régionale est beaucoup moins inégalitaire que celle des énergies fossiles. Pratiquement, chacune des régions du monde dispose, au niveau local, sous une forme ou une autre (soleil biomasse, vent, hydraulique, etc.), de ressources renouvelables importantes dont l'exploitation potentielle pourrait jouer un rôle majeur dans leurs bilans énergétiques.

Les deux articles qui suivent ont pour ambition de préciser dans quel contexte énergétique et environnemental mondial se présente, aujourd'hui et dans le futur, la question des renouvelables, de préciser les caractéristiques et les spécificités des principales filières énergétiques renouvelables et d'apporter des éléments d'appréciation des possibilités de leur mobilisation à moyen et long terme au service du développement des sociétés.

Énergies renouvelables : le contexte

BENJAMIN DESSUS

Depuis quelques années, les énergies renouvelables, dont le contre-choc pétrolier de 1986 avait fortement ralenti le développement, connaissent un très fort regain d'intérêt. La récente flambée des cours du pétrole et du gaz et la préoccupation grandissante de la communauté internationale vis-à-vis du réchauffement climatique en sont les premières causes. S'y ajoutent les premiers et indéniables succès industriels remportés par des filières considérées jusqu'à récemment comme marginales, en particulier l'éolien, dont la croissance aussi bien dans certains pays industrialisés que dans des pays émergents au cours des cinq dernières années est tout à fait remarquable.

Après une longue période de pénitence, les énergies renouvelables retrouvent une légitimité qui conduit parfois les plus optimistes à compter sur un développement explosif de leurs diverses applications pour résoudre à moyen terme (une vingtaine d'années) les problèmes d'approvisionnement énergétique de l'humanité sans contribuer aux émissions de gaz à effet de serre.

Pour y voir plus clair, il nous paraît utile de dégager, pour le siècle qui vient, quelques éléments de contexte général de ce développement encore largement potentiel.

ENJEUX ET CONTRAINTES DU LONG TERME

En ce qui concerne son système énergétique, l'humanité est en effet confrontée à quatre défis principaux :

- La nécessité d'apporter des services énergétiques suffisants et adaptés pour assurer le développement des 8 ou 9 milliards d'habitants attendus sur la planète vers 2050 (6,4 aujourd'hui, dont 4 dans les pays en cours de développement).
- La nécessité de revenir dès 2050 à des émissions de CO_2 compatibles avec une augmentation déjà très significative mais probablement encore contrôlable des risques de réchauffement (environ 2 degrés à la fin du siècle), soit des émissions de l'ordre de 12 milliards de tonnes de CO_2 en 2050 (ou 3,3 milliards de tonnes de carbone).
- La nécessité de développer activement des solutions de rechange pour survivre à l'épuisement – assuré – des ressources fossiles avant ou vers la fin du siècle pour le pétrole et le gaz, une centaine d'années plus tard au maximum pour le charbon, vers la fin du siècle pour l'uranium, et à plus long terme en cas d'utilisation massive éventuelle (mais sans danger ?) du plutonium.
- La nécessité d'anticiper les conséquences du réchauffement climatique inéluctable résultant des surémissions passées et actuelles, à la fois sur les besoins de services énergétiques et sur le fonctionnement des systèmes de production énergétique (modification de l'hydrologie, sécheresses, évolution de la productivité des biomasses agricoles et forestières, etc.).

Ces éléments incontournables fixent les enjeux et les contraintes aux horizons 2050 et 2100 avec une précision suffisante pour effectuer les exercices de « back casting » qui, à partir de règles normatives à long terme, remontent le temps jusqu'à aujourd'hui pour décrire des chemins diversifiés de solutions potentielles aux différents problèmes posés.

TRADUCTION ÉNERGÉTIQUE DE CES CONTRAINTES

Les sources énergétiques significativement mobilisables au cours du siècle prochain et *a fortiori* avant 2050 sont de trois types :

- Les énergies fossiles, pétrole, gaz naturel, charbon.
- Les énergies fissiles (uranium, plutonium).
- Les énergies renouvelables, (solaire, éolien, biomasse, hydraulique, géothermie, énergies des mers).

Les énergies de fusion font l'objet de recherches dont l'issue est incertaine mais dont on est pratiquement sûr

qu'elles ne pourront aboutir à des applications massives éventuelles que dans la dernière partie du siècle : elles sont donc exclues du champ des solutions aujourd'hui applicables au problème posé, sinon à vouloir substituer un pari à une solution.

Contraintes sur les fossiles

La première contrainte globale concerne les émissions de CO_2. La norme édictée par les scientifiques d'émissions inférieures à une douzaine de milliards de tonnes de CO_2 en 2050 (ou 3,3 milliards de tonnes de carbone) se traduit directement par une limite supérieure admissible de consommation des différentes sources fossiles :

- Pour le pétrole pris isolément : 3,9 milliards de tep (émissions de 0,83 t de C par tep).
- Pour le gaz pris isolément : 5 milliards de tep (émissions de 0,65 t de C par tep).
- Pour le charbon pris isolément : 2,9 milliards de tep (émissions de 1,12 t de C par tep).
- Et, pour un bouquet de ces sources, une valeur comprise entre les deux extrêmes (2,9 et 5 Gtep) pour une consommation actuelle de 9 Gtep en 2004.

Cette contrainte pourrait cependant être relâchée si pouvaient se développer assez vite des moyens de capture et de séquestration du CO_2 supplémentaire aux mécanismes naturels de la biosphère. On pense en particulier à la séquestration provisoire du carbone dans les forêts nouvelles (sur des périodes de 30 ans à une centaine d'années) et à la séquestration du carbone pour des durées bien supérieures (plusieurs siècles, voire des millénaires) dans le sous-sol terrestre ou dans les océans.

Hors séquestration supplémentaire, la consommation d'énergie fossile en 2050 peut donc osciller entre 5 et 2,9 milliards de tep selon les proportions de chaque source. On peut retenir une valeur de l'ordre de **4 Gtep pour un mix de ces différentes sources**.

La séquestration du CO_2 des centrales électriques thermiques à combustibles fossiles, si elle était totalement réalisable pour toutes les centrales existantes et nouvelles, pourrait concerner près de 5 Gtep de combustibles fossiles en 2030 et plus de 6 Gtep en 2050. Mais de nombreuses limitations risquent de réduire ce potentiel théorique (la taille et la durée d'utilisation annuelle des centrales, la proximité de sites de stockage favorables, etc.). La séquestration de la moitié du potentiel théorique de 2050 serait déjà un objectif très ambitieux qui supposerait acquise la possibilité de stockage sans risque dans des aquifères, hypothèse non encore validée. Il n'est donc pas raisonnable de penser séquestrer plus de 3 gigatonnes de carbone à l'horizon 2050, essentiellement en provenance du charbon. Cela permettrait la mise à disposition d'au maximum 2,2 Gtep supplémentaires aux 4 Gtep retenus, compte tenu du fait que le processus de séquestration est lui-même source d'émissions (de l'ordre de 20 % supplémentaires).

Séquestration comprise, c'est donc d'un potentiel de 4 à 6,2 Gtep d'énergies fossiles dont pourrait disposer l'humanité pour ses besoins énergétiques en 2050 (soit 0,5 à 0,8 tep/habitant).

On peut se rendre compte de l'enjeu quand on sait que la consommation d'énergie fossile mondiale a atteint déjà 9 milliards de tep (2,7 de charbon, 3,9 de pétrole, 2,3 de gaz naturel) en 2004 pour « seulement » 6,4 milliards d'habitants (1,4 tep par habitant) et que l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) prévoit plus de 13,8 Gtep dès 2030 (1,7 tep/hab).

L'écart ne peut donc être comblé qu'avec des sources n'émettant pas de gaz à effet de serre… et en le réduisant le plus possible par l'efficacité énergétique.

La seconde contrainte porte sur les réserves des différentes sources d'énergie fossile. Sans entrer dans le débat ouvert sur l'horizon du pic de production pétrolier, il suffit pour notre propos de rappeler qu'à l'horizon de la fin du siècle, il est plus que probable que les ressources de pétrole et de gaz seraient épuisées, si les contraintes d'émissions de CO_2 ne venaient entraver la consommation de ces ressources. L'horizon d'épuisement des charbons se situe à plus long terme, nettement au-delà de 2100.

Par contre, le respect des contraintes d'émissions sans recours à la séquestration, avec une consommation de l'ordre de 4 Gtep par an tous fossiles confondus, aurait pour conséquence un allongement important (de plusieurs dizaines d'années) de la durée de vie des différentes réserves.

Quelle traduction en termes de disponibilité d'énergie finale ?

La traduction de ces consommations d'énergie primaire en énergie finale (celle qui arrive aux bornes des usagers, industriels ou domestiques, carburant, électricité, combustible) dépend à la fois des technologies et de la proportion des différents usages finaux dans le bilan global (force motrice fixe ou mobile, chaleur).

En 2004, avec une proportion de l'ordre de 80 % d'énergies fossiles dans le bilan mondial en énergie primaire, de 6 % d'énergies fissiles et de 14 % d'énergies renouvelables, l'énergie finale produite par l'ensemble du système énergétique mondial n'atteint que 68 % de

l'énergie primaire consommée. Donc, 32 % de l'énergie primaire, soit 3600 Mtep, sont perdus en route dans les diverses transformations (production d'électricité, raffinage, etc.) et dans les transports jusqu'au consommateur final.

Pertes du système électrique et centralisation des moyens de production

En 2004, les pertes de chaleur de la production thermique fossile d'électricité mondiale étaient de l'ordre de 1700 Mtep (19000 TWh), celles de la production nucléaire de 500 Mtep (5600 TWh). Les pertes de transport d'électricité étaient de l'ordre de 100 Mtep (1200 TWh). Au total, le système électrique mondial, qui satisfait 16 % des besoins finaux d'énergie, est donc responsable de 65 % des pertes d'énergie primaire du système.

Mais l'ampleur de ces pertes tient principalement au fait que, dans la plupart des cas, la chaleur perdue par les centrales électriques thermiques n'est pas récupérée pour d'autres usages. La cogénération, c'est-à-dire la production simultanée d'électricité et de chaleur à partir d'un combustible, conduit par contre à des rendements d'utilisation du combustible bien meilleurs, de l'ordre de 75 à 80 % (contre 35 à 50 % en génération simple d'électricité). Mais cet usage n'est possible que si des concentrations urbaines ou industrielles suffisantes se trouvent à proximité des centrales et peuvent utiliser cette chaleur. La centralisation des moyens de production d'électricité qui a caractérisé la deuxième moitié du vingtième siècle a pratiquement exclu cette possibilité. En effet aujourd'hui, les sites de centrales thermiques nucléaires ou fossiles produisent pour la plupart de 1000 à 4000 MW d'électricité et donc de 2000 à 8000 MW de chaleur (les besoins de chauffage de 200000 à 1 million de ménages). De plus, des considérations d'environnement et de sécurité conduisent à les éloigner de plusieurs dizaines de kilomètres des conurbations importantes.

L'avènement de moyens de production d'électricité performants et de tailles beaucoup plus modestes (de dizaines de kW à des dizaines de MW) est de nature à modifier profondément cette situation en permettant de systématiser l'usage de la cogénération et d'ainsi réduire très fortement les pertes du système énergétique.

Ces pertes proviennent d'abord de la production et du transport de l'électricité (55 à 70 % de pertes de chaleur pour la production d'électricité à partir des fossiles ou de l'uranium, 5 à 7 % de pertes de transport). Les pertes de production et de transport des carburants pétroliers sont nettement plus faibles (de 10 à 15 %). Les pertes de préparation et de transport des combustibles (gaz, charbon) sont de l'ordre de 5 %.

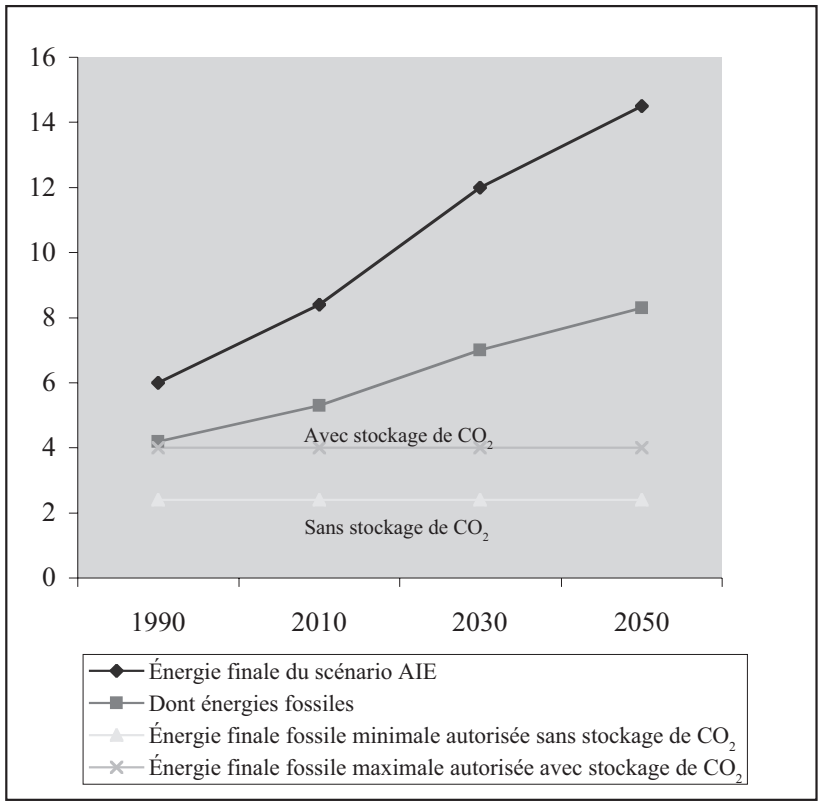
En fonction des technologies et du degré de centralisation des moyens de production (en particulier d'électricité) retenus pour 2050, le rendement du système énergétique mondial (le rapport énergie finale/énergie primaire), actuellement de 68 % (mais de 64 % seulement dans un pays comme la France qui utilise beaucoup d'électricité) peut évoluer de 60 % (dans une civilisation consommant une proportion plus forte d'électricité sans effort de décentralisation) à 80 %, avec une organisation beaucoup plus décentralisée de la production d'électricité et le développement des cogénérations qui deviennent alors possibles. Dans ces conditions, la consommation de 4 milliards de tep d'énergies fossiles « autorisée » en 2050 (en l'absence de séquestration) permettrait de satisfaire de 2,4 à 3,2 Gtep d'énergie finale.

Dans le cas où un grand programme de séquestration de carbone serait mis en place, la consommation fossile supplémentaire autorisée, évaluée plus haut à 2,2 Gtep au maximum en 2050, le serait dans des usines de production électrique de grande taille (pour permettre le captage séquestration) excluant de fait toute cogénération. Le rendement global du système énergétique (Énergie finale/Énergie primaire) pourrait en pâtir[1] et tomber au-dessous de 65 % et l'énergie finale totale disponible culminer à 4 Gtep.

Au-delà de ces limites, les besoins d'énergie finale de l'humanité ne pourraient donc être significativement satisfaits en 2050 que grâce à des énergies non carbonées, énergies renouvelables ou énergie nucléaire. L'écart avec l'énergie finale consommée aujourd'hui au niveau mondial (7,6 Gtep) est déjà considérable. Il devient rédhibitoire en 2050 si les politiques énergétiques actuelles étaient poursuivies : le scénario « business as usual » de l'AIE conduit en effet à un besoin d'énergie finale de 11,6 Mtep dès 2030 et de l'ordre de 14 Gtep en 2050. Il faudrait dans ces conditions disposer de 10 à 11,5 Gtep d'énergie finale sans carbone en 2050 contre moins de 2 Gtep en 2004, plus de deux fois plus qu'en projette le scénario.

1. Sauf si l'on pouvait installer des complexes industriels autour de ces sites pour utiliser une partie de la chaleur perdue.

Évolution des dépenses d'énergie du scénario AIE (Gtep finales) et contraintes d'émissions de carbone



L'analyse de ces chiffres montre tout d'abord la nécessité absolue de politiques prioritaires de maîtrise de l'énergie qui permettent de contenir les besoins d'énergie finale nécessaires à la satisfaction d'un ensemble de services déterminés dans des limites plus raisonnables. Politiques sans lesquelles il n'est pas vraisemblable d'imaginer un bouclage du bilan sans un supplément important d'énergies fossiles, même avec un développement simultané et sans précédent de la séquestration du carbone des centrales thermiques, du recours aux énergies renouvelables et aux énergies nucléaires. Supplément d'autant plus important que l'augmentation du recours à l'électricité et la poursuite de politiques de production centralisée viendraient dégrader le rendement Énergie finale/Énergie primaire du bilan énergétique mondial.

Indépendamment de cette exigence majeure, les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire, dans leurs technologies actuelles, présentent des caractéristiques, des opportunités d'usage, des risques et des limites d'utilisation très contrastés qui doivent être impérativement pris en compte.

ÉNERGIE NUCLÉAIRE

Les technologies nucléaires actuelles se caractérisent par les éléments suivants :

- Une production très concentrée d'électricité de base ou semi-base (600 à 1 500 MW, plus de 6 000 heures par an) avec des rendements de l'ordre de 30 à 35 %, sans utilisation de la chaleur perdue (même si elle pourrait être éventuellement envisagée dans le cadre de coprocessus industriels (voir note 1).
- Le recours à un combustible épuisable, l'uranium, avec cependant une possibilité de recyclage, encore très partielle, du plutonium produit par la fission nucléaire, au prix d'un renforcement important des risques de prolifération nucléaire.
- Des risques d'accident majeur.
- Un problème spécifique de déchets et de prolifération des applications civiles vers les applications militaires.

Le développement massif de l'énergie nucléaire, avec les technologies actuelles, même si l'on fait l'impasse sur les risques spécifiques qu'elle comporte, se heurte donc aux limites suivantes :

- la présence de besoins massifs d'électricité de base (en 2004, ces besoins représentaient environ 8 % de la consommation finale d'énergie mondiale) et donc la présence de réseaux électriques de taille importante,
- la disponibilité d'uranium,
- la dégradation du rendement du système énergétique global.

Le récent exercice auquel se sont livrés Benjamin Dessus et Philippe Girard dans le scénario SUNBURN[2] de relance mondiale massive du nucléaire donne une première idée des ordres de grandeur des conséquences énergétiques et environnementales d'une telle politique. Ce scénario, essentiellement fondé sur une analyse de l'évolution des besoins d'électricité de l'ensemble des pays du monde d'ici 2030, sans autres contraintes que celles d'ordre technique ou de dynamique industrielle, conduirait à une croissance massive des marchés nucléaires d'ici 2030 : de 3 GW par an ces dernières années, le marché annuel pourrait ainsi passer à 100 GW en 2030 si aucune contrainte, ni d'acceptation des populations, ni économiques et financières, ni techniques, ni politiques, ne venait en perturber le développement. Avec une production totale de 8 900 TWh en 2030 (contre 2 577 TWh en 2005), ce scénario paraît à leurs auteurs représenter une borne supérieure industrielle « optimiste » de ce que pourrait représenter la contribution maximale d'un programme massif mondial de relance du nucléaire.

S'il était intégralement appliqué, il permettrait d'éviter, en 2030, 9 % de l'ensemble des émissions de CO_2 par rapport au scénario prévisionnel de l'AIE, mais seulement 2,9 % des émissions cumulées de 2006 à 2030 de ce même scénario, soit 7 mois d'émissions de 2030.

Il permettrait d'autre part une économie cumulée d'ici 2030 de 8 GTEP de combustibles fossiles (8 mois environ de la consommation de fossiles de 2030), essentiellement du charbon et du gaz naturel. Il s'avérerait par contre largement inopérant dans la substitution du pétrole, car le peu d'électricité mondiale produite avec du pétrole l'est généralement pour des besoins de pointe (excepté dans quelques pays pétroliers).

LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

La diversité de filières que recouvre le vocable générique « énergies renouvelables » répond, au contraire du nucléaire, à des besoins d'énergie finale beaucoup plus diversifiés : chaleur directe (solaire direct, géothermie basse température), carburant (biocarburants liquides, biométhane), combustible (bois, biométhane, etc.), électricité (photovoltaïque, éolien, hydraulique, etc.).

À l'inverse du nucléaire, il n'existe pas de problème de pérennité de la ressource. Il peut par contre exister des limites d'accès aux différentes ressources renouvelables qui font l'objet de concurrence d'usage (irrigation/électricité, biomasse énergie/alimentation, etc.).

À l'inverse encore du cas du nucléaire, la dispersion de la ressource conduit généralement à privilégier des productions décentralisées, à partir d'unités de taille beaucoup plus modeste que dans le cas du nucléaire, associées ou non à des réseaux de distribution. Cette caractéristique, généralement présentée comme un obstacle majeur au développement des filières renouvelables (on ne bénéficie pas des effets d'échelle), peut être contrebalancée par des effets de série et par les possibilités de cogénérations diverses qu'entraîne la proximité des usagers : cogénération électricité ex-biomasse et chaleur, cogénération carburant chaleur, etc., avec l'amélioration du rendement énergétique global du système énergétique qu'on peut en attendre.

Par contre, le développement des renouvelables se heurte aux questions d'intermittence et de dilution spatiale de la ressource (aspect aléatoire de la production d'électricité solaire ou éolienne, collecte et transport de la biomasse, etc.).

Enfin, les conséquences potentielles du réchauffement du climat sont de natures différentes selon qu'il s'agit d'énergies de stock (fossiles et fissiles) ou de flux (renouvelables).

Les fluctuations du climat n'altèrent pas en effet la ressource que constituent les différents stocks d'énergie fossile mais peuvent contraindre leur utilisation. C'est ainsi que les ressources en eau nécessaires au refroidissement des centrales thermiques de grande taille (fossiles ou nucléaires) peuvent venir à manquer en cas de réchauffement.

Par contre, les mêmes fluctuations du climat peuvent altérer dans un sens ou dans l'autre la ressource renouvelable elle-même : ressources hydrauliques, régimes des vents, nature et productivité des biomasses agricoles et ligneuses, etc.

2. *Cahiers de Global Chance* n° 21.

Caractéristiques principales des énergies finales obtenues par les filières renouvelables et nucléaires avec les technologies actuelles

	Nucléaire	Hydro	Éolien	Vagues marées	Capteurs solaires	Photovoltaïque	Géothermie	Bois Cultures déchets	Biogaz
Flux		X	X	X	X	X		X	X
Stock	X						X		
Chaleur directe					X		X		
Électricité de base	X						X	X	X
Électricité de pointe		X						X	X
Électricité fatale		X	X	X		X			
Carburant								X	X
Combustible								X	X
Cogénération						?	X	X	X

Cette présentation rapide des caractéristiques comparées du nucléaire et des renouvelables met en évidence la nécessité d'approches très différentes qu'on pourrait illustrer par une comparaison avec l'agriculture :

- Le nucléaire se présente, au moins pour les 30 ans qui viennent, comme une *monoculture centralisée* (l'électricité), largement « hors sol » à vocation *d'exportation en dehors des territoires de production* à l'aide de réseaux de transport et de distribution massifs.
- Les énergies renouvelables s'apparentent plus à la *polyculture vivrière* dont l'objectif est de répondre à un ensemble diversifié de besoins territoriaux à partir de ressources locales.

C'est dire que l'analyse des enjeux et des opportunités que représentent les énergies renouvelables suppose d'entrer dans une analyse diversifiée des « filières » d'usage de ces énergies avec une grande attention aux aspects temporels et spatiaux de leurs caractéristiques.

Si l'on veut sérieusement prendre en compte les contraintes de ce siècle, dans une logique de développement et de prévention des catastrophes, il faut donc impérativement :

- prendre conscience de la norme autorisée de consommation de fossiles ;
- s'engager dans des politiques volontaristes de maîtrise de la demande ;
- s'intéresser aux conditions d'obtention de rendements énergie finale/énergie primaire élevés des systèmes énergétiques ;
- analyser de façon détaillée les enjeux, les opportunités, les cibles prioritaires les dynamiques industrielles et les limites des énergies renouvelables.

C'est pour contribuer à ces deux derniers chantiers que Global Chance et l'IEPF vous proposent ce numéro spécial commun.

Énergies renouvelables : ne pas se tromper de cible, ni au Nord ni au Sud

BENJAMIN DESSUS

BERNARD DEVIN

Directeur du Service de l'Action Internationale de l'AFME jusqu'en 1986. Il a été ensuite chargé des relations avec les Nations Unies et avec la Commission du Développement Durable. Actuellement Secrétaire de l'association Global Chance.

Depuis le début des années 2000, les préoccupations concernant le réchauffement du climat et plus récemment la flambée des prix du pétrole et du gaz ont relancé l'intérêt autour des sources renouvelables, mais toujours dans une certaine ambiguïté sur les enjeux réels qu'on peut leur assigner raisonnablement dans les différents pays du monde à plus ou moins long terme. Le consensus affiché au travers des discours politiques sur les enjeux attachés à leur développement n'a pourtant pas conduit dans l'immédiat la plupart des pays développés à un effort public qui puisse se comparer à ceux consentis pour les énergies fossiles ou l'énergie nucléaire.

Comment rendre la discussion possible sur des bases tant soit peu objectives et quantifier peu ou prou les enjeux des différentes énergies renouvelables raisonnablement utilisables à chaque époque et dans chaque région du monde ? Comment juger des dynamiques de pénétration possibles des différentes énergies en cause et de la pertinence des politiques proposées par les uns et les autres au nom du développement et de l'environnement pour en développer l'usage ?

ET D'ABORD, DE QUOI PARLE-T-ON ?

On range sous le terme d'énergies renouvelables un ensemble d'énergies inépuisables à l'échelle humaine, la plupart issues de l'activité solaire, mais qui se manifestent à travers des phénomènes physiques très divers.

- *Une énergie photonique :*
  - l'énergie solaire, qui provient du flux de photons solaires sur la surface terrestre.
- *Des énergies mécaniques :*
  - l'énergie éolienne qu'on peut tirer de la force du vent qui circule des hautes vers les basses pressions dans l'atmosphère terrestre,
  - l'énergie hydraulique gravitaire, qu'on peut tirer de la force mécanique des chutes d'eau,
  - l'énergie marémotrice qui tire parti des courants associés aux marées des océans,
  - l'énergie des vagues qui tire profit de l'énergie mécanique des vagues, elles-mêmes produites par le vent.
- *Des énergies thermiques :*
  - la géothermie qui exploite le flux de chaleur qui provient des couches profondes de la terre,
  - l'énergie thermique des mers qui exploite les différences de température entre la surface et les couches profondes des mers tropicales.
- *Des énergies de combustion :*
  - d'un combustible ou d'un carburant renouvelable, qu'on appelle biomasse, tiré de la matière organique (les plantes, les arbres, les déchets animaux, etc.), elle-même fabriquée grâce au soleil par la photosynthèse du carbone.

Toutes ces sources d'énergie peuvent être transformées par des moyens plus ou moins sophistiqués en énergie directement utile à l'homme. C'est ce qu'on appelle des « filières énergétiques ». Chaque filière tire parti d'un des phénomènes cités plus haut (photonique, gravité, gradient de pression, chaleur, etc.) à travers des processus de transformation physique pour aboutir à une forme d'énergie directement utilisable par l'homme pour satisfaire ses besoins de chaleur (soit directement,

soit sous forme de combustible), d'électricité (pour faire tourner des machines, s'éclairer, alimenter électroménagers et ordinateurs), ou de carburant pour assurer les transports, ce que les énergéticiens appellent les énergies finales. La notion de filière recouvre donc à la fois l'origine de l'énergie mais aussi **le besoin final** qu'il s'agit de satisfaire.

Cette notion n'est évidemment pas spécifique aux renouvelables et s'applique aussi bien aux énergies fossiles. Quand on dispose par exemple de pétrole, un concentré d'énergie aisément transportable et stockable, on peut à partir de plusieurs filières fournir de la chaleur (à travers une chaudière ou un four), de l'électricité (avec une centrale thermique ou un diesel) ou du carburant pour faire tourner le moteur de sa voiture. Dans le cas des énergies renouvelables, au contraire, des spécificités s'introduisent, des applications privilégiées à des besoins déterminés apparaissent, des impossibilités pratiques aussi, qui viennent restreindre la possibilité pratique d'usage de ces énergies. Et cela, principalement pour deux raisons :

- D'abord parce que ces énergies ne sont pas toutes constamment à notre disposition « à l'état naturel » : le soleil ne brille pas la nuit et s'affaiblit fortement avec les passages nuageux, le vent souffle quand il veut, les barrages ne stockent l'eau que pour quelques mois, les déchets de l'agriculture finissent par pourrir. Comme on ne sait généralement pas bien stocker ces sources d'énergie dans leur état naturel (à l'exception de la biomasse), on n'est pas sûr d'en disposer au moment où l'on en a besoin.
- Ensuite, parce que ces énergies sont dispersées et généralement peu transportables sous leur forme originelle, à l'exception de la biomasse qui se transporte bien. Dans la plupart des cas, il faut utiliser les énergies renouvelables à l'endroit même où elles se manifestent alors que les concentrations de population peuvent s'en trouver éloignées.

La notion de **filière énergétique** qui établit un lien direct entre le produit énergétique final, voire le service final (par exemple, l'eau chaude dans le cas du chauffe-eau solaire) et l'énergie primaire est donc primordiale pour les énergies renouvelables comme le montre le tableau ci-dessous.

TABLEAU 1
Quelles sources pour quels produits énergétiques finaux ?

	Chaleur directe	Électricité	Combustible	Carburant
Énergies de flux				
Solaire (capteurs thermiques)	x			
Solaire thermodynamique	x	x		
Solaire photovoltaïque		x		
Hydraulique		x		
Éolien		x		
Énergie de la houle		x		
Énergie marémotrice		x		
Énergie thermique des mers		x		
Biomasse		x	x	x
Biométhane		x	x	x
Géothermie	x	x		
Énergies de stock				
Nucléaire		x		
Charbon		x	x	
Pétrole		x	x	x
Gaz naturel		x	x	x

Ce tableau fait ressortir les points suivants :

Le solaire thermique (les capteurs solaires), *la géothermie* et *la biomasse* sous ses différentes formes sont bien adaptés pour répondre aux besoins de chaleur basse température qu'on rencontre dans l'habitat, le tertiaire et l'industrie.

La biomasse et beaucoup plus marginalement *le solaire* sous concentration sont bien adaptés aux applications de cuisson domestique. Pratiquement, seule *la biomasse* est bien adaptée aux applications haute température dans l'industrie où elle peut se substituer au charbon.

En ce qui concerne l'électricité hors réseau, on trouve une bonne adéquation entre les besoins et *le photovoltaïque* pour les applications de puissance inférieure à 1 kW, *l'éolien*, de quelques kW à une cinquantaine de kW, la *biomasse* et *la petite hydraulique* de quelques dizaines de kW à quelques MW. Seules ces deux dernières filières permettent d'éviter un stockage d'énergie sous forme d'électricité puisqu'on peut dans ces deux cas opérer un minimum de stockage de l'eau ou du combustible biomasse.

Pour l'électricité écoulée sur le réseau, *la grande hydraulique, les marémotrices, le solaire thermodynamique* (centrales solaires à concentration), *le solaire photovoltaïque*, *l'éolien, la géothermie haute température* et les diverses *filières biomasse* sont bien placées. En dehors des problèmes économiques, les limites à cette adéquation résultent de l'aspect fluctuant de la ressource (en particulier pour le solaire et l'éolien) qui pose des problèmes de compatibilité avec le réseau électrique.

Les filières *biomasse méthane* et les filières *cultures énergétiques* (biocarburants à base d'alcool ou d'huiles) sont des options sérieuses mais limitées pour l'obtention de carburants automobiles. À plus long terme (vers 2015-2020), les filières de gazéification de la biomasse (déchets organiques agricoles et forestiers) sont susceptibles d'augmenter très fortement cette participation des renouvelables à l'obtention de carburants.

Il est important de garder en tête ces diverses caractéristiques des filières renouvelables quand on se pose la question de leur participation potentielle aux bilans nationaux, régionaux et mondiaux. Alors que les énergies fossiles, et en particulier le pétrole, nous avaient habitués à raisonner uniquement en besoins d'énergie primaire (le nombre de tonnes de pétrole nécessaire pour boucler le bilan énergétique tous usages d'un pays comme la France), il faut, pour quantifier l'apport éventuel des renouvelables au bilan énergétique, entrer dans le détail et partir de la description des besoins[1] locaux.

1. C'était déjà le cas avec l'énergie nucléaire dont la seule filière d'usage est la production hyper centralisée d'électricité, excluant par là même les usages chaleur et les usages carburant.

Il faut donc dépasser un discours global sur les énergies renouvelables et entrer dans une description plus proche de la réalité des enjeux de chacune des filières dans chaque région du globe en tenant compte à la fois des ressources physiques en place, de leurs caractéristiques propres, de l'état des technologies de transformation et des besoins associés à la phase de développement des sociétés susceptibles de les mettre en œuvre.

Comment évaluer le potentiel des différentes filières renouvelables ?

Pour apprécier le potentiel raisonnablement mobilisable de chacune des filières, il faut tout d'abord connaître à la fois les flux annuels de ces énergies et leur distribution temporelle dans les différentes régions du monde. En fait, ces données sont assez bien documentées et l'on dispose de cartes mondiales et régionales d'ensoleillement, de vent ou de biomasse relativement complètes[2]. Tout compte fait, on connaît mieux la distribution régionale du flux solaire que celle des gisements de charbon ou d'uranium.

Il faut aussi connaître l'évolution des caractéristiques techniques et des performances économiques de chacune des filières de transformation de ces flux d'énergie jusqu'à l'usage final. Pour la plupart des filières citées ci-dessus, les recherches et les développements effectués au cours des 30 dernières années permettent d'avoir une bonne connaissance à la fois des performances actuelles et des coûts des différentes technologies comme des dynamiques de rendement et coût de ces filières en fonction du progrès et des quantités distribuées.

Mais cela ne suffit pas. Il faut aussi apprécier dans une région donnée les besoins d'énergie des différents secteurs socio-économiques susceptibles d'y faire appel, à partir d'une analyse de la présence locale d'activités potentiellement consommatrices.

C'est sur cette triple base (physique, technico-économique et socio-économique) que B. Dessus, B. Devin et F. Pharabod[3] avaient proposé en 1992 d'estimer le « potentiel annuel d'utilisation » des énergies renouvelables d'une filière dans les grandes régions du monde à une époque donnée (PMER). Cet exercice qui date maintenant de 15 ans avait été effectué sur un monde découpé en 22 régions pour 10 filières technologiques

2. Sources : ISES pour le rayonnement solaire, CME pour les bassins hydrauliques, DOE pour les vitesses de vent, FAO pour les productions de bois et de biomasse.

3. B. Dessus, B. Devin, F. Pharabod, « Le potentiel mondial des énergies renouvelables », *La Houille Blanche,* n° 1, 1992. Cette étude sera appelée PMER (Potentiel Mondial des Énergies Renouvelables) par la suite.

principales considérées à l'époque comme ayant atteint le stade de la démonstration technique et économique (au moins dans des conditions favorables), et capables de répondre à des besoins importants dans de nombreuses régions du monde : eau chaude solaire, électricité photovoltaïque hors réseau, électricité solaire sur réseau (centrales photovoltaïques ou thermodynamiques), hydroélectricité, électricité éolienne hors réseau et sur réseau, bois énergie, énergie des déchets urbains, énergie des déchets ruraux, cultures énergétiques.

Une quinzaine d'années plus tard, on s'aperçoit que la plupart des considérations et hypothèses de l'époque restent valables, en ordre de grandeur. Cependant, certaines applications nouvelles sont apparues, par exemple le photovoltaïque sur les toitures des maisons et relié au réseau. D'autres comme les centrales solaires thermodynamiques ou photovoltaïques ne se sont pratiquement pas développées au cours des dix dernières années contrairement aux projections. Enfin de nouvelles filières, encore à l'état de recherche-développement, telles que la mise au point de carburants de deuxième génération issus de la biomasse, non prises en compte par les auteurs à l'époque, pourraient figurer aujourd'hui parmi les filières à prendre en compte pour les décennies qui viennent.

D'autre part, certaines des limitations que s'étaient imposées les auteurs (par exemple sur le taux d'électricité aléatoire acceptable sur le réseau électrique, généralement choisi à un maximum de 15 % en énergie) semblent aujourd'hui en voie d'être dépassées. Enfin, les considérations environnementales (en particulier le changement de climat) donnent aujourd'hui une prime aux énergies renouvelables, dans la mesure où elles ne suscitent pas d'émissions de gaz à effet de serre.

Le potentiel de chacune des filières, mobilisable à différentes époques, dépend dans ce type d'analyse de l'évolution des besoins d'énergie finale des diverses régions et par conséquent de la démographie et de l'état de développement de ces régions. C'est ainsi que le potentiel de l'ensemble des énergies renouvelables mobilisable indiqué par ces auteurs évoluait de 3 000 Mtep en 2 000 à 4 800 Mtep en 2020.

D'autres analyses de potentiels ont été produites, en particulier par José Goldemberg *et al.* dans le *World Energy Assessment* (WEA) publié en 2000 sous l'égide du PNUD et du Conseil mondial de l'énergie pour l'horizon 2050[4]. Les chiffres indiqués dans ce rapport sont pour la plupart nettement plus optimistes que ceux publiés par le PMER.

Mais il faut noter que ces potentiels ont été élaborés à partir de conditions physiques et géographiques sans tenir compte de la présence ou non de besoins identifiés d'énergie.

C'est ainsi, par exemple, qu'à partir d'une estimation analogue à celle de PMER des potentiels techniques régionaux de vent, WEA déduit un potentiel réellement accessible à partir d'un seul critère d'occupation du territoire (4 % des territoires). C'est ce qui le conduit à un potentiel très important au Nord comme au Sud, de 18 000 TWh environ, bien supérieur à celui de l'étude PMER. Le fait de choisir un critère tenant compte de la consommation régionale et de la part d'énergie annuelle aléatoire admissible par le réseau conduit à des abattements de potentiel beaucoup plus importants que le choix d'un critère d'occupation d'espace au sol. L'estimation PMER semble donc plus réaliste dans l'état actuel des technologies et du maillage des réseaux électriques.

Malgré ces différences d'appréciation, il ressort des différentes études dont on dispose que les potentiels mobilisables des différentes filières renouvelables à 20 et *a fortiori* à 50 ans sont considérables, aussi bien dans les pays développés que dans les pays en développement ou les pays émergents.

En 2020, par exemple, selon le PMER, le potentiel raisonnablement mobilisable d'électricité renouvelable serait de l'ordre de 8 000 TWh (700 Mtep) contre 3 150 TWh aujourd'hui (6 000 pour l'hydraulique un millier pour l'éolien, un millier pour les filières électriques solaires) dont plus de 5 000 TWh dans les pays du Nord (Russie comprise). Les filières biomasse combustible ou carburant (bois de feu, cultures énergétiques, déchets organiques) pourraient représenter plus de 3 000 Mtep contre 1 250 Mtep aujourd'hui, dont environ 1 000 Mtep dans les pays du Nord et 2000 dans les pays du Sud. Les filières productrices de chaleur directe à partir du soleil (eau chaude sanitaire et chauffage des locaux) pourraient représenter de l'ordre de 250 Mtep, une centaine dans les pays du Nord et 150 dans les pays du Sud.

Si l'on tient compte des potentiels déjà mobilisés au Nord et au Sud actuellement, qui sont respectivement de l'ordre de 380 Mtep et de 1 100 Mtep[5], il reste un potentiel mobilisable de l'ordre de 1 150 Mtep dans les pays du Nord et de 1 300 Mtep dans les pays du Sud à l'horizon 2020.

À travers ces chiffres, on voit en particulier que, contrairement aux idées souvent reçues, le potentiel

4. *World Energy Assessment*, UNDP New York, septembre 2000, (noté WEA).

5. Essentiellement du bois de feu.

d'énergies renouvelables encore mobilisable des pays du Nord est presque aussi important que celui des pays du Sud.

Le déploiement des énergies renouvelables n'est donc pas un problème d'existence de la ressource mobilisable, mais plutôt une question de « mobilisation » de cette ressource à partir de l'action du marché et/ou de politiques volontaristes.

En effet, l'existence de potentiels accessibles (c'est-à-dire physiquement disponibles à des coûts compétitifs) n'induit pas qu'ils seront exploités. En particulier, il peut exister une très forte dissymétrie d'exploitation entre les pays riches, dont la demande énergétique solvable dépasse déjà de loin les potentiels indiqués, et les pays pauvres dont la demande énergétique reste faible par absence de développement. Raison de plus pour considérer comme prioritaire la récolte de ces potentiels dans les pays du Nord, plutôt que de compter sur les pays en développement pour récolter les leurs à court terme.

Comme pour les énergies fossiles, la pénétration effective des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique mondial ne peut se faire qu'à un rythme maximal dicté par deux paramètres principaux : la création de nouveaux équipements nécessaires à la satisfaction de besoins nouveaux ou supplémentaires ou le remplacement d'équipements existants devenus obsolètes. En bonne logique économique en effet, on ne **construit des équipements supplémentaires** productifs qu'en fonction d'une *demande croissante* (solvable, ou aidée) et l'on **renouvelle des équipements obsolètes**, un peu chaque année, quand ils ont été amortis, hormis d'improbables « casses » ou démantèlements d'installations non amorties pour y substituer des installations « renouvelables ».

Dans les scénarios prévisionnels les plus courants (voir AIE), l'augmentation de la demande à satisfaire se situe autour de 2 % par an. L'activité de renouvellement des équipements anciens, à un taux de l'ordre de 3 % par an (puisque les équipements aux énergies fossiles à remplacer ont des durées de vie qui s'étagent de 25 à 40 ans), offre un champ d'introduction de capacités plus important.

Si on applique ces rythmes au scénario énergétique de référence de l'AIE pour les pays du Nord et du Sud on obtient les chiffres présentés dans le tableau 2 (en énergie primaire).

Cette notion de remplacement des équipements anciens ou de création d'équipements nouveaux est assez intuitive lorsqu'il s'agit de centrales électriques, de grands équipements industriels, etc. Il faut ici étendre cette notion à tous les équipements qui servent à la transformation de l'énergie primaire en énergie finale. Un exemple précis est celui des raffineries de pétrole que l'on rénove ou remplace régulièrement parce que la technique a changé ou que les produits que l'on désire obtenir sont différents. Un autre exemple est celui de l'introduction de l'énergie solaire active, ou passive, dans l'habitat. Un autre enfin est celui de l'introduction systématique de biocarburants pour l'alimentation du parc automobile.

C'est à l'occasion de ces nouvelles constructions ou de ces remplacements que l'on peut faire croître la part des énergies renouvelables – ou, plus largement, « non émissives » – dans le bilan énergétique mondial. Le rythme de rénovation étant ainsi fixé par des impératifs économiques, il est possible de simuler l'évolution des émissions de gaz à effet de serre en fonction du taux d'énergies « non émissives » (TRN %) introduites chaque année, mais aussi en fonction de l'effort d'amélioration de l'efficacité énergétique globale (TEE %). Le premier type d'action remplace les énergies fossiles ; le second type d'action réduit la demande globale d'énergie primaire. La démarche « Négawatt » entre dans cette dernière catégorie d'action.

Dans l'encadré qui suit on a tracé la courbe dépendant de ces deux paramètres, qui délimite l'espace où il devient possible d'atteindre, ou pas, les objectifs de réduction des GES à 12 gigatonnes équivalent de CO_2 par an à l'horizon 2050 et celle où il est possible de revenir en 2050 aux émissions de 2004. Ceci peut être un « indicateur de pertinence » pour les stratégies énergétiques, en le déclinant spécialement pour les pays ou les zones géographiques où seront proposées ces stratégies.

TABLEAU 2
Répartition Nord-Sud des capacités de production primaires à mettre annuellement en œuvre dans le scénario AIE entre 2004 et 2030

Moyenne 2004-2030	Renouvellement	Capacités nouvelles	Total
Pays du Sud	130 Mtep (3 %/an)	120 Mtep (2,6 %/an)	250
Pays du Nord	200 Mtep (3 %/an)	70 Mtep (0,6 %/an)	270
Monde	330	190	520

Un indicateur de pertinence pour les stratégies énergétiques

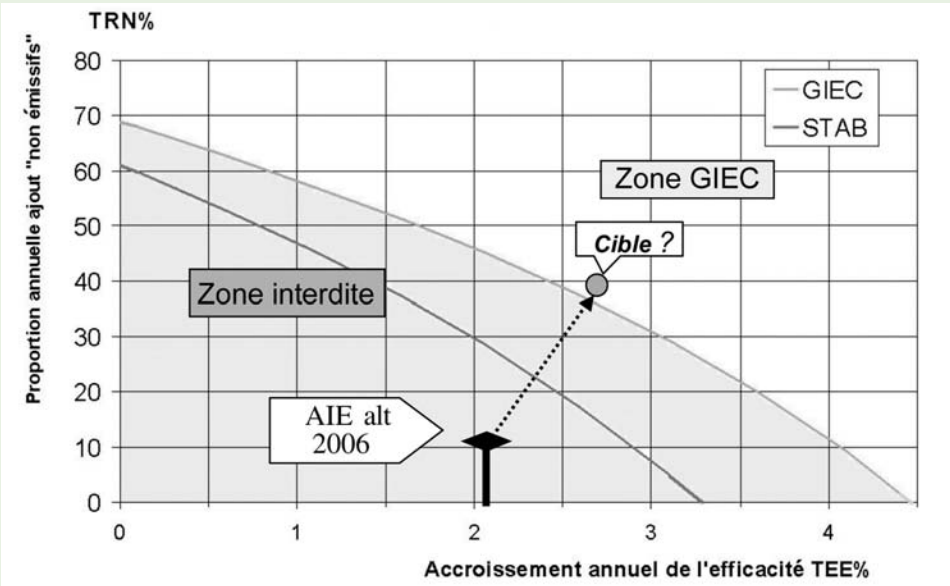
Pour réduire les émissions de gaz à effet de serre en dessous du niveau « GIEC » de 12 gigatonnes de CO_2 équivalent par an en 2050, quel pourcentage de renouvelables (TRN %) doit-on introduire dans les équipements construits chaque année pour faire face à l'accroissement global de la demande et au remplacement des installations anciennes ?

Si l'on s'astreint, de plus, à un effort continu d'accroissement annuel de l'efficacité énergétique globale (TEE %), pour réduire la demande énergétique d'ensemble, la combinaison de ces deux mesures permet de tracer les zones où il est, soit possible, soit impossible d'atteindre les objectifs du GIEC.

L'efficacité énergétique qu'il faut retenir est, au sens large, celle qu'apportent la sobriété à la consommation, la réduction des gaspillages et toutes les mesures d'une meilleure transformation de l'énergie primaire en énergie finale.

Atteindre 12 GT CO_2 en 2050 ?

Un indicateur de pertinence



---- GIEC : objectif 12 gigatonnes de CO_2 en 2050
---- STAB : objectif 24 gigatonnes de CO_2 en 2050 (valeur de 2004)

Au titre des sources « non émissives » il faut compter les énergies renouvelables, dont l'habitat solaire passif, mais aussi la capture et séquestration du carbone, ainsi que les énergies nucléaires de fission ou de fusion, sans qu'il soit question de faire, ici, un choix sur leur pertinence relative. Chacune de ces technologies ou filières doit être comptée en Mtep, pour son potentiel de substitution annuel (PSA) aux énergies fossiles primaires qu'elle remplacerait effectivement.

On a figuré le point représentatif du scénario AIE 2006 dans sa version « alternative ». Le rapport de l'AIE y projette une demande énergétique croissant moins vite que le produit intérieur brut mondial (G. D. P.). Il comporte donc une composante d'accroissement de l'efficacité énergétique annuelle de l'ordre de 2 %. Les émissions qu'il affiche pour 2015 et 2030 sont bien représentées par un TRN % de l'ordre de 10 %.

À titre d'exemple, on a indiqué sur le graphique une « cible » permettant de satisfaire aux conditions du GIEC en 2050 : il faudrait passer l'accroissement d'efficacité à 2,6 % par an et introduire 40 % de « non émissifs » chaque année dans le remplacement des anciens équipements fossiles et dans la création des capacités supplémentaires requises. Le point représentatif du scénario AIE montre que l'on est loin du compte !

TABLEAU 3
Répartition Nord-Sud des capacités de production d'électricité à mettre annuellement en œuvre dans le scénario AIE entre 2004 et 2030

Moyenne 2004-2030	Renouvellement	Capacités nouvelles	Total
Pays du Sud	170 TWh (3 %/an)	250 TWh (4,3 %/an)	420 TWh
Pays du Nord	350 TWh (3 %/an)	160 TWh (1,4 %/an)	510 TWh
Monde	520 TWh	410 TWh	930 TWh

Le renouvellement des capacités est encore dominant dans cette période par rapport à l'implantation de capacités nouvelles, au Nord comme au Sud. Malgré une croissance énergétique beaucoup plus forte au Sud qu'au Nord, les besoins totaux de capacités neuves restent légèrement supérieurs au Nord par rapport au Sud.

On peut, grâce aux données de l'AIE (tableau 3), examiner le cas particulier de l'électricité dont la progression des besoins apparaît particulièrement importante dans les pays du Sud (avec un taux de croissance de 4,3 %/an contre 1,4 %/an au Nord) entre 2004 et 2030.

Là encore, malgré la très forte croissance des besoins d'électricité des pays du Sud, c'est le Nord qui connaît le plus d'installations neuves, du fait du nécessaire renouvellement d'un stock d'installations déjà très élevé.

Les chiffres des deux tableaux, associés aux potentiels décrits plus haut, montrent à l'évidence qu'une politique volontariste de pénétration des énergies renouvelables dans les 20 ans qui viennent doit trouver ses points d'application au moins autant dans les pays du Nord que dans ceux du Sud.

Ils montrent aussi la prééminence du marché potentiel de substitution des énergies fossiles par renouvellement même avec le taux de croissance élevé de la demande énergétique retenue par l'AIE. Si les efforts indispensables de maîtrise de l'énergie étaient sérieusement engagés, ils conduiraient naturellement à une croissance inférieure de la demande globale et renforceraient d'autant la part du renouvellement dans le marché potentiel des renouvelables.

> Malgré une croissance énergétique beaucoup plus forte au Sud qu'au Nord, les besoins totaux de capacités neuves restent légèrement supérieurs au Nord par rapport au Sud.

RÉSUMONS-NOUS !

- **Le vocable « énergies renouvelables »** recouvre en fait une série de filières énergétiques qui ont toutes en commun de se présenter sous forme **de flux d'énergie**, mais qui se différencient très fortement au niveau des services énergétiques qu'elles sont susceptibles d'apporter dans les différents secteurs de l'activité humaine.
- **De ce fait les potentiels raisonnablement mobilisables** de ces différentes sources renouvelables doivent être envisagés dans le cadre de chacun des services susceptibles d'être rendus par ces différentes filières énergétiques, sous forme de chaleur directe, d'électricité, de combustibles et de carburants. Dans chacun des cas, et au-delà de l'intensité de la ressource primaire locale, ce potentiel dépend de la maturité technico-économique des filières et de la présence de besoins de services susceptibles de faire appel à ces différentes filières à l'époque considérée. Malgré des divergences d'appréciation, on peut noter que la plupart des analystes s'accordent à dire que le potentiel global des énergies renouvelables raisonnablement mobilisables (à des coûts du même ordre de grandeur qu'avec les énergies fossiles et sans concurrence majeure d'usage), dans les 20 à 30 ans à venir est de l'ordre de 4 à 5 000 Mtep :
  - Chaleur directe (chauffe-eau solaires et chauffage des locaux) : 200 à 300 Mtep
  - Électricité (éolien, photovoltaïque, hydraulique, géothermie) : 600 à 900 Mtep (7 000 à 11 000 TWh).
  - Combustibles et carburants issus de la biomasse (bois de feu, cultures, déchets) : 3 000 à 4 000 Mtep. La part de biocarburant dans ce potentiel global « biomasse » risque de se limiter à quelques centaines de Mtep si les plantes utilisées se trouvent en concurrence avec des usages alimentaires. La situation peut cependant évoluer très largement avec l'arrivée prévue des biocarburants de deuxième génération (qui

utiliseront comme matière première la lignocellulose et rencontreront, de ce fait, moins de concurrence d'usage) et multiplier ce potentiel carburant d'un facteur 5 à 10.

Compte tenu de la mobilisation actuelle des renouvelables (1350 Mtep), leur développement rapide ne se heurte donc globalement pas à des questions de présence de la ressource. On constate d'autre part que l'enjeu de leur mise en exploitation est du même ordre de grandeur dans les pays du Nord que dans les pays du Sud.

- **Comme pour les autres sources d'énergie**, ce sont les rythmes de *croissance* des besoins et de *renouvellement* des équipements obsolètes qui fixent la limite supérieure des dynamiques d'implantation des capacités renouvelables. Là encore, l'importance du stock d'équipements du Nord entraîne des besoins de renouvellement qui créent des opportunités d'implantation de capacités renouvelables plus importantes que celles qu'entraîne la croissance des besoins énergétiques des pays du Sud.

Ces diverses considérations conduisent à proposer une très forte mobilisation des pays les plus riches et les plus développés sur les différentes filières renouvelables puisqu'ils disposent à la fois des opportunités d'implantation, de marchés déjà solvables et d'un tissu industriel déjà conséquent dans ces domaines, tout au moins en comparaison avec les pays du Sud. C'est à cette condition que les pays en développement, profitant pleinement de l'apprentissage industriel des pays du Nord, pourront exploiter au mieux leurs potentiels d'énergies renouvelables et contribuer ainsi puissamment aux réductions des émissions de gaz carbonique responsables du réchauffement climatique.

Controverses et idées reçues

Les énergies renouvelables, très généralement plébiscitées par le grand public, n'échappent pourtant pas à la passion des discours, aux amalgames, aux « à peu près », aux erreurs d'ordre de grandeur. Les controverses y sont nombreuses, les idées reçues, souvent tenaces.

Parmi les nombreux points qui font débat, nous avons choisi, à titre d'exemple, de tenter d'apporter un éclairage objectif sur trois questions, celle des biocarburants et de l'effet de serre, celle des conséquences de l'intermittence de l'électricité éolienne sur la gestion des réseaux, celle enfin de l'enjeu du photovoltaïque pour le développement des PED. En effet, vu les espoirs mis dans ces filières, il nous a semblé utile de nous arrêter sur ces questions.

On trouvera d'autre part dans la partie « Repères » de ce numéro, les informations factuelles que nous avons pu recueillir sur les différentes filières d'énergies renouvelables.

La controverse sur le bilan énergie fossile et effet de serre des biocarburants actuels

Stéphane His

Il a intégré la Direction Stratégie Économie Plan de l'IFP en 1997. Depuis 2002, au sein de la Direction des Études Économiques, il assume la responsabilité du pôle « Moteurs-énergies » dans lequel il traite en particulier du sujet des carburants alternatifs.

Le fort regain d'intérêt pour les biocarburants ces dernières années a en partie pour origine leur potentiel de réduction de la consommation de pétrole et des émissions de gaz à effet de serre pour le secteur des transports. La question du bilan des biocarburants sur ces deux derniers critères est donc fondamentale car elle justifie en grande partie les différentes formes de soutien mises en place par les pouvoirs publics pour assurer le développement de ces filières. Dans le contexte actuel où l'essentiel des dispositions réglementaires en cours ou en projet est concentré sur la minimisation des émissions de gaz à effet de serre (Protocole de Kyoto à l'échelle mondiale, Plan Climat à l'échelle de la France), l'objectif commun des études de bilan est de comparer les biocarburants aux carburants pétroliers équivalents (essence et diesel) afin d'évaluer le potentiel de réduction des émissions de GES dans les transports associé à leur usage.

La controverse autour des bilans GES et consommations d'énergie non renouvelable des filières biocarburants est alimentée par la publication de plusieurs dizaines d'études mentionnant quasiment chacune des résultats différents.

Le champ de ces études est pourtant identique : il s'agit de dresser un inventaire des consommations et émissions de la filière complète de production et utilisation du biocarburant en prenant en compte l'ensemble des étapes de son cycle de vie : on parle de bilans « du puits à la roue » (*Well to Wheels*). Les écarts entre ces évaluations peuvent parfois être très importants comme le montre le tableau et conduire à une hiérarchisation différente de ces filières, sur ces seuls critères de performance environnementale.

On remarquera d'ailleurs un écart important pour les filières éthanol et un relatif consensus sur les filières biodiesel qui présentent les meilleurs bilans.

Toutefois, *d'un point de vue qualitatif, les différents résultats de ces études vont dans le même sens et s'accordent à dire que l'usage des biocarburants permet une réduction significative des émissions de GES et des consommations d'énergie non renouvelable, par rapport aux solutions conventionnelles (carburants pétroliers).* Autrement dit, ces carburants induisent des gains certains sur ces deux types de bilans, mais ces gains restent difficiles à quantifier avec précision.

Plusieurs raisons peuvent expliquer les écarts observés entre les résultats des différentes études : d'une part, des considérations d'ordre méthodologique et, d'autre part, les incertitudes sur les données spécifiques à l'étude de ces filières.

Sur le plan méthodologique, le choix fait pour tenir compte de la coproduction sur une filière peut bien souvent expliquer ces écarts. Dans le cas de la production de biocarburants, plusieurs coproduits de natures très distinctes sont générés en quantités importantes (en moyenne, 2 tonnes de coproduits par tonne de biocarburant). Par exemple, au cours de la production de biodiesel (EMHV) à partir d'huile végétale de colza, sont également produits pailles, tourteaux (dédiés à l'alimentation animale) et glycérine. Certaines études ignorent ces coproduits et affectent l'intégralité des émissions et consommations d'énergie au seul biocarburant, mais la grande majorité les comptabilisent.

Mais il faut alors faire un choix pour répartir les émissions et consommations entre les produits. Une première possibilité est d'affecter les impacts (émissions

	Émissions de GES					
	Résultats de l'étude ADEME/DIREM (Décembre 2002)			Résultats de l'étude JRC/EUCAR/CONCAVE (Mai 2006)		
	gCO_{2eq}/MJ	Référence gCO_{2eq}/MJ	**Gain par rapport au carburant pétrolier de référence**	gCO_{2eq}/km	Référence gCO_{2eq}/km	**Gain par rapport au carburant pétrolier de référence**
Éthanol ex-blé	34,4	85,9	**60%**	114	164	**30%**
Éthanol ex-betterave	33,6	85,9	**61%**	111	164	**32%**
Éthanol ex-lignocellulosique	nd	–	**–**	36	164	**78%**
Éthanol ex-canne à sucre	nd	–	**–**	19	164	**88%**
EMHV colza	23,7	79,3	**70%**	73	156	**53%**
EMHV tournesol	20,1	79,3	**75%**	34	156	**78%**
Huile végétale pure colza	17,8	79,3	**78%**	nd	–	**–**
Huile végétale pure tournesol	13,2	79,3	**83%**	nd	–	**–**
BtL (à partir de déchets forestiers et agricoles)	nd	–	–	10	156	**94%**

de GES et consommations d'énergie non renouvelable dans ce cas) aux différents produits au prorata de leurs masses, de leurs contenus énergétiques ou encore de leurs valeurs économiques.

Une seconde méthode, dite « méthode des impacts évités » est également employée ; elle, consiste à affecter l'intégralité des impacts au seul biocarburant et à retrancher à cette valeur un « crédit » correspondant aux impacts qu'aurait générés la production de la même quantité de coproduits par sa voie classique de production. Par exemple, si l'on considère que la glycérine coproduite lors de la synthèse d'EMHV se substitue à une glycérine produite dans l'industrie chimique, on utilisera le bilan de cette dernière filière pour calculer le crédit à allouer au biodiesel. À l'heure actuelle, la question de l'affectation des impacts fait l'objet d'un débat aussi bien en Europe qu'aux États-Unis.

Bien que la méthode du prorata massique soit la plus facile à mettre en œuvre, un consensus semble aujourd'hui se dégager en faveur de la « méthode des impacts évités », qui semble mieux traduire la réalité des filières (prise en compte de la nature de la valorisation des coproduits).

Si l'on retient cette dernière méthode de calcul, on obtient les résultats donnés dans le tableau réalisé par le consortium JRC/EUCAR et le CONCAWE.

À noter enfin que la valeur du gain en émissions de GES et en consommation d'énergie non renouvelable calculée dépend également des données utilisées, en particulier des rejets de protoxyde d'azote (N_2O) sur l'étape de culture de la biomasse. L'influence de ces émissions est particulièrement importante puisque ce gaz est à peu près de 300 fois plus nocif en termes d'impact « effet de serre » que le CO_2. Or ces rejets dépendent eux-mêmes des quantités d'engrais utilisés, des conditions climatiques, de la qualité des sols… et sont donc difficiles à évaluer de manière précise.

L'intermittence et les aléas météorologiques, un frein au développement de l'électricité renouvelable ? L'exemple de l'éolien

Bernard Chabot

Ingénieur et économiste, Expert Senior à l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (France). Il a développé une méthode d'analyse économique innovante, la « Méthode du Taux d'Enrichissement en Capital » qui a été utilisée notamment pour la conception de systèmes de régulation des marchés en faveur des énergies renouvelables en France et en Ontario.

La question du taux de pénétration maximal de l'énergie éolienne en pourcentage de l'énergie électrique produite annuellement sur un réseau électrique a été souvent évoquée aussi bien par les promoteurs que les opposants de la filière.

La façon de la poser et les réponses déjà apportées ou encore en évaluation évoluent rapidement mais on peut déjà faire une synthèse à partir d'études récentes.

Les réponses à donner bénéficient aussi de taux de pénétration réels déjà élevés : plus de 20 % au Danemark depuis 2004, plus de 33 % en 2006 dans trois Lander Allemands (Saxe-Anhalt, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern). Par ailleurs, des objectifs ambitieux ont toutes les chances d'être réalisés : 100 % d'électricité renouvelable en Navarre (majoritairement par l'éolien) d'ici 2010 ou 50 % de pénétration éolienne en énergie en 2025 proposés en 2005 par l'industrie éolienne danoise avec l'accord et l'appui des opérateurs danois des réseaux de transport d'électricité.

L'étude DENA

Cette étude [1] a l'avantage de s'appuyer sur l'expérience de l'Allemagne, pays qui a la plus forte capacité éolienne installée (14 600 MW pendant l'étude, 20 621 MW en fin 2006) et une ambition de pénétration très forte à l'horizon 2020. Elle a été publiée en 2005 après validation par le comité de suivi auquel participaient les compagnies d'électricité et les gestionnaires des réseaux de distribution.

Cette étude valide la faisabilité des solutions et des coûts pour une pénétration éolienne de 15 % en 2015, soit 36 GW d'éolien (sur plus de 47 GW d'électricité produite par sources d'énergies renouvelables à cet horizon) pour une production éolienne de plus de 77 TWh/an, dont 42 % à partir d'installations en mer. Ses principaux résultats sont les suivants :

- Ces 77,2 TWh/an d'éolien ne nécessiteraient pas de nouvelles capacités de production classiques pour assurer l'équilibre offre/demande.
- Le réseau haute tension n'aurait besoin d'être étendu ou rénové que de 5 % au maximum, soit 850 km.
- Le coût net (compensation du surcoût des tarifs éoliens et des modifications de réseaux moins les coûts de combustibles économisés à leur prix d'avant le choc pétrolier) serait de 6,3 à 6,5 c€/kWh en 2007 et baisserait à 4,3 ou 3 c€/kWh en 2015.
- Le surcoût pour les clients non éligibles passerait de 0,385 c€/kWh en 2005 à 0,475 c€/kWh en 2015. Pour une consommation de 3 000 kWh/an, ce surcoût pour une famille sans chauffage et chauffe-eau électrique serait donc typiquement de moins de 15 € par an. Il faut remarquer que depuis cette étude, les coûts des énergies fossiles et de l'électricité ont très fortement augmenté en Allemagne, ce qui diminuerait fortement ces surcoûts éoliens.

La compilation AIE

Cette étude [2] récapitule les études existantes, sans être exhaustive. Les solutions possibles citées pour atteindre sans surcoûts importants des taux de pénétration éoliens de 15 à 20 % en énergie sont notamment :

- L'aménagement des règles de fonctionnement des marchés de l'électricité sans pénaliser l'éolien. Ainsi, la règle de délai minimum d'annonce du futur niveau de production de une heure au Royaume-Uni est compatible avec des niveaux très élevés de précision de la prédiction de la production éolienne (moins de 2 % d'erreur à une heure – contre 9 % à 24 heures – soit dans la marge d'erreur de la

prédiction de la demande de 1 à 5 %). Cette mesure est bien sûr gratuite.

- Le recours au pompage-turbinage (rendement 80 %, unités jusqu'à plus d'un GW et utilisation possible sur plusieurs heures). Cette solution est déjà largement disponible et elle est déjà mise en œuvre en Europe du Nord pour des échanges entre le Danemark et la Norvège ainsi qu'aux États-Unis. Dans ce dernier pays, la compagnie publique d'électricité Bonneville Power Authority a ouvert dès 2004 un service commercial pour 4 GW d'éolien (et garanti par les 7 GW de leur parc hydroélectrique). Un producteur éolien peut envoyer sa production éolienne de la semaine et celle-ci est alors mise à sa disposition la semaine suivante sous forme de puissance garantie fixe, contre seulement 0,35 c€/kWh. Compte tenu de la valeur sur les marchés de l'électricité d'une puissance garantie, on voit que ce petit surcoût est largement compensable à la vente du kWh éolien ainsi rendu « garanti ». Les autres moyens de stockage cités dans le document AIE (batteries, volants d'inertie, piles à combustible, hydrogène) sont potentiellement intéressants, mais de fait inutiles avant d'atteindre au moins 20 % de pénétration éolienne.
- L'utilisation du foisonnement entre gisements éoliens (types de gisements, dispersion géographique) et filières d'énergies renouvelables (biomasse – en partie *dispatchable* –, géothermie en base, solaire complémentaire entre été et hiver…)
- L'insertion de l'éolien dans les moyens décentralisés de production, dont certains comme la cogénération sont *dispatchables*.
- L'utilisation des incitations à moduler la demande (« demand side response »).
- L'utilisation des échanges d'électricité interfrontaliers. Dans le cas de gestionnaires de réseaux indépendants dans un même pays, le plus simple est évidemment de faire ces échanges en priorité entre réseaux régionaux, ce qui pourtant n'est pas toujours le cas.
- La création de réserves de puissance classiques complémentaires. En fait, jusqu'à au moins 15 % de pénétration, cette solution n'est pas nécessaire, comme on l'a vu dans l'exemple Allemagne ci-dessus ou comme cela a été montré en France par une étude du RTE : pour 10 GW éoliens en France en 2010, les réserves de puissance actuelles sont suffisantes.

À ces solutions citées par l'AIE, on doit ajouter les progrès des éoliennes pour faciliter leur insertion sur les réseaux par la continuité de fonctionnement en cas de court-circuit local sur le réseau : s'il y a du vent, les éoliennes contribuent alors comme les centrales classiques à éviter l'écroulement du réseau ; arrêt progressif et vers des très hautes valeurs de vitesse de vent pour éviter un arrêt quasi instantané des parcs éoliens en cas de tempête sur une grande zone géographique ; réductions de puissance ou arrêt programmable de tout ou partie des éoliennes d'un parc pour passer des courtes périodes d'engorgement exceptionnel des réseaux de transport ; fourniture généralisée de services qualitatifs au réseau comme l'absorption et la fourniture de puissance réactive à la demande du gestionnaire du réseau. L'aérogénérateur moderne n'est ainsi plus un « perturbateur du réseau » mais il participe à la stabilité, à la sécurité et à la qualité des services électriques fournis par le réseau…

Les coûts de ces mesures compilés dans les différentes études confirment une baisse des estimations vers moins de quelques dixièmes de centimes d'euros par kWh éolien à un maximum de 0,6 c€/kWh (étude UK pour 20 % d'éolien et biomasse en 2020).

En données factuelles indiscutables, le cas du TSO Danois cité est parlant : pour 3 368 TWh d'éolien en obligation d'achat en 2003, le surcoût de gestion pour ses activités et son système de transport a été de 8,7 M€, soit 0,26 c€/kWh éolien.

L'étude AIE rappelle que toutes ces estimations et valeurs peuvent être diminuées à l'avenir par les mesures citées ci-dessus et que la demande d'affectation de ces surcoûts aux producteurs éoliens n'est pas légitime : dans le passé, tous les surcoûts de réseaux dus à de nouveaux moyens de production (hydroélectricité en zones montagneuses éloignées des villes, puis nucléaire près des sources de refroidissement par exemple) ont été mutualisés sur tous les moyens de production et intégrés d'abord dans les tarifs aux consommateurs puis à ceux des services de transport de l'électricité. On voit donc mal quelle serait la logique de faire maintenant une exception pour l'énergie éolienne.

L'ÉTUDE EWEA

Cette étude [3], qui recense et commente de façon exhaustive les recherches sur le sujet, confirme elle aussi qu'un taux de pénétration de 20 % en énergie est possible techniquement et à un coût acceptable, mais elle confirme aussi que des adaptations de modes de gestion des systèmes électriques et des réseaux ainsi que des régulations et des modes de répartition des coûts sont nécessaires. Cette étude a servi à conforter la nouvelle stratégie de développement de l'éolien en Europe proposée par l'EWEA [4] qui, à partir du score en fin

2006 (48 GW, 100 TWh produits, taux de pénétration de 3,3 %) vise maintenant une forte progression des taux de pénétration : 5,1 % en 2010, 12,7 à 15,7 % en 2020 (selon les hypothèses de consommation) et 22 à 30 % en 2030 assurés par un parc de 300 GW (dont 150 GW en mer) produisant environ 970 TWh/an.

L'ÉTUDE ENERGINET

Cette société re-nationalisée récemment et chargée du transport de l'électricité sur le réseau ouest du Danemark gère déjà sans problème un taux de pénétration éolien sur son réseau de 25 % en énergie et parfois de plus de 100 % en puissance. Récemment, elle a effectué une étude interne [5] visant à explorer quelles seraient les conséquences de l'installation d'un parc éolien dans sa juridiction qui « sur le papier » serait capable de couvrir une part croissant jusqu'à 100 % de la demande annuelle d'électricité. Les résultats rendus publics sont très intéressants : si aucun électron éolien n'est exporté au-delà du réseau Energinet, il n'y a aucune nécessité d'arrêter les éoliennes jusqu'à 30 % de pénétration en énergie et si le parc éolien est dimensionné pour couvrir 100 % de la demande, seulement 31 % de la production éolienne théorique aurait lieu quand la demande est inférieure. Le surcoût pour le système électrique à ce taux de pénétration théorique de 100 % serait de 15€/MWh sans valorisation de la production éolienne potentielle au-delà de la consommation instantanée, et seulement de 9€/MWh si elle était valorisée pour des usages thermiques à 13€/MWh.

Ainsi, l'argument des limites « naturelles » de pénétration de l'énergie éolienne sur les réseaux électriques, souvent cité pour conclure à la « marginalité éternelle » de cette filière, s'est progressivement révélé depuis 20 ans comme artificiel et surestimé. Certes, aller jusqu'à 15 % puis 20 % et au-delà de pénétration en énergie éolienne nécessite de la matière grise, de la bonne volonté réciproque des producteurs éoliens et des gestionnaires de réseaux ainsi qu'un peu de dépenses d'investissement et de gestion sur le reste des systèmes électriques. Mais ces solutions techniques et organisationnelles et leurs coûts associés n'ont rien d'impossible, de rédhibitoire ou d'extravagant, surtout en prenant en compte les coûts futurs des énergies conventionnelles et de la lutte contre le changement climatique.

À l'horizon temporel requis pour parvenir à des taux de pénétration de 30 % ou plus (à partir de 2030 pour l'Europe), d'autres solutions peuvent être aussi prises en compte, comme notamment l'exploitation du foisonnement de productions potentielles par diverses énergies renouvelables sur de vastes zones géographiques. Ce genre de solution a déjà été exploré, par exemple dans une thèse réalisée à l'ISET (Kassel) et dont les résultats sont résumés dans la référence [6] en prenant en compte la « grande plate-forme Européenne » définie de l'Islande à l'Oural et du sud du Kazakhstan au Maroc.

Ces études exploratoires, que l'on a brièvement décrites ici pour une région d'un petit pays comme le Danemark ou à l'échelle d'un continent comme l'Europe, montrent que ce type de solution pour des taux de pénétration très élevés est beaucoup plus réaliste que le pari sur des solutions exigeant des ruptures complètes, par exemple une « civilisation de l'hydrogène », où certes l'énergie éolienne aurait son rôle à jouer, mais sans profiter de solutions plus simples, plus éprouvées et disponibles bien avant. Et les quelques incertitudes qui restent à lever pour aller ne serait-ce qu'à 15 % de pénétration ne devraient pas freiner le développement de l'éolien dans les pays qui commencent seulement à utiliser cette technologie encore récente, malgré son rythme de croissance très rapide. Le parc éolien mondial de 73 GW en fin 2006 [7] et d'un productible supérieur à 150 TWh/an ne représente en effet encore qu'un taux de pénétration d'environ 1 % de la demande mondiale d'électricité, ce qui à l'évidence laisse des marges de progression énormes avant de rencontrer des problèmes de pénétration dans ce secteur qui a un besoin urgent de production sans émissions de gaz à effet de serre.

[1] DENA, « Planning of the grid integration of wind energy in German onshore and offshore up to the year 2020 ». Téléchargement : www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Netzausbau/stud_summary-dena_grid.pdf

[2] AIE, « Variability of wind power and other renewables », 2005.

[4] ENERGINET, « System and Market Changes in a Scenario of Increased Wind Power Production », résultants résumés dans *Wind Power Monthly*, février 2006, p. 62.

[5] « Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply : Analysis, Issues and Recommendations », EWEA, décembre 2005. Téléchargement : www.ewea.org

[6] Czisch, « Least-Cost European/Electricity Supply with Renewables », téléchargement : www.saharawind.com/fr/documentation.php

[7] WWEA, Communiqué de presse, 29/1/2007, « New World Record in Wind Power Capacity : 14,9 GW added in 2006 – Worldwide Capacity at 73,9 GW – WWEA expects 160 GW to be installed by 2010 », 29/2/2007, téléchargement : www.wwindea.org

Le photovoltaïque, clé du développement des pays du Sud ?

BENJAMIN DESSUS

Devant la pénurie d'électricité dont souffrent la plupart des pays les moins avancés en zone rurale mais aussi en zone urbaine ou périurbaine, une idée souvent avancée est que l'électrification photovoltaïque est, sinon la clé du développement des populations les plus démunies de ces pays, au moins une contribution essentielle au démarrage de ce développement. Deux milliards d'habitants seraient concernés.

Le photovoltaïque semble en effet bien placé : une puissance installée modulable en fonction des besoins, un fonctionnement décentralisé sans réseau, aucun combustible, pas de gaz à effet de serre, très peu d'entretien, une assez longue durée de vie des photopiles (20 ans)…

Sur cette base, depuis vingt ans, une série d'opérations de démonstration ou de prédiffusion ont permis de mettre à la disposition de 500 000 habitants de zones pauvres et isolées des PED le minimum d'énergie électrique indispensable pour s'éclairer et écouter la radio, grâce au photovoltaïque. Quelques milliers de pompes solaires ont également été installés. Ce n'est évidemment pas négligeable. Mais ces opérations n'ont vu le jour, et c'est normal dans la phase d'apprentissage, qu'avec des subventions.

Mais si le problème de 500 000 personnes a été réglé, au moins en partie, il en reste au moins 2 000 fois plus, qui manquent toujours d'électricité.

Si l'on prend en compte les objectifs de *développement économique et social du millénaire*[1], les besoins changent d'un ordre de grandeur : pour un village de 100 foyers et 500 personnes, il faudrait une centaine de kWh d'énergie par jour, dix fois plus que la centaine de Wh par ménage qui suffisent pour l'éclairage familial et ses annexes.

D'où un triple problème :

• Un problème de dynamique temporelle pour les opérations liées seulement à l'éclairage et aux besoins familiaux : comment faire croître les opérations d'électrification photovoltaïque de façon exponentielle et non plus linéaire comme c'est le cas actuellement, dans un contexte où les coûts des systèmes photovoltaïques n'autorisent évidemment pas la prise en charge directe par le « marché » ? Seules les solutions de « tiers payant » paraissent réalistes : celles où une compagnie nationale réalise un investissement 'national' de service public et agit à la fois comme investisseur et opérateur. Dans les cas observés (Maroc), la compagnie nationale n'utilisera le recours au photovoltaïque que dans certaines zones où la faiblesse des besoins ne justifie pas le coût des lignes et de leur entretien. En effet, un système photovoltaïque « hors réseau » fournit une électricité dont le coût est 3 à 5 fois celui de son concurrent le plus direct, le diesel. Dans ce coût, le panneau photovoltaïque ne représente déjà plus que 30 %. Le reste, la batterie, la mécanique, l'électronique appartiennent à des techniques déjà abondamment développées dont le coût ne varie plus beaucoup. Il n'y a donc pas d'espoir sérieux de voir le photovoltaïque devenir compétitif à moyen terme dans cette application particulière sauf, bien entendu, si le fuel atteignait des sommets à 150 ou 200 dollars le baril, ce qu'il est difficile de souhaiter pour le développement des PED. De plus, le photovoltaïque hors réseau, à quelques exceptions près, s'adresse dans les pays en développement aux populations qui sont les moins solvables. Il n'y a donc de marché que fortement subventionné, avec les limites de croissance que cela suppose.

1. Objectifs Du Millénaire : adoptés à la conférence de Johannesbourg pour 2015.

- Un problème énergétique, car les besoins énergétiques du développement des PED ne relèvent pas d'abord et seulement de la fourniture d'électricité mais de bien d'autres formes d'énergie finale, en particulier pour assurer la fourniture aux activités productives, la mobilité indispensable au commerce ou le chauffage. Et dans le domaine de l'électricité, on sait bien que les applications de puissance, mêmes modestes, de quelques kW à quelques dizaines de kW (moteurs pour l'artisanat et la petite industrie par exemple) sont hors de portée du photovoltaïque et disposent de solutions fiables alternatives (diesel indien ou chinois, au besoin sur biocombustibles locaux). C'est donc l'agrégation des besoins à satisfaire « en un lieu donné » qui permettra de faire le choix technologique pertinent.
- Un problème financier parce que les financements publics dans les pays concernés ne peuvent pas avoir pour objectif premier de développer une filière technique en cours d'apprentissage industriel, mais bien d'assurer le développement économique et social au plus vite et dans les meilleures conditions financières.

Reste l'argument de la lutte contre l'effet de serre. Un panneau photovoltaïque standard de 50 watts, sur vingt-cinq années de durée de vie en climat ensoleillé, produit environ 2000 kWh d'électricité et évite donc l'émission de 0,5 tonne de carbone. Son prix actuel est de l'ordre de 150 euros et pourrait chuter d'un facteur 2 d'ici 2010. Si la valeur du carbone atteignait 150 euros en 2010, (20 fois plus qu'aujourd'hui), l'économie de carbone pourrait donc financer le panneau, mais ce ne serait encore qu'une faible part du coût du système installé. L'argument du financement par les économies de carbone n'est donc pas déterminant.

Dans ces conditions et malgré ses avantages reconnus, l'électrification rurale photovoltaïque continuera donc probablement à ne satisfaire, dans les décennies qui viennent, qu'une part minoritaire des besoins énergétiques du développement des habitants ruraux des PED.

Malgré ses avantages reconnus, l'électrification rurale photovoltaïque continuera donc probablement à ne satisfaire, dans les décennies qui viennent, qu'une part minoritaire des besoins énergétiques du développement des habitants ruraux des PED.

Il vaudrait peut-être mieux cibler son emploi dans les cas où toute autre solution est exclue, plutôt que de tenter d'en systématiser l'emploi à grands frais dans des cas où d'autres solutions (renouvelables ou non), nettement moins onéreuses, existent.

La situation est très différente pour le photovoltaïque sur réseau : on évite alors une série de dépenses, en particulier de stockage, et le coût du système local de production se rapproche beaucoup plus du coût du panneau. On peut alors espérer aboutir beaucoup plus rapidement à la compétitivité grâce à la chute attendue des coûts des panneaux. C'est donc plus probablement dans ce type d'application que, d'abord dans les pays du Nord, puis dans les pays en développement (quand l'apprentissage industriel aura sensiblement fait baisser les coûts), on peut attendre un développement massif des technologies photovoltaïques.

Vulnérabilité des systèmes énergétiques : décentralisation et renouvelables

MICHEL LABROUSSE

Ingénieur des Arts et Métiers (France). Il a été chef du service économique de l'Agence Française de la Maîtrise de l'Énergie puis a dirigé la société EXPLICIT jusqu'en 2003. Consultant indépendant, il contribue, en Afrique, au développement de l'accès à l'énergie comme facteur de réduction de la pauvreté.

La vulnérabilité caractérise ce qui est exposé aux maux physiques, qui présente une certaine fragilité, est sans défense suffisante face aux agressions extérieures et qui peut donc être attaqué facilement.

Le concept de vulnérabilité évoque donc la défaillance possible d'un système productif. Il est naturellement associé à une autre notion tout particulièrement importante lorsqu'il s'agit d'un système énergétique : les conséquences de la défaillance. On se propose d'apporter ici des éléments de réponse dans trois domaines : la nature et le degré de vulnérabilité des systèmes énergétiques, le risque global, combinaison de la probabilité de défaillance et des conséquences de cette défaillance, les solutions pour se prémunir contre ce risque et assurer la continuité du service énergétique.

LA VULNÉRABILITÉ DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES

Lorsque la France, comme bien d'autres pays et l'Union Européenne, met au tout premier rang des critères de sa politique énergétique « la sécurité d'approvisionnement », elle vise essentiellement à se prémunir contre le risque de rupture des approvisionnements en hydrocarbures importés, pétrole et gaz. Au premier rang des réponses apportées, on trouve la maîtrise de l'énergie et la production nationale d'énergie, d'origine nucléaire principalement. La construction des technologies est supposée moins onéreuse et leur production plus fiable que l'importation des hydrocarbures et du charbon. Si cette affirmation ne peut être mise en doute pour la maîtrise de l'énergie, il y a lieu de s'interroger sur la vulnérabilité des grands systèmes centralisés, tout particulièrement l'ensemble des centrales nucléaires et le réseau de transport qui lui est associé, sans oublier que les matières fissiles devront être importées.

La maîtrise des technologies semble *a priori* plus facile que le contrôle du comportement des États qui fournissent les matières premières énergétiques. Cependant, de plus en plus fréquemment, une grosse interruption du service électrique en Europe ou ailleurs vient rappeler que la sécurité d'approvisionnement que l'on croyait assurée ne tient qu'à un fil… En décembre 1999, la « tempête du millénaire » abat 10 % du réseau de transport électrique français, il faut 4 jours pour ré-alimenter l'ensemble des postes, puis RTE (gestionnaire du réseau de transport) reconstruit le réseau à l'identique, en augmentant la résistance mécanique des ouvrages mais sans modification de la structure du réseau. Or, comme on le verra par la suite, pour rendre le système moins vulnérable, il est aussi envisageable d'adopter une architecture moins centralisée, ce qui exige un peu de temps et surtout une volonté politique qui est loin d'être partagée par tous.

Les filières qui produisent les carburants et combustibles sont, elles aussi, vulnérables aux aléas techniques, climatiques et humains. Un coup d'œil à la carte des oléoducs et des gazoducs européens suffit pour s'en persuader. L'essentiel de l'approvisionnement de centaines de millions d'habitants, passe par une « section efficace » de quelques mètres carrés, quelques tuyaux certes sérieusement construits et surveillés mais qu'un rien (mouvement de terrain, conflit, attentat) peut rendre inutilisables. La construction en cours du gazoduc germano-russe sous la Baltique montre que cette vulnérabilité est bien réelle et que l'on cherche des palliatifs.

Soulignons enfin le risque associé à la conception du système de production d'électricité français : près de 90 % de l'électricité produite (509 TWh en 2005) (DGEM/Observatoire de l'Énergie, avril 2006) provient

de 59 réacteurs nucléaires qui sont tous du même type, construits par la même entreprise ; leur durée de vie, initialement prévue pour 20 ans, est prolongée jusqu'à 40 ans au moins. Quelles seraient les conséquences d'un accident majeur affectant les structures d'un seul réacteur (rupture de cuve par exemple), accident de très faible probabilité, sans aucun doute, mais parfaitement imaginable ? Les conséquences sanitaires autour du site seraient élevées, impliquant l'évacuation des populations riveraines, mais surtout les conséquences économiques seraient considérables car tous les réacteurs, présentant les mêmes caractéristiques, donc les mêmes faiblesses *a priori*, devraient être arrêtés, ne serait-ce que pour un contrôle systématique (c'est en particulier la procédure appliquée habituellement après un accident d'avion). L'analyse de la vulnérabilité ne peut donc être dissociée de celle des conséquences. Le risque économique indirect que fait courir la décision d'harmoniser les réacteurs, justifié par l'intérêt économique direct qui en découle, a-t-il été bien évalué ?

Comment se prémunir contre la vulnérabilité des systèmes centralisés ?

Pour diminuer les risques induits par la vulnérabilité des systèmes énergétiques traditionnels, il y a trois solutions : 1. Renforcer (on accroît la résistance des technologies, c'est ce qui a été fait sur le réseau électrique français après les tempêtes de 1999) ; 2. Diversifier (on se met à l'abri d'une faiblesse propre à une technologie, à un tracé, par exemple en alimentant une zone par deux lignes HT) ; 3. Re-dessiner (on définit une architecture nouvelle, faisant appel à des technologies et des éléments dont la combinaison diminue la vulnérabilité intrinsèque et minimise les conséquences d'une défaillance). Chacune de ces solutions répond à un faisceau de circonstances ; elles doivent être toutes envisagées, notamment la troisième, qui certainement contribue le mieux à diminuer la vulnérabilité et les conséquences d'une défaillance.

Décentralisation et énergies renouvelables : défense intrinsèque et risque minimal

La vulnérabilité des systèmes énergétiques actuels est intrinsèquement liée à leur architecture : la centralisation permet certes de réduire les coûts par économie d'échelle et standardisation mais, comme on l'a évoqué ci-dessus, les risques qui lui sont associés sont considérables. En Europe tout particulièrement, la recherche d'une moindre vulnérabilité se traduit par une course en avant effrénée mais aussi souvent freinée par des circonstances imprévues : c'est le cas du système électrique qui tend vers plus d'interconnexion, notamment aux frontières, alors que de nouvelles lignes de transport, contestées par les populations, ont de plus en plus de mal à être construites. Or, sans interconnexion, la vulnérabilité du système s'accroît. Pour s'affranchir de ces risques, l'option la plus prometteuse est de tendre vers des systèmes énergétiques décentralisés et l'énergie répartie (voir les *Cahiers de Global Chance*, n° 21, « L'évolution des systèmes énergétiques » [Edgar Blaustein] et « L'énergie répartie et la production décentralisée d'énergie » [Michel Labrousse]). Ces systèmes s'alimentent d'énergie primaire, celle-ci pouvant être un combustible fossile (une cogénération à gaz naturel par exemple) ou une énergie disponible localement, renouvelable (une chaudière à bois, un générateur électrique éolien par exemple). On ne prétendra pas que la défaillance d'un tel système n'est pas possible. Nul n'est à l'abri d'une panne ni même d'une rupture temporaire d'approvisionnement, de bois notamment, mais l'impact d'une telle défaillance est très limité puisque la zone desservie est par définition de superficie réduite de même que la population desservie. De plus, un système décentralisé n'est pas un système isolé ; il s'intègre dans un réseau, physique et virtuel, qui permet de pallier de telles défaillances.

Les énergies renouvelables se prêtent bien à l'énergie répartie

L'énergie répartie, constituée d'une multitude d'entités de petites dimensions, chacune étant tour à tour consommatrice et productrice, a justement pour objectif de tirer tout le parti possible des ressources énergétiques locales. L'intégration des filières, très courtes et maîtrisées sur leur entièreté par des acteurs locaux, se traduit quasi automatiquement par l'optimisation économique du service énergétique : les opérateurs privilégient l'efficacité énergétique et minimisent ainsi le besoin en apport énergétique primaire, ce qui constitue un nouvel avantage de l'architecture propre à l'énergie répartie.

L'efficacité globale des systèmes de production décentralisée est supérieure à celle des systèmes centralisés. Ainsi sont réunies deux conditions favorables (source d'énergies renouvelables, donc non émissives de gaz à effet de serre et efficacité énergétique) qui contribuent à accroître l'indicateur de pertinence vis-à-vis de l'émission de CO_2 qui a été présenté au début de ce numéro.

Si la production décentralisée et la valorisation des énergies renouvelables présentent de grands avantages, particulièrement vis-à-vis des risques de défaillance d'origine technologique et humaine, on peut s'étonner qu'elles ne soient pas appliquées à plus grande échelle. La réponse est simple : refonder l'architecture du système énergétique centralisé, omniprésent dans les pays industrialisés (électricité d'origine thermique, nucléaire et hydraulique, hydrocarbures, mais aussi éolien dans sa version centralisée) nécessite de gros investissements financiers et une « révolution culturelle » qui remet en question le paradigme, le « centralisme énergétique », appliqué depuis plus d'un siècle, ce qui ne se fera pas en un jour…

Parfois, cependant, des occasions ne devraient pas être manquées. Par exemple, depuis le début des années 80 EDF, puis RTE, souhaite construire une ligne THT de 400 kV reliant, par le nord, la vallée du Rhône à l'est de la région PACA, de Boutre à Broc-Carros (ligne BBC), pour « sécuriser » l'approvisionnement électrique. Tous les tracés proposés ont été refusés, notamment par les populations résidant dans ou à proximité des Gorges du Verdon. En 1997-1998, un Débat Public a été organisé au terme duquel une expertise complémentaire, réalisée par un groupe d'ingénieurs dont l'activité était coordonnée par l'auteur de ces lignes a conclu que la construction de la ligne Boutre-Broc-Carros constituait la solution la plus simple et la moins onéreuse, mais qu'il y avait des solutions « alternatives » fondées sur l'efficacité énergétique, la production décentralisée et l'utilisation des énergies renouvelables. Le coût de ces solutions n'a rien d'exorbitant, à l'inverse d'autres options telles que la mise en souterrain ou en sous-marin de la ligne envisagée. Le maître d'ouvrage (EDF), n'a pas pris en considération les solutions proposées, préférant tourner en dérision les travaux de la commission d'experts. Or, ces options pouvaient et peuvent toujours être mises en œuvre, notamment l'utilisation de systèmes décentralisés faisant appel aux énergies renouvelables (hydroélectricité, biogaz, bois-énergie, incinération de déchets, éolien, solaire thermique et solaire photovoltaïque) combinées à la maîtrise de la demande d'électricité (MDE). Cette opposition du maître d'ouvrage (EDF puis RTE), de caractère quasi idéologique (la crainte du « précédent » a sans aucun doute joué un rôle important dans la non-décision d'EDF) a abouti à la situation d'aujourd'hui : la DUP de la ligne Boutre-Carros, finalement accordée en 2005, a été annulée par le Conseil d'État le 10 juillet 2006, après 20 ans de « concertation ». Si, en 1998, à l'issue du Débat Public, EDF et RTE avaient adopté une position conciliante, la région ne serait pas à la merci d'un incident, notamment un incendie de forêt sous la branche sud, qui immanquablement la plongera dans le noir, comme cela s'est passé le 6 mai 2005 et comme le craint RTE qui s'engage à *« exercer une vigilance accrue pour faire face aux situations tendues qui vont être rencontrées et éviter dans la mesure du possible toute coupure de grande ampleur »* (communiqué de presse de RTE du 10 juillet 2006).

La situation de la région PACA, en France, a toutes les chances de se multiplier partout en Europe, la vulnérabilité des systèmes centralisés augmentera en raison du maillage insuffisant et des oppositions à la construction de lignes et de grandes unités de production. Pourquoi les opérateurs ne profitent-ils pas de situations comme celle-ci pour en faire un terrain d'apprentissage ? Les technologies sont disponibles, le cadre institutionnel s'adapte lentement mais sûrement, encore une fois, seule fait défaut la volonté politique…

Dans les PVD, accroître l'accès à l'énergie et baisser la vulnérabilité

C'est certainement dans les pays en voie de développement, tout particulièrement les plus pauvres, lorsque les services énergétiques modernes semblent inaccessibles, que l'énergie répartie et les énergies renouvelables ont le plus grand potentiel. Le choix d'une architecture compatible est à la base de tout. Or, dans les pays les moins avancés, les besoins, en particulier en zone rurale, sont très importants. L'électrification rurale, qui reproduit les schémas institutionnels du système électrique traditionnel, peine à couvrir l'ensemble du territoire national. Seules des solutions fondées sur la prise en charge par des opérateurs locaux, à partir de ressources locales, peuvent voir durablement croître le nombre d'habitants ayant accès aux services énergétiques : services collectifs en premier lieu (santé, éducation, eau potable, etc.), services productifs ensuite (activités génératrices de revenus) et services domestiques enfin. L'enjeu d'un usage réparti des renouvelables dans ces pays est donc majeur.

Renouvelables et libéralisation des marchés énergétiques : quelles régulations ?

Débat entre Claude Turmes, député européen, Henri Baguenier, Professeur Université Paris X Bernard Chabot, Expert Senior, Ademe, Bernard Devin

ANIMATION : HÉLÈNE GASSIN, CONSULTANTE INDÉPENDANTE

Hélène Gassin – La question particulière des énergies renouvelables électriques est-elle prise en compte dans les règles de la libéralisation ? Sous quelle forme ? L'ouverture totale du marché européen au 1er juillet 2007 aura-t-elle un impact sur leur cadre de développement ? Les mécanismes de type achat garanti ou priorité d'accès au réseau sont-ils réellement en danger ?

Claude Turmes – Il est difficile de répondre à ces questions, tout n'est pas noir et blanc. Cela va dépendre des détails de la régulation. Au niveau européen, il y a une directive spécifique sur l'électricité renouvelable qui a une valeur en elle-même et une directive sur la libéralisation, avec bien sûr des ponts, en pratique, entre les deux. Tant que la directive sur l'électricité renouvelable existe, il n'y a pas de problème car elle fixe des objectifs à 2010 pour les États-membres (EM), établit que les énergies renouvelables sont prioritaires dans l'accès au réseau, et laisse chaque EM établir son système d'appui aux énergies renouvelables. Par ailleurs, avec l'ouverture totale du marché, on peut considérer que l'on pourra faire encore mieux. Par exemple en France, l'objectif de 21 % d'électricité renouvelable signifie que chaque consommateur achète d'office ce bouquet-là, mais avec l'ouverture, les consommateurs et les entreprises les plus volontaires pourront choisir un fournisseur 100 % renouvelable. On pourrait imaginer, par exemple, que les consommateurs qui choisissent de l'électricité 100 % renouvelable bénéficient d'un taux de TVA réduit, le Gouvernement appuierait ainsi ceux qui se sentent encore plus responsables que le citoyen moyen.

Bernard Chabot – Il faut peut-être rappeler qu'effectivement dans le cas de la France mais aussi en Allemagne et dans d'autres pays, les régulations en faveur de l'électricité renouvelable ont été faites en tenant compte du cadre de la libéralisation et qu'il a été démontré que c'est tout à fait compatible. C'est un système avec obligation d'achat et des tarifs que l'on peut appeler « efficaces et équitables » pour les énergies renouvelables : efficaces, car ils permettent leur développement en masse et équitables, car ils prennent en compte leurs avantages pour l'environnement. Ce système est appliqué en toute transparence sans atteinte au principe de compétition loyale entre les opérateurs, avec, en particulier, le fait que le surcoût est reporté de façon égale sur tous les consommateurs d'électricité. Dans le cas de la France, les industriels gros consommateurs d'électricité ont toutefois récemment obtenu un plafonnement de leur contribution. C'est très intéressant de voir que des systèmes de soutien aux énergies renouvelables, parce qu'elles le méritent du point de vue du développement durable, sont tout à fait compatibles avec la libéralisation. En dehors de l'Europe, d'autres pays ont déjà fait ce choix-là, c'est notamment le cas de l'Ontario (province du Canada) qui, pour des raisons environnementales, veut sortir le plus rapidement possible des centrales à charbon et a adopté ce système d'obligation d'achat et tarifs garantis depuis le 22 novembre 2006 alors que cet État a été l'un des premiers à choisir la voie de la libéralisation dès les années 90 et fait partie du marché nord-américain.

Henri Baguenier – Je suis d'accord avec tout ce qui a été dit. Il n'y a pas à mon sens de contradiction entre les objectifs visant à garantir une part d'énergies renouvelables et l'ouverture des marchés. Simplement, une chose reste encore à éclaircir : quelles seront les pénalités pour les pays n'ayant pas atteint leurs objectifs en 2010[1] ? La directive est assez muette sur ce sujet. C'est une première incertitude. La deuxième chose que l'on n'a jamais regardée, je crois, c'est la différence entre les pays. Puisque le coût est réparti équitablement entre les consommateurs au sein de chaque pays, ceux des pays qui développent le plus les énergies renouvelables sont les plus pénalisés. C'est, je pense, un sujet sur lequel il faudra se pencher dans les prochaines années.

1. Note : Il s'agit des objectifs adoptés en 2001 par l'Union Européenne (Directive 2001-77-CE) : 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'électricité avec déclinaison par État Membre.

Claude Turmes – Il est vrai que la directive ne prévoit pas de pénalités, l'objectif est politique. Par ailleurs, je crois qu'il ne faut pas parler de surcoût. Qui parle de surcoût ? Les électriciens qui ne veulent pas des énergies renouvelables. Moi je crois que les tarifs garantis ou l'obligation d'achat sont une « compensation » parce que politiquement on n'a pas encore été en mesure d'internaliser complètement les risques du charbon pour le climat, du nucléaire pour toutes sortes de risques de sécurité et les déchets. On compense en fait les énergies renouvelables pour le bien qu'elles apportent à la société. Je crois que c'est important pédagogiquement de placer le débat en ces termes. Les autres énergies font du dumping environnemental.

Henri Baguenier – Tout à fait d'accord !

HG – Vous avez dit, Claude Turmes, qu'il n'y a pas de problème tant qu'il existe la directive de 2001 mais son échéance est 2010, donc demain. Qu'est-ce qui se profile et y a-t-il un risque que la situation post-2010 soit beaucoup plus difficile pour les énergies renouvelables ?

Claude Turmes – Cette question est en plein dans le débat actuel au niveau européen. Il va y avoir une vraie bataille autour du post-2010. Nous disons que la directive est bonne, produit des résultats. De leur côté, les oligopoles de l'électricité (EDF, Eon, RWE) veulent son abrogation. Car aujourd'hui, cette directive est un des meilleurs moyens pour permettre à de nouveaux entrants d'accéder aux marchés qu'ils dominent. Les deux années qui viennent seront cruciales à Bruxelles, les électriciens traditionnels vont essayer de tuer la directive existante. S'ils y parviennent, bien sûr on retomberait dans un certain vide à combler au niveau national avec, notamment en France, une certaine pression pour faire encore moins pour les énergies renouvelables électriques qu'aujourd'hui.

Bernard Chabot – Il faut se replacer dans le contexte général international et de l'après-Kyoto. On sait qu'il sera de plus en plus nécessaire de réduire les émissions de gaz à effet de serre et les énergies renouvelables, couplées avec la sobriété et l'efficacité énergétique. Il paraît clair que nous aurons besoin d'une régulation des marchés de l'énergie bien après Kyoto et même de plus en plus. Les politiques de lutte contre les changements climatiques imposeront, même dans des marchés libéralisés, des régulations en faveur de ces solutions. Ces régulations devront même à mon avis être basées sur le principe de la carotte : si vous investissez en faveur de ces solutions, on vous assure une rentabilité de père de famille. Mais il faudra aussi mettre en place un système de « bâton » sur les investissements aggravant le changement climatique comme les taxes CO_2 ou autres régulations.

Claude Turmes – J'ai une remarque par rapport à ça. Kyoto n'est pas le seul problème de l'environnement. Les marchés futurs devront internaliser les coûts externes : il y a le risque climatique mais aussi le risque nucléaire. Je suis d'accord sur un régime fort sur le CO_2. Les énergies renouvelables ont, bien sûr, l'avantage CO_2 du nucléaire mais en plus elles ne produisent pas de déchets à gérer sur des millions d'années, ne présentent pas de risque pendant leur utilisation ni en termes de sécurité ni de prolifération comme on le voit en ce moment avec la Corée du Nord et l'Iran. Si on veut qu'un marché soit gouverné par des signaux prix, il faut aussi internaliser les coûts externes du nucléaire.

Henri Baguenier – Tout à fait d'accord. Il y a peut-être dans certains milieux une erreur à vouloir exclusivement concentrer le débat sur le CO_2 et à oublier le reste, dont le nucléaire. Mais je veux aussi relativiser ce qui a été dit sur les compagnies électriques. Il est vrai que certaines continuent à vouloir revenir sur la directive mais d'autres commencent à jouer le jeu. Notamment, je pense à certaines compagnies espagnoles comme Iberdrola et Endesa ou à la compagnie portugaise. Si l'on regarde leurs plans de développement, elles ont internalisé les énergies renouvelables et mettent une partie très significative – 30 à 40 % – de leurs investissements sur ces filières. Il ne faut donc pas mettre tous les électriciens européens dans le même panier ; certains considèrent ces politiques en faveur des renouvelables comme acquises.

Claude Turmes – Oui c'est exact que certaines l'ont intégré ; mais quelle est la différence entre Iberdrola, compagnie espagnole et EDF ou Eon, par exemple ? Iberdrola est sur un marché où il y a de la place pour développer de nouvelles capacités de production puisque l'Espagne a connu une forte hausse de sa consommation contrairement à la France ou l'Allemagne où la demande est plus ou moins stable. En construisant des renouvelables, EDF ou Eon mettraient leur propre parc de production en concurrence. On doit bien sûr stratégiquement diviser les électriciens, mais il ne faut pas se leurrer, les trois plus gros électriciens, aussi les plus influents politiquement (Eon, EDF, RWE), sont eux sur des marchés saturés.

Henri Baguenier – C'est juste.

Bernard Devin – Je crois que cette notion d'espace pour les investissements n'est pas plus faible pour les grandes compagnies. En effet, du fait de la vétusté de

leur parc, elles doivent remplacer en moyenne 3 % de leurs capacités chaque année. C'est du même ordre de grandeur que les augmentations de capacité pour les autres.

Claude Turmes – C'est vrai en théorie mais en pratique, si l'Europe garde un système équitable pour les énergies renouvelables, elles vont se développer. Or, le charbon et le nucléaire nécessitent des investissements si lourds et si risqués que seules les grandes compagnies peuvent se les permettre. Elles n'ont aucun intérêt à voir encourager le développement des capacités décentralisées parce que, s'il y a un potentiel de, par exemple, 4000 MW à remplacer en Allemagne, ce n'est pas elles qui vont le rafler mais peut-être avoir une petite partie. C'est tout le dilemme stratégique actuel de ces grandes entreprises et donc de l'Europe, vu leur poids politique.

HG – Quel impact pourrait avoir le développement des marchés spot sur la valorisation du productible renouvelable ? En d'autres termes, les producteurs arriveront-ils à écouler leur électricité ?

Bernard Chabot – On peut déjà apporter quelques éléments de réponse : deux idées ont été étudiées pour faciliter l'introduction des productions renouvelables sur ces marchés spot. Tout d'abord fixer, comme cela est déjà le cas en Grande-Bretagne, les règles d'entrée sur le marché avec un terme de 2 heures à l'avance, pas spécifiquement pour les renouvelables. La prévision de production est extrêmement précise à 2h, et il n'y a pas de raisons techniques pour fixer un délai de 24h de prévision à l'avance. La deuxième idée est celle des producteurs espagnols de ne pas se présenter individuellement sur le marché mais sous forme d'une mutualisation de leurs productions leur permettant d'aller la proposer avec une très bonne précision. Cependant, personnellement, je crois que dans le cadre à grande échelle de l'électricité renouvelable, l'idéal n'est pas d'aller sur le marché spot mais de profiter de ses énergies mises gracieusement à notre disposition par Madame nature en leur donnant la priorité d'accès au réseau avec des règles aussi simples que celles de la directive européenne déjà citée.

Bernard Devin – Merci Bernard Chabot de ces précisions. Je suis tout à fait d'accord sur la notion de l'idéal, mais je crains que l'on nous impose ces marchés spot. Alors comment lutter contre ?

Claude Turmes – Si l'on regarde le marché espagnol et la façon dont les renouvelables sont régies, les producteurs espagnols ont le choix du système de prix garanti ou bien d'aller sur le marché spot avec un bonus. De nouveau, la question n'est pas en noir ou blanc. Si dans un pays les intérêts des opérateurs dominants ne sont pas le développement des énergies renouvelables, ils vont essayer de mettre en place un système dans lequel le marché spot n'est pas en leur faveur alors que l'on peut faire la même chose avec des règles favorables. C'est cela qui complique le débat car en fait, dans tout système qui se met en place, c'est la régulation fine qui va déterminer en fin de compte si ça fonctionne pour l'un ou pour l'autre.

Bernard Chabot – Je souligne le fait que les petits producteurs indépendants espagnols ont largement insisté sur la possibilité d'aller sur le marché spot collectivement, ce qui améliore bien sûr très fortement le système à travers le foisonnement et la précision de la prévision.

Claude Turmes – Ce dernier point est très important et va permettre d'éviter que le marché de la compensation, ou « balancing market », qui est encore souvent dominé par les opérateurs historiques ne joue en leur défaveur. Il est très important que les producteurs d'électricité renouvelable se regroupent pour agir en force et avoir des possibilités de compenser entre eux.

HG – Que représente le marché spot en termes de volumes d'électricité aujourd'hui ?

Henri Baguenier – C'est une question difficile car les situations sont très variables. Pour les pays de la péninsule ibérique par exemple, dans la réalité, et j'insiste car il y a parfois des différences entre ce que l'on dit et la réalité, ce marché spot n'est pas encore très significatif.

Claude Turmes – J'ai aussi l'impression que les marchés spots ont peu de volume. Euronext et la Bourse de Leipzig ne représentent qu'entre 3 et 8 % du marché total. Mais ces marchés ont un impact assez grand sur les contrats bilatéraux puisque les prix servent de référence. C'est là toute la difficulté, l'effet économique est important même s'il s'agit de volumes réduits.

Bernard Chabot – Pour confirmer ce qui vient d'être dit, et illustrer l'importance qualitative de ces marchés, en France, il a été décidé en 2001 que la compensation des charges de services publics serait calculée en reprenant la définition du coût évité comme celui du marché spot[2]. À l'époque on pensait que cela serait négatif pour les énergies renouvelables puisqu'il se situait aux alentours de 15€/MWh mais il est aujourd'hui monté à 50, ce qui a eu pour conséquence de diminuer ce surcoût comptable.

2. Dans le système français, EDF achète l'électricité renouvelable au tarif d'achat fixé. L'opérateur se voit compenser le surcoût par un fonds de service public. La compensation se calcule en fonction de la différence entre le tarif d'achat et le coût du kWh dont la production lui a été évitée. Jusqu'en 2001, ce « coût évité » était le coût marginal du kWh d'EDF et, depuis, il s'agit de celui observé sur le marché.

Claude Turmes – Dernier détail très intéressant : quand il y a beaucoup de vent en Allemagne, les prix spots à la Bourse d'électricité de Leipzig descendent ; ceci est logique car l'énergie éolienne qui n'a pas besoin de gaz ou de charbon pour tourner a un coût marginal proche de 0. Quand il y a beaucoup de vent, la Bourse n'a donc pas besoin des centrales de charbon ou de gaz les plus coûteuses, ce qui explique la baisse du prix et les pousse en dehors du marché. Une étude[3] a démontré que ce phénomène entraînait une baisse des prix de l'électricité et donc un gain 3 à 5 fois supérieur au coût du système de prix garantis dont bénéficient les énergies renouvelables en Allemagne.

HG – La prévision météorologique actuelle est-elle suffisamment bonne pour permettre aux « producteurs » de souscrire des engagements fermes sur un marché ? Quel délai de préavis ? Quelles perspectives ?

Bernard Chabot – Les voies d'amélioration de la prédiction de la production renouvelable, c'est principalement la prédiction de la production éolienne. On dispose déjà d'outils, y compris commerciaux, en Europe et en Amérique du Nord qui permettent aux producteurs d'annoncer avec une précision importante la production à 24 h. Bien sûr, dans ces modèles-là, la prévision à 12 h ou à quelques heures est encore meilleure. Il y a d'autres voies, notamment les grands programmes de recherche européens comme Anemos qui fédèrent des équipes de plusieurs pays et dont les résultats sont progressivement intégrés dans les modèles disponibles sur le marché. Certains gestionnaires de réseaux dans les régions très équipées en éolien ont déjà, à côté de leurs salles de *dispatching*, des salles spécialisées où s'affichent en temps réel la production éolienne réelle et le profil prévu 24 h à l'avance. Sauf pour des conditions climatiques exceptionnelles, la prévision est généralement déjà excellente, et en tout cas largement suffisante pour un gestionnaire de réseau électrique. L'exemple remarquable a été l'épisode de la panne sur le réseau européen le 4 novembre 2006. On sait déjà qu'elle n'a pas été due à une production éolienne soit-disant trop importante à ce moment-là. La production éolienne représentait bien les 5 GW prévus sur les 18 GW éoliens installés à cette date.

Bernard Devin – Autrement dit, sur cet aspect de la science météorologique, on peut constater qu'elle est bien en phase avec les besoins ?

Bernard Chabot – Oui, et cela même si on arrêtait ces recherches, en jouant sur le foisonnement des sources renouvelables, notamment celles qui sont prévisibles comme la géothermie ou la biomasse, ou même mobilisables en instantané comme l'hydraulique qui permet de compenser non seulement les fluctuations classiques mais aussi les variations de l'éolien. En jouant sur le foisonnement entre filières et entre zones géographiques, on est en train de démontrer qu'un certain nombre des questions classiques ne se posent plus. Une étude est en cours pour tous les pays de l'Union Européenne. Par ailleurs, plus largement, lorsque l'on regarde le foisonnement sur la grande plateforme européenne, au sens large, de l'Islande jusqu'à l'Oural et jusqu'au Maroc, on a des résultats remarquables qui correspondent globalement à la grande sagesse de la nature qui compense le manque de vent à un endroit par son augmentation ailleurs sur cette zone.

Claude Turmes – Je crois que cela est très important, car un des arguments très populistes des grands oligopoles est que « c'est intermittent, fragilise les réseaux, que fait-on quand il n'y a pas de vent ou de soleil »… Il faut populariser beaucoup plus ce genre d'études et la deuxième question est celle de l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux. On a commis une très grosse erreur au niveau de la directive libéralisation quand on a oublié de confier aux autorités de régulation une mission précise sur cette question. On se trouve confrontés à des régulateurs qui ne font pas pression sur les opérateurs pour adapter leurs réseaux à cette ressource et qui n'ont comme seul devoir que de faire baisser au maximum les prix. Je crois qu'il faut changer les règles et donner comme mission aux régulateurs de veiller à l'intégration des énergies renouvelables et à la gestion de la demande par les opérateurs de réseaux comme RTE en France.

Henri Baguenier – Claude Turmes a raison, il faut insister sur cette question. Les nouveaux producteurs d'énergies renouvelables sont, dans certains pays, dans des situations très particulières. Leurs installations sont souvent sur des sites éloignés des réseaux ou près de réseaux aux capacités insuffisantes. Le coût du développement des capacités des réseaux est supporté par les producteurs d'électricité renouvelable, c'est un peu comme si pour une autoroute à deux voies, le passager supplémentaire obligeant à la passer à trois voies se voyait imputer le coût. Sur une autoroute, c'est l'ensemble des utilisateurs qui la payent. On vit en ce moment cette situation, notamment au Portugal et en Pologne, où pratiquement on limite le développement des énergies renouvelables

3. The Effect of the German Renewable Energy Act (EEG) on « the Electricity Price ». Sven Bode, Helmuth Groscurth, Hamburg Institute of International Economics, décembre 2006.

par la contrainte réseau. Il n'y a aucune législation, les régulateurs n'interviennent pas et donc le développement des renouvelables est bloqué.

Claude Turmes – Je crois que c'est aussi pour ça que l'« unbundling[4] » est important, donc la séparation des intérêts entre celui qui opère le réseau et celui qui a un intérêt dans la production. Quel est en effet l'intérêt pour les opérateurs historiques de mettre en place un réseau permettant à leurs concurrents d'accéder plus facilement au marché ?

Henri Baguenier – Tout à fait d'accord.

Claude Turmes – Il faut aussi regarder – exercice intéressant – la discussion des années 60 jusqu'à 80 et se demander si les centrales nucléaires ou charbon ont contribué financièrement à la construction du réseau ? Bien sûr que non, à l'époque on mutualisait. D'ailleurs, le coût d'une centrale nucléaire doublerait facilement si l'on y ajoutait le coût du réseau qui est derrière. Sur une perspective de 30 ou 40 ans qui est celle des équipements électriques, c'est complètement hypocrite de la part des opérateurs qui ont mis en place le nucléaire et le charbon de dire maintenant aux énergies renouvelables « ah non, à partir de maintenant, c'est vous qui devez payer la connexion et l'adaptation du réseau ».

HG – Est-ce qu'il y a aujourd'hui des discussions au niveau européen sur ces questions ?

Claude Turmes – Je crois que nous devons utiliser la pression politique, notamment de la commissaire Kroes, qui a parfaitement compris qu'un marché libéralisé ne peut pas fonctionner si celui qui produit l'électricité est aussi le propriétaire du réseau. C'est comme si Mercedes qui construit des voitures serait aussi celui qui décide si des Citroen peuvent aller sur l'autoroute. Cette collusion d'intérêts entre certains producteurs et les gestionnaires de réseau doit s'arrêter. Il faut aussi que les régulateurs n'aient pas seulement comme mission de veiller à avoir un réseau le moins cher possible mais doivent avoir le mandat politique d'imposer aux gestionnaires de réseaux d'intégrer les énergies renouvelables et la gestion de la demande. Et puis, il y a quelque chose sur quoi les universitaires devraient nous aider, c'est créer des systèmes de régulation qui donneraient des incitations financières. Un système où un opérateur de réseau de distribution aurait un intérêt financier à intégrer un maximum d'énergies renouvelables.

Bernard Chabot – Les lecteurs de LEF ne sont pas tous dans l'Union Européenne mais aussi beaucoup dans les pays en développement et cette discussion illustre bien que ces pays ne doivent pas copier ce qui a été fait ici dans les années 60, c'est-à-dire définir un réseau qui va les contraindre pour 50 ou 60 ans avec le seul raisonnement qu'il n'y a que de grandes centrales de production. Il leur faut déjà intégrer la place des énergies décentralisées, renouvelables, bien sûr, mais aussi la cogénération, ce qui permet de faire des économies sur les réseaux de transport.

Bernard Devin – À l'échelle d'un continent comme l'Europe, ne faut-il pas que l'ensemble des producteurs d'énergies renouvelables puissent mutualiser leurs productions comme c'est le cas en Espagne ? Vu les distances, ne peuvent-ils pas être traités en concurrents et opposés les uns aux autres par les grands opérateurs de réseaux ?

Claude Turmes – Il faut avoir l'échelle temps en mémoire pour discuter. Pour moi, il n'y a pas un réseau européen aujourd'hui. Historiquement, le réseau interconnecté européen est un ensemble de réseaux nationaux qui ont prévu de se dépanner en cas de pépin à hauteur de 1 500 ou 1 800 MW. Techniquement, on ne peut pas transporter 8 ou 10 000 MW de la Norvège vers le sud de l'Italie. D'ailleurs, il faut savoir que les transports de grandes quantités d'électricité sur de longues distances dans un réseau asynchrone causent d'énormes problèmes techniques en cas de ruptures comme le *black-out* en Italie, il y a deux ans, l'a démontré.

La priorité sur les 10 ou 15 ans à venir est l'intégration des marchés de petits États membres dans des marchés régionaux. Sur ceux-là, bien sûr, il faut veiller à ce que les opérateurs d'énergies renouvelables travaillent ensemble. Mais il faut faire une deuxième chose, la politique doit jouer son rôle pour créer les conditions d'un marché « fair-play ». Les grands opérateurs essaient de nous expliquer que toutes les formes de production d'électricité se valent tant qu'elles sont « zéro » ou « low » carbone. L'internalisation des coûts du CO_2 est une chose que le marché doit faire, mais il y a d'autres risques de société qui doivent être pris en compte : sur le nucléaire, les risques, les accidents, sur le charbon, les dégâts des mines à ciel ouvert… Aux politiques de construire un système qui favorise les énergies renouvelables qui ne présentent aucun de ces risques. C'est important pour permettre de valoriser équitablement les énergies renouvelables.

4. « Unbundling » signifie séparation complète entre production et transport de l'électricité. Ces deux fonctions du système électrique devant être réalisées par des entreprises totalement séparées tant du point de vue comptable que capitalistique. Jusqu'à présent, seule la séparation comptable est exigée et le réseau peut être, comme en France, une filiale de l'opérateur dominant.

HG – Revenons sur la question du foisonnement et notamment de l'échelle à laquelle on le regarde. N'y a-t-il pas une forme de contradiction entre des énergies renouvelables, décentralisées, régionales, proches de la consommation et la réflexion sur leur foisonnement à l'échelle de territoires énormes, avec des réseaux transcontinentaux. Ne prend-on pas le risque d'encourager des réseaux à longue distance alors que les énergies renouvelables sont locales. N'est-ce pas à l'échelle régionale que tout ça doit être pensé ?

Bernard Chabot – On peut déjà faire à l'échelle d'un pays des pénétrations beaucoup plus importantes d'énergies renouvelables. L'échelle continentale, c'est plutôt pour du très long terme. On sait déjà que 3 landers allemands ont atteint plus de 30 % de pénétration d'éolien et que le Danemark est à 20 %. Energinet au Danemark a par ailleurs fait l'exercice suivant : si on nous imposait un parc éolien au productible théorique équivalent à la consommation sur notre territoire, que se passerait-il[5] ? Pour simplifier, on considère que l'on n'exporte aucun électron éolien et que l'augmentation du prix de l'électricité du consommateur final ne peut excéder 10 %. Avec ces deux hypothèses, ils arrivent à la conclusion que ce parc dimensionné pour 100 % arriverait à un taux de pénétration effectif de 70 %. L'étape suivante sera de faire tomber la contrainte sur l'exportation. Mais on voit qu'il y a déjà de nombreuses solutions locales pour permettre des taux de pénétrations beaucoup plus élevés.

Claude Turmes – C'est effectivement un dilemme pour les Verts ou les promoteurs des énergies renouvelables. Les grands opérateurs commencent à dire aux écologistes d'arrêter de bloquer la construction de lignes THT, car elles seraient destinées au courant vert. C'est une question cruciale pour nos milieux de trouver une réponse juste, car on risque de vouloir nous diviser dans les années qui viennent. C'est très important de communiquer les résultats de ces études.

Henri Baguenier – Il y a une autre question problématique, c'est celle de la complémentarité entre l'hydraulique et l'éolien. Notamment, à certaines heures de la nuit où tout l'éolien marche, une complémentarité avec le pompage serait idéale. Mais c'est aujourd'hui un débat crucial, notamment en Galice, où il y a division entre promotion du pompage par les promoteurs des énergies renouvelables et opposition des écologistes pour des questions d'environnement.

HG – Des conclusions ?

Henri Baguenier – Il y a une conclusion qui s'impose, c'est qu'indépendamment de tout, la priorité absolue en Europe est le renouvellement ou la prolongation de la directive actuelle.

Claude Turmes – Nous sommes à un moment crucial. Les électriciens opposés aux énergies renouvelables l'ont compris. Dans les deux années à venir, il y aura une grosse bataille en Europe sur les choix énergétiques.

Bernard Chabot – Et que l'Europe continue de démontrer l'efficacité de ce système de tarif équitable et le fasse proliférer à l'extérieur.

5. ENERGINET, « System and Market Changes in a Scenario of Increased Wind Power Production », résultats résumés dans *Wind Power Monthly*, février 2006, p. 62.

Henri Baguenier occupe actuellement différentes fonctions : Directeur de CEEETA, Professeur à l'Université Paris X – Nanterre et à l'Institut National des Sciences et Techniques Nucléaires (INSTN) du Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA). Il est également Président de la European Small Hydro Association (ESHA). Il est membre du Comité Consultatif de la Recherche dans le secteur de l'Énergie pour le Secrétariat d'État à la Recherche Scientifique portugais.

Bernard Chabot est Ingénieur et Économiste, Expert Senior à l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (France). Il a développé une méthode d'analyse économique innovante, la « Méthode du Taux d'Enrichissement en Capital » qui a été utilisée notamment pour la conception de systèmes de régulation des marchés en faveur des énergies renouvelables en France et en Ontario.

Bernard Devin a dirigé le Service de l'Action Internationale de l'AFME jusqu'en 1986. Il a été ensuite Chargé des relations avec le système des Nations Unies et avec la Commission du Développement Durable.

Claude Turmes est Député au groupe des Verts/ALE au Parlement européen depuis 1999, dont il assure la vice-présidence depuis 2002 ainsi que la coordination de la politique énergétique. Dans le cadre de ses activités, il a été rapporteur sur la 2e directive sur la libéralisation du marché de l'énergie.

DES FILIÈRES SUR LE TERRAIN

Après les exposés généraux de la première partie, il nous a semblé intéressant d'aborder le concret du développement des filières à travers l'expérience d'acteurs des pays du Nord et du Sud qui se sont impliqués dans leur développement au cours de ces dernières années.

Il n'est évidemment pas question ici, ni de faire le tour de l'ensemble des filières renouvelables, ni de dresser un catalogue des expériences des différents pays, institutions ou entreprises qui se sont investis sur ces sujets. Les quelques exemples qui suivent, en rendant compte des résultats, des difficultés et des perspectives de différents programmes dans des pays divers, illustrent les questions qui se posent concrètement aux promoteurs de ces programmes et de ces projets, sur les plans technique, économique, financier, environnemental et social.

Cette partie ouvre sur une revue des énergies renouvelables en Afrique. Nous avons reçu un article très complet de l'AFREPREN/FWD qui fait le point sur l'ensemble des filières renouvelables dans la région à partir de sa longue pratique de terrain en Afrique anglophone. Nous en présentons ici de larges extraits. La plupart des autres articles, à l'exception d'un article sur la grande hydraulique et de trois sur les bioénergies, croisent à chaque fois une filière et un pays.

Les énergies renouvelables en Afrique

TRADUCTION DE JEAN LUC THIERRY

LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

L'Afrique est dotée d'importantes ressources en énergies renouvelables et beaucoup d'entre elles ont été diffusées avec des taux de réussite variables. La région dispose de potentiels d'hydraulique, de géothermie, de biomasse, de solaire et d'éolien importants. Ces vastes potentiels sont encore largement inexploités. Un certain nombre de technologies d'énergies renouvelables (TER) peuvent couvrir une partie des besoins en énergie des pays africains tout en apportant des avantages supplémentaires. Les TER, par exemple, exigent moins de capitaux que les grands systèmes énergétiques conventionnels. Les TER sont en outre modulaires (et donc mieux adaptées aux contraintes d'investissement de nombreux pays de l'Afrique subsaharienne) et peuvent permettre de réduire les coûteuses importations de combustibles fossiles.

Le potentiel des ressources en énergies renouvelables en Afrique (particulièrement pour les applications électriques) est loin d'être pleinement exploité, essentiellement en raison du faible intérêt politique qu'elles suscitent et des niveaux d'investissement exigés. Les estimations provenant d'études récentes de l'AFREPREN/FWD indiquent par ailleurs qu'une proportion significative de la production électrique actuelle dans 16 pays de l'Afrique orientale et méridionale pourrait être couverte par une cogénération utilisant la bagasse dans l'industrie sucrière. Ces technologies renouvelables et d'autres pourraient apporter une contribution significative et jouer un rôle d'importance croissante dans l'amélioration de la sécurité énergétique et de l'accès à des services énergétiques modernes, tout en renforçant le développement du secteur de l'énergie en Afrique.

Mais, même si les estimations théoriques du potentiel technique des énergies renouvelables en Afrique sont très élevées, les décideurs devraient adopter une approche pragmatique et privilégier les potentiels qui peuvent être exploités en recourant aux technologies parfaitement éprouvées et commercialement viables qui sont compétitives par rapport aux options conventionnelles. Leur proportion n'est pas négligeable et peut fournir de façon économique 10 à 20 % de l'approvisionnement en électricité dans certains pays africains. À ce niveau, les renouvelables peuvent offrir des opportunités de réduction du profil de risque du bouquet énergétique national des pays africains, diminuer la pollution de l'air au niveau local et régional, et développer l'accessibilité à des services énergétiques propres pour les particuliers et les entreprises. Mais, du fait des problèmes urgents liés à la pauvreté, qui se conjuguent à des émissions très faibles de gaz à effet de serre (GES), la promotion des énergies renouvelables en Afrique dans une perspective de protection du climat ne trouve pas d'écho auprès des décideurs et manque de rationalité scientifique. L'argumentaire qui remporte le plus souvent l'adhésion est celui qui s'appuie

STEPHEN KAREKEZI

Directeur du Réseau de recherche sur la politique énergétique en Afrique (AFREPREN) ainsi que Secrétaire exécutif de la Fondation pour la dissémination des fours à bois (FWD), à Nairobi.

JOHN KIMANI

Gestionnaire supérieur de programme et spécialiste du secteur de l'énergie au secrétariat du AFREPREN/FWD à Nairobi. Il s'intéresse à la recherche en politique énergétique (énergies renouvelables et applications électriques) et connaît à fond le secteur de l'énergie de plusieurs pays de l'est et du sud de l'Afrique.

AYAGO WAMBILE

Chargé de projet du programme de recherche au secrétariat du AFREPREN/FWD à Nairobi. Il collabore actuellement à la gestion et au compte rendu des projets, et prépare les rapports nationaux et régionaux. De plus, il vérifie par recoupement les données traitant des enjeux de la réforme du secteur de l'énergie en Afrique.

sur des éléments empiriques solides, basés sur les avantages des renouvelables en termes de réduction des risques vis-à-vis des pénuries d'électricité hydraulique liées à la sécheresse et à la flambée des prix du pétrole.

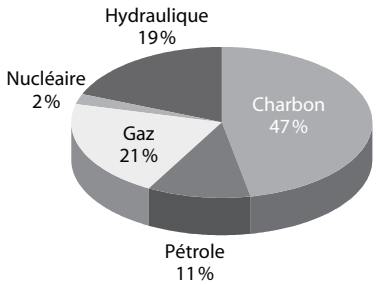
Même si elles n'offrent pas des justifications aussi convaincantes, d'autres raisons militent en faveur de la promotion des énergies renouvelables : création d'emploi/de revenus et d'entreprises par une utilisation des renouvelables dans les secteurs de l'agroalimentaire/foresterie, avantages environnementaux locaux au niveau des ménages (réduction de la pollution de l'air intérieur liée à l'utilisation de cuisinières à biocombustibles), approvisionnement en énergie à partir des renouvelables à des institutions rurales isolées qui assurent des fonctions essentielles au niveau médical (dispensaires, hôpitaux et vaccination), éducatif (écoles secondaires avec internat) et religieux (centres de missions).

La situation des filières renouvelables en Afrique

La grande hydraulique

Les ressources hydrauliques à elles seules peuvent couvrir tous les besoins en électricité de l'Afrique. Toutefois, à peine 7 % du potentiel de la grande hydraulique techniquement exploitable a été aménagé. De ce fait, la part de l'hydraulique dans la production d'électricité totale reste assez faible (figure 1).

Figure 1
Origine de la production en électricité en Afrique (la part du géothermique, de l'éolien et du solaire est négligeable)



La capacité hydraulique totale installée en Afrique était d'environ 20,3 GW en 2001 et la production d'environ 76 000 GWh/an. Environ 23 % étaient situés en Afrique du Nord, 25 % en Afrique de l'Ouest et les 51 % restants en Afrique méridionale, centrale et orientale. À cette date, la contribution de l'hydraulique dépassait 50 % de l'électricité dans 25 pays, et plus de 80 % en Angola, au Burundi, au Bénin, au Cameroun, en République Centrafricaine, en République démocratique du Congo (RDC), en Éthiopie, au Kenya, en Guinée, au Lesotho, au Congo Brazzaville, au Malawi, au Mozambique, en Namibie, au Rwanda, en Tanzanie, en Ouganda et en Zambie.

Le développement de la grande hydraulique est l'une des questions les plus controversées dans le secteur de l'énergie en Afrique entre ceux qui soutiennent sans réserve le développement de la grande hydraulique en mettant en avant l'important potentiel de l'Afrique ; ceux qui soutiennent en partie le développement de l'hydraulique mais sont inquiets de la dépendance excessive de nombreux pays africains vis-à-vis de la production hydroélectrique, qui les rend vulnérables face à la sécheresse[1] ; et enfin ceux qui s'opposent de façon virulente au développement de la grande hydraulique en mettant en avant ses conséquences écologiques et socio-économiques négatives (le déplacement des communautés locales, la dégradation de l'environnement et le détournement de l'eau d'irrigation).

Actuellement, les réseaux continuent d'être dominés par l'hydraulique dans la plupart de ces pays. Comme on l'a noté plus haut, la dépendance vis-à-vis de l'hydraulique entraîne des difficultés en matière de sécurité énergétique. La sécheresse est à l'origine d'une pénurie de capacité de production qui s'accompagne de conséquences économiques négatives. En 2006, par exemple, la Tanzanie, l'Ouganda et le Rwanda ont tous été confrontés à une perturbation importante de l'approvisionnement en électricité provoquée par la sécheresse, qui s'est traduite par une baisse de 2 mètres, spectaculaire et sans précédent, du niveau du lac Victoria (le plus grand lac africain et la principale ressource énergétique de l'Ouganda). Cette modification se maintient et a contribué à la fermeture de plus d'un tiers de la capacité hydraulique installée en Ouganda, et au lancement de programmes de délestage de 12 heures. Un tel rationnement entraîne des coûts économiques très élevés et met en lumière la nécessité d'un développement diversifié des moyens de production d'électricité qui intègre, outre la grande hydraulique, la petite hydraulique, la géothermie, la cogénération, le gaz naturel et le charbon.

La petite hydraulique

Il s'agit d'une technique très fiable, au bilan solide, bien adaptée aux zones rurales situées en dehors du réseau électrique principal et multi-usage (production d'énergie, irrigation, approvisionnement en eau). Une grande

1. Ce second groupe approuve une définition plus large de l'hydraulique, qui englobe la petite hydraulique et la micro-hydraulique, et encourage une approche plus diversifiée dans le développement du secteur électrique de l'Afrique.

partie du potentiel inexploité de la petite hydraulique se trouve dans des régions isolées de l'Afrique. Les régions orientales et méridionales de l'Afrique disposent de rivières et cours d'eau permanents qui offrent un excellent potentiel d'aménagement hydraulique. Toutefois, le recours à la petite hydraulique est encore très faible dans la région.

L'énergie solaire

L'énergie solaire, pour la production de chaleur et d'électricité, est la technologie d'énergie renouvelable la mieux connue en Afrique. Elle est utilisée depuis très longtemps pour sécher les peaux des animaux et les vêtements, conserver la viande, sécher le produit des récoltes et évaporer l'eau de mer pour extraire le sel.

À petite échelle, elle est utilisée par les particuliers pour l'éclairage, la cuisine, les chauffe-eau et les maisons solaires. Les projets de taille moyenne portent sur l'eau chaude dans les hôtels et l'irrigation. Au niveau communautaire, elle est utilisée pour la réfrigération des vaccins, le pompage et l'épuration de l'eau, et l'électrification rurale. À plus grande échelle, elle est utilisée pour la production électrique (à titre expérimental) et les télécommunications.

La promotion du solaire photovoltaïque (PV) a été très importante dans la région, et presque chaque pays de l'Afrique subsaharienne dispose d'un grand projet PV. Il apparaît néanmoins de plus en plus clairement que les projets de solaire photovoltaïque domestiques dans la région ont essentiellement bénéficié aux segments de populations à hauts revenus, du fait du coût élevé de ces équipements. La majorité de la population africaine ne peut s'offrir du solaire PV pour son domicile. Toutefois, il s'est avéré efficace pour les télécommunications, la réfrigération dans la chaîne vaccinale et des applications institutionnelles dans des régions rurales isolées.

Les technologies solaires thermiques qui ont été diffusées en Afrique concernent des chauffe-eau solaires, des cuisinières solaires, des distillateurs solaires et des séchoirs solaires. Avec une amélioration du rendement et une baisse de leur coût, les petits chauffe-eau solaires ont une période d'amortissement de 3 à 5 ans. Toutefois, la diffusion de ces systèmes a été plus lente que prévu. Dans certains pays en développement en effet, les chauffe-eau solaires ont des difficultés à être compétitifs du fait du subventionnement du GPL (voir Chauffe-eau solaires en Tunisie : le programme PROSOL).

En Afrique subsaharienne, peu de données agrégées ont été réunies sur la diffusion de ces systèmes. Les données disponibles proviennent d'un petit nombre d'études nationales. Au Botswana, par exemple, environ 15 000 chauffe-eau solaires domestiques ont été installés. Environ 4 000 chauffe-eau solaires sont utilisés au Zimbabwe.

L'énergie éolienne

Une grande partie de l'Afrique est à cheval sur les zones équatoriales et tropicales du globe, et seules les régions du nord et du sud bénéficient du régime des vents d'ouest des latitudes tempérées. Aussi, les vitesses de vent sont généralement faibles dans beaucoup de pays de l'Afrique subsaharienne, particulièrement dans les pays enclavés. L'Afrique du Sud, l'Afrique du Nord et le littoral de la Mer Rouge (et de façon inattendue, une partie du Tchad et du Nord du Kenya) disposent de certains des meilleurs potentiels éoliens de la région. Des projets de production éolienne à grande échelle destinés à exploiter cette ressource énergétique abondante sont en cours de développement au Maroc, en Égypte et en Afrique du Sud (voir les articles concernant le Maroc). Cependant, la capacité éolienne en exploitation reste très faible comparée aux 75 000 MW installés au niveau mondial. L'éolien se heurte également au faible niveau des compétences techniques et à un manque de prise de conscience du potentiel qu'il représente. De ce fait, à l'exception de l'Afrique du Nord, peu de projets ont été entrepris en Afrique, et l'expérience de l'éolien pour une production électrique raccordée au réseau ou l'alimentation d'un mini-réseau reste limitée.

La plupart des éoliennes d'Afrique orientale ou méridionale sont utilisées pour le pompage de l'eau plutôt que pour la production d'électricité. L'Afrique du Sud et la Namibie possèdent un grand nombre de pompes éoliennes (300 000 équipements en fonctionnement en Afrique du Sud).

L'énergie de la biomasse

L'énergie produite à partir de la biomasse représente la majeure partie de l'approvisionnement final total de l'Afrique. Il est toutefois important de noter que les données sur la biomasse en Afrique sont particulièrement problématiques. La plupart des pays ne disposent pas de bases de données fiables et actualisées sur l'énergie, tout spécialement en ce qui concerne la biomasse[2]. Les estimations disponibles indiquent que la biomasse constituait 58 % de la consommation énergétique finale en Afrique en 2002 (AIE, 2004). Selon la même source, en 2002, la biomasse représentait 49 % de la fourniture totale en énergie primaire. Bien qu'elle ait connu une

2. L'AIE juge que les données sur le secteur de la biomasse énergétique en Afrique sont de mauvaise qualité (AIE, 2003). Il est urgent de redoubler d'efforts pour améliorer les bases de données sur la biomasse énergétique dans la région.

TABLEAU 1
Approvisionnement total en énergie finale en Afrique, biomasse comprise

	2020		Taux de croissance annuel (%) 2002-2020
	Biomasse (Mtep)	Part de la biomasse dans l'approvisionnement total (%)	Biomasse
Afrique	367	43	1,9
Total pays en développement	1127	18	1,1
Monde	1428	10	1,4

Source : AIE, 2004 in Karekezi *et al.*, 2005.

baisse de sa part relative dans l'approvisionnement total en énergie primaire en l'espace de 30 ans (de 62 à 49 %), la biomasse joue encore un rôle dominant dans le secteur énergétique africain. La forte dépendance vis-à-vis de la biomasse est particulièrement visible en Afrique subsaharienne, où elle représente 70 à 90 % de l'approvisionnement en énergie primaire dans certains pays et, selon les estimations, 86 % de la consommation énergétique. La majeure partie de l'énergie de la biomasse utilisée en Afrique subsaharienne est la biomasse traditionnelle.

Cette dépendance (pour les utilisations non électriques) en Afrique ne devrait pas évoluer dans un avenir proche, étant donné la stagnation (et quelquefois la baisse) des revenus nationaux par habitant et la faible progression de l'utilisation des énergies conventionnelles. Le nombre absolu des personnes dépendant de l'énergie de la biomasse en Afrique devrait augmenter entre 2000 et 2030, passant de 583 millions à 823 millions, soit une augmentation d'environ 27 %.

Généralement, plus le pays est pauvre, plus nette est sa dépendance vis-à-vis des ressources en biomasse traditionnelle. L'utilisation de la biomasse traditionnelle présente de sérieux inconvénients pour l'environnement. La pollution de l'air intérieur résultant de cuisinières à biocombustible sans conduit de cheminée constitue un facteur essentiel de maladies respiratoires dans des régions montagneuses de l'Afrique subsaharienne. Le recours à la biomasse (particulièrement sous forme de charbon de bois) favorise aussi la dégradation des terres.

Utilisation de la biomasse à petite échelle

Au cours des 20 dernières années, des efforts importants ont été faits pour moderniser les systèmes d'utilisation de la biomasse à petite échelle : mise au point d'un four à carboniser à haut rendement et d'une cuisinière améliorée respectant l'environnement pour les ménages ruraux et urbains en Afrique subsaharienne. Ces deux initiatives ont apporté des avantages significatifs aux populations pauvres urbaines et rurales. Les cuisinières améliorées proviennent pour la plupart du secteur informel, qui fournit un emploi aux pauvres des villes. Les efforts visant à améliorer et à moderniser la biomasse à petite échelle représentent une composante importante des stratégies énergétiques nationales dans de nombreux pays de l'Afrique subsaharienne et pourraient potentiellement aboutir à des avantages considérables pour les pauvres des zones urbaines et des zones rurales.

Le biogaz est une autre technologie d'utilisation à petite échelle de la biomasse qui a suscité un intérêt considérable au cours des trente dernières années. D'un point de vue conceptuel, la technologie du biogaz semble simple. La viabilité technique de cette technologie a été prouvée à maintes reprises dans de nombreux essais sur le terrain et des projets pilotes. Néanmoins, plusieurs problèmes sont survenus quand une diffusion massive a été tentée, ce qui a entraîné des taux de diffusion du biogaz relativement faibles. Il existe aujourd'hui un consensus général sur le fait que les installations combinées fosse septique/biogaz qui sont gérées par des institutions comme des écoles et des hôpitaux sont plus viables que des petits digesteurs anaérobies.

Utilisation de la biomasse à grande échelle (cogénération)

Elle englobe la combustion directe pour la chaleur industrielle, la production d'éthanol, la gazéification, la cogénération chaleur/électricité, la production de biogaz, le briquetage et la production d'électricité. C'est une ressource énergétique importante dans la région. L'exploitation efficace des déchets agricoles existants offre un potentiel important de développement de l'énergie de la biomasse sans introduire de perturbation excessive dans les pratiques agricoles et la production alimentaire ni nécessiter la mise en production de nouvelles terres. Parmi les résidus de culture les plus courants et les plus adaptés figurent la bagasse de canne à sucre, les déchets de sisal, les parches de café, les balles de riz, les rafles de maïs et les feuilles de bananier. À la différence de beaucoup d'autres résidus de culture, ces déchets sont produits au cours des opérations de

transformation et sont rarement remis sur les terrains. Par conséquent, l'utilisation de ces déchets agricoles pour la production d'énergie ne devrait pas avoir d'impact négatif sur la gestion des sols et la production alimentaire et pourrait constituer une source de revenus complémentaires pour les plus pauvres.

Les grands systèmes de production énergétique à base de biomasse les mieux connus, avec un bilan économique solide, sont les installations de cogénération utilisant la biomasse comme combustible d'alimentation et la production d'éthanol comme substitut au pétrole. Diverses formes de biomasse peuvent être utilisées pour alimenter l'installation, notamment la bagasse (résidus de canne à sucre) provenant des industries sucrières et des déchets des industries du papier, du bois de palme et du riz.

La cogénération offre d'importantes possibilités de production d'électricité et/ou de chaleur, avec des investissements en capitaux limités, tout en évitant les effets environnementaux négatifs d'une utilisation accrue des combustibles fossiles. Les industries peuvent être situées dans des zones isolées qui ne sont pas raccordées au réseau électrique. L'électricité excédentaire peut être mise à disposition d'autres usagers par le biais de mini-réseaux. La vente du surplus de production à la compagnie électrique nationale permet d'augmenter les revenus des industries proches du réseau.

Les estimations montrent que plusieurs pays d'Afrique orientale et méridionale pourraient couvrir une grande partie de leur consommation électrique actuelle au moyen de la cogénération à partir de la bagasse dans l'industrie sucrière (voir tableau 2). L'île Maurice fournit un excellent exemple et couvre près de 40 % de sa demande électrique grâce à la cogénération (environ la moitié de l'électricité produite par cogénération provient de la bagasse).

L'industrie sucrière est une importante utilisatrice de la cogénération. Au début de l'année 2000, la cogénération dans les raffineries de sucre au niveau mondial avait presque atteint une capacité de 1 100 MW, auxquels s'ajoutaient 450 MW en construction. La plupart des aménagements sont enregistrés en Inde et sur l'île Maurice.

La géothermie

Il existe un énorme potentiel géothermique en Afrique, mais cette énergie exige des investissements initiaux très élevés. Elle présente l'avantage de ne pratiquement pas générer d'émissions et n'exige que très peu de surface par unité d'énergie produite.

En utilisant la technologie actuelle, l'Afrique a la possibilité de produire 9 000 MW d'électricité (sans compter le potentiel en termes de pompes à chaleur géothermique) à partir de l'énergie géothermique (BCSE, 2003). Sur ce potentiel géothermique, seulement 127 MW ont été exploités au Kenya et moins de 2 MW en Éthiopie. Mais au Kenya, une étude de faisabilité réalisée pour évaluer le potentiel de production électrique d'Olkaria a établi que le champ géothermique couvrait 80 km^2 avec suffisamment de vapeur pour produire 200 TWh/an. La zone actuelle, qui couvre 11 km^2 a suffisamment de vapeur pour fournir 3,5 TWh/an.

TABLEAU 2
Potentiel de la cogénération (bagasse) en Afrique orientale et méridionale

Pays	Capacité installée nationale de production électrique de toutes origines (MW), 2004	Potentiel cogén., 82 bars	Potentiel cogén. En % du total de la capacité installée nationale de production électrique (toutes sources)
Éthiopie	726	30,9	4,3 %
Kenya	1 143	159,2	13,9 %
Malawi	238	56,5	23,7 %
Soudan	755	156,9	20,8 %
Swaziland	128	185,0	144,5 %
Tanzanie	881	97,8	11,1 %
Ouganda	303	46,0	15,2 %
TOTAL	**4 174**	**732,4**	**17,5 %**

Sources : Deepchand, 2002 ; Karekezi et Kimani, 2002.
www.eia.doe.gov/pub/international/iea2004/table64.xls

CE QUI A RÉUSSI

Il est de plus en plus clair que des investissements dans les renouvelables peuvent contribuer à améliorer les services énergétiques pour la plus grande partie de la population africaine, particulièrement les plus pauvres. La nature modulaire de certaines des énergies renouvelables (c'est-à-dire le fait qu'elles peuvent être développées progressivement) et donc les investissements faibles et progressifs auxquels elles sont associées, en font une option particulièrement adaptée aux pays africains disposant de capitaux limités.

Les événements qui influencent le secteur africain de l'énergie électrique conduisent à un plus grand intérêt pour les renouvelables. Tout d'abord, les prix du pétrole ont récemment culminé à plus de 60 $ le baril, à un moment où les revenus en devises convertibles de l'Afrique étaient faibles en raison de la faiblesse des cours sur le marché mondial de ses principaux produits d'exportation et de la diminution des volumes exportés. On estime qu'en l'an 2000, les importations de pétrole ont doublé en pourcentage des revenus d'exportation, passant d'environ 20 pour cent à environ 40 pour cent dans certains pays africains.

De plus, les compagnies électriques de nombreux pays africains n'ont pas enregistré de bons résultats. Au cours des dernières années, le Cameroun, l'Éthiopie, le Ghana, l'île Maurice, le Kenya, le Malawi, l'Ouganda, le Nigeria et la Tanzanie ont tous été confrontés à de sévères rationnements d'électricité qui ont eu des conséquences préjudiciables pour leur économie. Un développement rapide des renouvelables est maintenant perçu comme une réponse viable à certains des problèmes d'approvisionnement électrique rencontrés dans la région.

En outre, des événements internationaux comme la Conférence des Nations Unies sur l'environnement et le développement (CNUED), la Conférence plus récente du Sommet mondial sur le développement durable (SMDD) et la Conférence de Bonn sur les énergies renouvelables ont amené la question du développement des renouvelables sur le devant de la scène.

LES SUCCÈS AVÉRÉS

Il y a différents exemples avérés d'utilisation réussie d'énergies renouvelables rentables pour diversifier le secteur africain de l'électricité et de l'énergie et améliorer le profil de risque de ces secteurs. Notamment :

- La géothermie, principalement dans les pays de la zone de la Vallée du Rift (essentiellement le Kenya où les centrales géothermiques représentent plus de 10 % de la capacité de production du pays).
- La cogénération (principalement sur l'île Maurice, où la cogénération contribue à près de 40 % de l'électricité produite dans le pays).
- La petite et moyenne hydraulique dans des zones rurales isolées, qui a joué un rôle important dans la fourniture d'une électricité à bon marché à des hôpitaux, à des usines de thé, et à d'autres institutions et entreprises rurales.
- Les biocarburants, produits sous forme de sous-produits d'industries agroalimentaires existantes comme des usines de sucre et utilisés comme un mélange de carburant pour le transport (à hauteur de 10-15 %, ce qui ne nécessite pas de modification des réseaux de distribution de carburant existants ou de la flotte actuelle des véhicules), se sont avérés une réussite relative au Malawi.
- L'énergie éolienne dans les zones littorales du nord et du sud de l'Afrique, où les vitesses de vents sont constamment élevées toute l'année, et des parties de l'arrière-pays comme le Nord du Kenya, où des vitesses de vents moyennes élevées sont disponibles et où l'infrastructure de transport d'électricité est déjà en place ou prévue.

Des éléments empiriques portant sur plusieurs décennies, au Kenya et sur l'île Maurice, montrent qu'un taux de pénétration des renouvelables de 10-20 % a amélioré le profil de risque de leur secteur électrique national et réduit les risques liés à la sécheresse et aux prix élevés du pétrole, sans avoir à recourir à d'importantes subventions ni à des augmentations majeures des tarifs d'électricité. Le tableau 3 donne, à titre d'exemple, une estimation du potentiel de remplacement de la production électrique à partir de combustibles fossiles par une cogénération à partir de la biomasse dans trois pays de l'est et de la corne de l'Afrique.

L'essor de l'industrie éolienne en Afrique du Nord devrait jouer un rôle similaire. L'important potentiel éolien dans l'est, le sud et la corne de l'Afrique devrait également, à moyen et long terme, contribuer à une diversification du secteur énergétique de la région.

Pour des applications spécifiques en site isolé, un certain nombre de renouvelables ont démontré qu'elles étaient compétitives mais aussi qu'elles pouvaient surmonter les obstacles liés à la maintenance. Les options les plus intéressantes ont souvent été des applications permettant de générer des revenus et liées à des activités agricoles ou des industries agroalimentaires/forestières existantes. On peut notamment citer :

TABLEAU 3
Potentiel de cogénération susceptible de remplacer la production électrique à partir de combustibles fossiles

Pays	Production d'électricité à partir de pétrole et produits pétroliers (GWh)	Potentiel de cogénération à partir de la biomasse (GWh)*
Tanzanie	143	327
Kenya	1 509	531
Éthiopie	19	103

* Potentiel estimé à 44 bars – 90 kWh/tonne de canne écrasée
Source : Adapté à partir de AIE, 2003.

- les pompes éoliennes pour l'irrigation en Afrique du Sud et en Namibie ;
- la petite hydraulique pour l'alimentation en électricité d'usines de transformation agricole isolées dans le secteur du thé, du café et de la foresterie au Kenya ;
- les applications géothermiques dans des exploitations horticoles rurales isolées (fleurs, légumes et fruits) au Kenya ;
- la cogénération dans des industries du secteur agricole/forestier en Tanzanie, au Kenya, en Ouganda, en Côte d'Ivoire, en Afrique du Sud et au Swaziland.

Quelques énergies renouvelables se sont avérées compétitives dans le secteur touristique africain en pleine croissance dans les zones naturelles et littorales : chauffe-eau solaires, pompes éoliennes pour l'eau potable, solaire photovoltaïque.

Les énergies renouvelables ont aussi fait la preuve de leur compétitivité par rapport aux options conventionnelles dans une gamme étroite d'applications institutionnelles dans des zones rurales isolées pour des dispensaires, des hôpitaux ruraux, des missions confessionnelles et des internats d'écoles secondaires dans l'ensemble de l'Afrique subsaharienne. Les chauffe-eau solaires et le solaire photovoltaïque sont maintenant largement adoptés par les ménages ruraux et urbains à hauts revenus.

Du fait de leur faible coût (dépendant partiellement de la production et du montage au niveau local), de leur facilité d'utilisation et des faibles exigences de maintenance associées, les renouvelables non électriques comme les cuisinières améliorées à biocombustible ont rencontré un vif succès et ont été adoptées par des millions de ménages ruraux et urbains pauvres, en particulier en Afrique subsaharienne et notamment au Kenya, au Mali, en Éthiopie, en Tanzanie et en Ouganda.

Les petits projets de renouvelables peuvent aussi s'intégrer aux efforts de réduction de la pauvreté dans la mesure où ils sont réalisés localement. Dans certains cas, les technologies des énergies renouvelables sont les seules options dans les zones rurales du fait de la faible couverture des réseaux des énergies conventionnelles (électricité et pipelines). Ces technologies ne fournissent pas seulement une énergie à un prix abordable pour les plus pauvres, elles peuvent aussi être à l'origine d'une création d'emplois et d'entreprises pour les populations pauvres des zones rurales et urbaines en Afrique :

- Les technologies de combustion à base de biomasse, à faible coût mais à meilleur rendement (par exemple cuisinières améliorées, fours à carboniser efficaces, fours à briques, fumoirs à poisson, séchoirs à thé et séchoirs à bois).
- La force motrice d'une picocentrale ou d'une microcentrale utilisée pour la transformation d'un produit agricole et en augmenter la valeur, ainsi que pour le pompage de l'eau.
- Des séchoirs solaires qui peuvent réduire les pertes après récolte et permettre aux agriculteurs de commercialiser leur produit quand les prix sont les plus élevés.
- Des pasteurisateurs solaires qui fournissent de l'eau potable propre et réduisent les maladies hydriques, ce qui se traduit par une augmentation de la disponibilité de la main-d'œuvre et permet ainsi d'augmenter la productivité et le revenu agricoles.

Pour les projets renouvelables à moyenne et grande échelle, il est possible de s'assurer que les avantages parviennent jusqu'aux groupes à faibles revenus. Par exemple, à l'aide de toutes sortes de mesures innovantes de partage de revenus, le secteur de la cogénération de l'île Maurice a travaillé en relation étroite avec le Gouvernement du pays pour garantir que la totalité des parties prenantes à l'économie sucrière, notamment les petits exploitants de canne à sucre à faibles revenus, puissent bénéficier d'avantages substantiels.

Contrairement aux technologies des énergies conventionnelles, qui sont parvenues à maturité et sont devenues des secteurs exigeant de lourds investissements, la plupart des renouvelables utilisées dans la région sont

des technologies relativement récentes qui n'exigent pas des capitaux importants. Elles sont aussi relativement moins sophistiquées, ce qui signifie qu'un secteur industriel important pourrait être développé en Afrique même lorsque l'expertise technique est limitée. Les chances pour un pays africain (à l'exception de l'Afrique du Sud) de devenir un acteur important sur le marché mondial de la production d'équipements et de services en matière d'énergies conventionnelles sont bien maigres, mais, en conjuguant un soutien financier et d'habiles initiatives technologiques stratégiques, il peut devenir possible pour un pays africain de jouer un rôle important sur le marché des équipements et des services pour les renouvelables à petite ou moyenne échelle. Par exemple, le Kenya est en train de devenir un leader en matière de développement de l'énergie géothermique. L'île Maurice est aussi considérée comme un leader en matière de cogénération à partir de la bagasse au niveau de la région et, dans une certaine mesure, dans les pays en développement.

Ce qui a peu de chances de réussir

Il existe un consensus de plus en plus large parmi les décideurs politiques pour dire que les efforts visant au développement et à la diffusion des énergies renouvelables en Afrique sont restés très en deçà des attentes. Les renouvelables n'ont ni réussi à attirer un niveau suffisant d'investissements ni à susciter des engagements politiques tangibles. Même si les moyens alloués, aux niveaux national et international, au développement, à l'adaptation et la diffusion des renouvelables au cours des deux dernières décennies peuvent paraître importants, leur montant total reste insignifiant comparé à ce qui a été accordé au secteur des énergies conventionnelles. Les efforts dans la région ont été limités par une combinaison de facteurs qui feront l'objet des paragraphes suivants.

L'expérience acquise à travers des projets pilotes, des études de préfaisabilité ainsi que des évaluations indiquent que les options et approches sur les énergies renouvelables qui suivent ont des perspectives limitées de succès à court ou moyen terme :

- Les énergies renouvelables modernes qui ne sont pas encore parvenues à un niveau de compétitivité économique dans les pays industrialisés, comme les piles à combustible et presque tous les systèmes renouvelables basés sur l'hydrogène.
- Les énergies renouvelables modernes perfectionnées et proches de la compétitivité comme les centrales solaires thermiques, les grands systèmes de briquetage de biomasse et les initiatives à grande échelle sur les biocarburants du type de ce qui se passe au Brésil.
- Les renouvelables électriques de pointe et de petite taille, destinées à une utilisation dans les ménages à faibles revenus, comme le photovoltaïque et les petites éoliennes. Pratiquement toutes les variations de systèmes hybrides qui combinent des renouvelables avec des options conventionnelles ou qui associent plusieurs renouvelables (par exemple éolien avec groupe électrogène diesel, éolien et photovoltaïque, etc.) n'ont pas enregistré de grands succès sur le marché africain de l'énergie des ménages à faibles revenus. Les coûts initiaux et les difficultés de maintenance se sont avérés des obstacles infranchissables.
- Les obligations sophistiquées en matière de renouvelables et les mesures réglementaires de financement carbone. Peu de pays africains ont été capables de bénéficier du MDP. Même le marché volontaire des petits projets MDP n'a suscité qu'un intérêt limité en Afrique. Les barrières essentielles semblent être la pénurie de compétences, de capacité analytique et de capacité institutionnelle pour persévérer jusqu'à la conclusion des processus assez lents et tortueux de la négociation et de l'approbation qui accompagnent les mécanismes de type MDP.

Les obstacles au développement de l'utilisation des renouvelables en Afrique

Même s'il est admis que les renouvelables ne peuvent résoudre tous les problèmes énergétiques de l'Afrique, il semble néanmoins qu'elles présentent un important potentiel pour couvrir les besoins énergétiques croissants dans la région. Toutefois, le succès des renouvelables a été limité par une combinaison de facteurs, parmi lesquels : un cadre institutionnel et des infrastructures déficientes ; une planification inadaptée ; un manque de coordination et de liaison entre les programmes de renouvelables ; des distorsions de tarification qui désavantagent les énergies renouvelables ; des coûts d'investissements initiaux élevés ; des stratégies de diffusion peu efficaces ; un manque de main-d'œuvre qualifiée ; des informations de référence de mauvaise qualité ; une faible capacité de maintenance. Nous allons analyser certains d'entre eux.

Les obstacles politiques

L'expérience montre qu'en Afrique, l'introduction et le succès des énergies renouvelables, quelles qu'elles soient, dépendent en grande partie du cadre politique existant.

Les politiques gouvernementales sont importantes par leur capacité à créer un environnement favorable pour mobiliser les ressources et encourager les investissements du secteur privé. La plupart des premières initiatives politiques sur les renouvelables dans la région ont été motivées par les crises pétrolières des années 1970. Pour y répondre, les gouvernements ont mis en place un ministère de l'énergie autonome ou un département spécialisé dans la promotion de politiques énergétiques rationnelles, notamment par le développement des renouvelables. Malheureusement, dès que la crise pétrolière s'est apaisée, l'aide gouvernementale aux renouvelables a diminué. La plus grande partie du soutien actuel se résume à des grands discours.

La plupart des gouvernements africains n'ont pas de politique bien définie sur les renouvelables. De ce fait, leur développement suit son propre cours, sans beaucoup tenir compte des programmes énergétiques nationaux qui n'existent que rarement ou sont dépassés et inadaptés. Les carences du soutien aux renouvelables sont aussi illustrées par les faibles dotations budgétaires que l'on peut voir dans la plupart des pays. L'accent est mis sur le secteur du pétrole et de l'électricité, qui ne desservent qu'une petite partie de la population, aux dépens des renouvelables qui peuvent aider à atteindre un plus grand nombre de gens. En Éthiopie par exemple, les investissements dans le secteur pétrolier ont quadruplé et les investissements dans l'électricité ont pratiquement triplé entre 1990 et 2000. En revanche, les dépenses en faveur des énergies traditionnelles et alternatives ont constamment diminué, passant d'environ 1 % du total des investissements en 1990, à 0,1 % en 2000. C'est également vrai pour le Kenya, l'Ouganda et la Zambie.

Il est tout à fait improbable que les programmes de renouvelables en Afrique puissent connaître un développement et une diffusion significatifs sans mesures politiques gouvernementales de soutien accompagnées des moyens budgétaires suffisants.

Les obstacles financiers

Le financement joue un rôle essentiel dans la réussite du développement des renouvelables. Des études ont montré que le principal obstacle à la mise en œuvre des projets ne tient le plus souvent pas à leur faisabilité technique, mais à l'absence de financement à long terme et peu coûteux. Ce problème est aggravé par la concurrence que se livrent les projets pour accéder à des moyens financiers limités et par des conditions macroéconomiques défavorables. Les gouvernements et les entreprises privées doivent rechercher des moyens novateurs pour financer des projets renouvelables. Le défi à relever pour le financement des projets de renouvelables est d'élaborer des modèles qui peuvent apporter ces technologies aux consommateurs (y compris aux plus pauvres) à des prix abordables, tout en veillant à ce que le secteur africain naissant des énergies renouvelables continue de se développer et reste viable. L'environnement politique défavorable, avec un soutien minimal aux renouvelables au niveau des agences publiques, fait supporter au secteur privé la responsabilité d'assurer le financement de ces énergies.

Avec des taux de pauvreté de 50 à 70 % au niveau national, les énergies renouvelables les plus sophistiquées ne sont pas abordables pour la majorité de la population africaine. C'est particulièrement vrai pour les renouvelables qui dépendent de composants importés nécessitant des dispositifs financiers et/ou un subventionnement important. Et l'on sait bien que les subventions ne sont pas viables à long terme. Dans les cas où des mécanismes de financement sont appliqués, le plus grand soin doit être apporté à leur conception, de façon à atteindre les plus pauvres. Ainsi, le projet photovoltaïque du PNUD/FEM au Zimbabwe a profité essentiellement aux ménages ruraux les plus aisés, dans la mesure où plus de 80 % de la population rurale ne pouvait se permettre d'acquérir le système photovoltaïque le plus petit, même à des tarifs subventionnés. La rigueur des exigences pour les demandes de prêt a exclu la majorité de la population rurale. Une autre étude sur la viabilité du photovoltaïque au Manicaland, au Zimbabwe, montre que 65 % de la population rurale n'avait pas les moyens de payer les frais de service, qui représentaient le coût le plus bas possible pour fournir de l'électricité photovoltaïque, et 91,5 % n'étaient pas en mesure de payer le crédit correspondant.

La production et/ou le montage au niveau local ont souvent été proposés comme une voie intéressante pour abaisser le coût des renouvelables. Leur viabilité, toutefois, n'a jamais été démontrée, même si des succès embryonnaires ont été enregistrés pour certaines technologies renouvelables non avancées. Dans le cadre des conditions macroéconomiques actuelles en Afrique, les coûts d'investissement pour la fabrication d'équipements renouvelables sophistiqués peuvent être prohibitifs. Les planificateurs du secteur énergétique, les investisseurs et les responsables politiques doivent donc développer des moyens innovants pour attirer les capitaux ou réduire au minimum le coût total par unité produite.

Les obstacles au niveau des moyens humains

L'introduction de technologies inconnues jusqu'ici, comme les renouvelables, nécessite de développer des compétences techniques. L'importance d'un savoir-faire technique a été reconnue dans la région, mais il continue d'y avoir une pénurie de personnel qualifié. Les connaissances techniques sont nécessaires pour constituer une masse critique d'analystes politiques, de responsables économiques et d'ingénieurs qui seront capables de gérer tous les aspects du développement des renouvelables. La formation d'une main-d'œuvre capable de mettre au point et de fabriquer des équipements pour les énergies renouvelables constitue un préalable au succès de leur diffusion.

Les gouvernements et les ministères africains souffrent d'une pénurie de personnel qualifié dans les renouvelables. Ce déficit est en grande partie responsable de l'état de sous-développement général de la recherche et des moyens technologiques, ainsi que des carences de la gestion des programmes d'énergies renouvelables.

Étant donné les limites de l'expertise technique dans le secteur formel, la situation dans le secteur informel impose un défi encore plus important. Les compétences techniques dans le domaine de la mécanique et de l'électricité sont encore plus difficiles à maîtriser pour les artisans du secteur informel. Ceci peut expliquer le faible taux d'adoption des renouvelables électriques comme le photovoltaïque ou les aérogénérateurs. Les utilisateurs de ces technologies doivent compter sur des expatriés ou des techniciens installés dans les zones urbaines. Le départ de ces experts peut conduire à la fin de ces projets renouvelables.

Quelles priorités à court et moyen terme?

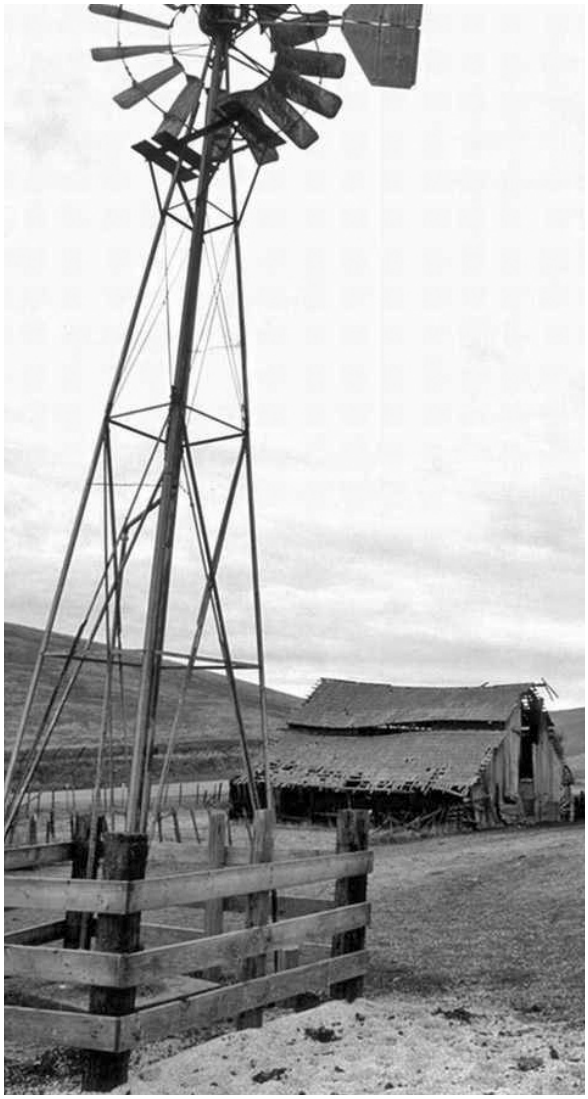
On peut parvenir au développement à grande échelle des renouvelables en Afrique si l'on réussit à surmonter les principaux obstacles en termes de politiques, de finances et de compétences. Avec une approche adéquate, le secteur africain des énergies renouvelables peut devenir un acteur important du secteur énergétique et couvrir les besoins d'une partie importante de la population. Les technologies renouvelables peuvent jouer un rôle significatif dans le développement national en termes de création d'emplois ou de création de revenus et fournir des services énergétiques sans danger pour l'environnement.

Un lobbying dynamique en faveur des renouvelables est nécessaire au niveau des États, de la région et des sous-régions. En Afrique, les renouvelables peuvent être complémentaires des technologies énergétiques conventionnelles.

L'expérience empirique ainsi que les évaluations de projets renouvelables réalisés par l'AFREPREN/FWD au cours des vingt dernières années nous amènent à suggérer les priorités suivantes pour les 5 à 7 ans qui viennent:

- Pour les grands projets énergétiques (au-dessus de 50 MW), privilégier les énergies renouvelables qui sont pleinement compétitives avec les options conventionnelles, comme la géothermie, la cogénération, la petite et moyenne hydraulique et, dans quelques pays, notamment sur le littoral africain au nord et au sud, le grand éolien.
- Pour les applications énergétiques de taille moyenne (capacité équivalant à moins de 50 MW), promouvoir des renouvelables destinées à des activités créatrices de revenus dans le secteur industriel agroalimentaire/forestier comme la cogénération ou la petite hydraulique.
- Pour les applications de petite taille (capacité équivalant à moins de 5 kW), se concentrer sur la promotion des chauffe-eau solaires, des pompes éoliennes et du solaire photovoltaïque pour une utilisation dans des institutions rurales isolées comme des dispensaires, des missions, des hôpitaux et des écoles rurales ainsi que des équipements liés au tourisme sur le littoral ou dans les zones naturelles.
- Au niveau domestique (capacité équivalant à moins de 1 kW), privilégier les renouvelables non électriques comme les cuisinières à biocombustible améliorées qui entraînent d'importantes économies (dans les pays où le charbon de bois est un combustible important) et des avantages en termes de réduction de la pollution de l'air intérieur.

Les technologies renouvelables peuvent jouer un rôle significatif dans le développement national en termes de création d'emplois ou de création de revenus et fournir des services énergétiques sans danger pour l'environnement.



- Des mesures simples et relativement bon marché (en partie sur le modèle de certains aspects de la loi allemande sur le rachat d'électricité) pourraient fournir une plateforme politique/réglementaire pour la promotion des renouvelables. L'île Maurice, par exemple, a réussi à mettre en œuvre une forme adaptée de la mesure de rachat d'électricité pour assurer la promotion de son secteur de cogénération.
- Pour l'Afrique, où d'importantes populations pauvres dépendent de l'agriculture, une priorité devrait être accordée à l'utilisation efficace des déchets agricoles existants pour la production d'énergie. C'est l'option qui présente le moins d'inconvénients pour les pauvres et pourrait apporter des revenus complémentaires aux communautés rurales pauvres. Elle nécessite, toutefois, de mettre en place des mécanismes de répartition des revenus garantissant que les revenus plus élevés retirés de l'exploitation des déchets agricoles sont partagés d'une façon équitable et arrivent à l'ensemble des parties prenantes, y compris aux agriculteurs à faibles revenus. Elle exige en outre de mettre en place un cadre légal et réglementaire permettant le développement d'une exploitation énergétique moderne de la biomasse à partir des résidus agricoles et fournissant, entre autres avantages, un accès au réseau électrique et au marché du carburant routier. Dans certains cas, il sera nécessaire de mettre en place des mécanismes de centralisation efficace des déchets agricoles.

Conclusion

Un certain nombre de renouvelables affichent un bilan positif impressionnant en Afrique, notamment dans la réduction du profil de risque des secteurs électriques et dans la couverture des besoins énergétiques de communautés rurales isolées. Toutefois, le potentiel et les arguments en faveur de la promotion des renouvelables ne sont pas bien exposés dans les documents sur les politiques énergétiques. De ce fait, le financement consacré au développement des renouvelables est minuscule comparé à celui des énergies conventionnelles. En outre, au niveau international, l'intérêt pour les renouvelables est motivé par le changement climatique et des préoccupations environnementales qui sont souvent inapplicables en Afrique.

Pour privilégier le développement des énergies renouvelables en Afrique, il serait donc possible de partir des arguments suivants :

- Un renforcement de la sécurité énergétique découlant d'une réduction de l'exposition au risque de flambée des prix du pétrole à l'importation et des fréquentes pénuries d'électricité hydraulique liées à la sécheresse.
- La disponibilité de ressources renouvelables abondantes et compétitives comme la petite hydraulique, la géothermie et la cogénération.
- La possibilité de fournir des services énergétiques à des coûts compétitifs à des populations rurales isolées, à l'écart du réseau électrique.
- Un potentiel significatif de créations d'emplois et d'entreprises lié aux renouvelables et aux initiatives d'efficacité énergétique.

L'hydroélectricité

Tout au long des 50 dernières années, l'hydroélectricité, la « houille blanche », est apparue comme la source d'énergie idéale car « non polluante » et « renouvelable ». Les grands aménagements qu'elle justifiait permettaient par ailleurs de faire la preuve de la capacité de l'homme à « maîtriser la nature » et « construire l'avenir ».

Il y a 10 ans environ, les promoteurs de cette énergie, tout en rappelant la part modeste de l'énergie hydroélectrique dans la satisfaction des besoins mondiaux en électricité (de l'ordre de 15 % en 1997), identifiaient un potentiel de productions nouvelles « économiquement faisable » très significatif de 6 400 TWh qui viendrait s'ajouter aux 2 500 TWh déjà produits de par le monde.

Ce potentiel de production recouvre en fait plusieurs filières aux caractéristiques de production électrique très différentes :

- *depuis les centrales dites « au fil de l'eau », avec ou sans réservoir de régulation en amont de la centrale jusqu'aux centrales de barrage, avec des retenues suffisantes pour assurer des stockages saisonniers ou intersaisonniers,*
- *depuis les centrales de quelques kW sur des petits cours d'eau jusqu'à des installations de plusieurs milliers de MW sur les plus grands fleuves du monde.*

Parmi tous ces ouvrages, les grands barrages (au nombre de plus de 45 000 au niveau mondial, implantés sur 60 % des fleuves de notre planète) qui remplissent plusieurs fonctions majeures et souvent simultanées (maîtrise des crues, approvisionnement en eau potable, irrigation des cultures en passant par la production d'électricité), malgré les indéniables bénéfices que les populations ont pu en tirer pour leur développement, font depuis une quinzaine d'années l'objet de controverses importantes.

Ces controverses portent principalement sur plusieurs aspects sociaux et environnementaux négatifs de l'édification de retenues de dimensions suffisamment imposantes pour modifier en profondeur les conditions de vie locales des populations et les écosystèmes.

Au titre des impacts sociaux, on impute aux barrages des déplacements forcés de population très importants. On estime ainsi que la création des réservoirs des 45 000 grands barrages actuellement en service a entraîné le déplacement de plusieurs dizaines de millions de riverains. La construction en cours du barrage des Trois Gorges sur le fleuve Yangtze entraîne à elle seule le déplacement de plus d'un million de personnes.

De même, on attribue aux réservoirs des installations des pays du Sud à climat chaud des impacts négatifs sur la santé humaine. En effet, si l'amélioration de l'accès des populations à une eau potable apportée par le barrage est un bienfait incontestable, les réservoirs constituent aussi un habitat de choix pour les parasites endémiques de ces régions comme les moustiques et peuvent donc contribuer à la propagation de maladies tel le paludisme.

Du point de vue de l'environnement, les promoteurs des grands barrages présentent en général l'énergie hydroélectrique comme une énergie renouvelable propre, sans émissions de polluants locaux et peu émettrice de gaz à effet de serre (GES). Cet argument est généralement considéré comme recevable pour les barrages situés dans les zones boréales ou tempérées mais un doute persiste sur sa validité dans les zones tropicales et équatoriales. « Les données préliminaires d'une étude de cas sur un barrage hydroélectrique, au Brésil, montrent que le volume brut des émissions est important, comparé à celui de centrales thermiques équivalentes », peut-on ainsi lire dans le rapport rendu, en 2000, par la Commission Mondiale des Barrages. Comme les lacs naturels, les réservoirs des barrages émettent des GES en raison du pourrissement de la végétation et des apports de carbone du bassin versant. L'argument mérite évidemment d'être pris en considération puisque l'immense majorité des barrages aujourd'hui en cours de construction se situent dans des pays tropicaux ou équatoriaux d'Asie du Sud-Est et d'Amérique latine.

D'autres dégâts potentiels qui concernent des espaces beaucoup plus vastes que les réservoirs eux-mêmes sont souvent évoqués : obstacle à la migration des poissons (exemple bien connu du saumon), perte d'eau par évaporation pouvant entraîner une salinisation de l'eau et une perte de fertilité des terres, pertes des dépôts sédimentaires liés aux crues (comme sur le Nil), etc.

Ces critiques ont d'ailleurs amené la Banque mondiale à publier, en 2003, une « stratégie du secteur des ressources en eau » répondant à certaines de ces préoccupations. L'institution financière estime désormais comprendre les impacts négatifs générés par les barrages et avoir mis en place des mesures d'atténuation des risques suffisantes pour justifier sa ré-implication, après une pause dans ce type de projets.

C'est dans ce contexte, et, bien entendu, sans prétendre apporter des réponses définitives de nature à trancher le large débat qui nous semble rester nécessaire sur le bilan des diverses filières hydroélectriques en termes de développement durable, que nous vous présentons deux contributions à ce débat, l'une sur les grands barrages d'une société industrielle majeure du domaine, Hydro-Québec, l'autre sur le développent de la petite hydraulique dans un grand pays en rapide développement, la Chine.

Électricité et grands barrages : la prise en compte des usages multiples des réservoirs, étape essentielle d'une évaluation rigoureuse

Luc Gagnon

Conseiller principal, changement climatique, à Hydro-Québec. Ses domaines de spécialisation sont les analyses de cycle de vie et l'évaluation des options énergétiques.

Claude Tessier

Chargé de projet en environnement à Hydro-Québec depuis 1987. Il a participé à de nombreuses études d'impacts ou à des formations ou communications concernant des projets hydroélectriques au Québec, en Égypte, en Équateur et en Guinée.

Dans une évaluation stratégique, la comparaison de l'option hydroélectrique avec d'autres options de production d'électricité exige plusieurs nuances, notamment parce qu'il existe une grande variété de projets hydroélectriques [1] :

- Les centrales au fil de l'eau sur des rivières non régularisées. Ce type de centrale ne peut pas moduler sa production pour suivre les changements de la demande d'électricité.
- Les centrales avec réservoir annuel ou interannuel, conçues pour produire de l'électricité en tout temps, selon les besoins.
- Les centrales au fil de l'eau, en aval d'un réservoir et dont la production peut donc être régularisée, comme les centrales avec réservoir.
- Les centrales hydroélectriques avec réservoir qui font partie de projets à usages multiples, notamment pour soutenir l'irrigation, l'approvisionnement en eau potable, la navigation… Dans ces cas, la production d'électricité est parfois une composante mineure, car elle peut être grandement réduite par les autres usages de l'eau.

Souvent, les projets hydroélectriques sont critiqués à cause des impacts suivants : déplacements de population, inondation de forêts ou de terres agricoles. En fait, ces impacts ne sont pas directement associés à la production hydroélectrique, mais plutôt à la création de réservoirs, dont la justification peut dépasser largement celui de la production d'électricité.

L'industrie hydroélectrique reconnaît que ces impacts sont parfois importants et qu'ils doivent être accompagnés de mesures d'atténuation significatives. Ces mesures sont essentielles pour que les projets représentent un progrès en termes de développement durable.

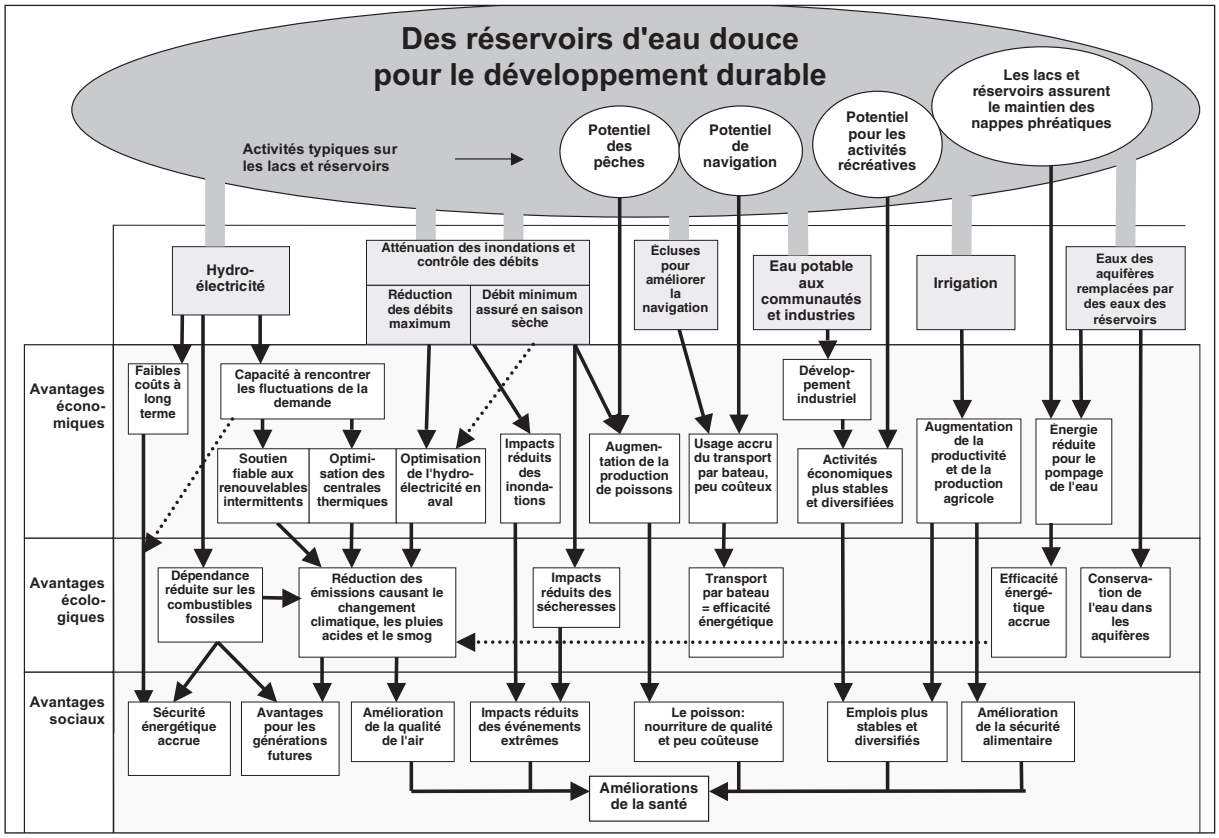
Mais, face aux enjeux posés par les réservoirs, certains ont pris des positions plus radicales, en éliminant toute « reconnaissance » aux réservoirs, de sorte que seules les centrales au fil de l'eau sont acceptables. Par exemple, des processus de certification d'énergie « verte », aux États-Unis (Low Impact Hydropower Institute) ou au Canada (norme Écologo), sont conçus de façon à rejeter tout projet hydroélectrique avec réservoir.

Le but de cet article est de démontrer que ce type d'approche radicale n'est pas rigoureux, car il néglige les usages multiples des réservoirs. Si l'implantation d'un réservoir comporte des impacts réels, l'évaluation doit aussi tenir compte, dans une perspective de développement durable, de ses usages à long terme.

Le schéma en page suivante illustre les nombreux usages et services potentiels des réservoirs [2]. Certains de ces usages et services dépassent largement les enjeux de la production d'électricité.

L'irrigation

Certains climats sont caractérisés par une saison de pluies abondantes, suivie d'une saison sèche. Dans ce type de climat, la production agricole peut dépendre largement des apports en eau d'irrigation, qui peuvent rallonger ou doubler les périodes productives. L'établissement de réservoir permet de conserver de grandes quantités d'eau pour l'irrigation, avec tous les bénéfices associés à un accroissement de la production agricole et de la sécurité alimentaire.



D'autres bienfaits sont moins connus. Les eaux de surface des réservoirs permettent parfois de remplacer l'eau provenant de nappes aquifères profondes, permettant leur conservation à long terme. Il y a aussi amélioration de l'efficacité énergétique, car l'énergie requise pour pomper les eaux de surface est moindre que celle requise pour pomper l'eau des aquifères. De plus, l'existence d'un réservoir maintient les nappes phréatiques plus élevées à sa périphérie, facilitant l'accès à l'eau (par des puits peu profonds).

En somme, si les réservoirs sont parfois critiqués parce que leur création inonde des terres agricoles, il faut aussi tenir compte des gains de productivité agricole procurés par l'irrigation et le maintien des nappes phréatiques.

L'ATTÉNUATION DE L'INTENSITÉ DES CRUES

Une gestion appropriée des réservoirs permet souvent d'atténuer l'intensité des crues annuelles. Cela permet de réduire les impacts économiques et sociaux des inondations. Cette contribution des réservoirs est controversée, parce que les attentes des intervenants sont souvent excessives. Il y aura toujours des événements extrêmes où l'intensité de la pluie est telle que les inondations ne peuvent être évitées, peu importe la taille des réservoirs. Ces situations exceptionnelles ne devraient pas servir à nier les bienfaits d'une meilleure gestion des crues, pour la majorité des années lorsque les pluies saisonnières sont près des moyennes.

LA FOURNITURE D'EAU POTABLE EN SAISON SÈCHE

Les réservoirs peuvent également permettre d'atténuer les impacts des périodes de sécheresse. Encore ici, lorsque les pluies saisonnières sont près des moyennes, la présence de réservoirs peut permettre de fournir de l'eau potable en période de sécheresse. Cette sécurité d'approvisionnement est souvent essentielle pour l'établissement de diverses industries.

Pour les écosystèmes de rivières, la présence de réservoirs peut aussi assurer un débit minimum en période d'étiage. Cette contribution des réservoirs peut procurer des avantages écologiques significatifs pour une rivière.

LA NAVIGATION

Dans certains cas, l'établissement d'un réservoir permet de relever le niveau des eaux d'une portion de rivière, facilitant ainsi la navigation. Dans le cadre de grands

projets, des écluses peuvent même permettre de franchir des portions de rivières qui comportaient auparavant des chutes ou des rapides infranchissables. Lorsque la navigation est favorisée, cela représente un gain important en efficacité énergétique, le transport par bateau étant beaucoup plus efficace que le transport par camion et un peu plus efficace que le transport par train [4].

La pêche sportive ou commerciale

Les portions de rivières perdues par la création d'un réservoir étaient parfois des zones productives, favorables à diverses communautés de poissons. Mais souvent, les réservoirs sont des zones plus productives que les rivières et l'accroissement des superficies en eau permet généralement un accroissement significatif des activités de pêche. Dans le climat tempéré et boréal du Québec, les réservoirs sont souvent considérés comme les meilleurs endroits pour la pêche sportive [3]. Cela a permis l'implantation de plusieurs entreprises de services récréatifs avec les activités économiques associées.

La fiabilité de l'approvisionnement électrique

Revenons au sujet central de plusieurs évaluations stratégiques, la comparaison des options de production d'électricité. Les centrales hydroélectriques avec réservoir assurent un approvisionnement fiable :

- Leur production peut être modifiée très rapidement, à la baisse ou à la hausse, pour rencontrer les fluctuations à court terme de la demande.
- Elles peuvent, grâce aux réservoirs, rencontrer les fluctuations saisonnières de la demande.
- Après une panne générale du réseau, elles peuvent servir à relancer le réseau, alors que d'autres options ont besoin de l'électricité du réseau pour démarrer.

Même si un projet hydroélectrique avec réservoir était conçu exclusivement pour la production d'électricité, il demeurerait injuste de comparer un kilowatt heure (kWh) de ce projet hydroélectrique avec un kWh d'une centrale thermique de base, dont la source d'énergie est souvent le charbon. Alors que les centrales hydroélectriques peuvent fournir tous les services électriques, les centrales au charbon peuvent difficilement s'adapter aux fluctuations de la demande. Ces dernières sont capables de maintenir une réserve tournante pour rencontrer une augmentation de la demande, mais cela réduit leur efficacité globale. (Parmi les centrales de base utilisant des combustibles, seules les centrales diesel sont capables de combler la plupart des fluctuations de la demande).

Il est encore plus injuste de comparer un kWh d'énergie éolienne ou solaire (dont la production est intermittente) avec un kWh d'une centrale hydroélectrique. C'est pourtant ce que la Commission Mondiale des Barrages a fait dans son rapport de 2000, pour recommander de réduire le développement hydroélectrique mondial [5]. En fait, l'énergie éolienne a besoin du soutien d'une autre option très fiable pour compenser l'intermittence des vents. L'hydroélectricité est la meilleure option pour soutenir l'éolien [6].

Il n'est donc pas rigoureux de vouloir remplacer beaucoup d'hydroélectricité par beaucoup d'énergie éolienne, car cette dernière a besoin du développement hydroélectrique (ou d'une autre option très fiable) pour accroître grandement son développement.

D'autres bienfaits des centrales hydroélectriques avec réservoir sont également mal connus. Par exemple, dans un réseau dominé par des centrales thermiques, la présence de quelques centrales hydroélectriques permet de combler les fluctuations à court terme de la demande. Cela évite de faire fluctuer la puissance des centrales thermiques en opération, permettant ainsi d'améliorer leur performance globale.

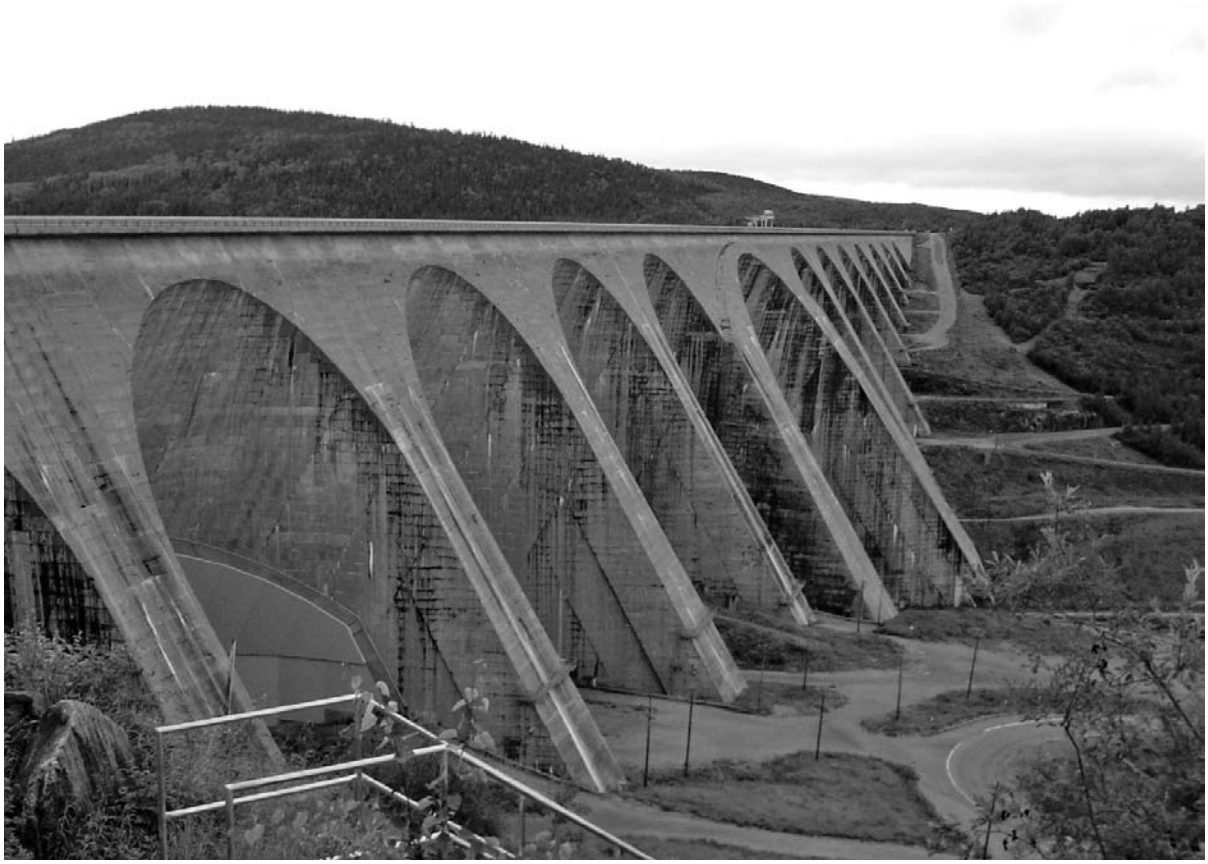
Conclusion

À cause de la grande variété de services fournis par les projets hydroélectriques, il est nécessaire d'évaluer avec soin la performance des projets, en tenant compte du contexte dans lequel ils sont implantés.

Tenant compte des nuances nécessaires, on peut affirmer qu'il est injuste de comparer les kWh d'un projet hydroélectrique avec réservoir, avec les kWh de centrales électriques dont le seul service est la production d'électricité. Les réservoirs procurent souvent de nombreux services et usages que les centrales thermiques, peu importe leur combustible, ne peuvent fournir. D'ailleurs, même les projets hydroélectriques conçus essentiellement à des fins de production électrique servent souvent à atténuer les inondations.

De plus, la production hydroélectrique, avec réservoir ou au fil de l'eau, permet de remplacer l'électricité provenant de combustibles fossiles, réduisant ainsi les émissions responsables du smog, des pluies acides et du changement climatique.

Les centrales hydroélectriques avec réservoir permettent d'améliorer le bien-être et la santé de nombreuses façons : pollution réduite, nourriture saine et peu coûteuse, réduction des impacts des inondations et des sécheresses. Notre propos n'est pas de négliger



les impacts significatifs de la création de réservoirs. Il faut cependant rappeler qu'ils permettent une grande variété d'usages et de services, qui sont parfois ignorés dans des évaluations stratégiques.

[1] International Energy Agency Hydropower Agreement, « Hydropower and the Environment : Present Context and Guidelines for Future Action », 2000, Main report.

[2] Traduction d'une fiche du International Hydropower Association, intitulée *Reservoirs and Hydropower* http://www.hydropower.org/downloads/F2%20Reservoir%20&%20Hydropower%20A3-4.pdf

[3] « Les réservoirs d'Hydro-Québec et les activités nautiques, de villégiature et d'exploitation faunique », www.hydroquebec.com/developpementdurable/documentation/documents.html

[4] Émissions de gaz à effet de serre des options de transport des personnes et des marchandises, site Internet d'Hydro-Québec, http://www.hydroquebec.com/developpementdurable/documentation/pdf/transport_fr_2006.pdf

[5] World Commission on Dams, « Dams and Development, A New Framework », Earthscan, novembre 2000, p. 151-154.

[6] « The requirement that wind capacity be paired with a back up power source exists for base load, intermediate, and peaking applications, since supply must match demand exactly », G. Morgan, J. Apt, L. Lave, Carnegie Mellon University, *The US Electric Power sector and Climate Change Mitigation*, juin 2005, p. 38.

« The costs of wind penetration are lower if hydraulic storage is available, with electrical grids that are more dependant on hydropower better able to integrate intermittent wind and other such power sources », P.C. Benitez, L.E. Dragulescu, G.C. Van Kooten, *The economics of Wind Power with Energy Storage*, Resource and Environmental Economics and Policy Analysis Research group, University of Victoria, Working Paper 2006-02, p. 21.

Le développement de la petite hydraulique en Chine

TRADUCTION DE
JEAN LUC THIERRY

XIANLI ZHU

Elle travaille à titre d'économiste de l'énergie au Centre du PNUE à Risø (URC) du Laboratoire national de Risø, au Danemark. À l'URC, ses travaux portent sur le MDP, sur le sujet plus général de la protection du climat et de la sécurité énergétique dans une perspective de développement durable, ainsi que sur des activités de recherche liées à la Chine.

JIAHUA PAN

Professeur au Centre de recherche pour l'écodéveloppement (RCSD) de l'Académie chinoise des sciences sociales (CASS).

À la différence des grandes centrales hydrauliques, les petites centrales hydrauliques (PCH) représentent un type d'énergie renouvelable qui est à la fois techniquement et économiquement viable aujourd'hui. La Chine offre l'un des exemples les plus réussis de développement de la petite hydraulique, sous l'impulsion de programmes gouvernementaux d'électrification rurale en vigueur depuis longtemps.

La Chine est richement dotée en ressources de petite hydraulique. En Chine, la définition des PCH a évolué avec le temps, et la limite supérieure officielle actuelle de puissance installée de ce type de centrale est de 25 MW. Si l'on se base sur ce critère, il existe des PCH dans plus de 1 600 des 2 862 villes et districts du pays. La plupart des ressources en petite hydraulique sont concentrées en Chine occidentale et centrale et dans les zones littorales, et plus de 70 % d'entre elles sont situées dans des régions isolées et pauvres. Le recours à des PCH pour mener à bien l'électrification rurale a permis à plus de 300 millions de Chinois d'accéder à l'électricité. Dans ce pays, la moitié du territoire, un tiers des districts et des villes et un quart de la population dépendent essentiellement de la petite hydraulique pour leur approvisionnement en électricité.

HISTORIQUE DE LA PETITE HYDRAULIQUE EN CHINE

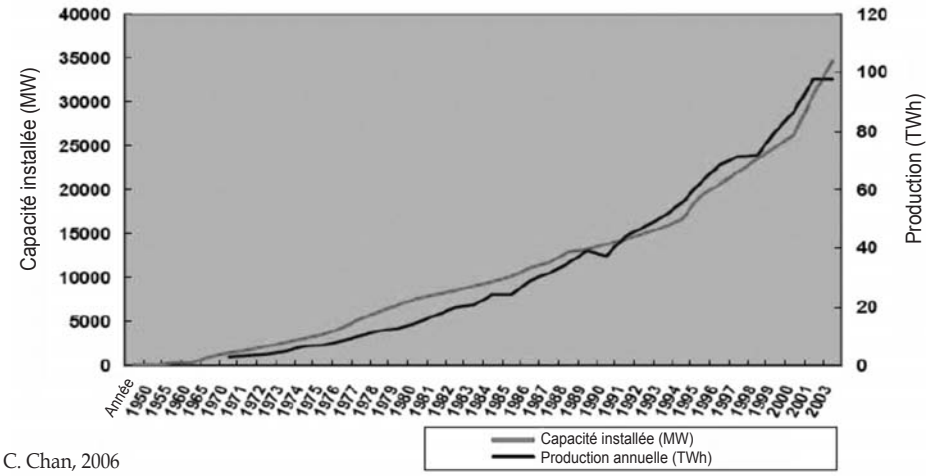
La petite hydraulique a presque 100 ans d'histoire en Chine continentale, la première petite centrale hydraulique ayant été construite dans la province du Yunnan en 1912. Son développement a essentiellement eu lieu après les années 1950, au cours d'une période qui peut globalement être divisée en trois phases :

Phase 1 – Avant les années 1980, le développement des PCH visait principalement à fournir de l'électricité pour l'éclairage dans les zones rurales, la transformation des produits agricoles et l'irrigation. Après la fondation de la République populaire de Chine, pendant plusieurs décennies, les zones rurales n'ont pas eu accès à l'électricité ou ont connu de graves pénuries d'électricité. Pour assurer un approvisionnement aux zones rurales isolées, le gouvernement chinois a décidé de tirer parti des ressources locales et a demandé aux autorités locales de construire et d'exploiter des centrales hydrauliques rurales partout où les conditions le permettaient en respectant les ressources en eau.

Phase 2 – Dans les années 1980 et 1990, les fonctions de la petite hydraulique ont été élargies. Les PCH ont également été encouragées à offrir un approvisionnement en électricité aux entreprises communales et sont devenues un outil important pour dynamiser le développement économique rural, augmenter les recettes fiscales locales et aider les agriculteurs à augmenter leurs revenus.

Phase 3 – Depuis le début de ce siècle, même si les PCH continuent à contribuer à la réduction de la pauvreté et au développement de l'économie locale, elles jouent un rôle de plus en plus important dans la promotion du développement durable, notamment en termes de protection des écosystèmes, de protection de l'environnement et de modernisation rurale.

FIGURE 1
Développement des PCH en Chine



Source : Prof. C. C. Chan, 2006

SITUATION ACTUELLE DES PCH EN CHINE ET FUTURS PLANS DE DÉVELOPPEMENT

Le potentiel de petite hydraulique techniquement exploitable est de 128 GW en Chine, avec un potentiel de production annuelle de 640 TWh, ce qui représente 29,7 % du potentiel hydraulique total du pays et place celui-ci au premier rang mondial.

Depuis les années 1950, la petite hydraulique a connu des mutations importantes en Chine. À la fin de 2005, la Chine avait construit plus de 40 000 petites centrales hydrauliques et la capacité installée totale dépassait 40 GW. Chaque année, la production annuelle dépasse 120 TWh. Ces chiffres correspondent respectivement à un tiers de la capacité installée totale en hydraulique et à un tiers de la production hydroélectrique annuelle de la Chine. Les petites centrales hydrauliques, dispersées sur l'ensemble du territoire, assurent un accès à l'électricité à de nombreux villages ruraux.

Le programme gouvernemental d'électrification des districts ruraux se poursuit. En 2005, le Ministère des Ressources hydrauliques a investi environ 3,35 milliards d'euros dans des travaux d'électrification rurale des districts et 1 876 nouvelles centrales hydrauliques ont été construites, soit une capacité installée totale de 4,1 GW. Le Programme « Apporter l'électricité aux communes » a permis à 1,22 million de personnes d'accéder à l'électricité. Depuis 2000, la capacité des PCH a augmenté en moyenne de 2 000 MW par an, démontrant une vigoureuse croissance annuelle moyenne de 5 à 10 pour cent.

Selon le Programme national chinois de développement des énergies renouvelables, entre 2006 et 2020 la capacité installée totale du pays en petite hydraulique devrait atteindre un total à 93 GW. En outre, le gouvernement chinois prévoit de porter à 4 GW la capacité installée dans chacune de ses 12 provinces et régions autonomes dotées de ressources abondantes en petite hydraulique. Environ 40 territoires seront aussi équipés chacun d'une puissance totale de 1 GW de PCH. La Loi sur les énergies renouvelables a été votée en février 2005 et a mis en place d'autres mesures politiques de soutien aux énergies renouvelables, en particulier aux PCH.

POURQUOI CE DÉVELOPPEMENT RAPIDE DES PCH ?

Un soutien direct du gouvernement dans le cadre de programmes de grande ampleur

Le programme d'électrification primaire rurale des districts par l'hydraulique

Dans le cadre de ce programme engagé en 1983, l'électrification primaire rurale par l'hydraulique a été planifiée dans 600 districts avant l'an 2000. Les critères pour l'électrification primaire rurale d'un district sont notamment : plus de 90 % des ménages du district deviennent des consommateurs d'électricité ; un taux de fiabilité de l'approvisionnement électrique d'au moins 85 % ; une consommation électrique dans le district de

200 kWh par personne et par an. Pendant la période 2001-2005, 400 districts supplémentaires ont été électrifiés, principalement grâce à de la petite hydraulique, assurant ainsi une desserte en électricité sur une superficie de 1,99 million de km^2 dans 24 provinces et à 40,87 millions de familles, soit 152 millions de personnes.

Le programme de modernisation des réseaux ruraux

Le gouvernement chinois a investi 2,13 milliards d'euros dans ce programme engagé en 1988, dans les zones alimentées par les PCH sur la période 1998-2003 pour moderniser les réseaux ruraux. Grâce à ce programme, les pertes en ligne sont passées de 20 % en 1997 à environ 12 % en 2003, ce qui a eu pour effet de réduire le coût total de l'approvisionnement électrique. Simultanément, le tarif de l'électricité payé par les consommateurs des zones rurales et urbaines a été unifié. À la suite de ces mesures, le prix de l'électricité payé par les agriculteurs a connu une baisse très sensible, ce qui a entraîné une forte demande en électricité de la part des agriculteurs, notamment chez les consommateurs dépendant des PCH pour leur approvisionnement en électricité dans les zones rurales isolées. Jusqu'à présent, près de 800 réseaux de districts et plus de 40 réseaux régionaux ont été construits pour la petite hydraulique.

Le programme « Apporter l'électricité aux communes »

Le gouvernement chinois a lancé ce programme en 2002 pour apporter l'électricité aux 1 061 communes (plus de 30 millions de personnes) qui n'y avaient pas encore accès à la fin de 2001. En 2002 et 2003, environ 5 milliards de yuans (500 millions d'euros) d'investissements publics ont été injectés pour électrifier ces communes en conjuguant l'éolien, le solaire photovoltaïque et la petite hydraulique.

Le remplacement du bois de chauffage par l'électricité

La consommation chinoise totale de bois de chauffage se situait aux alentours de 228 millions de mètres cubes en 2001. Ce programme engagé en 2003 devrait réduire des deux tiers la consommation totale du pays en bois de chauffage, permettant ainsi de réduire efficacement les dommages aux forêts et à la végétation causés par la consommation de bois de chauffage.

Le Programme envisage de fournir l'électricité à 28,3 millions de familles, soit 104 millions de personnes, pour la cuisine et le chauffage, d'ici 2020. Il prévoit l'installation annuelle d'une capacité de 24 GW, une augmentation annuelle de la production électrique de 78 TWh et un investissement total estimé à 127 milliards de yuans (12,7 milliards d'euros), dont 50 % viendront du gouvernement.

Au cours de la phase pilote, 27 PCH ont été construites dans 26 districts de 5 provinces, soit une capacité nouvelle supplémentaire de 58 MW et un investissement de 280 millions de yuans (28 millions d'euros). Pour les 300 000 personnes concernées, le prix de l'électricité n'est que de 0,19 à 0,30 yuan/kWh (2 à 3 centimes d'euros), soit 40 % du prix normal.

Il existe d'autres formes de politiques de soutien, notamment des prêts à faible taux d'intérêt, des procédures simplifiées d'autorisation de projet et de l'utilisation des sols, ainsi qu'une priorité dans l'accès au réseau et des tarifs de pointe préférentiels.

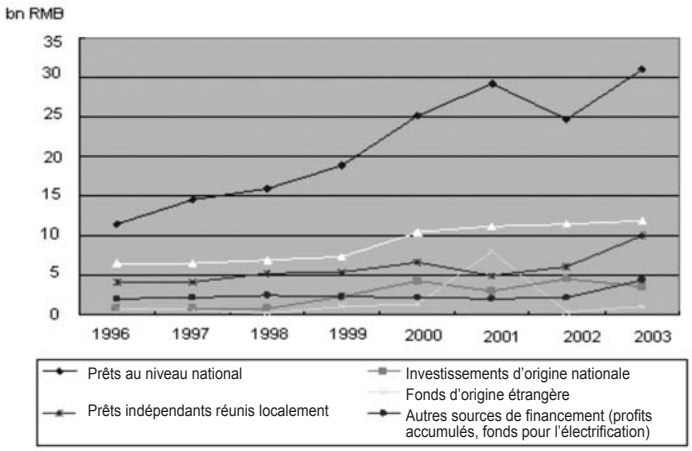
Des politiques de soutien aux investissements privés

Depuis 1994, une taxe sur la valeur ajoutée préférentielle de 6 % est appliquée aux PCH (au lieu de 17 % pour les autres centrales électriques). Même si le taux d'imposition sur les bénéfices des entreprises est de 33 %, certaines régions accordent une exonération fiscale pour les deux premières années d'exploitation et une réduction de moitié de l'impôt pour les trois années suivantes ; certaines régions déduisent la taxe sur les entreprises pour « encourager le développement des PCH ». Il existe d'autres formes de politiques de soutien, notamment des prêts à faible taux d'intérêt, des procédures simplifiées d'autorisation de projet et de l'utilisation des sols, ainsi qu'une priorité dans l'accès au réseau et des tarifs de pointe préférentiels.

Un renouvellement des modes de financement des PCH

Les sources de financement pour la construction des PCH ont beaucoup changé au fil des années. Avant les années 1980, il existait deux modes de financement principaux : les subventions du gouvernement et l'apport de main-d'œuvre des habitants de la localité. Après les années 1980, les sources de financement se sont diversifiées selon deux tendances essentielles : 1) à côté des subventions du gouvernement, la part des prêts bancaires augmente ; 2) les subventions publiques transitent principalement par le fonds pour la réduction de la pauvreté et d'autres financements du

FIGURE 2
Financement des PCH en Chine



Source : C.C. Chan, 2006

gouvernement central et des collectivités locales pour les zones pauvres et isolées.

L'investissement privé a été encouragé à travers la déréglementation de la construction, de la propriété et de l'exploitation des PCH. Les revenus issus des projets électriques sont affectés au soutien à d'autres projets électriques et le gouvernement central accorde une subvention de 20 % (150 yuans/kW). Chaque province est encouragée à fabriquer du matériel de production électrique pour une utilisation locale et le gouvernement central apporte une aide pour les matières premières. Par ailleurs, certaines mesures de raccordement au réseau sont prises pour favoriser l'électricité produite par les PCH.

Du fait de la modicité des exigences d'investissement, de la faiblesse des risques, de la stabilité des revenus et des faibles coûts de fonctionnement de la petite hydraulique, et grâce à l'encouragement apporté par diverses politiques de soutien nationales, il y a eu un bond des investissements privés dans la construction des PCH notamment depuis 2003 à la suite de la pénurie d'électricité observée au niveau national (figure 2).

Les conséquences sociales et environnementales

La petite hydraulique constitue l'une des sources d'énergie renouvelable les moins chères. En Chine, 98 % de l'électricité d'origine renouvelable provient actuellement des PCH. Au niveau de l'ensemble du pays, 55 % de la capacité de production d'électricité propriété d'un district ou d'un niveau inférieur provient des PCH. Ces dernières sont devenues une source d'électricité indispensable dans les zones isolées et/ou pauvres qui ne peuvent bénéficier de l'accès aux grands réseaux.

> En Chine, 98 % de l'électricité d'origine renouvelable provient actuellement des PCH. Au niveau de l'ensemble du pays, 55 % de la capacité de production électrique propriété d'un district ou d'un niveau inférieur provient des PCH.

Tout en satisfaisant la demande en électricité nécessaire au développement économique et social en zones rurales, les PCH ont aussi joué un rôle important dans la dynamisation plus large du développement rural en générant des revenus fiscaux pour les collectivités locales, en augmentant les revenus des agriculteurs pauvres, en protégeant les écosystèmes locaux et en améliorant l'environnement local.

Le développement de la petite hydraulique améliore aussi la situation en ce qui concerne la régulation du débit et la protection des ressources en eau sur des milliers

de rivières. La capacité de stockage totale des PCH dépasse les 100 milliards de mètres cubes, ce qui permet réellement d'améliorer le contrôle du débit et l'approvisionnement en eau pour les zones urbaines et la production agricole. La petite hydraulique accélère la construction des infrastructures, fait progresser le développement et l'agriculture dans les zones montagneuses, et assure une production de céréales stable et de haut rendement. Au cours de la première décennie qui a suivi l'électrification des 100 premiers districts dans les années 1980, la production de céréales dans ces zones a augmenté de 38 %, une progression bien plus rapide que la moyenne nationale.

Les PCH sont donc devenues un élément central du développement social et économique des régions montagneuses du centre et de l'ouest de la Chine, une importante source de revenus fiscaux au niveau local, et une méthode essentielle pour réduire la pauvreté en milieu rural et augmenter les revenus des agriculteurs.

Les PCH font disparaître la pénurie d'électricité dans les zones rurales, ce qui aide à atteindre une croissance rapide de l'industrie locale, des entreprises municipales et villageoises et de l'industrie agroalimentaire. L'expérience de l'électrification rurale dans les zones de montagne a montré que le processus d'industrialisation a été accéléré et que des ajustements fondamentaux ont été apportés à la structure productive, la production industrielle venant à dépasser celle de l'agriculture.

Tirant parti de leurs atouts en termes d'exploitation locale des ressources et d'approvisionnement en électricité décentralisé, les PCH fournissent une électricité bon marché à des zones isolées et montagneuses souvent pauvres et de faible densité démographique. Un approvisionnement en électricité fiable et adapté favorise l'industrialisation des zones rurales et la croissance rapide de tous les secteurs économiques. Ceci développe les possibilités d'emploi pour les habitants de la région et réduit l'exode des populations rurales vers les zones urbaines. Aujourd'hui, 660 000 personnes travaillent pour des entreprises de petite hydraulique et la plupart ont des emplois locaux. Par ailleurs, l'accès à un approvisionnement en électricité bon marché et fiable rend possible l'utilisation des appareils ménagers et de l'éclairage, améliorant ainsi les conditions de vie des agriculteurs.

Les PCH font disparaître la pénurie d'électricité dans les zones rurales, ce qui aide à atteindre une croissance rapide de l'industrie locale, des entreprises municipales et villageoises et de l'industrie agroalimentaire.

Le remplacement du bois de chauffage par l'électricité permet de faire cesser la déforestation et contribue à la protection des écosystèmes. Dans les zones desservies par les PCH, 20 millions de foyers utilisent d'une manière ou d'une autre des appareils de cuisine électriques dans leur vie quotidienne, ce qui permet d'éviter chaque année la déforestation de 130 000 hectares. Dans les districts ruraux électrifiés dans les années 1980, les surfaces boisées ont augmenté de 8 % en dix ans et 4 % en cinq ans dans ceux qui ont été électrifiés au cours de la période 1990-95. Chaque année enfin, la production d'électricité des PCH contribue à une réduction de 100 millions de tonnes d'émissions de CO_2.

RÉFÉRENCES

Chan, C. C., 2006, 'Energy Strategy and Small Hydro Development', 2006, at the International Network on Small Hydropower, www.inshp.org/conclusion/apr2006/Energy%20Strategy%20and%20Small%20Hydro%20Development.pdf

International Small-hydro Atlas, http://www.small-hydro.com/index.cfm

Taylor, S., D. Upadhyay, Sustainable markets for small hydro in developing countries', IT Power, UK, *Hydropower & Dams*, Issue 3, 2005.

Taylor, S., D. Upadhyay, M. Laguna, 'Flowing to the East – Small hydro in developing countries', *Renewable Energy World*, janvier-février 2006, p. 126-131.

UNFCCC, Decision-/CMP.2, 'Further guidance relating to the clean development mechanism', http://unfccc.int/files/meetings/cop_12/application/pdf/cmp_8.pdf

L'éolien

La filière éolienne connaît depuis une dizaine d'années un développement extrêmement rapide dans un certain nombre de pays du monde. Dans certains pays d'Europe d'abord (en particulier au Danemark, en Allemagne et en Espagne) et plus récemment aux États-Unis où de grands programmes de fermes éoliennes raccordées aux réseaux électriques nationaux sont en cours. Mais aussi dans de grands pays émergents comme la Chine et l'Inde, par exemple, avec la double ambition de contribuer à la fourniture d'électricité sur le réseau interconnecté et d'apporter une solution aux habitants des zones rurales privés du réseau interconnecté. Nous avons eu l'occasion dans la première partie d'évoquer longuement les questions qui pourraient se poser si la part de production d'électricité intermittente en provenance de l'éolien devait atteindre une part supérieure à 15 ou 20 % et les solutions envisagées pour y pallier. Mais il ne faudrait pas oublier que la plupart des pays du monde qui possèdent un gisement éolien favorable sont bien loin (y compris en Europe et singulièrement en France) d'atteindre des taux de pénétration de l'éolien à deux chiffres. Il existe donc une marge considérable de développement de cette filière dans de nombreux pays du monde, à la fois pour des applications sur le réseau interconnecté et pour l'électrification des zones isolées. Les considérations développées plus haut sur la nécessité de mesures de régulation des marchés électriques en Europe pour y accueillir l'éolien dans de bonnes conditions sont donc aussi importantes pour les pays du Sud qui, dans de nombreux cas, se proposent d'ouvrir leur marché électrique à la concurrence.

Nous avons choisi de présenter l'expérience éolienne marocaine à travers les deux articles qui suivent.

L'énergie éolienne au Maroc : historique et nouvelles opportunités

SAÏD MOULINE

Ingénieur spécialiste des questions énergétiques et environnementales, il est Consultant Manager chez DIESE Consulting, Président de l'Association Marocaine des Industries Solaires et Eoliennes (AMISOLE) et Président de la Commission Environnement à la Confédération Générale des Entreprises Marocaines (CGEM).

Après le deuxième choc pétrolier, le Maroc, à l'instar de beaucoup de pays disposant de peu de ressources énergétiques conventionnelles, s'est intéressé aux énergies renouvelables. C'est ainsi que, dès 1982, avec la création du Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER), établissement public sous la tutelle du Ministère de l'Énergie et des Mines, le Département de l'Énergie a intégré les énergies renouvelables dans la politique énergétique nationale. Après des phases de prospection, de maturation de l'offre technique et de développement de projets pilotes importants, les énergies renouvelables ont été adoptées par des programmes nationaux de développement, notamment d'électrification et d'approvisionnement en eau potable des zones rurales pour le photovoltaïque et par la mise en œuvre de projets de parcs éoliens de puissance et de centrales thermosolaires.

Concernant l'énergie éolienne, il faut remarquer qu'un des principaux atouts pour le Maroc est tout d'abord son gisement.

LE GISEMENT ÉOLIEN MAROCAIN

Le Maroc bénéficie d'un gisement éolien important avec des régions dépassant 10 mètres par seconde (10 m/s) de vitesse annuelle moyenne du vent. La mise en évidence de ce gisement a été réalisée par le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) avec l'aide de la coopération allemande (GTZ) qui a permis l'installation de plusieurs mâts de mesure sur différents sites et le suivi des données sur des périodes d'au moins une année.

Ce programme se doit d'être développé pour affiner les données dans certaines régions prometteuses. Il a cependant permis de définir les sites où aujourd'hui les grands projets éoliens sont lancés.

Une première carte éolienne du pays a montré que la zone Nord (Tanger à Tétouan) et la bande côtière allant de Tarfaya jusqu'à Lagouira présentent des sites exceptionnels avec des vents réguliers et des vitesses moyennes suffisantes pour développer des projets rentables.

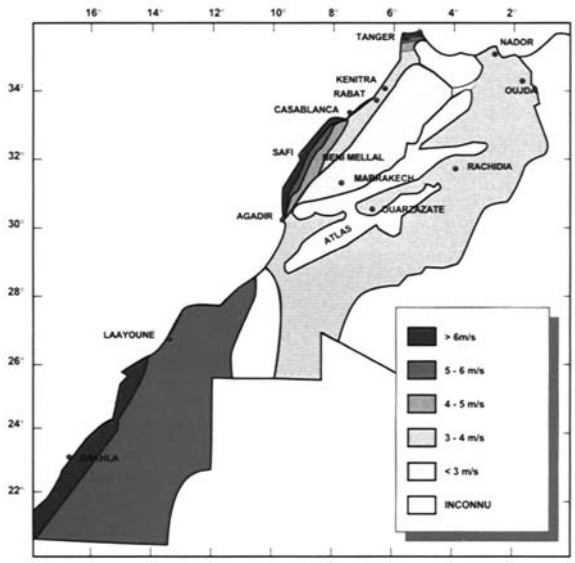
LES PROJETS ÉOLIENS

Parcs d'Abdelkhalek Torres/ Tétouan (50 MW)

Suite à la découverte du site exceptionnel de Koudia El Baida (entre Ksar Sghir et Tétouan) où la vitesse moyenne des vents atteint 11 m/sec (près de 40 km/h), l'ONE a lancé en 1994 un appel d'offres pour un parc éolien de 50 MW selon la formule BTOT (*Build Transfer Operate and Transfer*) où l'ONE reste le propriétaire du parc et le concessionnaire produit et vend l'électricité pendant 20 ans à l'ONE qui est le seul acheteur. En outre, il est prévu que le consortium retenu est responsable de l'exploitation du parc éolien jusqu'à l'expiration du contrat de fourniture de l'énergie électrique à l'ONE et aura la possibilité de négocier une extension de ce contrat, sous réserve d'un accord mutuel entre les deux parties. Si un accord n'était pas conclu pour l'extension du contrat, le parc éolien deviendrait propriété de l'ONE sans aucun paiement supplémentaire.

Après avoir désigné le consortium chargé de construire et d'exploiter le parc éolien, ce dernier a été invité à signer avec l'ONE le Contrat de Fourniture de l'Énergie Électrique (PPA) produite par le parc éolien, pour une période de 20 ans. Le parc A. Torres de 50,5 MW a été mis en service en août 2000. C'est un groupement européen qui a été retenu après la consultation internationale. L'investissement relatif à ce projet s'est élevé à 52 millions $US. L'ordre de grandeur du prix du KWh serait de 70 centimes de Dirham. Le consortium choisi a eu le statut de producteur concessionnaire d'énergie électrique au Maroc.

FIGURE 1
Carte du gisement éolien du Maroc



Source : CDER

Si ce premier projet s'est avéré coûteux pour l'ONE, malgré un productible qui frôle les 200 GWh, les projets qui ont suivi et qui ont utilisé des financements concessionnels ont permis des coûts du KWh éolien relativement bas.

Parc de 3,5 MW à Koudia El Beida

Situé sur le même site que le parc A. Torres, le projet, d'une puissance de 3,5 MW, visait plutôt l'appropriation technologique par l'ONE, dans le cadre d'un financement de la KfW. L'investissement s'élevait dans ce cas à un montant de 8,5 millions de DM en 1996. Avec le financement concessionnel obtenu, et grâce au gisement éolien du site, il donne un KWh très bon marché. C'est sûrement l'un des parcs les plus rentables économiquement au monde.

L'ARRIVÉE DES AUTOPRODUCTEURS

Des producteurs, dénommés alors « autoproducteurs », produisent de l'électricité pour leurs besoins propres et livrent éventuellement l'excédent à l'ONE. Ce sont principalement des exploitations minières, des complexes de traitement des phosphates, des sucreries, des industries de raffinage du pétrole, du papier, du ciment, etc. Pour l'autoproduction avec l'énergie éolienne, la première expérience a été développée par la cimenterie Lafarge qui a réalisé un parc éolien de 10,2 MW. La puissance de 10 MW n'est due qu'à la limite autorisée par la loi concernant l'autoproduction.

Cette expérience a été très concluante pour un parc composé de 12 éoliennes de 850 KW et un productible dépassant 38 GWh. Le coût global du projet a été près de 13 millions de $.

Cette possibilité de développer de l'énergie éolienne par le secteur privé est aujourd'hui lancée et les pouvoirs publics ont récemment annoncé les décisions suivantes :

- Augmenter l'autorisation de 10 MW à 50 MW.
- Fixer un prix de rachat de l'excédent électrique par l'ONE équivalent à 60 % du prix de vente.
- Ouvrir le réseau électrique pour transporter l'énergie électrique des sites de production aux sites de consommation.

Ce dernier point permet de développer des projets pour les autoproducteurs dont les sites de consommation ne sont pas suffisamment ventés.

Déjà un autre groupe cimentier a signé avec l'ONE pour un projet de 50 MW (10 + 40 MW) à Laayoune et d'autres secteurs (sidérurgie, mines, etc.) s'y intéressent sérieusement.

Le Parc éolien d'Essaouira (60 MW)

Implanté sur le site de Cap Sim à 15 km au sud de la ville d'Essaouira, le parc éolien en cours de construction sera d'une puissance installée de 60 MW. La formule choisie n'est pas un BOT dans ce cas, l'ONE ayant obtenu un financement KfW (agence allemande de coopération financière) pour le projet. Après achèvement des études de site et d'impact environnemental, un appel d'offres international pour la réalisation du parc éolien a été lancé par l'ONE en novembre 2004.

Les travaux sont actuellement en cours, pour une mise en service du parc au premier semestre 2007. Le coût global de cet investissement est estimé à 75 millions de dollars.

Le projet de Tanger (140 MW)

Ce projet, d'une puissance prévue de 140 MW, sera composé de 165 aérogénérateurs. L'appel d'offres pour la réalisation de ce parc éolien a été lancé en février 2006. En octobre de la même année, le contrat a été attribué à l'entreprise espagnole Gamesa Eolica.

D'un montant de 330 millions de dollars, les travaux dureront dix-huit mois, et la centrale devra être opérationnelle au cours du premier trimestre 2009. Elle sera construite sur une crête montagneuse entre les wilayas de Tanger et de Tétouan, sur les douars de Bni-Mejmel et de Dhar-Saadane. Le financement sera assuré par la Banque européenne d'investissement (BEI), la KfW, un financement espagnol et par l'ONE.

Enfin, l'ONE prépare un autre projet de 100 MW dans la région de Taza.

Objectif: 20% de l'électricité marocaine sera d'origine renouvelable en 2012.

L'objectif déclaré des pouvoirs publics est d'atteindre 20 % de la production d'électricité par des ressources renouvelables (principalement hydraulique et éolienne) d'ici à 2012. Ceci nécessitera une capacité éolienne de 1 200 MW à cette date. Entre l'ONE qui a programmé 1 000 MW et les autoproducteurs, cet objectif a toutes les chances d'être réalisé.

Les Mécanismes de Développement Propre

Plusieurs projets éoliens ont été inscrits comme projet MDP (Mécanisme de Développement Propre). La cimenterie Lafarge a même conclu un accord de partenariat avec le Fonds Français pour l'Environnement Mondial pour se faire assister dans les démarches nécessaires à l'enregistrement de cette réalisation comme projet de développement propre au niveau international. Cette authentification comme projet MDP permet la certification et l'enregistrement des économies de gaz à effet de serre et ouvre droit, dans le cadre des accords de Kyoto, à des crédits carbone. L'ONE a enregistré son projet d'Essaouira (1,5 million d'URCE) et a pu obtenir un prix de l'ordre de 13 $ par tonne de CO_2 évité. L'Office prévoit aussi près de 4 millions d'URCE dans le cadre du projet de Tanger (140 MW) et 1,5 million d'URCE dans le cadre du projet de Taza (100 MW).

Projet de dessalement d'eau de mer par énergie éolienne

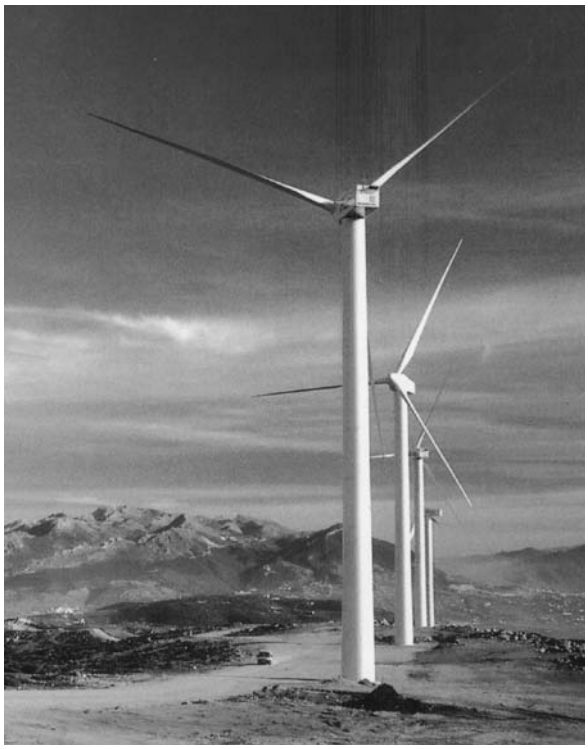
L'Office National de l'Eau Potable a prévu la réalisation d'une station de dessalement de 70 l/s couplée à un parc éolien de 10 MW. Ce projet qui mobilisera un financement par l'Office de plus de 20 millions de dollars prévoit une sous-traitance de l'exploitation au privé pour une durée de 20 ans. Le projet a d'ailleurs été retenu parmi les projets potentiels pouvant bénéficier du MDP.

Les petits projets éoliens

Les données du vent de la station de mesure de Cap Sim (Essaouira) ont été utilisées pour le montage d'autres projets de petites et moyennes puissances:

- Projet MORENA, qui a permis l'installation d'un système hybride Éolien-Solaire-Diesel (un aérogénérateur de 1 kW, des panneaux solaires de 600 Wc et un groupe diesel de 6 kVA) réalisé dans le cadre de la coopération du CDER avec l'ITC (Îles Canaries) dans le village Ouassen (Cap Sim-Essaouira) pour l'électrification d'une école primaire de deux classes, une mosquée et un dispensaire.
- Projet Sidi Kaouki, qui consiste à installer un système hybride Éolien-Diesel (2 aérogénérateurs de 25 kW et un groupe diesel de 30 kVA) réalisé dans le cadre de la coopération du CDER avec l'ONE, la province d'Essaouira et la fondation «Coopération 92» (France) dans le village Sidi Kaouki (région de Cap Sim-Essaouira) pour l'électrification de 30 foyers environ et l'éclairage public du village.

FIGURE 2
Parc éolien de la cimenterie Lafarge, 10,2 MW



Conclusion

Le Maroc a pu, grâce aux nouvelles dispositions prises ainsi qu'aux financements obtenus, relancer la filière de l'énergie éolienne. Avec cette volonté d'atteindre les 1 200 MW de capacité en 2012, une nouvelle opportunité industrielle s'est ouverte. Après la fabrication des mâts, d'autres composants sont étudiés pour une fabrication locale créatrice d'emplois, un atout social qui s'ajoute à l'enjeu environnemental.

La filière éolienne au Maroc : retour d'expérience et vision de l'opérateur électrique quant à l'avenir

Office National de l'Électricité du Maroc, Direction de la communication

L'Office National de l'Électricité (ONE), opérateur historique dans le domaine électrique au Maroc, adopte, depuis quelques années déjà, une politique de développement basée notamment sur la diversification de ses sources d'énergie. Cette situation ne tient aucunement d'un choix arbitraire. Le Maroc ne disposant pas de sources d'énergie fossiles, l'ONE se devait de valoriser les ressources nationales disponibles, dont les énergies renouvelables. C'est ainsi qu'au niveau de la production, d'importants projets de parcs éoliens sont programmés, dont le dernier en date est celui de Tanger pour une puissance installée de 140 MW.

L'Office compte d'ailleurs développer les énergies renouvelables à travers l'initiative 1 000 MW, un projet ambitieux qui s'étale jusqu'en 2012.

Outre l'éolien, d'autres projets d'envergure et destinés à contribuer à l'approvisionnement du réseau électrique national ont déjà été réalisés ou sont en cours de réalisation dans les domaines de l'énergie hydraulique et transferts d'énergie par pompage, du thermosolaire.

À une échelle beaucoup plus micro, l'électrification rurale, surtout concernant le volet Électrifications Décentralisées, s'est appuyée sur les énergies renouvelables : kits photovoltaïques, micro-hydraulique et éoliennes.

En réalité, il faut reconnaître que c'est l'avancée technologique importante dans le domaine de l'éolien qui a poussé les opérateurs du secteur de l'énergie électrique à recourir à l'énergie éolienne comme un des moyens de la satisfaction de la demande.

Les freins au développement de l'éolien

Cependant, ces moyens de production présentent quelques contraintes qui retardent leur intégration aux réseaux et systèmes électriques en général. Une de ces contraintes réside dans le fait que l'énergie produite n'est pas en base.

Une autre contrainte provient du fait que la plupart des éoliennes commercialisées étaient jusqu'à récemment de type asynchrone, ne permettant pas de fiabiliser les réseaux électriques. Cette contrainte a été partiellement contournée techniquement au prix d'une augmentation des coûts des équipements.

Une troisième contrainte, et non des moindres, réside dans les coûts d'investissements élevés de ces équipements. Malgré la maturité acquise, actuellement, dans la fabrication des machines qui devait logiquement induire une baisse des coûts, la forte demande a produit l'effet inverse entraînant ainsi une flambée des prix et une quasi-indisponibilité des équipements à court terme.

L'aventure éolienne de l'ONE : l'ambition d'un développement durable

L'aventure a commencé en 2000 avec la réalisation du parc Abdelkhaleq TORRES géré, dans le cadre d'une concession, par la Compagne Éolienne du Détroit (CED). L'ONE a, en parallèle, installé un parc modèle destiné à la formation et l'acquisition de l'expérience dans le domaine de l'éolien.

Pour des questions liées au coût élevé et à l'indisponibilité de mesures de vent suffisamment fiables, un autre projet qui était programmé juste après celui de Abdelkhaleq TORRES n'a pu voir le jour.

Vient ensuite le projet du parc éolien d'Essaouira de 60 MW qui a consacré la maîtrise d'œuvre des équipes de l'ONE et dont la mise en service est prévue pour le second trimestre 2007.

Après une phase qu'on pourrait qualifier de « phase projet », l'ONE est passé actuellement à une « phase programme » dont les principales étapes concernent :

- La prospection des sites potentiels pour l'installation de parcs éoliens.
- L'étude d'intégration des éoliennes au réseau national et à différents points d'injection selon les caractéristiques locales du réseau.
- La réalisation des mesures et l'évaluation certifiée du gisement éolien.
- La programmation et la réalisation des parcs éoliens.

Avec les projets qui ont été réalisés, l'opérateur ONE a acquis la maîtrise dans le développement de l'éolien.

VISION DE L'OPÉRATEUR ET AVENIR DE LA FILIÈRE

L'ONE a décidé de mettre en œuvre une puissance éolienne de 1 000 MW d'ici à 2012. Les sites potentiels de ces parcs se situent principalement au nord et sur la côte sud du pays.

S'inscrivant dans la stratégie d'ouverture de l'économie marocaine aux investissements privés, ces équipements seront également réalisés dans le cadre de la production indépendante.

Mais sans subvention et sans une pérennisation des encouragements offerts par le Mécanisme de Développement Propre (MDP), cette filière ne saurait être promue dans les pays en développement. La logique de financement projet doit aujourd'hui évoluer vers une logique de financement programme par la mise en place d'un fonds de financement auquel participeraient les différentes institutions financières.

La logique de financement projet doit aujourd'hui évoluer vers une logique de financement programme par la mise en place d'un fonds de financement auquel participeraient les différentes institutions financières.

L'ONE, UNE ENTREPRISE ENGAGÉE DANS LE PROCESSUS DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Le projet du parc éolien d'Essaouira de 60 MW, a été enregistré au programme MDP en 2001.

D'autres projets de l'ONE figurent dans le portefeuille MDP Marocain comme le parc éolien de Tanger de 140 MW permettant une réduction d'émissions de CO_2 de 0,4 million de tonnes/an.

Tous ces projets représentent un potentiel important en termes de génération de Certificats d'Émissions Réduites (9,7 millions de CERs), ce qui représente 60 % des CERs totaux approuvés par le MDP et que les projets que développe l'ONE représentent 94 % de ce potentiel.

Le solaire thermique

Quand on évoque le solaire thermique, on pense généralement à la production d'eau chaude sanitaire ou d'eau chaude pour alimenter un circuit de chauffage domestique connu sous le vocable de « solaire actif » (voir fiche solaire thermique dans la partie Repères). S'y ajoutent les applications thermiques ou électriques du solaire à haute température obtenu par concentration du rayonnement, dont les applications restent encore peu développées (voir la fiche solaire thermodynamique dans la partie Repères). Mais il ne faut pas oublier pour autant l'énorme potentiel d'économie d'énergie que représente ce qu'on appelle « le solaire passif » et qui regroupe l'ensemble des dispositions architecturales et constructives qui ont pour but de tirer parti au mieux du climat et de l'ensoleillement local pour assurer le confort thermique et visuel des habitations ou des locaux industriels ou tertiaires. C'est tout le domaine de l'architecture bioclimatique qui est ici en cause et qui représente un enjeu majeur d'économies d'énergies pour les parcs de logements, les parcs tertiaires et les locaux industriels sous tous les climats. Mais, comme les développements récents dans ce domaine mériteraient à eux seuls un numéro complet de la revue, nous avons choisi de nous contenter de l'évoquer ainsi brièvement dans cette livraison et de nous concentrer sur le « solaire actif » avec l'évocation de l'expérience tunisienne de diffusion des chauffe-eau solaires.

Chauffe-eau solaires en Tunisie : le programme PROSOL

RAFIK MISSAOUI

Ingénieur en Génie industriel, il a été Chef de Service dans une banque de développement en Tunisie, thésard et chargé de mission à l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie en France, puis Responsable Maghreb au bureau d'études Transénergie. En 2000, il a créé son propre bureau d'études et de conseil en Tunisie (ALCOR).

L'ÉTAT DU MARCHÉ DES CHAUFFE-EAU SOLAIRES

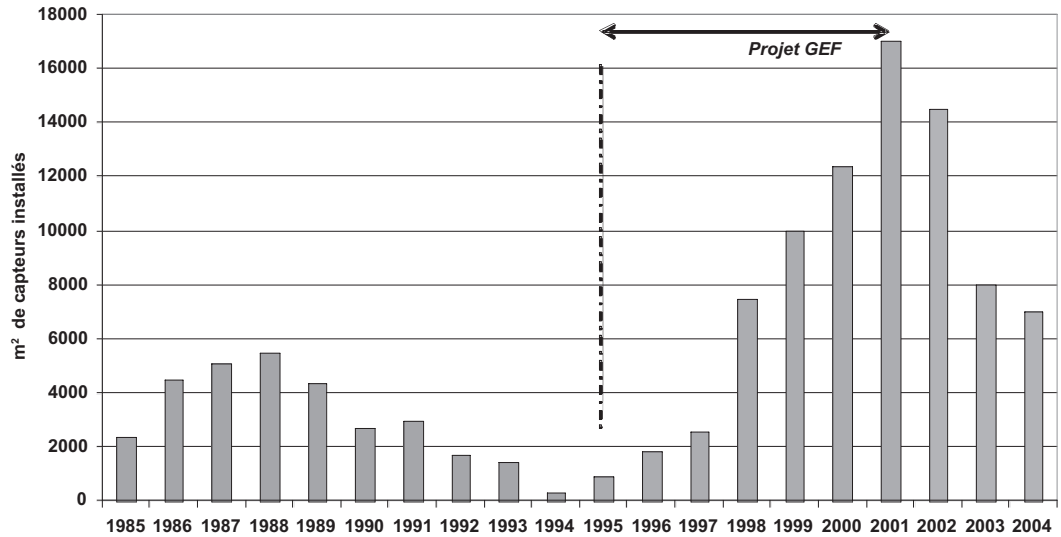
L'expérience tunisienne de diffusion des chauffe-eau solaires (CES) a démarré au début des années 80, avec une fabrication nationale par la société publique Serept Énergie Nouvelle (SEN). Cette fabrication était relayée par une commercialisation basée sur un système de crédit au consommateur d'une durée de 7 ans (crédit à la production). La Société Tunisienne d'Électricité et de Gaz (STEG) assurait la collecte des remboursements à travers la facture d'électricité.

Pour des raisons de maîtrise technologique, le marché a connu de sérieuses difficultés : il est passé d'environ 5 000 m² par an à la fin des années 80 à quelques centaines de m² au milieu des années 90.

Pour tenter de redynamiser le marché, le gouvernement tunisien a lancé en 1995, grâce à un financement du Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM), un programme ambitieux visant la diffusion de 50 000 m² jusqu'en 2003. L'approche du programme était basée sur une subvention à l'achat à hauteur de 35 % ainsi que sur la mise en place de procédures de contrôle de qualité afin de rétablir la confiance du consommateur.

Ce projet a permis de relancer le marché, de rétablir l'image de la technologie solaire et de créer un véritable tissu d'opérateurs locaux. Toutefois, il s'est arrêté en fin 2001 avec l'épuisement du fonds prévu pour la subvention (6,6 millions $US). Depuis, la diffusion du CES a largement baissé, d'environ 18 000 m² en 2001 à moins de 8 000 m² en 2004.

FIGURE 1
Évolution du marché du CES en Tunisie 1985-2004



LE MARCHÉ POTENTIEL ET LES CONTRAINTES À SON DÉVELOPPEMENT

La Tunisie dispose d'un potentiel *technique* (qui ne prend pas en compte les contraintes économiques, financières et organisationnelles de la filière) de chauffe-eau solaires important qui dépasse 1,5 million de m^2 à l'horizon 2010 et 2,5 millions de m^2 en 2020. Compte tenu du prix actuel des énergies conventionnelles pour l'usager en Tunisie, le chauffe-eau solaire n'est en effet pas compétitif par rapport au chauffe-eau à GPL, à gaz naturel et même au chauffe-eau électrique. Le coût initial d'acquisition du chauffe-eau solaire, nettement plus élevé que les chauffe-eau conventionnels, constitue également un frein pour sa diffusion à grande échelle. Pourtant, la diffusion du chauffe-eau solaire reste rentable pour la collectivité, compte tenu des cours mondiaux des combustibles conventionnels et des perspectives de leur évolution.

Dans les circonstances actuelles, le marché du CES en Tunisie ne peut donc se développer massivement sans soutien extérieur. Ces mesures de soutien devraient avoir pour objectif, d'une part, la levée de l'obstacle lié à l'investissement initial et, d'autre part, l'amélioration de la rentabilité relative du CES pour le consommateur final.

La figure 2, issue de l'étude stratégique réalisée dernièrement par l'Agence Nationale pour la maîtrise de l'énergie (ANME), présente le développement du marché selon le scénario laisser-faire et selon un scénario volontariste basé sur de tels mécanismes de soutien (subvention d'investissement + crédit au consommateur). L'étude montre que malgré l'effort financier public, ce scénario reste largement rentable pour la collectivité.

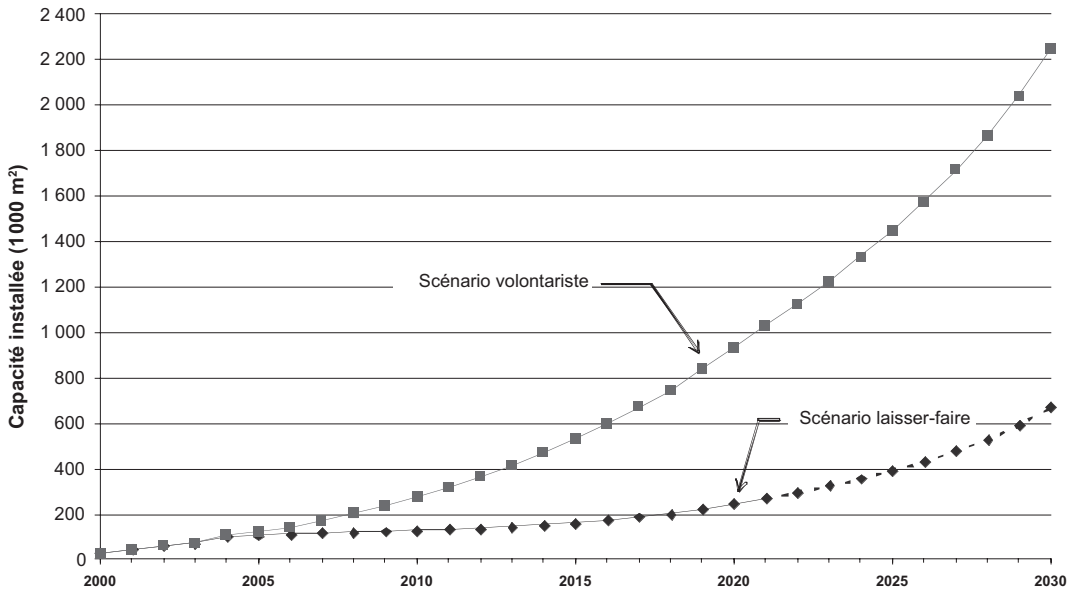
LE GISEMENT D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

La figure 3 présente l'énergie primaire économisée et les émissions évitées annuellement selon les deux scénarios laisser-faire et volontariste.

Dans le premier scénario, les économies annuelles d'énergie primaire seraient de 28 ktep en 2010, 82 ktep en 2020 et 175 ktep en 2030. Dans le scénario volontariste, les émissions évitées sont estimées à 65 $kTECO_2$ en 2010, 190 $kTECO_2$ en 2020 et 410 $kTECO_2$ en 2030.

En termes de cumul, les économies d'énergies escomptées seraient de 160 ktep sur la période 2000-2010, 700 ktep sur la période 2000-2020 et 2000 ktep sur la période 2000-2030. Sur les mêmes périodes, les émissions évitées[1] seraient respectivement de 360 $kTECO_2$, 5 $MTECO_2$ et 40 $MTECO_2$.

FIGURE 2
Parc installé de chauffe-eau solaires dans les secteurs résidentiel et tertiaire selon les scénarios laisser-faire et volontariste



Source : Étude stratégique sur le développement des ENRs en Tunisie, ANME, 2003.

1. Calculées sur toute la durée de vie des CES.

FIGURE 3A
Économies annuelles d'énergie primaire dans les secteurs résidentiel et tertiaire selon les scénarios laisser-faire et volontariste

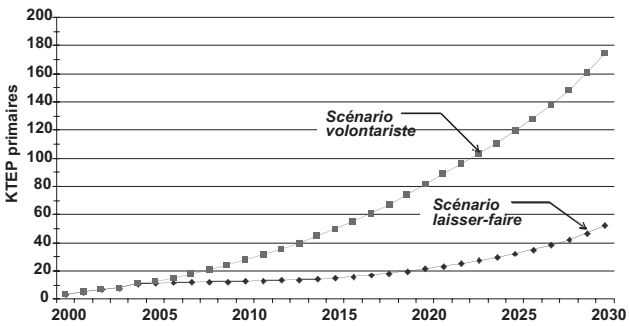
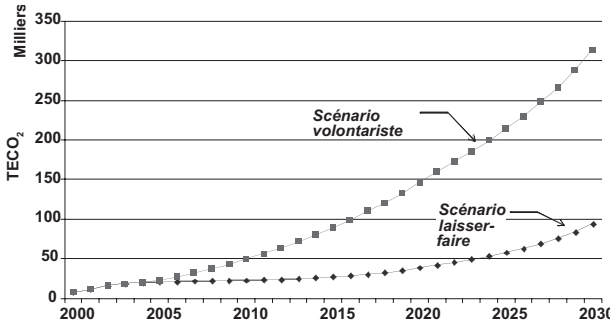


FIGURE 3B
Émissions annuelles évitées dans le secteur résidentiel selon les scénarios laisser-faire et volontariste



L'INGÉNIERIE FINANCIÈRE DU PROJET PROSOL

Conscient des enjeux précédemment présentés, l'État tunisien a décidé de mettre en place un programme ambitieux de développement pérenne de la filière du chauffe-eau solaire en Tunisie. Il s'agit du programme PROSOL.

Les objectifs du programme

Sur le plan quantitatif, le programme PROSOL Tunisie vise à installer environ 300 000 m² de capteurs solaires sur la période 2005-2009 et de redresser ainsi la tendance rapide à la baisse de marché, enregistrée depuis la fin du programme FEM. Sur le plan qualitatif, le programme vise un développement durable de la filière du CES en Tunisie à travers les sous-objectifs suivants :

- Mettre en place des mécanismes de financement pérennes de la filière du CES.
- Faire connaître aux banquiers le CES et les convaincre de l'existence d'un potentiel de marché réel et de la pertinence de la démarche envisagée.
- Encourager les banques à être plus volontaristes dans le soutien des opérateurs du secteur (fabricants, ensembliers, importateurs, etc.).
- Optimiser les coûts de financement à travers la sécurisation financière des mécanismes mis en place.
- Créer un effet de levier en drainant l'argent des banques vers le financement de la filière.
- Assurer une garantie de qualité des installations solaires sur le marché en instaurant des exigences techniques minimales et une charte de qualité.

Les mécanismes financiers et institutionnels

Les mécanismes financiers mis en œuvre dans le cadre du programme PROSOL s'articulent autour de la suppression de deux principales barrières au niveau du consommateur final : la lourdeur de l'investissement initial et le temps de retour élevé en comparaison avec les autres technologies conventionnelles.

Pour ce faire, ces mécanismes reposent sur deux principaux dispositifs utilisés conjointement :

- L'octroi d'une subvention publique de 100 dinars par m² de capteur sur chaque achat de CES pour améliorer le temps de retour pour le consommateur final.
- L'octroi au consommateur d'un crédit remboursable sur une durée de cinq ans, avec un recouvrement assuré via la facture de la Société Tunisienne d'Électricité et de Gaz (STEG).

Durant la phase pilote du projet (2005-2006), le programme bénéficie de l'appui du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) qui assure dans le cadre du programme MEDREP la bonification du taux d'intérêt à hauteur de 7 %. Le Ministère italien de l'Environnement, via le Centre Méditerranéen des Énergies Renouvelables (MEDREC), participe au financement de la subvention publique accordée pour l'acquisition des chauffe-eau solaires.

Sur le plan institutionnel, le programme PROSOL implique la participation de cinq acteurs majeurs :

- L'Agence nationale de maîtrise de l'énergie (ANME), chef de file du projet, est responsable de la mise en place et de l'exécution du programme, à travers une unité spécifique chargée du programme CES (désignée par Unité de Gestion du programme CES : UG-CES).

- Les fournisseurs de CES, qu'ils soient fabricants ou importateurs ;
- Les Banques des fournisseurs de CES qui avanceront les fonds nécessaires à ces fournisseurs, et les recouvriront par l'intermédiaire de la STEG.
- La STEG qui assurera le recouvrement des crédits octroyés via les factures bimestrielles (ou mensuelles) d'électricité.
- La banque intermédiaire, en l'occurrence la STB, où sera logé le compte bancaire de PROSOL Tunisie, recevra, directement, les sommes collectées par la STEG.

À côté de ces intervenants directs, il en existe également d'autres, comme le programme PNUE-MEDREP qui est à la base de l'idée du mécanisme de financement, le Ministère de l'Industrie, de l'Énergie et des Petites et Moyennes Entreprises, le Ministère des Finances, le MEDREC qui finance une partie de la subvention, et enfin l'Association Professionnelle des Banques (APB) qui a accompagné la mise en place de l'opération.

La figure 4 présente de manière simplifiée les flux financiers mis en œuvre dans le cadre du programme PROSOL :

- Ainsi, à l'issue de l'installation du CES, le client paie au fournisseur des frais de dossier ainsi que le différentiel entre le prix du CES, d'une part, et la subvention et le crédit, d'autre part.
- Le fournisseur reçoit ensuite une subvention de 200 dinars par CES de 200 litres (2 m² de capteurs) et de 400 Dinars par CES de 300 litres (4 m² de capteurs) qui lui est versée directement par l'ANME.
- Un apport bancaire de 750 dinars par CES de 200 litres et de 950 dinars par CES de 300 litres lui est versé directement par sa banque. Cet apport représente, en fait, un crédit accordé indirectement aux acquéreurs de CES, via les fournisseurs de CES, et dont les remboursements seront effectués à travers les factures de la STEG.
- Enfin, la STB procède régulièrement au virement à la banque du fournisseur des montants correspondant à la bonification du taux d'intérêt.

La figure 5 présente de manière simplifiée l'organisation pratique des opérations réalisées dans le cadre de PROSOL :

FIGURE 4

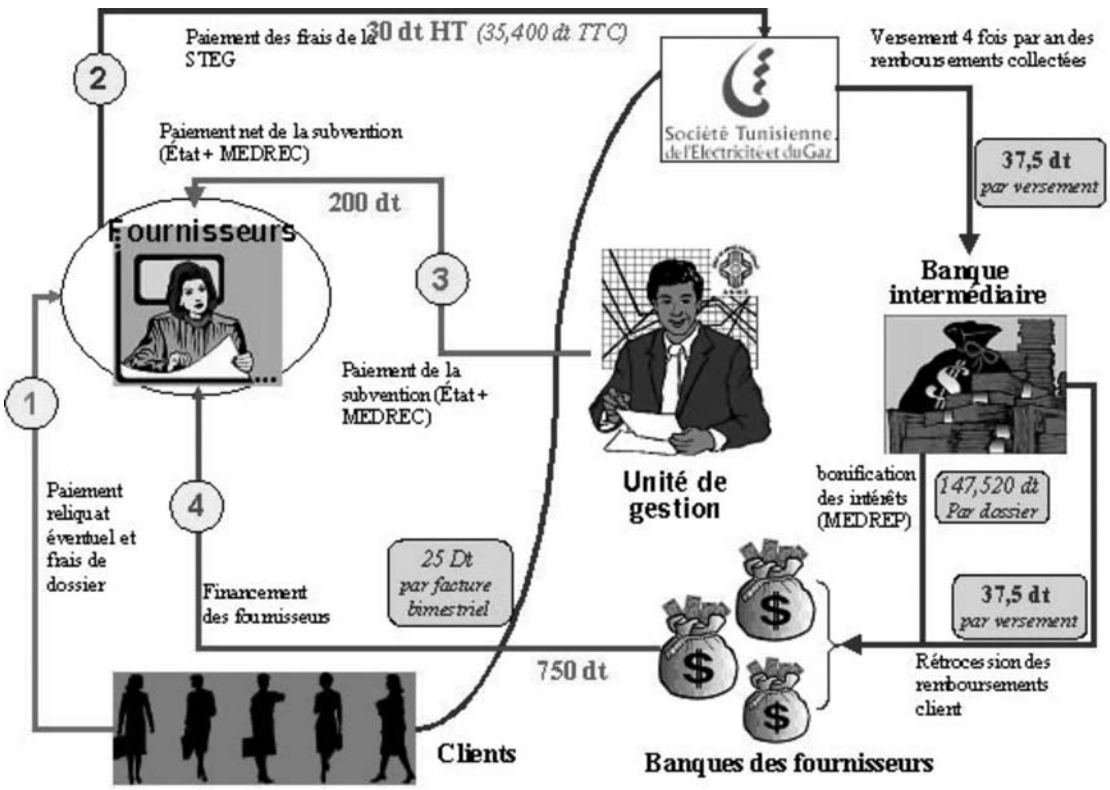
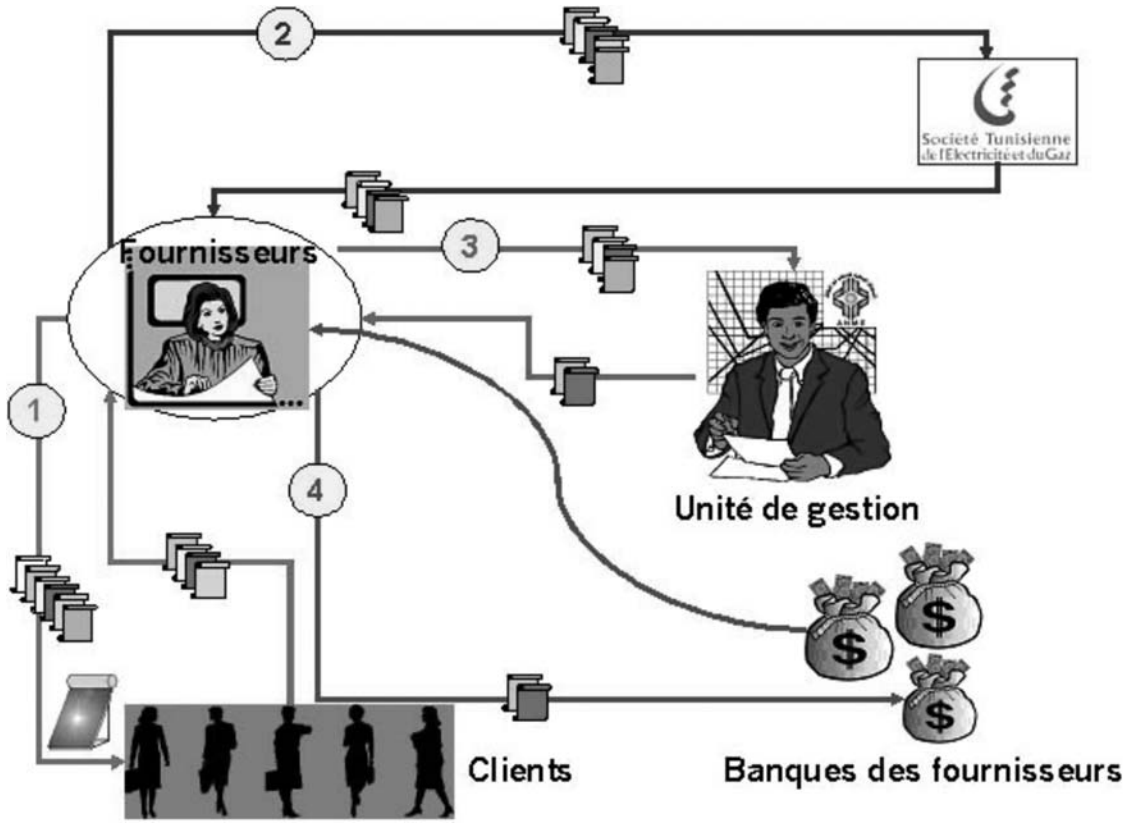


FIGURE 5



- Pour bénéficier des avantages du programme PROSOL, le client doit disposer d'un contrat de fourniture avec la STEG (compteur d'électricité) en son nom. Il doit par ailleurs préparer, en plusieurs exemplaires, un dossier intégrant essentiellement un formulaire de demande de crédit et une déclaration autorisant la STEG à intégrer les montants des remboursements dans les factures (mensuelles ou bimestrielles) et à interrompre la fourniture d'électricité en cas de non-paiement.
- Immédiatement après l'installation des CES, le fournisseur ou son représentant regroupe plusieurs dossiers individuels et les dépose à l'Agence Commerciale STEG des clients concernés, qui les saisit dans son système informatique. À partir de cet instant, une ligne remboursement CES apparaît automatiquement dans les factures STEG qui parviennent aux clients.
- Les fournisseurs transmettent des lots, composés d'au moins 10 dossiers visés par la STEG, à l'UG-CES logée à l'ANME, qui les traite, et procède au paiement de la subvention de l'État.
- Une fois les lots de dossiers récupérés, le fournisseur contacte sa banque, en présentant les lots de dossiers dûment signés et visés par la STEG et par *l'UG-CES*, et en obtient les montants des crédits correspondants immédiatement.
- Le compte de PROSOL Tunisie, qui est logé à la STB, reçoit les sommes collectées de la STEG, représentant les remboursements du principal des crédits octroyés, à raison de quatre virements par an. Ensuite, et sur la base des instructions de l'UG-CES, ces sommes sont réparties sur les comptes bancaires des fournisseurs de CES concernés.
- La STB reçoit également des virements provenant du PNUE représentant les intérêts des crédits accordés. Sur instruction, de l'UG-CES, la STB en assure la répartition aux banques, après que celles-ci lui aient transmis les lots pour lesquels elles ont déjà avancé les montants des crédits.

La mise en œuvre du programme PROSOL est régie par un manuel de procédures détaillé élaboré en étroite concertation avec les différents acteurs concernés. Le suivi de l'ensemble des opérations par

l'UG-CES est assuré grâce à un logiciel de gestion intégrée (Management Information System), développé spécialement à cet effet.

Le contrôle de qualité

La promotion de la qualité des installations solaires est un objectif central du programme PROSOL Tunisie. Cet objectif est recherché à travers plusieurs mesures :

- Mise en place d'un cahier des charges d'éligibilité des fournisseurs au programme, exigeant que le fournisseur soit établi en société de droit tunisien, disposant des compétences nécessaires et représenté (à travers des installateurs) dans les gouvernorats où il souhaite commercialiser ses produits.
- Exigence d'une garantie de dix ans sur les capteurs et de cinq ans sur les ballons.
- Mise en place d'un cahier des charges techniques imposant des performances techniques et thermiques minimums des équipements solaires.
- Mise en place d'un système d'agrémentation des installateurs, sur la base d'une formation pratique fournie par l'ANME.
- Instauration d'un système de visites de contrôle inopinées des installations et des fournisseurs par l'UG-CES.
- Instauration de sanctions aux fournisseurs en cas de fraude ou de non-respect des règles techniques (retrait de l'agrément, amendes, etc.).

Les impacts du programme PROSOL

La réalisation du programme PROSOL devrait permettre une économie d'énergie primaire cumulée d'environ 620 ktep sur la durée de vie des CES installés sur la période 2005-2009.

Ces économies d'énergie primaire se traduiront par :

- Une économie en devises d'environ 570 MDT, ce qui contribuera à l'amélioration du solde de la balance des paiements.
- Un montant évité de subvention de l'État sur la consommation du GPL pour le chauffage de l'eau sanitaire d'environ 285 MDT, contre un montant global de la subvention d'investissement du CES d'environ 30 MDT, ce qui contribuera à réduire sensiblement le déficit budgétaire public.
- Un évitement des investissements nécessaires pour le renforcement des capacités de stockage du GPL, pour satisfaire l'augmentation des besoins liés au chauffage de l'eau.

À ces impacts directs, il faudra ajouter les impacts en termes de volume d'affaires généré par le programme. Ce volume de marché peut être estimé, sur la période 2005-2009, à plus de 150 MDT.

Sur le plan social, les emplois qui seront créés dans le cadre du programme à l'horizon 2009, peuvent être estimés à plus de 2 000. La valeur sociale de ces emplois est d'autant plus importante que ces derniers sont essentiellement des emplois de proximité, créés dans les régions par l'activité d'installation et de services après-vente.

Les premiers retours d'enseignements de PROSOL

La réaction du marché

Les premières réalisations montrent que le mécanisme du programme PROSOL a effectivement permis de palier la baisse de la demande engendrée par la fin du programme FEM et de relancer la dynamique du marché (figure 6). En effet, en 2005, alors que le programme n'a démarré effectivement qu'au mois d'avril, les réalisations étaient de 23 000 m² de capteurs, soit 35 % de plus que la meilleure année du programme FEM (17 000 m²). En 2006, plus de 35 000 m² de capteurs ont été installés, le double de la meilleure année enregistrée lors du programme du FEM.

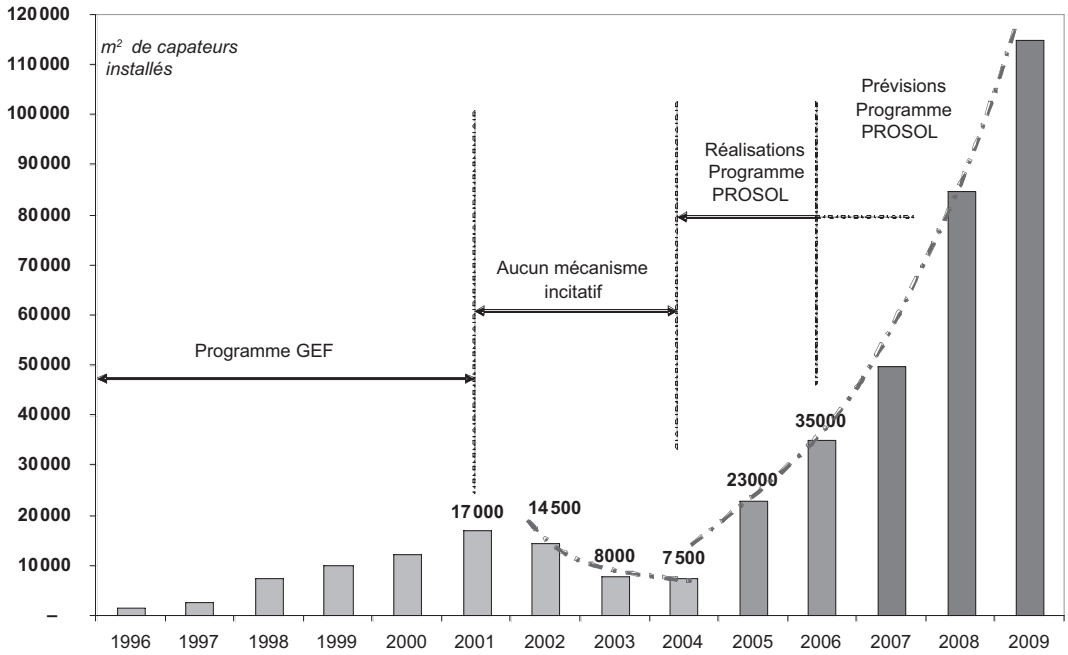
Par ailleurs, il est important de mentionner que le marché a été en partie freiné par l'insuffisance de l'offre qui devrait mettre un peu de temps pour s'adapter à la hausse rapide de la demande. Des délais de livraison relativement longs ont été parfois enregistrés à cause de cette situation.

L'impact sur l'offre

Le rythme de réalisation devrait donc naturellement s'accélérer avec le renforcement de l'offre locale qui va se développer dans les années à venir. En effet, le signal positif donné par l'État, et qui s'est traduit par la dynamisation du marché, a eu un effet immédiat en termes d'attraction d'investissements locaux et internationaux dans l'industrie du CES en Tunisie.

En 2005, quatre fournisseurs dont 2 fabricants étaient conventionnés avec le programme PROSOL et effectivement opérationnels. Fin 2006, on compte plus de 10 fournisseurs dont 5 fabricants et assembleurs. L'année 2007 connaîtra l'entrée en production d'au moins 2 nouveaux fabricants de CES en Tunisie. Certains de ces fabricants sont d'envergure internationale et profitent de l'assise offerte par le marché tunisien pour se positionner sur le marché régional, maghrébin et africain.

FIGURE 6
Premières réalisations et prévisions du programme PROSOL



Par ailleurs, l'accroissement de la demande a incité certains fournisseurs à introduire, pour la première fois sur le marché tunisien, de nouvelles techniques solaires telles que le tube sous vide. Cela est de nature à diversifier l'offre technologique et mieux répondre ainsi aux différents segments de la demande.

Enfin, malgré la flambée des prix de certaines matières premières essentielles dans la fabrication des CES (acier et cuivre, notamment), les prix de ces derniers sont restés relativement stables depuis le démarrage du PROSOL, grâce à l'instauration d'un marché concurrentiel. Les augmentations des coûts de facteurs ont été bien compensées par les gains de compétitivité et les économies d'échelle réalisées par les fournisseurs.

La structure de la demande

L'un des effets observés du PROSOL est l'inversion de la structure de la demande en termes de capacités des CES installés, et ce, grâce aux modalités des crédits de financement offerts. En effet, la répartition de la demande entre les CES de 200 litres et ceux de 300 litres était avant le programme de respectivement 70 % et 30 %. Actuellement, la part des CES de 300 litres représente environ 60 % du marché. Cette évolution correspond à une meilleure satisfaction des besoins des ménages en eau chaude.

En termes de modalités de paiement, l'analyse des premiers résultats de PROSOL montre qu'environ la moitié des achats des CES est payée par crédit. Les payements au comptant correspondent au segment de marché des ménages relativement riches, pour lesquels l'investissement initial pour l'acquisition du CES ne constitue pas réellement une barrière. Dans l'avenir, la part des financements par crédit risque d'augmenter après l'épuisement progressif des segments supérieurs de la demande.

LES PERSPECTIVES D'AMÉLIORATION DU MÉCANISME

Du fait de son caractère pilote, l'ANME assure un suivi et une évaluation continue du programme PROSOL, rendue possible grâce au MIS (*Management Information System*) mis en place dans le cadre du programme ainsi qu'à l'approche de consultation permanente instaurée avec les différentes parties prenantes de la filière (fournisseurs, banques, STEG, etc.).

Sur la base des premières évaluations, des actions d'amélioration ont déjà été identifiées et discutées avec les parties prenantes. Certaines actions ont déjà été mises en place et d'autres le seront à court terme.

Parmi les améliorations de fond, il faut citer en particulier le fait que dans le nouveau mécanisme, l'endettement inhérent au financement des ventes de CES ne sera plus supporté par les fournisseurs, ce qui permettra d'alléger notablement la structure de leur bilan. La responsabilité juridique du remboursement du

crédit sera assumée directement par le client final, mais le paiement des banques sera garanti par la STEG.

Après la première année de rodage des procédures, les versements aux banques des remboursements de crédits collectés par la STEG sont effectués aujourd'hui à des échéances mensuelles et non plus trimestrielles, ce qui permet d'améliorer la liquidité financière du système.

Enfin, l'éventail des tailles du crédit offert aux clients a été élargi afin de mieux couvrir la gamme des prix sur le marché, en intégrant de nouvelles modalités : 550 DT et 1150 DT.

L'APPROCHE PROSOL, GAGE DE DURABILITÉ

Le programme PROSOL repose sur des mécanismes financiers, institutionnels et organisationnels innovants qui le rendent unique dans la région, voire dans le monde. Ces mécanismes visent tous un objectif de durabilité sur les plans financier, économique et technique.

Le premier atout de durabilité est l'approche « gagnant-gagnant » sur laquelle repose le programme. En effet, au niveau de l'État, le soutien financier qu'il apporte au CES ne se traduit pas par un effort budgétaire supplémentaire. La subvention publique, estimée à 30 MDT, est largement compensée par le montant de subvention évitée sur la consommation de GPL pour l'eau chaude sanitaire, estimé à 285 MDT sur la durée de vie des équipements. Au niveau du secteur bancaire, la mise en œuvre du programme permet de créer un portefeuille global de crédit d'environ 90 MDT sur la période 2005-2009. Ce portefeuille est par ailleurs de haute qualité, du fait de sa sécurisation grâce aux remboursements des crédits via la facture d'électricité. Pour les fournisseurs, il est évident que le programme constitue une opportunité unique d'affaires, compte tenu du volume de marché (150 MDT) qu'il génère, d'une part, et la visibilité qu'il offre aux opérateurs, d'autre part. Au niveau du citoyen, le programme lui permet d'améliorer le niveau de son confort en bénéficiant d'un service d'eau chaude de qualité, à des conditions de paiement particulièrement avantageuses.

Au niveau de la collectivité, le programme permet d'éviter la sortie de montants importants de devises (plus de 570 MDT) et de créer des emplois dans le secteur industriel et de service de proximité.

Cette approche « gagnant-gagnant », où toutes les parties prenantes trouvent leur intérêt, est un gage fort de durabilité de développement de la filière. Cet atout est d'autant plus important que les cours mondiaux de pétrole continueront à grimper dans les années à venir.

Le programme PROSOL traduit typiquement l'optimisation des ressources nationales à travers un partenariat public/privé adéquat dont l'esprit pourra être sans doute élargi au développement d'autres filières renouvelables.

L'administration, à travers l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie, joue un rôle primordial de régulation et de contrôle afin de préserver les intérêts de tous les acteurs. En particulier, le programme a prévu des règles de contrôle de qualité en amont et en aval du processus d'installation des CES afin de protéger le consommateur final et, par là même, l'image du CES. La promotion d'une image positive du CES est en effet une autre condition de durabilité de développement de la filière.

Cette régulation est basée sur des règles transparentes consignées de manière détaillée dans un manuel de procédures qui a été élaboré selon une démarche participative impliquant étroitement l'ensemble des acteurs concernés : Agence pour la Maîtrise de l'Énergie, Ministère en charge de l'industrie et de l'énergie, Ministère en charge des finances, fournisseurs, Banque Centrale, Association Professionnelle des Banques, etc.

Enfin, la clarté et la transparence des mécanismes mis en œuvre dans le cadre du programme inciteront les bailleurs de fonds multilatéraux et bilatéraux à appuyer les efforts de l'État tunisien en fournissant, en amont, les budgets nécessaires pour la subvention publique. Cela est de nature à conférer une plus grande visibilité et assurance à l'ensemble des acteurs et en particulier aux fournisseurs.

Cette visibilité encouragera les investisseurs à investir dans une industrie locale de CES et à profiter de la prospérité du marché national pour développer des opportunités d'expansion sur le marché régional, voire mondial.

Le programme PROSOL traduit typiquement l'optimisation des ressources nationales à travers un partenariat public/privé adéquat dont l'esprit pourra être sans doute élargi au développement d'autres filières renouvelables : éolien de grande puissance, pompage photovoltaïque et éolien, valorisation de déchets, etc.

Les filières biomasse

On a bien vu, dans la partie introductive, l'importance des différentes filières issues de la biomasse, aussi bien comme combustible, que comme carburant ou comme source de méthane et d'électricité. Il ne nous était évidemment pas possible dans cette partie d'aborder le très vaste ensemble de questions qui se posent dans ce domaine.

Mais, parmi les grands enjeux et débats de ce début de siècle, figurent les perspectives d'usage de la biomasse dans les transports en remplacement des carburants fossiles, largement responsables des émissions de gaz à effet de serre.

C'est pourquoi nous consacrons trois articles à cette question cruciale et controversée. Le premier, sur la base d'une analyse physique et systémique des possibilités d'usage du flux de biomasse renouvelable produit chaque année par la biosphère terrestre, évalue l'ordre de grandeur de l'enjeu que pourrait constituer l'usage du carbone qu'il contient à titre de vecteur pour les carburants liquides du futur.

Le second s'emploie à montrer que, contrairement aux affirmations souvent émises, une politique bien conduite de production de biocarburants peut se révéler prometteuse pour les pays en développement, et analyse les conditions pour qu'elle satisfasse à la fois les exigences environnementales (effet de serre, protection de forêts primaires, etc.) et le développement rural des régions concernées.

Le troisième article analyse, sur les plans technique, économique et environnemental, les enjeux qui s'attachent au développement des biocarburants de seconde génération qui s'appuient, non plus sur la transformation des glucoses et des huiles à vocation alimentaire en carburant, mais sur celle de la lignocellulose, abondante et souvent inutilisée.

Un article sur le bois de feu dans un pays en développement vient compléter ce tableau très partiel des filières biomasse.

Peut-on compter sur le « vecteur carbone » pour les carburants liquides du futur ?

BERNARD DEVIN

Dans l'exercice de « back-casting » évoqué dans ce numéro, nous avons deux horizons à considérer :

- L'horizon 2050 : une porte étroite, conditionnée par le changement climatique « tolérable » – un concept bien difficile à définir – cadrée par la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre sous le seuil de 3 à 4 gigatonnes équivalent carbone, par laquelle nous sommes obligés de passer pour pouvoir poursuivre notre chemin « sans catastrophe écologique ».
- L'horizon 2150 : qui concerne la *durabilité de notre civilisation*, où les fossiles (et sans doute les fissiles qui sont aussi épuisables ?) auront pratiquement disparu, – la contrainte de limitation des émissions sera alors caduque… faute de sources émissives – les énergies renouvelables et « non fossiles » (fusion, géothermie, etc.) alliées à une efficacité énergétique maximale et à la généralisation de la co- ou tri-génération (chaleur, force, électricité) – probablement dans des schémas décentralisés favorisant la gestion des intermittences – resteront alors les seules sources d'approvisionnement durable.

L'année 2050 est donc assimilable à la partie centrale d'une période de transition, où les fossiles devront avoir amorcé clairement leur décrue dans le bouquet énergétique mondial. Les solutions que l'on s'efforce de mettre en œuvre pour y éviter la catastrophe écologique ne doivent pas être contradictoires avec celles de l'horizon 2150. D'où l'importance majeure d'un exercice « à rebours », où la vision finale soit clairement définie (« pas d'énergies fossiles ») même si des technologies « de relais » peuvent être mises en œuvre de manière transitoire pour permettre de passer le cap, sans pour autant être des solutions durables pour le très long terme. Le scénario NOÉ proposé en 1990 (*Revue de l'énergie* n° 421, juin 1990) est un exemple des modes possibles « de transition » qu'il convient de bien considérer comme tels, notamment le nucléaire de « fission » ou le charbon avec « capture stockage du CO_2 », une option non considérée à l'époque.

L'un des défis majeurs pour cette période transitoire, et encore plus pour le futur, est celui de l'énergie pour les usages mobiles, qu'il s'agisse de transport de personnes, de marchandises, d'automobiles ou d'avions. Sans pétrole, il nous faut un « vecteur énergétique » facile à transporter, à forte densité énergétique, pour tous ces usages : il faudra donc le « fabriquer ».

QUEL VECTEUR EST POSSIBLE ?

La batterie d'accumulateurs ou le réservoir de stockage d'hydrogène présentent des rapports énergie stockée sur poids embarqué qui sont actuellement dissuasifs pour un usage de petite mobilité. S'agissant de transports transatlantiques de grande taille, le stockage d'hydrogène peut s'imaginer sous forme liquide, le nucléaire peut ne pas être exclu, et encore le « gaz carburant » peut être produit à bord à partir de stocks embarqués de biomasse.

Pour la petite mobilité, les carburants liquides – et gazeux – issus de la biomasse restent les substituts les plus aisés. Il semblerait pourtant que l'on ait balayé d'un revers de la main l'utilisation du carbone comme « vecteur énergétique du futur » tant on nous rebat, comme une donnée physique, que les biocarburants ne pourraient couvrir au mieux que 25 % des besoins de consommation actuelle ! Est-ce parce que l'on assimile implicitement « vecteur carbone » à fossiles ? Ou que l'on ait décidé prématurément, et pour le futur, donc, que ces substituts étaient trop chers et inacceptables ? Nous nous plaçons ici dans une perspective à plus d'un siècle, et nous cherchons à savoir si la « ressource physique » en carbone renouvelable est, oui ou non, d'un ordre de grandeur compatible avec nos besoins – ou s'il faut chercher ailleurs.

Qu'en est-il donc? Où sont les sources? Quelles sont les limites?

L'activité de la photosynthèse « pompe » chaque année dans l'atmosphère une quantité extrêmement importante de carbone : 120 gigatonnes annuelles par les écosystèmes terrestres et 90 gigatonnes par le milieu marin. En face, les quelque 6 gigatonnes que représente la consommation de nos trois sources fossiles (charbon, pétrole et gaz) dans le bouquet énergétique mondial paraissent bien dérisoires – même si elles suffisent à dérégler le climat.

Les travaux du GIEC ont précisé (figure 1) que les flux de l'atmosphère vers le sol et du sol vers l'atmosphère s'équilibrent de telle sorte que le bilan net de fixation de carbone au sol est vraisemblablement très faible, de l'ordre de 1 gigatonne de carbone en base annuelle. Il en est de même pour les échanges avec le milieu marin.

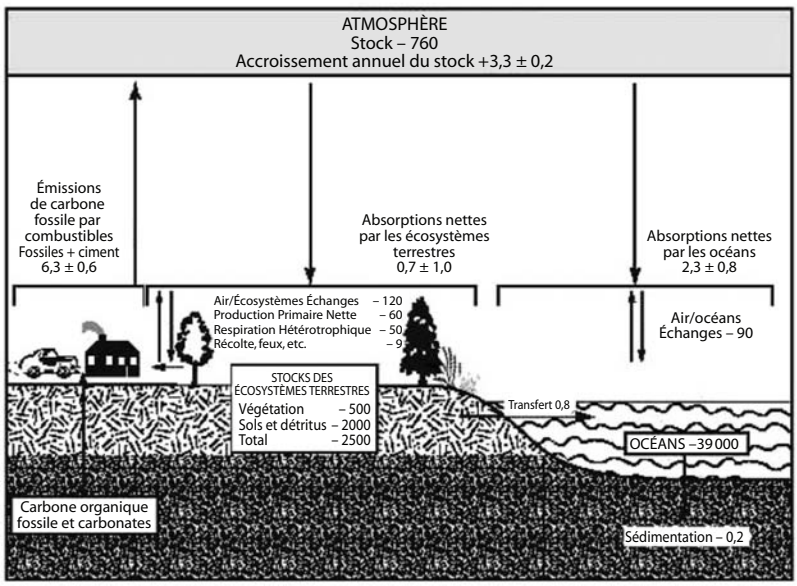
Il importe de comprendre ce qu'il advient de ce « flux descendant », comment il se transforme en un « reflux ascendant » pour savoir s'il est possible, ou non, d'en détourner quelques pour cent, donc, pour « fabriquer » les carburants liquides que nous utiliserons au passage, avant de rendre ce carbone au cycle d'échanges avec l'atmosphère. Au vu des chiffres globaux, l'esprit se rebelle quand on lui assène *a priori* qu'il n'y aurait pas de solution qui vaille…

Cycle du carbone dans la filière « terrestre » la Production Primaire Nette (PPN)

Intéressons-nous ici au cycle « terrestre » des 120 GTC annuelles. Une partie du « flux descendant » est utilisée dans la « filière agroalimentaire » sur laquelle nous vivons, ainsi que nos animaux familiers, y compris déjà pour une partie de notre énergie (le bois de feu) et du bois d'œuvre, l'autre partie passe dans le cycle des végétaux non comestibles : la forêt et la savane que nous n'exploitons pas de manière significative à ce jour. Un diagramme explicatif se trouve dans la publication d'Arthur Riedacker *Changement Climatique et Forêts*, Éditions SILVA, 2004.

- Les figures et chiffres de la filière forestière ont été repris en figure 2 sous une forme un peu différente pour éclairer cet exposé. Les valeurs originales données par Arthur Riedacker ont été établies dans le contexte bien particulier du stockage du carbone de manière pérenne par la biomasse (le mythe du « puits de carbone ») et non dans une optique énergétique. C'est la partie gauche de la figure.
- Si le processus naturel de photosynthèse capture 120 gigatonnes de carbone (GTC) sous l'action du rayonnement solaire (A), 60 GTC sont immédiatement utilisées par les plantes pour leurs besoins vitaux, les éléments de leur structure : tiges, feuilles, fleurs, fruits, et la synthèse des divers composants

FIGURE 1
Les stocks et flux de carbone et de gaz carbonique au niveau de la planète (en GTC)



Source : D'après IPCC-GIEC 2000

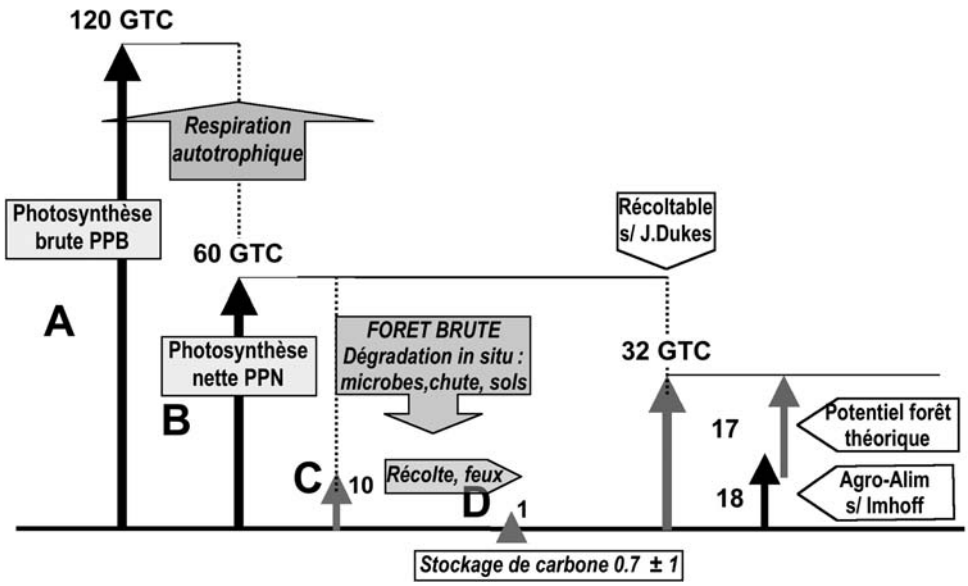
organiques nécessaires à leur croissance. Ce fonctionnement requiert en effet de l'énergie et dégage sous forme de respiration – dite auto-trophique – environ la moitié de la capture de carbone incident. Il ne reste donc, environ, que 60 gigatonnes par an (B) comme *production primaire nette (PPN)* présente à l'instant zéro dans la végétation.

- Un chiffre, voisin, de 56,4 GTC pour la PPN, est également donné par Jeffrey S. Dukes (*Climatic Change* 61 : 31-44 2003), en partant d'une production potentielle de 149,6 gigatonnes de matière organique par an. Un chiffre très voisin est retenu par EBIA (European Biomass Industry Association – Bruxelles) qui donne un contenu de 60 GTEP pour la production annuelle naturelle, au rendement moyen de 0,3 % pour la photosynthèse. Une TEP de matière organique contient approximativement 1 tonne de carbone[1].
- De même, dans le chapitre 5 du *World Energy Assessment 2000*, la production totale annuelle de biomasse est estimée à 4 500 Exajoules, dont la moitié est estimée « récoltable », soit environ 80 GTC. Mais les auteurs disent plus loin que seulement 10 % seraient « techniquement disponibles sur une base durable ». La suite du chapitre se base en effet sur la « culture énergétique » et la disponibilité des sols, et non pas sur une exploitation forestière systématique.

Qu'advient-il de cette Production Primaire Nette (PPN) ?

Dans l'étude citée du potentiel de séquestration du carbone par la biomasse, on doit prendre en compte le fait que la plante est déjà, au quotidien, dans un processus d'auto-dégradation : elle perd des feuilles et des branches, les racines sont dans le milieu souterrain et soumises à des attaques microbiennes, différents rongeurs assaillent le bois produit et le consomment. Ces processus naturels réduisent en continu la « masse récoltable » selon une dynamique où le temps est impliqué. Le chiffre donné par Arthur Riedacker. pour la « dégradation *in situ* » est de 50 GTC par an. Il se rapporte essentiellement à une forêt dans son état naturel d'équilibre, non exploitée de manière systématique. Le reliquat (C) de 10 GTC resterait la seule ressource utile. Elle est en partie déjà exploitée : 1 à 2 GTC, mais surtout exposée aux catastrophes naturelles : feux de forêt et de savanes… *In fine*, les forestiers estiment qu'environ 0,7 GTC vient accroître le stock de bois sur pied de manière pérenne. Ce chiffre règle la question « forêt ≠ puits de carbone », mais ce n'est pas l'objet de notre propos.

Figure 2
Cycle du carbone terrestre



1. À ne pas confondre avec l'équivalence énergétique : une TEP contient la même quantité d'énergie que 1,45 TEC (tonne équivalent carbone), le carbone contenu dans la biomasse ne constitue qu'une part de son contenu énergétique, le reste réside dans l'hydrogène des composés organiques associés.

À partir d'une PPN de 56 à 60 GTC du niveau (B), le potentiel d'usage « humain » que l'on peut faire du carbone capturé ne réside-t-il donc pas dans son exploitation, ou non, et à quel moment, du cycle de la biomasse ? Il convient donc de distinguer entre la « chaîne agroalimentaire » où intervient la récolte systématique, et la « filière forestière » où cette exploitation n'est pas systématique. Revisitons donc ces chiffres.

Chaîne forestière

Les 3 870 millions d'hectares de forêt mondiale (qui représentent 30 % de la surface des terres émergées), sont théoriquement susceptibles d'être exploités de manière rationnelle et soutenable au niveau moyen de 10 t/an de produits ligneux à l'hectare (soit 1 kg/an au m^2, ce qui n'est vraiment pas énorme !), avec un contenu carbone de 45 % en poids. Le « gisement théorique » est donc bien au niveau de 17,5 GTC.

Les différents auteurs, qui ont abordé cette question de la production énergétique de la forêt, ont affiché des valeurs beaucoup plus conservatrices. Notamment dans l'article publié par Matti Parikka (Université d'Uppsala. *Global biomass fuel sources – Biomass and Energy* n° 27 – 2004) le potentiel énergétique annuel est chiffré à 100 Exajoules seulement (2,4 GTEP, soit un contenu de 2,4 GTC), mais l'auteur s'est limité à l'usage actuel de la biomasse forestière, à la valorisation énergétique de ses résidus ; il n'y est pas question d'aller chercher en forêt d'autres biomasses ligneuses pour en faire des combustibles liquides. Ce n'est pas le sens de notre réflexion prospective sur le très long terme.

En appui à ce chiffre d'un gisement de 17,5 GTC, il faut dire qu'il est difficile de croire que les rendements de production de carbone sur les zones forestières, dûment travaillées et exploitées, puissent être d'un ordre de grandeur vraiment différent de celui de l'ensemble des terres agricoles. Or, les surfaces concernées sont du même ordre de grandeur : 3,87 Gha pour la forêt mondiale et 5 Gha au total pour les terres cultivées et les pâturages.

Chaîne alimentaire

Dans une approche, « par l'aval », Marc Imhoff (*Letters to Nature*, vol. 429, 24 juin 2004) retient que l'humanité « s'approprie » 30 % de la production photosynthétique annuelle, soit 18 GTC. pour ses besoins globaux au travers de la chaîne agroalimentaire. Ce chiffre inclut l'utilisation actuelle des ressources de la biomasse à des fins énergétiques, que l'AIE a chiffrée à 1,25 GTEP en 2002 (contenant 1,25 gigatonne de carbone). La FAO (Wang Mengjie & Ding Suzhen *A potential energy resource development and utilization of biomass energy* – Document 'docrep : t4470e) a estimé que la valeur énergétique des « résidus » effectivement exploités en 1987 représentait 111 exajoules c'est-à-dire 2,5 gigatep (2,5 gigatonnes de carbone) au titre des usages énergétiques et du bois d'œuvre. Ces chiffres sont donc compatibles.

La *chaîne alimentaire,* effective, s'approprierait donc 15,5 GTC par an pour l'alimentation – avec de nombreuses inefficacités et toute une gamme de résidus exploitables, comme nous le verrons ci-dessous – et en plus 2,5 GTC pour les usages énergie et bois d'œuvre.

Au total, la chaîne alimentaire et le potentiel carbone hors chaîne alimentaire monteraient donc autour de 32 GTC. J. Dukes, déjà cité, estime que sur les 60 GTC du niveau (B), 31,6 GTC sont produites en site terrestre, au-dessus du sol, et donc théoriquement récoltables. Il y a une bonne concordance entre ces différentes approches. Le montant « exploitable selon J. Dukes » est indiqué sur la partie droite de la figure 2.

On peut donc raisonnablement avancer le chiffre de 32 GTC pour la quantité annuelle maximale de « carbone renouvelable » utilisable pour les besoins de notre civilisation (chaîne actuelle et chaîne énergétique future).

Une remarque au passage pour être un peu plus complets : au niveau (B), le carbone dégradé au sol et en sous-sol par les micro-organismes suit en partie un chemin de fossilisation qui reconstitue très lentement les réserves de charbon actuelles (le pétrole provient, lui, principalement des cycles marins et lacustres) que l'on est en train d'épuiser. Le rapport entre le rythme de nos prélèvements et cette reconstitution naturelle du stock fossile est de 400 à 1, selon Dukes.

Potentiel énergétique du carbone « approprié » par la filière agroalimentaire

Les besoins « énergétiques » de la vie humaine peuvent s'évaluer de manière très grossière sur la base d'une ration calorique journalière et d'une estimation de la population à l'époque considérée. Pour 8 milliards d'habitants à 2 000 Cal par jour, la facture carbone serait de 0,9 GTC, une bien faible fraction du prélèvement de 18 GTC sur la biomasse incidente. La filière agro-alimentaire est donc « riche en pertes énergétiques ». Où se retrouve le carbone inutilisé de cette filière ? La figure 3 tirée de la thèse de Monique Hoogwijk (*Potentiel global et régional des sources renouvelables d'énergie* – Université d'Utrecht, mars 2004) éclaire cette question. Elle dessine le parcours « actuel » du carbone dans le processus conduisant de sa capture par photosynthèse à son utilisation finale, pour la filière d'appropriation actuelle de la biomasse.

Cette figure ne prend pas en compte le potentiel énergétique des 4 Gha forestiers que nous avons cité par ailleurs. Le « lien » qu'elle fait entre forêt et énergie ne concerne que les résidus d'exploitation *actuelle* de la filière forestière.

L'intérêt majeur de cette figure est de faire ressortir tous les « flux de carbone perdus » de la filière alimentaire. Il y manque la définition de la case (8) qui représente finalement le potentiel de récupération d'énergie par le recyclage des déchets industriels et ménagers collectés dans les grandes villes (papier, carton, emballages, déchets organiques, etc.).

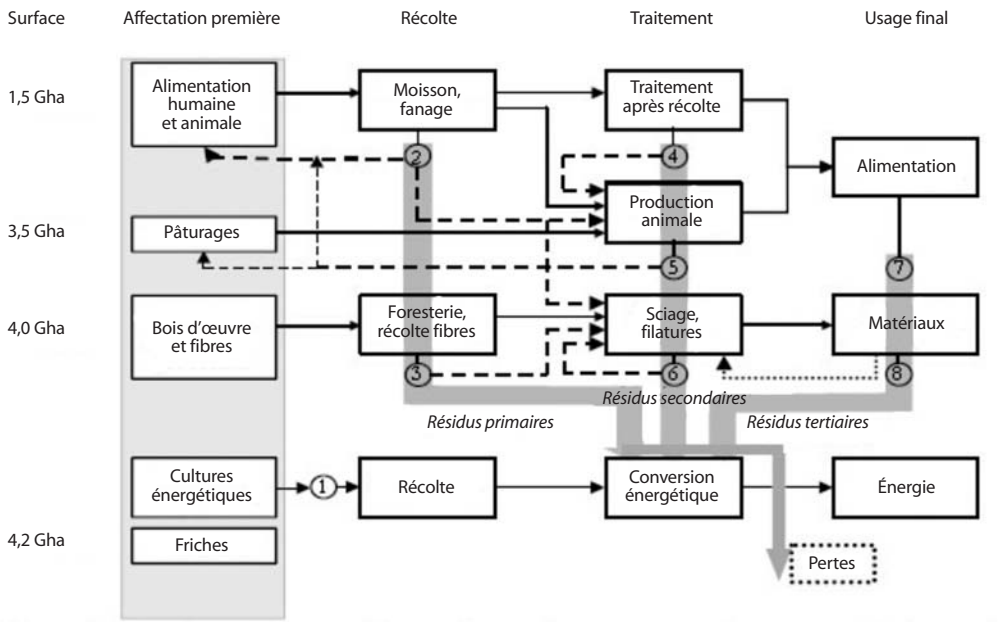
Estimer le « volume » énergétique de ces différents circuits est l'objet de la thèse et nous y trouvons une analyse des différents « lieux » de récupération d'énergie, selon les circuits considérés, ainsi que des évaluations des conflits potentiels d'usage du sol entre nourriture et « plantations énergétiques ». Il y est, de plus, fait soustraction de la demande potentielle d'usage des biomasses récupérables pour la production de « matériaux » qui ne proviendraient plus de la pétrochimie. L'auteur introduit la notion de « cascade » dans l'usage de la biomasse, aboutissant toujours, après plusieurs recyclages, à une valorisation énergétique possible. Quelques omissions cependant : en particulier la méthanisation des résidus d'abattoirs (moins de 50 % du poids vif) une filière déjà largement exploitée en Suède, et à Lille, récemment pour l'alimentation du réseau d'autobus en biométhane.

Le résultat final est impressionnant par l'étendue de la plage à laquelle cette étude arrive : l'énergie récupérable de la filière agroalimentaire pourrait se situer quelque part dans la plage « zéro à 1 130 Exajoules par an », c'est-à-dire entre zéro et 27 GTEP (contenant donc 27 gigatonnes de carbone). Parmi les hypothèses déterminantes figurent :

- La croissance de la population mondiale et son niveau de vie : se stabilisera-t-elle à 8 ou à 11 milliards d'habitants à partir des 6 milliards actuels ?
- Le rendement agricole pour la *production de nourriture* : continuera-t-il à croître au rythme actuel de 1 % par an ? Atteindra-t-il 2 % ?
- Les rendements des *cultures énergétiques* sur les terres pauvres, sur les surplus de terres agricoles (s'il en existe encore dans l'hypothèse de population maximale).
- L'ampleur des usages en compétition pour les biomatériaux.

FIGURE 3

Vue d'ensemble des synergies et conflits d'usage entre les différentes filières de biomasse et les surfaces terrestres disponibles



Basé sur van den Broek, 2000 et Wirsenius, 2000. Les flèches en noir indiquent les flux dominants, tandis que les flèches en pointillé montrent les applications non énergétiques des résidus divers. Les flèches en « grisé » représentent les usages énergétiques potentiels des ressources (1 = cultures énergétiques, 2 = cultures énergétiques sur terres agricoles dégradées, 4 = résidus agricoles, 3 = résidus forestiers, 5 = litières animales, 6 = résidus organiques, 7 = bio-matériaux, 8 = résidus (urbains ?) de l'activité humaine)

Autant de « choix » de parcours possibles, de choix de politiques à faire en fonction d'un futur « visé » – ce qui nous ramènerait à l'idée d'un nécessaire « back casting » pour visualiser les futurs durables possibles. On n'échappe pas en tout cas à l'évidence de la primauté du parcours démographique, de la R & D en agriculture et en technologies énergétiques « tous azimuts », ni aux recyclages systématiques comme sur un vaisseau spatial.

Pour notre propos, le travail de Monique Hoogwijk conduit à une estimation haute, quelque peu en conflit avec le volume du « prélèvement » donné par Imhoff (de 50 % supérieure) mais restant dans le « potentiel exploitable » selon J. Dukes. Cela voudrait-il dire que dans les hypothèses maximales de cette thèse, la filière agroalimentaire serait étendue à une déforestation importante pour la récupération de terres cultivables ?

L'estimation basse est également discutable, car elle impliquerait que la filière agroalimentaire soit sans pertes énergétiques récupérables, ou que tout soit recyclé en biomatériaux pérennes… Nous savons qu'il n'en est rien et que le biogaz de décharge a déjà un *présent* dans de nombreux pays européens, probablement un bel avenir. On est donc probablement à l'aube d'une systématique – à construire – des cycles de carbone récupérable, dont cette thèse pourrait constituer la référence de départ.

Quels chiffres avancer pour le « carbone récupérable » de cette filière ? 25 % des 18 GTC représenteraient déjà 4,5 gigatonnes de carbone ? Cette filière étant déjà organisée, ce chiffre pourrait être assigné comme objectif à atteindre. De quoi « fabriquer » la majeure partie des carburants dont nous aurions besoin pour la petite mobilité.

Potentiel du carbone récupérable par la filière forestière

Puisqu'il n'y a pas de données publiées sur ce point, essayons de commenter les rares appréciations que l'on trouve : elles sont majoritairement négatives.

L'objection majeure, la plus valable, se rapporte aux pratiques actuelles de production de biocarburants : l'on réalise des cultures intensives de produits destinés à la production d'énergie en cultivant les sols selon les normes les plus efficaces de l'agriculture moderne. L'utilisation des espaces forestiers à cette fin est conçue d'abord comme une opération de déforestation systématique préalable, suivie du développement de cultures énergétiques dédiées. L'objection tire sa valeur du fait que l'importante quantité de carbone stockée sur les espaces que l'on défriche (plusieurs centaines de tonnes à l'hectare) est directement renvoyée dans l'atmosphère sous forme de CO_2 et que ce « dégât écologique » ne peut être compensé que par plusieurs décennies de substitution des biocarburants aux carburants fossiles. L'un des exemples qu'il vaudrait la peine de commenter en détail est celui du projet d'importation de soja par les pays européens, comme matière première pour biocarburants, en provenance d'un Brésil où on le cultiverait sur des brûlis de forêt. Nous refusons de nous placer dans cette hypothèse.

> La situation est beaucoup plus délicate que dans la filière alimentaire, mais l'exploitation du potentiel réel, existant, est totalement à étudier dans une optique « combustibles liquides » selon les trois critères très contraignants de « durabilité » environnementale, économique et sociale.

Une autre objection, forte, est celle de la dispersion de la ressource primaire : la récolte de matière forestière au niveau soutenable annuel de *1 kg par mètre carré* est une pratique très extensive nécessitant une main-d'œuvre considérable et impliquant des coûts importants de collecte et d'acheminement vers des centres de traitement. Tant que l'on dispose de produits fossiles, et de quelques cultures énergétiques rentables, cette ressource peut être considérée comme « inaccessible ». Dans l'optique où nous nous sommes volontairement placés, celle d'une civilisation « sans fossiles » – et donc dans une société vraisemblablement assez différente – l'objection prend une valeur plus réduite car la nécessité modifie bien des équations économiques.

Une troisième objection, également forte, tient à notre système de société où l'industrialisation sans mécanismes régulateurs internationaux peut conduire aux pires catastrophes, dont, notamment, une poursuite de l'exploitation déraisonnée du tiers-monde. On trouve ces craintes très clairement exprimées dans les publications de *Biofuelwatch*, parmi d'autres considérations qui ne nous paraissent pas toutes indiscutables. (http://www.biofuelwatch.org.uk/)

La situation est donc beaucoup plus délicate que dans la filière alimentaire, mais l'exploitation du potentiel réel, existant, est totalement à étudier dans une optique « combustibles liquides » selon les trois critères très contraignants de « durabilité » environnementale, économique et sociale. C'est un « produit d'exportation » possible pour de nombreux pays en développement. La « fabrication » de carburant liquide de la *seconde génération* (l'article de Stéphane His dans ce numéro) doit faire appel à des processus de transformation (pyrolyse, pyro-hydrolyse, ou gazéification) qui sont des processus impliquant une consommation de chaleur et des rendements de transformation qui risquent d'être pénalisants. Le choix de la filière technique de transformation « Forêt vers Fuel » est actuellement prématuré. Chaque filière aura probablement son domaine spécifique d'application (nature de la ressource, facilité de récolte, taille optimale des installations, contexte économique et social du pays dans lequel se trouve la ressource forestière, etc.) mais la ressource existe, et même en abondance.

EN GUISE DE CONCLUSION

Nous estimons que l'humanité utilise la biomasse qu'elle s'approprie aujourd'hui au travers de cycles d'utilisation qui comportent des rejets énergétiques considérables. Ceux-ci étaient sans importance jusqu'à présent. Ils restituent finalement le carbone à l'atmosphère par les cycles de dégradation naturelle des rejets finaux (sans doute récupérables) et par les étapes naturelles de transformation de la biomasse par le monde animal (digestion des ruminants ; et des grands mammifères, vraisemblablement non récupérables). Il n'y a eu aucun souci d'exploitation systématique des résidus puisqu'il n'y avait aucune nécessité de le faire. Mais si nous sommes à la recherche d'un « vecteur carbone » abondant pour les carburants « de mobilité » du long terme, il y a déjà, dans la filière alimentaire, un premier gisement exploitable, considérable.

Il y a le même gisement dans la filière forestière, sans avoir à « couper la forêt », si l'on accepte de sortir des termes de rentabilité économique industrielle actuels, pour se placer dans une perspective plus lointaine de fin du siècle. On sait faire en R&D des paris techniques et économiques de cet ordre dans des filières beaucoup plus complexes, par exemple pour le vecteur hydrogène ou la fusion nucléaire contrôlée, dont les enjeux en termes énergétiques ne sont pas d'un ordre de grandeur différent.

Chacun conclura pour lui-même, mais personne ne peut nier qu'il y a un champ ouvert pour une R&D en prise avec les nécessités mondiales futures, surtout si les constructeurs finissent par accepter de diviser par deux la consommation de leurs véhicules !

Bioénergies, sécurité alimentaire et services environnementaux. Vers un nouveau cycle de développement rural ?

IGNACY SACHS

Directeur d'Études honoraires à l'École des Hautes Études en Sciences Sociales (EHESS), Paris, Chercheur associé à l'Institut d'Études Avancées de l'Université de Sao Paulo et Président du Groupe consultatif d'experts auprès de l'Initiative des biocarburants à la CNUCED.

Le siècle qui commence sera marqué par la transition (échelonnée sur plusieurs décennies) vers l'après-pétrole, amorcée par la conjonction de trois facteurs :

- Le renchérissement du pétrole dû à la déplétion de ses réserves, plusieurs géologues annonçant l'imminence de l'*oil-peak* et par conséquent une tendance à la hausse de son prix[1].
- La prise de conscience tardive des conséquences désastreuses du changement climatique provoqué par la surconsommation des énergies fossiles et la nécessité de réduire radicalement l'émission des gaz à effet de serre[2].
- Les aléas de la géopolitique du pétrole et les menaces qu'ils font peser sur la paix mondiale. Même aux États-Unis, un courant influant de l'opinion publique préconise la substitution des importations du pétrole au lieu de la protection *manu militari*, coûteuse et hasardeuse, des lignes d'approvisionnement en pétrole du Moyen-Orient[3].

D'ores et déjà les biocarburants liquides – l'éthanol et le biodiesel – font leur entrée fracassante sur la scène énergétique. Le seuil de leur compétitivité par rapport aux dérivés du pétrole se situe aux environs de 50 à 60 dollars par baril de pétrole et même à 35 dollars en ce qui concerne l'éthanol de canne à sucre brésilien.

Des dizaines de raffineries traditionnelles sont en construction au Brésil (éthanol de canne à sucre) et aux États-Unis (éthanol de maïs), alors qu'on annonce la mise en chantier des premières usines de seconde génération produisant l'éthanol à travers l'hydrolyse enzymatique de la cellulose (l'autre solution envisagée étant le procédé de *fischer tropsch*). Il s'agit d'une percée technologique de première importance, promise à un essor très rapide dans un délai de quelques années, puisqu'elle permettrait de transformer en biocarburant tous déchets végétaux et forestiers – tiges, pailles, bagasses, balles de riz, feuilles de banane, etc. – et graminées à croissance rapide comme le *switchgrass* ou l'herbe éléphant et le bois[4].

Outre leur compétitivité nouvellement acquise (tout au moins pour l'éthanol de canne à sucre au Brésil, l'éthanol de maïs aux États-Unis étant subventionné), les biocarburants offrent l'avantage de ne pas exiger une nouvelle infrastructure de distribution (à l'inverse de l'hydrogène) et de fonctionner dans les mêmes moteurs que les dérivés du pétrole, servant d'additif à l'essence et au diesel dans des proportions variables au gré des prix relatifs. Ils permettent donc une transition en douce vers l'après-pétrole dans le secteur des transports.

Tous ceux qui, à juste raison, critiquent la place excessive prise dans notre civilisation par le transport routier et la voiture particulière ne manqueront pas d'y voir un effet pervers. C'est pourquoi, il faut se garder

1. Sur l'*oil-peak*, voir Wingert, J.L., 2005, *La vie après le pétrole, de la pénurie aux énergies renouvelables*, Autrement, Paris. Selon C.J. Campbell, Président de Association for the Study of Peak Oil and Gas, depuis 1981 la consommation annuelle du pétrole dépasse le volume des réserves nouvellement découvertes. En 2005, pour 5 barils consommés à peine 1 fut ajouté aux réserves (Veja 20/12/2006).
2. L'Union Européenne se donne pour objectif de les réduire par un facteur 4 à l'horizon 2050.
3. *Winning the Oil Endgame : Innovations for Profits, Jobs and Security*, 2004, Rocky Mountain Institute.
4. Il faut donner priorité à l'utilisation à des fins énergétiques des déchets de l'agroindustrie qui ne retournent pas normalement au sol, de façon à compatibiliser l'essor de la bioénergie avec la gestion rationnelle des sols et la production vivrière (voir *Bioenergy and Agriculture : Promises and Challenges*, ed. by Hazell P., et Pachauri R.K., Focus 2002, nr. 14, brief 11, IFRI/TERI, Washington, décembre 2006).

de traiter l'essor des biocarburants comme une panacée. Avant d'aborder le remplacement des énergies fossiles par l'ensemble des énergies renouvelables, les stratégies énergétiques de l'avenir se doivent de donner priorité à la recherche de la sobriété et de l'efficacité. Économiser l'énergie et maîtriser sa consommation apparaît comme un impératif car nous ne pouvons pas compter sur les seules technologies de production d'énergie pour répondre au double défi du développement et du réchauffement climatique[5].

L'énergie la moins chère et la moins polluante est celle que l'on évite de consommer grâce à la redéfinition des objectifs du développement, à la réorganisation des processus de production et de distribution, au réaménagement des espaces, au progrès technique incorporé aux véhicules, aux appareils utilisés et aux bâtiments construits[6].

De surcroît, le pari sur la sobriété et l'efficacité énergétiques s'avère une excellente affaire. Selon Amory Lovins, qui fait autorité en la matière, la seule généralisation à l'échelle des États-Unis de l'ensemble des techniques les plus efficaces existant actuellement permettrait à ce pays de réduire de moitié la quantité de pétrole brûlé par dollar de PIB et ceci à un coût moyen de 12 dollars par baril de pétrole épargné. La substitution de l'autre moitié par une utilisation plus efficace du gaz naturel et la production à grande échelle des biocarburants de seconde génération coûterait 18 dollars par baril. Ainsi les États-Unis pourraient se voir libres de l'usage du pétrole vers la moitié du siècle à un coût moyen de 15 dollars par baril, le quart de son prix actuel. Et de réduire en même temps de 42 % ses émissions du gaz carbonique[7].

Tout aussi optimistes sont les auteurs du Plan National d'Agroénergie du Brésil. Ils sont convaincus que, sans mettre en cause la sécurité alimentaire et le maintien sur pied de la forêt amazonienne, leur pays peut miser à fond sur l'expansion des bioénergies – éthanol, biodiesel, biogaz mais aussi charbon de bois de forêts plantées pour remplacer le coke métallurgique et la production sauvage de charbon de bois à usage domestique.

À l'opposé, de nombreux environnementalistes sonnent le tocsin et, à première vue, ils n'ont pas entièrement tort. Car pour remplacer les 21 millions de barils d'essence consommés quotidiennement au monde par 30 millions de barils d'éthanol il faudrait, avec les techniques actuelles, planter 300 millions d'hectares de canne à sucre ou 590 millions d'hectares de maïs, soit 15 et 5 fois le niveau actuel de ces cultures. Le remplacement de 21 millions de barils de diesel consommés chaque jour par un volume égal de biodiesel d'huile de palme demanderait 225 millions d'hectares, soit 20 fois la surface actuelle[8].

Ainsi Lester Brown parle d'un combat épique qui s'engage entre 800 millions de propriétaires de voitures et 2 milliards des damnés de la faim, comme si la cause en était la pénurie d'aliments et non la maldistribution du pouvoir d'achat. Un plein de biocarburant équivaut selon lui à ce qu'une personne mange au cours d'une année[9].

Dans une étude récente M. Griffon montre quant à lui que, compte tenu des besoins futurs de l'agriculture vivrière, les surfaces disponibles pour la production de bioénergies seront très limitées, à moins de défricher les forêts primaires ce qui aurait des conséquences néfastes pour l'environnement[10].

Pour trancher cette controverse, nous manquons d'une étude détaillée et approfondie, pays par pays, du potentiel et des limites à la production des bioénergies. La FAO devrait s'y atteler au plus tôt. Au-delà du coût-bénéfice conventionnel, cette étude devrait prendre en considération plusieurs critères :

- l'efficacité énergétique (*energy in/energy out*) très élevée pour la canne à sucre (une unité d'énergie fossile pour produire de 7 à 8 unités de bioénergie), basse pour le maïs (à peine 1,4).
- Les rendements à l'hectare (6 000 litres équivalent diesel pour l'huile de palme[11], contre moins de 1 000 litres pour le soja).

5. Voir Dessus, B. « Économiser l'énergie : un impératif », *Dossier pour la Science*, janvier-mars 2007, p. 79-81. Cette livraison de l'édition française de *Scientific American* contient plusieurs articles intéressants.
6. Bernard Laponche a raison d'insister sur le fait qu'il n'y a pas de développement durable compatible avec le paradigme énergétique actuel et que, de surcroît, la première crise énergétique mondiale est celle du bois de feu (Laponche B., « L'énergie dans le monde : enjeux et prospective », in *Regards sur la terre 2007,* sous la direction de Jacquet P. et Tubiana L., Les Presses Sciences Po, Paris, p. 71-83).
7. Lovins A., « Getting off Oil » in *The World in 2007*, *The Economist*, Londres, p. 115.
8. De la Torre Ugarte D., « Developing Bioenergy : Economic and Social Issues x, 2006, in *Focus*, 2002, n° 14, *op. cit.*, brief 2.
9. *Fortune*, 21 août 2006.
10. Griffon, M., « Énergie, climat et besoins alimentaires » in *Regards sur la terre*, *op. cit.* p. 97-105.
11. Et selon une étude récente près de 20 000 litres à partir du palmier *bactris pasipæs* connu au Brésil sous le nom de pupunha, Bulletin de l'Agence FAPESP (São Paulo), 10 janvier 2007.

– Les emplois directs et indirects tout au long de la chaîne de production, y compris dans les services techniques et de transport (un emploi direct pour 200 hectares pour le soja, un emploi pour 10 hectares de palmiers à huile au Brésil et 5 hectares en Malaisie) et la valorisation des sous-produits.

Au lieu de juxtaposer des filières indépendantes de biocarburants et d'aliments, l'accent devra être mis sur les systèmes intégrés de production d'aliments et d'énergie adaptés aux différents biomes[12].

L'intégration de la production des huiles végétales avec l'élevage s'impose dans la mesure où les tourteaux peuvent servir à l'alimentation du bétail, le passage à un élevage plus intensif permettant en outre de convertir en cultures alimentaires de vastes étendues de pâturages (à condition de disposer des disponibilités en eau).

De surcroît, la stabulation ouvre la voie à la production de biogaz à partir de bouses réduisant les impacts environnementaux négatifs de l'élevage[13].

Quelle part faut-il réserver dans la production des biocarburants aux terres dégradées et déboisées ? L'Inde parie sur leur réhabilitation moyennant la plantation du jatropha, une oléagineuse robuste avec des rendements énergétiques appréciables, l'extraction de l'huile pouvant se faire avec des équipements simples au niveau local.

La meilleure façon de protéger la forêt amazonienne consiste à planter des forêts productives en dehors de l'Amazonie comme le postulait déjà le plan Floram élaboré à l'Institut d'Études Avancées de l'Université de Sao Paulo[14], à condition que ces forêts productives soient entrecoupées de forêts primaires reconstituées, tout en réhabilitant sous forme d'agrosylviculture les espaces déboisés dans cette région. Certains agronomes préconisent l'implantation au milieu de la forêt d'îlots densifiés d'espèces utiles, à l'exemple de ce que pratiquaient déjà les Indiens Kayapó.

Dans tous ces cas, on n'entre pas en concurrence avec l'agriculture vivrière.

Surtout, à quel moment et dans quelles proportions l'éthanol cellulosique qui ne demande pas non plus des terres agricoles s'imposera-t-il sur les marchés énergétiques ? En parallèle, à quel rythme progressera la production propre du charbon de bois « vert » obtenu à travers la pyrolyse continue des déchets végétaux[15], apportant une solution à la crise énergétique des pauvres ?

Accessoirement, combien de carburant pourra-t-on extraire de la deuxième pression de l'huile de palme, la première étant réservée à l'usage alimentaire ?

Le conflit potentiel entre les biocarburants, d'une part, et, d'autre part, la sécurité alimentaire et le maintien en état des forêts primaires pourrait s'avérer moins aigu que ne l'annoncent certains auteurs.

Le lecteur l'aura compris. Le conflit potentiel entre les biocarburants, d'une part, et, d'autre part, la sécurité alimentaire et le maintien en état des forêts primaires pourrait s'avérer moins aigu que ne l'annoncent certains auteurs. Au lieu de crier au loup, nous ferions bien de nous engager dans l'expérimentation de nouveaux systèmes intégrés informés par le concept de la révolution doublement verte, comme nous y invite Michel Griffon dans l'article déjà cité. La France pourrait contribuer à un tel programme, intéressant au premier chef les pays tropicaux bien placés pour la production de biomasse, en mettant à contribution les DOM, surtout la Guyane.

12. L'Université des Nations-Unies a mené un programme de recherches autour de ce thème. Voir Sachs I. (in collab. avec Dana Silk), 1990, *Food and energy : strategies for sustainable development*, Tokyo, United Nations University Press.

13. Une nouvelle usine d'éthanol de maïs installée à Hereford au Texas, haut lieu de l'élevage bovin, fonctionne au biogaz de bouse et vend ses sous-produits en tant que fourrage (*The Economist*, 6 janvier 2007). Sur les impacts négatifs très considérables de l'élevage sur l'environnement, voir l'étude récente de la FAO, *Livestock's Long Shadow*.

14. Voir, « Projeto FLORAM : estratégias e plano de ação » (Antonio S. Rensi Coelho ; Azis Ab 'Sáber ; Geraldo Forbes ; Jacques Marcovitch ; James Wright ; José Goldemberg ; Leopold Rodés ; Luiz G. Barrichelo ; Mauro Antonio de Morais Victor ; Nelson Barbosa ; Werner Zulauf), *Estudos Avançados*, vol. 4 n° 9, mai/août, 1990, São Paulo.

15. La Fondation Pro-Natura International est en train de tester en Afrique cette technologie.

L'agroénergie et les pauvres

« Les paysans sont sensibles aux impacts directs des plantations énergétiques, particulièrement ceux vivant à proximité de celles-ci. Parmi les impacts négatifs, il y a, dans les régions où la méthode de tenure est précaire, le risque pour les pauvres d'être dépossédés de leur terre, situation qui peut provoquer l'accroissement de la pauvreté et de l'insécurité alimentaire. À défaut d'une gestion appropriée, sensible et équitable, l'expansion à grande échelle des nouvelles bioénergies risque d'aggraver la marginalisation des paysans démunis. L'expansion de ces technologies pourrait toutefois concourir à augmenter les revenus des pauvres (comme les petits producteurs de canne à sucre), si on voit à la mise sur pied d'un plan bien conçu du partage des recettes. Les impacts positifs pourraient également inclure l'augmentation du nombre d'emplois (dans le secteur de l'agriculture ou de la production bioénergétique). La gestion en commun des plantations énergétiques par des familles ou des communautés peut rapporter d'importants bénéfices aux pauvres. Cette façon de faire est particulièrement attirante, car elle permet aux petits paysans de conjuguer leurs efforts pour produire des cultures énergétiques tout en en retirant les avantages liés à la grande culture. La perspective d'emplois locaux générés par la plantation, la récolte et la transformation des cultures énergétiques, constitue un autre bénéfice découlant de cette approche. »

S. Karekezy et W. Kithyoma, in Bioenergy and Agriculture: Promises and Challenges*, Washington, P. Hazell et R.K. Pachauri, Focus 2020, N° 14, Brief 11, IFPRI/TERI, 2006.*

M.S. Swaminathan, l'un des pères de la révolution doublement verte qu'il appelle joliment « evergreen revolution », insiste sur le fait que celle-ci doit, en termes sociaux, s'orienter vers les petits paysans. Cela nous amène à une question capitale : est-ce que l'essor des bioénergies profitera aux petits paysans ?

Rien n'est moins sûr. Ils en seront probablement exclus si la révolution énergétique en marche se fait au gré des seules forces de marché. L'exemple du Pro-alcool brésilien des années 70 doit servir d'avertissement. Il s'est soldé par un succès économique et technique indéniable[16] mais ses impacts sociaux ont été négatifs car il a entraîné une concentration des terres et des richesses au profit des grands planteurs de canne à sucre et des propriétaires de raffineries.

Le gouvernement brésilien actuel se déclare résolu à procéder autrement et à faire de l'agroénergie un instrument de promotion de la petite agriculture familiale et des coopératives. Cependant, la présence d'acteurs puissants, y compris des grandes multinationales, pourrait mettre en échec ces bonnes intentions, notamment pour ce qui est de la production d'éthanol. Les prochaines années seront décisives.

Pourtant, à l'échelle mondiale, pour faire face au déficit de plus en plus aigu des opportunités de travail décent (au sens que donne à ce terme le BIT), plus que jamais nous avons besoin d'un nouveau cycle de développement rural. Un programme de promotion des bioénergies bien conçu pourrait lui servir de levier[17]. En son absence, à l'âge de la désindustrialisation (au sens de la création d'emplois), nous fabriquerons une « planète bidonville » terrifiante par sa violence et le manque de perspectives pour ses habitants, candidats malheureux à une urbanisation impossible[18]. Les enjeux sociaux de la révolution énergétique en marche sont tout aussi importants que ses enjeux environnementaux.

16. Sur le progrès technique très considérable de la production de l'éthanol de canne à sucre au Brésil, voir notamment Goldemberg J. *et al.*, « Éthanol Learning Curve : The Brazilian Experience », *Biomass and Bioenergy*, 26, 2004, p. 301-304.
17. C'est aussi l'avis de S. Karekezi et W. Kithyoma, co-auteurs de l'étude déjà citée du International Food Policy Research Institute et du Energy and Resources Institute, *Focus 2020, 14,* voir l'encart.
18. Voir Davis M., 2006, *Le pire des mondes possibles – De l'explosion urbaine au bidonville global*, La Découverte, Paris.

Que peut-on attendre des biocarburants de deuxième génération ?

Stéphane His

Il a intégré la Direction Stratégie Économie Plan de l'IFP en 1997. Depuis 2002, au sein de la Direction des Études Économiques, il assume la responsabilité du pôle « Moteurs-énergies » dans lequel il traite en particulier du sujet des carburants alternatifs.

Le développement massif des biocarburants sur la base des filières d'aujourd'hui signifie à terme une concurrence avec le marché de l'alimentaire pour l'usage des terres : 10 % de substitution des consommations d'essence et de gazole en Europe et aux États-Unis nécessiteraient respectivement de l'ordre de 20 % et de 25 % des terres arables dans ces régions. Même si dans certaines régions comme le Brésil il est vraisemblable de dépasser ces ratios d'approvisionnement, ces chiffres montrent bien les limites des filières biocarburants développées aujourd'hui et la nécessité d'envisager de nouvelles options dans ce domaine si des objectifs plus ambitieux de substitution des carburants pétroliers doivent être atteints. La principale voie envisagée est la valorisation de la matière lignocellulosique ou les biocarburants de seconde génération.

Les filières biocarburants dites de seconde génération peuvent être définies comme étant celles qui utilisent de la biomasse lignocellulosique comme matière première. Le principal avantage de ces filières est qu'elles valorisent la source de carbone renouvelable la plus abondante de notre planète : le bois, la paille… aussi appelée biomasse.

En effet, aujourd'hui dans le monde, on estime que 5 %[1], voire bien plus (voir l'article de B. Devin dans ce numéro), de la production totale de biomasse pourraient être mobilisables pour la production d'énergie, soit un total de 13,5 milliards (Mds) de tonnes de matières premières disponibles. Ceci représente en équivalent énergétique près de 6 Mds de tonnes équivalent pétrole d'énergie primaire, soit près de 50 % de la consommation mondiale d'énergie. Seul 1/5 de ce potentiel est actuellement exploité, dont la majeure partie sous la forme de bois énergie (80 %) et une part minime pour le transport (1 % en 2005).

Grâce à la mise en culture des terres à potentialités agricoles, l'exploitation des résidus ainsi que l'augmentation attendue des rendements dans les pays en voie de développement, ce potentiel pourrait croître pour atteindre environ 18 Mds de tonnes de biomasse en 2050[2] (soit environ 9 Gtep en énergie primaire).

Tableau 1
Quantités de biomasse énergétique dans le monde

	Quantités de biomasse
Produits forestiers	2,36 Gt
Produits agricoles non alimentaires	5,33 Gt
Résidus de culture	3,5 Gt
Résidus d'industrie du bois	2,1 Gt
Autres résidus (graisses animales…)	0,19 Gt
Total	**13,5 Gt**

Source : IFP d'après Conseil Mondial de l'Énergie

L'ensemble de cette biomasse ne pourra probablement pas être converti en biocarburant. Il est encore aujourd'hui difficile d'estimer la part de cette ressource qui pourrait être utilisée pour la production de biocarburants. Mais l'extrapolation en 2050 à l'échelle mondiale du taux de substitution de 30 % de biocarburants envisagé en Europe[3] et aux États-Unis pour 2030, permet néanmoins de fixer les ordres de grandeur : cela signifierait la production d'environ 1 Mds de tep de biocarburants (qui mobiliserait un peu plus de 2 Mds de tep de biomasse soit à peu près

1. Source : Conseil Mondial de l'Énergie.
2. José Goldenberg : World Energy Assessment.
3. IFP, d'après EEA, Biofrac.

4 Mds de tonne de biomasse). Cette estimation, qui peut paraître ambitieuse, reste cependant cohérente avec les gisements de biomasse mobilisables. Dans ses dernières estimations, l'AIE n'envisage quant à elle qu'un taux de substitution de 4 et 7 % de carburants pétroliers par des carburants d'origine végétale à l'horizon 2030, en ne se basant que sur les biocarburants de 1re génération. On saisit bien là tout l'enjeu de la mise en place des filières biocarburants de seconde génération : sans leur mise en œuvre, les biocarburants ne représenteront qu'une part relativement modeste, sans pour autant être complètement marginale, de la consommation mondiale d'énergie dans le secteur des transports.

Il faut noter que les rendements de production de ces biocarburants de 2e génération, de l'ordre de 1,5 à 2 tep/ha, ne sont pas plus élevés que ceux de 1re génération. Ce qui fait que l'on espère produire des quantités beaucoup plus importantes de biocarburants par ces filières provenant essentiellement de la très grande quantité de matière végétale disponible qui pourrait être convertie. Le rendement massique de transformation de la biomasse en biocarburants est de l'ordre de 15 à 20 % (rendement énergétique de l'ordre de 40 %). En revanche, les rendements à l'hectare de production de matière lignocellulosique peuvent typiquement être de l'ordre de 10 t/ha (valeur qui peut être même conservatrice pour certaines cultures dédiées).

La matière lignocellulosique (bois-paille) est principalement constituée des trois polymères de la paroi cellulaire végétale : la cellulose, les hémicelluloses et la lignine. Ceux-ci sont présents en proportions variables selon la plante considérée (voir tableau 2).

Tableau 2
Composition de la biomasse lignocellulosique

Biomasse	Lignine (%)	Cellulose (%)	Hémicellulose (%)
Bois tendre	27-30	35-42	20-30
Bois dur	20-25	40-50	20-25
Paille de blé	15-20	30-43	20-27

Note : D'autres éléments minoritaires (inorganiques, silice, etc.) complètent cette composition dans des proportions de 5 à 15 %.

Ces trois polymères sont étroitement associés entre eux dans les différentes couches de la paroi végétale formant ainsi une matrice rigide difficile à déstructurer.

Deux filières de biocarburants de 2e génération sont essentiellement envisagées aujourd'hui : une voie visant *la production de carburant gazole et de kérosène (la filière BtL)* ; une voie visant la production *d'éthanol (qui est un substitut de l'essence et à ce titre peut être perçu comme une bio-essence)*.

La filière BtL

La filière BtL, en anglais « Biomass to Liquid », est une voie dite « thermochimique » qui comporte une succession d'opérations visant à produire un carburant de synthèse liquide à partir de la biomasse. Elle comporte trois grandes étapes : le conditionnement de la biomasse, la gazéification et le traitement du gaz de synthèse ainsi que la synthèse du carburant.

Certaines de ces opérations ont déjà été éprouvées dans un contexte industriel dans des projets utilisant comme matière première du gaz naturel (GtL) ou du charbon (CtL). Cette dernière filière a été utilisée pour contourner les difficultés d'approvisionnement en pétrole pendant la Seconde Guerre mondiale en Allemagne et durant l'embargo du régime de l'apartheid en Afrique du Sud.

Le conditionnement de la biomasse

La première étape de conditionnement de la biomasse a pour objectif de transformer la ressource végétale en un matériau homogène et injectable dans un gazéifieur. Il s'agit, le plus souvent, de transformations thermiques et mécaniques. On distingue deux voies principales : *la pyrolyse* et *la torréfaction*.

Le principe de *la pyrolyse* est d'utiliser l'action de la chaleur pour décomposer la biomasse en trois phases : une phase solide (charbon), une phase liquide (bio-huile) et une phase gazeuse (principalement dioxyde de carbone, monoxyde de carbone, hydrogène et méthane). La répartition entre ces trois phases dépend des conditions opératoires (température, vitesse de chauffe et temps de séjour).

Contrairement à la pyrolyse lente, qui est la plus connue et qui conduit à la production d'un solide (le charbon de bois), la pyrolyse rapide (température de 500 °C pour un temps de séjour de quelques secondes) est la voie envisagée dans le cadre de la filière BtL. Elle produit majoritairement du liquide (une bio-huile) avec des quantités plus ou moins grandes de charbon. Le rendement énergétique de cette opération est de l'ordre de 75 %.

Ces bio-huiles, d'un aspect visuel comparable à celui du pétrole, en sont, en fait, très différentes : elles contiennent plusieurs centaines de composés chimiques dans des proportions très variables, notamment des phénols, sucres, alcools, acides organiques et des composés aromatiques. Elles présentent la particularité de n'être miscibles avec aucun produit pétrolier. Ce sont ces huiles qui sont ensuite introduites directement dans le gazéifieur.

Des recherches sont menées pour essayer de convertir directement ces huiles en carburants par des traitements à l'hydrogène. Cette voie directe, même si elle est séduisante, paraît difficile à mettre en œuvre, notamment du fait des quantités d'hydrogène nécessaires et surtout de la nature chimique des produits entrant dans la composition des bio-huiles produites, qui est très éloignée de celle des carburants automobiles classiques.

La seconde voie envisagée pour le prétraitement de la biomasse est *la torréfaction*. La torréfaction du bois a fait l'objet de nombreux travaux depuis les années 80, notamment parce que ces traitements donnent une très bonne résistance aux attaques de champignons et de certains insectes. Mais elle confère également au bois une moins bonne résistance mécanique. C'est cette particularité qui est utilisée dans le cadre des filières BtL : la torréfaction permet un broyage du bois plus facile et permet d'obtenir un solide finement divisé, adapté à certaines technologies de gazéification.

La torréfaction peut être assimilée à un séchage ultime jusqu'à une température comprise entre 240 °C et 300 °C avec un temps de séjour pouvant aller jusqu'à une heure. S'effectuant à des températures beaucoup plus basses que la pyrolyse, cette opération est donc un processus beaucoup moins exigeant en énergie. Le rendement énergétique de cette opération est supérieur à 90 %.

La gazéification et le traitement du gaz de synthèse

À la différence de la pyrolyse qui est réalisée en l'absence de gaz de réaction, la gazéification est une opération thermique qui s'effectue en présence d'un réactif gazeux (vapeur d'eau, oxygène) et produit un gaz dit de synthèse contenant principalement de l'hydrogène et du monoxyde de carbone. Il contient aussi des impuretés carbonées ou inorganiques et d'autres gaz. Le mélange ainsi obtenu est aujourd'hui utilisé industriellement en combustion dans les centrales électriques au charbon (ou IGCC : Integrated Gaseification Combined Cycle). Un tel mélange fut autrefois également utilisé pour la traction automobile : c'était le fameux gazogène ou gaz à l'eau.

Dans le cadre d'une filière BtL, qui a pour objectif de produire du carburant liquide, les contraintes sur la composition du gaz de synthèse sont plus exigeantes que pour la combustion directe. Une production maximum de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H_2) est recherchée mais avec un ratio H_2/CO adapté à la synthèse de carburant (rapport d'environ 2). Il faut de plus éliminer les impuretés qui sont des poisons pour le catalyseur utilisé dans l'étape de synthèse Fischer-Tropsch. Pour ce faire, la gazéification de la biomasse se fait en général à très haute température (1 200 °C à 1 300 °C) et est suivie de différentes étapes de purification du gaz de synthèse.

Au cours de ces différentes opérations, de grandes quantités de CO_2 sont générées, notamment en combustion, pour apporter la chaleur au procédé. Elles sont autant de pertes en carbone non converties en carburant. C'est l'explication principale du faible rendement massique en carburant (< 20 %). Ce rendement pourrait être augmenté par un apport d'énergie extérieure, par exemple électrique, et/ou un appoint d'hydrogène, solution proposée en France par le CEA en liaison avec l'IFP. Mais c'est alors le rendement énergétique global de la filière qui est détérioré (division par 2) au bénéfice du rendement massique ou carbone.

Aucune technologie spécifique de gazéification de la biomasse n'est aujourd'hui arrivée au stade industriel. L'essentiel des solutions proposées est en fait issu des technologies utilisées pour le gaz naturel, le charbon ou le pétrole.

La synthèse du carburant

La réaction mise en œuvre, connue sous le terme de synthèse Fischer-Tropsch, du nom de deux chimistes allemands qui l'inventèrent dans les années 1920, permet de produire de l'essence, du gazole et du kérosène à partir du gaz de synthèse issu de la gazéification.

Cette réaction chimique nécessite l'utilisation de catalyseurs. Deux types de catalyseurs sont possibles, soit à base de fer, soit à base de cobalt. En présence d'un catalyseur à base de fer, la réaction Fischer-Tropsch est surtout orientée vers la production d'essence. En présence d'un catalyseur à base de cobalt, la synthèse produit des bases pour le gazole et le kérosène. Les produits ainsi obtenus ne contiennent ni soufre, ni azote, ni aromatiques. Aujourd'hui, les procédés envisagés sont orientés pour la production de gazole et de kérosène.

Le gazole obtenu possède un indice de cétane de l'ordre de 70, très supérieur à celui exigé par les normes (~50 en Europe, ~40 aux États-Unis). C'est donc un carburant de très grande qualité pour les véhicules, très apprécié des constructeurs automobiles. Son emploi permet, en outre, de réduire les émissions de polluants par rapport à un gazole classique, notamment de particules.

Il existe plusieurs technologies Fischer-Tropsch dont certaines sont arrivées au stade industriel ou de la démonstration (Sasol, Shell, Statoil, Exxon, BP, Conoco, Rentech, IFP/ENI, Syntroleum). À noter que les unités

industrielles mises au point pour fonctionner à partir de gaz naturel ou de charbon sont de tailles considérables (plusieurs millions de tonnes de produit), de manière à tirer profit autant que possible des effets d'échelles.

Cette course au « gigantisme » n'est pas nécessairement adaptée à la mise en place d'une filière BTL. En effet, les gains obtenus en jouant sur la capacité de production des unités industrielles peuvent être plus qu'annulés par le coût de collecte de la biomasse : une unité industrielle de taille trop importante engendre des coûts de collecte tels que le prix de la matière première, qui reste l'élément majeur du coût final des produits générés, devient prohibitif. L'optimum qui est aujourd'hui le plus souvent avancé entre la taille de l'unité et les coûts d'approvisionnement est de l'ordre de 100 000 à 200 000 t/an de produit qui nécessite 500 000 à 1 Mt/an de biomasse (soit un rayon de collecte de l'ordre de 25 à 50 km de diamètre pour les forêts les plus performantes). Ce type d'approvisionnement est comparable à celui des papeteries d'aujourd'hui. D'ailleurs, tout comme les papeteries, ces unités BTL sont excédentaires en énergie et sont généralement envisagées comme exportatrices de chaleur/vapeur ou d'électricité (de l'ordre de la centaine de MW thermiques ou de quelques dizaines de MW d'électricité).

Du fait de cette relative mauvaise adaptation entre le procédé et la matière première, différents schémas d'approvisionnement sont aujourd'hui envisagés :

- L'approvisionnent direct de l'unité industriel tel que décrit ci-dessus avec des capacités de production de l'ordre de 100 000 à 200 000 t/an.
- L'approvisionnement dit en « co-traitement », où la capacité de production de l'unité BTL est importante et où l'unité est alimentée par un flux de matière végétale et un flux de matière fossile.
- L'approvisionnement par des unités décentralisées de pré-traitement de la biomasse. Dans cette configuration, on cherche à mettre en place une unité BTL de taille aussi importante que possible alimentée par un flux de matière végétale qui aura été préalablement « concentrée » par exemple par de multiples « pyroliseurs ».

Le choix entre ces différentes voies n'est pas arrêté aujourd'hui et des travaux sont menés pour déterminer suivant les bassins d'approvisionnements en biomasse, la valorisation des co-produits (besoins de chaleur et d'électricité locaux), les schémas d'organisation les plus pertinents garantissant l'optimisation économique globale du projet.

LA PRODUCTION D'ÉTHANOL, EX-MATIÈRES LIGNOCELLULOSIQUES

Les différentes étapes conduisant à la production d'éthanol à partir de matériaux lignocellulosiques sont proches de celles pratiquées sur le maïs ou le blé.

Elles comprennent les étapes suivantes :

- la préparation de la matière première,
- la conversion de la cellulose en glucose (sucre),
- la fermentation des sucres en éthanol,
- la distillation et la purification finale de l'éthanol.

Seules les deux premières étapes sont spécifiques à cette filière dite de 2e génération : ce seront donc les seules décrites ci-dessous.

La préparation de la matière première

Deux voies sont actuellement envisagées pour la préparation de la matière première qui intervient toujours après une opération de broyage pour la paille ou de découpage en copeaux pour le bois : il s'agit de *l'explosion à la vapeur* ou de *la cuisson en présence d'acide dilué*. Ces opérations ont pour but de déstructurer la matière lignocellulosique pour permettre l'accès aux parties « sucrées » de la biomasse (c'est-à-dire aux hémicelluloses et à la cellulose), ces dernières étant les seules à pouvoir être transformées en éthanol.

Pour l'opération de *cuisson « acide »*, la matière végétale est mise en présence d'un acide (acide sulfurique de préférence) à une température modérée (aux alentours de 150 °C) pendant 15 à 20 minutes environ. Des procédés comprenant une seconde étape à plus haute température (240 °C pendant quelques minutes) ont également été étudiés.

L'explosion à la vapeur consiste à porter le matériau à haute pression (15 à 23 bar) et à une température de 180 à 240 °C en présence de vapeur d'eau pendant un temps court, puis à pratiquer une détente brutale afin de déstructurer la matrice lignocellulosique. Cette technologie a été développée jusqu'au stade industriel (procédés Stake et Iogen).

À noter que les deux technologies pèsent sur le coût du procédé, notamment en termes d'investissements, car elles nécessitent des équipements résistant à la pression et à des conditions acides corrosives.

La conversion de la cellulose en glucose

La seconde étape consiste à casser les molécules de cellulose en glucose à l'aide d'enzymes (hydrolyse enzymatique). Cette opération est aujourd'hui très pénalisante

sur le plan économique car la quantité d'enzymes nécessaire est 10 et 100 fois supérieure à celle nécessaire aux filières traditionnelles (maïs, blé). De nombreux travaux de R&D visent à améliorer cette conversion par optimisation directe du procédé et à augmenter l'activité des enzymes (biologie moléculaire).

Le glucose produit peut ensuite être très classiquement converti par la fermentation en éthanol. À signaler que certains travaux de recherche visent à intégrer en une seule opération l'hydrolyse enzymatique et la fermentation du glucose en éthanol.

Une autre piste pour l'amélioration de la compétitivité de cette filière est l'utilisation des hemi-celluloses pour produire de l'éthanol. En effet, aujourd'hui seule la cellulose qui représente au maximum 50 % de la matière lignocellulosique peut générer du glucose : les hémicelluloses contiennent des pentoses, sucres non convertibles en éthanol par les organismes classiquement utilisés en fermentation, ce qui limite bien évidemment la rentabilité de la filière.

Dans ces unités, la lignine reste un déchet fatal qu'on a tout intérêt à valoriser. Il est par exemple envisagé d'utiliser cette matière végétale pour alimenter une unité de co-génération à même de fournir la chaleur nécessaire à la distillation et de l'électricité à exporter. Typiquement, pour une unité de 200 000 t d'éthanol par an, qui est une taille souvent annoncée pour une unité de production d'éthanol, de l'ordre de quelques dizaines de MW électriques pourraient être exportés.

Pour conclure

Les biocarburants de 1re génération sont aujourd'hui la seule alternative effective d'origine renouvelable au pétrole dans le secteur des transports routiers. Ces filières en pleine expansion ont la vertu d'ouvrir la voie, mais présentent en revanche des limites, en particulier liées à la compétition avec le secteur alimentaire. C'est pourquoi, de nombreux pays ont amorcé des travaux de recherche ambitieux sur les filières de 2e génération pour lesquels cette compétition s'exerce à un degré nettement moindre, en particulier aux États-Unis et en Europe. Un des objectifs majeurs de ces travaux est la réduction des coûts de production, aujourd'hui de l'ordre de 1 €/l équivalent pétrole pour les deux filières, à 0,4 €/l équivalent pétrole pour l'éthanol et 0,7 €/l pour la filière BtL à l'horizon 2010-2015. À plus long terme, certains annoncent même pouvoir atteindre 0,5 €/l équivalent pétrole pour la filière BtL[4]. Ces coûts n'apparaissent pas fondamentalement différents de ceux atteints aujourd'hui par les filières de 1re génération. L'apport de ces nouvelles filières de biocarburants se situe donc surtout au niveau des volumes de produits qui pourraient être générés.

Un certain nombre de réflexions sur ces filières de 2e génération ont été amorcées dans le but de valoriser l'ensemble des coproduits générés. Ceci peut être fait par exemple en intégrant, sur un même site industriel, la production d'éthanol et de carburants BtL à partir de matières lignocellulosiques. Cette intégration entre une plate-forme « sucre » et une plate-forme « thermochimique » aboutirait à la création d'une bio-raffinerie à même de produire, tout comme les raffineries d'aujourd'hui, du carburant de type essence (l'éthanol), du gazole, du kérosène ainsi que des bases d'origine végétale pour la pétrochimie. Elles pourraient aussi exporter de la chaleur ou de l'électricité tout comme le font aujourd'hui les unités de production d'éthanol ex-cannes à sucre du Brésil ou d'Inde (typiquement plusieurs dizaines de MWél sont souvent évoquées). Il s'agit là d'un argument supplémentaire important en faveur de ces nouvelles filières, notamment pour un certain nombre de pays du Sud qui ne disposent pas nécessairement des infrastructures de transport de distribution d'électricité toujours en phase avec l'évolution des besoins. Ces filières peuvent ainsi permettre de trouver de nouveaux débouchés à valeur ajoutée à des matières premières aujourd'hui peu ou pas valorisées et produire de manière décentralisée de l'électricité renouvelable en évitant des investissements de transport et distribution d'une production d'électricité classiquement pensée comme très centralisée (plusieurs centaines de MW électriques, voire entre 1 à 1,5 GW pour les centrales nucléaires).

4. Pour comparaison, les cours actuels de l'essence et du gazole se situent à 0,32 €/l et 0,37 €/l respectivement avec un baril de pétrole à 60 $.

La biomasse-énergie au Cambodge, catastrophe écologique ou composante majeure du développement durable de son milieu rural ?

JEAN-FRANÇOIS ROZIS

Ingénieur énergéticien, Consultant indépendant. Coordinateur depuis 10 ans pour le compte du GERES du programme sur la stratégie nationale en matière de biomasse-énergie au Cambodge. Missions de suivi et d'expertises dans plusieurs pays.

Le Cambodge reste très largement dépendant de sa ressource biomasse-énergie pour ses besoins thermiques (cuisson domestique, restauration, petites entreprises,…). 90 % des ménages utilisent le bois et ses dérivés pour la cuisson domestique (National Institute of Statistics, 2005), 4,5 millions de tonnes de bois étant consommées par an pour ce seul usage.

En l'absence de gestion durable des forêts, les besoins énergétiques sont largement responsables de la déforestation ; sur les vingt dernières années, celle-ci est estimée à 1 427 000 ha.

Le plus sérieux problème qui se pose en termes d'environnement est la production de « charbon illégal[1] » pour la cuisson domestique qui représente 90 000 tonnes par an pour la seule capitale (IGES CCCO, 2006).

Environ 60 % du charbon consommé à Phnom Penh provient de la chaîne des Cardamones, une forêt primaire abritant un des derniers sanctuaires faunistiques et floristiques des pays du Mékong.

Sous le feu des critiques des institutions internationales, le gouvernement cambodgien est en attente de solutions éprouvées en adéquation avec le contexte social, économique, structurel de son pays.

LES PREMIÈRES ANNÉES DU PROGRAMME : UNE LARGE DIFFUSION DE FOYERS ÉCONOMES À CHARBON DE BOIS

Depuis 1997, le programme Bois-Énergie au Cambodge, financé en grande partie par la Commission Européenne, sous la responsabilité du GERES, s'est attaché à valider une série d'approches et d'équipements à plus faible consommation de bois.

Les voies classiques, soit de substitution (subvention du gaz en bouteille, kérosène, etc.), soit d'interdiction du charbonnage « non renouvelable[2] » n'apportent aucune réponse pérenne (pas de viabilité économique à moyen terme, absence de structures forestière ou de contrôle adaptées) et sont généralement un échec ou présentent un avenir fragile dans la plupart des pays en développement qui les ont suivis.

L'enjeu était donc de valider une approche pragmatique alliant gestion durable de la ressource biomasse et utilisation d'équipements énergétiques performants.

Le premier poste de consommation étant la cuisson domestique, c'était donc la priorité en termes d'intervention.

Les premières années ont donc été consacrées à accompagner la filière traditionnelle de production et distribution de foyers de cuisson domestique. C'était la seule approche qui nous a semblé viable plutôt que d'essayer de créer une filière parallèle de commercialisation de foyers améliorés. Plusieurs modèles de foyers économes ont été testés et parfois validés à l'étape pré-diffusion (jusqu'à 5 000 exemplaires) mais, *in fine*, seul un modèle a passé le test d'une large diffusion (notamment du fait de sa facilité de transport par les grossistes).

Il s'agit du modèle NLS (« New Lao Stove ») qui permet une économie de l'ordre de 25 %[3] de charbon de bois par rapport au modèle traditionnel actuellement produit à 100 000 exemplaires par an.

1. Le terme illégal est employé par les structures administratives du Cambodge. Il faut juste préciser que cela correspond à l'ensemble du charbon de bois produit. Donc, le terme non durable semble plus adéquat.
2. Non renouvelable : cette notion indique l'absence de gestion de la ressource pour assurer une production pérenne.
3. Test comparatif de terrain sur un échantillon représentatif d'utilisateurs pendant une semaine entre le modèle traditionnel et le nouveau. Ce test comparatif a été reproduit plusieurs fois au cours du projet.

Modèle NLS (New Lao Stove)

Foyer traditionnel TLS

Il est plus cher (1 euro pour le modèle traditionnel contre 2,5 euros pour le nouveau) : les différents acteurs de la filière gagnent ainsi plus d'argent par foyer mais l'utilisateur final aussi, avec un temps de retour de deux à trois mois, compte tenu du coût du charbon de bois, qui plus est, sa durée de vie se situe autour de 2 ans et demi contre un an pour l'ancien modèle.

Les producteurs ont intégré des outils de gestion et de contrôle/qualité leur permettant au sein d'un groupement d'intérêt économique de définir une stratégie commerciale solide. Cette filière de production est en cours de procédure de certification (normalisation qualitative du secteur industriel au Cambodge).

Ce succès a été récompensé par le « Ashden Award », un prix international dédié aux meilleures initiatives énergétiques.

Le contexte socio-économique du Cambodge en quelques chiffres

Les années 90 ont permis la reconstruction des infrastructures vitales du pays. Des signes encourageants confirment cette situation :

- Une croissance stable autour de 6 %.
- Le retour des touristes.
- Les niveaux d'investissements privés en progression.
- La fin du Mouvement « Khmer Rouge » en 1999.

Au cours des dix dernières années, le taux de pauvreté a reculé, passant de 39 % à 34,7 %. Cependant, malgré ces signes encourageants, le Cambodge reste l'un des pays les plus pauvres de la planète avec un PIB de 280 $US/an/hab et une différence grandissante de niveaux de vie entre les villes et les campagnes (85 % de la population en milieu rural avec un PNB de 119 $US/an/hab).

La population du Cambodge est estimée à 14 millions d'habitants en 2007, avec un taux de croissance de 1,8 %.

L'économie repose essentiellement sur le bâtiment, sur l'industrie textile (95 % des exportations) et le tourisme (1,4 million de visiteurs en 2005, en augmentation de 35 % par rapport à 2004). Suite à la récente découverte de ressources pétrolières et gazières off-shore dans une zone partagée avec la Thaïlande, le Cambodge pourrait devenir exportateur de pétrole et de gaz en 2011.

UNE PREMIÈRE BATAILLE DE GAGNÉE… MAIS LE COMBAT DOIT CONTINUER

Durant ces dernières années, le projet a donc poursuivi ses efforts de validation de solutions alternatives et dispose maintenant d'un arsenal complet :

- Un mode de production de charbon durable économiquement compétitif.
- Des modèles rentables d'unités de valorisation de déchets de biomasse ou de bois-énergie.
- Une nouvelle gamme de foyers capables de brûler efficacement un large choix de déchets de biomasse.

PRODUCTION DE « CHARBON RENOUVELABLE »

Basé sur une technologie japonaise, un modèle de four de carbonisation fixe à faible coût (500 $US) a été

La commercialisation du New Lao Stove en quelques chiffres

À la fin de novembre 2006, 151 448 familles étaient équipées du modèle économe. Elles ont économisé un total de 4 000 000 $US à cette date (on comprend leur intérêt pour ce modèle).

La plus value injectée dans la chaîne de commercialisation avec ce nouveau foyer de cuisson est de 92 000 $US par an. Ainsi, 314 000 tonnes de CO_2 ont été évitées.

Communauté forestière

introduit au sein des communautés forestières à la recherche d'un mode d'exploitation de leur forêt alliant rentabilité et durabilité.

Cette technologie possède deux avantages par rapport à la pratique traditionnelle : un charbon de meilleure qualité et un sous-produit obtenu par condensation des gaz de pyrolyse, l'acide pyroligneux.

Un meilleur rendement de conversion à partir d'une masse identique de bois et un pouvoir calorifique plus élevé du charbon obtenu permettent un gain énergétique de 35 % par rapport au procédé traditionnel. C'est cependant économiquement insuffisant pour rendre le procédé réellement attractif.

Calquée sur des approches identiques en Thaïlande et en Indonésie, la rentabilité de cette nouvelle activité rurale est assurée par la commercialisation de l'acide pyroligneux communément dénommé vinaigre de bois. Ce produit possède une large palette d'utilisations encore sous-exploitée à l'échelle nationale et internationale : en agronomie comme stimulateur de croissance, répulsif face aux insectes, en agroalimentaire comme fumée liquide, fongicide…

L'expérience en cours dans la province de Takeo a validé cette approche. Il reste donc à passer à l'étape d'extension de cette action pilote.

Une commercialisation efficace de cet acide pyroligneux associée à une certification de gestion forestière durable en cours d'élaboration nous semble une alternative majeure pour redonner au charbonnage ses lettres de noblesse (forte création d'emplois, préservation de la forêt et des sols, lutte contre le réchauffement climatique, valeur ajoutée en milieu rural, etc.).

Les communautés forestières peuvent ainsi bénéficier de modèles de gestion à rotation courte pour tirer un bénéfice constant et rapide de leur forêt (technique du taillis, essences forestières spécifiques associées à des essences nobles), qui constituent une nouvelle motivation pour conserver leur couverture forestière.

DES MODÈLES RENTABLES D'UNITÉS DE VALORISATION DE DÉCHETS DE BIOMASSE OU DE BOIS-ÉNERGIE DURABLE

Au Cambodge, mis à part la balle de riz utilisée dans les briqueteries, les gisements de déchets combustibles d'origine agricole non valorisés sont conséquents (rafle de maïs, coque d'arachide, écorce de noix de coco, bagasse) en quantité suffisante pour remplacer le bois et le charbon de bois non durables pour la cuisson domestique.

La principale difficulté est de pouvoir collecter ces déchets et d'utiliser des procédés de valorisation à faible plus-value pour pouvoir être compétitif sur le marché local (en 2006, le charbon de bois s'achetait 14 cts $US/kg et le bois 7 cts $US/kg).

Nous avons pu valider trois approches du point de vue technique et économique :

– *La production de briquettes de charbon*

À condition de disposer de fines de charbon de biomasse à faible coût, il est économiquement opportun de développer une activité de production de briquettes de charbon pour la cuisson domestique. Le type de technologie de densification dépend du rythme de production visé. Une unité de petite taille est opérationnelle à Battambang (utilisation de résidus de gazogènes), une autre est en préparation à Phnom Penh (utilisation de résidus de séchoir à biomasse).

Four de carbonisation amélioré

Four de carbonisation traditionnel

– *La production de bois-énergie durable*

La nature fait bien les choses, notamment avec deux essences forestières à forte croissance, *Gliricidia sepium* et *Leucæna leucæna*, qui tirent profit du climat et des types de sol du Cambodge sans les appauvrir, et qui sont adaptées à une coupe en taillis. Une action pilote est en cours dans la province de Takeo ; d'autres suivront dans les provinces autour de Phnom Penh. Le ratio temps de travail et profit généré par la vente comme bois de feu est favorable pour inciter des agriculteurs à se lancer dans cette nouvelle activité économique.

Une régulation des flux de bois-énergie favorisant celui identifié comme renouvelable (différents niveaux de taxes) est en cours de préparation avec le gouvernement cambodgien. Une antenne du projet est d'ailleurs directement intégrée au MIME (Ministère de l'Industrie des Mines et de l'Énergie) pour mettre sur pied une base de donnée nationale sur la production et la consommation de bois-énergie et définir une stratégie durable.

Distribution de charbon illégal

– *Le reconditionnement de déchets de biomasse pour les équipements de combustion*

Avec des technologies de broyage et séchage de taille artisanale, il est possible de viabiliser des unités de reconditionnement de déchets de biomasse en milieu urbain en parallèle avec la diffusion d'équipements de combustion capables de brûler de manière efficace ce type de combustibles. Une expérience pilote est en cours de mise en place à Phnom Penh. Il s'agit de produire un combustible conditionné (granulométrie et teneur en eau) pour les besoins énergétiques domestiques et industriels. Ce concept novateur se rapproche de celui des centres de remplissage de gaz liquéfié : seul le combustible change, le système de distribution est identique, avec des consignes qui seront remplies de nouveau après usage.

Une nouvelle gamme d'équipements de combustion du bois pour les pays du Sud

Suite à l'édiction de nouvelles normes sur les fumées de combustion du bois, une nouvelle génération d'équipements est apparue ces dernières années sur le marché des pays du Nord. Par une utilisation judicieuse des matériaux locaux à faible coût, il est possible de proposer à des prix abordables ces équipements pour des marchés moins solvables, ceux de la cuisson domestique et du petit artisanat dans les pays du Sud. Il s'agit de véritables brûleurs à gaz de bois, la combustion des gaz de pyrolyse du bois étant séparée de l'étape de production de ces gaz. La combustion est alors sensiblement améliorée, à une température

élevée entre 900 et 1 000 °C et une quantité d'oxygène légèrement en excès.

Au Cambodge, avec l'appui de Planète Bois[4] et d'autres experts internationaux, nous nous attachons à assurer une large diffusion d'un modèle à bas coût à haute performance pour les cuissons de grande capacité (sucre de palme, cuisine collective, etc.) et pour la cuisson domestique à partir de copeaux de déchets de biomasse.

Quel futur pour la biomasse-énergie au Cambodge ?

Comme nous l'avons vu, la biomasse-énergie représente une chance extraordinaire de développement durable pour le Cambodge, pour peu que des approches pragmatiques en lien avec la réalité sociale et économique soient mises en œuvre.

Actuellement montré du doigt pour son absence de gestion pérenne de sa richesse forestière, le Cambodge peut devenir dans les années à venir un modèle en matière de gestion de sa biomasse-énergie.

Notre volonté est d'accompagner au mieux les efforts entrepris en ce domaine en partenariat, notamment avec le MIME. La biomasse-énergie n'est plus oubliée comme par le passé dans les stratégies énergétiques et vu son impact en termes de cohésion sociale, de création de richesse, de lutte contre le réchauffement climatique, elle retrouve peu à peu sa place de première énergie primaire du pays.

Prenons donc rendez-vous dans dix ans pour voir si en particulier les actions pilotes en matière d'alternatives au charbon illégal ont pu être largement diffusées.

Foyer domestique à combustion performante

Les enjeux du marché du carbone pour le bois-énergie au Cambodge

Le programme Bois-Énergie nous a permis d'acquérir une nouvelle compétence pour intégrer la diffusion de foyers économes en bois de feu dans les Mécanismes de Développement Propre (MDP).

La complexité des procédures s'accommode difficilement de la spécificité des foyers améliorés. Néanmoins, grâce à un réseau international, les démarches sont en train d'aboutir.

Nous travaillons aussi sur les procédures MDP sur le charbon et le bois-énergie certifiés renouvelables.

Le marché parallèle, dénommé marché volontaire (entreprises du secteur privé, particuliers[5]) fonctionnant sur les mêmes principes, est déjà très ouvert à ce type de programme de diffusion à fort impact environnemental et social. Qui plus est, intégrant des acteurs comme Action Carbone[6] (fondé par Yann Arthus-Bertrand) déjà partenaire du projet au Cambodge, ce marché volontaire garantit une réelle éthique sur l'utilisation des fonds générés par la vente des tonnes de CO_2 non émises.

GERES Cambodge a par ailleurs été mandaté par la Banque mondiale pour mettre sur pied un bureau d'appui aux acteurs d'Asie du Sud-Est pour des initiatives à fort impact social éligibles aux procédures MDP.

Nous espérons que ces nouveaux mécanismes de financement nous permettront de poursuivre sur le moyen terme nos actions au Cambodge, la rigueur des procédures de suivi-évaluation indépendantes nous permettant notamment de valider avec la partie cambodgienne des actions de certification de gestion durable de la forêt et de contrôle/qualité des foyers performants.

4. Planète Bois est une structure française avec des facilités de laboratoire et d'expertise pour la validation d'équipements bois-énergie à haute performance pour les pays du Sud.

5. La compensation volontaire : www.CO2solidaire.org

6. http://www.goodplanet.org/

REPÈRES

Les fiches qui suivent ont pour objectif de rassembler, sous forme très résumée, pour différentes filières renouvelables, un certain nombre d'éléments factuels sur l'état de l'art, les coûts, l'état des marchés, les potentiels et les perspectives des différentes technologies envisagées. Elles permettent en un coup d'œil d'acquérir les informations de base nécessaires au lecteur pour aborder la lecture des articles de ce dossier sur les renouvelables et de procéder plus facilement à des comparaisons entre filières. La liste n'en est pas complète puisqu'il y manque en particulier les filières d'énergie marine (marémotrice, énergie thermique des mers, énergie des vagues) et l'ensemble de la filière « solaire passif ».

Grande hydraulique

Rapide historique

L'énergie hydraulique est utilisée depuis des siècles pour produire de l'énergie mécanique. L'hydroélectricité commence à se développer dans les années 1880 (invention en France de la turbine en 1827) et les turbines électriques ont quasi complètement remplacé les usages mécaniques à la fin du 19e siècle en Europe. Le développement des réseaux et la recherche d'économies d'échelle aboutissent au développement de la grande hydraulique dès les années 30 au détriment des petites installations[1].

Aujourd'hui, le développement des grands barrages se fait essentiellement en Asie et Amérique du Sud et soulève de nombreuses questions d'environnement et de respect des populations.

État de l'art

Hydraulique au fil de l'eau : pas de barrage et donc de retenue d'eau. La puissance fournie par la centrale, proportionnelle au débit instantané du fleuve, fluctue donc au cours de l'année en fonction du climat. Cette technologie est utilisée sur les grands fleuves.

Hydraulique de barrage : la présence d'une retenue d'eau permet de moduler la production en fonction de la demande. Cette technologie, la plus utilisée aujourd'hui, est aussi la plus destructrice puisque la création de retenues artificielles entraîne la mise en eau de vastes espaces naturels ou de zones habitées. Seul le quart des 45 000 grands barrages construits dans le monde servent à la production d'électricité. Les trois quarts restants sont souvent uniquement dédiés à l'irrigation ou à la gestion des crues.

Pompage turbinage : le pompage turbinage n'est pas une production d'énergie en soi mais une méthode de stockage largement utilisée en Europe. Une installation de pompage-turbinage nécessite deux retenues d'eau avec une dénivellation entre elles reliées par une conduite forcée. L'électricité est utilisée pour pomper l'eau de la retenue inférieure en période de surproduction (la nuit par exemple) et, quand la demande augmente, on turbine. Le rendement total est de 75 % environ.

1. Voir pages 49 à 59.

La grande hydraulique en bref

• Capacité installée :	748 GW
• Production :	2900 TWh annuels, soit 16 % de l'électricité mondiale
• Investissement :	1400 à 2000 €/kW
• Coût de production :	2 à 8 c€/kWh
• Durée de vie :	supérieure à 50 ans sans gros investissement
• Marché annuel :	11 à 15 milliards d'euros

Coûts

Investissement : l'investissement varie beaucoup d'une installation à l'autre, notamment du fait de la nature et de la configuration du site, le génie civil pouvant représenter plus de 50 % du coût. Selon l'AIE, le coût d'investissement serait compris dans une fourchette de 1400 à 2000 €/kW. Par contre, les coûts d'entretien, de maintenance et de conduite des centrales sont généralement très réduits. En France par exemple, la plupart des centrales hydrauliques sont télécommandées et ne disposent pas de personnel permanent sur site.

Coût de production : l'hydraulique existante en Europe ou en Amérique du Nord a des coûts de production très bas aujourd'hui puisque les installations sont largement amorties après plusieurs décennies de production. La littérature existante fait état de coûts de production entre 2 et 8 c€/kWh.

Capacité installée

Il y avait 748 GW de grande hydraulique installés à fin 2005 sur un total de 930 GW de capacité de production d'électricité d'origine renouvelable. La grande hydroélectricité est donc la filière qui domine largement encore aujourd'hui, même si elle connaît un taux de croissance beaucoup plus faible que les autres.

Production

La plupart des statistiques existantes agrègent petite et grande hydraulique, sauf pour la zone Europe. L'ensemble de l'hydraulique représente 2,2 % de la production mondiale d'énergie primaire et 16 % de l'approvisionnement en électricité, soit 2890 TWh.

Marché actuel

15 à 20 milliards de dollars d'investissements en 2005[2] (Chine, Brésil et Inde essentiellement), soit l'équivalent de la moitié de l'investissement dans les autres filières renouvelables.

Perspectives

Potentiels

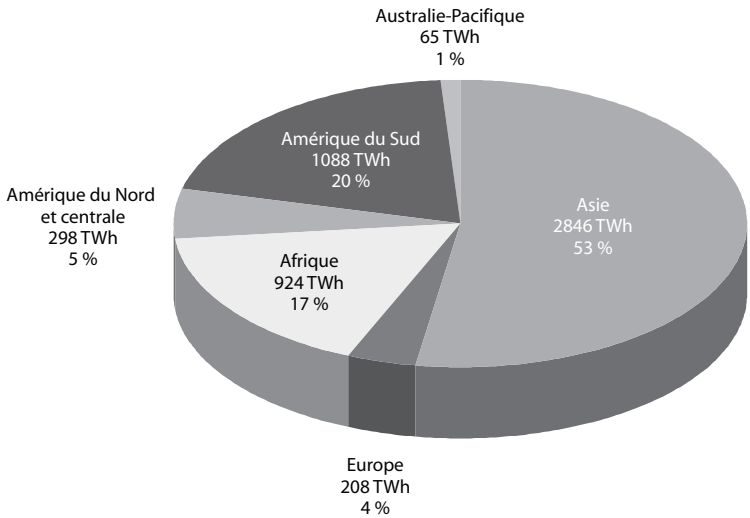
La littérature existante traite du potentiel sans différencier petite et grande hydroélectricité. Le potentiel technique de l'hydroélectricité est estimé à plus de 14 000 TWh, soit quasiment la demande électrique mondiale (17 450 en 2004). Le potentiel considéré aujourd'hui comme économiquement exploitable est d'environ 8 500 TWh, la moitié de la consommation mondiale d'électricité actuelle. La différence entre le potentiel économique et la production actuelle, qu'on appelle « potentiel exploitable », est supérieure à 5 000 TWh/an, soit près du tiers de la demande mondiale.

Enjeux

Contrairement à d'autres filières, l'enjeu du développement de la grande hydraulique ne se situe pas tant dans une réduction des coûts ou l'amélioration des rendements que dans le respect des conditions sociales et écologiques des implantations. Pour les pays du Nord, le potentiel est déjà largement exploité et il n'y a plus beaucoup de sites utilisables. Les principaux développements à attendre sont donc plutôt de l'ordre de la maintenance ou de l'amélioration d'installations existantes. Pour les pays en développement, notamment d'Afrique, d'Asie et d'Amérique du Sud, le potentiel reste très important, mais les questions sociales (déplacement de populations, accès à l'eau…), le respect des normes internationales établies par la Commission Mondiale des Barrages et l'impact environnemental des grands barrages préoccupent beaucoup les organisations tant écologistes que de protection des droits de l'homme.

TWh	Production 2000	Potentiel technique	Potentiel économique	Potentiel exploitable
Monde	2650	14 370	8080	5429

Potentiel exploitable



N.B. : Asie inclut ici la Russie et la Turquie.

Source : European renewable energy export strategy, EREC 2002

2. Ren21. À noter que Ren21 est un réseau international mis en place à l'issue de la conférence mondiale sur les énergies renouvelables de Bonn en 2004. Il publie notamment des rapports annuels très complets : statistiques, investissements, programmes de soutien etc. www.ren21.net

Petite hydraulique

Rapide historique

L'énergie hydraulique est utilisée depuis des siècles pour produire de l'énergie mécanique. L'hydroélectricité commence à se développer dans les années 1880 (invention en France de la turbine en 1827) et les turbines électriques ont quasi complètement remplacé les usages mécaniques à la fin du 19e siècle en Europe. Le développement des réseaux et la recherche d'économies d'échelle aboutissent au développement de la grande hydraulique dès les années 30 au détriment des petites installations.

La crise de 73 entraîne un regain d'intérêt pour la petite hydraulique et l'apparition de nouveaux fabricants, mais, comme pour toutes les filières, le contre-choc de 85 et les années de pétrole à bas prix en freinent le développement. C'est la préoccupation climatique et l'adoption de cadres favorables qui relancent l'intérêt depuis le tournant du siècle.

État de l'art

La plupart des auteurs et organismes internationaux fixent la limite entre petite et grande hydraulique à une puissance de 10 MW. Il y a cependant des exceptions, la Chine, par exemple, la fixe à 25 MW. Dans ce cadre, on distingue : la mini-hydroélectricité, entre 100 kW et 1 MW, la micro-hydroélectricité, moins de 100 kW, la pico-hydroélectricité, moins de 5 kW.

On peut encore classer les installations en trois grands types :

- l'hydraulique de barrage, essentiellement en montagne ;
- l'hydraulique au fil de l'eau ou avec des élévations artificielles de quelques mètres seulement ;
- l'hydraulique de récupération : systèmes intégrés dans un circuit d'irrigation ou d'eau potable ou usée. Dans ce cas, la production électrique est une activité annexe.

Les turbines atteignent aujourd'hui des rendements de 60 à 90 % selon les technologies et surtout la taille, et les générateurs qui transforment l'énergie mécanique en électricité ont une efficacité proche de 100 %.

La petite hydraulique est une des filières les plus matures des « nouvelles » énergies renouvelables, mais aussi celle dont le potentiel a été le plus largement exploité en Europe et en Amérique du Nord. Les grands marchés actuels se situent principalement en Asie, même si les potentiels restent largement sous-exploités en Afrique et sur le continent américain (en particulier en Amérique du Sud).

La petite hydroélectricité en bref

- Moins de 10 MW
- Rendement : 60 à 90 %
- Productible : 1 kW installé produit de 3 500 (moyenne UE) à 6 000 kWh/an
- Durée de vie : 50 ans sans gros investissement
- Capacité installée mondiale : 66 GW en 2005 (selon Ren21)
- Production : 240 TWh

Coûts

Investissement : il varie beaucoup d'une installation à l'autre, le génie civil pouvant représenter plus de 50 % du coût. Selon l'AIE, l'investissement s'élève à 1 200-1 300 €/kW en Europe de l'Ouest mais peut atteindre 5 000 €/kW pour les petites installations complexes en matière de génie civil.

Coût de production : il dépend, en sus de l'investissement, du régime hydrologique et météorologique d'une région donnée. Il est cependant important de noter que dans de nombreuses régions du monde, une installation hydroélectrique est une des options les moins onéreuses pour une électrification rurale suffisante pour développer des activités économiques. Selon l'AIE, une fourchette allant de 1,5 à près de 9,2 c€/kWh doit être considérée. En Europe, les coûts observés varient de 6 à 8,5 c€/kWh.

Capacité installée

Les données sur les capacités installées sont très variables du fait des différentes définitions de la petite hydraulique. La seule série un peu complète disponible est reproduite ci-dessous mais il faut noter que Ren21 donne des valeurs nettement plus élevées, avec une capacité mondiale totale de 66 GW en 2005 dont 38,5 en Chine. Les différences s'expliquent essentiellement par le seuil de puissance considéré, 10 MW pour l'AIE, 25 pour la Chine par exemple. Pour l'Europe des 25, on était à 11,6 GW fin 2005[3].

3. Baromètre EurObserve'ER Petite hydraulique. Août 2006. Observ'Er applique la règle des 10 MW.

Capacités installées en petite hydroélectricité par région du monde en 2003

2003	Capacité installée (MW)	%
Asie	32641	68,00 %
Europe	10723	22,34 %
Afrique	228	0,48 %
Amérique centrale et du Nord	2929	6,10 %
Amérique du Sud	1280	2,67 %
Australie-Pacifique	198	0,41 %
Total	**47999**	**100 %**

Source : *The International Journal on Hydropower and Dams*, 2004 ; US DOE, 2004

Le taux de croissance annuel moyen de la petite hydraulique observé entre 2000 et 2004 est de 8 %. Le ralentissement des pays développés est largement compensé par les programmes asiatiques, notamment Chine et Inde.

Production

La plupart des statistiques existantes agrègent petite et grande hydraulique à l'exception de la zone Europe. Nous avons donc recalculé cette production sur la base des données disponibles pour obtenir un ordre de grandeur.

2005	Production (TWh)
Europe	43,1*
Total monde	**240****

* EurObserv'Er

** Calcul basé sur le productible AIE appliqué aux données 2005

Marché actuel

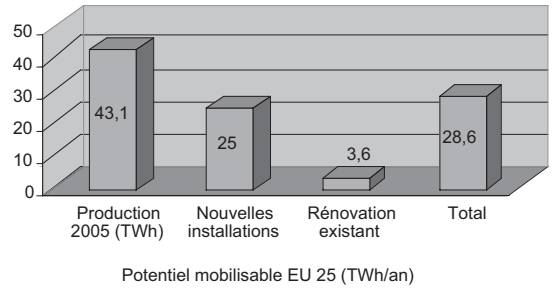
4,2 milliards d'euros investis en 2005, soit 11 % de l'investissement total dans les énergies renouvelables (hors grande hydraulique)[4]. L'AIE[5] a répertorié 175 entreprises employant 25000 personnes dans le monde. L'industrie européenne emploie 10000 personnes[6] à elle seule.

Perspectives

Potentiels

La littérature existante traite du potentiel mondial sans différencier petite et grande hydroélectricité. Nous donnons ici la production actuelle et le potentiel exploitable européen encore mobilisable de la petite hydraulique, le reste est présenté dans la fiche dédiée à la grande hydraulique.

Production et potentiel mobilisable EU 25



Source : State of the Art of SHP in EU 25, ESHA 2004

À titre de comparaison, le potentiel exploitable hydraulique total est d'environ 200 TWh en Europe, la petite hydraulique représentant donc un peu plus de 14 % du total. L'AIE[7] prévoit un taux de croissance annuel de la petite hydraulique compris entre 3 et 5 % d'ici 2020, largement tiré par la Chine et l'Amérique du Sud.

Enjeux

Contrairement à d'autres filières, les enjeux de la petite hydroélectricité ne se situent ni dans une réduction importante des coûts ni dans l'amélioration des rendements puisque cette filière est techniquement mature. Des évolutions favorables sont bien entendu possibles et nécessaires mais elles ne joueront qu'à la marge.

Les enjeux sont principalement de deux ordres :

- Le financement des investissements par la mise en place (ou le maintien pour l'Europe) de systèmes comme les tarifs d'achat facilitant le développement de l'investissement privé ou via les mécanismes du Protocole de Kyoto, notamment dans les pays asiatiques où l'essentiel du développement de la petite hydraulique se fait aujourd'hui sur fonds publics.
- La question environnementale : la petite hydroélectricité doit prouver sa compatibilité avec la protection des milieux aquatiques et cours d'eau. Son développement est aujourd'hui largement freiné par l'opposition des associations de pêcheurs ou naturalistes et des réglementations très strictes.

En Europe de l'Ouest et Amérique du Nord, il existe un potentiel important dans la rénovation d'installations existantes. Le remplacement des turbines installées il y a plusieurs décennies permettrait de développer une puissance de 1000 MW supplémentaires et une production de l'ordre de 4 TWh à moindre coût sur les sites existants pour la seule Europe des 15[8].

4. Donnée Ren21.
5. « Renewables for power generation. Status and Prospects », AIE 2003.
6. Donnée ESHA.
7. « Renewables for power generation. Status and Prospects », AIE 2003.
8. « BlueAge » ESHA, 2000.

Solaire photovoltaïque

Rapide historique

La capacité de conversion directe de la lumière en électricité grâce à des matériaux semi-conducteurs, l'effet photovoltaïque, a été découverte par Becquerel dès 1839, mais il a fallu attendre le développement de l'électronique dans les années 50 pour permettre la création de cellules photovoltaïques. Le brevet de la première cellule à base de silicium a été déposé par les laboratoires Bell en 1955.

Les premières applications apparaissent dès les années 60 avec l'équipement de satellites spatiaux. Puis, à partir de 1970, les premières utilisations terrestres concernent l'électrification des sites isolés et le développement de micro-applications comme les montres et calculatrices solaires.

Après une première phase de croissance assez importante dans les années 80, c'est à partir du milieu des années 90 que l'on assiste à l'explosion du marché, tiré par le développement des applications photovoltaïques connectées au réseau, les « toits solaires », dans les pays pionniers comme le Japon et l'Allemagne.

État de l'art

On distingue deux usages principaux aujourd'hui :

- L'électrification pour des applications ou sites isolés (électrification rurale ou de sites isolés, balises lumineuses, clôtures, chargeurs, parcmètres, pompes…) allant de quelques watts à 1 kW.
- Les applications, de quelques kW au MW, connectées au réseau électrique basse tension : centrales solaires au sol, toits solaires ou installations intégrées aux bâtiments (façades, verrières, pare-soleil, tuiles photovoltaïques…)

Les deux principales technologies sont le silicium cristallin et les couches minces avec chacune leur spécificité :

- *Cellules à silicium poly ou monocristallin :* 85 % du marché. Les rendements élevés en font la technologie dominante tant qu'il s'agit d'obtenir le maximum de capacité sur des surfaces limitées.
- *Couches minces :* Au lieu de fabriquer des cellules qu'on connecte ensuite entre elles, on projette le semi-conducteur sur un support. Cette technologie permet par exemple d'avoir des applications souples ou complètement intégrées à des matériaux de construction. Le rendement au m^2 est plus faible mais l'évolution des coûts de production devrait permettre de compenser ce faible rendement par la capacité d'utiliser de grandes surfaces. Il est toutefois important de noter que le basculement du marché vers les couches minces, souvent annoncé, n'a jamais encore été vérifié.

Le solaire photovoltaïque en bref

- Capacité installée en 2005 : 5 GWc
- Production en 2005 : 5 TWh
- Rendement : 5 à 15 % selon les technologies
- Productible : 1 000 kWh/kWc/an en moyenne
- Temps de retour énergétique : 1,6 à 4 ans selon le « photovoltaïcs power systems program » de l'AIE
- Durée de vie : 30 ans

Coûts[9]

Connecté au réseau : Le coût moyen des systèmes complets est de 6 000 €/kWc avec une fourchette de 4 à 7 000 €/kWc. La part des panneaux solaires y atteint 60 % du coût complet.

Sites isolés : Le coût moyen des systèmes complets, batteries incluses, est de 8 500 €/kWc et la partie solaire ne représente que 35 % (3 000 €/kWc) du coût complet.

La courbe d'apprentissage historique du photovoltaïque montre que les coûts ont été divisés par deux à chaque décuplement de la production. L'objectif de l'industrie du photovoltaïque est d'atteindre un coût de 2 000 €/kWc en 2020 au plus tard pour les systèmes connectés au réseau.

Les coûts de production sont très variables : de 0,19 à 1 €/kWh.

Capacité installée et production d'électricité[10]

La capacité installée mondiale a atteint 5 000 MWc fin 2005 alors qu'elle n'était que de 200 MW en 2000.

La production mondiale était estimée à 5 TWh en 2005.

9. Fourchette WEA 2000/European photovoltaic Industry Association (EPIA) 2006.
10. « Solar Generation » EPIA – Greenpeace International, 2006.

Marché

Le solaire photovoltaïque connaît un taux de croissance annuel important depuis plus de 20 ans : 15 % dans les années 90, 35 % depuis. En 2005, le marché mondial représentait 1727 MWc[11]. Le marché international s'est largement transformé ces 10 dernières années. En 1990, les systèmes destinés aux applications très spécifiques (telecom, balisage) ou pour les produits de type calculatrices représentaient 70 %, l'alimentation électrique en site isolé 23 % et le connecté au réseau seulement 11 %. En 2005, les systèmes de toits solaires connectés représentent 80 % du marché.

L'industrie du photovoltaïque est largement dominée par une dizaine de fabricants. La répartition mondiale de la production est assez liée au dynamisme des marchés[12] : Japon 48,2 %, UE 26,2 % (essentiellement Espagne et Allemagne), Chine (inc. Taïwan) 11,6 %, États-Unis 8,9 %. Les principaux acteurs commencent cependant à installer leurs usines dans les pays au marché prometteur.

Le photovoltaïque représente 26 %[13] des investissements totaux dans les énergies renouvelables en 2005 avec un marché de plus de 9 milliards d'euros. Les industriels ont de plus investi 6 milliards dans le développement de leurs capacités de production. Il faut enfin préciser que le marché a été freiné en 2005 par une pénurie de matière première et donc une tension entre l'offre et la demande. Un effet secondaire fâcheux est que, dans ces conditions, les prix des équipements pour les ménages ne baissent plus.

Perspectives

Potentiels

Le potentiel physique des rayonnements solaires reçus par la Terre représente plusieurs milliers de fois la consommation mondiale d'énergie. Cependant, comme pour la production de chaleur solaire, le potentiel réellement utilisable doit tenir compte non seulement des capacités techniques de captage et de conversion mais aussi des besoins des populations et industries dans les différentes régions du monde.

L'étude réalisée en 1992 par B. Dessus, B. Devin et F. Pharabod « Potentiel mondial des énergies renouvelables » (PMER)[14], et tenant compte des trois paramètres physique, technico-économique et socio-économique arrivait à une évaluation d'un potentiel mobilisable en électricité solaire de 200 TWh en 2000 pour l'électrification en sites isolés, essentiellement dans les pays du Sud. Pour 2020, cette même étude proposait un potentiel de 540 TWh sur la base d'une population et de besoins accrus. Par contre, aucune évaluation des perspectives de développement du photovoltaïque sur réseau n'était envisagée dans cette étude.

Les industriels[15] estiment de leur côté le potentiel mobilisable, en tenant compte de la situation industrielle et en appliquant des politiques d'encouragement à 276 TWh à l'horizon 2020. À l'horizon 2050, les divergences entre auteurs s'accentuent mais l'ordre de grandeur reste dans une fourchette de 3 à 5000 TWh.

Enjeux

L'amélioration des rendements est bien sûr un enjeu important qui permettrait d'accroître la rentabilité et d'améliorer la production par unité de surface. La baisse des coûts des panneaux s'est ralentie et les prévisions des années 90 ne se sont pas encore vérifiées. Cette situation s'explique en partie par une double limitation :

- L'industrie photovoltaïque dépend aujourd'hui de la production de silicium destinée à l'industrie électronique et les situations de tension ou pénurie ne sont pas rares. Par ailleurs, ce silicium de très haute qualité et coûteux pourrait avantageusement être remplacé par du silicium *ad hoc* spécifiquement fabriqué pour les applications photovoltaïques. Des usines de fabrication de silicium destinées au seul marché photovoltaïque sont en cours de développement et la situation devrait s'améliorer dès 2008.
- L'explosion de certains marchés n'avait pas été suffisamment anticipée, mais les producteurs ont massivement investi en 2005 et les tensions devraient se résorber.

Reste la question de la réduction des coûts des parties non photovoltaïques des systèmes, en particulier pour sites isolés, qui conditionnera très largement le développement de la filière.

Autre enjeu important, l'amélioration des performances environnementales de l'industrie elle-même. Même si le procès fait au « photovoltaïque qui consomme plus qu'il ne produit » est aujourd'hui démenti par l'analyse des temps de retour énergétique (1,4 à 4 ans), il reste que cette industrie consomme eau, électricité, produits chimiques et certains métaux lourds comme le cadmium. La production de silicium « qualité solaire » permettra d'améliorer encore le bilan mais l'industrie cherche aussi à développer les filières de recyclage et limiter l'usage de cadmium.

Enfin, et comme pour la plupart des filières, le cadre politique et économique fixé par les gouvernements reste le facteur majeur conditionnant le rythme de développement.

11. « Baromètre photovoltaïque » Eur'Observer, 2006.
12. *Ibid*.
13. « Renewables Global Status Report » Ren21, 2006.
14. CF *Les cahiers de Global Chance* numéro n° 15 pour une présentation détaillée et « le potentiel mondial des énergies renouvelables », La Houille blanche 1991.
15. « Solar Generation » EPIA – Greenpeace International, 2006.

Solaire thermodynamique ou Solaire thermique à concentration

Rapide historique

C'est en 1878 que Mouchot présente à l'Exposition universelle un réflecteur de 5 mètres de diamètre associé à une machine à vapeur qui actionne une presse d'imprimerie. En 1907, un brevet est accordé au Dr Maier d'Aalen et M. Remshalden de Stuttgart pour un système parabolique de fabrication de vapeur. En 1912, Frank Shuman construit un système parabolique suivant le soleil de 45 kW près du Caire.

À la fin des années 70, des projets pilotes se développent aux États-Unis, en Russie, au Japon et en Europe.

Au milieu des années 80, la compagnie américano-israélienne Luz International a commencé à construire des centrales (technique cylindro-parabolique) en série dans le désert californien. Les 9 centrales privées totalisent en 1991 une puissance installée de 354 MW.

État de l'art

Le solaire thermodynamique consiste à concentrer le rayonnement solaire pour obtenir des hautes températures et produire ainsi de l'énergie mécanique et/ou de l'électricité.

On distingue trois technologies principales aujourd'hui :

- *Cylindro-parabolique :* des miroirs cylindro-paraboliques alignés concentrent la chaleur. Le circuit du fluide caloporteur passe au centre de chaque miroir et traverse l'ensemble du champ de capteurs. C'est la technologie la plus répandue aujourd'hui (354 MW en Californie).
- *Centrales à tour :* des centaines, voire des milliers de miroirs (héliostats) réfléchissent et concentrent le rayonnement solaire sur une cible centrale, située au sommet d'une tour. Exemples de réalisations : centrale Thémis en France, Solar One en Californie.

Il existe aujourd'hui des projets commerciaux pour quelques dizaines de MW, notamment en Espagne et en Afrique du Sud.

- *Paraboles :* une parabole concentre le rayonnement sur un foyer (même concept que les fours solaires). Cette technologie est adaptée aux petites puissances, de quelques dizaines de kW. Quelques projets sont en cours de développement, toujours essentiellement en Californie et en Espagne.

Le solaire thermodynamique en bref

- Capacité installée en 2004 : 380 MW
- Rendement : 13 à 15 %
- Productible : 1 900 kWh/kW/an en moyenne
- Coûts observés : 11,5 c€/kWh
- Durée de vie : 25 à 30 ans
- Temps de retour énergétique : 5 mois

Coûts[16]

Les coûts d'investissements vont de 3 000 €/kW pour les systèmes cylindro-paraboliques à plus de 10 000 pour les paraboles. Cependant, ces technologies n'en sont qu'au tout début de leur courbe d'apprentissage et les perspectives de réduction des coûts sont importantes. Aujourd'hui, les centrales solaires californiennes produisent de l'électricité à près de 11,5 c€/kWh. Celles qui sont en cours de construction ambitionnent de descendre à 6,5 c€/kWh et la perspective de long terme, selon les industriels, est de 5, c€/kWh.

Perspectives

Près de 300 MW de projets sont en cours de réalisation à travers le monde. La principale application en développement est la centrale solaire associée à un cycle combiné gaz (*Integrated Solar Combined Cycle*).

L'Espagne et la Californie envisagent des centrales de 500 MW, mais leur réalisation dépendra des recherches en cours sur des projets de bien plus faible capacité.

Le scénario de développement proposé par les professionnels, le programme Solar Paces de l'AIE et Greenpeace international[17] estime que le solaire thermodynamique pourrait atteindre une capacité installée de près de 37 GW en 2025 (soit 95,8 TWh) et même 600 GW en 2040.

16. Fourchette AIE 2003/European Solar Thermal Industry Association (ESTIA) 2005.
17. « Concentrated solar thermal NOW ! » ESTIA, AIE, Greenpeace International, septembre 2005.

Éolien

Rapide historique

L'énergie du vent est utilisée depuis des siècles pour moudre des céréales ou pomper de l'eau. Son utilisation a d'ailleurs marqué de nombreux paysages ruraux en Europe.

La première éolienne de production d'électricité (12 kW, courant continu) est mise en service en 1888 aux États-Unis. Elle comporte 144 pales et le rotor a un diamètre de 17 m. La première turbine à courant alternatif date des années 30.

Jusqu'au milieu du 20e siècle, l'éolien est utilisé essentiellement en sites isolés. C'est dans les années 70 qu'il connaît un nouvel essor.

À la fin du 20e siècle, le développement très rapide d'éoliennes de plus en plus puissantes et performantes est essentiellement le fait des industries européennes (Danemark puis Allemagne, Espagne…). La capacité installée mondiale passe de 4800 MW en 1995 à 74000 en 2006 avec des taux de croissance annuels oscillant entre 30 et 45 %.

État de l'art

L'évolution de la technologie éolienne a été essentiellement marquée par un accroissement de la taille unitaire des machines qui est passée d'une moyenne de 20 kW en 1985 à 500 kW en 1995 et autour de 1,5 MW aujourd'hui. Les plus grosses machines, développées pour l'off-shore, atteignent 5 MW.

Il existe bien entendu toujours un marché du petit éolien pour des sites isolés, des installations individuelles ou des petits réseaux, mais il est marginal en comparaison.

Par ailleurs, alors que dans les années 80 seules les pales et systèmes de contrôle étaient spécifiques à la filière, l'industrie éolienne a maintenant développé une large gamme de composants dédiés uniquement à ses machines.

La technologie dominante est celle des éoliennes bi ou tripales à axe horizontal. Des marchés de niche existent pour les éoliennes carénées ou « urbaines » mais ils sont eux aussi encore marginaux.

Le « rendement » s'est lui aussi amélioré ; il est passé d'environ 400 kWh/m² de surface balayée dans les années 80 à 900 en 2000.

L'éolien en bref

- Machines de quelques centaines de watts à 5 MW.
- Productible : 1 kW installé produit de 2000 à 3500 kWh/an selon les conditions de vent du site.
- Durée de vie : 20 à 25 ans environ
- Capacité installée mondiale : 74 GW en 2006
- 150000 salariés et 18 milliards d'euros de chiffre d'affaires en 2006

Les éoliennes produisent de 2000 à 3500 heures par an pour les meilleurs sites, notamment off-shore, en fonction du régime des vents. Si la production est relativement prévisible, son caractère intermittent nécessite une gestion adaptée. L'expérience accumulée dans les régions fortement équipées permet toutefois de considérer qu'en dessous d'un taux de pénétration de 20 % sur un réseau, aucune mesure d'adaptation n'est nécessaire[18].

Coûts[19]

Investissement : le coût d'investissement de l'éolien est en moyenne de 1000 €/kW aujourd'hui, soit 10 fois moins qu'il y a 30 ans. Pour l'éolien terrestre (environ 900 €/MW), la machine représente près des trois quarts des investissements, le reste correspondant au génie civil et raccordements électriques. L'éolien off-shore nécessite des investissements plus lourds (1200 à 1500) dont près de 20 % pour les seules fondations.

Coût de production : Il est compris dans une fourchette de 4 à 8 c€/kWh. Il est bien entendu extrêmement sensible au régime des vents : quand la vitesse est multipliée par 2, la production l'est par 8. L'accessibilité pour les opérations de maintenance est aussi un facteur important qui joue notamment pour les fermes off-shore.

Une baisse des coûts de près de 35 % a été observée dans la décennie 90, essentiellement par effet de série, augmentation de la taille unitaire et du rendement.

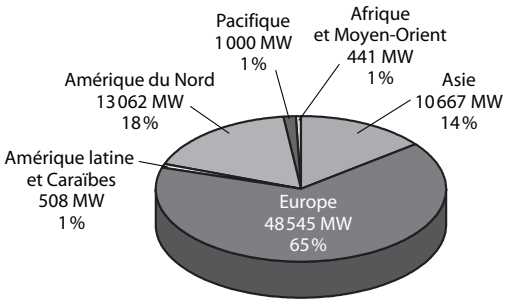
18. Voir pages 23 à 25.
19. Données AIE et GWEC.

Capacité installée[20]

La capacité installée mondiale atteint 74 223 MW fin 2006 (+15 GW) et se répartit sur 50 pays avec un taux de croissance moyen de 28 % entre 2000 et 2006.

L'Europe de l'Ouest concentre encore 65 % des installations avec 48 545 MW dont 680 en off-shore (c'était 75 % en 2002). L'Union Européenne a ainsi atteint dès 2005 l'objectif qu'elle s'était fixé pour 2010.

Capacité installée par régions du monde (fin 2006)



Ces dernières années, les marchés nord-américains et asiatiques ont connu des taux de croissance très élevés, supérieurs à ceux observés en Europe, notamment 53 % pour l'Asie tirée par l'Inde et plus récemment la Chine (+70 % en 2006).

Production

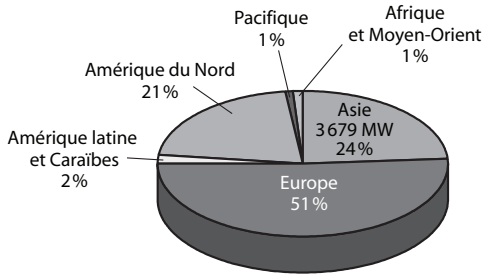
Avec une production mondiale de l'ordre de 150 TWh, l'éolien ne représente encore que 1 % de l'approvisionnement mondial en électricité avec de grandes disparités : taux de pénétration de 20 % au Danemark, 8 % en Espagne (mais près de 60 % en Navarre). En Europe, la production d'environ 100 TWh équivaut à 3,3 % de la consommation d'électricité.

Marché[21]

Cinq principales entreprises se partagent 75 % d'un marché mondial estimé à environ 14 milliards d'euros en 2005. Vestas (Danemark) reste le leader avec 32,5 % du marché suivi de l'espagnol Gamesa (17,2 %) et de l'Allemand Enercon (15,7 %). Le ralentissement de leurs marchés nationaux n'a pas atteint les industriels danois et allemands qui ont maintenu les emplois (20 000 et 63 000 respectivement) nationaux mais développé leurs exportations qui atteignent 50 % du chiffre d'affaires.

L'Amérique du Nord et Asie rattrapent petit à petit l'écart avec l'Europe.

Répartition géographique du marché mondial (2006)



Potentiels

Il existe différentes évaluations du potentiel éolien mondial. Une des plus complètes et récentes a été réalisée en 2003 par le Conseil consultatif allemand sur le changement global (WBGU) et conclut sur un potentiel technique mobilisable de 39 000 TWh. Cependant, les industriels ont établi de leur côté des scénarios de développement[22] de l'éolien qui atteignent des valeurs allant de 1 500 à 7 900 TWh en 2050 selon les politiques adoptées. La valeur basse correspondant au scénario de référence de l'AIE (2004), la valeur médiane de 4 000 TWh au respect des objectifs formulés aujourd'hui par les pays, et la valeur supérieure de 7 900 au maximum de leurs capacités si des politiques extrêmement volontaristes étaient mises en œuvre.

Perspectives

Selon le Global Wind Energy Council[23], la fourchette des coûts de production devrait encore baisser pour atteindre 3 à 6 c€/kWh en 2020. L'éolien étant techniquement mature, le facteur essentiel de son développement futur reste les politiques mises en œuvre par les différents pays. Au-dessus du taux de pénétration de 20 %, la question de la capacité d'absorption des réseaux de ces productions intermittentes se pose également. Le renchérissement des prix des combustibles fossiles ainsi que l'intégration des coûts du CO_2 sont bien sûr des éléments favorables.

20. GWEC.
21. Données GWEC 2006 et « Renewables Global status report 2006 », Ren21, 2006.
22. « Perspectives mondiales de l'énergie éolienne 2006 », GWEC, Greenpeace International, septembre 2006.
23. *Ibid.*

Géothermie

Rapide historique[24]

Les premières traces d'utilisation de la géothermie par l'homme remontent à près de 20 000 ans. La pratique des bains thermaux s'est multipliée et, depuis un siècle, les exploitations industrielles se sont développées pour la production d'électricité et le chauffage urbain.

Dès 1330, les archives font mention d'un réseau distribuant l'eau *géothermale* à quelques maisons, sur la commune de Chaudes-Aigues (Cantal, France). Elle servait même, déjà, à quelques usages « industriels » comme le lavage de la laine et des peaux. À la même époque, en Italie, dans la région de Volterra en Toscane, les lagoni, petits bassins d'eau chaude saumâtre d'où s'échappe la vapeur à plus de 100 °C, sont exploités pour l'extraction du soufre, du vitriol et de l'alun.

En 1818, le Français François Larderel entreprend dans la région de Volterra la première véritable exploitation industrielle – donnant naissance à un village qui portera son nom. Il invente la technique du « lagoni couvert », permettant de capter la vapeur à une température suffisante pour alimenter des machines destinées à pomper les eaux boriques. L'Islande, à la même époque, consacre son premier usage industriel de la géothermie à l'extraction du sel. Et en France, on réalise entre 1833 et 1841, dans le quartier de Grenelle à Paris, le premier forage pour capter, à 548 m, l'eau douce à 30 °C des sables albiens. Au 20e siècle, le mouvement s'amplifie. C'est encore en Italie, à Larderello, que la géothermie produit de l'électricité pour la première fois au monde, en 1904.

Le premier réseau moderne de chauffage urbain alimenté grâce à la géothermie est installé, quant à lui, à Reykjavik (Islande) en 1930. Dès lors, des réseaux de chaleur utilisant la géothermie vont voir le jour en France, Italie, Hongrie, Roumanie, URSS, Turquie, Géorgie, Chine, États-Unis. La production mondiale d'électricité géothermique ne deviendra significative qu'à partir des années 70, poussée par les crises pétrolières. La puissance électrique installée dans le monde est ainsi passée de 400 MW en 1960 à 8 000 MW à la fin du siècle.

La géothermie en bref

- Électricité :
  - Capacité installée : 8,9 GW
  - Production annuelle : 55 TWh
  - 1000 à 5000 euros/kW installé
  - 0,05 à 0,10 €/kWh
- Durée de vie : 30 à 50 ans
- Rendement : 5 à 10 %, >90 % si cogénération
- Chaleur :
  - Capacité installée : 27 GWth
  - Production annuelle : 70 TWh

État de l'art

La géothermie regroupe deux principaux champs d'application : la production d'électricité avec des sources à haute température et la production de chaleur basse et très basse température.

La production d'électricité : elle n'est pratiquement possible qu'avec des sources de température supérieure à 100 °C. Les rendements sont globalement assez faibles, de l'ordre de 5 à 10 %, mais la géothermie a l'avantage de produire de l'électricité de base de manière parfaitement régulière.

Plusieurs techniques existent : pour les sources de vapeur haute température, l'électricité peut être produite directement par injection de la vapeur dans une turbine ou indirectement par échange de chaleur avec une eau moins corrosive. Pour les sources moins chaudes (moins de 175 °C), de nombreuses techniques jouent sur la condensation puis la détente du fluide géothermal. La technique dite du « cycle binaire » utilisée pour des installations de petite capacité utilise la chaleur du fluide géothermal pour vaporiser un fluide au point d'ébullition beaucoup plus bas que l'eau. Enfin, la technologie des « roches chaudes fracturées » (HFR), telle qu'elle est expérimentée à Soultz la Forêt en France, consiste à utiliser la chaleur des roches du sous-sol profond en injectant de l'eau

24. Référence principale : BRGM.

dans des fractures artificielles. Cette technique, si elle se développait, permettrait d'accroître très largement le gisement utilisable.

Toutes les techniques électriques peuvent bien sûr être couplées à une valorisation de la chaleur par cogénération et permettre ainsi d'améliorer très sensiblement le rendement de l'installation.

La production de chaleur : deux applications principales, l'utilisation de la vapeur des sources haute température directement pour des applications industrielles comme à Larderello par exemple, et l'alimentation directe d'un réseau de chaleur par une source chaude de moyenne ou basse température. À noter que les pompes à chaleur utilisées pour l'habitat, qui utilisent les réserves de chaleur à faible température du sous-sol à faible profondeur (de moins d'un mètre à une centaine de mètres), connaissent un développement très important, notamment en Europe, même si le débat fait rage pour savoir si on doit les considérer comme de la géothermie au sens strict du terme.

Coûts de la production électrique

Investissement : l'investissement est très variable en fonction des gisements et des techniques : 1 200 à 3 900 €/kW installé selon les données du Ministère de l'Énergie américain (US DOE), 1 000 à 10 000 euros selon la Commission Européenne. La technologie des roches chaudes fracturées affiche des coûts prévisionnels de 2 à 3 000 euros/kW.

Coûts de production : ils sont eux aussi très variables : 12 à 39 €/MWh aux États-Unis 50 à 90 €/MWh en Europe.

Capacité installée[25]

Électricité : la capacité mondiale installée atteignait 8,9 GW fin 2005. Sept pays (États-Unis, Philippines, Mexique, Italie, Japon, Indonésie, Nouvelle-Zélande) regroupent aujourd'hui 90 % de cette capacité.

Chaleur : la capacité installée atteint 27 GWth, principalement sous forme de réseaux de chaleur. Sur les 70 pays équipés, quatre pays (États-Unis, Chine, Suède, Islande) se partagent près de 50 % de la capacité.

Production

Électricité : La production mondiale d'électricité par géothermie a atteint 55 TWh en 2005.

Il est intéressant de noter qu'elle représente déjà 10 % de la consommation pour trois pays en développement : Philippines, Salvador, Nicaragua.

Chaleur : 70 TWh de chaleur annuels.

Marché actuel

Le marché total de la géothermie (chaleur et électricité) était estimé à environ 2 milliards d'euros en 2005[26], soit 7 % du marché total des énergies renouvelables. Le taux de croissance annuel moyen observé depuis les années 80 est de 5 %.

Le marché des centrales électriques est aujourd'hui concentré en Asie et en Amérique latine. Cinq compagnies se le partagent au niveau international. Les données pour 1999 faisaient état de 40 000 à 45 000 salariés et d'un chiffre d'affaires d'environ 1,6 milliard d'euros.

Potentiels

Selon la US Geothermal Association[27], le potentiel équipable pour la production d'électricité atteindrait 85 GW à l'horizon 2030 dont 45 pour le seul continent américain, 25 pour l'Asie du Sud-Est et 10 pour l'Afrique de l'Est.

Le World Energy Assesment 2000, quant à lui, présentait les valeurs suivantes (toutes applications confondues) qui sont considérables :

- Gisement théoriquement disponible (chaleur disponible à moins de 5 km de profondeur) : 140 millions d'Exajoules (EJ).
- Ressource accessible : 600 000 EJ.
- Ressource (économiquement accessible en 50 ans) : 5 000 EJ soit plus de 120 gtep.
- Ressource économiquement accessible en 10 à 20 ans : 500 EJ, soit 12 Gtep.

Bilan des énergies renouvelables électriques

Nous avons rassemblé ici, sous forme d'un tableau, les caractéristiques de production de coûts et les marchés annuels des différentes technologies de production d'électricité renouvelable.

Ce tableau montre la diversité des situations rencontrées, avec des productibles annuels qui varient d'un facteur 7 à 8 entre les technologies solaires (photovoltaïque et thermodynamique) et géothermiques ou hydraulique

25. World Geothermal Council, 2005.

26. « Renewables, Global Status Report », REN21, 2006.

27. In « Renewables for power generation », AIE 2003.

Électricité renouvelable : ordres de grandeurs des productibles et des coûts

Filière	Investis/KW Euros	Productible/an kWh	Coût/KWh cts d'euros	Marché/an Milliards d'euros
Photovoltaïque :				9
Sur réseau	4000-7000	1000-1200	20-40	(7)
Isolé	7000-12000	1000-1200	40-100	(2)
Solaire thermodynamique	3000-10000	1000-1200	6,5-11,5	?
Éolien				14
Terrestre	1000	2000-2500	4-8	
Offshore	1200-1500	2500-3000	4-8	
Grande hydraulique	1400-2000	3000-8000	2-8	15
Petite hydraulique				4
Europe	1200-4000	3000-8000 KWh	6-8,5	
Monde	1200-4000	3000-8000	1-9,5	
Géothermie				1,5
Europe	1000-10000	8000	5-9	
États-Unis	1200-3900	8000	1,2-3,9	
Électricité charbon (pm)	1200-1400	8000 K	4,2-5,6	

Note : À titre d'information, on a donné des indications de coûts pour la production d'électricité en base (8000 heures) à partir de charbon.

au fil de l'eau, et des coûts d'investissement qui varient également dans des rapports 10 entre technologies.

À l'intérieur même de chacune des filières, les écarts de coûts peuvent être importants : les conditions d'adaptation au terrain en sont largement responsables (taille des installations, présence d'un réseau ou non, génie civil).

Il en résulte des coûts de production qui se situent aussi dans une large fourchette, de moins de 2 centimes d'euros/kWh dans les situations les plus favorables pour la microhydraulique, la grande hydraulique et la géothermie, à plus de 50 centimes d'euro/kWh pour les situations les moins favorables (photovoltaïque en site isolé).

Il ne s'agit ici que des coûts de production d'électricité. Pour être complète et significative, la comparaison doit donc être pondérée par des considérations concernant le transport et la distribution de l'électricité aux usagers. C'est la raison pour laquelle certaines des technologies évoquées, le photovoltaïque par exemple, malgré leur coût de production encore élevé, peuvent trouver des niches d'application parfaitement justifiées du point de vue économique, quand les conditions de transport de l'électricité ou de combustibles de remplacement deviennent prohibitives.

Solaire thermique

Rapide historique

L'histoire des capteurs thermiques à basse température remonte à H. B. de Saussure qui met en évidence l'effet de serre obtenu par un vitrage au-dessus d'un absorbeur dans un caisson isolé. Il faut cependant attendre 1910 pour voir apparaître les premiers chauffe-eau solaires en Californie.

Mais dès 1878, Mouchot présente à l'Exposition universelle un réflecteur de 5 mètres de diamètre associé à une machine à vapeur qui actionne une presse d'imprimerie.

Comme beaucoup de filières d'énergies renouvelables, le solaire thermique a connu une phase de croissance importante entre 1973 et 1985 en réaction au choc pétrolier. Mais ce développement rapide, avec des technologies ou des installateurs déficients, a entraîné de nombreuses contre-performances. C'est aussi dans cette période que sont lancés diverses centrales et fours solaires à concentration.

Depuis la fin des années 90, quelques pays ont relancé des programmes de soutien au développement du solaire thermique : l'Autriche, l'Allemagne, la Chine et, plus récemment, l'Espagne ou Israël pour les centrales solaires.

État de l'art

Le solaire thermique recouvre une grande variété d'applications utilisant la chaleur solaire. On distingue trois champs principaux :

- *Le solaire « passif »*. Il s'agit de tirer parti du rayonnement solaire avec une architecture adaptée permettant de limiter les besoins d'éclairage et de chauffage.
- *Le solaire thermique « actif »*. Il s'agit principalement de la production de chaleur basse température (<100°) pour l'eau chaude sanitaire ou les piscines et le chauffage des locaux (planchers solaires).
- *Le « solaire thermique à concentration »*. Il fournit de la chaleur haute température par concentration du rayonnement, la production de vapeur pour l'industrie ou la production d'électricité (voir fiche Solaire thermodynamique).

La présente fiche traite principalement du solaire thermique actif.

Le solaire thermique en bref

- Capacité installée en 2005 : 115 GWth
- Production en 2005 : 68 TWhth
- Rendement : 40 à 55 %
- Productible : 300-1 000 kWh/m²/an selon les régions et technologies
- Couverture de 50 à 65 % des besoins d'eau chaude sanitaire en Europe, 80 à 100 % en climat subtropical
- Durée de vie : 15 à 20 ans
  16-40 ans
- Capacité installée mondiale 2005 : 100 GWth ou 140 millions de m²

Les différentes technologies de solaire thermique basse température peuvent être considérées comme technologiquement et industriellement matures et proches de la rentabilité. Les capteurs à eau ou fluide caloporteur représentent 99 % du marché.

Coûts[28]

Les coûts des installations de solaire thermique sont très variables puisqu'il s'agit essentiellement de marchés nationaux. Les baisses de coûts par accroissement des marchés ont été importantes dans les dernières décennies. Quelques effets de marché ont cependant entraîné une hausse des prix dans certains pays européens depuis quelques années.

En Europe, la fourchette de coûts pour les installations domestiques va de 700 € pour les systèmes grecs à thermosiphons (2-4 m², ballon 150 litres) à 4 500 € pour les systèmes allemands (4-6 m², 300 litres).

Le coût de production moyen est estimé à 13 centimes d'euros par kWh de chaleur produite avec une très large variation, de 3 à 20 centimes selon les conditions. Le temps de retour sur investissement varie de 4 à 14 ans.

28. Barriers to technology diffusion : the case of solar thermal technologies, Cédric Philibert, AIE, octobre 2006.

Capacité installée[29]

La capacité mondiale installée est de 164 millions de m^2 de panneaux, soit 115 GWth selon la règle d'équivalence de l'AIE (0,7 kWth/m^2). La Chine concentre plus de 60 % de cette capacité, l'Europe des 25 près de 13 % suivie de la Turquie et du Japon avec 6 % chacun environ.

Production de chaleur : la production mondiale était estimée à 68 TWh_{th} en 2005[30].

Marché[31]

Le taux de croissance du solaire thermique oscille autour de 20 % par an avec des taux pouvant monter à 25 % dans les marchés les plus dynamiques. Le marché du solaire thermique est très dépendant des politiques des différents pays. Par exemple, le marché français a atteint une croissance de 100 % en 2005 suite à l'adoption des nouvelles mesures fiscales et autres encouragements à la filière.

En 2005, 13 GWth ont été installés pour un investissement d'environ 4,8 milliards d'euros, soit 11 % des investissements totaux dans les énergies renouvelables. La Chine représente plus de 77 % de ce marché, l'Europe des 25 environ 10 %, la Turquie 6 % et l'Inde 2 %.

L'industrie du solaire thermique emploie 180 000 personnes dans le monde, dont 20 000 en Europe[32].

Perspectives

Potentiels

Le potentiel physique des rayonnements solaires reçus par la Terre représente plusieurs milliers de fois la consommation mondiale d'énergie. Cependant, le potentiel réellement utilisable doit tenir compte non seulement des capacités techniques de captage de cette chaleur mais aussi des besoins en eau chaude et chauffage des populations et industries dans les différentes régions du monde. L'étude réalisée en 1992 par B. Dessus, B. Devin et F. Pharabod « Potentiel mondial des énergies renouvelables » (PMER)[33] et tenant compte des trois paramètres physique, technico-économique et socio-économique, arrivait à une évaluation d'un potentiel mobilisable en chaleur solaire thermique pour l'eau chaude sanitaire de 106 Mtep (1 230 TWh) en 2000 dont 95 pour les pays du Sud. Pour 2020, cette même étude proposait 142 Mtep.

Le World Energy Assesment 2000 de José Goldemberg arrive au même ordre de grandeur en estimant le potentiel utilisable à 10 exajoules soit 2 800 TWh_{th} (240 Mtep).

Applications en développement

Le chauffage des locaux à l'aide de planchers solaires basse température est en expansion dans les pays européens les plus actifs comme l'Allemagne et l'Autriche et dans une moindre mesure en France, même s'il ne représente encore qu'un maximum de 20 % des marchés. La climatisation avec des techniques solaires est encore très peu répandue, mais elle pourrait utilement compléter les applications.

Enjeux

Bien qu'en perpétuelle amélioration technique et économique, cette filière est largement mature. Près de la rentabilité, même si des baisses de coût sont encore attendues, le principal enjeu aujourd'hui pour le solaire thermique est la mise en place de politiques de soutien appropriées.

29. *Ibid*.
30. Weiss *et al*., 2006.
31. « Global renewable energies status » Ren21, 2006.
32. Selon ISES (International Solar Energy Society) et ESTIF (European Solar Thermal Industry Federation).
33. Voir *Les cahiers de Global Chance* n° 15 pour une présentation détaillée.

Biocarburants

Rapide historique

Le marché des biocarburants de première génération est aujourd'hui en plein essor : après plus de 20 ans de développement industriel, la production mondiale de biocarburants affiche des taux de croissance particulièrement importants. Cette activité est aujourd'hui tirée par la volonté des États de réduire la dépendance au pétrole, leur souhait de promouvoir des énergies à faible contenu en carbone et, dans certaines régions, la nécessité de trouver de nouveaux débouchés aux secteurs agricoles.

État de l'art

Il existe aujourd'hui deux grands types de biocarburants : l'éthanol qui est utilisé dans des moteurs de type « essence » et les esters méthyliques d'huiles végétales (EMHV) destinés à un usage dans les moteurs de type « diesel ».

L'**éthanol** est aujourd'hui produit à partir de plantes sucrières (cannes à sucre, betteraves) et de plantes amylacées (blé, maïs). Ces différentes filières passent toutes par une étape de fermentation, qui transforme les sucres en éthanol, et une étape plus ou moins poussée de distillation qui sépare l'alcool de l'eau.

Il peut être utilisé pur, en mélange ou bien encore sous sa forme d'éther (ETBE), produit par réaction avec de l'isobutène issu des raffineries ou de la pétrochimie. Son usage pur ou à de très fortes concentrations (par exemple 85 % ou E85) nécessite une adaptation spécifique du véhicule. Ce dernier usage se développe aujourd'hui de manière importante via le véhicule « flexfuel », capable d'être ravitaillé par un mélange essence/éthanol en toutes proportions.

Pour un usage banalisé, il est plus généralement utilisé à des teneurs comprises entre 5 et 10 % qui n'exigent aucune adaptation du moteur.

Les esters méthyliques d'huiles végétales (**EMHV)** sont produits à partir d'huiles végétales issues par exemple de colza, de tournesol, de soja ou de palme. Dans le cas où l'huile provient du broyage de graines (colza, soja, tournesol), un résidu solide (le tourteau) est produit (1 à 1,5 tonne de tourteau/tonne d'huile), réservé à l'alimentation animale. Mal adaptées à l'alimentation directe des moteurs diesel modernes des véhicules particuliers, les huiles végétales (cependant parfois utilisées directement dans les moteurs diesels, des tracteurs en particulier) sont transformées par une réaction de transestérification avec un alcool, aujourd'hui le méthanol, pour produire des esters méthyliques d'huiles végétales et de la glycérine (0,1 t de glycérine/t d'EMHV). L'EMVH peut être utilisé pur ou en mélange. L'utilisation pure nécessite des adaptations du véhicule. Aujourd'hui, l'EMHV est principalement utilisé en mélange à des teneurs variant de quelques pourcentages jusqu'à 30 % en flottes captives.

Les rendements à l'hectare des diverses filières actuelles sont 1 Tep/ha pour l'EMHV issu de colza ou de tournesol, 1 à 2 Tep/ha pour l'éthanol ex-blé ou maïs et, enfin, 3 à 4 Tep/ha pour l'éthanol ex-betterave et ex-canne à sucre.

Les biocarburants en bref

- Production en 2005 :
  - Éthanol : 40 Mtonnes (26 Mtep)
  - Biodiesel : 5 Mtonnes (4,5 Mtep)
- Rendements :
  - Éthanol : 1 à 2 tep/ha pour les céréales
    3 à 4 tep : ha pour les plantes sucrières
  - Biodiesel : 1 tep/ha

TABLEAU 1
Coûts de production de différents carburants

EtOH Europe	EtOH Brésil	EtOH USA	EMHV Europe	Essence 60$/b*	Gazole 60$/b*
0,4-0,6€/l	0,2$/l	0,3$/l	0,35-0,65€/l	0,32€/l	0,36€/l
19-29€/GJ	10$/GJ	14$/GJ	10,5-20€/GJ	9€/GJ	10€/GJ

* prix des carburants pour la France hors toute taxe, décembre 2006 ; 1€ = 1,3$.

Source : AIE/IFP

Coûts

Les coûts des biocarburants se rapprochent de ceux de l'essence et du gazole avec l'augmentation du cours du baril. En particulier, les coûts particulièrement bas de l'éthanol au Brésil sont même dès aujourd'hui compétitifs avec les carburants pétroliers.

Ce coût de production est très dépendant du prix de la matière première qui représente entre 50 % à 90 % du coût final. Ainsi, les évolutions des cours du blé, du maïs, des huiles végétales ou même des graines de colza qui peuvent subir de fortes variations, notamment en fonction du niveau des récoltes auront une influence importante sur la compétitivité relative des biocarburants par rapport aux produits pétroliers. Ceci d'autant plus que le marché des biocarburants peut représenter une part importante de la valorisation de ces matières premières alors même que les biocarburants ne représentent souvent que quelques pourcentages de la consommation d'énergie du secteur des transports (exception faite du Brésil) : 20 % de la production de maïs aux États-Unis est aujourd'hui « brûlée » en éthanol ; 50 % de la production européenne de colza est aujourd'hui transformée en biodiesel.

Dans la grande majorité des cas, un soutien adapté de la part des Pouvoirs publics reste indispensable aujourd'hui pour soutenir le marché (pour 2006, ce soutien a été estimé entre 5 et 7 milliards de dollars aux États-Unis[34]). Ceci est d'autant plus vrai qu'aujourd'hui, du fait d'une demande importante, les cours (c'est-à-dire les prix) de l'éthanol aux États-Unis et au Brésil, ou de l'EMHV en Europe sont particulièrement élevés : aux États-Unis, le prix de l'éthanol a atteint 3$/gal en novembre 2006 (0,6$/l, soit près de 730$/t, le double des coûts de production annoncés) ; au Brésil, le prix de l'éthanol est d'environ 0,4$/l (près du double du coût de production annoncé) ; en Europe, l'EMHV atteint 700€/t du fait de la flambée des cours de l'huile de colza (cotée à près de 800$/t à Rotterdam[35] en novembre 2006) et l'éthanol carburant 0,6€/l (750€/t ou un peu plus de 1100€/tep).

34. Biofuels at what cost ? Government support for éthanol and biodiesel in the United States, D. Koplow, octobre 2006.

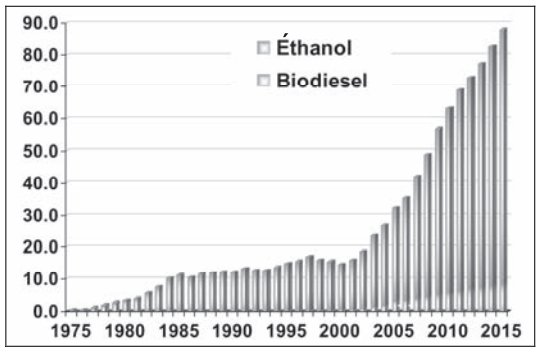
35. Par comparaison, un pétrole à 70$/bl équivaut à environ 500$/t.

Production

La production des biocarburants dans le monde, qui a atteint un total de 22 Mtep en 2005 augmente actuellement de manière importante. Elle reste essentiellement portée par trois grandes régions : les États-Unis, le Brésil et l'Europe, même si de nombreux autres pays s'intéressent à ces carburants d'origine végétale. Sur les cinq dernières années, la croissance mondiale de la production de biocarburants a été de l'ordre de 15 %/an. La hausse s'est même accélérée très récemment : entre 2004 et 2005, la production de biodiesel a crû de plus de 60 %.

Cette production reste néanmoins très modeste par rapport à la production de carburants pétroliers (de l'ordre de 1 % en 2005).

FIGURE 1
Évolution de la production de biocarburants dans le monde (en Mt)



Source : F.O. Licht, Christoph Berg, présentation au World Biofuels 2006, Séville, mai 2006.

C'est l'usage de l'éthanol, essentiellement produit et consommé aux États-Unis et au Brésil, qui est largement majoritaire, la consommation d'EMHV, qui reste encore une spécificité européenne, est environ 10 fois inférieure : en 2006, la production d'éthanol devrait atteindre 40 Mt, l'usage carburant comptant pour près de 80 % de la production totale d'éthanol, soit près de 32 Mt (21 Mtep). Celle de biodiesel devrait être supérieure à 5 Mt (4,5 Mtep).

Carburants et usage des terres aux États-Unis et en Europe à l'horizon 2020

	États-Unis	**États-Unis**	**Europe**	**Europe**
	Éthanol	Biodiesel	Éthanol	Biodiesel
Consommation totale	596	239	164	206
Substitution (%)	10 %	10 %	10 %	10 %
Substitution en volume (million de litres)	84,1	27,1	23,2	23,3
Rendement à l'hectare (litres)	4 700	700	5 900	1 600
Besoins en terres cultivables adaptées à cette production	18	40	4	15
% des terres adaptées à cette production	14 %	30 %	8 %	30 %

Source : biofuels

L'intérêt environnemental et énergétique de cette production suscite des polémiques, d'une part sur leur contribution à la réduction des émissions de gaz carbonique et de ponction des énergies fossiles (voir *Les biocarburants actuels, bons pour l'effet de serre ?* dans Controverses et idées reçues), mais aussi sur les consommations d'eau, d'engrais et de pesticides associés.

Potentiels

Le tableau suivant donne une idée des limites que rencontreraient en termes de concurrence d'usage des terres des programmes ambitieux de substitution des carburants pétroliers par des carburants issus de biomasse à vocation alimentaire (céréales, plantes sucrières) en Europe et aux États-Unis dans des scénarios à l'horizon 2020.

Pour produire les carburants de substitution nécessaires au déplacement de 10 % de carburant pétrolier avec de l'éthanol, il faudrait donc consacrer 8 % des terres adaptées à cette culture en Europe et 14 % aux États-Unis en 2020. Il en faudrait 30 % pour les deux régions dans le cas du biodiesel. À remarquer que la production correspondante, d'environ 60 Mtep, est du même ordre que l'augmentation de consommation de carburant attendue entre 2010 et 2020 pour l'ensemble des deux régions (55 Mtep).

Perspectives

La mise au point de biocarburants de deuxième génération, à base de lignocellulose, évitant les concurrences d'usage des terres avec les cultures à vocation alimentaire, offre des perspectives de développement plus vastes dans de nombreuses régions. (voir *Peut-on compter sur le « vecteur carbone » pour les carburants liquides du futur ?*, Bernard Devin et *Que peut-on attendre des biocarburants de deuxième génération ?* Stéphane His dans ce numéro).

Biomasse combustible

Rapide historique

La combustion du bois ou autres combustibles traditionnels pour chauffer, cuire les aliments et éclairer est une des pratiques les plus anciennes de l'humanité.

Le charbon à la fin du 19e siècle, puis le gaz naturel et l'électricité depuis les années 50 ont remplacé le bois dans les pays industrialisés et les milieux urbains.

Depuis une vingtaine d'années, les usages «modernes» de la biomasse connaissent un nouveau développement au Nord comme au Sud. Cependant, la biomasse traditionnelle reste aujourd'hui l'usage dominant et représente 9 % de la consommation mondiale d'énergie.

État de l'art

Les usages «combustible» de la biomasse sont très divers.

On distingue, notamment:

- *Les centrales électriques ou cogénération chaleur électricité:* Des centrales de 1 à 20 MW alimentées avec différents types de biomasse: résidus agricoles, bois et déchets de bois, parts fermentescibles des déchets ménagers (incinérateurs).

  Il existe aussi des centrales «bi-combustibles» pour lesquelles la biomasse représente une part seulement de l'alimentation. C'est le cas notamment des centrales «bagasse-charbon» dans les régions de production de canne à sucre.
- *Les chaudières:* Les chaudières individuelles ou alimentant des réseaux de chaleur sont en plein développement dans les pays industrialisés, notamment en Europe. Leur efficacité est en nette amélioration depuis une dizaine d'années. Elles sont notamment alimentées par les déchets de l'industrie du bois ou les résidus forestiers sous forme de plaquettes, granulés ou bûchettes.
- *Les foyers de cuisson*[36]*:* alimentés par du bois, du charbon de bois, de la tourbe ou des excréments animaux séchés, c'est l'usage largement dominant avec 9 % du bilan énergétique mondial.

36. «Global renewable energy status», Ren21 2005 et 2006. Voir aussi *La biomasse-énergie au Cambodge, catastrophe écologique ou composante majeure du développement durable de son milieu rural* de Jean-François Rozis dans ce numéro.

La biomasse combustible en bref

- Électricité:
  44 GW installés fin 2005
  40 à 70 €/MWh
- Chaleur:
  - Chaudières 220 GWth
- Biomasse domestique:
  - 570 millions de foyers dépendant des usages traditionnels
  - 220 millions de familles équipées de foyers «améliorés»

Production électrique

La capacité installée est de 44 GW dont 24 dans les pays en développement, 8 en Europe et 7 aux États-Unis.

La fourchette des coûts de production est de 4 à 7 c€/kWh. Les centrales bi-combustible présentent des coûts d'investissement inférieurs puisqu'il s'agit souvent de modifications mineures des chaudières.

Chaudières

Le manque de données mondiales sur la chaleur en général et la chaleur ex-biomasse en particulier est assez criant. Les ordres de grandeur donnés sont à prendre avec prudence car, hors la zone Europe, il est délicat de déterminer comment les différentes installations sont comptabilisées et le chauffage domestique n'est que rarement comptabilisé alors même que c'est l'usage principal.

La capacité de production de chaleur installée est estimée à environ 220 GW_{th} fin 2005 avec des coûts de productions de 1 à 6 c€/kWh_{th}.

Foyers

C'est la source d'énergie de 570 millions de familles dans le monde.

Les programmes de diffusion de «foyers améliorés» (amélioration du rendement de combustion) pour les ménages ruraux ou péri-urbains des pays en

développement connaissent un certain succès puisque 220 millions de ces foyers sont aujourd'hui en fonctionnement, dont 180 millions en Chine, 34 millions en Inde et 5 millions en Afrique.

Le cas de l'Europe[37]

Les différents usages de la biomasse « solide » (hors biogaz et biocarburants) représentent près de 65 Mtep d'énergie primaire en Europe. L'incinération représente 5,3 Mtep en production électrique ou cogénération.

Le bois représente 46 % du total, les liqueurs noires des papetiers nordiques 22 % environ et les différentes valorisations des déchets de bois 20 %.

Électricité : 44 TWh dont 33 TWh en cogénération.

Les 9 principales entreprises du secteur ont un chiffre d'affaires annuel de plus de 750 millions d'euros.

Potentiels

Le World Energy Assesment 2000 passe en revue la littérature existante et en tire une évaluation du potentiel total de la biomasse (y compris biogaz et biocarburants de 100 à 300 EJ soit 2 400 à 3 200 Mtep).

L'étude réalisée en 1992 par B. Dessus, B. Devin et F. Pharabod « Potentiel mondial des énergies renouvelables » (PMER)[38] et tenant compte des trois paramètres physique, technico-économique et socio-économique évaluait le potentiel mobilisable bois-énergie à 1 650 Mtep en 2000 dont 1 145 pour les pays du Sud et 70 Mtep de cultures énergétiques. Pour 2020, cette même étude proposait 2 050 Mtep de potentiel bois et 350 de cultures énergétiques.

37. « Le baromètre biomasse solide », EurObserv'ER 2006.
38. Voir *Les Cahiers de Global Chance* n° 15 pour une présentation détaillée.

Biogaz

Rapide historique

La formation du biogaz est un phénomène naturel de fermentation bactérienne anaérobie des produits organiques qui se produit dans les marais, les amas de fumier et dans l'intestin des animaux et des humains.

Des moteurs électriques alimentés en biogaz apparaissent en Europe dès 1870. Durant la Deuxième Guerre mondiale, des véhicules de l'armée allemande fonctionnaient aux biogaz récupérés des fumiers de fermes (moteur à gaz).

Au cours des cinquante dernières années, de remarquables progrès technologiques dans le développement de systèmes de digestion anaérobie ont permis l'augmentation de la productivité en méthane (CH_4) à partir de rejets organiques.

En Asie (Inde et Chine), des centaines de milliers de digesteurs familiaux rustiques permettent aux familles de cuisiner sur des réchauds au biogaz. Aujourd'hui, de simples fermes laitières aux usines de traitement des eaux de grandes villes, en passant par des installations dédiées de biogaz carburant sur résidus d'abattoirs (en Suède, à Lille), des milliers de projets réalisés à travers le monde démontrent que la collecte des biogaz pour des fins énergétiques est viable tout en ayant un impact favorable sur l'environnement. En Europe, des villages entiers sont alimentés en électricité et en chaleur grâce à des systèmes de biogaz centralisés.

État de l'art

Le biogaz issu de la fermentation anaérobie de matière organique peut se substituer directement dans tous les usages actuels du gaz naturel : électricité, chaleur haute et basse température, cogénération, carburant… et même être – moyennant traitement – injecté dans les réseaux de gaz comme l'électricité renouvelable dans les réseaux électriques. Cela se fait d'ailleurs en Suède, en Suisse, en Allemagne.

On distingue aujourd'hui trois principaux types d'installations.

- *Les unités de méthanisation :* les digesteurs utilisés des pays industrialisés sont des fermenteurs en béton ou en acier, qui s'apparentent à des installations industrielles. Même lorsqu'il s'agit d'unités de petite taille « à la ferme », ces digesteurs sont équipés d'organes de régulation et de sécurité, de pompes, d'un système de contrôle et de commande, dont l'entretien nécessite une main-d'œuvre spécialisée. Ces unités de méthanisation couvrent une large gamme d'applications et de taille : boues urbaines, déchets municipaux, effluents industriels, déjections d'élevage, cultures énergétiques. Les tonnages traités varient de 1 000 à 100 000 tonnes de substrat par an.
- *Les digesteurs familiaux :* en Europe, dans les années 40, et en Chine, Inde, Asie du Sud-Est aujourd'hui, ont été développés des digesteurs dits « familiaux », en grande partie auto-construits et n'utilisant pas d'appareillage. Il s'agit de cuves maçonnées, ou de ballons en matière synthétique, ne nécessitant pas pour leur exploitation et leur entretien une main-d'œuvre qualifiée. Ces digesteurs ont des tailles très variables, de 1 m^3 pour les usages domestiques à 2 000 m^3 pour les installations commerciales, mais la taille moyenne aujourd'hui est de 6 à 8 m^3 et reste stable.
- *Le biogaz de décharge :* le stockage de déchets ménagers en décharge provoque « naturellement » la formation de biogaz. La récupération de ce méthane réduit les nuisances et les risques. Bien que majoritairement brûlé en torchère aujourd'hui (pour transformer le méthane en CO_2 moins nocif pour l'effet de serre), la valorisation de ce biogaz sous forme d'électricité ou par injection dans les réseaux commence à se développer, et les études de potentiel démontrent qu'il pourrait satisfaire de 10 à 20 % des consommations de gaz naturel dans certains pays. Environ 80 % du biogaz « industriel » est issu des décharges.

Le biogaz en bref

- Électricité : 20 TWh en 2004
- Chaleur : chiffre non connu
- Biogaz domestique :
  21 millions de foyers équipés de digesteurs

Production

Comme pour la biomasse solide, les données statistiques sur le biogaz ne sont que rarement disponibles. Nous présentons ici les données AIE pour les statistiques mondiales, Ren21 pour les unités familiales en pays en développement et un aperçu de la situation la mieux connue, celle de l'Europe au travers du Baromètre Biogaz d'Observ'Er. Selon l'AIE, en 2004, 20,7 TWh d'électricité étaient produits dans le monde à partir de biogaz dans des centrales de petite taille (<10 MW) et 11,7 TJ soit 3 GWh environ de chaleur.

Digesteurs domestiques

Environ 21 millions de foyers sont équipés de digesteurs domestiques, principalement en Asie, 17 millions en Chine avec une progression très rapide, 3,8 millions en Inde et plusieurs dizaines de milliers au Népal.

Le cas de l'Europe[39]

Production d'énergie primaire : 5 Mtep dont 64 % pour le gaz de décharge, 18,8 % pour les stations d'épuration et 17,2 % pour les autres sources dont le biogaz agricole ou industriel. La progression du biogaz agricole est très rapide, notamment emmenée par des pays comme l'Autriche, l'Allemagne ou le Danemark.

Le potentiel européen à moyen terme est estimé à 20 Mtep.

La production de chaleur représentait en 2005 424 ktep dont 68 % d'unités de chaleur seule et le reste en cogénération.

La production d'électricité atteignait 14,6 TWh en 2005 avec environ 50 % de cogénération.

Perspectives

Le World Energy Assesment 2000 passe en revue la littérature existante et en tire une évaluation du potentiel total de la biomasse sans précision sur le biogaz de 100 à 300 EJ soit 2 400 à 3 200 Mtep.

Les ressources en matières organiques valorisables par méthanisation sont bien entendu extrêmement importantes et bien réparties sur la planète. Les déchets organiques ménagers ou industriels sont, en plus, généralement produits près des lieux d'utilisation de l'électricité et de la chaleur.

Le principal enjeu est donc la capacité à diffuser les différentes technologies disponibles. Les tensions qui commencent à apparaître sur le gaz naturel jouent en faveur du biogaz et certains pays lancent même de grands programmes de production de biogaz carburant pour les véhicules (comme la Suède). Même s'il n'y a aujourd'hui que quelques dizaines de milliers de véhicules au biogaz dans le monde (alors que tout le sud-ouest de la France roulait au « gaz de Lacq » dans les années 50), il n'y a aucun problème technologique pour adapter les moteurs au biogaz.

39. « Le baromètre biogaz », EurObserv'ER 2005.

Global Chance est une association de scientifiques qui s'est donné pour objectif de tirer parti de la prise de conscience des menaces qui pèsent sur l'environnement global pour promouvoir les chances d'un développement mondial équilibré. Global Chance se propose de mettre les compétences scientifiques de ses membres au service d'une expertise publique multiple et contradictoire. Elle a pour objectif d'identifier et de promouvoir des réponses collectives nouvelles et positives aux menaces de changement global dans un esprit de solidarité Nord-Sud, d'humanisme et de démocratie. Publie deux fois par an *Les Cahiers de Global Chance*.

Global chance

Global Chance – 17 ter, rue du Val – 92190 Meudon – Tél. : +33 (0) 1 46 26 31 57 – globalchance@wanadoo.fr

LA FRANCOPHONIE AU SERVICE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

L'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF), organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie, est né en 1988 de la volonté des chefs d'État et de gouvernement des pays francophones de conduire une action concertée visant le développement du secteur de l'énergie dans les pays membres. En 1996, cette action a été élargie à l'Environnement.

Basé à Québec, l'Institut a aujourd'hui pour mission de contribuer au renforcement des capacités nationales et au développement de partenariats dans les domaines de l'énergie et de l'environnement.

Meilleure gestion et utilisation des ressources énergétiques, intégration de l'environnement dans les politiques nationales dans une perspective durable et équitable, tels sont les buts des interventions spécifiques de l'IEPF – formation, information, actions de terrain et concertation – menées en synergie avec les autres programmes de l'Organisation internationale de la Francophonie et notamment ceux issus de la mission D du Cadre stratégique décennal de la Francophonie : « Développer la coopération au service du développement durable et de la solidarité ».

La programmation mise en œuvre par l'IEPF en 2006-2009 visera notamment à :

- améliorer les conditions d'élaboration et de mise en œuvre de stratégies nationales de développement durable,
- développer les pratiques de gestion durable des ressources naturelles et de l'énergie : Maîtrise des Outils de Gestion de l'Environnement pour le Développement (MOGED), utilisation durable de l'énergie (UDE), Politiques énergétiques (POLEN),
- accroître les capacités des pays francophones en développement à participer aux négociations internationales sur l'environnement et le développement durable.

L'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie

56, rue Saint-Pierre, 3e étage
Québec (QC) G1K 4A1
CANADA

Téléphone : 1 418 692-5727
Télécopie : 1 418 692-5644
iepf@iepf.org / www.iepf.org

ORGANISATION INTERNATIONALE DE la francophonie

Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie IEPF

INSTITUT DE L'ÉNERGIE ET DE L'ENVIRONNEMENT DE LA FRANCOPHONIE (IEPF)
56, RUE SAINT-PIERRE, 3e ÉTAGE, QUÉBEC (QUÉBEC) G1K 4A1 CANADA
L'IEPF est un organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie.

GLOBAL CHANCE
17 TER, RUE DU VAL – 92190 MEUDON FRANCE