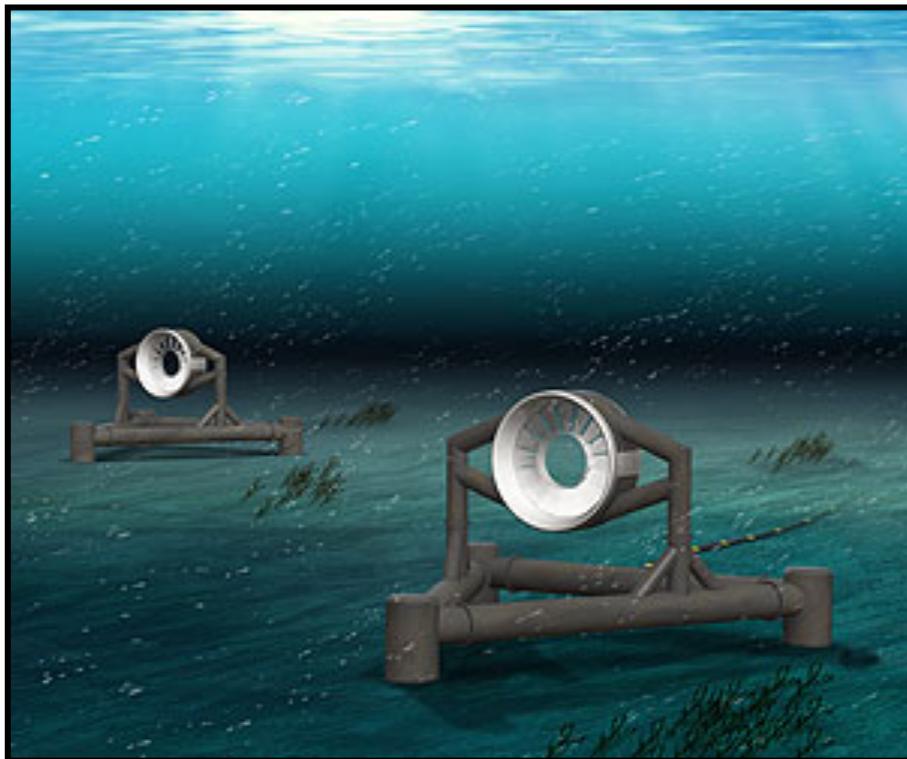


Loriane Augustin  
Pierre Milon  
Federico Vassallo

## Analyse des différentes filières énergétiques

L'hydrolienne, une technologie en développement ?



<b>Introduction</b> .....	2
<b>I. Généralités sur les hydroliennes</b> .....	3
1.1 Principe de fonctionnement <sup>[1]</sup> .....	3
1.2 Puissance de la ressource .....	3
1.3 Le potentiel hydrolie <sup>[2]</sup> .....	4
1.4 Les différentes technologies <sup>[3]</sup> .....	5
1.5 Deux exemples de prototypes en fonctionnement .....	5
<b>II. Les avantages et points faibles de l'énergie hydrolienne</b> .....	6
2.1 Une source énergétique renouvelable propre et prévisible .....	7
2.2 Une technologie connue et éprouvée .....	7
2.3 Installation, raccordement, maintenance : trois défis techniques majeurs .....	7
2.4 Impact sur l'environnement et partage de l'espace maritime .....	8
2.5 Aspects économiques <sup>[9]</sup> .....	9
2.6 Bilan .....	12
<b>III. Quelles perspectives de développement pour les hydroliennes ?</b> <sup>[7]</sup> .....	12
3.1 Compte-rendu d'entretien avec Mr Daviau, président de SABELLA .....	12
3.2 Compte-rendu d'entretien avec Mr Abonnel, responsable R&D marine EDF .....	15
<b>Conclusion</b> <sup>[8]</sup> .....	17
<b>Bibliographie</b> .....	17
<b>Annexes</b> .....	18

## Introduction

Les premiers moulins hydrauliques sont apparus en Syrie avant l'ère chrétienne. D'autres sont attestés en Chine au cinquième siècle. Depuis ils n'ont cessé de se perfectionner pour devenir très performants au début de la révolution industrielle où ils actionnaient des usines entières. Les moteurs à vapeur puis thermiques et l'apparition de l'électricité ont sonné le glas de ces installations qui cependant pour certaines fonctionnent encore, au titre du patrimoine...ou de l'écologie.

Aujourd'hui les hydroliennes s'inscrivent dans les plans de développement d'énergies vertes. Le Nord de l'Europe présente un potentiel intéressant, mais de nombreuses contraintes, techniques et financières, retardent le passage à un stade industriel. Une comparaison avec l'éolien offshore est tentante, tant les problèmes liés au milieu marin ainsi que la technologie utilisée semblent analogues. Quels sont les avantages de la filière hydrolienne? Les contraintes sont-elles surmontables ?

Avec la mise en service de l'usine de la Rance en 1965, puis le développement de l'énergie thermique des mers dans les années 1980, la France s'était placée en pays précurseur des énergies marines. Pourtant, en quelques décennies, le pays a largement cédé sa place. Selon le rapport 2007 du département des énergies marines de l'Agence Internationale de l'Energie, la France, malgré le deuxième potentiel européen se classe autour du 12<sup>ème</sup> rang mondial en termes d'activités de recherche, développement et commercialisation, loin derrière le Royaume-Uni.

Suite à des entretiens avec des responsables de projets, nous développons deux exemples français afin de mieux comprendre comment les industriels répondent à de tels défis en France. Cette technologie est-elle tout simplement viable, permettant la naissance d'un véritable marché de l'énergie marine ?

## I. Généralités sur les hydroliennes

### 1.1 Principe de fonctionnement <sup>[1]</sup>

Une hydrolienne est une turbine sous-marine (ou subaquatique, ou posée sur l'eau et à demi immergée) qui utilise l'énergie cinétique des courants marins ou de cours d'eau, comme une éolienne utilise l'énergie cinétique de l'air. La turbine de l'hydrolienne permet la transformation de l'énergie hydraulique en énergie mécanique, qui est alors transformée en énergie électrique par un alternateur.

Une hydrolienne est une machine qui doit répondre aux critères suivants :

- Se maintenir en place et résister aux forces hydrodynamiques du courant
- Turbiner au mieux le flux d'eau du flot et du jusant pour produire de l'énergie mécanique
- Transformer l'énergie mécanique en énergie électrique
- Exporter la production électrique vers le réseau à terre
- Ne nécessiter qu'un minimum de maintenance
- Gêner au minimum la navigation et le milieu vivant
- Produire une énergie à un coût acceptable

### 1.2 Puissance de la ressource

La puissance motrice de l'eau qui traverse la surface du rotor est donnée par la formule :

$$W = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot C_p \cdot U^3$$

Avec :

W = puissance en W

$C_p < 0.53$  (loi de Betz)

S = aire balayée par les hélices

$\rho_{\text{eau de mer}} = 1024 \text{ kg/m}^3$

U : vitesse de l'eau en m/s

Par rapport à une éolienne, les hydroliennes tirent profit de la masse volumique de l'eau, 800 fois plus élevée que celle de l'air (environ 1,23 kg/m<sup>3</sup> à 15 °C). Donc malgré une vitesse de fluide en général plus faible, la puissance récupérable par unité de surface d'hélice est beaucoup plus grande pour une hydrolienne que pour une éolienne, ce qui explique le différentiel de taille des hélices entre les deux appareils (voir figure 1 <sup>[2]</sup>).

D'après la relation mathématique, on voit que la puissance de la ressource augmente très vite avec la vitesse du courant, on considère que les hydroliennes deviennent intéressantes si le courant dépasse 2 m/s. La figure 2 <sup>[1]</sup> montre la relation entre l'intensité du courant à travers le rotor, la vitesse de rotation du rotor et la puissance mécanique délivrée. On constate que pour chaque valeur du courant, il existe une vitesse de rotation optimale. La génératrice électrique entraînée par le rotor doit donc être à vitesse variable. On constate aussi que la puissance s'annule lorsque la vitesse atteint une valeur limite, dite de roue libre. La vitesse variable permet de répondre instantanément aux variations de puissance lorsqu'une houle longue fait varier la vitesse du courant.



Figure 1 : Comparaison de la taille d'une éolienne et d'une hydrolienne de même puissance.

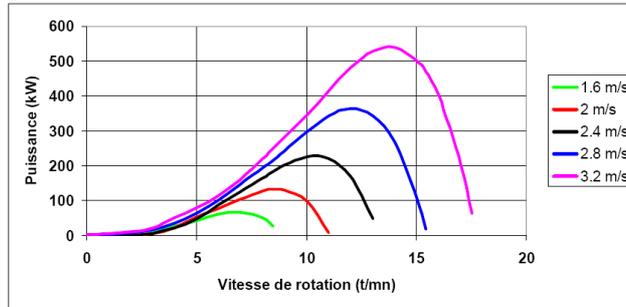


Figure 2 : Puissance électrique en fonction de la vitesse de rotation et de la vitesse du courant

### 1.3 Le potentiel hydrolien<sup>[2]</sup>

La ressource mondiale est estimée à 450 TWh/an, soit 100 GW de puissance installée. La Manche et la façade nord-européenne, le littoral Pacifique Nord, les Philippines et l'Indonésie, le Nordé brésilien, la Patagonie sont des régions à fort marnage et donc à potentiels de gisement « hydrocinétique ».

Les marées sont amplifiées dans la Manche, ce qui en fait l'une des régions les plus favorisées dans le monde pour l'exploitation des courants de marée. Ainsi, le Royaume-Uni et le nord de la France représentent plus de 80% de la ressource potentielle européenne.

Le potentiel hydrolien est estimé à 5 à 6 GW au Royaume-Uni (pour une production de 13 à 23 TWh), et 2,5 à 3,5 GW en France (pour une production de 5 à 14 TWh). Le potentiel du reste de l'Europe est estimé à 0,7 GW pour une production de 3 TWh.

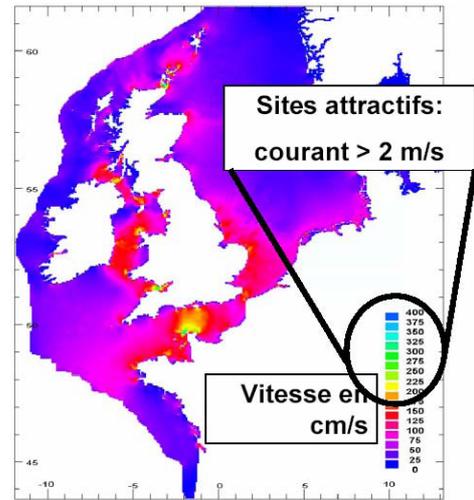
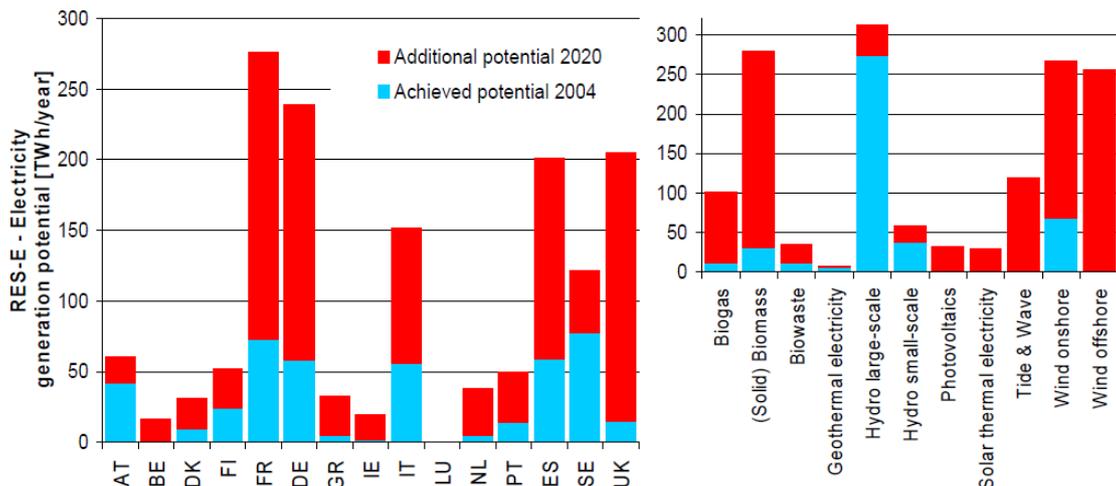


Figure 3: carte des courants de marée

Cette ressource est prédictible, indépendante de la météo, mais intermittente car liée aux marées. Il s'agit d'une ressource très localisée sur des sites où la géomorphologie entraîne une augmentation des vitesses des courants (caps, détroits, goulets), mais à fort potentiel local. Les sites attractifs sont ceux dont la vitesse des courants de marée dépasse 2 m/s.

L'association GreenNet Europe<sup>[12]</sup> envisage pour 2020 les développements suivants :



Graph 1 : Potentiel des renouvelables électriques en Europe

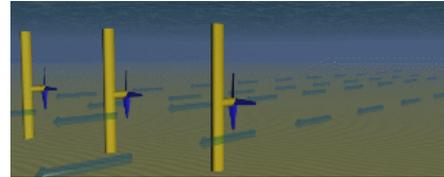
Ce graphique traduit bien la situation des hydroliennes, nous en sommes à un stage embryonnaire, mais à fort potentiel.

#### 1.4 Les différentes technologies<sup>[3]</sup>

Il existe quatre principaux types d'hydrolienne :

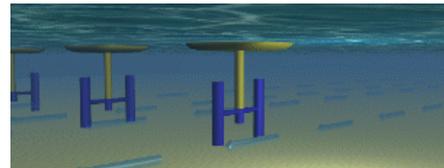
- Les turbines à axe vertical

Cet appareil fonctionne exactement à l'image d'une éolienne. C'est le système le plus développé.



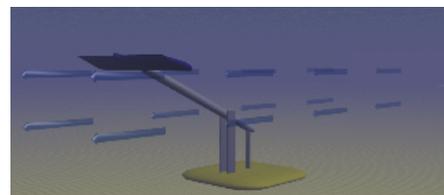
- Les turbines à axe horizontal

Elles fonctionnent également sur le principe des éoliennes



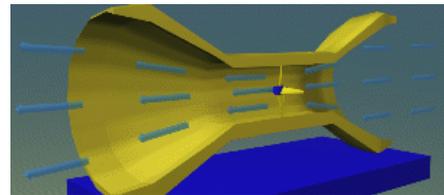
- Les systèmes à hydrofoils

Un hydrofoil est attaché à un bras articulé. Le courant qui s'écoule de chaque côté de l'aile, l'abaisse et l'élève successivement, créant ainsi un mouvement. Ce mouvement peut ensuite être exploité dans un système hydraulique pour être converti en électricité.



- Les hydroliennes qui exploitent l'effet Venturi

Ces appareils possèdent un conduit, qui a pour but de concentrer le courant passant dans la turbine.



Nous pouvons noter ici que deux paramètres sont déterminants dans le choix de la technologie. Tout d'abord la structure du support doit être attentivement étudiée : gravitaire, à pieux, flottante. La structure du sol doit être analysée au préalable, en sachant que l'utilisation de pieux ou treillis nécessite des forages préalables, et donc l'appel à des barges spécialisées dans les opérations offshore. Ensuite le type de pâles détermine largement la vitesse de rotation du rotor de la machine. En effet, des pâles orientables optimisent sensiblement la production car la machine peut s'adapter à des directions et vitesses de courants changeantes. Mais il faut prendre en compte le fait que ces pièces seront autant d'opérations de maintenance ultérieures difficiles et coûteuses. Les ingénieurs cherchent donc davantage à minimiser les parties mécaniques en mouvement sous l'eau.

#### 1.5 Deux exemples de prototypes en fonctionnement

- Le projet SeaGen<sup>[4][5]</sup>

Le premier prototype mis au point par la société anglaise « Marine Current Turbine » est le prototype Seaflow, une hydrolienne à simple rotor de 300 kW installée dans le détroit de Bristol. Le produit commercial est basé sur le prototype SeaGen (2005), qui est installé à 400 mètres du rivage, et pèse plus de 1000 tonnes. Pour la maintenance, les



pâles remontent et s'immobilisent horizontalement au dessus de la surface de l'eau. Mesurant 16 mètres de diamètre, les rotors balayent un secteur de 402 mètres carrés. Les deux rotors développent une puissance 1200 kW (2x 600) et fonctionnent environ 20h par jour.

Le principal intérêt de ce prototype est l'orientation des pales qui varie : cela permet de limiter la vitesse de rotation en cas de courant trop important, donc de limiter la fatigue de la structure, exactement comme sur une éolienne. Il est même possible de mettre la pale en drapeau (le bord d'attaque face au courant) de manière à l'arrêter tout doucement, même par fort courant. Enfin en faisant varier le pas de 180 degrés, les rotors fonctionnent quand les courants vont dans les deux sens. L'inconvénient majeur est le coût d'installation très élevé de cette machine : 4500 €/KW, dont 50% pour la fabrication, 30% pour l'installation et 20% pour le raccordement au réseau.

En 2011-2012, Marine Current Turbines compte installer la première "ferme" d'hydroliennes à but commercial. Elle sera probablement constituée de 3 ou 4 unités à double hélices, ce qui permettrait d'obtenir une puissance de 4 à 5 MW.

#### ▪ Le projet Semi Submersible Turbine<sup>[6]</sup>

La compagnie londonienne TidalStream, a mis au point en 2006-2007, un nouveau type d'hydrolienne facile d'entretien qui fonctionne en eaux profondes. Le prototype, appelé Semi-Submersible Turbine ou SST, devra opérer à Pentland Firth (sur le Gulf Stream). C'est un appareil composé de 6 turbines de 20 m de diamètre pour une puissance maximale totale de 10 MW. Elle sera installée à 60 mètres de profondeurs et pèsera 1100 tonnes. Le coût de l'énergie pourrait atteindre 0,045 euro/kWh.

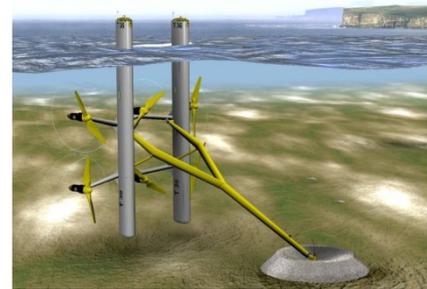


Figure 5 : Prototype SST

Le système a été validé par des essais qui ont eu lieu dans la Tamise. Le Dr John Armstrong, responsable du design du SST, pense que le système sera opérationnel en 2010.

Cet appareil a les avantages suivants: une installation facile, une grande utilisation des courants qui le traverse car il est équipé des plusieurs hélices et qu'il s'oriente facilement grâce à son bras pivotant. Cependant, ce type d'hydrolienne utilise de nombreux systèmes qui risquent de tomber en panne (comme les ballastes utilisées pour remonter les hélices, les pas réglables des pales,...), et il provoque une gêne pour les bateaux puisqu'il n'est pas totalement immergé.

## **II. Les avantages et points faibles de l'énergie hydrolienne**

En France, les énergies marines restent mal connues et sont peu prises en considération. Ainsi elles ont été à peine évoquées dans le Grenelle de l'environnement, et ne sont pas comptabilisées à part entière dans les documents publiés par le Syndicat des Energies Renouvelables (SER). Cependant les choses semblent sortir de l'immobilisme, comme le note Michel Paillard, responsable du projet «énergies marines renouvelables» à Ifremer : « Nous sommes de plus en plus sollicités par les médias, mais également par les entreprises, les collectivités territoriales pour réaliser des expertises ». Comme toutes les sources d'énergies, le pour et le contre de la technologie hydrolienne doit être examinée avec le plus grand soin, afin de juger de la faisabilité d'un passage au stade de production industrielle.

## 2.1 Une source énergétique renouvelable propre et prévisible

Aucun gaz à effet de serre ne sera émis lors de l'exploitation du parc (excepté pendant les opérations de maintenance), ce qui reste un moteur principal dans la promotion de cette énergie renouvelable. Elle s'inscrit donc dans les plans de développement des énergies vertes. Le second aspect majeur jouant en faveur d'un développement industriel de la filière est la prévisibilité des courants. Dans le cas des océans, la direction et la vitesse des courants permanents sont connues de nombreuses années à l'avance, permettant ainsi de prévoir la production électrique, ce qui est assez rare dans le monde des énergies renouvelables pour être noté. Les courants peuvent être permanents ou de marnage, c'est à dire faire partie du processus de marées. Dans tous les cas les horaires de marées et coefficients permettent de maîtriser la contribution du parc d'hydrolienne sur le réseau. L'éolien off-shore reste marqué par une incertitude des vents (même si celle-ci reste inférieure à l'éolien à terre), ce qui rend l'offre difficilement prévisible et fortement liée à la météorologie (ce qui nécessite de coûteux modèles de prévisions climatiques).

## 2.2 Une technologie connue et éprouvée

Il est clair que la principale difficulté retardant le développement de cette technologie est la « marinsation » des éléments techniques et mécaniques existants dans l'éolien. Les boîtes de vitesses, le rotor et l'alternateur sont connus dans leur conception et leur utilisation, mais doivent être étudiés pour une fiabilité totale en milieu marin où la corrosion saline est très agressive. En outre les pâles d'une hydrolienne tournent à une vitesse sensiblement inférieure à celles d'une éolienne, du fait de la densité 800 fois supérieure de l'eau par rapport à l'air. Ceci permet de faire appel à des matériaux moins lourds, et réduit les contraintes mécaniques sur les matériaux. De plus, et pour la même raison, la taille des hydroliennes est largement inférieure à une éolienne pour une puissance égale. Quelques chiffres peuvent attester des différences fondamentales entre hydroliennes et éoliennes off-shore :

	Hydrolienne	Hydrolienne	Eolienne
Vitesse courant ou vent	1,5 m/s	2,5m/s (habituel pour bon site)	13m/s (vent habituel)
Puissance récupérée	1,7 kW/ m <sup>2</sup>	3,9 kW/ m <sup>2</sup>	1,4 kW/m <sup>2</sup>

Les rotors dépassent quant à eux rarement 20 mètres, lorsqu'une éolienne off-shore atteint 120m de diamètre. Il s'agit d'un atout majeur : le transport de ces machines est plus aisé, et la quantité de matériau nécessaire à leur construction est moins importante. Les industriels n'avancent donc pas en terrain inconnu en matière de choix technologiques mais doivent absolument régler le problème de la fiabilité.

De petites hydroliennes peuvent également être installées dans les rivières et fleuves, dont les débits sont quasi constants. Cette adaptation de la technologie requiert peu d'investissements supplémentaires, étant donné qu'une simple réduction d'échelle permet leur installation dans des endroits moins profonds, et plus faciles d'accès. Les coûts de R&D de la filière hydrolienne pourraient alors être amortis plus rapidement.

## 2.3 Installation, raccordement, maintenance : trois défis techniques majeurs

L'installation met à jour le principal problème des hydroliennes comme moyen de production électrique : l'accessibilité. La fixation au sol doit être calculée en bureaux d'étude auparavant, et être réalisée sous l'eau. Les coûts deviennent alors très importants et c'est ce qui rend l'énergie hydrolienne encore très capitalistique.



Une fois en fonctionnement, toute intervention sur la machine en cas d'avarie, minutieusement préparée en fonction des conditions d'accès, est d'autant plus délicate et coûteuse que les machines sont installées dans les zones à forts courants. La remontée de la machine ou l'envoi d'un plongeur sont les deux possibilités de maintenance envisageables. Le raccordement au réseau (de même que pour l'éolien off-shore) est également très coûteux : le câble est enfoui à un mètre de profondeur et relie le parc d'hydroliennes à la côte où il y a transformation et injection du courant sur le réseau. Plus les hydroliennes sont éloignées et plus ce raccordement sera long donc consommateur de temps et de capital lors de l'installation. Des études préliminaires sont nécessaires afin de connaître le type de fond marin (rocheux, sablonneux) et la bathymétrie du milieu. D'une manière générale, la profondeur d'eau est un facteur à minimiser afin de rendre les coûts supportables, mais les bateaux à fort tirant d'eau doivent pouvoir naviguer dans ces zones sans se soucier de la profondeur d'eau selon la marée. Les hydroliennes sont généralement installées entre 10 et 50 mètres de profondeur.

Un des aspects également primordial au passage au stade industriel est la mise à disposition de bateaux spécifiques pouvant assurer l'installation et la maintenance des parcs d'hydroliennes.

#### 2.4 Impact sur l'environnement et partage de l'espace maritime

Les hydroliennes sont bien sûr fixées au sol, ce qui a plusieurs conséquences directes sur l'environnement voisin.

La faune et la flore : la flore ne peut se développer autour de la machine du fait des fortes perturbations engendrées par la rotation des pâles.

Ce sont d'ailleurs ces mêmes organismes qui peuvent gêner le bon fonctionnement de l'hydrolienne : un encrassement du rotor ou bien la fixation d'organismes alourdissement et ralentissent les pâles. De plus la sédimentation en amont de l'hydrolienne est également susceptible d'entraver la bonne rotation des pâles, tout comme l'accumulation d'algues.

Du fait d'une flore inexistante dans l'environnement de l'installation de l'hydrolienne, le développement de certaines espèces animales est aussi limité. Cependant, des progrès significatifs ont déjà été faits concernant la protection des poissons. En effet les bords de fuite sont étudiés pour avoir une incidence minimum sur la faune, et les hydroliennes profitent ici des progrès réalisés dans le secteur des turbines de barrages et la petite hydraulique en rivière. Un des arguments avancés contre les hydroliennes est le bruit émis qui pourrait désorienter certains mammifères marins. Mais certaines études, menées par Ifremer notamment, tendent à montrer que vu la faible vitesse de rotation des pâles cela ne devrait pas avoir de conséquences importantes : la fréquence de vibration induite est indolente pour les poissons.

Aucun polluant ne sera rejeté en mer car la machine doit être parfaitement étanche pour fonctionner et n'utilise pas de carburant.

#### Confrontation avec les autres acteurs du secteur maritime :

L'impact visuel est nul, toute la machine étant immergée. Ceci est un avantage par rapport aux éoliennes off-shore et signifie une meilleure acceptabilité sociale.

Un point délicat pourra être la concertation avec les pêcheurs. En réalité seuls les gros chalutiers se verraient interdire l'approche des hydroliennes, les petits bateaux de pêche disposant de ligne et de casier pourront accéder à ces zones. Le choix des implantations devra dans tous les cas se faire en coopération avec les syndicats de pêcheurs pour éviter toute confrontation ou mécontentement futurs. Une restriction d'usage de l'espace est à prévoir.

L'implantation des hydroliennes devra aussi tenir compte du trafic maritime de la zone. Différents types d'attaches devront être installés en fonction de la configuration du sol, de la profondeur et du type de trafics (plaisancier, commercial, militaire...). Il n'y a normalement aucun risque, soit parce que les turbines sont implantées très en dessous du tirant d'eau des plus gros bateaux, soit parce que les mâts de fixation sont repérables.



## 2.5 Aspects économiques<sup>[9]</sup>

### Etat des lieux des différentes filières de productions :

Le tableau suivant compare les filières selon différents critères :

Critères	Pétrole	Charbon	Gaz	Nucléaire	Hydraulique	EnR
Sécurité d'approvisionnement	géopolitique	Réserves mondiales hors Europe	Gisement de + en + loin		Hydraulicité ?	Aléatoire
Indépendance énergétique	100% importé	Européen non compétitifs	95% importé		Potentiel quasi-saturé	Potentiel important Exploitation limitée
Compétitivité du prix	Prix fortement variable	Prix généralement stable	Indexé sur pétrole	Coût total peu élastique au combustible (seulement 5% du prix)	Ouvrages amortis	subventionné
Environnement/Effet de serre	Co2 / kWh : Capture	800g à 1kg CO2 ?	400g CO2/kWh	4g CO2/kWh Déchêts	Pas de rejet de gaz à effet de serre	
Autre principale avantage	Flexibilité pointe	Flexibilité Stockage	Rendement Retour sur investissement rapide	Exportation savoir faire	Flexibilité pointe extrême	Potentiel
Autre principal inconvénient	Peak oil ?	Coût transport	risques	Rigidité pointe Investissement	Multi-usages de l'eau	Investissement, pointe

Nous allons représenter le coût de production de l'électricité par rapport à son prix d'achat (prix d'achat fixé par l'Etat pour le renouvelable) ou au prix du marché (pour l'hydraulique et le nucléaire).

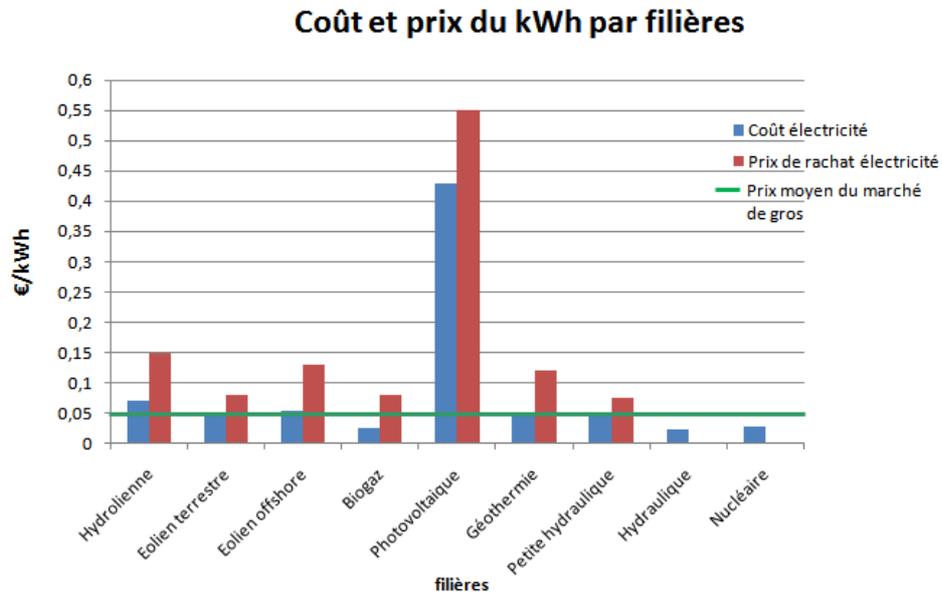
L'estimation des coûts moyens de production au sein de chaque filière est délicate. Trois types de dépense sont à intégrer :

- Le coût d'investissement, qui est variable selon l'évolution de la technologie.
- Les dépenses en combustible, qui sont volatiles.

- Les dépenses d'exploitation (hors combustible) avec une partie fixe et une partie variable proportionnelle à la quantité produites.

Les coûts indiqués ci-dessous sont ceux de l'hypothèse basse prévue par EDF (plages des coûts en Annexes 1). On remarque pourtant qu'ils sont déjà supérieurs aux estimations faites par d'autres acteurs de la filière hydroliennes (0,07 €/kWh contre 0,04 €/kWh).

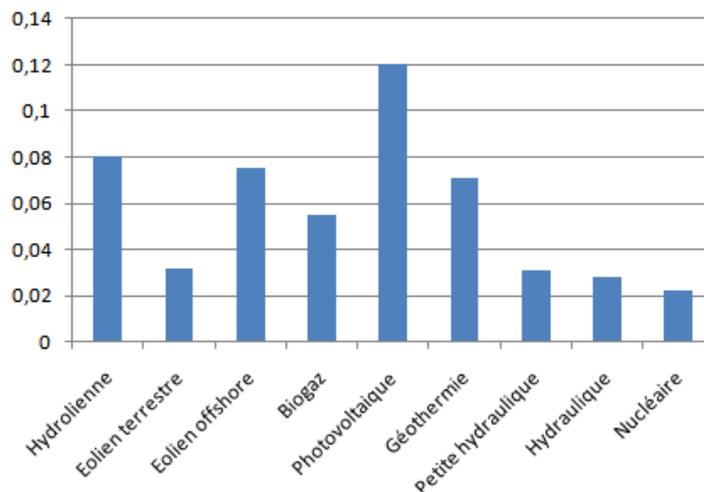
Les prix d'achat dépendent aussi de caractéristiques précises, que nous ne détaillerons pas ici, mais présents en Annexes 2. <sup>[11]</sup>



Graph 2 : Coûts de production et prix de vente

La ligne verte correspond au prix d'achat moyen sur le marché SPOT.

Les « bénéfiques » au kWh engendrés par les différentes filières seraient les suivants :



Graph 3 : (coût de production - prix de vente)

Les « bénéfiques » les plus grands sont réalisés dans la filière photovoltaïque, suivi du reste de l'ensemble des énergies renouvelables, alors que les plus faibles sont pour des énergies bien installées en France, telles que l'hydraulique et le nucléaire.

On comprend bien que ceux-ci ne sont pas en accord avec les réalités du marché, mais dépendent uniquement de la hauteur du prix d'achat fixée par l'Etat.

Sur le marché franco-allemand, EPEX Spot, le prix d'achat de l'électricité est d'environ de 0,05€/kWh ( cf trait vert sur la graph 1).

Le prix actuel de l'énergie hydrolienne est bien supérieur au prix du marché.

#### Nécessités actuelles d'un marché subventionné :

L'électricité issue d'hydrolienne doit être le fruit d'une volonté politique, tant cette énergie reste pour l'instant incapable de concurrencer les tarifs du nucléaire historique en France par exemple. La volonté de créer un véritable mix énergétique, en promouvant les énergies renouvelables, peut passer par une installation massive de machines en mer, mais une incitation fiscale est nécessaire, tout comme la production en grande série qui abaisse les coûts.

Le manque de maturité de la technologie mais surtout l'absence de retour d'information de parcs d'hydroliennes sur une longue durée rend délicat la prévision des coûts. Si nous raisonnons sur le retour d'expérience des parcs éoliens off-shore, alors la fourchette de prix pourrait se situer entre 2 500 000 € et 3 500 000 € le MW, en supposant un développement massif de la filière. Ceci est bien sur fonction de la distance à la côte, de la taille du parc, et de la profondeur d'eau. Mais c'est au moins un million d'euros plus cher que de l'éolien off-shore, ce qui contraint les investisseurs à privilégier les sites où la machine fonctionnera une plus grande partie du temps. En ce qui concerne le prix de l'énergie, la région Bretagne (via le retour d'information de sa première hydrolienne au large de Bénodet) pense pouvoir atteindre un coût compris entre 0,03 et 0,04 €/kWh. Les tarifs de rachat sont fixés à 0,15€/kWh sur 20 ans, contre 0,13€/kWh pour l'éolien off-shore.

Le manque de financement est le principal problème, EDF misant majoritairement le nucléaire, l'éolien et dans une moindre mesure, le solaire. Pourtant des études ont montré que le temps de retour sur investissement serait relativement court, autour de 5 ans pour un site très favorable (courants marins intenses et réguliers) et les technologies futures permettront la mise en fonctionnement de systèmes très puissants, en comparaison avec l'éolien off-shore. Enfin, les retombées économiques pour les régions sont importantes : on estime à 6000 le nombre d'emplois créés par la gestion d'un parc de 5000 hydroliennes d'une puissance totale de 3GW.

Les subventions sont nécessaires mais doivent être attribuées « intelligemment ». Dans un premier temps, à la Recherche et le Développement pour mettre au point des technologies économiquement rentables et ensuite permettre un développement à grande échelle. Le but à long terme est que ces énergies deviennent concurrentielles.

En comparaison, l'éolien offshore est une filière aujourd'hui plus mature, et les subventions servent dorénavant à développer des parcs de production et à réduire les couts de production.

#### Risque d'un marché subventionné :

Le risque vient justement du fait que le prix de rachat est fixé par le gouvernement. Les calculs de prévisions de rentabilité sont faussés et peuvent changer si les volontés politiques changent (les prix de rachats sont toutefois établis pour une vingtaine d'année en général).

Nous avons récemment vu ce phénomène se produire avec le photovoltaïque dont le prix de rachat a été baissé début 2010 pour les toitures agricoles. Des bulles spéculatives peuvent apparaître du fait de l'engagement massif de l'Etat dans l'achat de l'électricité d'origine renouvelable.

## 2.6 Bilan

Source énergétique	✓	Renouvelable propre et prévisible
Technologie	✓	Différentes technologies qui fonctionnent
Impact sur l'environnement et partage de l'espace maritime	~	Impact relativement faible, des aspects d'acceptabilité à gérer (droit, concessions)
Installation, raccordement, maintenance	✗	Solutions techniques actuelles hors de prix
Aspects économiques	✗	Subventions encore indispensables

- ✓ Ne pose pas de problème ou est en bonne voie
- ✗ Est encore un point critique ou un verrou technologique
- ~ Encore des aspects à travailler mais en bonne voie

### III. Quelles perspectives de développement pour les hydroliennes ? [7]

Nous avons consulté deux entreprises françaises développant des hydroliennes afin de comprendre comment elles répondent aux défis posés par cette technologie. Ce fut également l'occasion d'évoquer les perspectives de développement de l'énergie hydrolienne pour ces deux acteurs. Ces deux sociétés sont de taille radicalement différente, l'une (Sabella) est une PME d'une dizaine de personnes et la seconde (EDF EN) possède d'importants moyens financiers et logistiques. Elles nous ont présenté, chacune à leur manière, leur projet, les démarches administratives associées, et leurs contraintes.

#### 3.1 Compte-rendu d'entretien avec Mr Daviau, président de SABELLA

##### 3.1.1 *Présentation de la société et du projet*

Le projet est porté par Sabella, consortium finistérien composé de plusieurs entreprises (Hydrohelix Énergies, SOFRESID - SAIPEM, In Vivo Environnement, Dourmap). En 1999, Hervé Majastre a eu l'idée de créer des hydroliennes sur les côtes françaises. Après 8 ans d'études, il sort la première hydrolienne française : l'hydrolienne D03 d'une puissance de 50kW, prototype à l'échelle 1/3. Cette hydrolienne conçue par l'entreprise Hydrohélix est appelée Sabella. Elle a été mise à l'eau dans l'estuaire du Bénodet au large du Finistère près de Quimper le 31 mars 2008, pour une durée de 160 jours. Cette hydrolienne fait office d'expérimentation afin de vérifier avec des capteurs, d'une part ses performances, et d'autre part les turbulences effectuées sur l'écosystème. Pour cela elle est



**Projet Sabella D10**

immergée à 19 mètres de profondeur. L'acceptabilité sociale auprès des acteurs locaux a également pu être analysée.

Vers fin 2010, cinq hydroliennes trois fois plus grandes que le prototype devront être installées sur un même bloc en Bretagne. Chaque hélice fera 10 mètres de diamètre et produira 10 fois plus d'énergie que le prototype. Elles devront produire 1000 KW au total, soit 200 KW chacune.

### *3.1.2 Coût du MW installé et de la maintenance*

Le test du prototype avait coûté environ 750 000 euros pour une puissance maximale de 40kW. Environ 60% de ce montant a été pris en charge par Sabella, et les 40% restants par la région Bretagne, le département Finistère, les communautés de communes et l'ADEME. Aujourd'hui, la société estime le coût du MW installé à 7millions € alors que leurs concurrents sont autour de 10-12 millions €/MW. Cette différence peut-être expliquée par l'utilisation d'une technologie relativement simple, sans une présence excessive d'électronique. De plus l'entreprise ne réalise que la maîtrise d'œuvre et n'a pas de structure industrielle. Pour l'installation future de 5 hydroliennes de 10m (200 kW chacune), une levée de fond de 7 millions d'euros auprès des investisseurs sera nécessaire. Notons que 30% du coût d'une machine est alloué à la conception. Dans les 70% restant réservés à la fabrication, la moitié est octroyée aux éléments en acier (dont le prix flambent depuis quelques années), et un quart aux appareils électriques, l'autre quart servant à financer le rotor et les éléments mécaniques.

Leur objectif est de se rapprocher à terme du coût de l'éolien off-shore (2.5 m€/MW). Cela leur semble atteignable grâce aux rendements d'échelle réalisés en installant un maximum de turbines auprès d'un raccordement terrestre unique. L'entreprise estime également que le coût annuel de la maintenance s'élèvera à 3 ou 4% de la valeur de l'investissement. Les différents éléments de la machine (embase, rotor, génératrice) ont été conçus pour être séparables afin de faciliter la maintenance. Cette modularité permet de réduire sensiblement les coûts si un démantèlement est nécessaire. L'embase n'aura normalement pas besoin d'entretien pendant toute la vie de la machine. L'installation est également très coûteuse, avec la location de barges spéciales, et la fixation au sol à une profondeur pouvant aller jusqu'à 40m. Une collaboration avec Saipem, connaisseur des installations off-shore est réalisée afin de bénéficier d'un apport d'expérience.

Il faut enfin insister sur le fait que la maintenance ne peut être programmée longtemps à l'avance car plusieurs paramètres décisifs entrent en compte très tardivement : la présence de vive-eaux est un problème, tout comme les conditions météo ou une faible visibilité dans l'eau comme hors de l'eau. La saison estivale est à éviter si l'hydrolienne est située dans une zone à fort passage de plaisanciers.

### *3.1.3 Balisage/concertation*

Le balisage ne s'effectue pas sur une grande surface de fond, un navire de cartographie muni d'instruments fixés sur sa quille a permis de connaître précisément la bathymétrie et le type de fond. Une concertation avec les pêcheurs et les associations de plaisanciers a été nécessaire afin de trouver un lieu convenable pour toutes les parties prenantes locales. L'hydrolienne est invisible et ne se situe pas dans une zone de pêche, il faut cependant qu'elle ne gêne pas la navigation et permette le passage de bateaux à tirant d'eau important. Pour le projet Sabella D03, où une machine seule était installée très près de la côte, une autorisation temporaire avait été accordée par la préfecture, suite à une étude d'impact sur le milieu.

### *3.1.4 Le nombre d'heure de fonctionnement*

Pour une machine qui peut fonctionner jusqu'à un coefficient de 95-100, elle fonctionne 45-50% du temps à sa pleine puissance, lorsque la marée est à son milieu.

### 3.1.5 Coût du raccordement au réseau

En France, c'est à la charge du producteur. En Allemagne, l'Etat fabrique des « autoroutes électriques », et le producteur paye le raccordement à cette « autoroute ».

C'est un coût fixe qui ne dépend quasiment que du nombre d'hydroliennes de la ferme. Il faut donc développer des champs à grande puissance (au moins 10 MW), avec des hydroliennes relativement proches les unes des autres. Ceci est une contrainte supplémentaire car elle limite le choix à sites marins suffisamment vastes. Il est clair qu'aujourd'hui, l'acceptabilité des hydroliennes est difficile dans les zones très proches de la côte, mais le coût du raccordement dissuade les industriels d'installer les machines à plus de 15km des côtes. De plus le signal électrique est incompatible avec une injection directe sur le réseau à la sortie de l'hydrolienne. Sur le long terme, la vision des industriels concernant le raccordement est la suivante :

Tout d'abord le courant sortant de l'hydrolienne est converti au sein de l'installation en mer grâce à un convertisseur et transporté en courant continu jusqu'à terre, ce qui permet de sommer les contributions des différentes hydroliennes. Le câble est enfoui à quelques dizaines de centimètres de profondeur si le fond marin n'est pas rocheux (auquel cas le câble doit être fixé). L'injection sur le réseau avec la conversion en courant alternatif se fait à terre.

Le budget préliminaire, pour 1 MW installé, est de 1 900 000 € pour l'étude et la préparation d'un site d'installation, les demandes de concession, l'exportation de l'électricité et la connexion au réseau. Le câble et la connexion au réseau absorbent déjà entre 60 et 65% de cette somme, l'étude du site en représentant entre 30 et 35%.

### 3.1.6 obstacles rencontrés, difficultés et incertitudes

- La technologie est bien connue, car elle est présente dans de nombreux domaines, notamment dans le nautisme et l'éolien. La difficulté étant de parvenir à intégrer des technologies existantes dans d'autres domaines afin de ne pas avoir à faire de R&D, mais seulement de la maîtrise d'oeuvre.
- Le Bio fooling : il faut absolument protéger le rotor des organismes marins (pleins de technologies existantes dans le nautisme). Aujourd'hui, ils doivent retraiter la surface tous les 3 ans, période bien trop courte. Un des principaux enjeux de cette énergie est le développement d'une peinture anti-fooling performante afin de conserver une vitesse du rotor satisfaisante sans maintenance trop soutenue. Pour l'instant, avec un renouvellement tous les 3 ans, l'application de télé substances coûteraient (sans les coûts de pose) environ 5500€ par hydrolienne. Il faut également veiller à ce que les produits ne soient pas polluants.
- La maintenance est une dimension majeure du coût. L'intervention par plongeur est illusoire car elle est bien trop dangereuse (zones à forts courants, et l'étal est trop courte) et trop coûteuse. La société a donc eu l'idée d'utiliser des robots. Mais ce robot n'est pour l'instant qu'à l'état d'étude numérique et aucune immersion longue durée nécessitant l'intervention d'un tel robot n'a encore été effectuée. L'objectif est d'arriver à une durée de vie des machines de 25-30 ans, et une durée de non-intervention de 10 ans.
- Une vente à l'étranger reste clairement un objectif, car le marché français paraît bien limité, mais les clients ne sont pour l'instant pas lancés dans des opérations d'achat. La Grande-Bretagne semble le pays le mieux placé pour l'acquisition de telles machines, car les sites marins disposant de forts courants sont très nombreux. L'intérêt pour les clients est réel lorsque le coût du kWh est plus élevé que celui issu du mix énergétique du pays (0,068€/kWh en France en 2008 en moyenne sur le marché SPOT). C'est le cas de régions électriquement enclavée, telles que les îles ou la Bretagne.
- Depuis le décret de mars 2007, le courant produit grâce à de telles machines marines est acheté à hauteur de 150€ / MWh pour une durée de 20 ans : c'est trop peu pour que la filière se développe. En Grande-Bretagne, il est deux fois plus élevé et il adossé à un système de

certificats verts. L'Ecosse a le même tarif d'achat que la France, mais elle délivre trois certificats pour 1 MW produit. Ce bas prix d'achat de l'électricité hydrolienne explique pourquoi la France a prit beaucoup de retard dans le développement de l'énergie hydrolienne, malgré son potentiel gigantesque.

### 3.2 Compte-rendu d'entretien avec Mr Abonnel, responsable R&D marine EDF

#### 3.2.1 *Présentation du projet*

EDF veut rattraper son retard et construit une ferme hydrolienne de 3 hectares au large de Paimpol Bréhat d'une capacité de 2 MW. Ces hydroliennes mesureront 16 mètres de diamètre chacune et seront ancrées à 35 mètres de fond. L'électricien souhaite produire de l'énergie à partir des courants dans la zone de la Horaine où les courants sont les plus élevés (3m/s). Les quatre machines, destinées à produire 500 kilowatts chacune, seront construites par OpenHydro, une société irlandaise. La mise en service du parc est programmée au printemps 2012.



Le coût total du projet, estimé par le quotidien Irish Times, se situe entre 23 et 27 millions d'euros.

#### 3.2.2 *Choix de la technologie*

La technologie retenue n'est pas française, cela symbolise-t-il le retard pris par les industriels français tel qu'EDF? Il y a eu un comparatif poussé de plusieurs technologies et machines. Openhydro (technologie irlandaise) a été choisie pour plusieurs raisons : 1) la machine avait déjà été testée et la technologie éprouvée (par l'European Marine Energy center (EMEC) au large de l'Ecosse), ce qui permet à EDF de bénéficier d'un produit de présérie industrielle sans avoir à effectuer de R&D supplémentaire sur la machine. 2) l'hydrolienne est totalement immergée et donc invisible, ce qui rend l'acceptabilité plus facile. 3) la société est quasi-indépendante dans l'installation de ses machines : la société irlandaise a notamment conçu sa propre barge de mise à l'eau.

#### 3.2.3 *Maintenance*

Pour l'instant cela n'a pas été vérifié en eau. Le projet sera réalisé quelque soient les coûts de maintenance : il s'agit avant tout d'un test grandeur nature afin justement de vérifier la viabilité de telles installations. Une meilleure connaissance du comportement des machines en conditions réelles ainsi que des installations off-shore est attendue. Le site choisi est un site de démonstration. Ceci n'empêche pas EDF d'envisager la manière la plus économique d'assurer la maintenance de ses machines. La sécurité des agents de maintenance en plongée dans des courants forts est parfois précaire, le groupe a donc pour l'instant l'intention de travailler à terre après la remontée à sec de la machine. Cette solution est très contraignante car la masse de machines puissantes (500kW chacune) est très importante : 70 tonnes pour une turbine sans son socle (qui lui accuse 430 tonnes). Par conséquent l'objectif pour Openhydro est de concevoir des hydroliennes dont les différentes parties sont détachables afin de ne prévoir la remontée que de la partie défaillante en cas de problème. Réparer le minimum signifie remonter à sec le minimum donc diminuer la taille des barges nécessaires à la sortie d'eau, ainsi que le nombre de techniciens de maintenance.

#### 3.2.4 *Caractéristiques des machines*

La puissance de ces hydroliennes sera de 500 kW chacune pour une vitesse des courants allant jusqu'à 2.5m/s. Nous pouvons prédire un fonctionnement équivalent à la pleine

puissance pendant 40% du temps. L'installation se fera à une profondeur comprise entre 34m et 38m. Cette profondeur est étudiée de manière précise : tout d'abord la variation du niveau de l'eau due à la marée la plus forte est étudiée, puis un tirant d'eau critique de 3,2m est pris en compte. Ceci montre qu'une hydrolienne devra rester sous les 10m de fond. Viennent ensuite les dimensions de la machine et de son support (hauteur totale au dessus du fond: 22m). La profondeur minimum est donc de 32m pour de telles machines.

### *3.2.5 Coût du raccordement au réseau*

Le raccordement au réseau est relativement long : 15km de câble seront nécessaires afin de connecter les hydroliennes à la terre. Le câble doit être protégé des chocs et mouvements, mais surtout du milieu marin. Ils sont renforcés par rapport aux câbles terrestres. Là encore une économie d'échelle est recherchée en maximisant la puissance installée (donc le nombre de machines par site) pour un raccordement unique. Les 4 machines de 500kW chacune auront donc une puissance totale de 2MW, mais le câble a été conçu pour supporter le transport du courant correspondant à une puissance installée de 8MW. C'est ici que le projet d'EDF présente une particularité : le site pourra être utilisé ultérieurement pour la connexion d'autres machines, utilisant par exemples d'autres technologies. Cette opportunité d'extension préparera la phase de développement industriel.

Un chiffre évocateur ressort de l'entretien avec Monsieur Abonnel : les systèmes de conversion et le câble de raccordement représentent à eux seuls 40% de l'investissement total, soit 10 millions €.

Sur un plan plus technique, le courant est converti grâce à un convertisseur sous-marin et transporté sous forme continue jusqu'à terre afin que les contributions des différentes machines soient sommées. Ensuite un poste de livraison à terre permettra d'injecter le courant sous forme alternative sur le réseau national.

### *3.2.6 Concertation, procédures administratives, impact sur le milieu et retombées économiques*

Il est utile de noter que les procédures qu'EDF engage actuellement pour son site de Paimpol Bréhat sont essentielles à tout projet de mise en eau d'hydrolienne. Il est donc important de se familiariser avec toutes ces démarches, notamment avec les concertations avec les parties prenantes locales. Les pêcheurs de la zone ont bien sûr été consultés, afin de sélectionner un site qui n'entrave pas leurs activités. Faire cohabiter les professionnels de la pêche n'est pas aisé à priori, mais les choses ne sont bien passées.

En ce qui concerne les nuisances et impacts du projet sur le milieu, il convient de séparer la phase des travaux de celle d'exploitation longue durée des machines. Le raccordement au réseau perturbera par exemple les activités ostréicoles près de la côte, la tranchée du câble n'occasionnant que très peu de gêne au niveau des sédiments. La pose des machines aura un impact sonore très limité dans le temps, et les courants ne seront que très localement modifiés. La réduction géographique des usages du site (tout type de pêche par exemple) est à prévoir.

Sur le plan administratif, une concession d'occupation du Domaine Public Maritime (DPM) est en cours d'attribution à EDF suite au choix du site. Le permis de construire est en cours de délivrance et les enquêtes publiques auront lieu en 2010.

Les retombées économiques pour la région peuvent être intéressantes : la fourniture de courant précieux pour une zone qualifiée de péninsule électrique, la sous-traitance locale de la fabrication des supports tripodes et des barges. Les activités de maintenance ainsi que le suivi technique et environnemental généreront également des emplois. Enfin la valorisation de l'image de la région, déjà impliquée dans les énergies renouvelables, est importante. Du courant pourra être fourni à près de 2000 foyers locaux, ce qui est très appréciable.

L'objectif de EDF est donc double : créer un premier site de démonstration avec des machines taille réelle, mais aussi contribuer à bâtir un cadre administratif.

### 3.2.7 Signature par Jean-Louis Borloo en juin 2008 de l'IPANEMA : Initiative Partenariale Nationale pour l'Emergence des Energies marines.

Le gouvernement a accordé 100M€ pour le développement des énergies marines. 3 objectifs principaux peuvent être énoncés :

- le développement d'une filière scientifique et industrielle « Energies marines » en définissant une stratégie commune.
- mise en place d'un réseau coordonné des acteurs français.
- développement de sites d'essai en mer.

## **Conclusion**<sup>[8]</sup>

Alors la France, à la traîne ? « On a de bonnes idées, de bons concepts, de bons industriels », constate Alain Clément, directeur du laboratoire de mécanique des fluides de l'école centrale Nantes, qui teste depuis plusieurs années un système houlomoteur très novateur. « On sent que, dans les discours au moins, les énergies marines décollent. Mais on reste très timide au niveau de l'action. »

Ces dernières années, les acteurs ont ainsi réclamé quatre axes de soutien : une stratégie nationale cohérente, une aide financière à la R&D, la création d'un site d'essai en mer, et la mise en pace d'un tarif d'achat attractif. Or, à l'exception de ce dernier (0,15€/kWh en France contre 0,22 à 0,25 au Portugal et en Grande-Bretagne), les vœux de la filière sont en train de se réaliser.

Un développement massif de cette technologie hydrolienne semble possible, mais doit être soutenue par une réelle volonté politique, notamment à travers des tarifs de rachat d'électricité plus attractif. Selon Hervé Majastre, l'un des deux fondateurs d'Hydrohélix, les courants littoraux bretons et normands sont capables de fournir entre 6 et 12 % de l'électricité nécessaire à la France. Il faudrait installer 4 500 hydroliennes au fond des mers pour parvenir à un tel niveau de production. Cela représente un rideau d'hélices de quelque 21 km, disséminé à moins de 6 km des côtes, entre les îles de Sein et Ouessant et face au cap de la Hague, dans le Cotentin. 6000 emplois pourraient être créés.

Toujours d'après Hervé Majastre, le coût de l'électricité des hydroliennes serait équivalent à celui des éoliennes (entre 1 et 1,3€ le watt). La productivité de la technologie hydrolienne est supérieure à celle des éoliennes. La qualité de la production permet une exploitation plus aisée. L'impact visuel est sans commune mesure avec l'éolien, et l'acceptation sociale devrait en être largement facilitée.

## **Bibliographie**

### **Entretiens téléphoniques avec Mr Abonnel (EDF) et Mr Daviau (Sabella)**

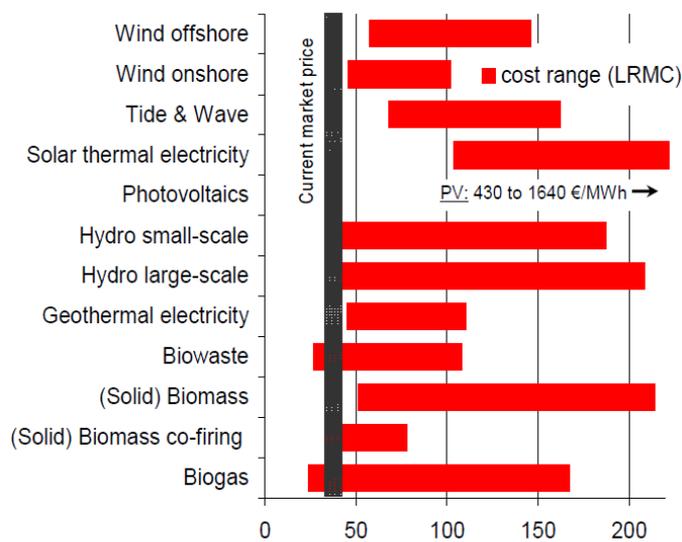
- [1] Publication SeaTech Week– Brest - 20-21 octobre 2004 ; J.F. Daviau – H. Majastre –F. Guena –J.Ruer
- [2] CESR de Bretagne – Mars 2009, MM. Guy JOURDEN et Philippe MARCHAND
- [3] [http://www.emec.org.uk/tidal\\_devices.asp](http://www.emec.org.uk/tidal_devices.asp)
- [4] [http://www.ifremer.fr/dtmsi/colloques/seatech04/mp/proceedings\\_pdf/presentations/4.%20courants\\_marins/MCT.pdf](http://www.ifremer.fr/dtmsi/colloques/seatech04/mp/proceedings_pdf/presentations/4.%20courants_marins/MCT.pdf)
- [5] <http://www.marineturbines.com/>
- [6] <http://www.tidalstream.co.uk/>
- [7] <http://www.labretagneetlamer.fr/?q=node/55>

- [8] <http://generationsfutures.chez-alice.fr/energie/hydrolienne.htm>
- [9] <http://energie.sia-conseil.com/20081107-les-hydroliennes-une-nouvelle-source-d'energie-a-l'avenir-prometteur/>
- [10] Conférence en Janvier 2010 à l'ENSTA de Marc Trotignon, spécialiste EDF du fonctionnement des réseaux et aspects économiques, service R&D de EDF.
- [11] [http://www.developpement-durable.gouv.fr/energie/renou/se\\_ren\\_a4.htm](http://www.developpement-durable.gouv.fr/energie/renou/se_ren_a4.htm)
- [12] [www.greennet-europe.org](http://www.greennet-europe.org)

## Annexes

### Annexe 1

Graphique présenté lors d'une conférence en Janvier 2010 à l'ENSTA de Marc Trotignon, spécialiste EDF du fonctionnement des réseaux et aspects économiques, service R&D de EDF.



(Ces estimations datent de 2005)

### Annexe 2 [?] [?]

Filière	Arrêtés	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les nouvelles installations
Hydraulique	<a href="#">1<sup>er</sup> mars 2007</a>	20 ans	6,07 c€/kWh + prime comprise entre 0,5 et 2,5 pour les petites installations + prime comprise entre 0 et 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production
Biogaz et méthanisation	<a href="#">10 juillet 2006</a>	15 ans	entre 7,5 et 9 c€/kWh selon la puissance, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh, + prime à la méthanisation de 2c€/kWh.
Energie éolienne	<a href="#">10 juillet 2006</a>	15 ans (terrestre) 20 ans (en mer)	- éolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. - éolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites.
Energie photovoltaïque	<a href="#">10 juillet 2006</a>	20 ans	- Métropole : 30 c€/kWh, + prime d'intégration au bâti de 25 c€/kWh - Corse, DOM, Mayotte : 40 c€/kWh, + prime d'intégration au bâti de 15 c€/kWh.
Géothermie	<a href="#">10 juillet 2006</a>	15 ans	- Métropole : 12 c€/kWh, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh - DOM : 10 c€/kWh, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh

!Pour la filière solaire photovoltaïque, un [guide technique](#) précise les critères d'éligibilité des équipements de production d'électricité photovoltaïque pour le bénéfice de la prime d'intégration au bâti définie à l'annexe de l'arrêté du 10 juillet 2006.