

# Énergies renouvelables

## Les Promesses de la mer

Dmitri  
SAVOSTIANOFF  
Promo 63

Notre planète absorbe chaque année 100 000 milliards de tep (tonnes équivalent pétrole) d'énergie solaire soit, en gros, 10 000 fois la consommation annuelle de l'humanité. Si nous pouvions capter un peu plus de cette énergie, tous nos problèmes seraient évidemment résolus. On peut le faire « en direct » comme avec le photovoltaïque ou en récupérant cette énergie dans le vent grâce aux éoliennes et dans les eaux via l'hydro-électricité.

Moins bien explorés, les marées, les courants marins permanents et les vagues recèlent encore des ressources énergétiques considérables. Elles pourraient rendre notre « mix » énergétique, à la fois plus sûr, plus renouvelable et moins polluant.

**D**epuis que le débat sur la transition énergétique s'est généralisé, il est une notion fondamentale qu'on a un peu oubliée, celle de « taux de charge » des unités de production d'énergie électrique. Ce pourcentage se calcule en divisant la production annuelle réelle d'électricité (par exemple en GWh) d'une installation par sa puissance nominale maximum multipliée par le nombre d'heures dans l'année (soit 8 760), c'est-à-dire par sa production annuelle théorique à pleine puissance. Ce taux de charge dépend évidemment de nombreux facteurs.

Dans l'état actuel de la technologie, l'électricité n'étant pas stockable en grandes quantités, un pays, une région, voire un continent entier doivent adapter leur production en « temps réel » à la demande des consommateurs. Ce qui implique de jouer finement sur les taux de charge des différents moyens de production, mais aussi de planifier rigoureusement les investissements en prévision de l'évolution des besoins. En passant on voit bien que **la question du stockage de l'énergie électrique a un caractère stratégique** pour la transition énergétique et devrait être l'une des priorités dans les programmes de R&D énergétiques.



Figure 1 : Vue de la ferme hydrolienne de Paimpol Bréhat avec ses quatre unités de 0,5 MW.

### Des taux de charge sous contraintes techniques, climatiques et économiques

Toutes les unités de production d'électricité utilisant des **combustibles fossiles ou renouvelables** (charbon, fuel, gaz, bois, déchets organiques, etc.), ou de l'énergie nucléaire sont **des sources d'énergie électrique continues et prévisibles** dont les taux de charge ne dépendent que de facteurs techniques (fiabilité des installations, capacité de modulation de la production, rapidité de mise en service, arrêts programmés) ou économiques (approvisionnements et prix des combustibles, prix de vente de l'électricité produite). Avec une

différence notable : le nucléaire dont la production ne peut être modulée rapidement fonctionnera en « base » tandis que les combustibles fossiles assureront le complément et une partie de l'écrêtement de la production (« peak shaving ») avec une priorité au gaz pour cette dernière fonction qui demande un démarrage de la production quasi instantané.

**L'hydroélectricité** est une source d'énergie intermittente mais prévisible où cependant intervient le facteur climatique (les taux de remplissage des barrages dépendant des précipitations). Cette ressource est également très précieuse pour le « peak shaving » à bas coût (il suffit d'ouvrir une vanne pour démarrer la production).

En revanche, **l'énergie électrique éolienne et photovoltaïque** font partie des **énergies intermittentes non prévisibles**. Il est évident que le vent ne souffle jamais dans la bonne fourchette de vitesses toute l'année et que le photovoltaïque ne produit rien la nuit (autrement dit son taux de charge n'atteint jamais 50 %).

Voyons ce que ça donne dans la réalité pour la production d'EDF en 2010 car les chiffres détaillés sont connus. Pour une production totale de 550 TWh se répartissant comme suit : nucléaire 408 (74 %), hydraulique 68 (12 %), gaz 30 (5,5 %), charbon 19 (3,5 %), fioul 8 (1,5 %), thermique à combustibles renouvelables 5 (1 %), éolien 10 (2 %), solaire 0,6 (0,1 %) les taux de charge des différents moyens de production ont été les suivants :

- nucléaire 74 %,
- hydraulique 30 %,
- gaz 38 %,
- charbon 86 %,
- fioul 9 %,
- thermique à combustible renouvelable 46 %,
- solaire 12% (en réalité 24 % si l'on tient compte de la nuit),
- éolien 21 %.

Ces derniers chiffres qui se situent dans la moyenne de ce qui se passe au niveau mondial (l'éolien *off shore* semble cependant dépasser dans certains cas les 35 % de taux de charge) révèlent toute la difficulté de la transition énergétique vers des sources renouvelables intermittentes et imprévisibles. On serait tenté de dire qu'il suffit d'y investir trois ou quatre fois plus de puissance pour obtenir une production égale à celle des sources thermiques, mais il est évident que cela ne mettrait pas à l'abri de la panne générale, s'il n'y pas de vent et qu'il pleut sur l'ensemble du territoire. D'où la nécessité de recourir à des productions de secours en utilisant un combustible fossile, de préférence le moins coûteux (mais aussi le plus émetteur de gaz à effet de serre GES), c'est-à-dire le charbon dont les prix sont très attractifs en raison du succès des gaz de schiste aux USA. Autrement dit un passage massif aux renouvelables non prévisibles (éolien et photovoltaïque) risque de se traduire par une augmentation des émissions de GES.

L'utilisation des courants marins pour la production d'électricité pourrait, au contraire, contribuer à améliorer la prévisibilité du « mix » d'énergies renouvelables.

### Marées et courants marins : une ressource totalement prévisible

Au niveau mondial le potentiel des énergies marines a été estimé par l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie) entre 20 000 et 90 000 TWh/an dont 300 à 800 dans les hydroliennes et marémotrices, 8 000 à 80 000 dans les houlomotrices, plus de 10 000 pour l'énergie thermique des mers et environ 2 000 pour l'énergie osmotique. Pour mémoire, la consommation mondiale d'énergie électrique est d'environ 16 000 TWh/an.



Figure 2 : Hydrolienne Fluviale.  
La société canadienne Instream a choisi Bordeaux pour y installer son siège social : vue d'une Turbine à axe vertical.

La prévisibilité est en effet l'un des points forts de ce que l'on appelle désormais les « **hydroliennes** », car aussi bien les courants des marées que les courants permanents sont totalement prévisibles ce qui devrait assurer à ces équipements des taux de charge de l'ordre de 50 % et plus.

Ces hydroliennes immergées doivent être ancrées sur les fonds marins ou éventuellement flottantes. Leur conception, dont de très nombreuses variantes sont proposées, s'inspire à la fois des éoliennes, des hélices et des turbines hydroélectriques. La densité de l'eau étant 800 fois supérieure à celle de l'air, les hydroliennes présentent un autre avantage décisif sur les

éoliennes : à puissance égale elles exigent des pales d'un diamètre trois fois inférieur à celui des éoliennes.

Dès l'an prochain un parc de démonstration de 4 hydroliennes immergées (Figure 1) à 35 m de profondeur et de 16 m de diamètre de la « start-up » irlandaise Open Hydro (dont la DCNS française est actionnaire majoritaire depuis 2013) d'une puissance unitaire de 500 kW devrait être mis en service par EDF à Paimpol sur un site au nord-est de l'île de Bréhat. Il sera relié à la terre par un câble de 15 km de long. Le raccordement au réseau est prévu pour le printemps 2014. Le gisement français correspondant à des vitesses de courants suffisantes – 2<sup>e</sup> d'Europe après celui du Royaume-Uni – a été répertorié. Trois zones favorables (voir encadré) ont été pré-identifiées, le Raz Blanchard (à la pointe du Cotentin à l'ouest de Cherbourg) et le Raz Barfleur (à l'est de Cherbourg) ainsi que le Passage du Fromveur (au sud-est d'Ouessant). Le potentiel de production électrique sur ces sites se situerait entre 3 et 5 GW, soit la puissance de 2 ou 3 réacteurs nucléaires EPR soit une production de 30 à 50 TWh/an (jusqu'à 10 % de la consommation nationale).

Des **hydroliennes fluviales**, aux ambitions énergétiques évidemment plus modestes, sont également à l'ordre du jour (Figure 2). En 2014, au Pont de pierre de Bordeaux sera établi un site d'expérimentation pouvant accueillir jusqu'à trois hydroliennes fluviales équipées de pales de 5 m de diamètre pour des essais de longue durée. La puissance développée serait de 250 kW et à terme de 1,2 MW suffisante pour alimenter 20 % de l'éclairage public de la ville.

Restent de nombreuses inconnues concernant la tenue dans le temps des matériaux (corrosion des pales et abrasion par le sable), la colonisation par les organismes marins des installations immergées (« fouling »), le transport à terre de l'énergie produite, et plus généralement – comme pour toutes les énergies renouvelables – le stockage de l'électricité produite en heures creuses.

Rappelons que dès les années 1960, la France a été pionnière dans **l'énergie marémotrice** avec l'usine de la Rance (mise en service en 1966) et ses 24 turbines réversibles d'une puissance

maximale de 240 MW (soit une production maximale théorique de 2 100 GWh/an). En réalité, compte tenu de régime des marées, son taux de charge n'a jamais dépassé 25 %. Compte tenu de ses effets négatifs sur l'environnement (ensablement de l'estuaire, disparition de certaines espèces de poissons, envasement des plages à proximité), de son coût d'investissement élevé et du fait qu'elle perd 1 % de sa puissance chaque année, cette option d'usine fixe barrant un estuaire n'a pas été retenue pour l'avenir.



Figure 3 : Dispositif de récupération de l'énergie des vagues, puissance 750 KW (Source Pelamis, 2007).

Outre les hydroliennes, **l'énergie des vagues** (Figure 3) qui offre un potentiel très important peut également être récupérée à l'aide de dispositifs flottants (houlomotrices) qui sont actuellement expérimentés, mais il est encore trop tôt pour se prononcer sur la faisabilité et l'économie de cette technologie.

**L'énergie thermique des mers** tirée de la différence de température entre les eaux de surface chaudes et les eaux profondes froides constitue une réserve inépuisable dont l'exploitation dans une machine thermique à cycle de Carnot est possible. Avec

plusieurs obstacles, le principal étant celui du 2<sup>e</sup> principe de la thermodynamique qui en limite le rendement mécanique maximal par rapport à la chaleur exploitée à 6,7 %, de plus une fraction importante de l'énergie électrique produite devra être consacrée au pompage de l'eau froide (plus dense) des profondeurs vers la surface. Enfin les zones présentant une différence de températures aussi importante se situent dans la zone intertropicale. Un démonstrateur de

cette technologie est en cours de développement par la DCNS (Direction des Constructions Navales).

Enfin, pour échapper aux contraintes du cycle de Carnot, on envisage aussi d'exploiter la **pression osmotique** qui s'exerce sur une membrane semi-perméable séparant de l'eau douce de l'eau de mer. Cette énergie mécanique pourrait être récupérée et transformée en énergie électrique. La faisabilité technico-économique du procédé est à l'étude. ■



## LE RAZ BLANCHARD ET FROMVEUR RETENUS POUR LE LANCEMENT DE LA FILIÈRE HYDROLIENNE FRANÇAISE

À l'occasion de son déplacement à Cherbourg le 30 septembre 2013, François Hollande a officiellement donné le coup d'envoi du développement d'une filière française de l'énergie hydrolienne. Il a notamment annoncé un appel à manifestation d'intérêt (AMI) pour quatre fermes pilotes, de 4 à 10 hydroliennes, situées sur deux zones à fort potentiel, au Raz Blanchard (Basse-Normandie) et au Fromveur (Bretagne). L'État subventionnera chacune des fermes à hauteur de 30 millions d'euros et le tarif d'achat de l'électricité sera fixé à 173 euros par MWh, a précisé le Président. À cette occasion, il a indiqué que « la France peut être leader en matière d'énergies renouvelables et surtout d'énergies renouvelables marines ».

Le cahier des charges « Fermes pilotes hydroliennes » fait l'objet de l'arrêté publié au JO du 30 septembre 2013 ; il est également consultable sur le site internet de l'Ademe.

L'AMI a pour objectif de tester un ensemble d'hydroliennes dans des conditions réelles d'exploitation afin de valider les performances et la fiabilité des éléments technologiques. Ce test grandeur nature avec une mise en service prévue fin 2016 permettra aux différents acteurs économiques d'acquérir une expérience qui servira à consolider leur modèle économique pour proposer ensuite des offres commerciales en France et à l'étranger.

La date limite des candidatures a été fixée au 25 avril 2014. Les dossiers devront répondre aux caractéristiques

suivantes : **(1)** les fermes devront être connectées au réseau d'électricité national, **(2)** les fermes devront comprendre entre 4 et 10 machines produisant chacune 2 500 MWh par an, **(3)** la technologie utilisée par les candidats devra être identifiée dans le projet et être suffisamment avancée en terme de démonstration en mer pour répondre au planning de déploiement des fermes, **(4)** la durée de démonstration devra être au minimum de deux années et des durées d'exploitation supérieures sont possibles, **(5)** les projets devront inclure un suivi environnemental d'une durée de 5 ans à compter de la mise en service des fermes.