

Première partie

De l'émergence des
concepts... vers la maturité
technologique

L'exploitation des énergies marines ne repose que sur quelques grandes familles de technologies, mais dans lesquelles il existe, et c'est une originalité, une multitude de concepts. Cette originalité nous impose de porter un regard différencié sur des technologies qui n'en sont pas au même stade de développement : si certaines ont atteint le stade de la maturité technique, d'autres sont en phase de démonstration et nombreuses enfin sont celles qui en sont au stade de la recherche « amont » (chapitre 1).

Quelques projets d'exploitation des énergies marines concernent très directement la Bretagne, qui a ainsi la particularité et l'avantage de rassembler sur son territoire l'ensemble des stades de développement, de la recherche amont au stade industriel (chapitre 2).

Il convient donc d'aborder cette partie non pas dans l'objectif de « sélectionner » une technologie plutôt qu'une autre, mais plutôt en s'interrogeant sur les objectifs poursuivis et sur les technologies permettant d'atteindre ces objectifs. Les effets d'annonce sont monnaie courante dans ce domaine : il convient donc de rester prudent sur ces annonces, et de s'appuyer sur quelques critères tels que la taille, la puissance, la production, la densité énergétique pour mieux comprendre les atouts et les faiblesses des différentes technologies, et identifier les technologies prometteuses pour une région donnée (chapitre 3).

Chapitre 1

Un foisonnement de technologies en développement

1.	Des stades de développement disparates	17
2.	Des évolutions technologiques sensibles mais inabouties	19
2.1.	L'exploitation de l'énergie éolienne offshore	19
2.1.1.	La ressource éolienne	20
2.1.2.	Les évolutions technologiques	21
2.1.3.	La production éolienne offshore	28
2.2.	L'exploitation de l'énergie de la marée	30
2.2.1.	La ressource	30
2.2.2.	Les évolutions technologiques	30
2.3.	L'exploitation de l'énergie des courants	32
2.3.1.	La ressource hydrolienne	32
2.3.2.	Les évolutions technologiques	33
2.3.3.	La production hydrolienne	36
2.4.	L'exploitation de l'énergie des vagues	37
2.4.1.	La ressource	37
2.4.2.	Les évolutions technologiques	38
2.4.3.	La production houlomotrice	41
2.5.	L'exploitation de l'énergie thermique des mers	41
2.5.1.	La production d'électricité	41
2.5.2.	La mer, source froide	42
2.6.	L'exploitation des gradients de salinité	42
3.	L'installation et la maintenance, étapes-clés vers le déploiement industriel	43
3.1.	L'installation et la maintenance d'un parc éolien offshore	44
3.1.1.	Les fondations	44
3.1.2.	Le montage de l'éolienne	45
3.1.3.	L'ensouillage et le raccordement	46
3.1.4.	La maintenance	46
3.2.	L'installation et la maintenance d'un parc hydrolien	48
3.3.	L'installation et la maintenance d'un parc houlomoteur	49
4.	Le stockage de l'énergie	49
4.1.	Le stockage thermique	49
4.2.	Le stockage hydrogène	50
5.	La production d' « algo-carburants » à partir de la biomasse algale	51

Exploiter l'énergie de la mer n'est pas une chose nouvelle. Déjà au Moyen-âge, plus d'une centaine de moulins à marée parsemaient le littoral français, et tout particulièrement la Bretagne. Les moulins à marée de la Vicomté sur Rance, de Bréhat, d'Arz, de Trégastel, de Ploumanac'h ou du Golfe du Morbihan sont les témoins de cet intérêt pour l'énergie de la mer, ensuite oublié, remis au goût du jour avec la construction de la centrale marémotrice de la Rance en 1966, puis enfin replacé au cœur du débat sur les énergies renouvelables.

Figure 1. Le moulin à marée du Birlot, à Bréhat.

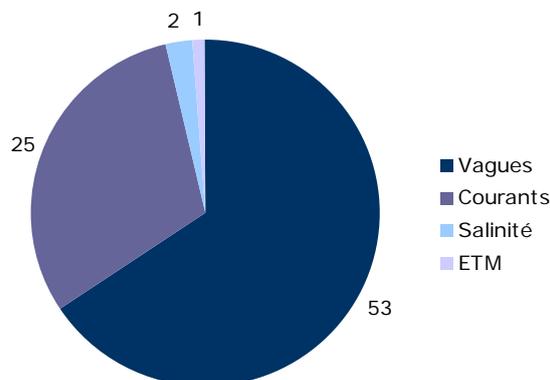


Mais les technologies ont bien évolué depuis le Moyen-âge, et particulièrement dans les dix dernières années qui ont vu se multiplier les concepts. Nous allons, dans ce chapitre, mettre en évidence les évolutions des différentes technologies permettant d'exploiter les énergies marines, afin de répondre le plus précisément possible à la question suivante : où en est-on aujourd'hui, et que peut-on attendre des énergies marines ?

1. Des stades de développement disparates

Une étude menée pour le compte de l'Agence internationale de l'énergie (IEA) à la fin de l'année 2006 faisait état de 81 concepts en développement (hors éolien) : 53 concepts pour la récupération de l'énergie des vagues, 25 pour les courants, deux pour la salinité et un pour l'énergie thermique des mers.

Figure 2. Nombre de concepts en développement en 2006 (hors éolien).



Source : IEA-OES, 2006.

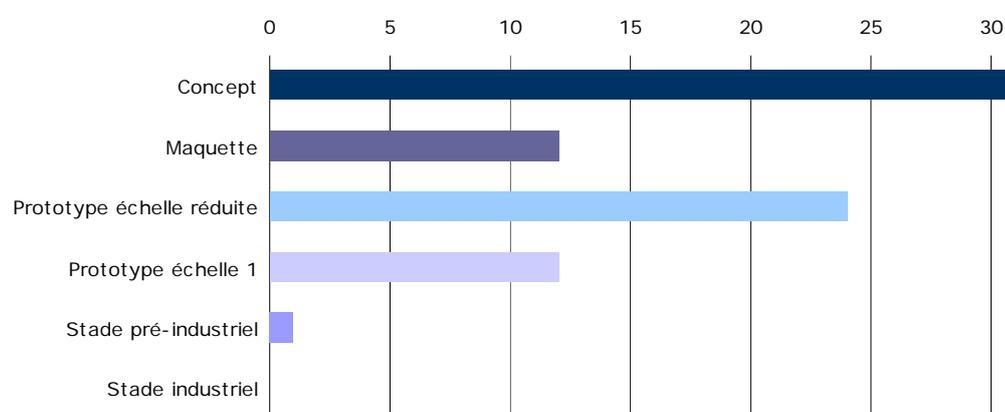
L'EMEC (European Marine Energy Centre), en Ecosse, compte de son côté plus de 50 concepts de récupération de l'énergie des courants en développement, et plus de 90 pour l'énergie des vagues.

Le terme de « développement » cache en réalité des situations très différentes d'un concept à l'autre. L'éolien offshore classique sur fondations est la seule technologie mature aujourd'hui, dont le déploiement peut s'envisager à l'échelle industrielle. Parmi les technologies de récupération de l'énergie des vagues ou des courants, la plupart des concepts sont encore au stade de la recherche amont, quelques-uns sont au stade de la démonstration et un seul concept, le Pelamis, en est au stade industriel. Ce constat révèle bien le caractère émergent des énergies marines.

Tableau 1. Stades de développement.

Stade	Technologie (équivalent anglais)	Site	
Recherche amont	Concept (Concept design)	-	<i>Le concept est élaboré, modélisé, amélioré.</i>
	Maquette (Part-scale)	Bassin d'essais en laboratoire	<i>Une maquette est testée dans un bassin simulant les états de mer.</i>
Développement	Prototype échelle réduite (Part-scale)	Site d'essais en mer	<i>Le concept est validé à la mer, en site abrité.</i>
	Prototype échelle 1 (Full-scale)	Site d'essais en mer	<i>La première machine construite est testée en conditions réelles.</i>
Démonstration			<i>Un premier parc est installé en mer, afin de tester le comportement de chacune des machines mais aussi d'appréhender l'effet parc.</i>
	Pré-industriel (Pre-commercial)	Site de démonstration	
Exploitation	Industriel (Commercial)	Site exploité	<i>Le parc est installé en mer dans l'unique but de produire et de vendre de l'électricité.</i>

Figure 3. Nombre de technologies par stade de développement en 2006 (hors éolien).



Source : IEA-OES, 2006.

2. Des évolutions technologiques sensibles mais inabouties ⁵

Si elles sont encore inabouties et si de nouveaux concepts voient régulièrement le jour, les évolutions technologiques des dernières années sont cependant sensibles pour chacune des ressources marines.

Définitions et ordres de grandeur

Pour mémoire, la **puissance électrique** d'un appareil est exprimée en **Watt (W)**. La puissance représente la quantité maximale d'électricité que peut produire ou consommer instantanément une installation. L'unité la plus souvent utilisée dans ce chapitre sera le MW, c'est-à-dire 1000 kW, ou 1 million de W. Les ordres de grandeur des installations de production d'énergie sont les suivants :

- un prototype d'hydrolienne : 0,5 à 1 MW
- une éolienne offshore récente : 5 MW
- l'usine marémotrice de la Rance : 240 MW
- un réacteur nucléaire de Flamanville : 1 300 MW

L'**énergie électrique** représente la quantité d'électricité que produit ou consomme cette installation pendant une durée précise, exprimée en heures. L'énergie est ainsi exprimée en **Wattheure (Wh et non W/h)**. Ainsi, une éolienne de 5 MW fonctionnant à pleine puissance pendant 3000 heures produit une énergie de $5 \times 3000 = 15\,000$ MWh = 15 GWh. Les ordres de grandeur des installations de production d'énergies sont les suivants :

- un prototype d'hydrolienne de 1 MW : 3 GWh
- une éolienne offshore de 5 MW : 16 GWh
- l'usine marémotrice de la Rance de 240 MW : 550 GWh
- un réacteur nucléaire de Flamanville : 9 600 GWh

A titre de comparaison, la consommation électrique annuelle de la Bretagne était de 19,6 TWh en 2007, et celle de la France 450 TWh, soit respectivement 19 600 et 450 000 GWh.

1 TWh = 1 000 GWh = 1 000 000 MWh = 1 000 000 000 kWh = 1 000 000 000 000 Wh

Source : Schéma régional éolien, Région Bretagne, 2006.

2.1. L'exploitation de l'énergie éolienne offshore

C'est la plus « terrestre » des énergies marines, et parfois elle n'est d'ailleurs pas considérée comme telle. Les éoliennes offshore, c'est-à-dire implantées au large des côtes, permettent d'exploiter l'énergie cinétique du vent en mer. Ce sont aujourd'hui des éoliennes dérivées des éoliennes terrestres et adaptées au milieu marin. Leur forme est celle des éoliennes terrestres, avec un rotor à trois pales, mesurant jusqu'à 180 m de haut et 126 m de diamètre pour les plus puissantes.

L'éolien offshore est la seule technologie considérée comme mature. C'est d'ailleurs la seule des énergies marines qui peut permettre, à court terme, d'atteindre les

⁵ Ce paragraphe s'appuie en partie sur l'audition de M. Michel PAILLARD (Ifremer) le 10 janvier 2008.

objectifs fixés au niveau européen et au niveau national d'une contribution des énergies renouvelables au bouquet énergétique à hauteur respectivement de 20% et 23%.

Cette maturité s'explique par le fait qu'il s'agit, au moins au départ, de la simple transposition d'une technologie terrestre à des zones marines peu profondes, proches du littoral : on sait installer des parcs éoliens en mer depuis 1991. Mais depuis cette date, les évolutions technologiques vont bon train et c'est même de rupture technologique dont on parle aujourd'hui.

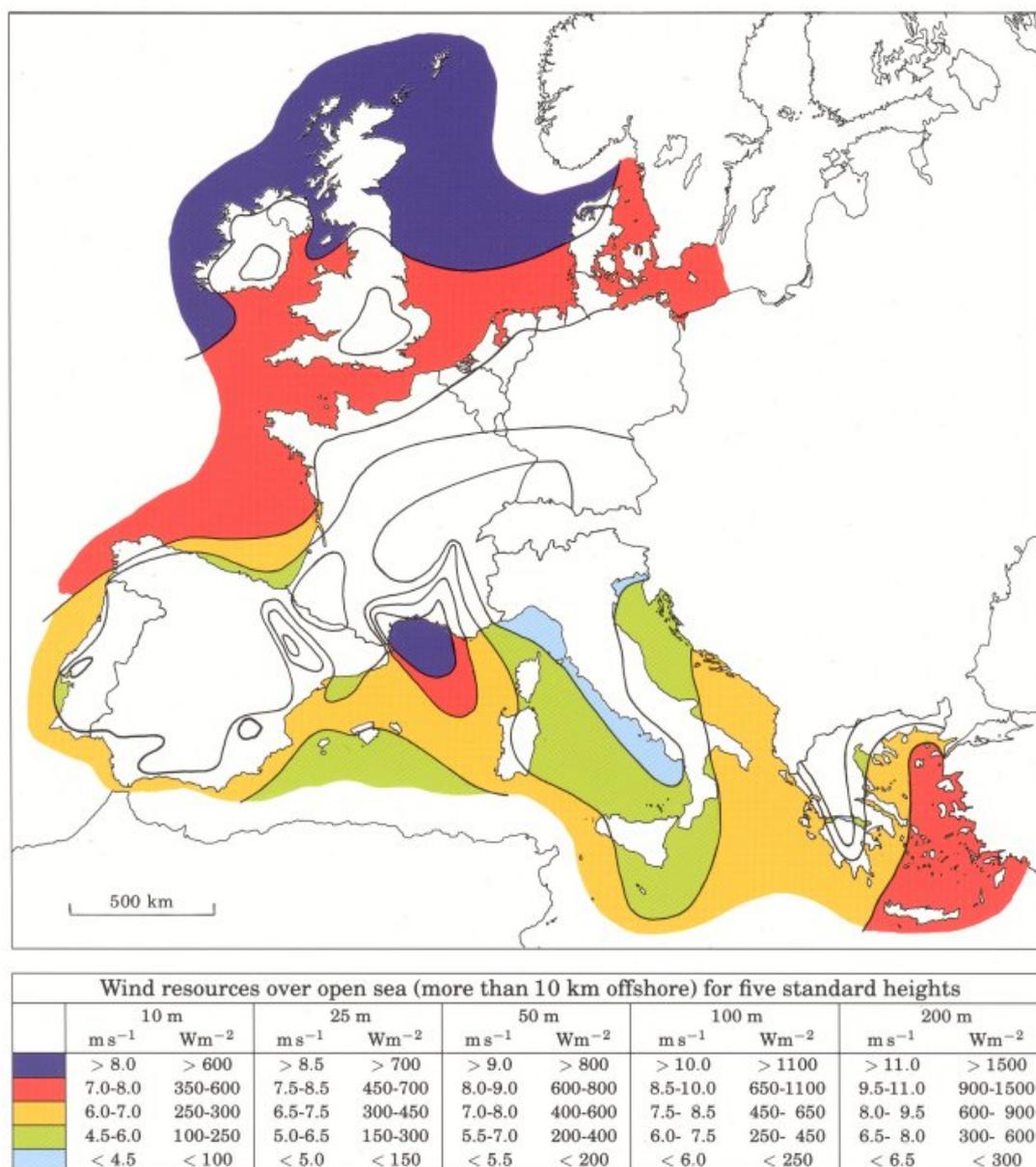
2.1.1. La ressource éolienne

En raison de la faible rugosité de la surface de la mer, les conditions de vent y sont plus favorables qu'à terre : les vents sont plus soutenus, plus réguliers, moins turbulents, ce qui permet un gain de production, des contraintes sur l'éolienne moins fortes qu'à terre, et une durée de vie plus grande. Le cisaillement du vent est lui aussi très bas, ce qui signifie que l'on n'obtiendra pas, comme c'est le cas sur la terre ferme, une augmentation significative de la vitesse du vent en accroissant la hauteur du moyeu. Cela permet donc d'avoir des éoliennes moins grandes pour exploiter la même vitesse de vent.

En revanche, la plus grande stabilité des régimes de vents rend le sillage turbulent produit par les éoliennes moins facile à dissiper, et les éoliennes devront être écartées les unes des autres en conséquence. L'effet « abri » de la côte ne doit pas non plus être négligé et, de ce fait, les conditions paraissent beaucoup plus favorables si les sites sont suffisamment éloignés de la côte.

L'Europe du Nord est particulièrement bien dotée pour l'exploitation de l'énergie éolienne offshore, avec des vitesses de vent supérieures à 8 m/s à 50 m de hauteur, soit une densité de puissance supérieure à 600 W/m².

Figure 4. Estimation de la ressource éolienne en mer, au-delà de 10 km des côtes, pour 5 hauteurs (10, 25, 50, 100 et 200 m).



Source: *European Wind Atlas*, 1989.

2.1.2. Les évolutions technologiques

L'éolien terrestre a émergé au Danemark en 1973, au moment du premier choc pétrolier. Le berceau géographique de l'éolien offshore se résume, lui, à trois pays : le Danemark, les Pays-Bas et la Suède. Est-ce, comme le disent certains, parce que ces pays sont avant-gardistes en matière environnementale ? Ou parce que le pic pétrolier de la Mer du Nord est derrière nous ?⁶ Toujours est-il que le développement de l'éolien offshore dans ces pays vient d'abord d'une volonté politique forte, mais

⁶ La Tribune, 20 mai 2008. *La houille bleue voit son avenir en rose.*

aussi de conditions propices à l'installation d'éoliennes en mer avec des plateaux continentaux étendus et peu profonds. Aujourd'hui, le Royaume-Uni et l'Allemagne se lancent à leur tour dans l'éolien offshore à grande échelle.

- Une technologie issue du domaine terrestre

Le premier parc éolien offshore a été installé au Danemark en 1991, sur le site de Vindeby à 2,5 km de la côte, dans des eaux ne dépassant pas 5 m de profondeur. Les 11 éoliennes installées, d'une puissance unitaire de 450 kW (0,45 MW), n'ont été que très légèrement modifiées par rapport à leurs homologues terrestres avec l'installation d'un transformateur à haute tension à l'intérieur des tours, et une porte d'entrée située un peu plus haut que la normale.

Figure 5. Le parc de Vindeby, au Danemark, premier parc éolien offshore.



Source : Danish Wind Industry Association.

Le même type d'éoliennes a été utilisé dans le parc de Tunø Knob quelques années plus tard. Cette fois, les éoliennes de 500 kW ont été dotées de grues électriques permettant le remplacement de composants sans avoir à utiliser de grue flottante, et les multiplicateurs ont été conçus de façon à accroître la vitesse de rotation de 10% par rapport à la version terrestre.

Ces parcs pionniers ont permis de mieux connaître les conditions éoliennes en mer et de développer progressivement des machines spécifiques.

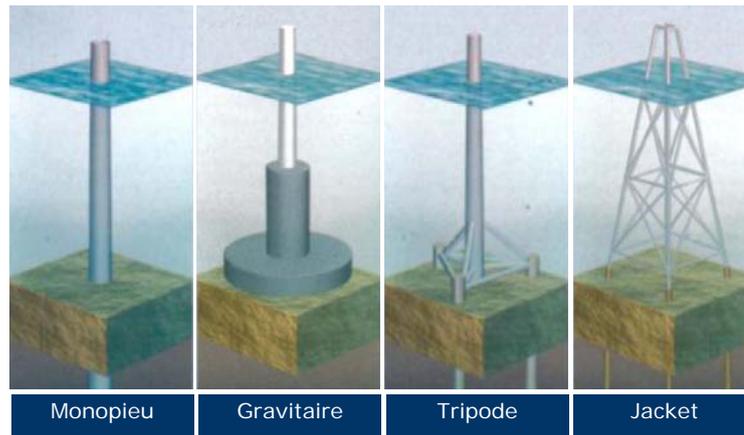
- Une évolution vers la « marinisation »

L'exploitation éolienne dans un environnement offshore implique des paris importants en termes d'ingénierie. L'éolienne doit résister non seulement aux vents extrêmes et aux tempêtes, mais aussi aux efforts créés par une masse d'eau en perpétuel mouvement (vagues et courants). Un effort particulier doit donc être porté sur la conception des fondations.

L'ancrage des éoliennes est l'un des points-clés du développement de parcs éoliens en mer. Il existe aujourd'hui plusieurs types de fondations :

- la fondation monopieu ;
- la fondation gravitaire béton ou acier ;
- la fondation tripode ou quadripode ;
- la fondation jacket.

Figure 6. Les différents types de fondations.



Chacun a des avantages et des inconvénients, et il faut savoir que le type de fondation dépend toujours des conditions locales (qualité du sol, profondeur d'eau)⁷.

Les fondations utilisées pour les premiers parcs danois, au début des années 90, sont des fondations gravitaires : il s'agit de blocs béton, construits en bassins de radoub puis remorqués et lestés, utilisant la simple gravité pour maintenir l'éolienne. Ce type de fondation, traditionnel et très simple, est toujours utilisé aujourd'hui, y compris pour les éoliennes les plus grandes : les éoliennes de 5 MW du parc du Thorntonbank, en Belgique, sont installées sur ce type de fondations.

La fondation de type jacket laisse entrevoir de nouvelles possibilités d'installation d'éoliennes en eaux profondes. Deux éoliennes de 5 MW ont été installées à proximité de la plateforme pétrolière Beatrice, à 25 km de la côte écossaise, à une profondeur supérieure à 40 m.

Figure 7. Une éolienne de 5 MW sur une structure jacket : le projet Beatrice.



Source : REpower.

⁷ Audition de M. Jacques RUER (Saipem s.a.) le 10 janvier 2008.

La durée de vie des fondations est plus importante que celle des éoliennes. Il peut donc être intéressant de surdimensionner les fondations, de façon à ce qu'au terme de la concession, les éoliennes puissent être remplacées par des éoliennes plus puissantes ancrées sur les mêmes fondations.

- La course au gigantisme

Avec le parc de Middelgrunden, le Danemark inaugure en 2001 le plus grand parc éolien offshore et une nouvelle génération d'éoliennes. Ces éoliennes de 2 MW, de type Bonus, sont spécialement conçues pour résister à la corrosion, avec des peintures répondant aux normes requises pour les installations offshore de la mer du Nord, et possèdent des capteurs spécifiques pour un contrôle accru. La nacelle et la tour sont équipées de systèmes de contrôle et de régulation de l'humidité et de la température pour éviter tout risque de corrosion interne. La nacelle est équipée de deux grues hydrauliques permettant la manutention d'outils et de pièces de rechange en tout point de l'éolienne, ou permettant d'installer une grue plus grande pour les interventions sur les pales, la boîte de vitesse ou la génératrice.

Les 20 éoliennes de 2 MW sont distantes de 180 m et sont disposées en un arc de cercle de 3,4 km de long.

Figure 8. Le parc de Middelgrunden au Danemark.

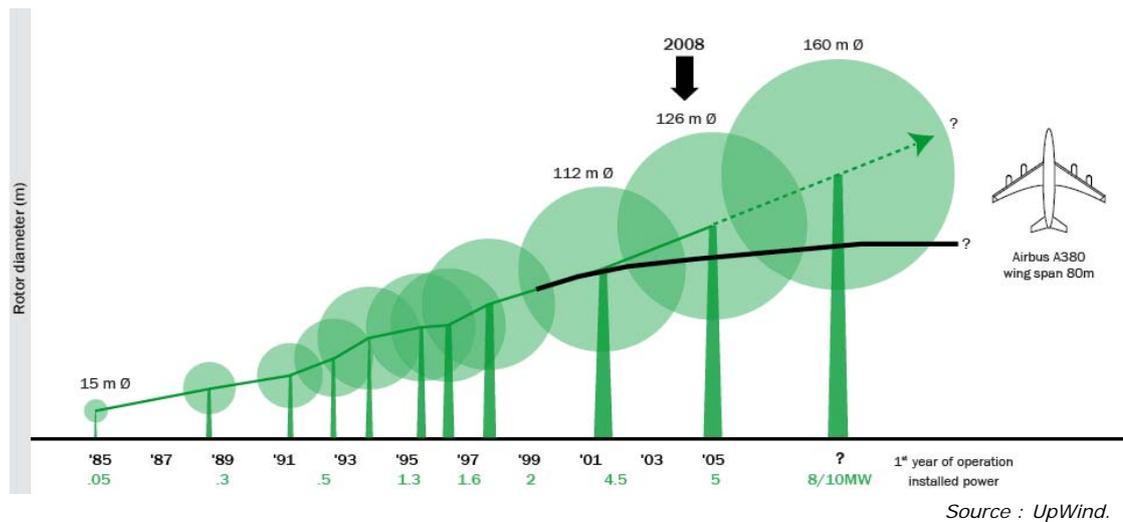


Source : Middelgrunden Cooperative.

Les machines se sont petit à petit « marinisées », c'est-à-dire adaptées à la mer. Les développements technologiques actuels, et en particulier l'évolution attendue des machines en taille et en puissance, sont d'ailleurs spécifiques au milieu marin. Alors que le parc de Thorntonbank, installé en 2008 au large d'Ostende, en Belgique, utilise des turbines de 5 MW, et que le Crown Estate, au Royaume-Uni, a décidé d'acquérir un prototype de 7,5 MW développé par Clipper Windpower, on évoque déjà des tendances à 8 ou 10 MW offshore⁸.

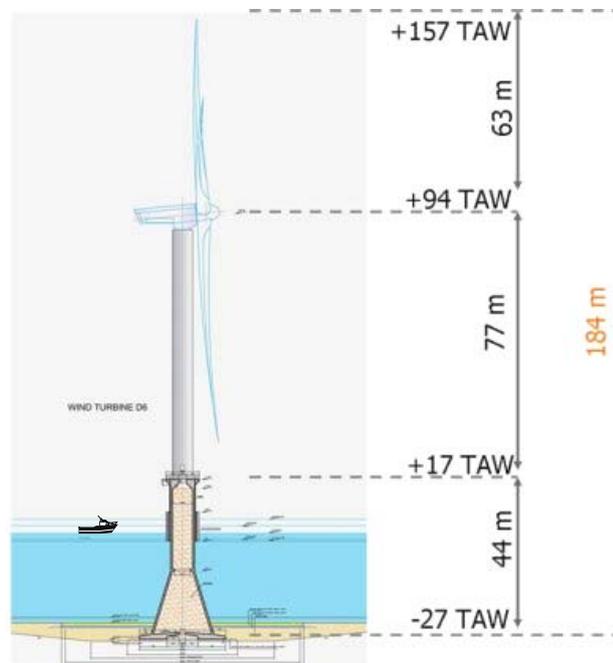
⁸ Projet européen UpWind.

Figure 9. Evolution de la taille des éoliennes en 20 ans.



Le dimensionnement de ces turbines est tel qu'elles ne pourront probablement pas être installées à terre : l'éolienne de 5 MW de REpower mesure plus de 180 m de haut et culmine à plus de 160 m au-dessus du niveau de l'eau, c'est-à-dire au niveau du deuxième étage de la Tour Eiffel.

Figure 10. L'éolienne REpower de 5 MW, et un ligneur de 9 m à l'échelle (TAW : par rapport au niveau de l'eau).



Source : REpower.

L'augmentation de la taille des éoliennes est un facteur déterminant pour la rentabilité des parcs : elle permet de diminuer les coûts fixes (campagnes de mesures, études préalables, études d'impact, raccordement, etc.), mais aussi

certains coûts variables qui n'augmentent pas en proportion avec la taille de l'éolienne : mobilisation de moyens pour l'installation, coût des fondations, etc.

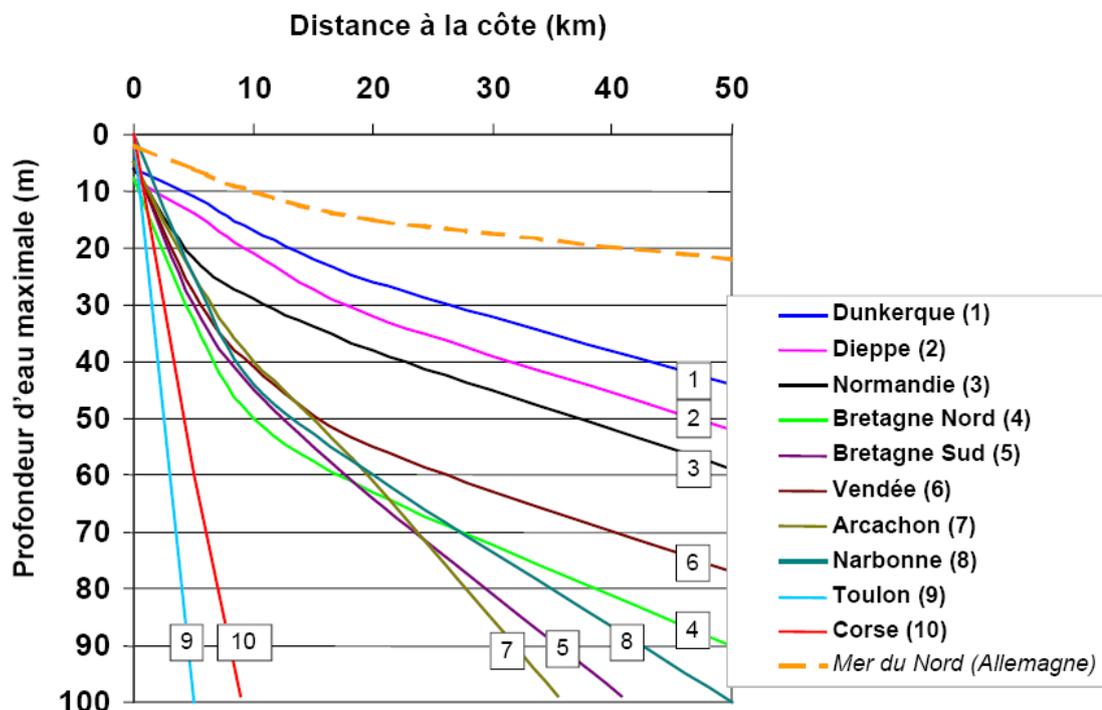
Les nouveaux constructeurs entrant sur le marché de l'éolien offshore ont progressé très vite sur la taille des machines. Aujourd'hui, ils souhaitent plutôt observer un pallier dans cette évolution, afin de gagner en fiabilité⁹.

- Vers une rupture technologique : l'éolien flottant

Jusqu'à présent, les projets éoliens offshore consistent à transposer en mer une technologie éprouvée à terre. Cette transposition presque directe a eu l'avantage de pouvoir fournir rapidement des machines exploitables à l'échelle industrielle. Mais cette approche a rapidement montré certaines limites, et notamment celles de la profondeur à laquelle les éoliennes peuvent être installées : on parle aujourd'hui de 40 m maximum. En outre, plus la profondeur augmente, plus la quantité et donc le coût des matériaux nécessaires aux fondations (acier et béton) sont importants.

S'affranchir de la contrainte de la profondeur est donc une piste séduisante, surtout en France où les profondeurs d'eau dépassent rapidement les 40 m. Alors que la Mer du Nord offre de vastes plateaux avec de faibles profondeurs d'eau, même les cas les plus intéressants en France, sur les côtes de la Manche, offrent des conditions nettement moins favorables.

Figure 11. Evolution de la profondeur d'eau en fonction de l'éloignement de la côte : comparaison entre le littoral français et le littoral allemand.



Source : Saipem s.a., 2004.

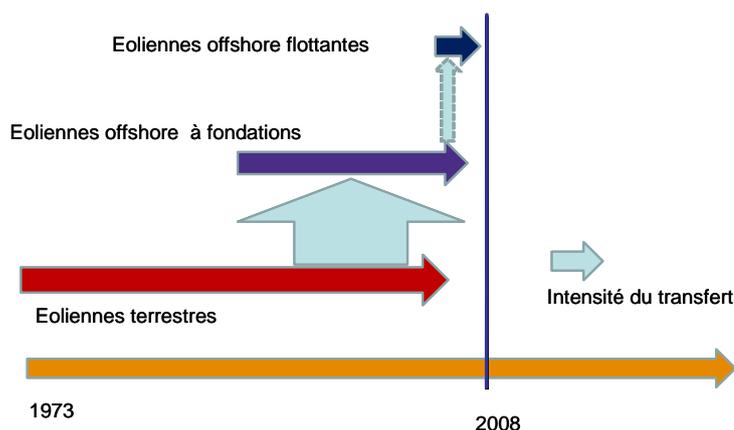
⁹ Audition de M. Jean-Jacques LE NORMENT (Agence économique de Bretagne) le 10 juillet 2008.

L'avenir de l'éolien en mer passe peut-être par de nouveaux concepts non extrapolés de l'éolien terrestre. Il faut utiliser les spécificités du milieu marin plutôt que d'essayer de s'en affranchir. Les constructeurs d'éoliennes terrestres sont prisonniers d'une technologie : les innovations viendront de marins qui oseront faire des éoliennes différentes¹⁰.

C'est donc un vrai changement de regard sur la technologie que proposent les porteurs de projets d'éoliennes flottantes, ouvrant la voie vers l'éolien farshore¹¹, éloigné de plusieurs dizaines de km des côtes, à des profondeurs supérieures à 50 m d'eau.

Alors que le transfert technologique est important entre l'éolien terrestre et l'éolien nearshore, qui sont dans la même gamme de produits et qui sont portés par les mêmes acteurs, il y a une rupture technologique à envisager pour aller vers l'éolien offshore flottant. Cette rupture va permettre à de nouveaux entrants d'arriver sur le marché, et notamment des acteurs venant de l'offshore pétrolier¹².

Figure 12. Intensité du transfert technologique entre les différents champs éoliens.



Source : Agence économique de Bretagne, 2008.

Plusieurs systèmes sont actuellement étudiés. Le concept Hywind de StatoilHydro, en Norvège, repose sur un flotteur de type spar en béton et acier de 200 m, dont la moitié sous l'eau, retenu par trois lignes d'ancrage. La turbine de 2,3 MW se situe classiquement face au vent. La phase d'essais en bassin est terminée, et le premier prototype doit être installé en mer en 2009.

Plutôt que d'essayer de reproduire en mer des structures stables permettant de maintenir l'éolienne face au vent, il semble pertinent de profiter du fait de flotter pour faciliter l'orientation de l'éolienne sous le vent. Ceci permet d'alléger les structures. C'est l'exemple du projet norvégien Sway : l'éolienne se tourne

¹⁰ Audition de M. Michel PAILLARD (Ifremer) le 10 janvier 2008.

¹¹ Farshore : éloigné des côtes, en opposition à nearshore, près des côtes.

¹² Audition de M. Jean-Jacques LE NORMENT (Agence économique de Bretagne) le 10 juillet 2008.

spontanément dos au vent, la nacelle est fixe par rapport au mât. Le support flottant permet de recevoir des éoliennes de 5 MW, à des profondeurs d'eau allant de 80 à 300 m de profondeur. En revanche, l'ancrage est sensible aux variations de profondeur (marées). Un prototype de 5 MW devrait voir le jour en 2010, pour une commercialisation en 2012.

Le concept Windsea, de la société norvégienne Statkraft, repose sur une plateforme flottante semi-submersible, équipée de trois éoliennes, l'ensemble ayant une puissance de 10 MW. Deux éoliennes sont face au vent, l'autre est sous le vent et provoque l'orientation du flotteur. Le projet est en phase d'essais en bassin. Un prototype pourrait être installé en 2011.

Figure 13. Concepts de turbines Hywind, Sway et Windsea.



Source : StatoilHydro, Sway, Statkraft.

A l'occasion de la deuxième conférence internationale sur les énergies de la mer, qui s'est tenue à Brest du 15 au 17 octobre 2008, deux projets d'éoliennes flottantes ont été présentés par leurs concepteurs : les projets Diwet, dont un prototype a été testé en Italie, et Winflo (voir chapitre 2).

Un autre projet, Deepwater Turbine, a depuis été sélectionné par l'Institut pour les technologies de l'énergie au Royaume-Uni.

2.1.3. La production éolienne offshore

- Les puissances installées

Les éoliennes sont regroupées en parcs éoliens offshore, qui permettent d'atteindre la masse critique de rentabilité et de réduire les coûts fixes.

De quelques éoliennes dans les premiers parcs (11 éoliennes à Vindeby), on est rapidement passé à des parcs de plusieurs dizaines d'éoliennes (80 éoliennes à Horns Rev). Aujourd'hui, un parc éolien offshore comporte en moyenne entre 20 et 50 éoliennes de 2 à 5 MW, pour une puissance installée de 60 à 160 MW. Les profondeurs auxquelles les parcs sont installés ne dépassent pas 30 m.

Les parcs en projet en mer du Nord franchiront rapidement un nouveau cap avec des parcs de plusieurs centaines d'éoliennes : c'est le cas, entre autres, du projet Kriegers Flak qui comptera près de 300 éoliennes pour une puissance installée de 1 500 MW.

La densité énergétique d'un parc éolien offshore, c'est-à-dire la puissance installée sur 1 km² de surface de mer, permet d'appréhender la productivité potentielle d'un site. Elle est de l'ordre de 8 MW/km² en moyenne, et peut atteindre 15 à 20 MW/km² dans des sites très ventés.

Tableau 2. Quelques exemples de densité énergétique.

Parc	Densité énergétique approximative (MW/km ²)
Nordsee 1 (Allemagne)	6,5
Nysted (Danemark)	7
Veulettes-sur-Mer (France)	7
Horns Rev (Danemark)	8
Thanet (Royaume-Uni)	8,5
Princess Amalia (Pays-Bas)	8,5
Burbo Bank (Royaume-Uni)	9
Sheringham Shoal (Royaume-Uni)	9
Alpha Ventus (Allemagne)	15
Thorntonbank (Belgique)	21

- La production

Une éolienne offshore commence à fonctionner par un vent de 2 Beaufort (environ 10 km/h ou 3 m/s), atteint sa vitesse de croisière à 6 Beaufort (45 km/h, 12 m/s), et doit être arrêtée à 11 Beaufort (110 km/h, 30 m/s).

Le rapport entre le nombre d'heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance et le nombre d'heures de fonctionnement théorique dans l'année (8760 h) est appelé facteur de charge.

La communication faite autour des projets éoliens offshore mentionne des facteurs de charge bien supérieurs à celui des éoliennes terrestres ; certains évoquent même des facteurs de charge deux fois supérieurs en mer. En fait, si l'on analyse les données de l'ensemble des parcs offshore du Danemark¹³, on voit que le facteur de charge moyen se situe autour de 35%, tandis que les éoliennes terrestres ont un facteur de charge moyen plutôt compris entre 25 et 30%¹⁴. Ainsi, on peut raisonnablement espérer que, sur les côtes françaises, une éolienne offshore fonctionnera au minimum 3000 heures par an en équivalent pleine puissance.

Par ailleurs, il est probable que l'éolien offshore ouvre des perspectives encore plus intéressantes : le vent du large est plus régulier, plus soutenu, et l'effet d'abri dû à la

¹³ Offshore Center Danmark www.offshorecenter.dk

¹⁴ Renewable Energy Foundation, juin 2008. *UK Renewable Energy Data, Issue 6.*

proximité de la côte ne joue plus. Ainsi, le parc du Thorntonbank, en Belgique, à 28 km de la côte, affiche un facteur de charge de 38% (3300 h) et le parc Horns Rev, au Danemark, à 20 km de la côte, un facteur de charge de 42% (3750 h).

Il est donc probable que l'éolien flottant permette d'atteindre des facteurs de charge sensiblement supérieurs à ce qui existe aujourd'hui, dépassant les 45% (4000 h).

La Bretagne dispose de régimes de vents soutenus et plusieurs projets de parcs éoliens offshore (classiques, avec fondations) sont envisagés sur la côte Nord comme sur la côte Sud. Le Pôle Mer Bretagne a par ailleurs labellisé deux projets d'éoliennes flottantes, Diwet et Winflo.

2.2. L'exploitation de l'énergie de la marée

C'est la forme la plus ancienne de l'exploitation de l'énergie de la mer. Elle consiste à exploiter l'énergie potentielle de la marée, c'est-à-dire l'énergie liée à la différence de niveau entre deux masses d'eau. Les formes les plus connues sont les moulins à marée et les rares usines marémotrices telles que la Rance. Le principe de fonctionnement de ces installations est désormais repris dans des projets de lagons artificiels offshore.

2.2.1. La ressource

Les marnages ont l'avantage d'être parfaitement prédictibles. La ressource mondiale exploitable (estuaires avec un marnage supérieur à 5 m), est estimée à 380 TWh pour une puissance crête de 160 GW (pour mémoire, la production électrique française est de 500 TWh). En France, les marnages sont particulièrement importants sur la côte Nord de la Bretagne et en baie du Mont Saint-Michel où ils peuvent atteindre 14 m.

2.2.2. Les évolutions technologiques

- Les usines marémotrices à la côte

On ne compte actuellement que trois usines marémotrices en fonctionnement dans le monde, pour une capacité installée de 265 MW. L'usine de la Rance est de loin la plus importante, avec une puissance de 240 MW et une production annuelle de 550 GWh. Les autres usines se trouvent au Canada (20 MW) et en Chine (5 MW).

Le gouvernement britannique a lancé, au début de l'année 2008, une étude de faisabilité d'un vaste système d'exploitation de l'énergie de la marée dans l'estuaire de la Severn (voir figure 14). Au mois de juillet 2008, une première liste de 10 projets (barrages et lagons couplés à des usines marémotrices) a été publiée. Cette étude de faisabilité vise à évaluer les coûts et les bénéfices des projets, mais aussi leurs conséquences sur l'environnement.

Il existe également un projet à Sihwa, en Corée du Sud, qui consiste à valoriser une digue existante de 12 km de long en y installant 10 turbines de 25,4 MW, pour une puissance totale de 254 MW susceptible de générer 553 GWh par an.

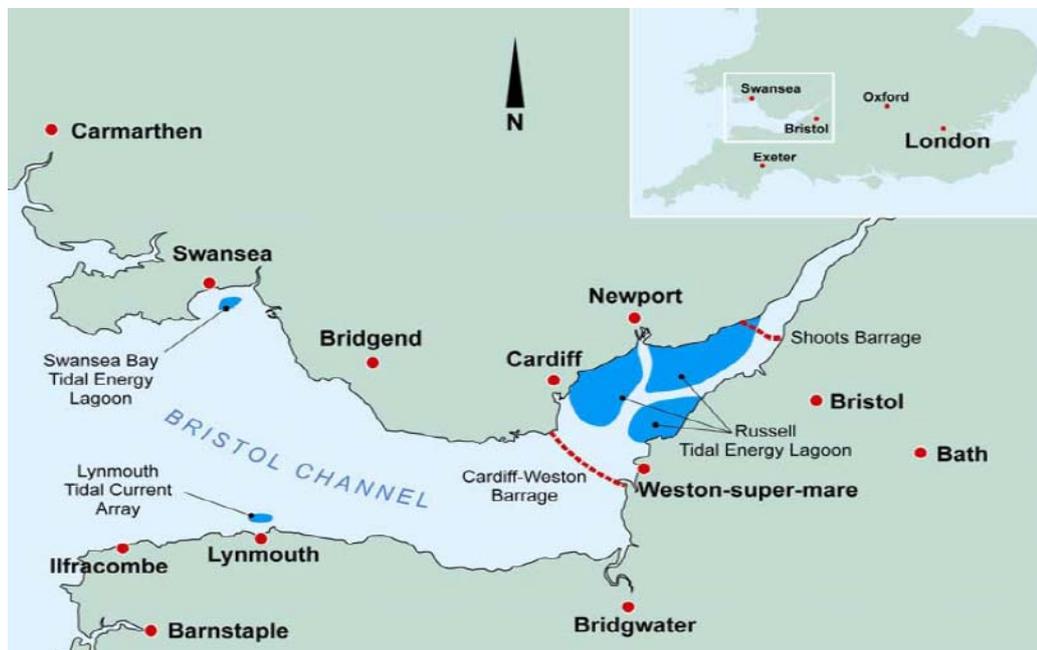
- Les projets de lagons offshore

Il est peu probable que des projets de barrages couplés à des usines marémotrices de grande envergure voient le jour, eu égard à leurs impacts paysagers et environnementaux sur le littoral. C'est pourquoi le concept est désormais repris dans une configuration offshore, avec le projet de construire des lagons artificiels fonctionnant sur le cycle Bélidor qui permet une production régulière en exploitant la chute créée entre deux retenues en lagon. Dans ce concept :

- un bassin haut est rempli à chaque marée haute ;
- un bassin bas est vidé à chaque marée basse ;
- c'est la différence de niveau entre les deux bassins, toujours positive, qui est exploitée.

Ce projet est en cours d'étude sur plusieurs sites au Pays de Galles : dans la baie de Swansea (voir figure 14), avec un lagon de 5 km² alimentant une turbine de 30 MW, à Rhyl avec 432 MW, ainsi qu'en Chine avec le site de Yalu situé à 1 km au large, avec une puissance de 300 MW. Tidal Electric Ltd estime à 6 000 MW le potentiel au Royaume-Uni, et à 2 000 MW en France.

Figure 14. Barrages (en rouge) et lagons (en bleu) en projet dans l'estuaire de la Severn.



Source : BERR, 2008.

Avec le barrage de la Rance, la Bretagne possède l'usine marémotrice la plus puissante au monde. Mais les impacts environnementaux et paysagers de tels projets rendent très peu probables d'autres réalisations similaires.

2.3. L'exploitation de l'énergie des courants

Il s'agit, cette fois, de l'exploitation de l'énergie cinétique des courants de marée par des turbines appelées hydroliennes.

2.3.1. La ressource hydrolienne

Le gros avantage de cette source d'énergie est qu'elle est prédictible. La ressource mondiale est estimée à 450 TWh/an. 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 TWh¹⁵.

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.

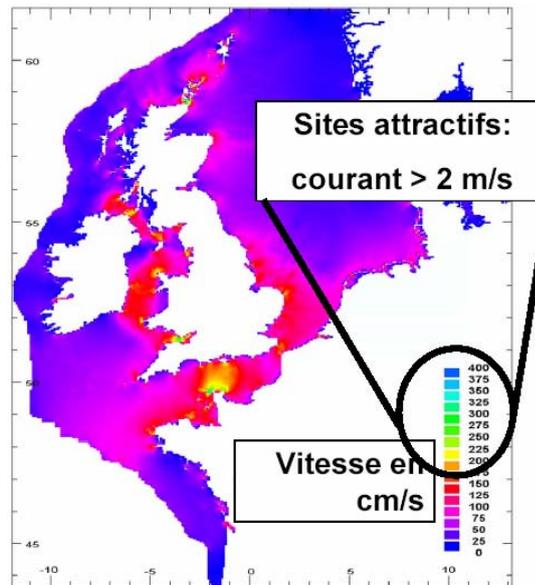
Figure 15. Les « spots » de courants de marée dans le monde.



Les sites attractifs sont ceux dont la vitesse des courants de marée dépasse 2 m/s. Le raz de Sein, Ouessant, Paimpol-Bréhat, le raz Blanchard, le raz de Barfleur sont les zones les plus intéressantes en France.

¹⁵ Audition de MM. Cyrille ABONNEL et Philippe GUILLAUMEUX (EDF) le 15 mai 2008.

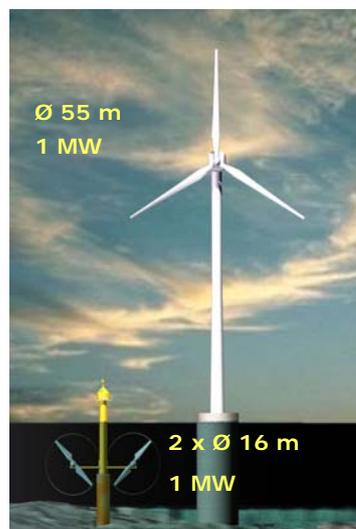
Figure 16. Carte des courants de marée.



2.3.2. Les évolutions technologiques

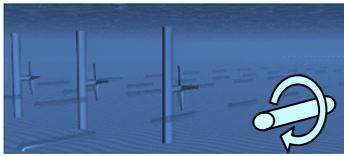
Il existe un foisonnement de concepts autour de l'exploitation de l'énergie des courants de marée : l'EMEC en recense plus de 50 en 2008, alors que l'IEA-OES n'en comptait que 5 en 2003. La forme des machines est variée mais il s'agit presque toujours d'hélices entraînées par les courants, fonctionnant sur le même principe qu'une éolienne avec le vent. La densité de l'eau est un facteur important à prendre en compte pour appréhender le dimensionnement des machines. Ainsi, pour une puissance installée équivalente, une hydrolienne est beaucoup plus petite qu'une éolienne.

Figure 17. Comparaison de la taille d'une éolienne et d'une hydrolienne de même puissance.

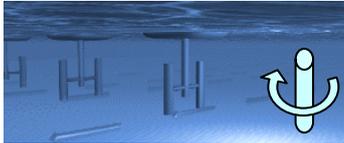


Source : Marine Current Turbines.

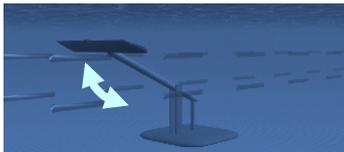
Il existe quatre grandes familles d'hydroliennes¹⁶ :



1) Les hydroliennes à axe horizontal, qui fonctionnent à l'image d'une éolienne ;



2) Les hydroliennes à axe vertical ;



3) Les systèmes à hydrofoils ;



4) Les hydroliennes qui exploitent « l'effet Venturi », c'est-à-dire l'accélération d'un fluide dans une conduite dont le diamètre se rétrécit.

On peut également distinguer les hydroliennes selon leur système de fixation et leur positionnement dans la colonne d'eau. Aucune technologie ne s'est réellement imposée pour atteindre le stade industriel, mais les quelques-unes que nous présentons ici sont les plus avancées et des prototypes ont été validés en mer.

- Les hydroliennes sur fondation monopieu

A l'image d'une éolienne offshore, il s'agit d'une hélice fixée sur un pieu, lui-même ancré au fond de la mer et émergent en surface. Le principal avantage de ce concept, utilisé par la société Marine Current Turbines (MCT), est de pouvoir relever les hélices pour la maintenance.

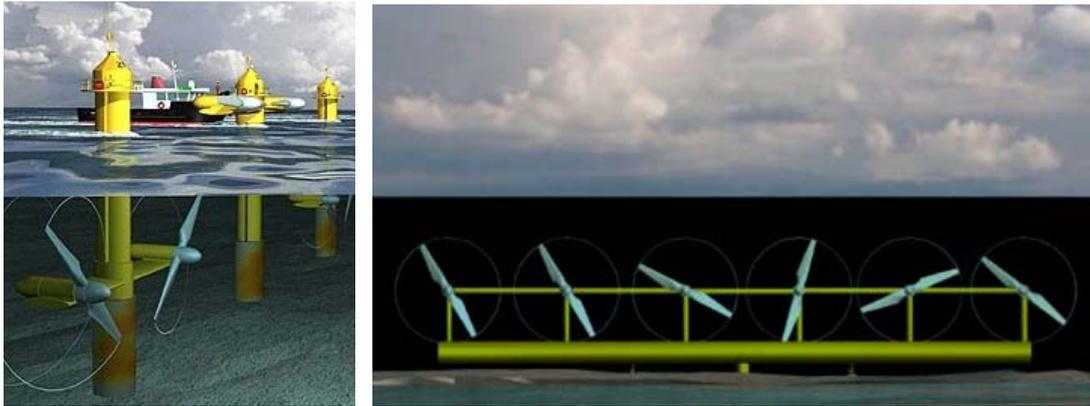
Le premier prototype mis au point par cette société est le prototype Seaflow, une hydrolienne à simple rotor de 300 kW installée dans le détroit de Bristol. Le produit commercial sera basé sur le prototype Seagen, une hydrolienne à double rotor de 2 x 600 kW. Les deux rotors de 16 m de diamètre sont indépendants et balayent une surface de 402 m². Le prototype à l'échelle 1 a été installé à Stanford Lough, en Irlande du Nord, le 15 mai 2008.

Les hydroliennes MCT de deuxième génération seront plus grandes (20 m de diamètre) et disposées en écran sur une structure totalement immergée. Elles balaieront une surface de 1500 m² et délivreront une puissance de 5 MW¹⁷.

¹⁶ EMEC www.emec.org.uk

¹⁷ Intervention de M. Fraenkel PETER lors de la conférence ICOE, le 15 octobre 2008 à Brest.

Figure 18. Vue d'artiste du prototype Seagen et du concept multi-rotors immergé.



Source : MCT.

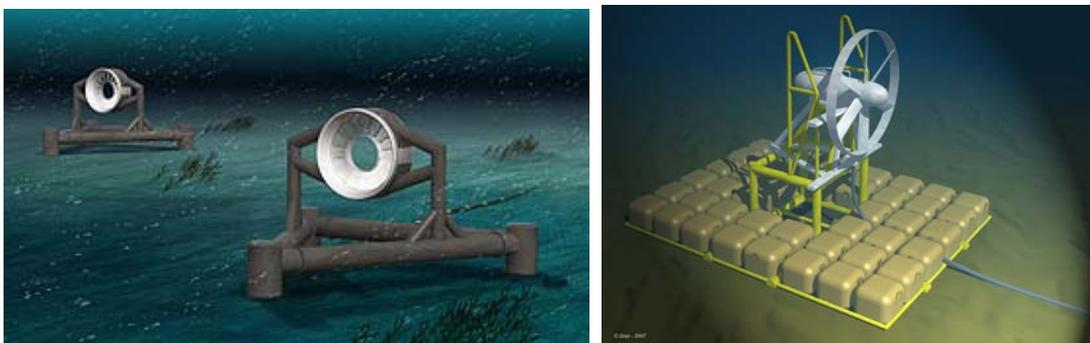
- Les hydroliennes immergées

Il s'agit cette fois de turbines fixées au fond de la mer et totalement immergées. Le principal avantage de ce concept est que les hydroliennes sont invisibles depuis la surface et autorisent la navigation. En revanche, la vitesse des courants est moindre lorsque l'on se rapproche du fond.

Les concepts développés avec ce type d'hydroliennes sont nombreux :

- le concept OpenHydro, développé par une société irlandaise, avec une hydrolienne de 500 kW ouverte au centre qui permet aux poissons et mammifères marins de passer : le prototype a été validé en mer et la première turbine industrielle devrait être livrée en 2009 ;
- le concept Sabella, développé par la société française HydroHelix Energies, avec une hydrolienne qui devrait à terme atteindre 200 kW, dont un prototype à échelle réduite de 10 kW a été testé en mer ;
- le concept Hammerfest Strom ;
- le concept Lunar Energy, qui exploite l'effet Venturi dans un conduit de 15 m de diamètre et de 19 m de long par une turbine de 1 MW ;
- etc.

Figure 19. Les concepts OpenHydro et Sabella.



Source : OpenHydro et HydroHelix.

Figure 20. Les concepts Hammerfest Strom et Lunar Energy.

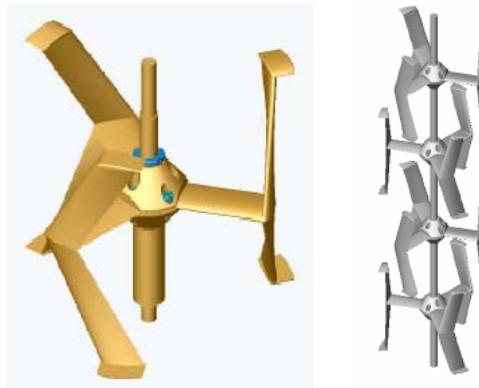


Source : Hammerfest Strom et Lunar Energy.

- Les hydroliennes à axe vertical ¹⁸

Les hydroliennes à axe vertical sont dérivées des concepts de turbines DARRIEUS et GORLOV. L'hydrolienne ACHARD, développée par le LEGI (Laboratoire des écoulements géophysiques et industriels de Grenoble), est une hydrolienne à axe vertical modulaire pouvant être empilée.

Figure 21. Le concept de turbine à axe vertical.



Source : HARVEST.

Ce concept a été développé pour le domaine fluvial, ce qui représente un marché important dans les pays émergents. La « marinsation » interviendra dans une deuxième étape. Ce projet est financé par l'ANR et mené en partenariat avec EDF R&D et Areva.

2.3.3. La production hydrolienne

La prédictibilité des courants de marée offre la possibilité d'une production de base, mais intermittente. La densité énergétique d'un parc d'hydroliennes offshore est de

¹⁸ Audition de M. Jean-Luc ACHARD (LEGI) le 15 mai 2008.

l'ordre de 20 à 30 MW par km² dans les sites favorables, à comparer aux 8 à 10 MW/km² pour l'éolien offshore. Les hydroliennes sont susceptibles de fonctionner 2 500 à 3 000 heures en équivalent pleine puissance.

La Bretagne dispose de quelques-uns des sites les plus attractifs en matière de courants de marée. Un projet pré-industriel de démonstration de 2 MW est d'ailleurs prévu à Paimpol-Bréhat, tandis que deux prototypes d'hydroliennes sont au stade des essais en mer. Le Pôle Mer Bretagne a notamment labellisé le projet Marénergie, dont le prototype Sabella D03 a été immergé dans l'Odet pour une campagne de tests.

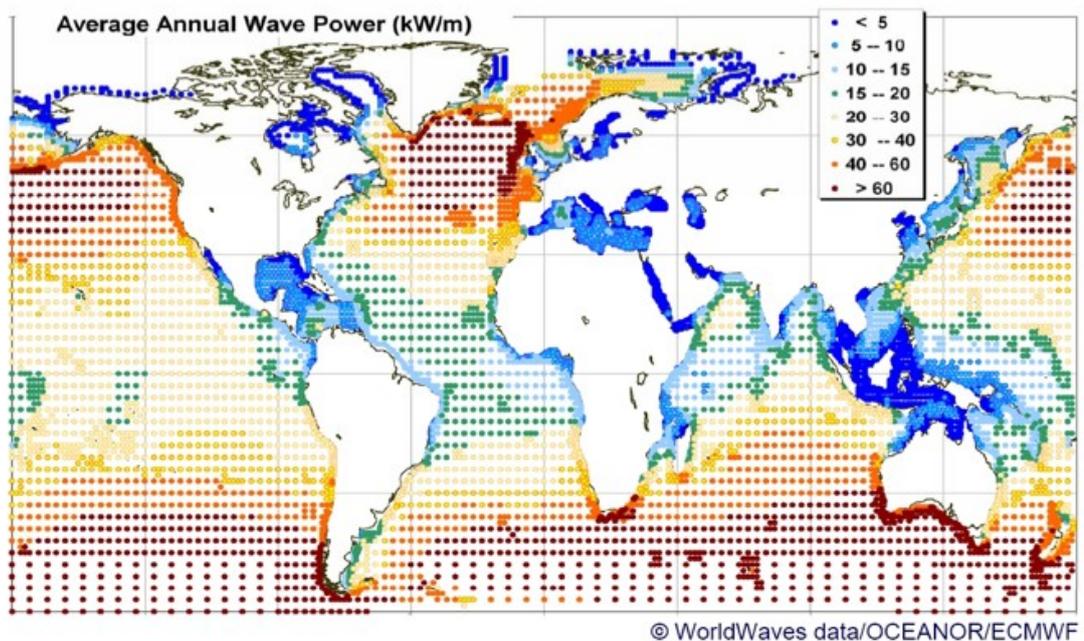
2.4. L'exploitation de l'énergie des vagues

La récupération de l'énergie des vagues est une idée ancienne, puisque dès 1882, on a eu l'idée d'une machine utilisant les mouvements de la mer pour élever l'eau à une certaine hauteur et la turbiner.

2.4.1. La ressource

La houle est caractérisée par deux paramètres, la hauteur et la période des vagues, qui donnent une puissance (en kW) par mètre linéaire de crête de vague. La ressource potentielle est exprimée en moyenne sur l'année. Sur la carte suivante, chaque point représente une moyenne annuelle de la puissance qui passe dans un mètre de largeur de mer.

Figure 22. Puissance annuelle moyenne exprimée en kW/m.



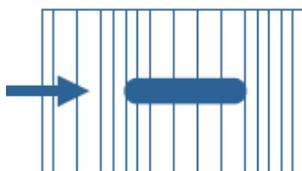
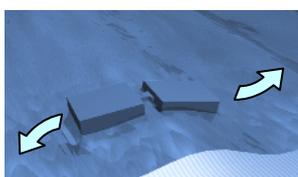
La façade atlantique métropolitaine est particulièrement bien exposée, avec une puissance moyenne de 45 kW/m, une ressource théorique estimée à 400 TWh/an (la production électrique française est de 500 TWh/an) et un potentiel techniquement exploitable estimé à 40 TWh/an. Le potentiel mondial techniquement exploitable est, quant à lui, estimé à 1 400 TWh/an.

2.4.2. Les évolutions technologiques

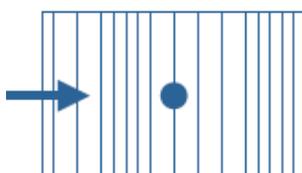
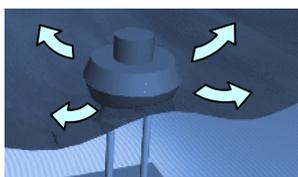
C'est sans doute dans l'exploitation de l'énergie des vagues qu'il existe la plus grande diversité de concepts : l'EMEC en recense plus de 90. Certains systèmes exploitent, à la côte, le déferlement des vagues tandis que d'autres exploitent, en pleine mer, l'ondulation des vagues.

On peut regrouper ces systèmes en quatre grandes familles¹⁹ :

- les systèmes à déferlement : les vagues viennent déferler sur un plan incliné à l'arrière duquel se trouve un bassin en hauteur. Lorsque l'eau de ce bassin retourne à la mer, elle actionne une turbine ;
- les systèmes à colonne d'eau oscillante : la surface de l'eau agit comme un piston qui chasse l'air dans un cylindre ;
- les flotteurs :



1) de type « atténuateur » : il s'agit d'un flotteur perpendiculaire à la direction des vagues

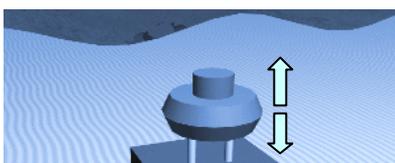


2) de type « absorbeur » : il s'agit d'un flotteur capable d'absorber l'énergie dans toutes les directions

- les systèmes immergés :



1) de type « oscillateur » : un volet monté sur un bras articulé oscille avec les vagues



2) de type « pompe » : la différence du niveau de la mer provoque une différence de pression dans un piston.

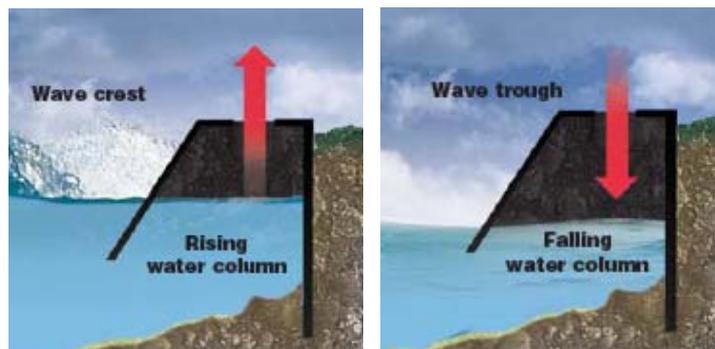
¹⁹ EMEC www.emec.org.uk

- Les installations de première génération, à la côte

Les premiers systèmes de récupération de l'énergie des vagues sont des installations fixes, à la côte, qui exploitent le déferlement des vagues ou le principe de la colonne d'eau oscillante.

L'une des premières réalisations utilisant le principe de la colonne d'eau oscillante est le projet Limpet (Land Installed Marine Powered Energy Transformer), de 500 kW, installé en 2000 sur l'île Islay, sur la côte ouest de l'Ecosse.

Figure 23. Principe de la colonne d'eau oscillante.



Source : Wavegen.

L'impact environnemental et paysager de ce type d'installation est certain. De surcroît, il y a moins de puissance à la côte qu'au large, et des risques d'ensablement ou d'érosion existent. Ces technologies n'ont sans doute pas beaucoup d'avenir.

- Les installations de deuxième génération, au large

De multiples concepts dits de « deuxième génération » ont été développés pour exploiter l'énergie des vagues non plus à la côte mais en offshore.

Le projet le plus abouti est le projet développé par la société Ocean Power Delivery Ltd, devenue Pelamis Wave Power Ltd en 2007. Le Pelamis est un flotteur de type « atténuateur », composé d'un tube d'acier articulé de 140 m de long, de 3,5 m de diamètre, pesant 350 tonnes avant ballastage, développant une puissance de 750 kW.

C'est le seul système d'exploitation de l'énergie des vagues qui en est au stade industriel. Le premier parc houlomoteur au monde, composé de trois Pelamis, a été installé à Aguçadoura, au Portugal et a délivré ses premiers MWh le 15 juillet 2008. Ce parc de 2,25 MW devrait dans l'avenir s'agrandir pour atteindre 20 MW.

Le concept Pelamis vise à répondre à quatre défis :

- la survivabilité : la forme du Pelamis permet d'absorber les pics d'énergie. La section qui absorbe la vague est réduite. La puissance absorbée est automatiquement limitée ;
- la fiabilité : tous les composants du Pelamis sont des composants standards, éprouvés par ailleurs ;

- la maintenance : le Pelamis étant encombrant et lourd, il convient d'éviter au maximum le travail à terre. L'entretien est donc fait sur site, à partir de petits navires courants ;
- l'efficacité : les coûts d'investissement pour les premières unités sont bien placés par rapport à d'autres technologies innovantes.

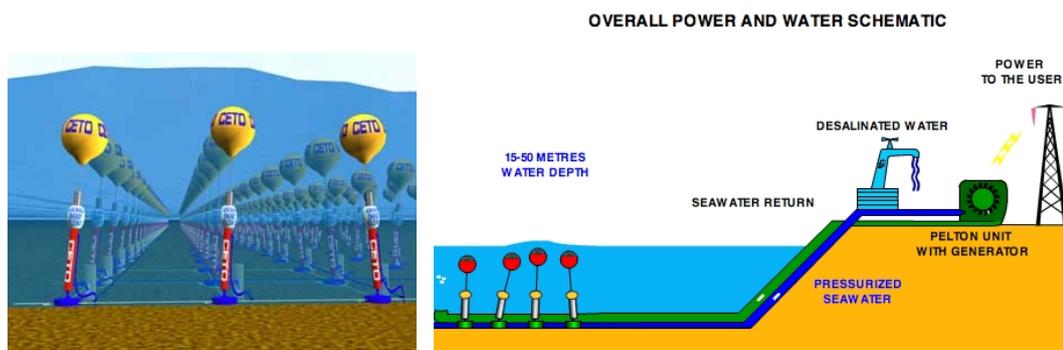
Figure 24. Le parc d'Aguçadoura, au Portugal.



Source : Pelamis Wave Power Ltd.

Le système électrique autonome de récupération de l'énergie des vagues (Searev) est un autre concept de flotteur développé par l'Ecole centrale de Nantes depuis 2003. Il s'agit d'une capsule flottante, non articulée, entièrement close, qui contient un système pendulaire (roue lestée de béton de 9 m de diamètre et de 400 tonnes) qui entre en oscillation avec le mouvement des vagues, active un système hydraulique qui active à son tour la génératrice électrique (voir chapitre 2).

Le projet Ceto, porté par le britannique Renewable Energy Holdings (REH) et démarré en 1999, vise à produire de l'eau douce, à terre, à partir de l'énergie des vagues. Des flotteurs sont ancrés au fond de la mer et sont mus par les mouvements des vagues. Le concept a été validé entre 2003 et 2006 (Ceto I), le prototype pré-commercial entre 2006 et 2008 (Ceto II) et le développement industriel est envisagé dans une troisième phase du projet (Ceto III). La phase de production est prévue entre 2009 et 2011. Ce projet est soutenu par EDF Energies nouvelles. L'accord entre REH et EDF Energies nouvelles donne à ce dernier un droit exclusif d'utilisation de cette technologie dans l'hémisphère nord et à La Réunion.



Source : CETO.

2.4.3. La production houlomotrice

La densité énergétique d'un parc houlomoteur est de l'ordre de 20 à 30 MW par km². Les machines sont susceptibles de fonctionner jusqu'à 4 000 heures par an en équivalent pleine puissance. La houle est un phénomène aléatoire dépendant de l'état de la mer et donc des conditions météorologiques. Elle est 10 fois plus forte en hiver qu'en été, corrélativement à la consommation électrique qui est elle aussi plus importante en hiver. La ressource en vagues est prédictible à 3 ou 4 jours.

La Bretagne est exposée à une houle ordinairement puissante. Il n'y a pas aujourd'hui de développement technologique dans ce domaine en Bretagne, mais la région voisine des Pays de la Loire verra prochainement la création d'un site d'essais en mer et la démonstration du prototype Searev.

2.5. L'exploitation de l'énergie thermique des mers

Les océans sont à la fois un vaste capteur et un immense réservoir d'énergie solaire, stockée sous forme de chaleur dans les couches de surface des mers et des océans tropicaux. Sous les hautes latitudes, le refroidissement des couches de surface entraîne la plongée de l'eau froide, plus dense, vers le fond des grands bassins océaniques. Ce phénomène de circulation explique les différences de température en zone tropicale, où la température de l'eau peut dépasser 28°C en surface alors qu'à 1 000 mètres de profondeur elle reste uniformément voisine de 4°C.

C'est cette différence de température entre le fond et la surface, appelée énergie thermique des mers (ETM) ou Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) qui peut être exploitée pour produire de l'électricité. L'eau profonde est également riche en substances nutritives, peu polluée et pauvre en germes pathogènes pour les organismes vivant dans les eaux de surface. Ces propriétés peuvent être utilisées dans une multitude d'applications - associées ou non à l'ETM - et notamment au conditionnement d'air et à la réfrigération, à la production d'eau douce, à l'aquaculture marine, etc. C'est surtout aux Etats-Unis et au Japon que ces applications sont étudiées.

2.5.1. La production d'électricité

La possibilité de produire de l'électricité à partir d'une source froide et d'une source chaude a été imaginée dès la fin du XIX^e siècle, mais c'est Georges CLAUDE qui en a démontré la faisabilité technique à Cuba dans les années 30. La France était alors pionnière dans ces expérimentations, qui ont pris une autre dimension à la faveur du choc pétrolier de 1973, aux Etats-Unis et au Japon notamment. C'est dans ce contexte qu'en 1982 l'Ifremer a proposé, avec un groupement d'industriels, la construction d'une centrale pilote de 5 MW à Tahiti. Les études préalables, menées jusqu'en 1985, ont montré qu'une telle centrale aurait pu fournir 15% de l'énergie consommée par l'île de Tahiti, à un prix intéressant s'agissant d'une première installation. Entre 1985 et 1986, l'effondrement des cours du pétrole entraîna l'arrêt de cet avant-projet.

Aujourd'hui, des projets sont en cours au Japon, aux Etats-Unis (à Hawaï notamment), et la France s'y intéresse de nouveau, à la Réunion et en Polynésie française.

2.5.2. La mer, source froide

L'eau profonde froide peut être directement utilisée comme réfrigérant pour des machines thermiques ou comme conditionneur d'air. Actuellement, un hôtel de Bora-Bora utilise l'eau froide des profondeurs (- 866 m) comme fluide de climatisation. Un projet similaire est en cours pour l'hôpital de Papeete.

Cette technique n'est pas strictement réservée aux zones intertropicales : on peut tout à fait imaginer en métropole le développement de réseaux de chaleur fonctionnant à partir d'eau de mer. Ainsi, à la Seyne-sur-Mer, de nouveaux bâtiments publics et privés, construits sur les anciens chantiers navals, seront chauffés et climatisés avec un réseau d'eau de mer tempérée. Cette solution s'inspire d'installations similaires déployées à Monaco sur un ensemble de bureaux et, à plus petite échelle, sur le port autonome de Fos-sur-Mer, ainsi qu'au Théâtre de la Criée à Marseille. L'opération consiste à réaliser un captage à cinq mètres de profondeur, dans les anciennes darses du port, où la température de l'eau est stabilisée à 12-13°C en hiver et 15°C en été. Trois échangeurs thermiques en titane de 1,6 MW chacun vont réchauffer de l'eau douce qui transitera dans un réseau de canalisations de 1 000 mètres alimentant les bâtiments²⁰. Aux Pays-Bas, l'eau de la Mer du Nord chauffera un ensemble de logements de La Haye équipés d'un double système de pompes à chaleur, l'un faisant monter la température à 11°C, l'autre de 11 à 65°C²¹.

L'intérêt majeur de l'exploitation de l'énergie thermique des mers réside dans la zone intertropicale, où le gradient thermique est élevé. Toutefois, le gisement d'eau à température stable des côtes métropolitaines peut permettre d'envisager des installations de type « pompe à chaleur ».

2.6. L'exploitation des gradients de salinité

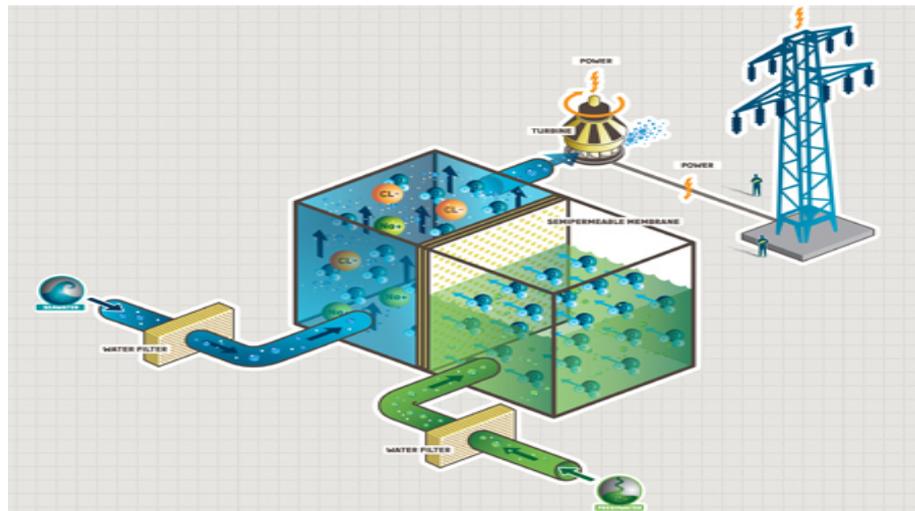
Lorsque deux masses d'eau de concentration différente sont en contact, l'eau a naturellement tendance à passer du compartiment le moins concentré vers le compartiment le plus concentré, de façon à rétablir l'équilibre des concentrations.

Si un compartiment d'eau de mer, concentrée en sel, et un compartiment d'eau douce sont mis en contact à travers une membrane semi-perméable, l'eau va naturellement franchir cette membrane vers le compartiment d'eau de mer, y créant une surpression équivalente à une colonne d'eau de 240 m. En limitant cette surpression à 120 m, on crée un débit d'eau qui alimente une génératrice électrique.

²⁰ Voir le site de la ville de la Seyne-sur-mer www.la-seyne-sur-mer.fr

²¹ Bulletins électroniques Pays-Bas, 28 avril 2008. *Chaleur issue de l'eau de mer.*

Figure 25. Principe de fonctionnement d'une centrale osmotique.



Source : Statkraft.

Le principe de fonctionnement est relativement simple mais requiert des membranes très élaborées, dont les performances ont été sensiblement améliorées depuis une dizaine d'années. La société Statkraft, en Norvège, mène des recherches sur cette technologie et prévoit des tests commerciaux pour 2009. La première centrale pourrait voir le jour en 2015 : une telle centrale devra comporter plus de 5 millions de m² de membranes disposés en spirales.

De telles centrales devront être implantées à proximité immédiate des estuaires, où eau douce et eau salée sont disponibles en grande quantité. La société Statkraft estime le potentiel mondial à 1 600 TWh.

La recherche sur l'énergie des gradients de salinité est encore très confidentielle et ne concerne pas directement la Bretagne.

3. L'installation et la maintenance, étapes-clés vers le déploiement industriel

Les conditions du milieu marin imposent d'anticiper très en amont les procédés d'installation et de maintenance des machines en mer. Si l'agressivité du milieu marin, en termes de corrosion notamment, est un paramètre connu et maîtrisable, il n'en est pas de même pour les conditions hydrodynamiques comme la force des courants et de la houle, par définition importante dans les zones convoitées. De même, l'installation en mer ne doit pas faire oublier les nécessaires étapes terrestres de la chaîne d'assemblage, et sans doute de la maintenance lourde, de machines dimensionnées pour l'exploitation offshore.

Les parcs éoliens offshore sont les seuls exploités à un stade industriel, et il est donc possible de décrire les conditions d'installation et de maintenance des machines en mer. Même si elles ne sont pas encore connues pour le moment, les conditions d'installation de parcs hydroliens s'en rapprocheront probablement. En revanche, les

conditions d'installation de machines flottantes, ainsi que les conditions de maintenance de parcs hydroliens ou houlomoteurs restent à préciser.

3.1. L'installation et la maintenance d'un parc éolien offshore

Nous prendrons ici l'exemple de l'installation du parc éolien de Thorntonbank, en Belgique, qui s'est déroulée pendant l'été 2008²².

3.1.1. Les fondations



Les six premières fondations gravitaires, d'une hauteur de 45 m et d'un poids de 3 000 tonnes, sont construites sur le port d'Ostende, sur une zone dédiée de 1,5 ha.



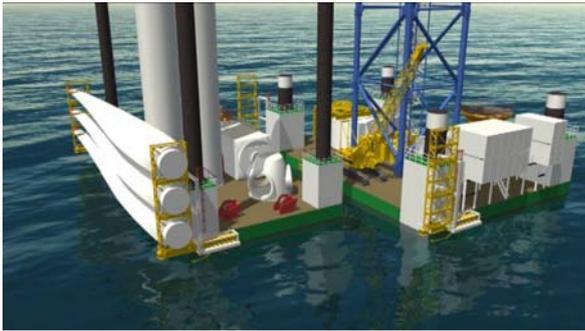
La barge Rambiz peut soulever 3300 tonnes. Elle transporte, une à une, les fondations à demi immergées vers le site d'exploitation en mer.



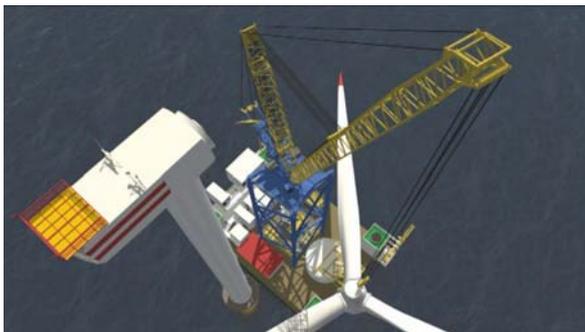
En mer, un ensemble de navires spécialisés prépare une souille de 45 x 100 m, empierrée, sur laquelle la fondation est déposée. Les matériaux extraits pour la préparation du support sont remis en place autour de la fondation, de façon à limiter l'érosion de la base.

²² D'après la visite organisée par le Conseil régional de Bretagne à Ostende le 24 octobre 2008.

3.1.2. Le montage de l'éolienne



Sur le parc du Thorntonbank, les éoliennes sont amenées sur place en pièces détachées par des barges auto-élevatrices : le mât de 120 tonnes en deux pièces, la nacelle de 315 tonnes, les 3 pales de 18 tonnes.



Le mât, la nacelle puis l'ensemble pales/rotor sont assemblés.



L'assemblage de l'éolienne dure 23 h dans de bonnes conditions météorologiques.



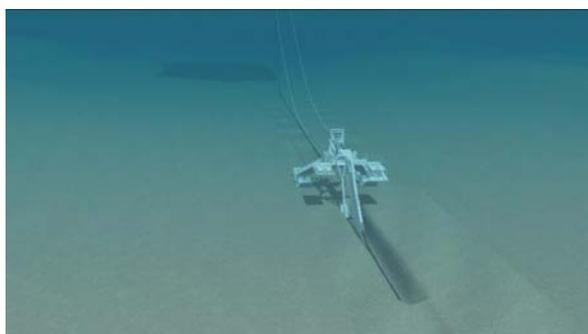
Dans certains cas, les éoliennes peuvent être pré-montées à terre. Dans ce cas, leur transport fait de nouveau appel à un navire spécialisé.

La taille et le poids des fondations imposent le recours à des moyens navals spécialisés. Il n'existe que quelques barges spécialisées capables d'intervenir pour l'installation de fondations gravitaires, et leur disponibilité constitue aujourd'hui un goulot d'étranglement incontournable :

- Eide 5 (74 x 27 m, soulève 3 000 tonnes)
- Rambiz (85 x 44 m, soulève 3 600 tonnes)
- Sea Jack A2SEA (91 x 33 m, soulève 4 000 tonnes)²³.

3.1.3. L'ensouillage et le raccordement

Toutes les installations de production d'énergie en mer sont raccordées au réseau électrique par un câble sous-marin, ensouillé dans la mesure du possible, c'est-à-dire enfoui de 1 à 2 m dans les fonds marins.



Le câble utilisé dans le cas du parc de Thorntonbank est un câble de 22 cm de diamètre et de 30 km de long, en aluminium, comprenant deux câbles électriques et un câble de fibre de verre pour la transmission des informations de contrôle. Ce câble pèse plus de 80 kg au mètre linéaire.

Un tronçon « de secours » d'un km est enfoui sur le site, de façon à intervenir sur le câble principal en cas d'avarie sans interruption de la production.

L'ensouillage a plusieurs avantages : il protège le câble, permet de remettre en état le fond de la mer, et ne gêne pas la pratique de la pêche (arts traînants). Sur les fonds durs, où l'ensouillage est impossible, le câble peut être protégé par des empierrements.

3.1.4. La maintenance

L'intervention en milieu marin est difficile, risquée et soumise aux aléas climatiques. La maintenance est impossible par mauvais temps et, du fait de la puissance des machines, la perte de production en cas d'avarie peut être importante. Une attention particulière est donc apportée à la fiabilisation des machines et au suivi par ordinateur 24 h/24.

L'accès à des éoliennes fixes est particulièrement difficile et ne peut se faire que lorsque les creux des vagues sont inférieurs à 1 m. Les risques humains sont importants, si bien que l'un des meilleurs moyens d'accès restera l'hélicoptère.

²³ Audition de M. Jean-Jacques LE NORMENT (Agence économique de Bretagne) le 10 juillet 2008.

Les photos ci-dessous montrent des traces noires sur le mât de l'éolienne, dues aux frottements de la coque des petits navires de maintenance qui tentent de se stabiliser au droit de l'éolienne, ainsi que le système d'aide à la maintenance Ampelmann, qui compense la houle pour faciliter l'intervention.

Figure 26. Exemples d'intervention sur des éoliennes fixes.



Source : Agence économique de Bretagne, 2008.

Les projets d'éoliennes flottantes peuvent permettre d'envisager de nouveaux modes d'intervention, avec la possible accroche du navire sur la plateforme flottante pour la maintenance légère, ou même le remorquage de la plateforme pour une maintenance plus lourde au port.

Figure 27. Concept d'éolienne flottante permettant l'amarrage du navire de maintenance.



Source : Saipem, 2008.

3.2. L'installation et la maintenance d'un parc hydrolien

Les retours d'expérience dans ce domaine ne concernent pour l'instant que l'installation de prototypes en mer.

Les hydroliennes fixées sur fondation monopieu, à l'image du concept Seagen de MCT, ont été conçues de façon à pouvoir relever les rotors pour faciliter leur inspection et leur maintenance hors de l'eau. C'est leur principal avantage, car elles sont en revanche difficiles à installer dans des zones à fort courant. L'implantation du prototype Seagen à Stanford Lough a ainsi connu quelques difficultés liées d'abord à l'indisponibilité de la barge spécialisée, puis à la casse des deux pales de l'un des rotors.

Les tests du prototype OpenHydro ont mis en évidence la difficulté de l'installation sous-marine de telles machines et ont conduit la société à développer sa propre barge de déploiement, qui permet l'installation d'une machine en une marée de 6h. Cette barge est construite en Ecosse.

Figure 28. Barge d'installation OpenHydro.



Source : OpenHydro.

Le concept Sabella a, quant à lui, été conçu dès le départ en lien avec le robot sous-marin qui mettra l'hélice en place sur le socle, et la retirera pour la maintenance.

Aujourd'hui, les informations fournies par les constructeurs identifient des opérations de maintenance après 3 ou 4 ans de fonctionnement. Le principe est celui de la maintenance tournante, à savoir la mise en place d'une machine de remplacement pour une production continue.

3.3. L'installation et la maintenance d'un parc houlomoteur

Les difficultés liées à l'installation des systèmes de récupération de l'énergie des vagues sont très différentes selon qu'ils sont installés à la côte, flottants ou ancrés au fond.

C'est pour les systèmes flottants que l'installation est la plus délicate car, s'ils flottent, ils n'en sont pas moins reliés au fond non seulement par les ancrages, mais aussi par le câble qui exporte l'électricité. Ce sont donc des ancrages dynamiques qui doivent maintenir le flotteur tout en lui permettant d'osciller, et ce avec 4 millions de vagues par an pendant 20 ans...²⁴ L'une des difficultés rencontrées lors de l'installation du premier parc de Pelamis au Portugal est venue justement des ancrages dynamiques, qui ont dû être corrigés.

Les flotteurs sont conçus pour que la maintenance soit la plus réduite possible. Si des modules tels que le Searev peuvent être remorqués facilement, ce n'est pas le cas pour les Pelamis dont la maintenance doit être effectuée in situ.

4. Le stockage de l'énergie

Du fait de la nature même des ressources en vents, vagues et courants, la production d'électricité à partir des énergies marines est une production intermittente. Or les gestionnaires du réseau électrique doivent équilibrer, à chaque instant, l'approvisionnement et la demande, de façon à maintenir la tension et la fréquence du réseau. C'est pourquoi il est tout à fait pertinent d'appréhender de façon conjointe les évolutions technologiques des systèmes de récupération de l'énergie de la mer et des procédés de stockage de l'électricité à grande échelle, ce qui est habituellement peu le cas.

Aujourd'hui, les seules formes de stockage à grande échelle de l'électricité sont les retenues de grande capacité, alimentées de façon gravitaire ou par pompage. Les retenues gravitaires sont appelées, selon leur capacité, à faire face à des fluctuations de la demande saisonnière, hebdomadaire ou journalière. Les stations de pompage entre deux retenues d'eau de niveau différent sont dimensionnées pour les variations journalières, exceptionnellement hebdomadaires. Cette technologie correspond à une capacité de stockage cumulée de 6 300 MW en France.

4.1. Le stockage thermique

La société Saipem s.a. a développé un nouveau procédé de stockage thermique, appelé THESE (Thermal Energy Storage of Electricity)²⁵. Ce procédé consiste à stocker l'électricité sous forme d'énergie thermique dans deux enceintes isolées

²⁴ Intervention de M. Jacques RUER aux entretiens Science et éthique les 18 et 19 octobre 2007 à Brest.

²⁵ Saipem s.a., 2008. *Un nouveau procédé de stockage de l'électricité à grande échelle.*

thermiquement et contenant des matériaux réfractaires poreux dans lesquels circule un gaz. Durant la phase de stockage, l'électricité est utilisée pour entraîner une pompe à chaleur qui transfère la chaleur d'une enceinte à basse température vers l'enceinte à haute température. Durant la phase de déstockage, les deux enceintes sont utilisées comme source chaude et source froide d'un ensemble turbine-compresseur qui alimente une génératrice et restitue l'énergie électrique. Une telle installation pourrait être envisagée pour stocker des dizaines de milliers de MWh et ainsi lisser l'énergie produite par des sources intermittentes.

4.2. Le stockage hydrogène

L'hydrogène est très utilisé aujourd'hui dans ses applications industrielles : chimie, pétrochimie, agroalimentaire. Il existe, à cette fin, des réseaux de distribution d'hydrogène, comme celui qu'exploite Air Liquide dans le Nord de la France, la Belgique et les Pays-Bas. L'hydrogène est presque exclusivement produit à partir de composés carbonés fossiles. La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, plus coûteuse, est réservée à un marché de niche, pour une production de très haute pureté²⁶.

L'hydrogène est en revanche encore peu utilisé dans ses applications énergétiques. Présent en grande quantité à la surface de la terre mais sous forme combinée uniquement, il doit être produit à partir d'une source d'énergie. Il peut ensuite être stocké, transporté et utilisé, par combustion interne ou par conversion en électricité dans une pile à combustible, qui ne rejette que de l'eau. Cette possibilité de stockage puis de conversion en électricité offre des applications nombreuses dans la filière électrique mobile et dans l'exploitation des énergies renouvelables intermittentes. Il existe déjà des projets expérimentaux de couplage entre énergie éolienne et stockage hydrogène qui, à terme, pourraient permettre de contourner l'intermittence de la production, vue comme le principal inconvénient de la production d'origine éolienne.

Les recherches françaises sur la filière hydrogène sont essentiellement adossées au CEA, et s'organisent autour d'une approche globale de la filière, de la production à la distribution, avec des recherches plus approfondies sur le stockage (stockage gazeux à haute pression, stockage en phase solide) et sur l'amélioration des piles à combustible²⁷. La filière hydrogène et pile à combustible est également l'un des axes de recherche du Pôle de compétitivité Tenerdis, en région Rhône-Alpes. 25 projets ont été labellisés sur ce thème, et disposeront de la plateforme PACLAB dont la vocation est de devenir un centre d'excellence européen pour le développement des piles à combustible et des technologies de l'hydrogène, pour deux marchés :

- à court et moyen terme, le marché des piles à combustible portables, pour remplacer les traditionnelles batteries des objets portables communicants (PC, téléphone mobile...);

²⁶ Clefs CEA n°50-51, hiver 2004-2005. *La filière hydrogène*.

²⁷ CEA, 28 octobre 2008. *Produire de l'énergie sans gaz à effet de serre*.

- à plus long terme, le marché des applications stationnaires (dans le bâtiment) et mobiles (pour les transports)²⁸.

L'effort croissant des sociétés françaises dans le domaine de l'hydrogène s'est traduit en France en 2005 par la création du Plan d'action national sur l'hydrogène, programme-clé de l'Agence nationale de la recherche.

Afin d'atteindre le plus rapidement possible la commercialisation des applications de l'hydrogène et des piles à combustible, l'Europe a lancé, en octobre 2007, un partenariat de recherche sans précédent, une « Initiative technologique conjointe », financée dans le cadre du 7^{ème} PCRD, à hauteur de 940 millions d'euros. L'Initiative technologique conjointe est un nouveau dispositif européen qui a pour but de réduire le délai d'introduction sur le marché des nouvelles technologies. Les 50 centres de recherche ayant rejoint pour l'heure cette initiative représentent plus de 1 700 chercheurs couvrant tous les domaines de recherche, développement et innovation de la filière hydrogène et piles à combustible²⁹.

Au point d'atterrissage des câbles des parcs éoliens offshore, hydroliens ou houlomoteurs, le stockage (et déstockage) de l'énergie pourrait être une solution aux variations de la production et à une meilleure valorisation de l'énergie produite.

5. La production d' « algo-carburants » à partir de la biomasse algale ³⁰

Le vent, la marée, les courants, les vagues permettent de produire uniquement de l'électricité et ne répondent donc qu'en partie à la demande en énergie. Il existe pourtant une autre ressource, en mer, permettant de produire du carburant ou du biogaz : la biomasse algale. Le principe consiste à utiliser ou à cultiver des macro ou des microalgues, pour en extraire respectivement les sucres et les huiles.

Un projet pilote au Japon vise à cultiver des macroalgues brunes en offshore pour produire, par fermentation, du bioéthanol, mais le plus fort potentiel vient de la production de biocarburants à partir de microalgues. Les microalgues sont d'une extrême diversité (rouges, vertes, brunes, diatomées, dinophycées...) : on connaît 200 000 espèces, mais il y en a peut-être un million. Elles se développent partout, y compris dans des conditions extrêmes (déserts, geysers, icebergs...). Certaines microalgues peuvent contenir jusqu'à 50% de leur poids sec en acides gras, voire 70% en cas de stress métabolique, ce qui confère un rendement à l'hectare 10 fois supérieur aux meilleures espèces oléagineuses terrestres.

Les « algo-carburants », déjà qualifiés de biocarburants de troisième génération, présentent l'avantage majeur de ne pas entrer en compétition avec l'usage

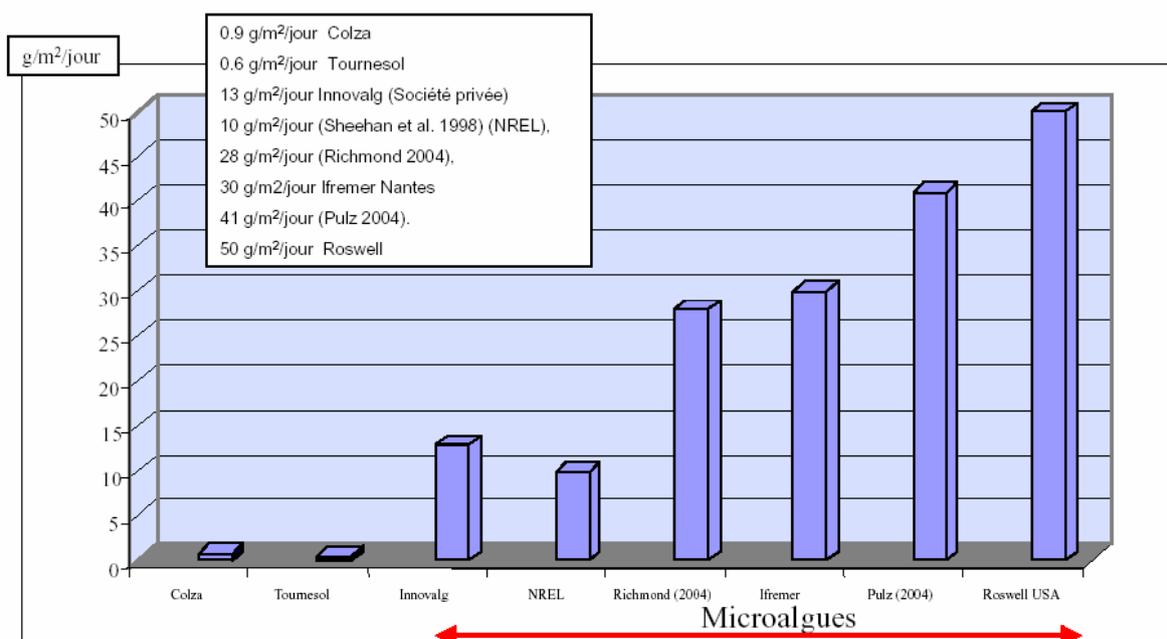
²⁸ Pôle de compétitivité Tenerddis.

²⁹ CEA, 28 octobre 2008. *Produire de l'énergie sans gaz à effet de serre.*

³⁰ Ce paragraphe s'appuie sur l'audition de M. Jean-Paul CADORET (Ifremer) le 13 mars 2008.

alimentaire et les ressources en eau douce. Le meilleur rendement photosynthétique des microalgues et leur multiplication rapide et continue permettent d'obtenir des rendements en matière végétale très supérieurs à ceux des plantes terrestres. Les rendements du colza et du tournesol sont de 1 g/m²/jour. La société Innovalg, en Vendée, a fourni le chiffre de 13 g/m²/jour pour une installation à l'air libre ; l'Ifremer, celui de 30 g/m²/jour en photobioréacteur contrôlé.

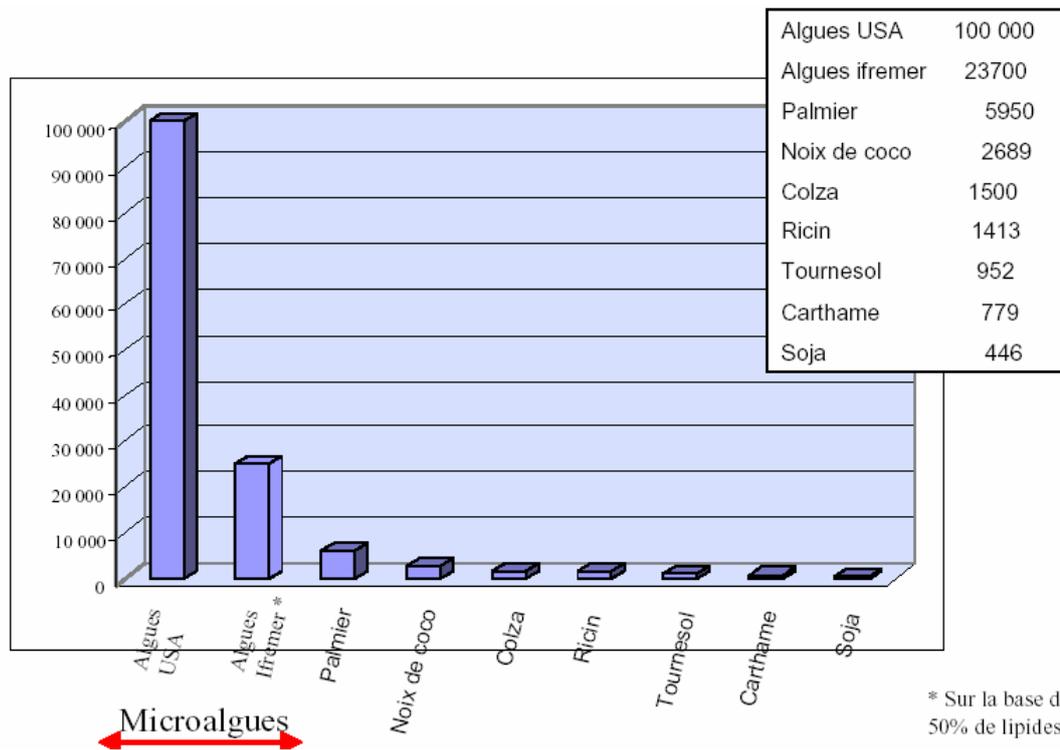
Figure 29. Rendements en g/m²/jour.



Source : audition de M. Jean-Paul CADORET (Ifremer), 2008.

C'est le rendement en litres d'huile à l'hectare qu'il importe d'appréhender pour la production de carburant. Le meilleur palmier fournit 6 000 l/ha. Le rendement des microalgues en litres d'huile par ha repose sur des estimations mais, sur la base de 50% de lipides, les microalgues pourraient produire 24 000 l/ha. Le chiffre de 100 000 l/ha annoncé par le laboratoire américain semble très exagéré.

Figure 30. Rendements en litres d'huile par ha et par an.



Source : Source : audition de M. Jean-Paul CADORET (Ifremer), 2008.

La culture des microalgues en conditions contrôlées peut être continue sur l'année, ce qui en fait un autre avantage par rapport aux cultures terrestres. Elle est exploitable dans les pays en voie de développement.

Les champs d'application de la culture des microalgues sont très variés et vont au-delà des algo-carburants. Ces champs relèvent de :

- l'alimentation humaine (la spiruline)
- l'alimentation animale (huîtres, poissons, crustacés, volailles, porcs)
- la nutraceutique (acides gras polyinsaturés, DHA, EPA...)
- la cosmétique
- la santé (antiradicalaires, anticoagulants, antiproliférateurs, antiviraux...)
- l'industrie (colorants, enzymes, adhésifs, filtration)
- ...

L'élément important dans ces champs d'application est leur caractère intégratif. Une solution pour réduire les coûts de production des algo-carburants réside ainsi dans une « boucle intégrative », c'est-à-dire dans la valorisation de co-produits à haute valeur ajoutée. Les microalgues peuvent par exemple être cultivées à partir des effluents de stations d'épuration, ce qui permet de les traiter. La biomasse ainsi produite peut servir à l'extraction de telle ou telle molécule. Les différents champs d'application doivent ainsi s'appréhender les uns en complément des autres.

Les microalgues étant consommatrices de CO₂, les cultures peuvent être couplées à une source de CO₂ industrielle. Les champs d'application liés au captage du carbone, à la dépollution et à l'environnement semblent d'ailleurs attiser les convoitises de grands groupes, en particulier pétroliers.

L'inconvénient majeur de la culture des microalgues vient de la surface nécessaire aux cultures, qui posera des problèmes de conflits d'usages dans les zones densément utilisées³¹. La culture en vertical est possible mais limitée, et se fait alors obligatoirement en photobioréacteurs, qui coûtent très cher. Des questions restent donc en suspens quant à la concrétisation à l'échelle industrielle de la production de carburant à partir de microalgues :

- quelles sont les surfaces nécessaires ?
- quelles sont les surfaces disponibles ?
- comment concilier la proximité d'une station d'épuration, d'une centrale émettrice de CO₂, de bassins d'eau de mer ?
- comment mesurer l'impact de milliers d'hectares de culture d'algues sur la géographie des zones humides ?
- quelle sera la stabilité des teneurs en lipides ?
- quel sera le coût des oligoéléments ?
- quels seront les risques de contamination ?
- ...

Certains affirment que les algocarburants pourraient être produits à grande échelle d'ici trois à six ans. Mais si le potentiel des microalgues est effectivement important, la production à grande échelle ne se fera pas avant cinq ans, et plus vraisemblablement 10³².

Il reste donc des efforts de recherche à réaliser, entre autres pour faire baisser les coûts. Il faut trouver des algues performantes. Le projet Shamash, porté par l'Inria, le CNRS, le CEA et l'Ifremer vise à sélectionner les souches fortement productrices de lipides. De grands groupes comme Veolia, Areva, Suez, Total, ont manifesté leur intérêt pour ce projet. L'objectif est de sélectionner les microalgues les plus performantes, et de produire en fin de projet 50 litres de biocarburant, tout en conservant des perspectives à plus long terme d'une production d'algues à grande échelle.

60 sociétés dans le monde disent aujourd'hui travailler sur les microalgues et les biocarburants. On peut citer les projets suivants :

- Solix Biofuels, aux Etats-Unis, prévoit de construire une usine pilote de 4 ha pour une culture en photobioréacteurs ;
- Aquaflo Bionomic, en Nouvelle-Zélande, prévoit de construire des usines en plein air et d'utiliser les émissions de CO₂ de centrales électriques ;
- HR Biopetroleum, à Hawaï, poursuit le même objectif de séquestration de CO₂ ;
- Petrosun cultive déjà 445 ha au Texas, prévoit de mettre en culture 1 100 ha d'étangs et a des projets au Mexique, au Brésil et en Australie ;
- Algatech, en Israël, cultive déjà des microalgues à des fins pharmaceutiques et collabore avec la société américaine GreenFuel pour développer des carburants ;

³¹ CESR de Bretagne, juin 2004. *Pour une gestion concertée du littoral en Bretagne*. Rapporteurs : MM. Pierre EUZENES et François LE FOLL.

³² Le Monde, 23 octobre 2008. *Des microalgues pour les biocarburants du futur*.

- Solazyme, aux Etats-Unis, développe un mode de culture de microalgues modifiées à partir de sucre et de fermentation et non à partir de la photosynthèse ;
- Sapphire Energy, soutenue par Bill Gates, a fait homologuer un algo-carburant à indice d'octane 91 et prévoit de produire d'ici 3 à 5 ans 10 000 barils par jour ;
- Algenol Biofuels, aux Etats-Unis, prévoit de cultiver des cyanobactéries pour produire du bioéthanol.

Figure 31. Vue d'artiste d'une usine de production d'algo-carburants aux Etats-Unis.



Source : Solix Biofuels.

Le Pôle Mer Bretagne a labellisé le projet Safe Oil, qui vise à mettre en place une unité de production de microalgues à vocation énergétique dans les carrières de kaolin de Ploemeur.

Chapitre 2

La Bretagne en effervescence

1.	Des projets au stade industriel	61
1.1.	Le projet éolien de Powéo en baie de Saint-Brieuc	61
1.2.	Les projets éoliens de Nass&Wind Offshore	64
1.3.	Les projets éoliens de Direct Energie - Neoen	65
2.	Un projet pré-industriel de démonstration	65
3.	Des prototypes à l'essai	68
3.1.	Le projet Marénergie et le prototype Sabella	68
3.2.	Le prototype Hydro-Gen	70
3.3.	Le prototype Morgane de production de biogaz	70
4.	Des projets en R&D	72
4.1.	Vers l'éolien flottant	72
4.2.	Le projet Safe Oil	73
4.3.	Les recherches amont de l'IRENav	73
5.	Et chez nos voisins...	75
5.1.	Des projets de parcs éoliens dans la Manche et l'Atlantique	75
5.2.	Le projet houlomoteur Searev à Nantes	76
5.3.	Des projets de recherche sur les microalgues	77

- 500 MW d'éolien terrestre ;
- 500 MW d'éolien offshore, dont 150 MW en baie de Saint-Brieuc ;
- 120 MW pour la biomasse ;
- 20 MW pour la petite hydraulique ;
- 100 MW pour le solaire.

Sur ces 1 240 MW, et au vu des processus d'instruction administrative, 500 à 600 MW seront installés avec certitude. Il faut en moyenne 4 ans pour développer un projet éolien terrestre, et encore plus pour un projet offshore. Les projets et les horizons temporels sont les suivants :

- projet de 150 MW en baie de Saint-Brieuc (2011-2012) ;
- prospection en Manche-Atlantique pour 200 à 500 MW (2012-2013) ;
- veille sur les technologies flottantes (2015).

Les projets éoliens, à terre comme en mer, sont menés avec la société Espace Eolien Développement, qui a rejoint le groupe Powéo en 2007, et dont l'antenne Ouest est implantée depuis 12 ans en Bretagne.

Powéo n'a pas les moyens d'investir dans la recherche amont ; de ce fait, il s'intéresse aux technologies matures comme l'éolien offshore, et maintient une veille sur les technologies en développement (vagues, courants, éolien flottant). Le groupe souhaite développer en Bretagne une approche globale des énergies marines, car il estime qu'il y a de réelles perspectives pour des sites pilotes à l'horizon 2010, et des réalisations industrielles de plus grande échelle à l'horizon 2010-2015.

Powéo a identifié le site de la baie de Saint-Brieuc en s'appuyant sur une analyse multicritères, prenant en compte les activités humaines, la sécurité maritime, le gisement de vent, les infrastructures portuaires, la profondeur, la protection de l'environnement, la distance à la côte, la nature des fonds, le réseau électrique. Une seule zone, en baie de Saint-Brieuc, répond à tous ces critères et est donc propice à l'implantation d'un parc éolien en mer dans des conditions techniques similaires à celles des parcs actuellement en exploitation dans le monde.

Le projet de la baie de Saint-Brieuc est le premier projet éolien offshore concernant la région. L'étude interne à Powéo sur ce projet a été finalisée en juin 2006. Le projet de 150 MW comporte 30 éoliennes de 5 MW, susceptibles de fonctionner 3 500 h par an en équivalent pleine puissance, pour une production annuelle de 550 GWh, l'équivalent de la Rance. Le choix de ces éoliennes s'appuie sur leur capacité de production unitaire, et sur l'expérience acquise sur ces machines dans d'autres parcs.

Le parc serait installé à 10 km au moins des côtes, à une profondeur de 16 à 26 m par rapport au zéro des cartes marines. Les éoliennes pourraient être disposées en deux lignes distantes de 1 200 m, les éoliennes étant distantes de 600 m sur une même ligne. Le type de fondation le plus probable pour le site de la baie de Saint-Brieuc est la fondation monopieu. Le câble serait ensouillé et l'atterrissage se ferait le long d'un câble existant, au niveau de la plage des Rosaires sur la commune de Plérin. Le raccordement au réseau a été réservé auprès de RTE.

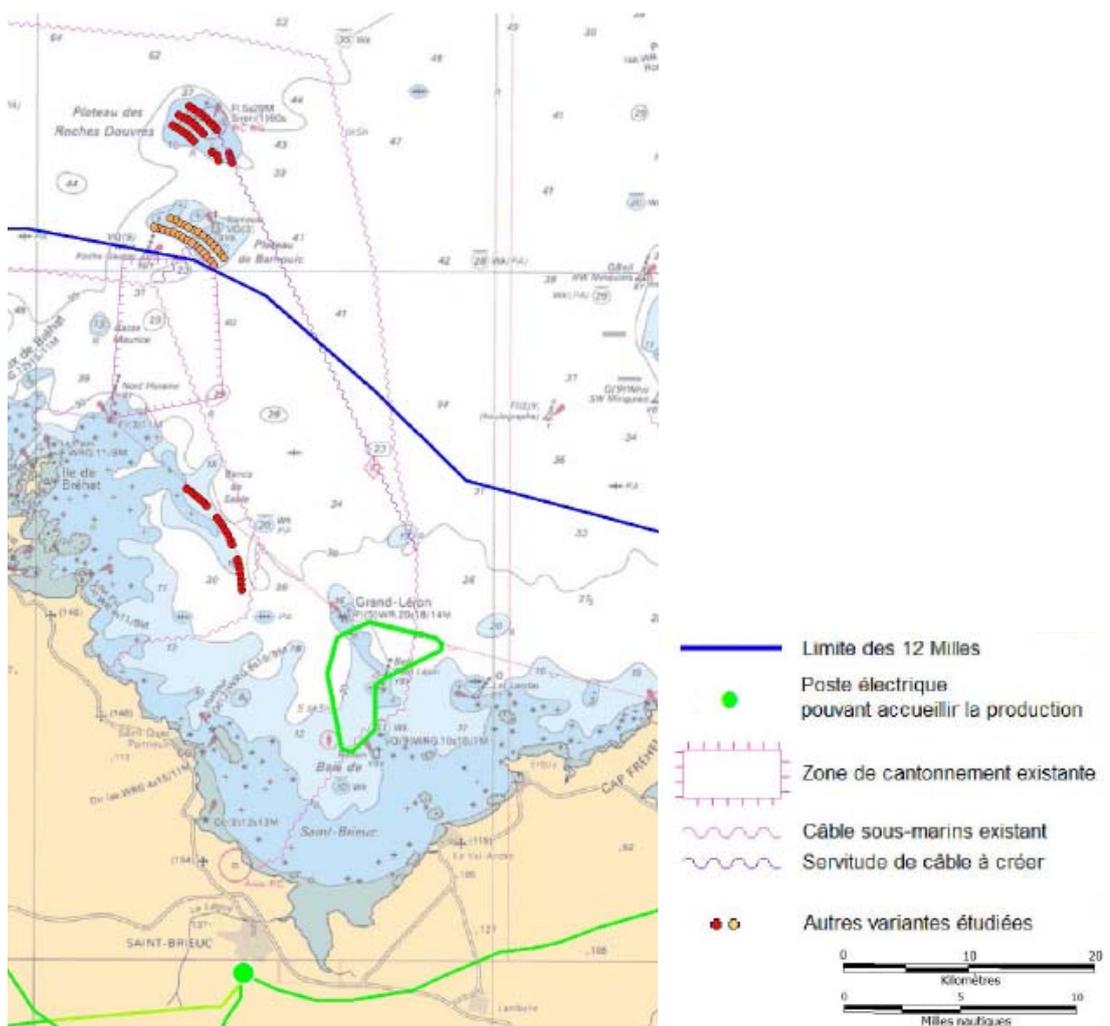
Le coût d'investissement est estimé à 500 millions d'euros pour 150 MW. Le coût est réparti à peu près comme suit :

- 50% pour l'achat de la machine et du câble, l'installation ;
- 35 à 40% pour les fondations ;
- 10 à 15% pour le raccordement.

L'installation pourrait durer une ou deux belles saisons ; cela dépend des conditions météorologiques et surtout de la disponibilité des barges.

Afin de développer son projet en concertation avec les acteurs locaux, Powéo a entrepris un certain nombre de rencontres bilatérales avec les pêcheurs, les collectivités et les services de l'Etat, en 2007 et 2008. Les rencontres avec les pêcheurs ont porté principalement sur les interactions entre le parc éolien et le gisement exploité de coquilles Saint-Jacques de la baie de Saint-Brieuc, et ont abouti à la proposition, par les pêcheurs, d'autres zones d'implantation que les variantes initialement proposées. Mais ces zones, plus éloignées de la côte et dans des eaux plus profondes, n'ont pas été jugées acceptables par le porteur de projet, notamment en termes de coûts de raccordement.

Figure 33. Projet d'implantation des éoliennes en baie de Saint-Brieuc (en vert) et variantes proposées par les pêcheurs (en orange et rouge).



Source : Powéo/EED, 2008.

Le choix de la zone d'implantation reste donc une étape critique de ce projet, puisque les pêcheurs n'acceptent pas la localisation actuellement proposée par l'opérateur, qui se situe au sein même de la pêcherie. Ils restent inquiets, en outre, quant à possibilité de pratiquer la pêche à proximité immédiate des éoliennes, car on ne connaît encore ni la réglementation en la matière, ni les éventuelles perturbations des appareils de navigation par les éoliennes³⁴.

Tout en lançant une campagne de mesures *in situ*, Powéo a récemment réexprimé sa volonté de concertation en transmettant à l'ensemble des acteurs concernés un « porter à connaissance » dans lequel il rappelle le contexte de développement de l'éolien en mer, présente le projet de la baie de Saint-Brieuc, et propose un cadrage de la future étude d'impact.

Le Comité local des pêches de Saint-Brieuc, souhaitant suivre l'intégralité des étapes du projet, a accepté de participer à la mise en œuvre des différentes investigations réalisées dans le cadre des études préalables (campagnes de prélèvement du benthos, campagnes de mesure de la qualité des eaux, vidéos tractées, pose et relevage d'un courantomètre, observation des oiseaux)³⁵.

1.2. Les projets éoliens de Nass&Wind Offshore ³⁶

Le groupe lorientais Nass&Wind, créé en 2001, a développé une vingtaine de parcs éoliens, notamment en Bretagne et en Champagne-Ardenne. Lors de la cession de sa filiale dédiée à l'éolien terrestre en février 2008³⁷, celle-ci exploitait une capacité installée de 34 MW et disposait d'une autorisation de construction de 150 MW à court terme.

Le groupe Nass&Wind est aujourd'hui composé des structures suivantes :

- Nass&Wind Offshore, dédiée au développement de l'éolien offshore ;
- Nass&Wind Energies Nouvelles, dédiée à l'énergie photovoltaïque et à la biomasse ;
- Nass&Wind Industrie, dont l'objectif est de développer une filière industrielle régionale dédiée à la conception et à la fabrication d'éoliennes offshore flottantes.

Les activités éoliennes de Nass&Wind en Bretagne concernent :

- deux projets de parcs éoliens offshore classiques (avec fondations) de 200 MW en baie de Saint-Brieuc et 100 MW au large de Lorient ;
- d'autres parcs en cours de pré-étude technique ;
- le développement d'une filière industrielle dédiée à l'éolien flottant ;
- le développement de parcs éoliens flottants.

³⁴ Audition de M. Alain COUDRAY (CLP Saint-Brieuc) le 15 mai 2008.

³⁵ CLP Saint-Brieuc, septembre 2008.

³⁶ Contribution de M. Stéphane JEDREC (Nass&Wind Offshore) le 20 février 2009.

³⁷ La filiale Nass&Wind Technologie a été cédée à Gaz de France en février 2008.

Le parc éolien de la baie de Saint-Brieuc serait constitué de 40 éoliennes de 5 MW, pour une puissance totale de 200 MW. Il serait situé à 12 km d'Erquy et 28 km de Saint-Brieuc.

La zone de Lorient ferait quant à elle l'objet d'un projet englobant, à terme, de l'éolien offshore classique et de l'éolien flottant, permettant ainsi de mutualiser les études préalables. La proximité du port de Lorient serait un atout pour la construction et la maintenance des machines. Le projet de parc éolien classique serait composé de 20 éoliennes de 5 MW pour une puissance totale de 100 MW. Le projet de parc éolien flottant débiterait par la démonstration du prototype Winflo en 2011 pour aboutir, à terme, à un parc d'éoliennes flottantes de 250 MW.

1.3. Les projets éoliens de Direct Energie - Neoen ³⁸

Neoen est la filiale du fournisseur d'électricité Direct Energie dédiée au développement des énergies renouvelables. Créée en 2008, Neoen est présente sur tous les segments de marché (solaire, éolien, énergies marines, biomasse) et a l'ambition de devenir l'un des principaux producteurs d'électricité verte en France.

Depuis 2007, Direct Energie - Neoen a procédé à l'analyse détaillée et cartographiée du littoral français, recensant les zones de développement de moindre contrainte pour des parcs éoliens offshore. A l'intérieur de ces zones, Neoen a sélectionné des sites de développement privilégiés, dont certains en Bretagne, pour lesquels des démarches locales de concertation ont été initiées.

2. Un projet pré-industriel de démonstration ³⁹

Opérateur historique d'électricité en France, EDF innove dans les énergies renouvelables et poursuit, dans ce domaine, deux objectifs :

- identifier les ruptures technologiques pouvant modifier les rapports de compétitivité entre les énergies ;
- faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses comme relais de croissance du groupe.

A côté des projets menés sur l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, EDF SA mène un projet « Hydroliennes en mer » qui a les objectifs suivants :

- identifier les sites prometteurs en France métropolitaine ;
- réaliser les études préliminaires d'impact et d'insertion dans l'environnement marin ;
- caractériser les technologies d'hydroliennes les plus performantes ;
- étudier la faisabilité technico-économique d'un premier parc d'hydroliennes de 30 MW dans les eaux françaises.

³⁸ Contribution de M. Philippe DECHELOTTE (Direct Energie-Neoen) le 23 février 2009.

³⁹ Audition de MM. Cyrille ABONNEL et Philippe GUILLAUMEUX (EDF) le 15 mai 2008.

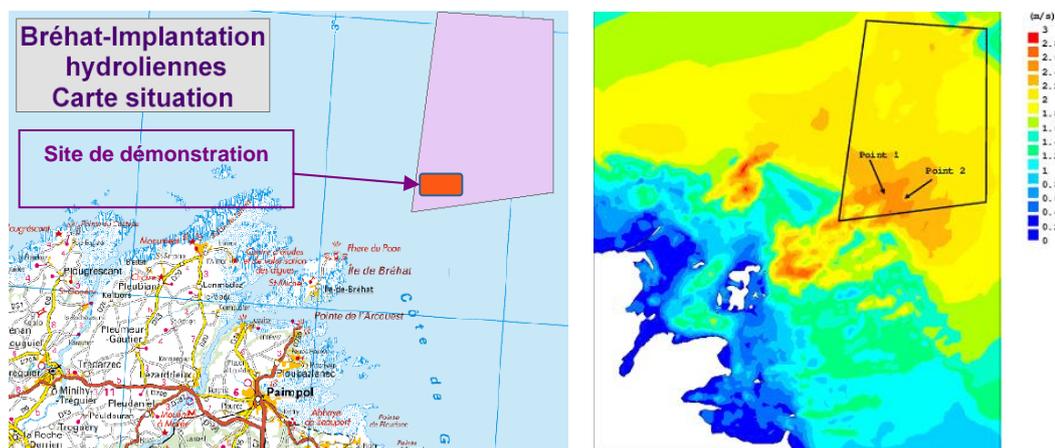
Les objectifs du site de démonstration sont les suivants :

- tester le comportement en conditions réelles d'une première ferme hydrolienne (effet de sillage, énergie produite) avec une technologie validée préalablement en phase prototype ;
- évaluer les impacts environnementaux et valider le protocole de suivi (un partenariat avec l'Ifremer est en cours d'élaboration) ;
- optimiser des technologies offshore pour l'installation, la maintenance, en partenariat avec Seal Ingénierie, une filiale de Technip ;
- inventorier et analyser les réactions des parties prenantes dans les phases de réalisation et d'exploitation ;
- établir un cadre administratif, législatif et fiscal ;
- positionner la France dans les nations européennes pilotes.

EDF a engagé en 2005 des campagnes de mesures de courants en vue d'évaluer le potentiel énergétique des côtes bretonnes et normandes, grâce à des outils de modélisation développés par EDF R&D. En parallèle à ces études techniques, des processus de concertation avec les différentes parties prenantes, et en particulier les pêcheurs, ont été initiés en lien avec les délégations régionales d'EDF de Basse-Normandie et de Bretagne. Les pêcheurs ont été associés aux campagnes de mesures⁴⁰.

EDF a annoncé, en juillet 2008, le choix du site de Paimpol-Bréhat, qui a été préféré à celui de Barfleur au regard de critères techniques, économiques et sociaux : l'accueil du projet fait l'objet d'un fort consensus de la part des professionnels, des élus et des associations, et le Conseil régional de Bretagne soutient financièrement ce projet à hauteur de 3,1 M€.

Figure 34. Implantation du site de démonstration de Paimpol-Bréhat.



Source : EDF, 2008.

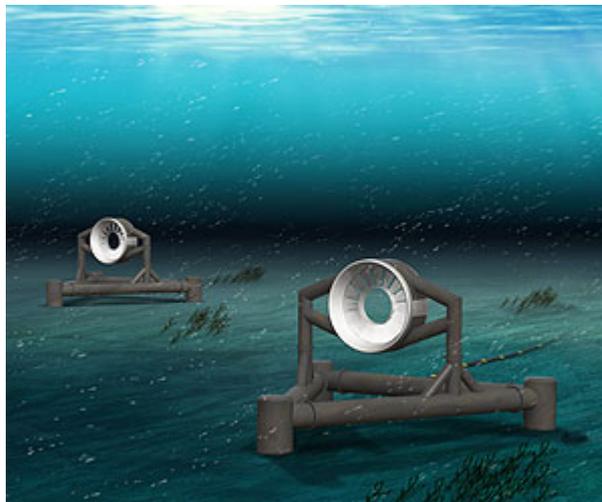
⁴⁰ Audition de M. Yannick HEMEURY et Mme Laure ROBIGO (CLP Lannion-Paimpol) le 12 juin 2008.

EDF a ensuite annoncé, en octobre 2008, le choix de la technologie développée par la société irlandaise OpenHydro. Ce choix s'est fait au regard de plusieurs critères, parmi les technologies ayant atteint le stade de la validation d'un prototype en mer :

- coûts d'installation et d'exploitation ;
- facilités d'installation (moyens de transport/levage) ;
- performances (énergie extraite) ;
- type de maintenance ;
- développement industriel futur ;
- volonté de partenariat ;
- adaptation au site (profondeur d'eau...) ;
- facilités de raccordement au réseau électrique.

Aucune technologie française ne répondait aux attentes d'EDF dans les domaines précités.

Figure 35. Les turbines à centre ouvert OpenHydro.



Source : OpenHydro.

Des prototypes ont été testés et améliorés sur le site d'essais de l'EMEC en Ecosse pendant deux ans. Ils ont été connectés au réseau en mai 2008. La coopération entre EDF et OpenHydro porte sur l'installation de 4 hydroliennes de 500 kW, pour une puissance totale de 2 MW, à 15 km environ de la côte, qui devraient être raccordées progressivement au réseau de distribution à partir de 2011.

EDF a indiqué que le site de Paimpol-Bréhat, qui bénéficie de courants dont les niveaux d'intensité sont parmi les plus élevés en France, pourrait accueillir d'autres essais dans l'avenir.

3. Des prototypes à l'essai

3.1. Le projet Marénergie et le prototype Sabella

Le projet Marénergie a été développé par la société HydroHelix Energies (Quimper) et labellisé par le Pôle Mer Bretagne en 2005. Il consiste à exploiter l'énergie des courants de marée à partir d'une hydrolienne simple et robuste, spécifiquement développée pour le milieu marin. La turbine de 200 kW, entièrement immergée, fera 10 m de diamètre et pourra être installée dans 25 à 30 m d'eau, préservant ainsi un tirant d'eau suffisant pour la navigation.

Les courants de marée sont essentiellement bidirectionnels : la turbine est donc pré-orientée, avec des pales bidirectionnelles fixes. L'architecture est modulaire et les machines peuvent être assemblées en écran pour optimiser le captage de l'énergie, les survitesses créées par une machine étant déviées vers la machine voisine. Il n'y a pas d'emprise en surface, ni de liaison dynamique fond-surface. Le système de stabilisation au sol permet la réversibilité. La maintenance ne nécessite pas de gros moyens navals.

Figure 36. Le concept Marénergie.

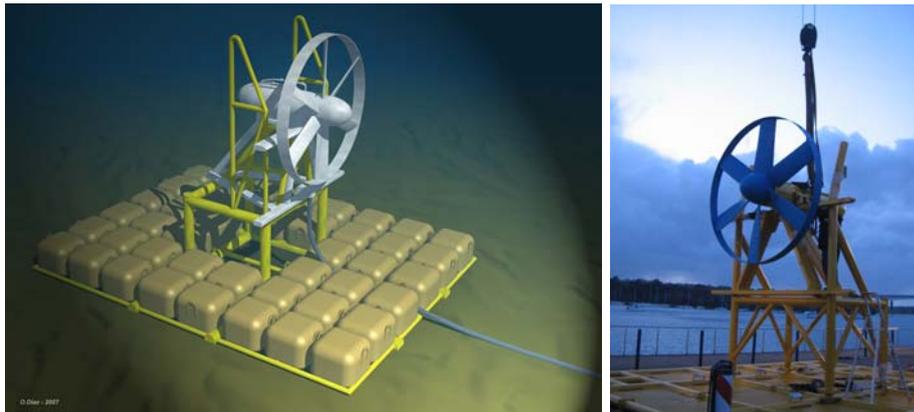


Source : HydroHelix Energies.

Ce projet n'a pas pu être réalisé en vraie grandeur, faute de financements, et c'est le projet de démonstration Sabella qui a vu le jour. Ce projet de démonstration est porté par un consortium d'industriels locaux et soutenu par des acteurs publics territoriaux (Région Bretagne, ADEME, Conseil général du Finistère, Brest métropole océane, Quimper Communauté).

Sabella consiste à concevoir et réaliser un pilote expérimental, nommé Sabella D03, de 3 m de diamètre et de 10 kW, à l'installer sur site et à réaliser une campagne d'essais à l'aide d'une instrumentation embarquée permettant de comprendre, d'optimiser et de modéliser le fonctionnement de l'équipement immergé.

Figure 37. Le prototype Sabella D03.



Source : HydroHelix Energies et le blog des énergies de la mer, 2008.

Les partenaires industriels de cet avant-projet sont :

- Sofresid Engineering pour la conception, l'ingénierie, le maquettage, la pose ;
- InVivo Environnement pour le choix du site, la gestion des conflits d'usage, la conception des dossiers réglementaires ;
- Dourmap pour l'instrumentation, les composants, l'acquisition de données ;
- Enag pour la génératrice ;
- Florian Madec Composites pour la construction des pales ;
- DCNS pour la construction de la structure ;
- HydroHelix Energies pour le management, l'animation, la coordination.

Le site choisi pour l'expérimentation, l'estuaire de l'Odet, est un site représentatif, mais protégé, économiquement satisfaisant. La vitesse des courants y est de l'ordre de 2 m/s, la profondeur de 19 m. La mise à l'eau a eu lieu le 28 mars 2008, pour une expérimentation de six mois qui a donné des résultats encourageants, tant en termes de fonctionnement que d'impacts sur l'environnement.

Après ce pilote, le consortium entend développer, sous deux ans, une machine préindustrielle Sabella D10, de 200 kW, avant de proposer des unités de production de 1 MW. Le portage du projet se fera par une entité dédiée, Sabella SAS, vouée au développement technologique, industriel et commercial de solutions d'exploitation de l'énergie hydrocinétique marine. La société a été créée au début du mois de novembre 2008. Sabella SAS, au capital de 37 000 €, est composée par les quatre partenaires de départ : HydroHélix Energies et Sofresid Engineering à hauteur de 32,5 % chacune, In Vivo Environnement (25 %) et Dourmap (10 %)⁴¹. Ce changement de statut juridique va permettre à la société d'ouvrir son capital pour assurer son plan de développement en lançant une levée de fonds de 7 millions d'euros sur la place financière.

⁴¹ Le Télégramme, 29 novembre 2008. *Hydrolienne. Création de la SAS Sabella.*

3.2. Le prototype Hydro-Gen

Le projet Hydro-Gen est développé depuis 2004 par la société l'Aquafile, basée à Landéda et à Lyon. Il a été inventé et breveté par deux anciens officiers de marine, ingénieurs de l'Ecole navale.

Il s'agit d'une roue à aube flottante enchassée dans une structure profilée de type catamaran, mouillée à ses deux extrémités et qui peut être facilement déplacée, remorquée ou échouée. Il existe une version bidirectionnelle pour l'exploitation des courants de marée, et une version unidirectionnelle pour l'exploitation des courants fluviaux. Le prototype Hydro-Gen 10 actuellement testé en mer mesure 2,3 m sur 4,5 m pour une puissance de 10 kW. Un prototype Hydro-Gen 20 développant 20 kW (4 m sur 7 m) est prévu pour 2009. A terme, c'est une machine de 1 MW qui pourrait voir le jour.

Figure 38. Hydro-Gen 10 et Hydro-Gen 1000.



Source : Hydro-Gen.

Dans la phase de recherche et développement, les porteurs du projet Hydro-Gen collaborent avec l'Ecole nationale des ingénieurs de Brest (ENIB), l'Institut de recherche de l'Ecole navale (IRENav), l'Ecole nationale supérieure d'électrotechnique, d'électronique, d'informatique et des télécommunications de Toulouse, l'Institut de mécanique des fluides de Toulouse, l'INSA de Lyon, Doris Engineering et le bureau d'études Actimar. Dans sa phase de construction, il fait appel à l'ENIB et au lycée technique Vauban de Brest. Le projet est soutenu par l'ADEME, la Marine nationale et la Région Bretagne.

3.3. Le prototype Morgane de production de biogaz

Le groupe Olmix, basé dans le Morbihan et présent dans 8 pays, est spécialisé dans l'élaboration de produits naturels comme alternative aux produits d'origine chimique dans les domaines du traitement de l'eau, de la nutrition animale et de l'élevage, des cosmétiques, des ciments, des engrais et, depuis peu, dans le domaine des énergies renouvelables.

Il a ainsi développé un concept de raffinerie verte, baptisé Morgane, qui consiste à produire du biogaz par méthanisation d'un résidu d'algues vertes en co-digestion avec des déjections animales (lisier) et des coproduits de l'industrie agroalimentaire (déchets de légumes notamment).

La méthanisation se fait classiquement en présence de bactéries méthanogènes. L'apport du marc d'algues facilite la digestion des matières organiques et optimise les rendements. Le digestat fait ensuite l'objet d'une séparation : la fraction solide contient la matière organique stable et le phosphore, utilisable comme base d'engrais naturel. La fraction liquide est ensuite traitée, elle permet d'obtenir d'un côté de l'eau purifiée et de l'autre côté un concentrat d'éléments fertilisants et d'oligo-éléments. Un éliciteur/fongicide est formulé à partir de cet extrait mélangé à l'amadéite. La valorisation se fait à 100% et seule de l'eau purifiée est rejetée.

Le biogaz produit peut être valorisé en cogénération (production d'électricité et de chaleur) ou en gaz naturel pour les véhicules. Le gaz obtenu contient 64% de méthane, le reste étant constitué de CO₂, de vapeur d'eau et de sulfure d'hydrogène. Le méthane n'est pas le gaz le plus puissant, mais il peut permettre de faire fonctionner les moteurs des voitures et des petits bateaux. Il est plus rentable de vendre directement le gaz produit, car la transformation en électricité combine tous les inconvénients : elle coûte cher, émet du CO₂, et son rendement n'est que de 60%.

Le procédé Morgane produit 600 m³ de biogaz par tonne de matière première, là où les autres procédés produisent 30 m³ (à partir d'ordures), 70 m³ (à partir de lisier de porc), ou 250 m³ (à partir de lisier et de maïs).

Le projet Morgane pourrait, dans son ensemble, représenter une puissance de 30 à 50 MW répartis sur 15 à 25 installations de 1,5 à 4 MW. Ces installations, dispersées, permettent de se positionner là où les plus gros volumes de déchets sont produits. L'idée est d'avoir une production répartie. Sous 1,5 MW, les unités ne seraient pas rentables. Au-delà de 4 MW, elles poseraient des questions de collecte des matières premières.

Tous les ans, 80 à 100 000 tonnes d'algues vertes sont ramassées sur les côtes bretonnes et épandues sur les terres agricoles. Le gisement annuel d'algues est estimé à 300 000 tonnes. A partir des 8 millions de m³ de lisier produits en Bretagne, il faudrait 800 000 tonnes d'algues pour produire 1 000 MW.

L'intérêt de la raffinerie Morgane vient de l'utilisation de déchets (algues vertes, déjections animales, déchets agroalimentaires) n'entrant pas en concurrence avec les filières alimentaires. Le projet Olmix participe ainsi à éliminer les pollutions récurrentes en Bretagne. En Allemagne, la majorité des unités de méthanisation fonctionne avec de l'ensilage de maïs comme complément. C'est la complémentarité entre production d'énergie et dépollution qui fait la valeur ajoutée de Morgane.

Lorsque des ordures ménagères ou des boues de station d'épuration sont méthanisées, le gaz obtenu contient des métaux lourds. Mais, lorsqu'il est produit à partir d'algues vertes, de lisier, de graisses et de légumes, le gaz est propre.

La filière méthanisation est potentiellement importante en Bretagne, notamment avec les déchets de légumes (CECAB, D'AUCY) qui représentent un potentiel de quelques centaines de MW, mais ne progresse pas vite.

Le prochain investissement R&D est le développement de microalgues capables de produire des biocarburants en utilisant le CO₂ produit par la méthanisation. Des chercheurs allemands travaillent actuellement sur des souches de microalgues susceptibles d'êtreensemencées dans les méthaniseurs et qui permettraient de produire une huile en plus du biogaz produit.

4. Des projets en R&D

4.1. Vers l'éolien flottant

Deux projets d'éoliennes flottantes ont été labellisés par le Pôle Mer Bretagne le 21 novembre 2008.

Le projet Diwet (Deepwater Innovative Wind Energy Technology) est porté par le groupe néerlandais Blue H, qui vient de créer une filiale en France. Il vise à installer au large de Lorient un prototype à l'échelle 1 d'une éolienne flottante bipale d'une puissance de 3,5 MW sur plateforme à lignes tendues, ancrée en eaux profondes. Un démonstrateur avait déjà été testé par Blue H en Italie à la fin de l'année 2007. Un projet de 5 MW, Deepwater Turbine, pourrait rapidement voir le jour au Royaume-Uni : il a d'ailleurs été sélectionné et financé en janvier 2009 par l'Institut pour les technologies de l'énergie (ETI)⁴².

Figure 39. Le concept Diwet.



Source : Pôle Mer Bretagne, 2008.

⁴² Energy Technologies Institute, janvier 2009. Communiqué de presse.

Le projet Winflo vise également à développer une éolienne offshore spécifique et une plateforme flottante originale faisant appel aux systèmes de flotteurs et d'ancrages caténaux, utilisés dans l'offshore pétrolier. Un démonstrateur de 2,5 MW pourrait être installé au large de la Bretagne d'ici 2011, pour une éolienne de 5 MW à terme à l'horizon 2013-2015. Winflo bénéficiera de nouvelles technologies de e-maintenance développées aujourd'hui dans le secteur naval et qui seront pour la première fois expérimentées pour la maintenance industrielle d'éoliennes en mer. C'est la société Nass&Wind Offshore qui porte le projet avec DCNS, Saipem et sa filiale Sofresid Engineering, l'Ifremer, l'ENSIETA et In Vivo Environnement.

Figure 40. Le concept Winflo.



Source : Pôle Mer Bretagne, 2008.

4.2. Le projet Safe Oil

L'objectif du projet Safe Oil est de mettre en place une unité expérimentale de production intensive de microalgues à vocation énergétique dans les carrières de kaolins de Ploemeur, où il existe une résurgence d'eau marine. L'Agence d'urbanisme et de développement économique du pays de Lorient (Audélor), Imerys Ceramics France (Kaolins de Bretagne), et le Laboratoire de physiologie et de biotechnologie des algues de l'Ifremer Nantes sont partenaires du projet aux côtés de Sarp Industries, filiale du groupe Veolia. Ce projet a également été labellisé par le Pôle Mer Bretagne.

4.3. Les recherches amont de l'IRENav ⁴³

Le projet Hydrole est mené conjointement par l'IRENav, institut de recherche de l'École navale, et le LBMS, laboratoire brestois de mécanique et des systèmes (LBMS) (équipe d'accueil ENSIETA/UBO/ENIB).

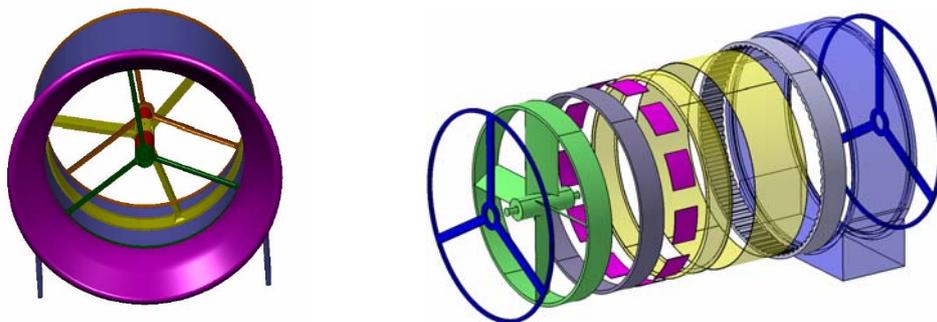
⁴³ Audition de MM. Jacques-André ASTOLFI (IRENav) et Mohamed BENBOUZID (UBO) le 13 mars 2008.

Ce projet porte sur la récupération de l'énergie des courants marins, domaine dans lequel des recherches amont et appliquées sont nécessaires : comment mieux connaître la ressource ? Comment la capter, la convertir, la distribuer, la stocker ?

Des travaux sont ainsi menés sur la modélisation de la ressource, du capteur, de la génératrice, du convertisseur, la modélisation d'un champ hydrolien et la connexion au réseau électrique. Il s'agit de réfléchir aux facteurs d'optimisation d'une technologie. Une simulation de la puissance récupérée par une hydrolienne dans le Raz de Sein a été réalisée pour l'année 2007. Suite à ces simulations, le choix s'est porté sur une hydrolienne à pales fixes, avec une vitesse de rotation variable commandée par la génératrice électrique.

Une thèse financée par la Marine nationale vise à modéliser et concevoir une machine fondée sur la technologie RIM-DRIVEN (moteur sur le cerclage de l'hélice, entraînement circonférentiel), et à dimensionner un démonstrateur à échelle réduite d'hydrolienne RIM-DRIVEN.

Figure 41. La technologie RIM-DRIVEN.



Source : IRENav, 2008.

Une autre thèse, financée par la Région Bretagne, porte sur la modélisation et la conception d'un hydrogénérateur instationnaire à axe transverse de type Darrieus, avec une originalité qui réside dans un angle de calage des pales variable au cours de la rotation qui permet une optimisation de la récupération de l'énergie des courants.

Deux grands domaines d'application sont envisagés :

- l'exploitation des courants de marée :
 - vitesse faible, de l'ordre du m/s ;
 - taille importante, de l'ordre de la dizaine de m ;
 - puissance importante, de l'ordre du MW ;
 - énergie régulière et prévisible ;
 - environnement difficile et maintenance complexe.

- la course au large : la classe IMOCA (monocoques de 60 pieds) pourrait interdire l'utilisation à bord des énergies fossiles, faisant de ce secteur un domaine possible d'application pour l'avenir :

- vitesse élevée, de l'ordre de 10 m/s ;
- taille faible, de l'ordre de la dizaine de cm ;
- puissance importante, de l'ordre du kW ;
- besoin d'un système escamotable à faible traînée lors de la mise en place.

Il reste aujourd'hui beaucoup de questions sur la recherche amont, notamment des questions liées aux écoulements, très instationnaires, au phénomène de décrochage, aux interactions entre pales.

5. Et chez nos voisins...

5.1. Des projets de parcs éoliens dans la Manche et l'Atlantique

La moitié nord de la France est la plus favorable à l'implantation de parcs éoliens en mer, et on compte 10 à 15 projets, plus ou moins avancés, de la Picardie à la Vendée.

Le projet le plus avancé est celui de Veulettes-sur-Mer, porté par la société Enertrag France. Ce projet est le seul à avoir été sélectionné lors de l'appel d'offres de février 2004 sur le développement de l'éolien en mer. Après une longue instruction administrative, les 21 éoliennes de 5 MW devraient être construites en 2009.

Tableau 3. Projets éoliens offshore de la Picardie à la Vendée.

Projet	Porteur	Nombre d'éoliennes	Puissance du parc (MW)
des Deux-Côtes (Picardie)	La Compagnie du Vent	141	705
Veulettes-sur-Mer	Enertrag	21	105
des Hautes-Falaises	WPD Offshore	60	300
Calvados	Maïa Eolis	50	250
Calvados	WPD Offshore	50	250
Ouest Cotentin	Eole Res	30	100
Baie de Saint-Brieuc	Powéo	30	150
Baie de Saint-Brieuc	Nass&Wind Offshore	40	200
Lorient	Nass&Wind Offshore	20	100
Le Pouliguen	EDF Energies nouvelles	12	72
des Deux Îles (Vendée)	WPD Offshore	120	600

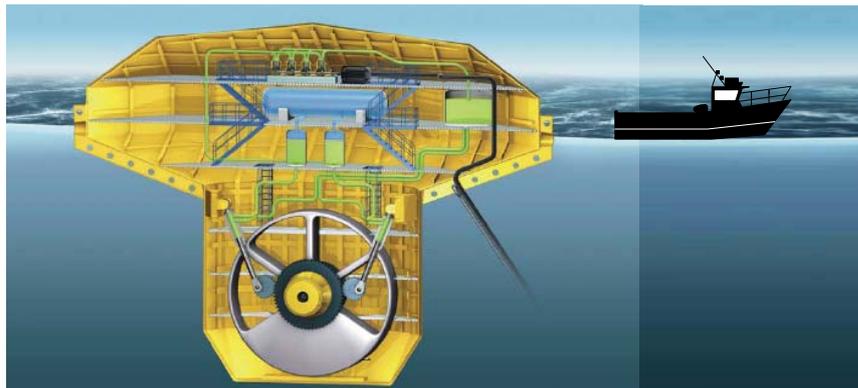
5.2. Le projet houlomoteur Searev à Nantes ⁴⁴

Le système électrique autonome de récupération de l'énergie des vagues (Searev) est un concept de flotteur développé par l'Ecole centrale de Nantes depuis 2003. Il s'agit d'une capsule flottante, non articulée, entièrement close, qui contient un système pendulaire (roue lestée de béton de 9 m de diamètre et de 400 tonnes) qui entre en oscillation avec le mouvement des vagues, active un système hydraulique qui active à son tour la génératrice électrique. L'électricité est ramenée à terre par un câble.

La capsule mesure 25 m de long, a un tirant d'eau de 15 m, et pèse 1 000 tonnes. Une unité développe une puissance de 500 kW. Susceptible de fonctionner 4 000 h sur l'année, elle pourrait alimenter 200 foyers sur une année. Un parc de 1 km² pourrait contenir 50 machines⁴⁵, développer 20 à 25 MW et fournir l'électricité pour 7 000 à 8 000 foyers.

Les machines pourraient être ancrées par 30 à 50 m de fond, à 10 km des côtes, et seraient donc totalement invisibles.

Figure 42. Le concept Searev, et un ligneur de 9 m à l'échelle.



Source : d'après l'Ecole centrale de Nantes.

Tous les composants du Searev existent déjà, ce sont des composants « low-tech » déjà connus. La capsule est étanche et tous les composants sont à l'abri à l'intérieur, conférant au système une grande robustesse. Le système s'accommode de la marée. La maintenance se fait par décrochage et remorquage de la capsule à terre. Le système d'ancrage est dérivé de l'offshore pétrolier, avec des bouées sous-marines intermédiaires. Il y a une interaction entre l'ancrage et l'oscillation.

Un prototype à l'échelle 1/12 du prototype Searev a été testé dans le bassin de l'Ecole centrale de Nantes (50x30x5m), pour différents états de mer, dont des vagues « centennales » de 30 m de creux déferlantes. Ce travail de recherche a

⁴⁴ Audition de M. Alain CLEMENT (Ecole centrale de Nantes) le 15 mai 2008.

⁴⁵ Ce qui correspond à un espacement entre les machines de 160 m environ.

utilisé des outils modernes d'optimisation de forme. Plus de 100 000 designs ont été testés sur 5 ans.

Un consortium d'industriels (Saipem s.a., Leroux&Lotz, Principia, Areva) a rejoint le projet depuis deux ans, pour une fabrication à l'échelle 1. Ce prototype à l'échelle devrait être mis à l'eau à la mi-2010.

5.3. Des projets de recherche sur les microalgues

Le laboratoire de physiologie et de biotechnologie des algues du centre Ifremer de Nantes est associé à sept partenaires français dans le projet Shamash, mentionné dans le chapitre 1. Ce projet a pour objectif de produire du biocarburant à partir de microalgues.

Pour le laboratoire de l'Ifremer, il s'agit tout d'abord de trouver, sans recours à des manipulations génétiques, une espèce de microalgue capable de se multiplier rapidement et de produire le plus de lipides possible. Ces lipides fournissent un excellent biocarburant sous forme d'huile. Le procédé exige de l'énergie, mais reste relativement simple puisqu'il suffit de concentrer les algues dans une centrifugeuse pour les presser et en extraire une huile. Il s'agit ensuite de réaliser les premières cultures pour les partenaires du projet⁴⁶.

Un autre projet, porté par le Laboratoire de recherche en génie des procédés environnement – agroalimentaire (CNRS/Université de Nantes) vise à construire d'ici 2011, à Saint-Nazaire, une plateforme pilote de production de microalgues à l'échelle industrielle, sur une surface d'au moins un hectare. L'objectif est de produire 40 à 50 tonnes de biomasse par hectare et par an à partir du gaz carbonique produit par les industries environnantes, mais aussi d'autres effluents comme les nitrates ou les phosphates issus du traitement des eaux usées. Cette biomasse sera ensuite transformée en divers produits, dont des biocarburants⁴⁷.

⁴⁶ Audition de M. Jean-Paul CADORET (Ifremer) le 13 mars 2008.

⁴⁷ Le Figaro, 7 janvier 2009. *Une plateforme expérimentale de culture d'algues en projet à Saint-Nazaire.*

Chapitre 3

Panorama des technologies et des développements

1.	L'exploitation de l'énergie éolienne offshore	84
2.	L'exploitation de l'énergie des courants	86
3.	L'exploitation de l'énergie des vagues	94
4.	Panorama des développements en Europe	100

Nous avons décrit, dans les deux chapitres précédents, les évolutions technologiques de l'exploitation des énergies marines, ainsi qu'un certain nombre de projets concernant très directement la Bretagne.

Afin de disposer d'un état des lieux le plus clair et le plus accessible possible, ce chapitre propose des tableaux récapitulatifs des différents concepts développés pour l'exploitation des énergies marines, avec, pour chaque source d'énergie :

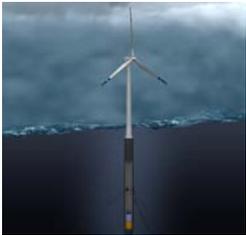
- le nom du projet, le porteur du projet et le pays d'origine ;
- une photo ou une vue d'artiste du concept ;
- le principe de fonctionnement et de récupération de l'énergie ;
- les dimensions principales ;
- la puissance unitaire et la puissance d'un parc ;
- la production estimée ;
- le stade de développement et le site de démonstration ou d'exploitation le cas échéant ;
- les atouts ;
- les faiblesses ;
- un lien internet pour en savoir plus.

Il existe, nous l'avons vu, un foisonnement de concepts. Ils ne sont pas tous repris ici : l'objectif est d'illustrer la diversité des concepts et non pas d'en tenir un inventaire exhaustif.

Nous avons vu, également, que les nombreux concepts développés à ce jour n'en sont pas tous au même stade de développement. De ce fait, les informations disponibles au sujet de chacun d'entre eux sont très disparates. Certaines spécifications techniques, comme les dimensions ou la production estimée, ne sont pas toujours communiquées par les porteurs de projets. Nous avons quand même souhaité faire figurer les projets dont les informations restent incomplètes, car ils sont une bonne indication de l'effervescence de la recherche sur les énergies marines.

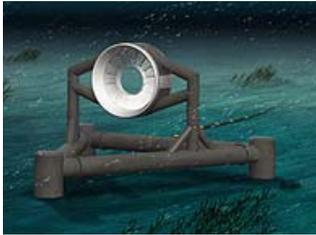
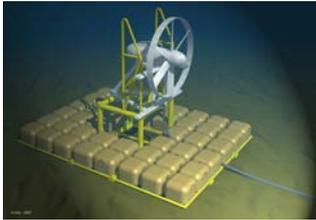
A la suite de ces tableaux techniques, trois cartes montrent le développement des énergies marines en Europe.

1. L'exploitation de l'énergie éolienne offshore

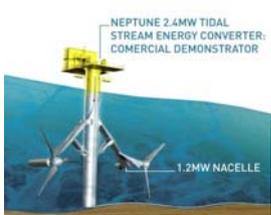
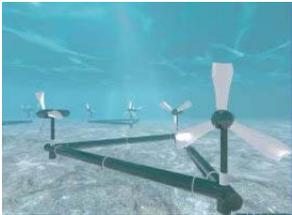
Projet Constructeur Pays	Eolien offshore (1/1)	Principe	Dimensions	Puissance unitaire / parc	Production estimée
EOLIEN CLASSIQUE (AVEC FONDATIONS)					
		Eolienne sur fondation gravitaire, monopieu, tripode, ou jacket	<ul style="list-style-type: none"> • 90-100 m pour le moyeu • Jusqu'à 126 m de diamètre pour le rotor 	<ul style="list-style-type: none"> • Jusqu'à 6 MW par éolienne • 60 à 160 MW par parc en moyenne • 8 MW/km² 	<ul style="list-style-type: none"> • 3000 à 4000 h pleine puissance • 15 à 20 GWh par éolienne
EOLIEN FLOTTANT					
Hywind StatoilHydro Norvège		Eolienne flottante sur flotteur de type spar acier/béton 3 ancrages	<ul style="list-style-type: none"> • 65 m pour le moyeu, 82 m de diamètre, 100 m de tirant d'eau • 5300 tonnes 	<ul style="list-style-type: none"> • 2,3 MW • 5 MW 	
Sway Sway Norvège		Eolienne flottante sous le vent, nacelle fixe		<ul style="list-style-type: none"> • 5 MW 	
Windsea Statkraft Norvège		Trois éoliennes sur plateforme flottante semi-submersible, dont une sous le vent		<ul style="list-style-type: none"> • 10 MW • 30 plateformes, soit 300 MW pour un parc type 	<ul style="list-style-type: none"> • 4000 h pleine puissance • 40 GWh par plateforme • 1200 GWh par parc
Diwet Blue H Pays-Bas Blue H France (Rennes)		Eolienne bipale sur plateforme flottante à lignes tendues	<ul style="list-style-type: none"> • 60 m pour le moyeu 	<ul style="list-style-type: none"> • 5 MW à terme • 100 machines, soit 350 MW pour un parc 	
Winflo Nass&Wind Offshore France (Lorient)		Eolienne sur plateforme flottante à ancrages caténaux	<ul style="list-style-type: none"> • 65 m pour le moyeu • 80 m de diamètre 	<ul style="list-style-type: none"> • 5 MW à terme 	

Stade de développement Site	Atouts	Faiblesses	Pour en savoir plus...
<ul style="list-style-type: none"> • Stade industriel • 1500 MW installés en Europe 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie mature, connue, déployable 	<ul style="list-style-type: none"> • Moyens nécessaires à l'installation lourds • Occupation quasi-exclusive du site • Impact visuel • Profondeur maximum 40 m 	
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype échelle réduite (3 m) testé en bassin • Prototype échelle 1 annoncé pour 2009 sur le site d'essais de Karmøy à 10 km au large de la Norvège 	<ul style="list-style-type: none"> • Eloignement possible des côtes • Stabilité • Conçu pour les grandes profondeurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Difficultés liées aux ancrages et au câblage • Maintien face au vent ? 	www.statoilhydro.com
<ul style="list-style-type: none"> • Recherche amont • Prototype échelle 1 annoncé pour 2010 sur le site d'essais de Karmøy à 10 km au large de la Norvège 	<ul style="list-style-type: none"> • Eloignement possible des côtes • Stabilité • Système sous le vent auto-directif 	<ul style="list-style-type: none"> • Difficultés liées aux ancrages et au câblage 	www.sway.no
<ul style="list-style-type: none"> • Recherche amont • Prototype échelle 1 annoncé pour 2011 	<ul style="list-style-type: none"> • Eloignement possible des côtes • Plateforme stable • Maintenance facilitée 	<ul style="list-style-type: none"> • Difficultés liées aux ancrages et au câblage 	www.windsea.no
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 80 kW testé en Italie, à 20 km des côtes • Prototype de 3,5 MW labellisé par le Pôle Mer Bretagne, annoncé à Lorient pour 2011 • Prototype de 5 MW labellisé par l'ETI (Royaume-Uni) 	<ul style="list-style-type: none"> • Eloignement possible des côtes • Plateforme très stable 	<ul style="list-style-type: none"> • Difficultés liées aux ancrages et au câblage 	www.bluehgroup.com www.pole-mer-bretagne.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 2,5 MW annoncé pour 2011 • Prototype échelle 1 annoncé pour 2013-2105 	<ul style="list-style-type: none"> • Eloignement possible des côtes • Construction légère • Remorquage possible pour installation et maintenance 	<ul style="list-style-type: none"> • Oscillation naturelle difficile à maîtriser 	www.pole-mer-bretagne.com

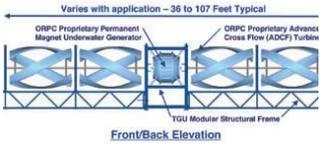
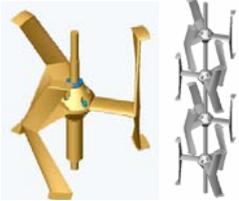
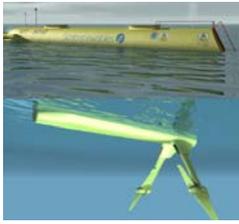
2. L'exploitation de l'énergie des courants

Projet Constructeur Pays	Energie des courants (1/4)	Principe	Dimensions	Puissance unitaire / parc	Production estimée
Seagen Marine Current Turbines Royaume-Uni		Double turbine bipale à axe horizontal	<ul style="list-style-type: none"> • Rotors de 16 m de diamètre, 20 m à terme. 	<ul style="list-style-type: none"> • 1,2 MW • 5 MW à terme 	
Open Center Turbine OpenHydro Royaume-Uni		Turbine à axe horizontal avec génératrice périphérique	<ul style="list-style-type: none"> • 6, 10 ou 16 m de diamètre • Jusqu'à 21 m de haut, 500 tonnes avec le support 	<ul style="list-style-type: none"> • 500 kW ou 1 MW 	
The Blue Concept Hammerfest Strom Norvège / Royaume-Uni		Turbine tripale à axe horizontal	<ul style="list-style-type: none"> • 20 m de diamètre 	<ul style="list-style-type: none"> • 300 kW • 1 MW à terme • Parcs de 5 à 20 MW 	
Rotech Tidal Turbine Lunar Energy Royaume-Uni		Turbine à effet Venturi	<ul style="list-style-type: none"> • 15 m de diamètre • 19 m de long 	<ul style="list-style-type: none"> • 1 MW • 100 à 500 unités par parc, soit 100 à 500 MW 	
Marénergie - Sabella HydroHelix Energies France (Quimper)		Turbine à axe horizontal	<ul style="list-style-type: none"> • 10 m de diamètre 	<ul style="list-style-type: none"> • 200 kW • 1 MW pour 5 unités assemblées 	
Hydro-Gen L'Aquafile France (Landéda)		Roue à aube flottante	<ul style="list-style-type: none"> • 2,3 x 4,5 m • 4 x 7 m 	<ul style="list-style-type: none"> • 10 kW • 20 kW ensuite • 1 MW à terme 	

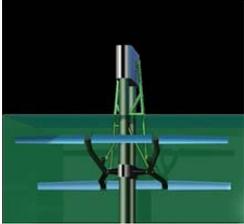
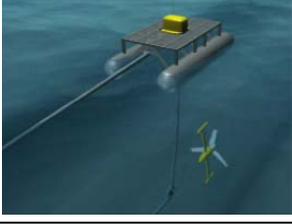
Stade de développement Site	Atouts	Faiblesses	Pour en savoir plus...
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype Seaflow à simple rotor de 300 kW installé à Bristol • Prototype à l'échelle 1 Seagen installé en mai 2008 à Stanford Lough • Projet de 10 MW en 2011-12 	<ul style="list-style-type: none"> • Maintenance aisée en surface par relèvement des rotors • Possibilité d'une structure totalement immergée 	<ul style="list-style-type: none"> • Visibilité • Obstacle à la navigation • Installation difficile 	www.marineturbines.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 6 m testé à l'EMEC en Ecosse, stade industriel annoncé pour 2009 • Technologie retenue par EDF sur le site de Paimpol – Bréhat (turbine de 16 m et 500 kW) 	<ul style="list-style-type: none"> • Entièrement immergée, invisible, autorise la navigation • Permet le passage de la faune marine • Installation rapide avec barge spécifique 	<ul style="list-style-type: none"> • Maintenance ? 	www.openhydro.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype à l'échelle réduite testé en Norvège depuis 2003 • Prototype à l'échelle 1 annoncé en Ecosse pour 2010 • Stade industriel : 3 parcs de 5 à 20 MW en Ecosse en 2011 	<ul style="list-style-type: none"> • Entièrement immergée, invisible, autorise la navigation • 4 ans de test en mer 	<ul style="list-style-type: none"> • Maintenance ? 	www.hammerfeststrom.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype à l'échelle 1/3 testé à l'EMEC en 2008 • Prototype à l'échelle 1 annoncé en Corée pour 2009 • Stade industriel : 8 MW en 2011 avec EON, 300 MW en Corée 	<ul style="list-style-type: none"> • Entièrement immergée, invisible, autorise la navigation • Système relevable pour la maintenance 		www.lunarenergy.co.uk
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 3 m de diamètre et 10 kW testé dans l'estuaire de l'Odet (D03) • Prototype à l'échelle 1 (D10) annoncé pour 2009, stade commercial en 2010. 	<ul style="list-style-type: none"> • Entièrement immergée, invisible, autorise la navigation • Simple et robuste • Système relevable pour la maintenance 		www.hydrohelix.fr www.pole-mer-bretagne.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype Hydro-Gen 10 testé en mer • Prototype Hydro-Gen 20 annoncé pour 2009 	<ul style="list-style-type: none"> • Simple • Bas coût 	<ul style="list-style-type: none"> • Obstacle à la navigation • Vulnérabilité en surface ? 	www.hydro-gen.fr

Projet Constructeur Pays	Energie des courants (2/4)	Principe	Dimensions	Puissance unitaire / parc	Production estimée
Free Flow System Verdant Power Etats-Unis		Turbine tripale à axe horizontal	<ul style="list-style-type: none"> • 5 à 11 m de diamètre 	<ul style="list-style-type: none"> • 35 kW à 1 MW 	
ReDAPT Tidal Generation Ltd Rolls Royce Royaume-Uni		Turbine tripale à axe horizontal	<ul style="list-style-type: none"> • 18 m de diamètre • 27 m de haut • 80 tonnes 	<ul style="list-style-type: none"> • 1 MW 	
Neptune Aquamarine Power Royaume-Uni		Double turbine tripale à axe horizontal		<ul style="list-style-type: none"> • 2,4 MW 	
Delta Stream Tidal Energy Ltd Royaume-Uni		Turbines à axe horizontal sur structure triangulaire stable	<ul style="list-style-type: none"> • Rotor de 15 m de diamètre • Base de 30 m de côté 	<ul style="list-style-type: none"> • 1,2 MW 	
Free Flow Power Free Flow Power Corp. Etats-Unis		Turbine à axe horizontal	<ul style="list-style-type: none"> • 1 et 2 m de diamètre 	<ul style="list-style-type: none"> • A partir de 10 kW 	
Solon Atlantis Resources Corporation Singapour		Turbine à effet Venturi		<ul style="list-style-type: none"> • 2 MW 	

Stade de développement Site	Atouts	Faiblesses	Pour en savoir plus...
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype testé dans l'East River, à New-York 		<ul style="list-style-type: none"> • Pales fragiles 	www.verdantpower.com
Projet labellisé en 2009 par l'ETI (Royaume-Uni) pour installer un prototype à l'EMEC	<ul style="list-style-type: none"> • Construction légère 		www.tidalgeneration.co.uk
<ul style="list-style-type: none"> • Recherche amont • Prototype testé à l'EMEC en 2010 	<ul style="list-style-type: none"> • Forte puissance unitaire 	<ul style="list-style-type: none"> • Structure monopieu émergée, visible, obstacle à la navigation 	www.aquamarinepower.com
<ul style="list-style-type: none"> • Concept 			www.tidalenergyltd.com
<ul style="list-style-type: none"> • Autorisation pour un test de 3 ans sur le Mississippi 	<ul style="list-style-type: none"> • Application fluviale ou marine • Implantation indépendante ou sur structures existantes • Modularité 		www.free-flow-power.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 500 kW testé en août 2008 • Stade industriel annoncé pour l'été 2009 			www.atlantisresourcescorporation.com

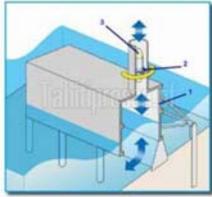
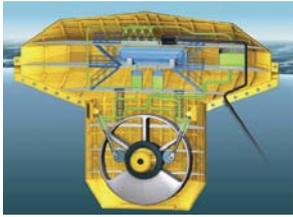
Projet Constructeur Pays	Energie des courants (3/4)	Principe	Dimensions	Puissance unitaire / parc	Production estimée
Clean Current Clean Current Power Systems Inc. Canada		Turbine à effet Venturi	<ul style="list-style-type: none"> • 20 m de diamètre pour 2,2 MW 	<ul style="list-style-type: none"> • 1 à 2,2 MW 	
OGen Ocean Renewable Power Company Etats-Unis		Turbine à axe horizontal ou vertical	<ul style="list-style-type: none"> • 10 à 32 m de long • 2 à 5 m de diamètre 	<ul style="list-style-type: none"> • A partir de 250 kW 	
Harvest LEGI France (Grenoble)		Turbine à axe vertical	<ul style="list-style-type: none"> • Hypothèse : tour de 8 m de diamètre pour 12 m de haut 	<ul style="list-style-type: none"> • Hypothèse : 300 kW 	
Scotrenearable Tidal Turbine Scotrenearables Ecosse		Double turbine à axe horizontal sur flotteur	<ul style="list-style-type: none"> • 32 m de long • 12 m de diamètre pour chaque rotor 	<ul style="list-style-type: none"> • 1,2 MW 	
Tidal Stream Tidal Stream Royaume-Uni		Turbines à axe horizontal sur structure semi-immersée	<ul style="list-style-type: none"> • Rotors de 20 m de diamètre 	<ul style="list-style-type: none"> • 2 à 6 rotors par unité • Jusqu'à 10 MW par unité 	
Tidevanns Kraft Statkraft Norvège		Turbines à axe horizontal sur structure flottante		<ul style="list-style-type: none"> • 1 MW 	

Stade de développement Site	Atouts	Faiblesses	Pour en savoir plus...
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 65 kW testé en 2006 • Prototype de 2,2 MW testé en 2008 en baie de Fundy 			www.cleancurrent.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype testé dans le Maine • Prototype à l'échelle 1 en 2009-2010 • Stade industriel : parc de 10 MW en 2011-2012 	<ul style="list-style-type: none"> • Conception modulaire • Système immergé 		www.oceanrenewablepower.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype testé en bassin en 2007, en canal en 2008 • Site de démonstration en milieu fluvial en 2009, en milieu marin en 2010 	<ul style="list-style-type: none"> • Conception modulaire • Application fluviale ou marine • Système immergé, invisible, autorisant la navigation 		
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype à l'échelle 1/7 testé en mer • Prototype à l'échelle 1 en cours d'élaboration 	<ul style="list-style-type: none"> • Transport et maintenance faciles 	<ul style="list-style-type: none"> • Obstacle à la navigation 	www.scotrenewables.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype 1/20 testé en bassins 	<ul style="list-style-type: none"> • Installation et maintenance facilitées par remorquage • Maintenance améliorée par le relèvement des turbines 	<ul style="list-style-type: none"> • Obstacle à la navigation 	www.tidalstream.co.uk
<ul style="list-style-type: none"> • Concept 		<ul style="list-style-type: none"> • Obstacle à la navigation 	www.statkraft.com

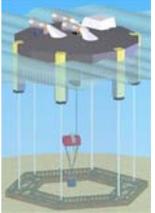
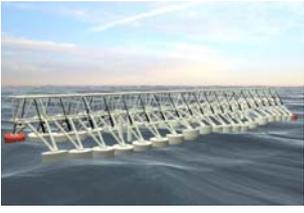
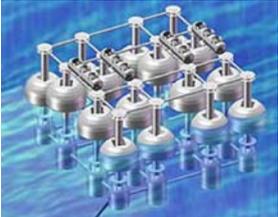
Projet Constructeur Pays	Energie des courants (4/4)	Principe	Dimensions	Puissance unitaire / parc	Production estimée
Nereus Atlantis Resources Corporation Singapour		Courroie multi-pales	• 16 m x 3 m pour le prototype de 150 kW	• 150 à 400 kW	
Pulse Generator Pulse Tidal Royaume-Uni		Système à hydrofoils			
Stingray Engineering Business Ltd Royaume-Uni		Système à hydrofoils		• 150 kW • 500 kW	
BioStream BioPower Systems Australie		Système à hydrofoil		• 250 kW • 500 kW • 1 MW	
Dania Beach Florida Atlantic University Etats-Unis		Turbine tripale à axe horizontal	• 3 m de diamètre • 10 m de profondeur mais ancrage 300 m de fond	• 20 kW	
Vivace Université du Michigan Etats-Unis		Système oscillant		• Modulaire	

Stade de développement Site	Atouts	Faiblesses	Pour en savoir plus...
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 150 kW testé en mai 2008 en Australie • Prototype de 400 kW testé en juillet 2008 		<ul style="list-style-type: none"> • Fragilité ? 	www.atlantisresourcescorporation.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 100 kW testé en 2008 au Royaume-Uni 	<ul style="list-style-type: none"> • Système adapté aux eaux peu profondes, la puissance dépendant de la longueur de la machine et non de sa hauteur 		www.pulsegeneration.co.uk
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 150 kW testé en 2002 et 2003 			www.engb.com
<ul style="list-style-type: none"> • Concept 			www.biopowersystems.com
<ul style="list-style-type: none"> • Recherche amont • Prototype de 20 kW testé en mer en 2009 	<ul style="list-style-type: none"> • Un des rares systèmes à exploiter un courant océanique 	<ul style="list-style-type: none"> • Hydrolienne flottante entre deux eaux 	http://coet.fau.edu
<ul style="list-style-type: none"> • Concept 	<ul style="list-style-type: none"> • Un des rares systèmes à exploiter un courant océanique • Exploite les courants lents 		www.vortexhydroenergy.com

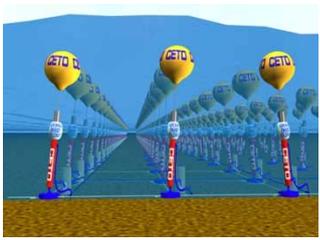
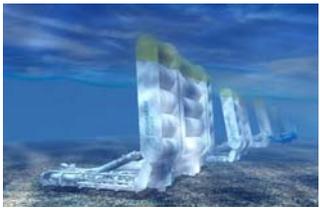
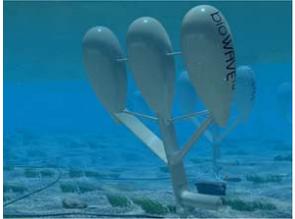
3. L'exploitation de l'énergie des vagues

Projet Constructeur Pays	Energie des vagues (1/3)	Principe	Dimensions	Puissance unitaire / parc	Production estimée
Pico Projet repris par le Wave Energy Center Portugal		Installation à la côte utilisant le principe de la colonne d'eau oscillante		• 400 kW	
Limpet Wavegen Islay, Ecosse		Installation à la côte utilisant le principe de la colonne d'eau oscillante	• 20 m de large	• 500 kW	
Papara Ito Are Polynésie française		Installation fixe utilisant le principe de la colonne d'eau oscillante	• 30 m de long • 15 m de haut	• 500 kW	• Production de mars à novembre • 2 GWh/an
Pelamis Ocean Power Delivery Ltd Royaume-Uni		Flotteur de type atténuateur	• 140 m de long • 3,5 m de diamètre • 350 tonnes	• 750 kW • Parc type de 40 machines, soit 30 MW • 25 MW/km ²	• 3600h pleine puissance • 2,7 GWh par machine, 100 GWh par parc
Searev Ecole centrale de Nantes France		Flotteur de type absorbeur	• 25 m de long, 15 m de tirant d'eau • 1000 tonnes	• 500 kW • Parc type de 50 machines, soit 25 mW • 25 MW/km ²	• 4000h pleine puissance • 2 GWh par machine, 100 GWh par parc
Power Buoy Ocean Power Technologies (USA) et Iberdrola (Espagne)		Flotteur de type absorbeur	• 35 m de haut • 7 m de diamètre • 60 tonnes	• 40 ou 150 kW • Parc de 1,4 MW	• 3 GWh pour un parc de 1,4 MW

Stade de développement Site	Atouts	Faiblesses	Pour en savoir plus...
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 400 kW construit aux Açores en 1998, expérimenté entre 2003 et 2006 	<ul style="list-style-type: none"> • Site de démonstration 	<ul style="list-style-type: none"> • Installation à la côte, gêne spatiale, visuelle et sonore • Ressource atténuée • Production limitée • Problèmes de vibrations 	www.pico-owc.net
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 500 kW construit en 2000 sur l'île d'Islay, en Ecosse 		<ul style="list-style-type: none"> • Installation à la côte, gêne spatiale, visuelle et sonore • Ressource atténuée • Production limitée • Sensibilité au marnage 	www.wavegen.co.uk
<ul style="list-style-type: none"> • Construction annoncée pour 2009 et 2010 	<ul style="list-style-type: none"> • Intérêt pour les îles de Polynésie française 	<ul style="list-style-type: none"> • Installation à la côte, gêne spatiale, visuelle et sonore • Production limitée 	
<ul style="list-style-type: none"> • Stade industriel : premier parc houlomoteur au monde au Portugal, 3 machines pour une puissance de 2,25 MW. • Projet de 4 machines aux îles Orcade (Ecosse). 	<ul style="list-style-type: none"> • Bonne survivabilité aux états de mer • Fiabilité • Eloignement de la côte, faible impact visuel 	<ul style="list-style-type: none"> • Flotteur semi-immergé, obstacle à la navigation et aux activités maritimes • Ancrage dynamique compliqué 	www.pelamiswave.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype 1/12 testé dans le bassin de l'Ecole centrale de Nantes • Prototype à l'échelle 1 prévu pour 2010, sur le site d'essais en mer Semrev (Le Croisic). 	<ul style="list-style-type: none"> • Capsule étanche, bonne survivabilité • Maintenance par décrochage et remorquage • Eloignement de la côte, faible impact visuel 	<ul style="list-style-type: none"> • Flotteur semi-immergé, obstacle à la navigation et aux activités maritimes • Ancrage dynamique compliqué 	
<ul style="list-style-type: none"> • Tests en mer de 2004 à 2007 • Parc de 10 machines avec Iberdrola en Cantabrie (Espagne) (octobre 2008) • Contrat avec US Navy (2008) • Contrat avec Ministère US de l'énergie (2009) 		<ul style="list-style-type: none"> • Obstacle à la navigation et aux activités maritimes 	www.oceanpowertechnologies.com www.iberdrola.es

Projet Constructeur Pays	Energie des vagues (2/3)	Principe	Dimensions	Puissance unitaire / parc	Production estimée
AquaBuoy Finareva Renewables Canada		Floteur de type absorbeur	21 m de haut 3 m de diamètre	1 à 2 MW à terme	
Wave Dragon Danemark		Déferlement	• 220 x 390 x 19 m pour le 11 MW • 14 000 m3	• 4, 7 ou 11 MW	• 35 GWh pour 11 MW
OceanLinx OceanLinx Australie		Colonne d'eau oscillante	• Base de 20 m x 30 m • 4,5 à 7,6 m de hauteur	• 1,5 MW	
Orecon Royaume-Uni		Colonne d'eau oscillante			
Wave Star Wave Star Energy Danemark		Absorbeur multi-flotteurs sur structure fixe	• 240 m de long, 20 m de haut, 40 flotteurs de 10 m de diamètre	• 6 MW	• 1,2 à 4 GWh
Hidroflot Hidroflot Espagne		Absorbeur multi-flotteurs	• 44 x 44 x 24 m	• 6 MW	

Stade de développement Site	Atouts	Faiblesses	Pour en savoir plus...
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 2 MW testé en mer en 2007 au large de l'Oregon 		<ul style="list-style-type: none"> • Le projet connaît des difficultés liées au poids de la machine et au risque accru de corrosion • Obstacle à la navigation 	www.finareva.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 4 MW testé au Danemark depuis 2003 • Démonstrateur pré-commercial annoncé pour 2009 au Pays de Galles 		<ul style="list-style-type: none"> • Obstacle à la navigation 	www.wavedragon.net
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype 450 kW testé en mer • Contrats en Australie (27 MW), en Cornouailles (5 MW), aux Etats-Unis et en Namibie (1,5 MW, objectif 15 MW) 		<ul style="list-style-type: none"> • Obstacle à la navigation 	www.oceanlinx.com
<ul style="list-style-type: none"> • Recherche amont • Prototype en mer prévu pour 2010 	<ul style="list-style-type: none"> • Grande capacité de production au regard des autres technologies 	<ul style="list-style-type: none"> • Obstacle à la navigation 	www.orecon.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype 1/10 (5 kW) testé en mer au Danemark depuis avril 2006, prototype 1/2 (500 kW) pour début 2009, installé sur le site Horns Rev au Danemark • Stade commercial en 2010 	<ul style="list-style-type: none"> • - Survivabilité et maintenance améliorées par le relèvement des flotteurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Limité aux faibles profondeurs • Impact visuel • Obstacle à la navigation 	www.wavestarenergy.com
<ul style="list-style-type: none"> • Concept 		<ul style="list-style-type: none"> • Obstacle à la navigation 	www.hidroflot.com

Projet Constructeur Pays	Energie des vagues (3/3)	Principe	Dimensions	Puissance unitaire / parc	Production estimée
Ceto Carnegie Australie		Système immergé de type oscillateur			
Archimede Waveswing AWS ocean energy Ecosse		Système immergé de type pompe	<ul style="list-style-type: none"> • 23 m de haut • 220 tonnes 	<ul style="list-style-type: none"> • 2 MW à terme 	
Oyster Aquamarine Power Royaume-Uni		Système immergé de type oscillateur	<ul style="list-style-type: none"> • 18 m de large, 12 m de haut 	<ul style="list-style-type: none"> • 300 à 600 kW • Parcs de plusieurs MW 	
WaveRoller AW-Energy Finlande		Système immergé de type oscillateur	<ul style="list-style-type: none"> • 6 x 4,5 x 3,5 m • 20 tonnes 	<ul style="list-style-type: none"> • 10 à 15 kW par unité 	
BioWave BioPower systems Australie		Système immergé de type oscillateur	<ul style="list-style-type: none"> • 25 m 	<ul style="list-style-type: none"> • 250 kW 	
Anaconda Checkmate Seaenergy Royaume-Uni		Flotteur de type atténuateur, utilise la propagation des ondes	<ul style="list-style-type: none"> • 200 m de long • 7 m de diamètre • 110 tonnes 	<ul style="list-style-type: none"> • 1 MW 	

Stade de développement Site	Atouts	Faiblesses	Pour en savoir plus...
<ul style="list-style-type: none"> • Prototypes Ceto 1 (2006) et Ceto 2 (2008) testés en mer en Australie • Projet d'EDF à l'Île Maurice : 5 parcs de 40 MW • Déploiement industriel annoncé pour 2009-2011. 	<ul style="list-style-type: none"> • Système totalement immergé, invisible • Production d'électricité ou d'eau douce à partir d'eau de mer sous pression 	<ul style="list-style-type: none"> • Ressource atténuée sous la surface • Obstacle à la navigation 	www.ceto.com.au
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype à l'échelle 1 testé au large du Portugal en 2004 • Prototype pré-industriel de 250 kW en cours 	<ul style="list-style-type: none"> • Système totalement immergé, invisible • Bonne survivabilité 		www.awsocean.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototypes à l'échelle 1/20 et 1/40 testés en bassins (2006) • Prototype à l'échelle 1 pour test à l'EMEC en 2009 • Stade pré-industriel en 2011 et stade industriel en 2014. 	<ul style="list-style-type: none"> • Survivabilité • Possibilité de couplage avec désalinisation 	<ul style="list-style-type: none"> • Installation à proximité de la côte, à faible profondeur • Obstacle à la navigation 	www.aquamarinepower.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype à l'échelle 1/3 testé à l'EMEC en 2005 • Démonstrateur à l'échelle 1 installé à Peniche (Portugal) en 2007 • Parc de 1 MW annoncé à Peniche 			www.aw-energy.com
<ul style="list-style-type: none"> • Prototype de 250 kW testé au large de la Tasmanie en 2009 			www.biopowersystems.com
<ul style="list-style-type: none"> • Recherche amont • Prototype de 8 m de long et 25 cm de diamètre en cours de développement 	<ul style="list-style-type: none"> • Conception innovante par l'utilisation de caoutchouc et d'eau, réduisant considérablement le poids de la machine 	<ul style="list-style-type: none"> • Flotteur semi-immersé, obstacle à la navigation et aux activités maritimes 	www.checkmateuk.com/seaenergy/

4. Panorama des développements en Europe

Les cartes qui suivent montrent l'état des développements en Europe en juin 2008 pour l'exploitation de l'énergie éolienne offshore, de l'énergie des courants et de l'énergie des vagues.

Ces cartes sont reproduites avec l'aimable autorisation de La Tene Maps.

Figure 43. Légende des cartes de La Tene Maps.

	Wind Operational		Ireland Offshore Wind Operational Site/Lease		EU Country
	Wind Under Construction		Ireland Offshore Wind Exploration Licence		Non EU Country
	Wind Planned (Fully Consented including Cable Consents)		Ireland Offshore Wind Lease Application		EU Sea
	Tidal		Sweden Offshore Wind Area open for Wind Farms		Sea
	Tidal Test Site		UK Round 1 Offshore Wind Exploration Lease		Border
	Wave		UK Round 2 Offshore Wind Exploration Lease		Boundary in Water
	Wave Test Site		Germany / Denmark Operational Wind Area		Interconnector Cables
	Tidal / Wave Planned		Germany Offshore Wind Approved/Fully Consented		Planned Interconnectors
	Planned Tidal / Wave Test Site		Germany Offshore Wind Approved		12 mile line
	Oceanographic Data Bouy		Germany /Netherlands/Belgium Offshore Wind Not Approved Yet		DTI Exclusion Zone & Belgian Windpark Area
	Norway Offshore Licence App, Notice				Ocean Energy Research Institute or Facility

Figure 44. Panorama des développements : Royaume-Uni et Irlande.



Reproduced from the map - European Marine Renewables - Wind Wave and Tidal Stream, 3rd edition June 2008. Courtesy of La Tene Maps www.latene.com

Figure 46. Panorama des développements: France, Espagne et Portugal.



Reproduced from the map - European Marine Renewables - Wind Wave and Tidal Stream, 3rd edition June 2008. Courtesy of La Tene Maps www.latene.com