



**Ministère de l'écologie,
du développement durable
et de l'énergie**

Conseil général de l'environnement
et du développement durable

N° 2013 / 008693-01 / CGEDD

**Ministère de l'économie et des finances
Ministère du redressement productif**

Conseil général de l'économie, de
l'industrie, de l'énergie et des technologies

N°2012 / 31 / CGEIET / SG

Rapport

de la mission d'étude sur

les énergies marines renouvelables

à

Monsieur le ministre du redressement productif
Madame la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie
Monsieur le ministre délégué auprès de la ministre de l'écologie, du développement durable et de
l'énergie, chargé des transports, de la mer et de la pêche

Henri
BOYE
CGEDD

Emmanuel
CAQUOT
CGEIET

Pascal
CLEMENT
CGEIET

Loïc
de LA COCHETIERE
CGEIET

Jean-Michel
NATAF
CGEDD

Philippe
SERGENT
CETMEF

Mars 2013

SYNTHESE

Dans le cadre de la feuille de route pour la transition énergétique, adoptée par le gouvernement lors de la Conférence environnementale en septembre 2012, il a été demandé au CGEDD et au CGIET d'étudier les perspectives de développement des énergies marines renouvelables (EMR) les plus matures (hors l'éolien offshore posé qui a déjà fait l'objet d'appels d'offres spécifiques lancés en 2012 et prévus en 2013) et des filières industrielles correspondantes : énergie hydrolienne, éolien offshore flottant, énergie houlomotrice et marémotrice, énergie thermique des mers, climatisation par eau de mer (SWAC) et énergie osmotique. Il existe en effet un fort potentiel dans les espaces maritimes sous souveraineté française (11 millions de km² en métropole et outre-mer, soit le deuxième espace maritime au monde) et la France dispose par ailleurs d'acteurs scientifiques et industriels de premier rang dans le domaine énergétique et maritime.

Le présent rapport dresse un inventaire des technologies, puis examine successivement l'organisation en France de la recherche-développement sur les EMR, les enjeux industriels et économiques associés à l'essor d'une nouvelle filière de production d'énergie, les précautions à prendre pour préserver l'environnement marin et le cadre juridique applicable. Il propose également un échéancier et un plan d'action adaptés à la mise en valeur du potentiel énergétique marin français, ainsi que le développement d'une filière industrielle nationale.

Il ressort des auditions et études conduites par la mission que **l'énergie hydrolienne** est proche d'un développement industriel, ce qui justifie le lancement rapide et bien préparé d'un appel à projets pour l'installation de fermes-pilotes expérimentales dans les zones côtières les plus propices (raz Blanchard, raz Barfleur en Basse Normandie, passage du Fromveur en Bretagne). De même **l'éolien offshore flottant** fait l'objet d'ores et déjà de technologies prometteuses pour les eaux côtières profondes (au-delà de 40 m) en cours de test (Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur), justifiant l'installation de fermes expérimentales d'ici 2 ans. **L'énergie houlomotrice** est en développement avec une floraison de technologies concurrentes. Pour les zones tropicales, il apparaît que **l'énergie thermique des mers**, plus particulièrement son application **SWAC** pour la climatisation, entre dans une phase d'expérimentation et de lancement de premières réalisations opérationnelles, justifiant un soutien public. En revanche, l'énergie osmotique n'est pas encore mature et nécessite une nouvelle phase de R et D. Enfin, **l'énergie marémotrice**, malgré un fort potentiel énergétique, se heurte à des difficultés d'intégration dans l'environnement (fermeture d'estuaires) ne permettant pas de projets réalistes en France. Les EMR sont bien adaptées aux **régions d'outre-mer** et aux zones non interconnectées pour y promouvoir l'autonomie énergétique. Les projets connus ont été recensés par la mission.

La mission a réalisé une revue internationale aussi complète que possible, confirmant à l'échelle mondiale l'importance du potentiel économique et industriel des EMR, et précisant les modalités financières et juridiques des soutiens publics apportés à cette nouvelle filière. Ces comparaisons internationales montrent qu'une forte concurrence se développe actuellement entre toutes les technologies étudiées, avec des coopérations industrielles et des financements considérables de fermes pré-commerciales (notamment hydroliennes) qui seront déployées à court terme. Cette concurrence se traduira inévitablement dans les toutes prochaines années par l'émergence et la sélection des technologies les plus efficaces techniquement (du point de vue de la robustesse et de la fiabilité) et économiquement (pour parvenir à un coût de production de l'électricité acceptable).

Les contacts et échanges avec les **collectivités locales** (notamment les régions disposant d'une façade maritime) et avec les associations de protection de l'environnement témoignent dans l'ensemble d'une bonne acceptabilité sociale des EMR, apparaissant comme une diversification et une décarbonisation du mix énergétique national et régional, de nature à créer localement de nouveaux emplois industriels. La concertation avec les autres usagers de la mer est largement engagée et ne pose pas de difficultés particulières pour les phases d'expérimentation, sous réserve de la résolution des conflits d'usage et de garanties concernant la préservation des espaces et animaux marins. L'exploitation commerciale de ces EMR suppose néanmoins un approfondissement de la concertation et une **planification des espaces maritimes** disponibles (zonages respectant les divers usages de la mer), animée et coordonnée par l'État dans un cadre devenu européen, afin de garantir la préservation des richesses environnementales côtières (biodiversité, littoral et milieu marin) et de proposer les mesures compensatoires éventuellement nécessaires. Cette planification est également nécessaire pour maximiser l'exploitation du potentiel énergétique disponible et pour optimiser les raccordements au réseau terrestre de transport d'électricité.

Le **cadre juridique** applicable actuellement en France a également été étudié (domanialité, réglementations environnementales et énergétiques); la mission a constaté que les projets EMR sont soumis à un ensemble complexe de règles juridiques, source probable de retards sinon de contentieux. Ce cadre législatif et réglementaire mériterait donc d'être simplifié, tout en conservant un niveau élevé de protection de l'environnement. La mission propose de regrouper, et de paralléliser, les différentes procédures applicables au sein d'un cadre réglementaire adapté et renouvelé, et d'organiser un «guichet unique» pour les porteurs de projets

Plusieurs **groupes industriels français**, et de nombreuses PME spécialisées indépendantes ou sous-traitantes, sont en mesure techniquement et économiquement de prendre position dans cette filière des EMR et de conquérir progressivement des parts de ce marché international concurrentiel. Ces acteurs attendent que l'État affiche sa **stratégie** afin de préparer leur calendrier de développement et de sécuriser le financement des projets de déploiement des EMR. Il convient aussi de **renforcer l'organisation et la structuration de la filière industrielle française**, en favorisant les recherches collaboratives et la mutualisation des études technico-économiques, avec la participation active de France Énergies Marines et de l'IFREMER. Il apparaît en effet nécessaire de mieux organiser la coopération entre les acteurs français du secteur EMR, et de fédérer les efforts de tous afin de constituer une filière particulièrement compétitive à l'échelle européenne et internationale. Enfin, compte tenu de la dimension internationale des marchés des technologies EMR, des **coopérations** techniques avec d'autres pays européens maritimes seront utiles pour accélérer la démonstration et l'expérimentation de ces nouvelles technologies EMR.

Afin de parvenir aux objectifs nationaux de diversification des énergies renouvelables, la mission propose un **plan d'action et un échéancier prévisionnel** adaptés à la maturité des différentes technologies, s'appuyant sur les appels à manifestation d'intérêt de l'ADEME assortis d'un tarif d'achat adapté, sur les appels d'offres de la CRE et sur une anticipation indispensable des besoins d'extension du réseau électrique RTE. Les diverses modalités du soutien public à l'essor des EMR sont analysées dans ce rapport.

L'ensemble complet des **recommandations** faites par la mission figure en tête du présent rapport.

Recommandations

RECOMMANDATIONS GENERALES:

R&D ET ESSAIS

- **Faciliter pour les acteurs l'accès aux bassins d'essais des laboratoires et accélérer la mise en fonctionnement des sites d'essai en mer; Favoriser l'utilisation des bassins et sites d'essais français par les industriels français**
- Valoriser les enseignements des démonstrateurs dans les fermes pilotes
- Développer la collaboration internationale: par exemple avec l'Écosse sur la R&D, sur les impacts environnementaux, etc. (suite à la visite de la mission énergies marines en Écosse et à l'EMEC, un projet d'accord de coopération avec le gouvernement d'Écosse est en préparation)
- Poursuivre les travaux de R&D en les faisant passer au stade industriel (innovation)
- Assurer une veille active sur les concepts innovants : hydroliennes flottantes et plateformes hybrides associant plusieurs technologies,
- Mieux coordonner la R&D des EMR, et créer un comité des financeurs des EMR (qui serait lié au **Comité national d'orientation des énergies marines** évoqué ci-dessous)

SOUTENIR LA CREATION DE LA FILIERE INDUSTRIELLE DES EMR ET PROMOUVOIR LA COOPERATION ENTRE LES ACTEURS FRANÇAIS

- **Affirmer l'importance stratégique des EMR pour la France: afficher le potentiel de l'hydrolien en premier lieu (posé et flottant), de l'éolien flottant ensuite, du houlomoteur**
- **Afficher le potentiel en DOM-COM (zones non interconnectées), de l'ETM et du SWAC dans des conditions locales compétitives hors subvention**
- Mutualiser les études (notamment de gisements), les systèmes de raccordement, de pose, de surveillance, d'exploitation maintenance
- Promouvoir sur le terrain les projets coopératifs (exemple: WIN)
- **Créer un Comité national d'orientation des énergies marines (instance de concertation et d'orientation intégrant les acteurs EMR et comprenant l'État, l'Ademe, le CGI, RTE, le SER, les grands acteurs industriels français), afin d'assurer la cohérence et la pérennité de la stratégie nationale et du calendrier en matière de déploiement des EMR.**
- Mettre en place une concertation entre les ports français, en leur donnant une visibilité du développement des énergies marines en France, pour programmer leur adaptation par filière, et éviter une trop forte concurrence et des aménagements inutiles. Un schéma de répartition des activités EMR des ports français pourrait être: hydrolien à Cherbourg et Brest, hydrolien fluvial à Bordeaux, éolien flottant à Marseille, Brest et Saint-Nazaire, houlomoteur à Brest, Saint-Nazaire, Bordeaux, éolien posé à Cherbourg, le Havre et Saint-Nazaire.

RECOMMANDATIONS SUR LES MODALITES D'ACCOMPAGNEMENT ET DE SUPPORT:

- **Préparer l'AMI de l'ADEME avec un tarif d'achat spécifique pour les fermes pilotes hydroliennes avec publication au 3^e trimestre 2013**
- **Préparer en parallèle le cahier des charges d'un appel d'offres CRE**
- Préparer en fonction des résultats les appels similaires pour les autres technologies
- Préparer dès maintenant et annoncer les AO pour les fermes commerciales
- Prévoir dans les AO des clauses pour la réduction progressive des coûts
- Prévoir un suivi environnemental précis des installations EMR

BRIQUES TECHNOLOGIQUES

- **Soutenir les briques technologiques avec les outils de financement de la R&D**
- **Lancer un « appel » en 2013 sur les briques technologiques (toutes EMR, y compris techniques/navires de pose)**

DEMONSTRATEURS

- **Encourager les tests des démonstrateurs sur les sites d'essais de France Energies Marines**
- Lancer un « appel » en 2013 pour les démonstrateurs houlomoteurs et hydroliens flottants
- Etudier la possibilité d'appels ultérieurs pour des démonstrateurs, en fonction des progrès technologiques

FERMES PILOTES

- **Lancer pour les fermes pilotes trois appels successifs dédiés à chaque technologie: hydrolien, éolien flottant, houlomoteur**
- **Réaliser d'abord des fermes pilotes hydroliennes (au minimum trois fermes de cinq machines) et donc lancer un « appel » pour de telles fermes sur les trois sites : raz Blanchard, raz Barfleur et Fromveur**
- Réserver le 1^e « appel » en 2013 pour des fermes pilotes à l'hydrolien (posé et flottant)
- Réserver le 2nd appel en 2014-2015 pour des fermes pilotes à l'éolien flottant
- Réserver le 3^e appel en 2015 -2016 pour des fermes pilotes au houlomoteur suivant les retours d'expérience des démonstrateurs

RACCORDEMENT

- Anticiper et faciliter les raccordements électriques grâce à la planification des phases fermes pilotes et fermes commerciales
- Favoriser l'atterrage des câbles de transport de l'énergie (amélioration de la proposition de loi Brottes sur ce point)
- Anticiper l'évacuation par le réseau de transport à terre de l'énergie produite (à mener avec RTE sans attendre pour l'hydrolien du Raz Blanchard)
- Raccourcir les délais administratifs de raccordement, composante majeure du délai total (possibilité de prise d'avantage compétitif face aux britanniques, leaders en hydrolien, qui ont annoncé récemment un retard de deux ans résultant d'un réseau électrique insuffisant) d'où des **adaptations réglementaires** (et aussi des simplifications administratives)

PLANIFICATION

- Concevoir et mettre en œuvre une planification spatiale intégrant une étude approfondie de la ressource et des impacts intégrant les effets cumulatifs sur l'environnement
- Éviter le mitage et gérer les conflits d'usage (zonage)
- Coordonner les aménagements portuaires liés aux développements des EMR

SIMPLIFICATION ET EFFICACITE ADMINISTRATIVE

- **Créer dans le Code de l'Energie un chapitre spécifique pour les EMR regroupant les diverses procédures existantes: domanialité, production électrique, environnement, raccordement, urbanisme**
- **Mettre en place pour les développeurs un « guichet unique »:** interlocuteur unique pour accueillir et suivre les porteurs de projets, les procédures et les autorisations, avec parallélisation et simplification des procédures
- Étoffer les compétences et les ressources des services instructeurs de l'Etat sur les aspects juridiques et de marché

CALENDRIER RECOMMANDÉ PAR LA MISSION

Le calendrier proposé par la mission EMR se présente comme suit :

	Essais et démonstrateurs	Fermes pilotes, développement	Fermes pilotes, déploiement	Fermes ou installations industrielles 100-300 MW	Fermes ou installations industrielles > 300 MW
Hydrolien	2011-2013	2011-2013 Appel d'offres en 2013	2014-2016 voire 2014-2015	2017-2018, voire déploiement à partir de 2016	2020
Éolien flottant	2013-2014	2012-2014 Appel d'offres en 2014-2015	2015-2016 voire 2016-2017	2018-2019 voire 2018-2020 pour le démarrage, 2021-2025 pour le déploiement	2020
Houlomoteur	2014-2016	2015-2017 Appel d'offres en 2015-2016	2016-2018	2020	2022
ETM	2014-2016	Sans objet	Sans objet	2020 (3 x 20MW)	2025
SWAC	2014	Sans objet	Sans objet	2015-2017 (100MWf)	2020

Table des matières

1 -LES TECHNOLOGIES MARINES : QUELQUES DEFINITIONS.....	9
2 -LA DIVERSITÉ DES ÉNERGIES MARINES, TECHNOLOGIES ET USAGES.....	11
2.1 -L'Énergie marémotrice.....	11
2.2 -L'Énergie Eolienne Offshore, posée et flottante.....	13
2.3 -L'Énergie Hydrolienne.....	18
2.4 -L'Énergie des vagues et de la houle.....	26
2.5 -L'Énergie thermique des mers.....	28
2.6 -Le SWAC.....	31
2.7 -L'Énergie osmotique.....	35
2.8 -Défis technologiques et industriels	36
3 -COOPERATION et RECHERCHE-DEVELOPPEMENT.....	38
3.1 -La recherche privée.....	40
3.2 -La recherche publique.....	40
3.3 -Les financeurs nationaux.....	42
3.4 -L'Europe et l'international.....	42
3.5 -Pour un partenariat public – privé sur l'ensemble des études.....	42
4 -LES PRINCIPAUX ENJEUX INDUSTRIELS ET ECONOMIQUES.....	45
4.1 -Les fermes-pilotes.....	46
4.2 -le cas particulier de l'hydrolien dans le raz blanchard.....	46
4.3 -Les autres sites hydroliens.....	50
4.4 -Les autres filières EMR.....	51
4.5 -Le plan de développement des nouvelles technologies EMR.....	52
4.6 -Scénarios possibles du soutien a la filière EMR.....	59
4.7 -Méthodes d'évaluation des coûts.....	60
4.8 -Comparaisons internationales du soutien aux EMR.....	63
5 -ENVIRONNEMENT ET EMR.....	65
5.1 -Méthodologie de l'évaluation environnementale des EMR.....	65
5.2 -Impact des technologies d'exploitation EMR.....	68
5.3 -Perspectives et moyens d'amélioration de l'intégration environnementale des EMR.....	72
5.4 -Position des associations de protection de l'environnement.....	74
6 -ANALYSE DU CONTEXTE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE –PROPOSITION DE CREATION D'UN REGIME JURIDIQUE SPECIFIQUE.....	75
6.1 -Analyse du contexte juridique.....	75
6.2 -Pour la création d'un régime juridique spécifique pour les énergies marines	78
6.3 -La question du raccordement des câbles au réseau électrique.....	80
6.4 -Les tarifs d'achat de l'électricité produite.....	81
6.5 -Le contexte juridique européen	81
7 -PLANIFICATION,ZONAGES,CONCERTATION, AMENAGEMENTS PORTUAIRES.....	83
7.1 -Historique de la planification.....	83
7.2 -Le SIG énergies marines.....	85
7.3 -Zonage et concertation.....	88
7.4 -Aménagements portuaires	91
8 -CONCLUSION.....	97
ANNEXES.....	105

1 - LES TECHNOLOGIES MARINES : QUELQUES DEFINITIONS

Ce chapitre présente les diverses techniques existantes ou envisagées, dans les énergies marines qui font l'objet de la lettre de mission, avec une courte présentation de chaque filière, et des schémas explicatifs. Des compléments de référence sur les technologies sont présentés en annexe 2. Le potentiel par filière et les capacités installées sont en annexe 3. On observe que si les ressources théoriques au niveau mondial paraissent illimitées et les ressources nationales considérables, en fait la ressource exploitable est plus réduite, de l'ordre de quelques TWh à l'horizon 2020.

Les différentes technologies marines de production d'énergie (éoliennes, hydroliennes, houlomotrices, énergie thermique des mers, osmotique, ...) sont prometteuses mais ne sont pas encore toutes arrivées à égale maturité. On distingue les principaux types d'énergies marines suivantes. Tout d'abord les énergies marines renouvelables « proprement dites », c'est-à-dire les énergies dont le vecteur est l'eau des océans, sont au nombre de six :

a) L'Énergie marémotrice

Elle résulte de l'exploitation de l'énergie potentielle de la marée en utilisant les différences de niveau entre haute et basse mer. On la capte en utilisant les variations du niveau de la mer, en remplissant, puis en vidant des réservoirs par l'intermédiaire de turbines ; Le phénomène de marée est dû à l'action gravitationnelle combinée de la lune et du soleil et des frottements sur le fond des océans. Les variations périodiques du niveau de la mer sous l'effet de la marée sont donc particulièrement prédictibles.

b) L'Énergie hydrolienne (ou hydrocinétique)

Elle utilise l'énergie cinétique des courants marins issus des marées qui vont actionner des turbines hydroliennes, généralement sous marines ; il y a aussi des hydroliennes avec une partie flottante. Cette énergie fluctue à l'échelle journalière et bimensuelle sauf pour les courants océaniques.

c) L'Éolien offshore « flottant »

Il produit de l'énergie au moyen de turbines solidaires d'un support flottant à la surface de l'océan. Une éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis grâce à un aérogénérateur en énergie électrique.

d) L'Énergie des vagues et de la houle, ou houlomotrice

Elle est l'énergie mécanique des vagues et de la houle formée par l'effet du vent soufflant sur la surface de l'océan ; ce dispositif renferme un système de poids qui va osciller avec le phénomène de houle, remplissant puis vidant alternativement des pompes hydrauliques, ce qui a pour effet final de charger des accumulateurs à haute pression et d'entraîner des générateurs d'électricité. Cette filière est fortement marquée par les effets saisonniers.

e) L'Énergie thermique des mers- ETM (ou énergie maréthermique)

Elle résulte de l'échange thermique entre la chaleur transmise par le soleil aux eaux de surface des océans (principalement dans les zones tropicales) et les eaux froides des profondeurs ; elle exploite la différence de température entre les eaux superficielles des océans, et les eaux profondes, beaucoup plus froides : les usines se composent d'un ensemble évaporateur-turbine-condenseur et de conduites et de pompes d'alimentation pour récupérer et acheminer les eaux froides des profondeurs et les eaux chaudes de la surface.

Les SWAC utilisant l'eau froide profonde de la mer pour le conditionnement d'air en zone climatique chaude, ont aussi un grand potentiel et permettent l'effacement de consommation d'électricité par substitution. Ces deux dernières technologies pourraient être couplées, avec un SWAC en aval de la restitution d'un ETM pour utiliser l'écart de température de l'eau restituée avec celle de la mer qui restera valorisable.

f) L'Énergie Osmotique

Elle vient du potentiel physico-chimique produit par la différence de salinité entre l'eau de mer et l'eau douce. Lorsque deux masses d'eau de concentration en sel différentes sont en contact, les molécules d'eau douce ont naturellement tendance à passer du compartiment le moins condensé, vers le plus condensé, pour rétablir l'équilibre de concentration. C'est le phénomène de la pression osmotique. Le principe est simple et connu, et requiert des membranes élaborées, utilisables à grande échelle dans les estuaires.

D'autres énergies, non pas issues de la force de la mer, mais disponibles « en mer », doivent être également mentionnées :

- **La biomasse marine** (culture et/ou exploitation des macro et des micro-algues) ;
 - **L'éolien offshore « posé »**, c'est-à-dire fixe par rapport au fond de l'océan ;
- Nous ne les traiterons pas dans le cadre du présent rapport.

Ces diverses filières n'en sont pas au même point de leur développement technologique :

L'éolien offshore posé est dès à présent au stade commercial ;

L'éolien offshore flottant et l'hydrolien suivront à court ou moyen terme ;

Enfin le houlomoteur et le thermique seront opérationnels à moyen ou long terme.

La mission estime que le stade commercial est atteignable en 2020 pour **l'hydrolien** ainsi que pour **l'éolien flottant**.

L'hydrolien, prévisible et de gisement limité et localisé, est mûr et est un secteur qui présente une forte compétition entre acteurs, les Britanniques étant, du point de vue du déploiement des fermes pilotes, en avance de quelques années (mais possiblement avec un goulot d'étranglement au niveau de l'interconnexion électrique) et partageant avec la France un gisement rare et exceptionnel ;

l'éolien flottant est moins avancé avec seulement deux prototypes en vraie grandeur fonctionnels en mer, mais avec un fort potentiel à l'export, et une situation dans laquelle la France n'est pas en retard.

Quant aux filières jugées les moins mûres:

le SWAC progresse; il possède un important marché dans les zones tropicales mais également en métropole lorsque la climatisation est très utilisée;

l'ETM est coûteux mais progresse avec un important marché de niche insulaire ;

le houlomoteur, de gisement diffus considérable, en est au stade d'un foisonnement de technologies encore peu éprouvées (140 technologies et, en France, au moins six en compétition sérieuse) ;

L'osmotique est encore immature, coûteux et environnementalement problématique.

Quant au marémoteur, il est mûr technologiquement depuis longtemps mais pose des problèmes d'acceptabilité environnementale et sociétale puisqu'il s'agit de barrer des estuaires, et les projets devront être bien acceptés. Une variante intéressante consiste à réaliser des bassins multiples adossés à la côte qui évitent de barrer des estuaires.

Ces sources d'énergie, au caractère « marin » ou « disponible en mer », sont cousines et ont en commun les mêmes type de problématique. Toutes doivent gérer des questions de robustesse en mer, de logistique, d'exploitation et maintenance, de sécurité des personnels et installations, de conflit d'usages, de production, d'acheminement optimum de l'énergie et de problèmes administratifs complexes. Enfin, toutes doivent satisfaire des critères techniques et économiques précis pour être accueillies par le système électrique. Ces critères changent selon le modèle économique : les EMR sont naturellement plus rentables en Outre-Mer, par exemple, compte tenu des prix élevés d'électricité dans ces territoires du fait d'une production principalement issue de centrales thermiques au fioul.

Les EMR sont pour la plupart intermittentes (à l'exception de l'ETM). Cependant, avec des durées annuelles de fonctionnement en équivalent pleine puissance comprises entre 3 000 et 7 000 heures, voire 8 000 heures (une année compte 8 760 heures), les énergies marines pourront occuper une place de choix dans le mix énergétique, aux côtés d'autres énergies renouvelables, pour lisser la variabilité des productions. Toutes sont prévisibles avec précision, certaines à long terme (marées, courants et énergie thermique des mers...), d'autres à plus court terme (houlomoteur, éolien...).

2 - LA DIVERSITÉ DES ÉNERGIES MARINES, TECHNOLOGIES ET USAGES

2.1 - L'Énergie marémotrice

Les usines marémotrices utilisent les différences de niveaux de la mer dues aux marées pour produire de l'électricité, selon le même principe que les barrages hydro-électriques. L'exemple bien connu en France est le barrage sur la Rance (Ille-et-Vilaine), qui a été construit au cours des années 1961 à 1966, d'une puissance de 240 MW, avec une production annuelle de 500 millions de kWh. Malgré son grand intérêt technique et son caractère parfaitement prévisible pour alimenter le réseau électrique, il n'y a pas eu depuis de nouvelle réalisation en France en raison des problèmes d'acceptation environnementale, et de coût. Ainsi le projet des Iles Chausey anglo-normandes a été abandonné. Le projet de barrage sur la Severn aussi, même si un nouveau projet de barrage hydrolien de 6,5 GW a été présenté début 2013 devant le parlement britannique.

D'importants potentiels ont été recensés au Canada (Baie de Fundy, Estuaire du St Laurent, Ile de Vancouver) et en Russie (Mer Blanche) ainsi qu'en Corée du Sud, avec la mise en service de la centrale de Sihwa à Ansan au milieu de l'année 2011, centrale la plus puissante du monde avec une capacité de 254 MW. Néanmoins les problèmes environnementaux sont un obstacle dans tous les pays développés et le potentiel effectivement mobilisable en France à court terme est donc actuellement considéré comme très faible.

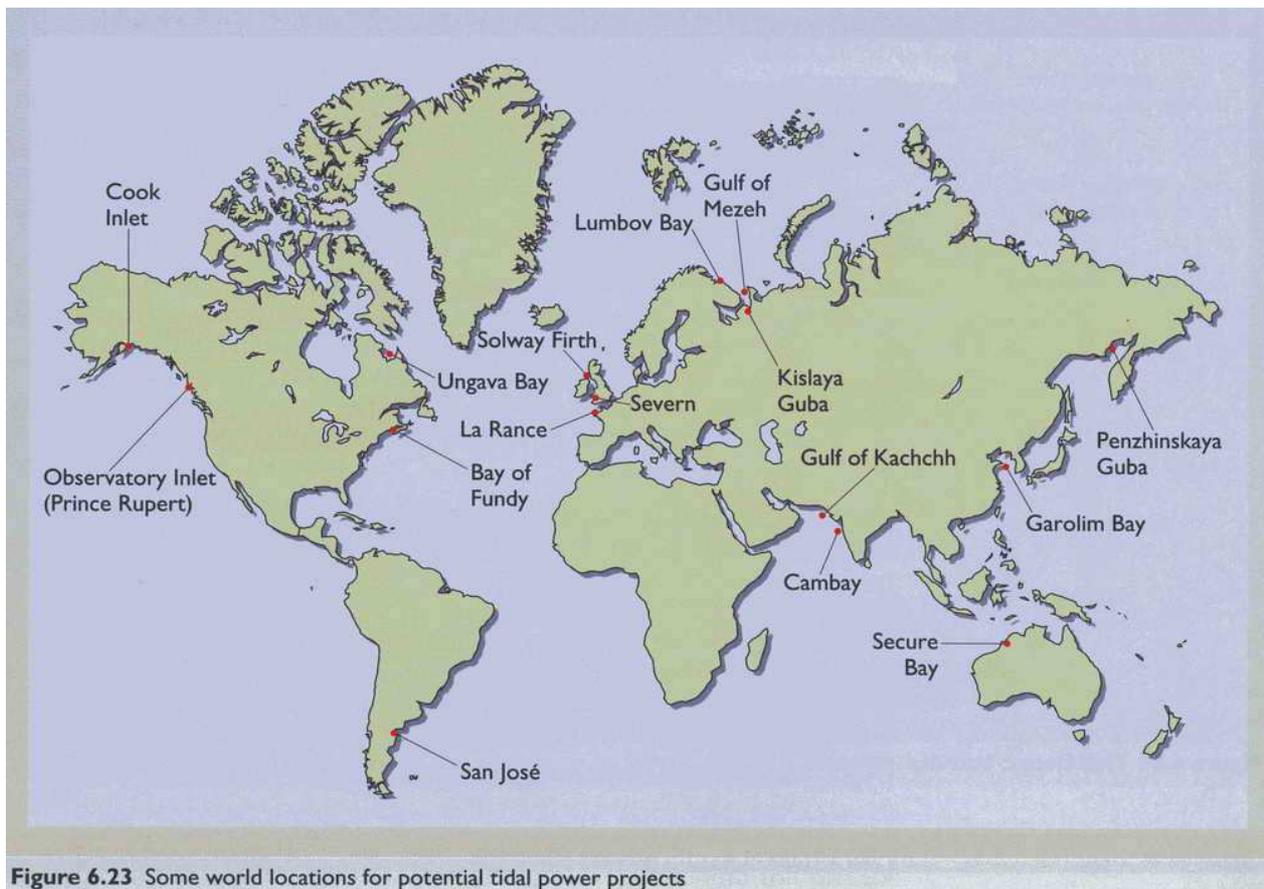


Figure 6.23 Some world locations for potential tidal power projects

Potentiel : 160 GW – 380 TWh/an selon le World Energy Council

On peut cependant envisager de façon prospective des sites marémoteurs réunissant compétitivité et acceptabilité sociale et environnementale. Compte tenu des sensibilités des estuaires, de nouveaux concepts ont été imaginés comme les lagons artificiels. Un lagon artificiel se présente sous forme de digue circulaire formant un réservoir qui est alternativement rempli et vidé et dont l'eau est turbinée au gré des marées. Les expériences récentes sont suivies avec attention et les sites naturellement favorables étudiés de façon à combiner production électrique et environnement, tout en respectant les autres usages de la mer. Selon les études de Hydrocoop¹, le potentiel marémoteur français est situé pour les deux tiers à l'Ouest du Cotentin et pour un tiers entre Dieppe et Boulogne (l'énergie de la marée pouvant être également exploitée grâce aux hydroliennes). Ces lagons peuvent être adossés à la côte ce qui en diminue le coût.

Contexte international :

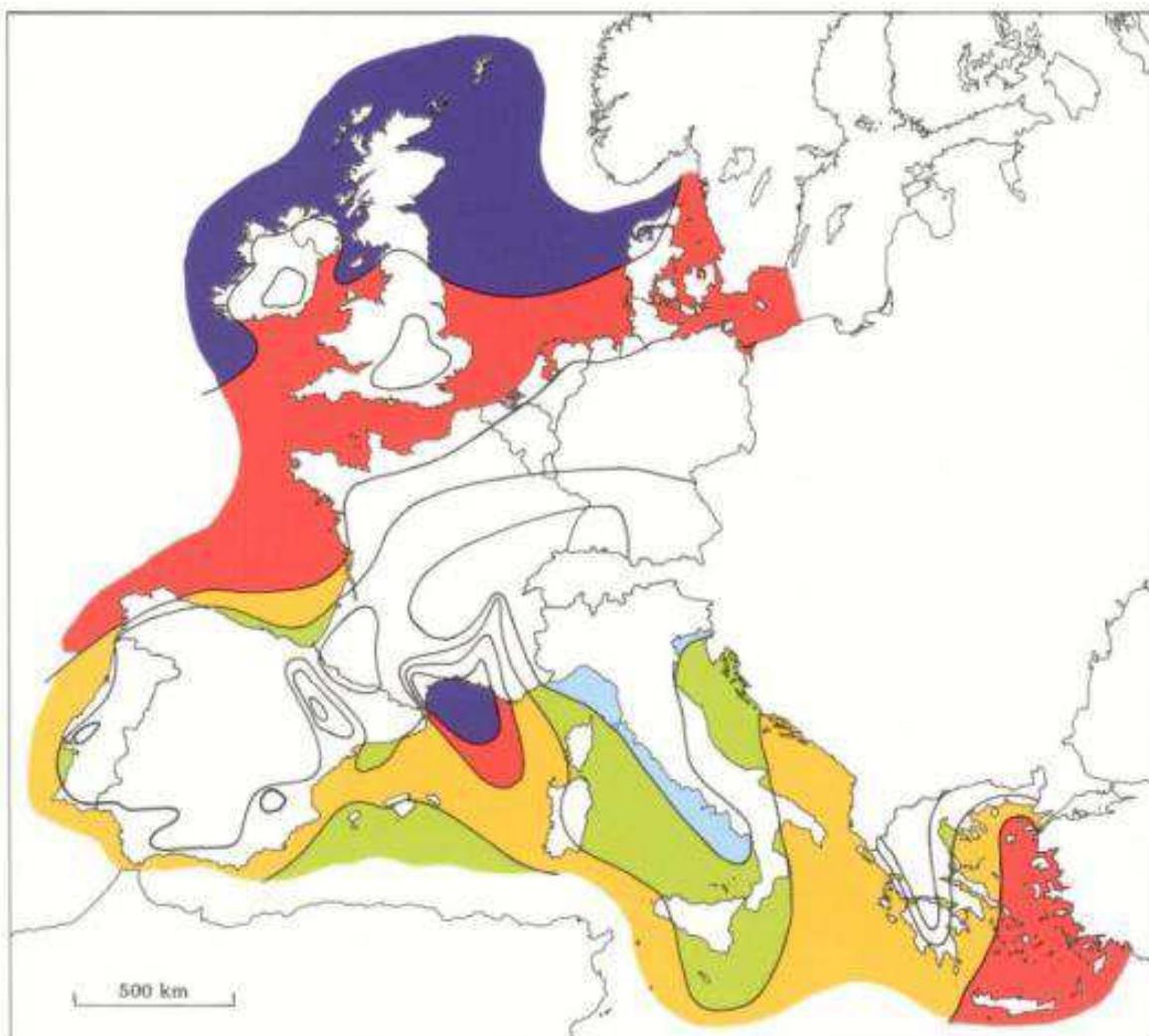
Le potentiel mondial estimé est de 300 à 800 TWh/an (IEA/DGEC 2010).

Les réalisations existantes sont l'usine française de la Rance de 240 MW qui fonctionne depuis 1966; l'usine coréenne de Sihwa de 254 MW mise en service depuis septembre 2011; il existe d'autres usines de taille non négligeable au Canada (barrage de 20 MW de Nova Scotia Power à Annapolis Royal en Baie de Fundy) et en Chine (barrage de Jiangxia de 3,9 MW à Wenting, dans le Zhejiang; barrages de 0,64MW et 0,25 MW à Baishakou et Haishan).

Les contraintes environnementales et économiques pèsent lourd. En 2010 le gouvernement britannique a jugé le projet marémoteur sur la Severn, au sud du Pays de Galles, non adéquat pour un investissement public, même si un consortium privé poursuit l'idée. L'Inde a quelques projets en cours, et des études sont menées en Russie.

2.2 - L'Énergie Éolienne Offshore, posée et flottante

L'énergie éolienne Offshore (posée) constitue aujourd'hui la seule technologie d'énergie marine déjà parvenue en phase industrielle (par opposition aux éoliennes flottantes de la génération à venir). Le principe de cette énergie, exploitant la force du vent pour la transformer en électricité, est bien connu, et son déploiement progressif, en France et dans le monde, est impressionnant. L'éolien offshore est une alternative et un relais de croissance pour l'éolien terrestre. Une éolienne offshore a moins d'impact visuel sur le paysage quand elle est éloignée du littoral de plusieurs dizaines de km en mer et jouit donc d'une meilleure acceptabilité que l'éolien à terre.. Un autre avantage de l'éolien offshore est que le vent est souvent plus important et aussi plus régulier en mer que sur terre. Les inconvénients sont des surcoûts d'investissement, de raccordement et d'entretien, mais, grâce à l'augmentation des volumes produits, le coût de l'éolien offshore pourrait s'abaisser au cours des prochaines années, ce qui est aussi une exigence de compétitivité.



Wind resources over open sea (more than 10 km offshore) for five standard heights										
	10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
	$m s^{-1}$	Wm^{-2}								
Dark Blue	> 8.0	> 600	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 10.0	> 1100	> 11.0	> 1500
Red	7.0-8.0	350-600	7.5-8.5	450-700	8.0-9.0	600-800	8.5-10.0	650-1100	9.5-11.0	900-1500
Yellow	6.0-7.0	250-300	6.5-7.5	300-450	7.0-8.0	400-600	7.5- 8.5	450- 650	8.0- 9.5	600- 900
Green	4.5-6.0	100-250	5.0-6.5	150-300	5.5-7.0	200-400	6.0- 7.5	250- 450	6.5- 8.0	300- 600
Light Blue	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 6.0	< 250	< 6.5	< 300

Source; EWEA

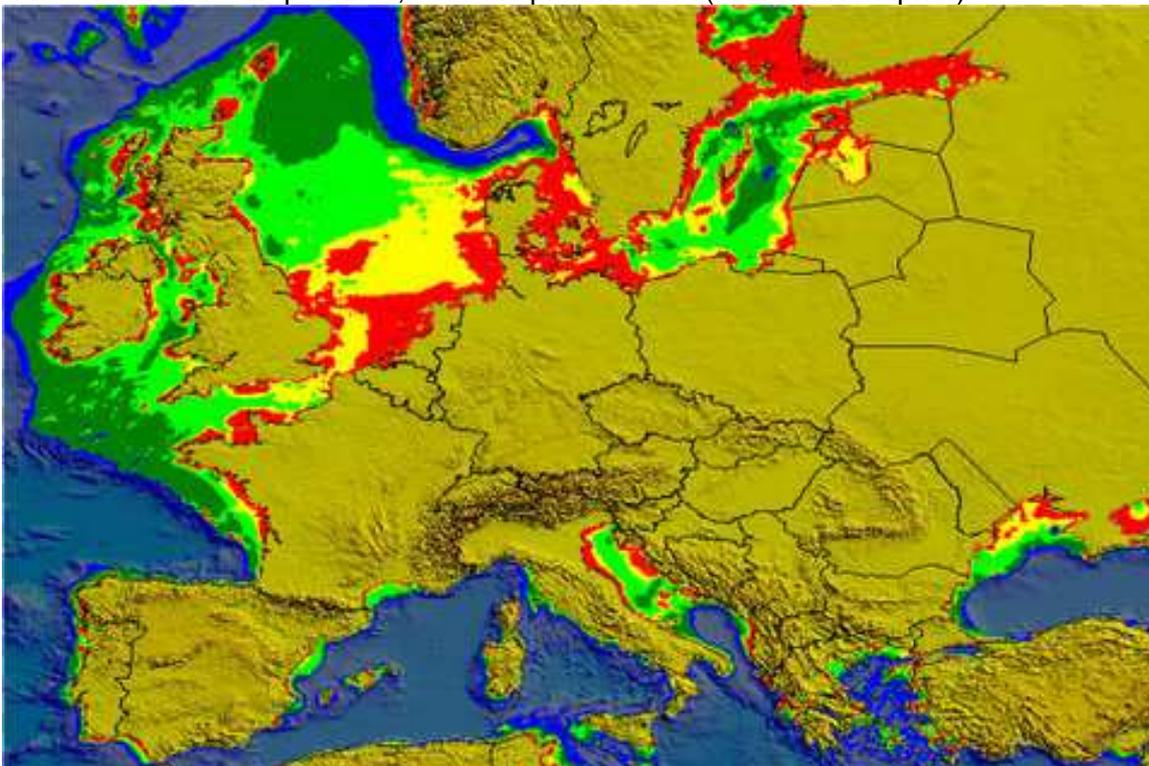
Les Éoliennes flottantes: voie d'avenir en eaux profondes

Un des avantages de l'éolienne flottante est de pouvoir être implantée plus loin des côtes lorsque le coût des fondations devient trop élevé, tout en gardant le même principe de conversion d'énergie cinétique du vent en énergie électrique. En raison du coût croissant des fondations de l'éolien offshore posé, augmentant avec la profondeur des fonds marins, il devient nécessaire au-delà d'une certaine profondeur (50 mètres environ) de passer à une autre technologie mieux adaptée: l'éolien flottant. Cela est particulièrement vrai pour le littoral en France et dans les territoires d'Outre-mer (souvent d'origine volcanique), car de nombreuses côtes présentent la particularité de s'enfoncer rapidement sous la mer, la profondeur des eaux marines s'accroissant fortement avec la distance à la terre. Cette situation est très différente de celle de la mer du Nord (plateau continental), où sont situés la plupart des parcs éoliens créés à ce jour en Europe (allemands, danois et britanniques), pratiquement tous sous forme d'éolien offshore posé.

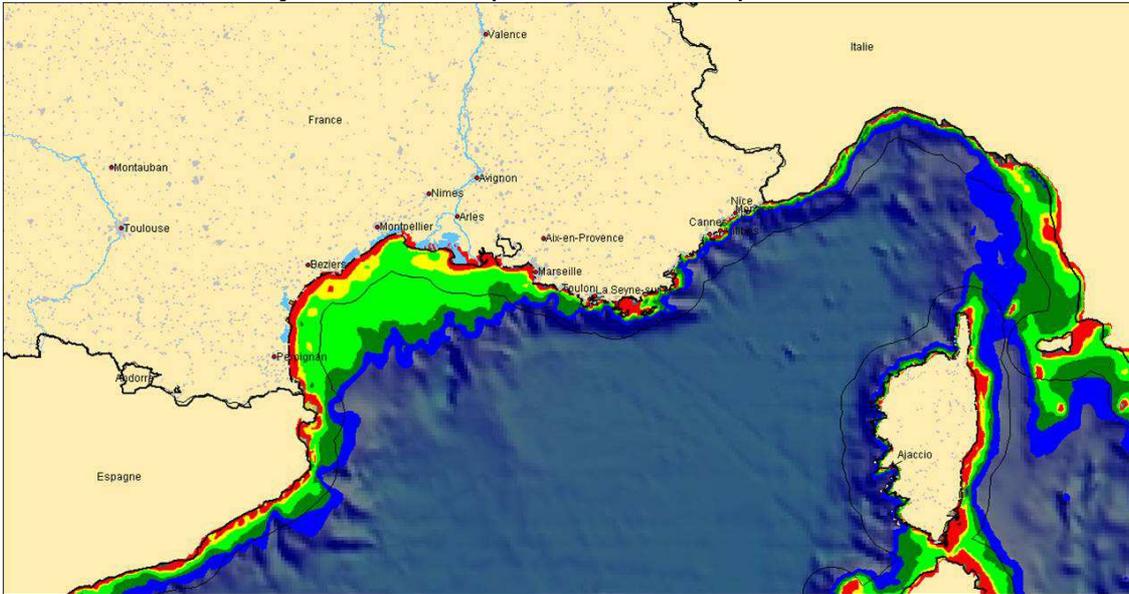
Le potentiel français est significatif, avec en Méditerranée et dans l'Atlantique voire la Manche, des profondeurs compatibles avec l'éolien offshore flottant. Mais les obstacles en termes d'activité de défense, de pêche et de navigation notamment peuvent rendre difficile voire impossible l'exploitation de ces zones.

Les éoliennes flottantes sont un marché nouveau et ouvert au plan international, où la France a toutes ses chances de compétitivité. Les autres pays d'Europe du Nord n'en ont pas besoin pour l'instant, car ils bénéficient de zones importantes de « hauts fonds » peu profonds et donc à des coûts accessibles. Les éoliennes flottantes permettent de s'affranchir de la limite actuelle des 35 mètres de profondeur des éoliennes en mer fixées sur des fondations. La localisation de ces éoliennes ne sera plus contrainte par les fonds marins mais par un équilibre entre les usages, la sensibilité environnementale et l'objectif de compétitivité du coût de l'énergie. Le marché visé est l'extension du marché de l'éolien en mer, aujourd'hui limité aux pays disposant de vastes plateaux continentaux et présentant des profondeurs inférieures à 35 mètres (Danemark, Pays-Bas, Belgique, Allemagne et Grande-Bretagne).

Carte des zones européennes, avec les profondeurs (source : Nenuphar)



Carte des zones françaises, avec les profondeurs, exemple de la Méditerranée



Les gisements en éolien flottant sont plus diffus et beaucoup plus importants que les gisements hydroliens mais plus éloignés des côtes. Les sites à privilégier sont a priori les plus proches de côtes pour des raisons de raccordement (avec les problèmes corollaires d'acceptabilité). Par ailleurs il est malaisé d'ancrer une éolienne flottante par des fonds de plus de 200m de profondeur.

La Méditerranée, avec moins de courants et de houle que l'Atlantique, et des zones profondes assez proches des côtes, paraît propice à la technologie de l'éolien flottant.

Quelques exemples d'éoliennes flottantes.

Il existe des prototypes de démonstration (comme celui de la compagnie pétrolière Statoil en Norvège auquel ont participé des sociétés françaises - Technip), et des exemples de projets (tels que Winsea de la société norvégienne Statkraft, « Provence Grand large » de la start-up française Nenuphar-Wind, le projet WinFlo de Nass&Wind, le prototype Diwet testé en Italie). Ces éoliennes flottantes ne seront pas de simples éoliennes classiques installées sur des bateaux ou barges flottantes, dans des zones où la profondeur empêche l'implantation d'éoliennes off-shore posées.

Comme pour les éoliennes fixes, il peut y avoir plusieurs types de supports assurant la flottaison, et ces éoliennes tout en flottant peuvent être empêchées de dériver. En fait, ces éoliennes seront de véritables innovations technologiques où une conception d'ensemble permettra d'optimiser le comportement global face à la houle et au vent. Cette conception nouvelle par rapport à l'éolien terrestre suscite des innovations liées à l'optimisation au niveau de chaque sous-partie : éolienne, support flottant et câble. Ceux qui sauront faire ces innovations se créeront un savoir-faire unique (propriété industrielle) qui leur permettra ultérieurement d'être bien placés par leur offre compétitive. La France dispose aujourd'hui de toutes ses chances d'excellence dans le domaine de l'éolien flottant.

Contexte international

L'éolien flottant est pertinent dans les zones d'eaux profondes; il y a donc un potentiel en France (Méditerranée), dans les îles, et notamment un potentiel énorme au Japon. Le potentiel mondial est estimé à 70 Twh/an.

La capacité installée d'éolien offshore à fin 2011 était de 3,3 GW, dont seulement un prototype à taille réelle de 2 MW au Portugal, un prototype à taille réelle de 2 MW en Norvège (concept Hywind développé par Statoil), des prototypes à échelle réduite en Norvège (Sway, échelle 1/6) et Suède, et aussi des projets au Japon.

Ainsi donc deux éoliennes flottantes seulement font l'objet d'une démonstration en mer:

- Hywind (Norvège) : porté par Statoil Hydro, de technologie SPAR, ce projet fait l'objet d'un démonstrateur mis à l'eau en juin 2009
- Windfloat (Portugal) : cette technologie semi-submersible, dont un démonstrateur est installé depuis fin 2011, est portée par le consortium WINDPLUS réunissant Energias de Portugal (EDP), Repsol, Principle Power, Vestas Wind Systems A/S, A. Silva Matos (ASM) et InovCapita

D'autres projets existent, à différents stades de développement :

- Sway (Norvège) : de technologie SPAR, présentant une éolienne dos au vent ; un prototype est en mer depuis mai 2012
- Arcadis (Allemagne) : projet de technologie TLP par faibles profondeurs

Projets de démonstration à l'international:

Nom	Lieu	Technologie	Partenaires	Objet	Depuis:	Commentaires
Hywind	Norvège	éolienne Siemens 2,3MW, technologie SPAR	Statoil Hydro	Démonstrateur	2009	
Sway(pour mémoire)	Norvège	Éolienne dos au vent, Technologie SPAR	Arevavia Multibrid	Prototype taille réduite (pour mémoire)	01/05/12	
WindFloat	Portugal.	éolienne Vestas 2 MW, technologie TLP	Consortium WINDPLUS avec EDP, Repsol, Principle Power, Vestas Wind systems A/S, Silva Matos (ASM), InovCapita	Démonstrateur	Fin 2011	

Les **projets** de déploiement par contre sont plus nombreux. Par exemple, en France:

Nom	Lieu	Technologie	Partenaires	Objet	Echéance	Commentaires
Vertifloat	Fos sur Mer	Vertiwind	Nenuphar, Alstom	Démonstrateur taille réelle, 2 MW	2013	Ministère de l'industrie français
Vertiwind	Site "Mistral", Fos sur Mer	Vertiwind	Technip, EDF EN, Nenuphar	Exploitation 2MW	2014	Financement grand emprunt (PIA) 2011
Inflow	Site "Mistral", Fos sur Mer	Vertiwind	Technip, EDF EN, Nenuphar	Exploitation 2 MW	2015	Financement Europe
Ideol	Méditerranée	Damping pool		Démonstrateur taille réelle 2 MW	2014	
Winflo	Bretagne	Free Floating Platform	DCNS, Nass & Wind, Vergnet, Ifremer, In vivo environment, ENSIETA	1 démonstrateur proche taille 1	2014	Financement grand emprunt (PIA) 2011
Ideol	Angleterre	Damping pool		Démonstrateur taille réelle 6 MW	2015	
"Provence Grand Large" phase 1 / "Vertimed" en anglais	Site "Mistral"	Vertiwind	EDF EN, Technip, Nenuphar	13 turbines, 26 MW	2015-2017	Financement NER300
Winflo	Groix	Free Floating Platform	DCNS, Nass & Wind, Vergnet, Ifremer, In vivo environment, ENSIETA	5-6 turbines Winflo de classe 5 MW, 25-30 MW	2016 ?	
Vertimed phase 2	Site "Mistral"	Vertiwind	EDF EN, Technip, Nenuphar	150 turbines, 300 MW	2019-2023	

Les projets Vertiwind et Winflo sont détaillés ci-après:

- **Vertiwind** est un projet d'éolienne à axe vertical. Le flotteur de l'éolienne à axe vertical est plus stable que celui d'une éolienne flottante à axe horizontal, car le centre de gravité et le point d'application des efforts sont plus bas. L'axe de rotation vertical permet de capter le vent dans toutes les directions. Destinée à être ensuite installée au large, cette éolienne, qui peut aussi fonctionner inclinée, jusqu'à 15° sous l'effet du vent, constitue une véritable rupture technologique dans le secteur de l'éolien offshore, qui jusqu'à présent se concentrait sur des turbines à axe horizontal. L'éolienne Vertiwind a été pensée dès sa conception pour être utilisée en mer avec très peu de maintenance. Les composants de l'éolienne sont majoritairement fabriqués en France.

Vertiwind est un consortium avec Technip, Nenuphar, EDF EN, bureau Veritas, les écoles des Arts et Métiers Paris Tech, financé par les investissements d'avenir, le 7e PCRD, qui teste sur terre un prototype de 35 kW à Boulogne-sur-mer, et qui construit une machine de 2 MW actuellement en cours de montage, à terre, à Fos-sur-Mer (mise à l'eau prévue en 2013) ; le projet Vertimed de ferme pré-commerciale de 26 MW en Méditerranée a été présenté et accepté au programme européen NER300.

- **Winflo** (Nass & Wind, Vergnet, Ifremer, DCNS, ENSTA Bretagne) est un projet d'éolienne à axe vertical, devant mener à une phase démonstration. Le projet d'éolienne flottante offshore WIN FLO repose sur la technologie FFP, Free Floating Platform, c'est-à-dire une plateforme semi-submersible liée au fond marin par des ancrages caténaux. Il associe des acteurs majeurs: DCNS, Nass&Wind, Vergnet, l'IFREMER, le bureau d'études In Vivo Environnement et l'école d'ingénieurs, ENSIETA. Ce projet doit conduire à la fabrication, en 2013, et à l'installation, en 2014, d'un démonstrateur proche de l'échelle 1, installé au large de la Bretagne et raccordé au réseau électrique. Il prévoit la mise au point d'une nacelle spécifique offshore, à la fois légère et résistante aux sollicitations de la mer et aux agressions du milieu. Les premières préséries devraient être produites et installées en 2018, avant l'installation du premier parc opérationnel en 2020. Winflo dispose aussi à ce jour d'une turbine à axe horizontal de 1MW avec une technologie elle aussi originale et cherche un partenaire industriel.

- **Vertimed** (turbine de 2MW à axe vertical) est financé par le NER300 pour la mise en place d'une ferme pilote de 26 MW et a donc toutes les chances de constituer les prémices d'une filière industrielle française originale et compétitive.

D'autres acteurs, majeurs dans l'éolien posé, envisagent d'adapter sur un gros flotteur leur technologie éolienne offshore de grande puissance (5 à 6MW). C'est plus cher que l'éolien posé mais adapté à certaines zones profondes où l'éolien posé est impossible.

2.3 - L'Energie Hydrolienne

Les hydroliennes utilisent pour produire de l'électricité la vitesse des courants marins issus des marées et des courants océaniques. Cette production est à la fois renouvelable et prédictible. Une hydrolienne suit le rythme des marées qui s'inversent toutes les six heures en Europe. Les productions associées sont donc intermittentes mais très prévisibles car dépendantes de la rotation de la terre et du cycle de la lune (vives-eaux à la nouvelle lune et à la pleine lune, et mortes-eaux avec le premier quartier et le dernier quartier) et beaucoup moins instables que le vent, ce qui renforce leur utilité pour le réseau électrique. En ce qui concerne les courants océaniques, la vitesse et la direction sont généralement constantes.

Notons aussi la possibilité de production par des hydroliennes dans les estuaires.

Les grands courants océaniques tels que le Gulf Stream sont également des sources potentielles mais en général plus difficilement exploitables car plus faibles et plus loin des côtes. Pour mémoire:

« Quelques exemples de courants océaniques :

Japon : Kuriosho (8 GW théoriques)

Afrique : Agulhas-Somali (1,5 GW théoriques)

Etats-Unis : Gulf Stream (le plus puissant : 10 GW théoriques, 30 millions de m³/s, passe à 8 km de la côte Sud de Floride) »²

L'énergie hydrolienne peut être assimilée à l'exploitation de puissantes rivières sous-marines ; la densité de l'eau est près de 850 fois supérieure à celle de l'air, et la production varie comme le cube de la vitesse du courant, ce qui explique que la ressource est localisée là où les courants de marée sont les plus forts. La production d'une hydrolienne dépend fortement de la vitesse du courant et en raison directe de la surface qui capte cette force. La puissance (en Watts) d'une hydrolienne peut être calculée par la formule simplifiée :

$P = 1/2 * 16/27 * \rho * S * V^3$ avec S la surface de captation (m²), **ρ** la masse volumique (kg/m³) et V la vitesse du courant (m/s); cette formule est valable aussi pour les éoliennes mais avec une masse volumique différente.

En pratique, pour une hydrolienne immergée, cela donne la formule approchée **$P = 200 * S * V^3$** .

Ainsi une hydrolienne de 10 m de diamètre produira en sortie d'alternateur 125 kW avec un courant de 2 m/s et plus de 450 kW avec un courant de 3 m/s, en tenant compte de pertes additionnelles.

Ces machines sont donc bien plus compactes que les éoliennes, avec (sous réserve de possibilité de placements d'hydroliennes assez proches les unes des autres³ comme pour l'éolien, ce qui n'est pas avéré et reste à tester en validant les modèles numériques par des expérimentations in situ afin de caractériser les effets de sillage) une production d'énergie pouvant dépasser dans les meilleurs sites 100 MW au km².

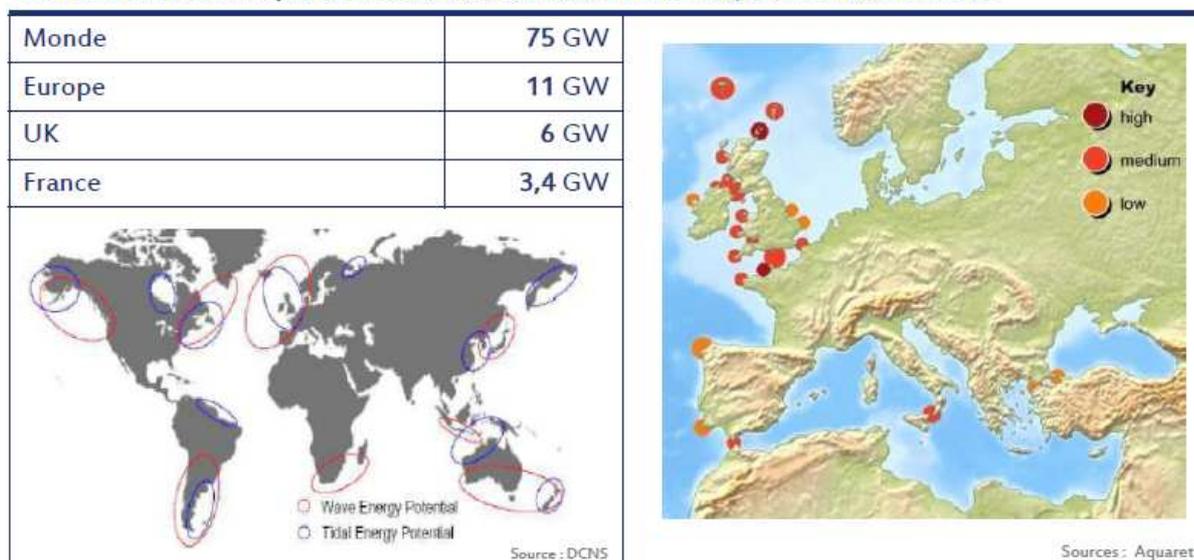
2 Source: http://www.inter-mines.org/docs/0904140804PR_090319_DeLaleu.pdf

3 On estime pour des éoliennes qu'elles doivent au minimum être espacées de 5 diamètres

Du point de vue des impacts environnementaux les hydroliennes sont le plus souvent complètement immergées. Certaines sont fixées au fond, d'autres peuvent être ancrées et flottantes. Les profondeurs d'eau sont variables mais parfois importantes pour ne pas perturber le trafic maritime et l'usage de la mer par les professionnels (pêcheurs). L'impact sur les mammifères marins a été expertisé depuis 2008 dans le projet SeaGen à Strangford Lough en Irlande du Nord (turbine de 1,2 MW), et l'Université de Belfast a conclu en janvier 2013 qu' « *Aucune modification dans l'abondance de phoques ou de marsouins en lien direct avec SeaGen n'a pu être remarquée ; ces animaux continuent de nager à côté du SeaGen, qui ne semble pas représenter d'entrave ou de soucis majeur pour eux.* » Ces résultats sont encourageants et devront être confirmés sur des fermes hydroliennes.

Le potentiel énergétique des courants exploitables dans le monde avec les technologies actuelles est estimé à 75 GW dont 3,4 GW en France. De futures technologies capables de capter des courants moins forts permettront d'augmenter ce potentiel.

POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE DES COURANTS DE MARÉES TECHNIQUEMENT EXPLOITABLE



Source : *Etude sur le Marché hydrolien (cabinet Business Crescendo – 2012)*

La première turbine hydrolienne expérimentale raccordée au réseau se situe à Hammerfest, en Norvège. D'une puissance de 0,3 MW, elle produit de l'électricité depuis 2003. Le plus grand site expérimental se situe en Écosse, à l'EMEC (European Energy Marine Centre), avec 3 turbines déjà raccordées au réseau et 2 turbines supplémentaires prévues en 2013.

En France, un projet expérimental de parc pilote est en cours de test à Paimpol-Bréhat, avec EDF, Open Hydro et DCNS. Le câble électrique de raccordement a été posé par l'entreprise Louis Dreyfus Travocéan. L'hydrolienne Open Hydro de 500 kW y a été posée 2 mois en 2012 puis a été accidentellement immergée en rade de Brest. En principe l'hydrolienne Open Hydro sera installée en été 2013. En 2014 trois autres hydroliennes de 500 kW chacune la rejoindront.

Une hydrolienne « Sabella D03 » a été la première hydrolienne sous-marine française immergée sur le littoral de l'hexagone. Il s'agit d'une échelle 1/3 des usages industriels. Elle a été immergée le 02 avril 2008 dans l'estuaire de Bénodet. Après deux campagnes d'essais et de mesures sur site, « SABELLA D03 » a été relevée en avril 2009. Un projet d'hydrolienne « Sabella D10 » de puissance nominale 0,5 MW et maximale 1 MW, est en cours, financé par la région Bretagne et les investissements d'avenir. La construction est en cours et la mise à l'eau dans le passage du Fromveur, entre Ouessant et l'archipel de Molène, est envisagée en 2013.

Il existe aussi des projets d'hydroliennes fluviales et estuariennes, par exemple et notamment en Gironde, également en Guyane.

Ces projets et le contexte international sont détaillés dans la section suivante.

Les technologies mises en œuvre dans l'hydrolien:

Il existe une grande diversité de concepts: hydrolienne à axe horizontal ou vertical mais aussi hydrofoil ou turbine à effet Venturi. De nombreux projets existent, plus d'une centaine de technologies diverses ont été dénombrées, la plupart étant aux USA, au Royaume-Uni, en France, puis Norvège, Canada, Allemagne, Australie (source Energies de la Lune). Pour un panorama des technologies, on peut consulter le site de l'EMEC <http://www.emec.org.uk/marine-energy/tidal-devices/>.

Nous citerons parmi les types d'hydroliennes, celles à flux axial, celles à flux transverse et à axe vertical, les hydrofoils oscillant, un projet d'hydrolienne à membrane,... Les fixations peuvent être des hydroliennes fixées au fond de l'eau, à pieux, à embase gravitaire, à portance variable, des hydroliennes flottantes, des hydroliennes adaptables...

Globalement, on considère que la technologie hydrolienne est la plus mûre des énergies marines nouvelles, avec un coût au MWh cible proche de celui de l'éolien offshore. La technologie hydrolienne de Andritz Hydro Hammerfest est testée en mer depuis 2005, celle de Marine Current Turbines (Siemens) depuis au moins 2008, et ces deux technologies seront testées dans des fermes pilotes hydroliennes de 8 à 10 MW à partir de 2015-2016. Néanmoins, différentes étapes (démonstration des technologies, moyens de maintenance, connectique et évacuation) sont nécessaires avant la mise en place de parcs à grande échelle.

En Europe, les potentiels importants sont ceux où ces courants de marée sont les plus forts (zones de concentration des courants marins, goulets entre des îles ou au droit d'un cap) et sont connus : principalement en Basse Normandie, le raz Blanchard et le raz Barfleur dans le Cotentin (puissance combinée 3 000 MW voire plus en comptant le potentiel de l'île anglo-normande d'Aurigny), et en Bretagne le Fromveur (entre Ouessant et Molène : 300 à 500 MW) et le raz de Sein...; l'Angleterre détient avec la France l'essentiel du potentiel hydrolien en Europe. Ailleurs dans le monde, il y a notamment le Canada (par exemple en baie de Fundy), la Chine, l'Australie, le Chili,... Par ailleurs, il y a un potentiel à valoriser aussi dans des zones fluviales et estuariennes (certains envisagent 100 MW sur la Gironde). Le potentiel électrique exploitable global en hydrolien représente plus de 6 000MW en France, en se restreignant aux sites où le courant de marée maximal dépasse 3m/s.⁴

Ces gisements hydroliens sont très localisés et proches des côtes (raz Blanchard, raz Barfleur dans le Cotentin et Fromveur en Bretagne) si l'on veut profiter des vitesses d'écoulement les plus élevées⁵. Ils constituent un véritable gisement national et leur attribution à des opérateurs doit être bien organisée et planifiée pour éviter leur "mitage" et rationaliser leur exploitation ultérieure.

4 Les estimations de potentiel sont sujettes à caution, en raison de fortes incertitudes sur la bathymétrie, sur les modèles adaptés, sur les interactions entre hydroliennes. Les incertitudes ne sont pas nécessairement dans le sens d'un moindre potentiel, notamment du point de vue du potentiel théorique -on peut par exemple d'envisager des hydroliennes au fond, entre deux eaux et flottant près de la surface, ce qui exploite la totalité de la colonne d'eau, mais pose des problèmes pratiques d'installation, maintenance, etc. Mais le potentiel techniquement et économiquement atteignable reste à raffiner, par le biais d'études bathymétriques, hydrodynamiques et de tests en fermes pilotes: résistance à l'usure, fiabilité, fréquence requise de maintenance, tenue des câbles, etc.

5 Bien que les gisements de forts courants de marée soient localisés, certaines technologies (cf. Megawatforce) s'attachent à augmenter le rendement des turbines et s'adaptent à des vitesses moindres, ce qui peut augmenter la taille du gisement exploitable

EDF a réalisé (cf supra) un site expérimental hydrolien au large de Paimpol-Bréhat (Côtes d'Armor), qui sera composé de 4 hydroliennes de 500 KW chacune, en utilisant la technologie de la société Open Hydro (industriel irlandais, choisi par EDF en 2008, dans lequel DCNS vient de prendre une participation majoritaire).

Il convient également de signaler à Bordeaux le site d'essai en hydrolien fluvial sous le Pont de Pierre. Ce projet SEENEOH (Site Expérimental Estuarien National pour l'Essai et l'Optimisation d'Hydroliennes) à Bordeaux, situé sur la partie fluviale de l'estuaire de la Gironde, propose une expérimentation en milieu estuarien au service du développement de la filière hydrolienne, dans un milieu naturel constituant ainsi l'avant-dernier stade de la «marinisation». Ce maillon de la chaîne de développement permet de répondre à de nombreux objectifs de validations techniques tout en limitant, par des dimensions sensiblement inférieures à celles des structures placées en mer, les risques financiers induits. Il permet également aux industriels de se positionner sur le marché de l'hydrolien fluvial et estuarien.

Plusieurs projets de production d'énergie hydrolienne en France sont intéressants à signaler:

- **le projet Sabella** (SABELLA D10) porté par la société Hydrohélix. Ces turbines posées sur le fond marin, sans emprise en surface, sont stabilisées par gravité et ancrées en fonction de la nature du fond. Un premier prototype a été mis à l'eau en 2008 dans l'estuaire de Benodet, un second projet a été retenu fin 2010 au titre du premier AMI Energies marines lancé par l'ADEME et le Commissariat général aux Investissements d'Avenir. En juin 2012, un accord a été signé entre Eole Génération, filiale du groupe GDF-Suez, et Sabella. «La Sabella D10», deuxième hydrolienne d'Hydrohélix, sera en principe mise à l'eau en 2013, en projet de démonstrateur près d'Ouessant (passage du Fromveur). Le projet semble rencontrer encore des problèmes de bouclage de financement. Il s'agit de la seule technologie océanique purement française.

- **Open Hydro** : En 2008, EDF a sélectionné Open Hydro (entreprise irlandaise) pour la fourniture de 4 hydroliennes pour son parc pilote de Paimpol-Bréhat. Associé à la réalisation de la turbine par Open Hydro, DCNS a réalisé la structure support de l'hydrolienne et de ses pales en matériaux composites, et l'assemblage des différents sous-ensembles, et vient de monter à 60 % du capital de cette société. Par ailleurs, EDF-EN a également prévu d'équiper un parc pilote au Raz Blanchard avec Open Hydro. Les difficultés rencontrées en 2012 et ayant conduit à l'immersion accidentelle de la turbine en rade de Brest suite à une manutention sont liées à un problème de treuil, en cours de résolution. Ce projet, appelé « Normandie Hydro », a été proposé au 1er appel du programme de financement européen NER300 mais n'a pas été retenu. Un second appel du NER300 (call 2) est prévu, au plus tôt fin 2013.

Istom, avec plusieurs technologies d'hydroliennes :

- Le projet **ORCA**, (lauréat de l'AMI Ademe de 2010 et labellisé par les pôles de compétitivité Tenerrdis, EM C2 et Pôle Mer Bretagne) vise à fédérer, autour d'un projet de démonstration en mer d'une hydrolienne de grande taille, un réseau de compétences rassemblant des industriels, des PME et des organismes publics de recherche, pour réaliser les études, la fabrication et l'installation en mer d'une hydrolienne d'une puissance de 1 MW.

- **La technologie hydrolienne TGL** (Tidal Generation Limited), filiale de Rolls Royce, rachetée par Alstom en 2012, démonstrateurs en cours d'essai à l'EMEC en Ecosse.

- **Voith Hydro avec GDF-Suez** : GDF-Suez et sa filiale Eole Generation ont d'ores et déjà retenu l'hydrolienne « HyTide » de classe MW conçue par le fabricant allemand Voith Hydro (co-entreprise de Voith et de Siemens) pour équiper tout ou partie d'un parc pilote situé sur le principal site hydrolien en France, situé au Raz Blanchard. Voith Hydro a annoncé en février 2013 un accord avec CMN (Constructions Mécaniques de Normandie) à Cherbourg.

- le projet **BluStream Megawattforce**, hydrolienne développée par « Le Gaz Intégral (LGI) », et Guinard Energies, France. Hydroliennes marines à tuyères accélératrices pivotantes avec effet venturi, où l'eau pénètre dans un conduit conique. En passant dans cet entonnoir, la vitesse des courants est augmentée ; cette accélération décuple la rotation de l'hélice, placée au point où le

diamètre est le plus étroit et reliée à un générateur. L'effort est donc mis sur le rendement de la turbine, et sur un coût faible du kWh. Une AOT a été délivrée pour un prototype à l'échelle 1/2, dans la Ria d'Étel (près de Lorient), pour prouver la viabilité de la solution et pour estimer l'impact sur l'environnement

- **les hydroliennes flottantes** constituent une technologie plus légère que les hydroliennes immergées, de maintenance plus facile et potentiellement moins coûteuse en investissement, et surtout en coût de fonctionnement et maintenance, mais aussi potentiellement moins acceptables car entravant le trafic et la pêche, avec aussi des risques en cas de rupture des amarres. La société écossaise ScottRenewables a un démonstrateur d'hydrolienne flottante en essai à l'EMEC. Citons en France Hydroquest et Harvest, le projet franco canadien In Stream, à axe vertical, ainsi que les sociétés Tydalis (Cherbourg) développant des prototypes d'hydrolienne flottante, Hydro Tube à Bordeaux...

Contexte international:

Le potentiel mondial est compris entre 50 et 100 GW (productible de 450-800 TWh/an pour l'hydrolien pour 2,5 m/s). En Europe (entre 15 et 35 TWh/an) le potentiel français est le second (20% de la ressource) après celui du Royaume-Uni (75% de la ressource dont la moitié en Écosse), compris entre 2 et 3 GW, voire 4 à 5 (5 à 6 GW – 13 à 23 TWh/an) si l'on va jusqu'aux îles anglo-normandes. Pour mémoire les sites favorables en France sont notamment le raz Blanchard et Barfleur dans le Cotentin, Bréhat dans les côtes d'Armor et la passe du Fromveur dans le Finistère.

Le Royaume-Uni est en avance de quelques années, notamment en raison de l'imminence de la mise en place financée d'au moins quatre fermes hydroliennes de taille 8-10 MW en 2015-2016, avec des turbines MCT (Irlande et Siemens, Allemagne) ou Andritz Hydro Hammerfest (Norvège, Autriche)..

Partenaires	Puissance unitaire	Puissance totale	Statut	Observations
Marine Current Turbines / Siemens	1,2 MW	1,2 MW	Raccordé depuis avril 2008	Concession en Écosse obtenue pour 100 MW
Marine Current Turbines	1,2 MW	Ferme hydrolienne de 8 MW	Projet Kyle Rhea Tidal Turbine Array en Écosse financé le 8/12/2012 d'avril 2015 à avril 2020 par le programme européen NER300 à hauteur de 18,4M€	
Marine Current Turbines / SeaGeneration (Wales) Ltd	2 MW	Ferme hydrolienne de 10 MW	Projet SeaGeneration (Wales) Ltd à Anglesey au Pays de Galles, financé le 27/2/2013 par le fond britannique MEAD à hauteur de 10M€ (12M€)	Selon Siemens Energy & Hydro&Ocean, sera opérationnel en 2015 et doit l'être avant 2016
Andritz Hydro Hammerfest / Scottish Renewables	1 MW	Ferme hydrolienne de 10 MW (10 turbines)	Projet à Islay en Écosse financé le 18/12/2012 d'octobre 2016 à octobre 2021 par le programme européen NER300 à hauteur de 20,65M€	
Andritz Hydro Hammerfest / Meygen Ltd	1,4 MW	Ferme Hydrolienne de 8,4 MW	Projet Meygen dans le Pentland Firth Inner Sound en Écosse, financé le 27/2/2013 par le fond britannique MEAD à hauteur de 10M€ (12M€)	Doit être opérationnel avant 2016
Atlantis Ressources / Lockheed Martin	1 MW	400 MW	Projet avec IT poser/GDF Suez	

Andritz/Hammerfest	1 MW	1 MW	Démonstration depuis 2011 à EMEC	Concession en Écosse obtenue pour 100 MW avec Iberdrola
Open Hydro	600 kW	600 kW	Démonstrateur depuis 2006 à EMEC	Actif en 2011, non connecté au réseau
Open Hydro			Démonstrateur en baie de Fundy	
Open Hydro	500 kW	2MW	Projet de ferme à Paimpol Bréhat avec EDF	Première turbine en principe en 2013, les trois autres en 2014
Open Hydro		200 MW	Projet avec SSE Renewables	

Une dizaine d'acteurs ont produit des technologies pour le marché.

Le britannique **Tidal Generation Ltd** (ex Rolls Royce, **maintenant Alstom**), a un prototype de 500 kW installé en 9/2010 à EMEC et qui avait produit 250 Mwh fin 2012; le prototype de préproduction -capacité 1 MW- est arrivé à l'EMEC fin 2012 (visité par la mission Energies marines) et doit être installé en 2013.

L'autrichien **Andritz** (autrichien), qui détient 55% du norvégien Hammerfest Strom (Norvégien), a démontré une hydrolienne de 300 kW pendant 17 000 heures de test en Norvège et a produit 1,53 GWh en 10 000 heures avec 98% de disponibilité ; l'entreprise a depuis fin 2011 une turbine de 1MW en test à l'EMEC. La technologie hydrolienne de Hammerfest Strøm (devenu **Andritz Hydro Hammerfest** après prise de contrôle par l'Autrichien Andritz) est sans doute la plus éprouvée au monde avec 300 kW testés depuis 2005 en mer de Norvège. Les turbines 1,4 MW d'Andritz Hydro Hammerfest équipent le projet Meygen dans le Pentland Firth britannique, l'un des deux lauréats du financement par le fond britannique MEAD pour la mise en place de fermes hydroliennes avant 2016. Ces turbines équipent également le projet de ferme hydrolienne d'Islay, financé le 18/12/2012 par le programme NER300.

L'Allemand **Siemens**, qui a acheté le britannique **Marine Current Turbines**, a raccordé des machines au réseau et produit des Mwh. Une hydrolienne de MCT est opérationnelle depuis 2008 à Strangford Lough en Irlande du Nord. Siemens est devenu actionnaire principal avec 45% de Marine Current Turbines en 2011 (la division de Siemens responsable est l'unité Siemens Energy Hydro & Ocean) et a en projet deux fermes hydroliennes de 8 MW à Kyle Rhea en Ecosse et de 10 MW aux Skerries, près de l'île d'Anglesey au Pays de Galles, sites concédés par le Crown Estate britannique (propriétaire des eaux territoriales). La ferme de 8,4 MW à Kyle Rhea a été sélectionnée le 18/12/2012 par le programme européen NER300 pour un financement maximum équivalent à 18,4 M€ d'avril 2015 à avril 2020. Le projet de 10 MW aux Skerries à Anglesey (Pays de Galles), porté par l'entreprise **SeaGeneration Ltd** (Wales) et faisant usage de turbines Seagen-S de 2 MW développées par MCT, a été sélectionné par le mécanisme de financement MEAD (Marine Energy Array Demonstrator) à hauteur de 10 M£ le 27 février 2013. La ferme sera selon Siemens entièrement opérationnelle en 2015. Siemens devient donc, via Current Marine Turbines, un acteur majeur du développement des fermes hydroliennes à court terme.

L'allemand **Voith Hydro** (co-entreprise à 65% de Voith et 35% de Siemens) a lancé un projet de développement de turbine immergée réversible, avec un pilote de 110 kW installé à Jindo au large de la Corée du Sud en avril 2011 et réinstallé en janvier 2012 puis retiré à l'été pour inspection, et un second de 1MW (Hytide 1000-16, 1 MW à 2,8 m/s) devant être installé à l'EMEC initialement en 2012 puis au printemps 2013, prélude pour 2015 à des fermes de 100 MW en Corée du Sud (Jindo) et en Europe.

Le britannique **ScotRenewables Tidal Power Ltd** (SRTP) développe une hydrolienne flottante : un prototype de 250 kW est en essai à l'EMEC (la société Total participant au capital) ; une turbine de 2 MW est en préparation.

Ainsi les technologies Andritz Hydro Hammerfest (Andritz, Autriche) et Marine Current Turbines (Siemens, Allemagne) ont récemment obtenu des financements très conséquents pour quatre fermes pilotes dans les eaux britanniques, ce qui leur donne un avantage sensible pour l'avenir.

En France, une ferme pilote est en cours d'installation par EDF à Paimpol Bréhat, avec 4 turbines OpenHydro de 500 kW chacune. Le projet de 40 M€ est soutenu par l'ADEME, le FEDER et le Conseil régional de Bretagne.

On peut aussi citer le projet suivant de démonstrateurs:

Projet	Localisation	Partenaires	Type d'hydroliennes	Date prévisionnelle	Commentaire	Budget
Sabella D10	Fromveur	Sabella, Veolia environnement, bureau Veritas Financement ADEME, IA	Diamètre 10 m, 500 kW nominal 1.1 MW max masse 350 t hauteur 17m, emprise au sol 20 m par 20 m	2013	Démonstrateur préindustriel à échelle 1	11 M€

Les fermes pilotes sont la dernière étape avant les fermes commerciales, et les projets abondent:

Projet	Localisation	Partenaires	Type d'hydroliennes	Nombre d'hydroliennes	Capacité totale (MW)	Date prévisionnelle
Sound of Islay	Ouest Écosse		Hammerfest HS 1000	10	10	2013
Parc Paimpol Bréhat	EDF Paimpol Bréhat	EDF, DCNS	OpenHydro/DC NS 500 kW	4	2	2013
Meygen	Nord Écosse		Atlantis AR1000	15	15	2014
Kyle Rhea	Ouest Écosse		MCT/Siemens	4	8	2015
Anglesey Skerries	Pays de Galles		MCT/Siemens	5	10	2015
GDF Suez/Eole Generation	Raz Blanchard	GDF Suez/Eole Generation	Hydrolienne Hytide de Voith	3 à 6	3 à 12	2015
GDF Suez	Fromveur	GDF Suez	Sabella	100		2019

Le tableau suivant présente un synoptique des **projets de démonstrateurs** dans le monde :

Pays	Projet / Région	Mise à l'eau	Fabricant de l'hydrolienne	Développeur	Modèle	kW
FRANCE	Paimpol-Bréhat	2011	OpenHydro	EDF	OCT	1 000
	Fromveur	2013	Sabella	GDF	D10	500
	Benodet	2008	Sabella	Sabella	D3	10
	Paimpol-Bréhat	2013	Alstom Hydro	Alstom Hydro	Orca 7	1 000
	Ria d'Étel	2014	NA	Le Gaz Integral / Guinard Energies	Blustream	250
UK	EMEC, Orkney	2013	Ponte di Archimede Bluewater	Bluewater	BlueTEC	1 000
	EMEC, Orkney	2011	Scotrenewables	Scotrenewables	SR250	250
	EMEC, Orkney	2014	Scotrenewables	Scotrenewables	SR2000	2 000
	EMEC, Orkney	2011	Hammerfest	Hammerfest	HS1000	1 000
	EMEC, Orkney	2011	Atlantis Resources	Atlantis Resources	AK1000	1 000
	EMEC, Orkney (x2)	2010	Tidal Generation	Tidal Generation	Deep Gen III	500
		2012			Deep Gen IV	1 000
	EMEC, Orkney	2012	Voith Hydro	Voith Hydro	Hy Tide 1000	1 000
	EMEC, Orkney	2013	Kawasaki	Kawasaki		1 000
	EMEC, Orkney	2006	Openhydro	Openhydro	OCT	250
	EMEC, Orkney	2008	Openhydro	Openhydro	OCT	600
	EMEC, Orkney	2011	Flumill	Flumill	F2	600
	EMEC, Orkney	2013	Swan Turbines	Swan turbines	Cygnat	300
	Lynmouth	2003	MCT	MCT	Seaflo	300
	Ramsey Sound	2013	Tidal Generation	Tidal Generation	DeltaStream	1 200
		Humber Estuary	2009	Pulse Tidal	Pulse Tidal - Briggs Marine	PS 100
	Humber Estuary	2012	Neptune R.E Ltd	Neptune R.E Ltd	Proteus	400
	Stangford Lough	2011	Minesto	Minesto	Deep Green	125
	Stangford Lough	2008	Oceanflow Dvt Ltd	Oceanflow Dvt	Evopod™	1
	Sanda Sound	2012	Oceanflow Dvt Ltd	Oceanflow Dvt	Evopod™	370
NORVÈGE	Lofoten Islands	2010	Straum (Hydra Tidal)	Straum	Morild II	1 500
	Ålesund	2004	Atlantistrom	Atlantistrom	Atlantistrom	300
FINLANDE	Kvalsund	2003	Hammerfest	Hammerfest	HS300	300
PAYS-BAS	Borssele	2009	C-Energy	C-Energy	Wave rotor	750
ITALIE	Messine - ENERMAR	2003	Ponte di Archimede	Ponte di Archimede	Kobold	120
	Messine - SEAPOWER (x2)	2006	Fri-El green power	Fri-El green power	Sea power	260
	Venise - GEMAR	2012	ADAG	Eol Power Group	GEM	20

Pays	Projet/Région	Mise à l'eau	Fabricant de l'hydrolienne	Développeur	Modèle	kW
US	New York - RITE	2006	Verdant Power	Verdant Power	Gen4	180
	Open water testing (x4)	2002-2010	Natural currents	Natural currents	Red Hawk / Sea Dragon	120
	Cobscook bay	2008	ORPC	ORPC	TGU	50
CANADA	Bay of Fundy	2012	Alstom Hydro	Alstom Hydro	Beluga 9	1 000
	Bay of Fundy	2012	UEK Corp.	Minas Basin Pulp and Power Co	OCT	1 000
	Bay of Fundy	2012	Atlantis Resources	Atlantis Resources*	AK1000	1 000
	Bay of Fundy	2009	OpenHydro	Nova Scotia Power	OCT	1 000
	Race Rocks	2006	Clean Current	Clean Current	Tidal Current Generator	65
AUSTRALIE	Flinders Island	2014	BioPower Systems	BioPower Systems	Biostream	250
	San Remo	2008	Atlantis Resources	Atlantis Resources	Nereus	150
CHINE	Longou Island, Shandong	2014		China Datang Corporation		1 200
	Zhaitang Island, Shandong	2014		CNOOC*		300
	Daishan Sea Zhejiang	2014		CECEP* Group		1 000
INDONÉSIE	Ketapang	2012	Ponte di Archimede	UNIDO*		150
CORÉE DU SUD	Uldomok -SEA TURTLE	2010	Voith Hydro	Sustainable Marine Technologies Ltd.		110
	Uldomok	2009	KORDI	KORDI* / MLTM*	VAT	1 000
	Uldomok	2011	Hyundai	Hyundai		500

* Consortium avec Lockheed Martin et Irving Shipbuilding
 * CNOOC - National Offshore Oil Corporation
 * CECEP - China Energy Conservation and Environmental Protection
 * UNIDO - United Nations Industrial Developments Organisation
 * KORDI - Korean Ocean Research and Development Institute
 * MLTM - Ministry of Land, Transport and Maritime Affairs

Source : Etude du Marché hydrolien (cabinet Business Crescendo – septembre 2012)

Le tableau suivant (Source: idem) présente un synoptique des **projets de parcs commerciaux** Hydroliens :

PAYS	PROJET / RÉGION	FABRICANT DE L'HYDROLIENNE	DÉVELOPPEUR
FRANCE	Paimpol-Bréhat	Open Hydro	EDF et DCNS
	Raz Blanchard 1	Open Hydro	EDF et DCNS
	Raz Blanchard 2	Voith	GDF Suez
	Fromveur	Sabella	GDF Suez
	Appel d'offre à venir	NA	NA
UK	Bluemull Sound	Nova Innovation	Nova Innovation
	Anglesey Skerries	MCT	Seageneration Wales (RWE et MCT)
	Brough Ness, Orkney	MCT	MCT
	Cantick Head, Orkney	Open Hydro	SSE
	David's Head	Tidal energy	Tidal Energy et Eco2
	Inner Sound	TGL (Rolls Royce) ou Atlantis Resources	Meygen
	Ireland Rathlin Island and Torr Head	NA	Thetis Energy
	Islay	Hammerfest Strom	Scottish Power Renewables (Iberdrola)
	Kyle Rhea	MCT	SeaGeneration Kyle R. (MCT)
	Kyle Rhea	Pulse Tidal	Pulse Tidal
	Mull of Kintyre	Nautricity Ltd.	Argyll Tidal
	Ness of Duncansby, Orkney	Hammerfest Strom	Scottish Power Renewable (Iberdrola)
	Strangford Lough	MCT	Seageneration (MCT)
	West Islay	MCT ou TGL (Rolls Royce)	DP Marine Energy et DEME
Westray South	NA	SSE Renewables	
CANADA	Bay of Fundy 1	Clean Current Power	Alstom
	Bay of Fundy 2	Atlantis Resources	Atlantis Resources, Lockheed Martin et Irving Shipbuilding
	Bay of Fundy 3	MCT	Minas Basin Pulp and Power
	Bay of Fundy 4	Open Hydro	Nova Scotia Power (Emera)

PAYS	PROJET / RÉGION	FABRICANT DE L'HYDROLIENNE	DÉVELOPPEUR
Etats Unis	East River, New York	Verdant	Verdant
	Town of Wiscasset, Maine	NA	Town of Wiscasset, Chewonki Foundation
	East foreland, Alaska	ORPC	ORPC
	Cobscook Bay, Maine	ORPC	ORPC
	Cook inlet, Alaska	ORPC	ORPC
	Avalon, New York	Natural Currents	Natural Currents
	Gastineau, Alaska	Natural Currents	Natural Currents
	Cape May, New Jersey	Natural Currents	Natural Currents
	Margate, New Jersey	Natural Currents	Natural Currents
	Highlands, New York	Natural Currents	Natural Currents
	Orient Point, New York	Natural Currents	Natural Currents
	Fisher Islands, New York	Natural Currents	Natural Currents
	Salem, New Jersey	Natural Currents	Natural Currents
	Killisnoo, Alaska	Natural Currents	Natural Currents
Puget sound, Washington	Open Hydro	Sno pud	
Muskeget - Edgar town, Massachussets	NA	HMMH	
Nouvelle Zélande	Kaipara Harbour	NA	Crest Energy
Corée du Sud	Seaturtle Project	Voith	Renetec
Australie	Banks Strait, Tasmania	Open Hydro	Tenax
	Clarence Strait	Open Hydro ou Alstom	Tenax
	Port Phillip Head	Open Hydro	Tenax
Inde	Gulf of Kutch	Atlantis Resource	Gujarat Power

Il convient cependant d'être prudent avec cette prolifération car de nombreux projets évoluent en raison de difficultés techniques, de financement ou autres. Mais un certain nombre de projets présentés (Anglesey Skerries, Islay, Kyle Rhea, Inner Sound par exemple) sont avérés, même si les technologies utilisées peuvent varier entre projet et réalisation (par exemple le projet Meygen de ferme pilote dans le Pentland Firth Inner Sound utilisera des turbines Andritz Hydro Hamerfest et non des turbines TGL ou Atlantis Resources).

2.4 - L'Énergie des vagues et de la houle

Entre toutes les énergies marines, c'est l'énergie des vagues qui présente le plus grand potentiel théorique (ressource mondiale estimée à 2000-8000 TWh/an, 400 TWh en France, à comparer à la consommation électrique française actuelle de 500 TWh).

EDF estime que le potentiel qui serait exploitable en l'état actuel de la technique pour la France est en fait de l'ordre de 40 TWh. Il est principalement situé sur la façade Atlantique en raison de vagues, en moyenne, plus importantes.

Cette énergie est à l'origine d'un foisonnement de technologies (environ 140 répertoriées actuellement) pour produire de l'électricité. Il existe une multitude de projets, la plupart encore au stade d'études ou de maquettes. Aucune technologie ne donne encore lieu à une exploitation commerciale hormis la centrale espagnole de Mutriku (296 kW), opérationnelle depuis 2011.

Certaines sont déjà testées au sein de centres d'essais comme l'EMEC (European Marine Energy Center) ou le Wavehub (Royaume-Uni), situé au large des côtes de Cornouailles. En France, le site d'expérimentation SEM REV, au large du Croisic, piloté par l'École Centrale de Nantes, est retenu pour le test des concepts houlomoteurs dans le cadre de l'IEED (Institut d'Excellence sur les Énergies Décarbonées) France Énergies Marines.

Beaucoup de projets ont été recensés, exploitant différents principes :

On distingue donc plusieurs grandes familles, selon le principe de fonctionnement retenu, dont notamment :

- **Les systèmes à déferlement** : les vagues viennent déferler sur un plan incliné à l'arrière duquel se trouve un bassin, stockant l'eau en hauteur après son déferlement. Lorsque l'eau de ce bassin retourne à la mer par l'action de la gravité, elle actionne des turbines hydrauliques qui entraînent des alternateurs.
- **Les systèmes à colonne d'eau oscillante** : l'oscillation de l'eau de mer agit comme un piston pour pousser une colonne d'air dans un tuyau; cet air actionne à son tour une turbine (qui peut travailler dans les deux sens) pour produire de l'électricité.
- **Les systèmes à flotteurs en surface**: ceux-ci peuvent soit être articulés et perpendiculaire aux vagues, soit monter et descendre en fonction du passage des vagues. Ils compriment une partie fixe et une partie flottante. Cette dernière oscille avec la houle et actionne une turbine à air ou à eau produisant de l'électricité. C'est par exemple le cas du Pelamis, de Powerbuoy ou de Searev.
- **Les systèmes immergés** : ils peuvent être soit oscillants (volets oscillant dans les deux sens avec le passage des vagues), soit actionner une pompe à piston à vérin hydraulique Des batteurs de houle, sortes de panneaux articulés posés sur le fond marin, oscillent et compriment de l'eau qui est envoyée à terre pour alimenter des turbines. C'est le cas des systèmes Waveroller ou Oyster, et CETO.

Quelques exemples:

- Le serpent **Pelamis** : (développé par la société Ocean Power Delivery Ltd, devenue Pelamis Wave Power Ltd) est un flotteur de type «atténuateur», composé d'un tube d'acier articulé de 140 mètres de long, de 3,5 mètres de diamètre, pesant 350 tonnes avant ballastage, générant une puissance de 750 kW. Ce système se situe aujourd'hui au stade pré-commercial. Des essais de démonstration ont été effectués au Portugal, et à l'EMEC en Ecosse. Il y a un projet de 5 machines 3,75 MW, à l'Île de la Réunion
- **CETO** (Carnegie Technologies, Australie). Avec flotteur en surface, la houle provoque des différences de pression sur un piston vertical dont le va-et-vient est converti en électricité à l'aide d'un système hydraulique couplé à un générateur. Une expérimentation d'une machine houlomotrice de 100 kW est en cours à l'Île de la Réunion, avec le soutien de EDF-EN.
- **WAVEROLLER** : FORTUM et DCNS envisagent d'installer en 2014 en Bretagne, avec le soutien du Conseil Régional, une ferme pilote WAVEROLLER de trois machines de 500 kW. WAVEROLLER transforme in situ l'énergie des vagues en énergie électrique. Le transfert d'énergie du site à la côte est effectué par câbles électriques. Ce projet permettra de valider au niveau industriel la technologie WAVEROLLER, qui fait l'objet de tests depuis 2008.
- **BILBOQUET** est un projet français de type "bouée" houlomotrice, développé par la société D2M (la Seyne-sur-Mer) avec divers partenaires, et labellisé par les pôles Mer Bretagne et PACA. Un démonstrateur de 120kW pourrait conduire à des installations de plusieurs MW.
- **Le projet AWS : ALSTOM** a fait son entrée dans l'énergie des vagues en juin 2011 en prenant 40% d'AWS Ocean Energy. Cette technologie s'appuie sur un dispositif flottant d'une capacité supérieure à 2 MW qui transforme la force des vagues en énergie pneumatique par compression de l'air que des turbines-alternateurs convertissent ensuite en électricité. Le déploiement du premier prototype commercial est prévu dès 2014.

Contexte international

On dénombre aujourd'hui **près de 150 projets dans le monde** visant à utiliser l'énergie des vagues et de la houle, dont 18 présentés dans le document de la Région Bretagne. Parmi les projets, certains font l'objet d'un partenariat avec des industriels français, comme le système immergé **CETO**. D'autres font l'objet d'une étude d'évaluation technique comme le projet de flotteur en surface **SEA-REV** de l'École Centrale de Nantes, ou sont en cours d'essais au Portugal, comme la dernière version en développement du **PELAMIS**.

La croissance de cette filière houlomotrice est susceptible d'être assurée par la maturation de technologies de seconde génération plus performantes et mieux adaptées aux états de la mer, à savoir

- capables d'exploiter une plus grande partie de l'énergie brute incidente; la plupart des technologies actuelles n'exploitent pas la totalité de l'énergie incidente des vagues. Elles captent, par exemple, les forces de "pilonnement" issues des mouvements de bas en haut des vagues sans capter les efforts horizontaux dits de "cavement",
- mettant en œuvre plus de matériaux souples, déformables et/ou intelligents (caoutchouc, polymères électro-actifs). Ces matériaux permettent d'alléger les contraintes de dimensionnement qui pèsent sur des systèmes rigides devant résister aux houles extrêmes,
- utilisant des chaînes de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique plus directes que les systèmes actuels qui ont tendance à passer par plusieurs intermédiaires de conversion (système hydraulique, entraînant un moteur hydraulique couplé à un alternateur, mise sous pression d'un fluide qui est turbiné à terre...).

Nom	Lieu	Technologie	Partenaires	Objet	Commentaires
Projet CETO	La Réunion	CETO	EDF EN, DCNS maître d'oeuvre	Ferme pilote 2 MW	Demandes d'autorisation fin 2013?
Projet SEAWATT	La Réunion	Pelamis		5 machines 3,75 MW	Autorisation administrative délivrée, problème l e tarif (il faut 30 c€/kWh)

2.5 - L'Energie thermique des mers⁶

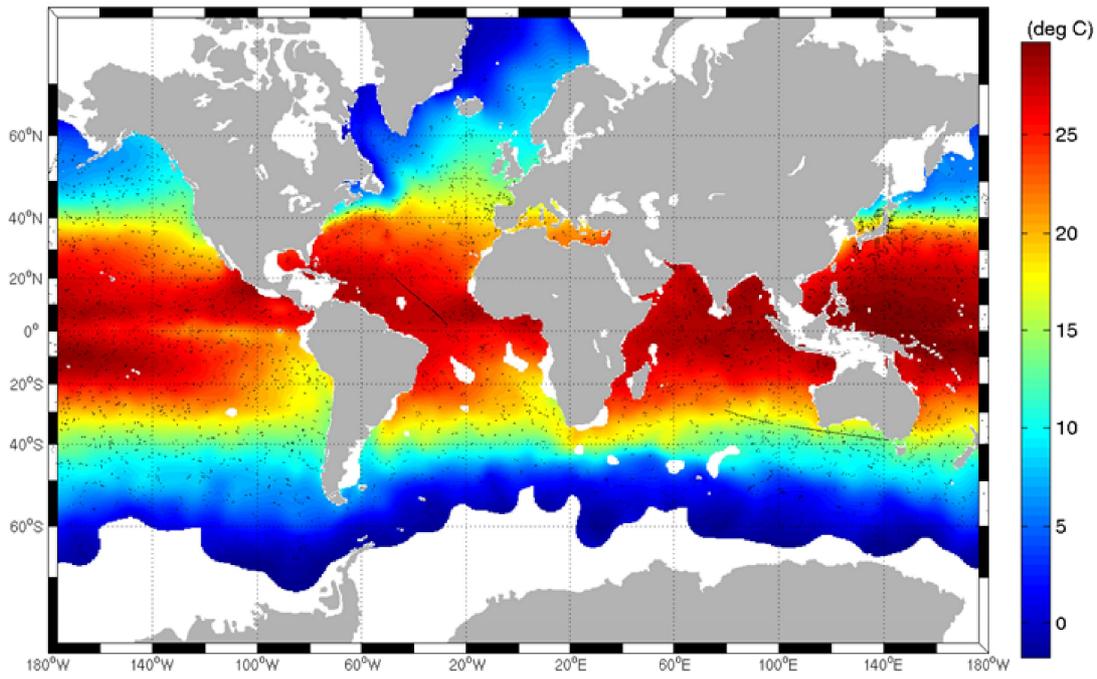
L'énergie thermique des mers (*ETM*, ou en anglais *OTEC / Ocean Thermal Energy Conversion*) est produite en exploitant la différence de température entre les eaux superficielles à environ 25°C et les eaux profondes des océans (-1000m) à environ 5°C. L'ETM peut fonctionner à grande échelle dans les zones intertropicales favorables, en base 24h sur 24 toute l'année. Parmi toutes les énergies marines, c'est celle (avec la houle) dont la ressource théorique au plan mondial (en zone tropicale) est la plus élevée.

Le principe de l'ETM : la technique utilise le potentiel calorifique des eaux chaudes de surface, plus particulièrement dans les zones proches de l'équateur, et des eaux froides des profondeurs pour la production d'énergie mécanique-électrique et pour le dessalement de l'eau de mer (procédés d'évaporation condensation). L'eau froide profonde peut aussi être également utilisée comme apport de froid pour la climatisation directe. (SWAC)

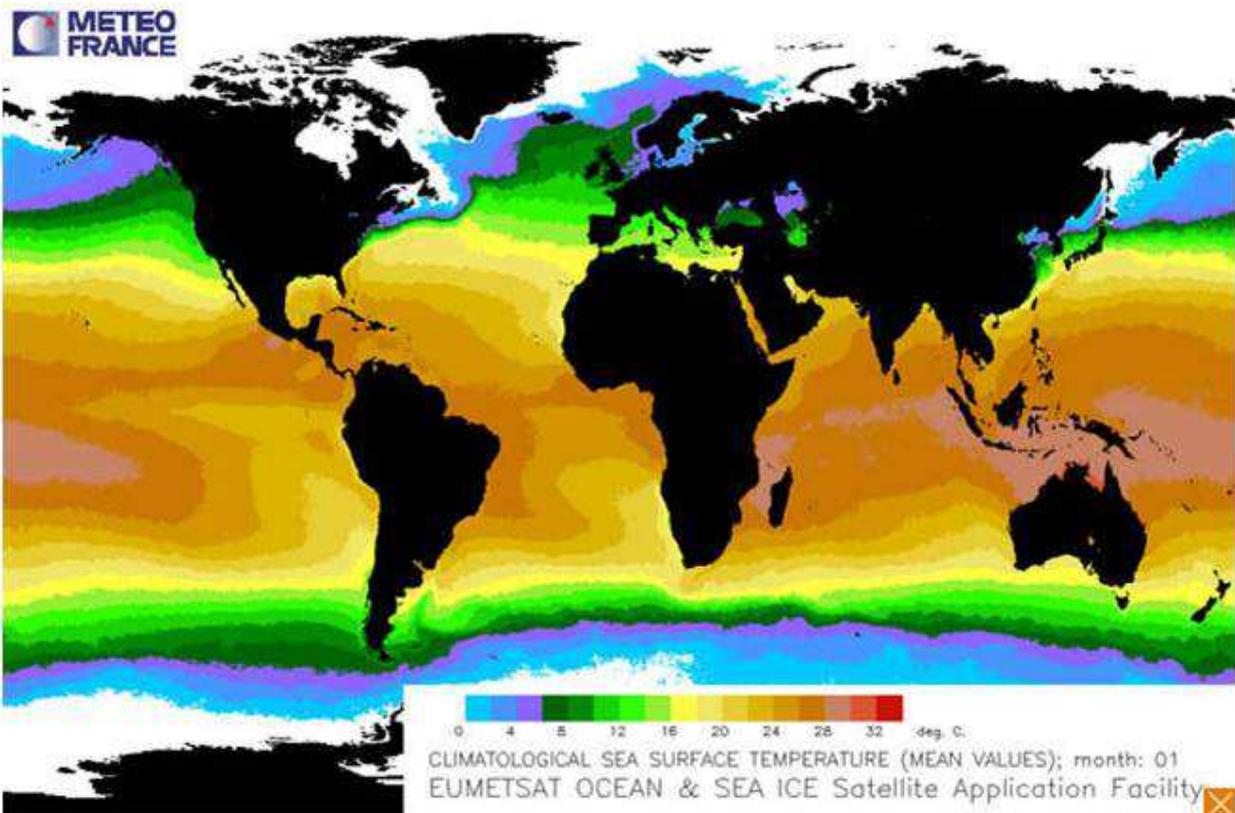
La surface des océans capte et stocke sous forme d'eau chaude une grande quantité de l'énergie solaire, la température de l'eau est alors élevée en surface (pouvant atteindre 28°C en zone intertropicale), Par ailleurs, l'eau est froide en profondeur (environ 2° à 4°C, avec des "bouffées" d'eaux froides polaires qui "plongent", au nord et au sud de l'océan Atlantique.). De plus, les couches froides ne se mélangent pas aux couches chaudes. En effet, la densité de l'eau s'accroît lorsque la température diminue, ce qui permet la coexistence de deux couches d'eau de températures différentes. Cette différence de température peut être exploitée par une machine thermique utilisant l'eau venant des profondeurs comme source froide et l'eau de surface comme source chaude :

⁶ L'ETM, est au départ une histoire française. On attribue généralement à Jules Verne l'idée d'utiliser les différences de températures de la mer pour produire de l'électricité. Dès 1869, dans son livre *Vingt mille lieux sous les mers*, il fait référence aux « eaux de surface et les eaux profondes des océans pour produire de l'électricité ». Des scientifiques et ingénieurs français ont été des pionniers de l'énergie thermique des mers (avec la théorie, en 1881, Jacques Arsène d'Arsonval, et la pratique, l'ingénieur français Georges Claude, 1928-1930, à Cuba et au large du Brésil). Par la suite, l'Ifremer a mené beaucoup d'études, abandonnées dans les années 1980 et reprises aujourd'hui.

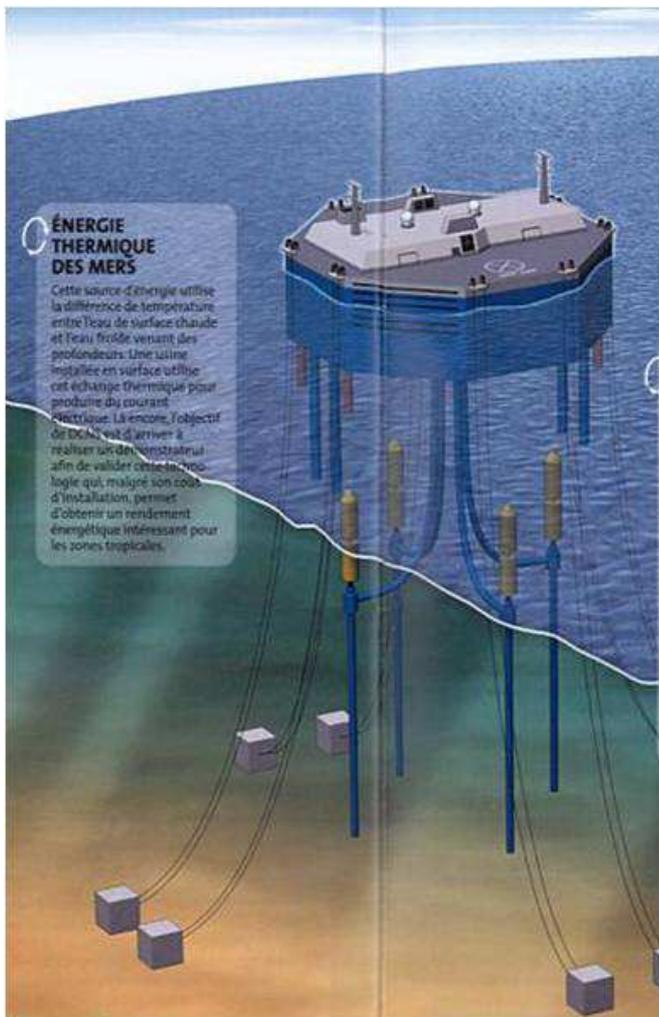
Temperature analysis (deg C) – Depth 10 m – 13-Nov-2007



Coriolis min = -1.93 max = 30.95 Last update : 13-Nov-2007



Potentiel ETM Source Météo France



ETM plate forme Flottante source DCNS

Le fonctionnement de l'énergie thermique des mers (ETM) est fondé sur l'exploitation de ce différentiel de température. Une centrale est donc une machine thermique qui « récupère » plus d'énergie de l'échange thermique entre l'eau chaude et l'eau froide, que l'énergie nécessaire à la pompe, laquelle peut être réduite, selon l'IFREMER, à 20 % de l'énergie produite. Pour que le cycle de l'ETM fonctionne, il est nécessaire de disposer d'un différentiel de températures d'au moins 20 °C. Plus ce différentiel de température est élevé et stable au cours de l'année, plus la production d'électricité est importante.

Si les principes thermodynamiques en jeu sont relativement simples, la mise au point requiert une grande expertise du milieu marin et des grosses structures. La maîtrise des effets de l'eau salée sur les différents composants du module de production d'énergie (échangeurs, turboalternateurs, pompes, etc.), ainsi que sur certains composants structurels (conduites de gros débit notamment), ancrages, constituent les principaux défis pour l'avenir de cette technologie.

L'objectif principal d'une centrale ETM est de produire de l'électricité, mais les marchés secondaires de la production d'eau douce présentent également un intérêt. De plus, l'eau de mer rejetée par la centrale étant de qualité, il est possible de l'utiliser pour l'aquaculture. On voit donc l'intérêt de systèmes plutôt basés à terre permettant une valorisation multi-usages de l'eau des profondeurs. On envisage aujourd'hui des puissances unitaires d'une dizaine de mégawatts pour les premières centrales et, à terme, d'une centaine de mégawatts.

À noter également que la climatisation est aussi une application directe de l'énergie thermique des mers avec le système SWAC (Sea Water Air Cooling) dans les configurations où la remontée se fait à terre et non sur plateforme flottante (ETM onshore).

Si l'on considère les zones pour lesquelles un différentiel de température de 20 °C est accessible, cela porte le potentiel théorique à plus de 80 000 TWh/an. Cependant, cette ressource théorique n'est pour l'instant économiquement exploitable qu'à une distance raisonnable des côtes habitées. Cette source d'énergie est très adaptée aux régions insulaires (îles tropicales isolées) qui présentent une demande énergétique importante couplée à un prix élevé et à un besoin en eau douce souvent non négligeable. Il est intéressant de noter qu'une grande partie du potentiel exploitable est située en zone d'influence française (DOM -COM, etc.). La Polynésie notamment est adaptée à l'ETM.

Des études récentes (Indicta, 2012) montrent, par ailleurs, qu'une cinquantaine de pays ne disposent d'aucune alternative à l'ETM.

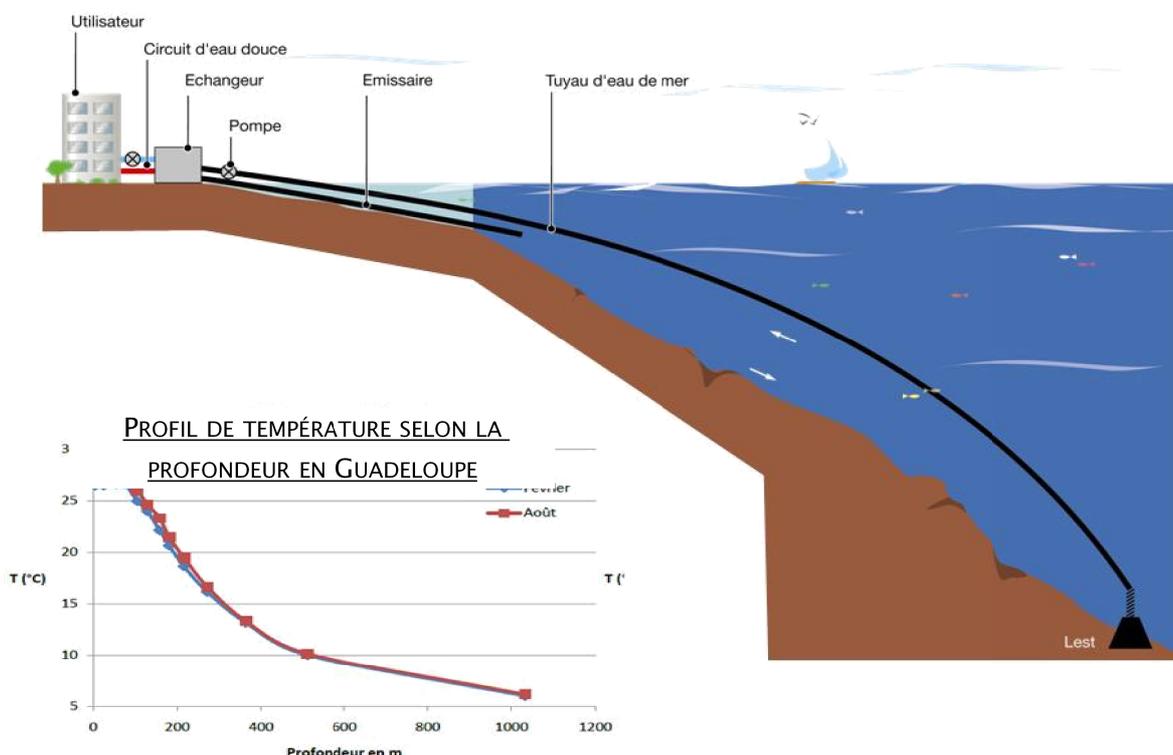
Les difficultés résiduelles sont notamment la tenue mécanique du tuyau de captage d'eau froide et son installation, et le coût de cette technologie, éprouvée en offshore pétrolier, mais trop chère pour le secteur des EMR.

Contexte international:

Aujourd'hui dans le monde, les pays qui réalisent le plus de recherches dans ce domaine de l'ETM sont les Etats-Unis (à Hawaï notamment, avec l'industriel Lockheed Martin), le Japon, et la France, avec DCNS (Ile de la Réunion), et des projets de démonstrateur étudiés à la Martinique, en Polynésie, à l'île de Principe, aux Maldives ou encore en Indonésie..

2.6 - Le SWAC

“La « thalasso-thermie » est un procédé en développement qui permet de substituer la quasi-totalité de l'énergie électrique nécessaire à la climatisation par l'énergie thermique des mers.”⁷ L'eau profonde froide peut être utilisée directement comme réfrigérant pour des machines thermiques, ou pour du conditionnement d'air (technique dite **SWAC, pour Sea Water Air Cooling Conditioning**).



(Image et 3 paragraphes suivants issus de EDF-SEI et DPI de Profundis)

7 Source: <http://www.nostalgiereunion.com/content/un-projet-de-climatisation-par-leau-de-mer-au-chu-sud>

Le principe consiste à pomper de l'eau de mer fraîche des profondeurs jusqu'à la surface. L'eau de mer passe alors dans un échangeur thermique où elle refroidit un circuit d'eau douce en boucle fermée. Ce circuit secondaire alimente en eau froide les immeubles à climatiser. L'eau de mer à la sortie de l'échangeur thermique est renvoyée en profondeur à une température compatible avec le milieu ambiant. Il est ainsi possible de substituer l'énergie électrique généralement utilisée pour produire de l'eau froide par une source totalement naturelle et renouvelable qu'est l'eau de mer. L'énergie nécessaire au pompage reste marginale par rapport aux gains de substitution du procédé. Lorsqu'il faut 100 kW pour climatiser un espace par production électrique d'eau froide, il n'en faut que 5-10 kW par le principe de la thalasso-thermie.

Le développement d'une telle solution très séduisante suppose de remplir deux conditions essentielles:

- Identifier des besoins de climatisation importants sur des sites proches de la mer en privilégiant les sites où les hauts fonds (plus de 800 mètres) sont proches du littoral,
- Disposer d'une solution technique pour pomper l'eau de mer des profondeurs dont le coût d'investissement permette de vendre du froid à des prix compétitifs par rapport aux solutions électriques existantes.

Dans le monde, les premières expérimentations se centralisent:

- soit sur des projets de très grandes puissances (plusieurs dizaines de MW) permettant la rentabilisation d'investissements très lourds (technique pétrolière),
- soit sur des projets de petites tailles (de l'ordre de la centaine de kW) pour des hôtels très hauts de gamme recherchant plutôt un bénéfice d'image.

Sur les territoires français, deux SWAC sont déjà en fonctionnement à **Tahiti** depuis plusieurs années, pour des hôtels, avec des conduites de diamètre 40 cm. Un nouveau projet de SWAC (le 3ème en Polynésie) est très avancé, à l'hôpital NCHPF, Centre hospitalier du Taaone de Papeete (5% de la consommation de Tahiti soit 30 GWh sur 600): 5 groupes frigorifiques, 35 GWh/an: 15 Gwh électrique/an, facture de climatisation divisée par deux dès la première année, le gain de 2M€ étant à moitié absorbé par les amortissements fonctionnements et l'autre moitié, soit 1M€, étant un gain net. La première commande intervient en septembre 2013. La mise en œuvre définitive est prévue fin 2014 ou début 2015. L'ADEME et la Région apportent leur appui, et l'AFD et la BEI concourent au financement par des prêts.

A l'île de La Réunion, un projet de SWAC pour les communes de Saint-Denis de la Réunion et de Sainte Marie est en cours de développement en Contrat de Délégation de Service Public par GDF-Suez et CDC, groupement retenu après appel d'Offres. Le délégataire prend en charge les études, la réalisation et le financement du projet, lequel permettra la réduction de 80% de la consommation électrique comparée à une production de froid avec un système classique. Il y aura effacement en priorité de la production électrique, à base de charbon complétée par du fioul, en ligne avec les objectifs du plan 450 de l'Union Européenne et le programme GERRI à La Réunion. La production de froid par le SWAC est continue et permet ainsi d'écarter les pointes de charge sur le réseau électrique. Elle permettra d'effacer l'équivalent de 15 MW électrique de la demande sur le système électrique réunionnais (investissement évité de l'ordre de 15 M€). La charge électrique sera réduite sur la zone de plus grande densité électrique de La Réunion.

Un autre projet de SWAC à La Réunion concerne le GHSR (Groupe Hospitalier Sud Réunion afin de permettre une climatisation d'origine marine des bâtiments (eau à 5° à -1000m). L'objectif est de réduire de plus de 50% la consommation électrique liée à la climatisation (actuellement 60% de la consommation électrique totale des bâtiments). Ce projet porté par un consortium composé de EDF, l'ADEME et le CHU est aussi soutenu par la Région Réunion.

Ces projets de SWAC sont très intéressants, ce sont des projets écologiques exemplaires qui méritent d'être appuyés et pourront servir de référence pour d'autres projets à l'international.

Pour mémoire les projets en France sont:

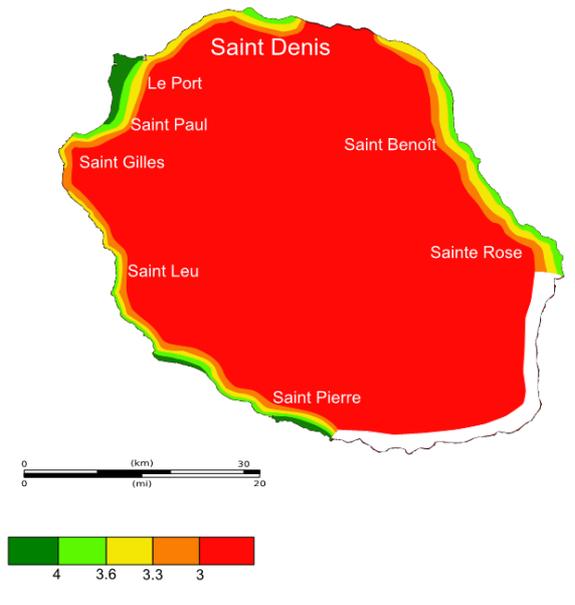
Nom	Lieu	Technologie	Partenaires	Objet	Commentaires	Budget	
SWAC Denis	Saint-Réunion	SWAC	GDF-Suez, Climespace et la Caisse des Dépôts au sein de la société Clim Abyss	36 MWf raccordés en trois ans, 40 MWf à terme en 2020	Demande d'aide sur tarif	M€, ADEME	140 aide 20 M€
SWAC Pierre	Saint-Réunion	SWAC	CHU Saint-Pierre, EDF		Travaux 2014	en M€	Budget 15
SWAC Terre	Basse-Guadeloupe	SWAC	Hôpital de Basse-Terre, EDF	de 2,2 GWh/an	Études lancées	non	5 à 10 M€
SWAC Papeete	Tahiti	SWAC	Hôpital de Papeete, AFD BEI ADEME	de 9 MWf	Consultation début 2013, mise en service fin 2014		25M€

Par ailleurs, **des projets avec Pompe à chaleur (PAC) marines** utilisent de l'eau de mer, prélevée à des profondeurs moins importantes que pour le SWAC, pour la climatisation et le chauffage de bâtiments en bord de mer. Il y a des problématiques communes avec les SWAC sur les impacts, et une synergie à développer pour les questions d'adaptation des techniques venant du terrestre au milieu marin.

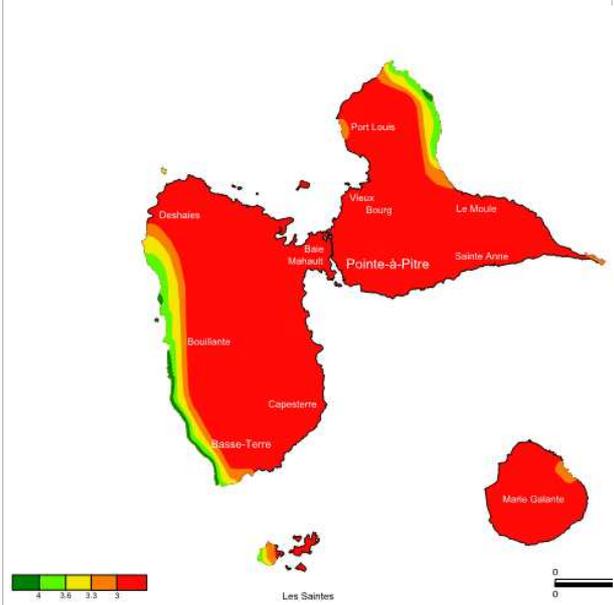
La technologie SWAC CARTE DU POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT

(Source: EDF SEI et société DPI, De profundis, <http://www.deprofundis.com>; en vert les zones à fort potentiel)

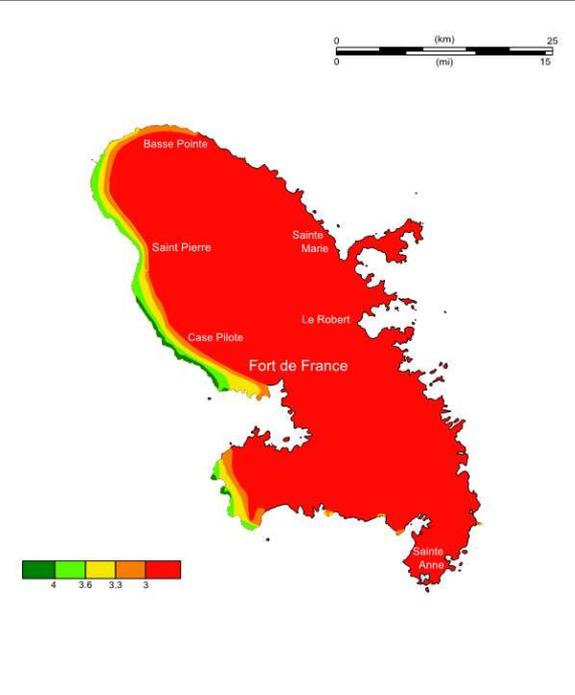
ILE DE LA REUNION



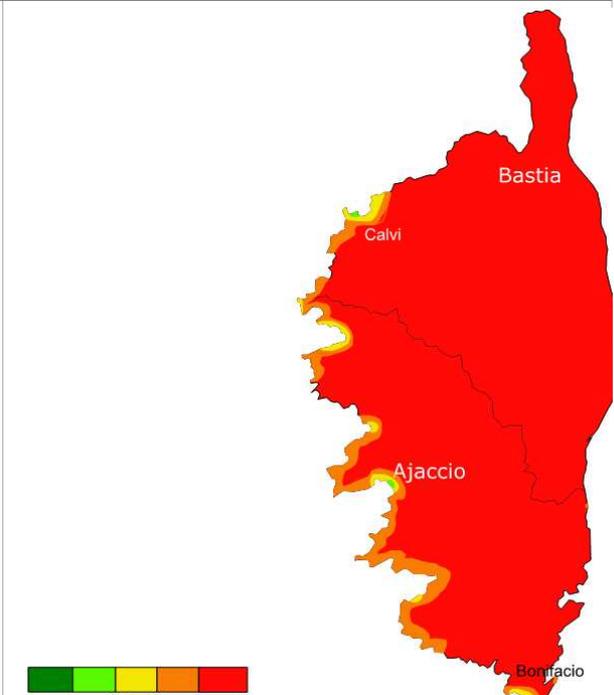
GUADELOUPE



MARTINIQUE

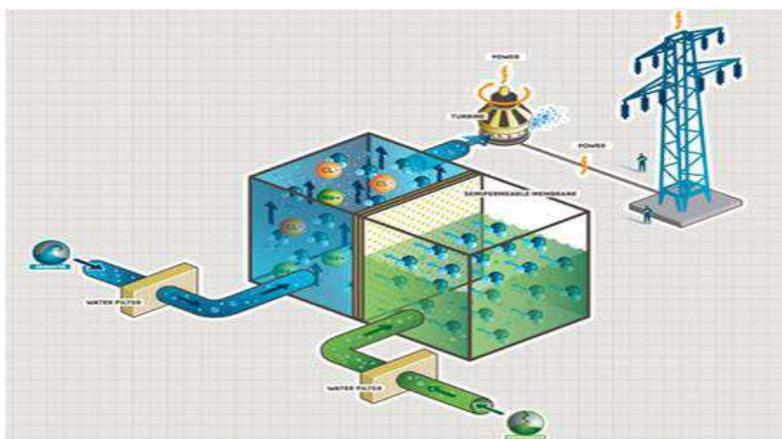


SWAC en CORSE



2.7 - L'Energie osmotique

Lorsque deux masses d'eau de concentration en sel différente sont en contact, les molécules d'eau douce ont naturellement tendance à passer du compartiment le moins condensé, vers le plus condensé, pour rétablir l'équilibre de concentration. C'est le phénomène de la pression osmotique. Si un compartiment d'eau de mer, concentrée en sel, et un compartiment d'eau douce, sont mis en contact au travers d'une membrane semi-perméable, l'eau va naturellement franchir cette membrane en créant une surpression équivalente à une colonne d'eau de 240 m, qui peut être utilisée pour alimenter une turbine hydroélectrique. Le principe est simple, et connu, et requiert des membranes élaborées (utilisées pour le dessalement de l'eau en osmose inverse) qui ont fait beaucoup de progrès. De telles centrales doivent être installées à proximité immédiate des estuaires, où eaux douces et eaux salées sont disponibles en grande quantité, en faisant en sorte de réduire les coûts d'investissement et de génie civil.



Principe de fonctionnement d'une centrale Osmotique

Ce domaine est encore peu mûr. L'énorme et coûteuse centrale osmotique norvégienne de Tofte a une capacité de 4 kW. On peut cependant noter une récente publication le 28/2/2013 dans la revue « Nature » par l'institut Lumière Matière (ILM), un laboratoire de l'Université de Lyon 1, qui par utilisation de nanotubes de bore-azote permet d'atteindre des courants 1000 fois supérieurs aux autres technologies et une capacité potentielle de 4 kW par m² de membrane.

Contexte international :

Le potentiel mondial estimé est de 1650 Twh/an (2000 selon IEA/DGEC2010).

Il existe un prototype de 4 kW de l'entreprise d'électricité nationale Statskraft à Tofte en Norvège opérationnel depuis 2009.

Les Pays-Bas ont aussi plusieurs projets en cours, ainsi que, dans une moindre mesure, l'Allemagne et le Japon.

2.8 - Défis technologiques et industriels

Les technologies présentées infra ne sont pas encore éprouvées et peuvent présenter des défis technologiques et pratiques encore à résoudre.

La DGCIS (dans son exercice « Technologies-clés 2015 » publié en 2011), et l'ANCRE, Alliance Nationale de Coordination de la Recherche sur l'Énergie (FEM / programme R&D 2012), ont donné une liste, confirmée lors des auditions menées par la mission, des enjeux techniques et des défis technologiques classés en groupes fonctionnels :

N°1 : Les tests de démonstrateurs en mer : La question des tests de démonstrateurs en mer et des fermes pilotes est primordiale pour établir la viabilité en milieu marin, la facilité et les coûts de maintenance, le taux de disponibilité, et asseoir les coûts sur des bases solides, à même de sécuriser les investisseurs.

N°2 : Le raccordement des câbles de transport de l'électricité / parc de machines : La question du raccordement a des impacts sur les coûts et aussi sur les délais, pour des raisons diverses: files d'attente, contraintes réglementaires, sites d'atterrissage protégés, demande mondiale de câbles saturant l'offre, etc. Certaines solutions technologiques ne sont pas encore qualifiées, qui pourraient réduire les coûts de manière significative (400 kV tripolaire alternatif). Et l'absence de schéma directeur des plans de raccordement prévus rend difficile l'optimisation, entre insuffisance à terme ou risque de coûts échoués.

N°3: Hydrolien, structures d'ancrage & installation : Les structures d'ancrage pour l'hydrolien sont à valider, puisque l'on installe les hydroliennes en zones de courants forts. Cela pose la question du choix de sites pilotes : faut-il aller directement là où le potentiel est le meilleur mais où les difficultés techniques sont les plus grandes? Le consensus semble être positif sur ce point, avec une acceptation des risques techniques associés.⁸

N°4: Éolien flottant, conception & optimisation du couple flotteur / aérogénérateur: L'optimisation du couple flotteur-aérogénérateur pour l'éolien flottant a plusieurs solutions, certaines visant de manière sécurisée à transférer une éolienne terrestre marinisée et à la faire flotter, d'autres cherchant à optimiser le système total de façon très innovante, sans nécessairement réutiliser des briques existantes peu adaptées, avec les risques associés.

N°5: Énergie Thermique des Mers (ETM), conduite d'eau froide: Pour l'ETM, les principaux sujets sont la conduite d'eau froide, (la technologie existant dans l'industrie pétrolière mais à des coûts très élevés) et l'ancrage.

N°6: Houlomoteur, méthodologie d'identification d'une classe de technologies performantes : le houlomoteur est effectivement le lieu d'un foisonnement d'idées et de concepts, qui demandent à être filtrés selon les critères techniques, économiques, industriels et environnementaux. Les principaux sujets techniques sont la nécessité d'abord d'exploiter une plus grande partie de l'énergie incidente des vagues (forces de pilonnement/de cavalement), ensuite d'employer des matériaux souples, légers et résistants, plus adaptés, enfin d'utiliser des chaînes de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique plus directes.

⁸ Il faut cependant veiller à ce que la hâte à tester les sites les plus difficiles (cas du raz Blanchard) ne soit pas une façon de pré-empter un site prometteur sans capacité réelle de l'exploiter.

Les **enjeux techniques** associés sont les suivants :

- *fabrication et assemblage de structures marines de grande envergure et application de matériaux alternatifs (béton, composite)*
- *conception électrique : ancrages et câbles électriques, systèmes de connexion électrique en milieu marin, connexions tournantes*
- *installations en milieu marin : mise à l'eau simplifiée de structures de plusieurs centaines de tonnes, méthode de remorquage et de mise à poste, installation et assemblage des ensembles en milieu marin*
- *ancrage adapté au sol : de types classique (navire navire, dispositifs avec flotteurs), gravitaire, pieux enfoncés dans le sol*
- *contrôle commande des machines ou des parcs de machines : pour optimiser la production d'énergie et limiter les efforts mécaniques*
- *convertisseurs d'énergie : dimensionnement du stockage de l'énergie, comportement des machines et composants en mer, fatigue*
- *raccordement électrique : comportement dynamique du câble, diminution des pertes électriques, optimisation*
- *exploitation et maintenance : moyens d'accès en toute sécurité, survie en conditions extrêmes*
- *démantèlement afin de restituer le site, après exploitation, dans un état le plus proche possible des conditions initiales.*

Ceci dans un contexte :

- de concurrence souvent franco-française (y compris à terme à l'international),
- de redondance des études, redondance coûteuse et consommatrice de temps,
- de portage de risques potentiellement excessifs pour certains développeurs.
- de nécessité de parvenir à un partage de risques équilibré entre acteurs publics et industriels.

Sans préjuger des développements qui suivent dans ce rapport, il apparaît nécessaire de mutualiser un certain nombre des efforts nécessaires. La mise en place d'appels à manifestation d'intérêt (AMI) pour le développement de « briques technologiques » et de démonstrateurs afin de faire sauter les verrous techniques précités, participe de ce processus souhaitable.

Recommandations

- **Assurer une veille active sur les concepts innovants: hydroliennes flottantes et plateformes hybrides associant plusieurs technologies**
- **Veiller à une bonne mutualisation des études (notamment de gisements), des systèmes de raccordement, de pose, de surveillance, d'exploitation et de maintenance.**

3 - COOPERATION et RECHERCHE-DEVELOPPEMENT

On a vu dans le chapitre 1 que les technologies des EMR sont en évolution, certaines matures, d'autres encore à améliorer et tester. Dans tous les cas, une activité de R&D reste nécessaire, qu'il s'agisse de démontrer une technologie, d'exploiter les retours d'expérience des tests, d'améliorer la fiabilité ou de baisser les coûts.

Dans le présent chapitre le terme « recherche » est à prendre au sens large, et inclut les activités de démonstration technologique et d'essai des prototypes.

1. LES PARTENARIATS PUBLICS – PRIVÉS DE RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT

France Energie Marine est un IEED (de statut GIP à terme) comprenant 58 structures, dont 9 grands groupes parmi les 35 structures privées ; une gouvernance opérationnelle avec un Conseil d'Administration composé à parité de 16 membres publics et privés et présidé par un industriel, la première présidence étant assurée par EDF. Il s'intéresse à quatre types d'énergies marines renouvelables : l'éolien offshore posé et flottant, l'hydrolien, le houlomoteur et l'énergie thermique des mers. Ce partenariat public – privé compte 133,3 M€ de budget total prévisionnel sur 10 ans, dont : 25 M€ privé, 18 M€ para-publics, 38 M€ des collectivités territoriales, 34,3 M€ de soutien des Investissements d'avenir, enfin le reste couvert par le plan d'affaire

L'objectif assigné à FEM est de gérer à terme :

- 2 programmes-cadres de recherche : 15 thématiques de recherche technologique et socio-environnementale
- 5 sites d'essais en mer (initiés par des organismes de recherche, des PME, des industriels et des collectivités avec le soutien de l'Etat): éolien flottant (Fos sur Mer et Groix), houlomoteur (SEM-REV au Croisic), hydrolien en mer (Paimpol Bréhat) et hydrolien estuarien (SENEOH Bordeaux). Ces sites d'essais représentent l'essentiel du budget de FEM dans les années à venir. Ils ne sont pas encore complètement opérationnels à ce jour, seuls le SEM-REV et SENEOH sont actuellement fonctionnels.
- 70 chercheurs, ingénieurs et techniciens à terme (fin 2012 ,FEM comptait 6 personnes), en recrutement par étapes successives.

FEM ne vit jusqu'à présent que des cotisations et mises à disposition par Ifremer notamment. Il devient urgent de mobiliser le soutien des Investissements d'Avenir afin d'éviter un retard préjudiciable au développement des sites d'essais (voir annexe 2, document de FEM sur les « sites d'essais en France ») lesquels représentent l'essentiel des crédits alloués pour les premières années d'activité. Le dossier de FEM doit pour cela être complété (notamment en terme de plan d'affaires) afin de sécuriser la subvention du point de vue des aides d'Etat (article 107 alinéa 3 du traité sur le fonctionnement de l'Union Européenne) et montrer qu'elle est compatible avec le marché intérieur.

Les sites d'essais mis en place ont ensuite vocation à être utilisés par les acteurs français ou internationaux (sur le modèle par exemple du projet Européen Marinnet). Leur rôle est important pour la fiabilisation et la baisse des coûts des technologies EMR testées ; il s'agit là d'un investissement. Un accord de partenariat et d'échanges entre FEM et l'EMEC, le site d'essais britannique situé en Ecosse, est aussi à envisager.

Sur le modèle de l'hydrolien qui dispose de deux sites d'essais pour deux catégories de machines (hydroliennes en mer et hydroliennes fluviales), et pour tenir compte de la diversité des technologies relatives à l'énergie des vagues (pour lesquelles on a vu qu'une méthode d'identification de classes de technologies performantes reste à construire), des sites d'essais

complémentaires pour l'ensemble de la gamme des systèmes houlomoteurs (à savoir onshore, nearshore et offshore) peuvent apparaître souhaitables, alors que le site de SEMREV au Croisic ne concerne que les systèmes offshore. Il convient évidemment de vérifier la pertinence d'un tel investissement.

Les Pôles de compétitivité : Mer Bretagne, Mer PACA, EMC2, ... sont issus d'un dispositif industriel lancé en 2004 et visant à « rassembler sur un territoire bien identifié et une thématique donnée, des entreprises petites et grandes, des laboratoires de recherche et des établissements de formation » pour « soutenir l'innovation et favoriser le développement des projets collaboratifs de recherche et développement (R&D) particulièrement innovants ».

Voici une liste non exhaustive des projets labellisés par les Pôles de compétitivité portant sur les EMR :

Energie Thermique des Mers : ESPADON (conduite d'eau froide fiable et économique)

Eolien flottant : IDEOL (plateforme flottante bon marché pour éolien offshore) – WINFLO (éolien flottant à axe horizontal) – VERTIWIND (éolien flottant à axe vertical)

Houlomoteur : BILBOQUET (bouée houlomotrice)

Hydrolien : SABELLA – ORCA – BluStream (hydrolienne à tuyère accélératrice pour grande vitesse de rotation d'alternateur) – MEGAWATFORCE (hydrolien sans électricité dans l'eau, avec transfert de pression à terre)

Mesures, surveillance et instrumentation : BLIDAR (bouée pour mesurer la vitesse du vent près des éoliennes offshore) – SIMEO (bouée de surveillance écologique des vertébrés marins) – HYPERWIND (surveillance globale de parcs éoliens)

Dix des projets susmentionnés sont labellisés par le pôle mer Bretagne, et quatre par le pôle mer PACA. Tous les projets ne sont pas au même niveau d'activité, certains sont même abandonnés.

L'association Wind In Normandy (WIN) développe une plate-forme internationale de R&D et d'essai sur l'éolien offshore en Manche (projet de trois fois six éoliennes posées dont 12 éoliennes Areva et six éoliennes Alstom). Elle est indépendante de France Energies Marines.

A titre d'exemple les statistiques fournies par la DGCIS sur le pôle Mer Bretagne⁹ et le pôle mer PACA¹⁰ sont les suivantes:

♦ Intentions de financements publics de projets collaboratifs de R&D						
Montants (en k€)	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fonds unique interministériel (FUI)*	5 841	3 623	6 432	4 981	3 824	2 499
Collectivités locales	nd	nd	4 673	3 005	4 735	3 612
Projets retenus par le FUI*	1 076	2 818	4 188	2 357	3 884	2 392
Autres projets	nd	nd	485	648	851	1 220
Oseo (yc. projets de l'Ex AII)	62	2 165	804	181	421	12 872
Oseo Innovation*	62	2 165	804	181	421	2 095
AII puis programme ISI*	0	0	0	0	0	10 777
Agence nationale de la recherche	1 445	4 551	1 500	2 940	2 750	7 280
Fonds européens	nd	nd	0	147	511	406
Ademe	nd	nd	nd	nd	nd	0

Nombre de projets	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fonds unique interministériel (FUI)*	5	2	10	7	5	5
Collectivités locales	nd	nd	12	9	9	9
Projets retenus par le FUI*	nd	2	10	7	5	5
Autres projets	nd	nd	2	2	4	4
Oseo (yc. projets de l'Ex AII)	1	10	8	4	3	5
Oseo Innovation	1	10	8	4	3	4
AII puis programme ISI	0	0	0	0	0	1
Agence nationale de la recherche	2	7	4	5	5	12

♦ Intentions de financements publics de projets collaboratifs de R&D						
Montants (en k€)	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fonds unique interministériel (FUI)*	4 681	3 560	11 599	9 143	7 390	3 528
Collectivités locales	nd	nd	6 145	4 814	4 386	2 557
Projets retenus par le FUI*	0	563	5 718	4 283	4 386	2 557
Autres projets	nd	nd	427	531	0	0
Oseo (yc. projets de l'Ex AII)	727	419	909	0	80	6 405
Oseo Innovation*	727	419	909	0	80	0
AII puis programme ISI*	0	0	0	0	0	6 405
Agence nationale de la recherche	3 512	6 445	2 836	3 630	1 975	4 170
Fonds européens	nd	nd	0	13 948	0	3 964
Ademe	nd	nd	nd	nd	nd	0

Nombre de projets	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fonds unique interministériel (FUI)*	3	2	11	9	7	5
Collectivités locales	nd	nd	12	11	7	5
Projets retenus par le FUI*	nd	2	10	9	7	5
Autres projets	nd	nd	2	2	0	0
Oseo (yc. projets de l'Ex AII)	13	7	9	0	2	1
Oseo Innovation	13	7	9	0	2	0
AII puis programme ISI	0	0	0	0	0	1
Agence nationale de la recherche	5	8	4	6	3	9
Fonds européens	nd	nd	0	4	0	3
Ademe	nd	nd	nd	nd	nd	0

* Voir 11. Méthodologie

Sources : DGCIS, Oseo, Agence nationale de la recherche

9 <http://co.diale/TB>

10 <http://co.diale/TB>

[cation mon](#)

[cation mon](#)

Tableau : Statistiques fournies par la DGCIS sur le pôle Mer Bretagne et le pôle mer PACA.

3.1 - La recherche privée

Plusieurs syndicats professionnels suivent la recherche industrielle de leur secteur:

- Le **GICAN** (Groupement des Industries de Construction et Activités Navales) compte 175 Membres (depuis des PME / TPE jusqu'à des très grands groupes) et 7 Groupes de travail dont le Comité EMR-industrie créé en 2011. Ses actions de promotion de la filière navale et maritime concernent l'animation du Comité Stratégique de Filière Navale (CSFN) et du Conseil d'Orientation de la Recherche et de l'Innovation pour la Construction et les Activités Navales (CORICAN), mais aussi l'organisation du Salon Euromaritime.
- Le **GEP** (Groupement des Industries du Pétrole), groupement des industries des hydrocarbures et énergies connexes, comporte notamment un groupement (le CLAR-OM) actif en recherche sur le comportement et le calcul des ouvrages en mer
- Le **SER** (Syndicat des Energies Renouvelables) regroupe les professionnels des énergies renouvelables, et dispose de plus de 20 comités techniques
- **FEE** (France Energies Eolienne) est organisé en commissions dont les thématiques sont pertinentes pour les EMR : raccordement électrique, offshore, économie, industrie, exploitation...
- Le **CMF** (Cluster Maritime Français) regroupe tous les métiers de la mer et a deux Groupes de travail sur les EMR

A ce jour, près de 400 entreprises se sont déjà positionnées sur les EMR, ou envisagent de le faire, soit sur les AO éoliens posés, soit dans le cadre du développement des nouvelles technologies. Une majorité d'entre elles proviennent du secteur maritime, dont l'offshore pétrolier. Les acteurs de la filière navale ont porté un effort très significatif en R&D sur des technologies EMR depuis 5 ans (34 projets / 180 M€ de recherche collaborative) soit en moyenne 36M€/an. Par exemple, le GICAN avec Neopolia (association pour le développement industriel en région des Pays de la Loire) lance un projet national de filière, EmeRgence, avec 6 régions pour un montant OSEO de 7 M€ (positionnement stratégique, projet collaboratif, montée en compétences), projet qui visant à accompagner les PMI dans leur montée en compétences dans le secteur des EMR.

Des centres de R&D existent ou sont annoncés par les industriels près des ports Français: Alstom (Nantes), Areva (Le Havre), DCNS (Brest), ...

3.2 - La recherche publique

La recherche publique française sur les EMR est principalement représentée par les organismes suivants:

- Institut Français de Recherche pour l'exploitation de la Mer
- Institut Français du Pétrole
- Institut de Recherche de l'Ecole Navale
- Écoles Centrales de Nantes et de Marseille
- École des Ponts à Chatou en lien avec EDF R&D et le CETMEF
- Universités de Brest, Caen, Grenoble, La Rochelle, Le Havre, Toulon

- IUT de Brest au sein de l'université de Brest
- Bassins First (la Seyne sur Mer) et Bassins d'essais des carènes (Val de Reuil)

L'Ifremer (en fait auparavant le Cnexo) s'est intéressé dès les années 1970 aux énergies marines renouvelables. Ainsi, l'Ifremer a participé à toutes les étapes fondatrices ayant contribué à l'émergence des EMR en France depuis le début des années 2000 (notamment participation à des groupes de travail avec ses tutelles et avec l'ADEME, la prospective EMR à 2030, Ipanema, ...). L'Ifremer a été le porteur principal du projet d'IEED « France Energies Marines (FEM) » et il anime le Groupe programmatique 5 (Energies marines, hydrauliques et éoliennes) de l'Alliance Ancre (Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie) qui contribue à l'élaboration de la SNRE (Stratégie Nationale de Recherche et d'Innovation). L'Ifremer dispose des compétences reconnues en recherche en sciences et techniques marines lesquelles lui permettent d'affirmer sa position d'acteur de R&D de premier plan au niveau national et international. Ainsi, l'Ifremer mène une action forte de partenariat avec le secteur industriel au sein notamment de l'Institut Carnot Ifremer Edrome. Il est partenaire de projets de démonstrateurs des différentes filières et participe également à des projets européens dans ce domaine. Des actions de soutien sont également conduites en outre-mer. L'Ifremer est impliqué dans l'IEED FEM, mais il conduit également son propre programme de R&D pour le développement des EMR mené en collaboration nationale et internationale avec des universités, des organismes académiques ou privés et des industriels, et cela suivant 4 axes principaux ; renforcer la connaissance de la ressource et de la réponse des structures, développer les connaissances des impacts environnementaux et sociétaux, participer à des démonstrateurs industriels et proposer des innovations technologiques. L'Ifremer agit également comme expert pour ses tutelles ou les services déconcentrés de l'Etat.

Une bonne articulation entre les activités de FEM et celles de l'Ifremer est évidemment nécessaire, en raison des synergies et complémentarités existantes.

L'Ancre (Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie) a été créée le 17 juillet 2009 à l'initiative des ministres en charge de l'Écologie, de l'Énergie et de l'Enseignement supérieur et de la Recherche. Elle a pour mission de mieux coordonner et donc renforcer l'efficacité des recherches sur l'énergie menées par les organismes publics nationaux. Elle participe à la mise en œuvre de la stratégie française de R&D dans ce secteur. L'Ifremer et l'IFP sont des partenaires de l'Ancre.

L'effectif de cette recherche publique sur les EMR est estimé approximativement à soixante chercheurs dans le domaine technique (soit à peu près l'équivalent des effectifs prévus à terme chez FEM). Il faut y ajouter une vingtaine de chercheurs travaillant dans les sciences économiques et sociales. Cela représente approximativement un **budget annuel de 8 M€** (moitié R&D, moitié technologie) **à comparer aux 36 M€ de la recherche privée**. Ce total n'inclut pas France Energies Marines. Le CMF de son côté a chiffré les effectifs de R&D français en EMR à 600 en 2011 (publics comme privés, tous secteurs), avec une forte croissance attendue dans les années à venir. Des éléments de comparaison sur les budgets EMR à l'étranger sont donnés en annexe 4. La France semble relativement bien dotée en matière de dépenses de R&D publiques et privées, même si les comparaisons sont délicates compte tenu de la précision relative des estimations.

Cette recherche publique en croissance doit être pérennisée à l'image des centres universitaires britanniques (Glasgow, Exeter, Edimbourg, Plymouth, Manchester). La création de France Energies Marines a permis de conforter l'activité d'essais en mer des EMR, mais FEM ne couvre pas l'ensemble de la R&D publique du secteur, notamment par exemple les essais en bassin réalisés à l'Ifremer. Pour des raisons de confidentialité (propriété intellectuelle) et de simplicité, des contrats bilatéraux publics-privés avec ces organismes sont en effet parfois privilégiés par les industriels. Les grands instituts bénéficient également des compétences d'équipes non spécialisées sur les énergies marines.

On voit se mettre en place en outre des pôles de compétences régionaux en lien avec la ressource locale, avec des recherches sur les hydroliennes en Bretagne et Normandie et sur l'éolien flottant en PACA.

3.3 - Les financeurs nationaux

Pour mémoire les financeurs nationaux sont:

- l'ANR : sur des programmes blancs
- l'ADEME : sur les briques technologiques, démonstrateurs et fermes
- FEM avec ses deux programmes cadres
- le FUI, OSEO

Il serait idéalement souhaitable pour favoriser la recherche publique d'ouvrir des appels à projets ANR thématiques sur les énergies marines. La programmation pourrait être confiée à l'Ancre avec des grandes orientations données par le MEDDE pour l'Etat et par FEM pour la filière.

A l'image des projets de coopération Européens de type PCRD Hydralab ou Marinet (qui encouragent la mise en réseau de moyens d'essais), des projets de coopération nationaux sur les moyens d'essais en bassin devraient être encouragés.

Les acteurs (privés notamment) souhaitent un interlocuteur unique pour la R&D Energies Marines ou à défaut un comité des financeurs.

3.4 - L'Europe et l'international

La France ayant pour ambition d'être un pays leader sur les énergies marines (elle fait partie des grands acteurs dans la course à l'hydrolien derrière le leader britannique, elle n'est pas en retard en éolien flottant, elle a des cartes à jouer en ETM, etc...), elle doit encourager les financements des programmes de recherche sur les énergies marines au niveau Européen. (fonds européens NER 300, Horizon 2020,...). Pour mémoire, un projet français («Provence grand large», en anglais Vertimed, site pilote de 13 turbines éoliennes flottantes de capacité 26 MW à 23 km des côtes) a été retenu fin 2012 par le programme NER300 et peut obtenir un financement de 37 M€ sur 5 ans de production.

L'AIPCN est l'Association Internationale des Congrès de Navigation. Elle met en place des groupes de travail faisant le point sur l'état de l'art. Le groupe de travail international GT159 de l'AIPCN traite du sujet de la production d'énergies renouvelables dans les ports. Le groupe de travail international GT161 de l'AIPCN examine l'interaction entre les parcs éoliens en mer et la navigation maritime.

3.5 - Pour un partenariat public – privé sur l'ensemble des études

En ce qui concerne l'estimation de la ressource et des impacts, il est recommandé de développer un partenariat public – privé qui dépasse la R&D pour aller jusqu'à l'ingénierie, la mesure in situ, la collecte et la valorisation des données.

Un travail de coordination au niveau de l'État est en particulier indispensable sur le potentiel

existant et sur l'impact du développement des EMR. En effet, les opérateurs effectuent des études propriétaires limitées à leurs besoins propres. Ils n'étudient que les effets locaux de leur parc mais pas les effets cumulatifs de l'ensemble des aménagements pour les énergies marines (c'est un défaut commun des études d'impact qui souvent négligent les effets des projets voisins). Des organismes publics comme IFREMER, le SHOM, Météo France ou le futur CEREMA pourraient être mobilisés sur ce sujet en lien avec l'ingénierie privée sur des études multi-utilisateurs. Le SHOM par exemple dispose des capacités et de l'expérience (cf. son travail sur le référentiel terremer Litto3D) pour réaliser les études bathymétriques nécessaires à une meilleure estimation du potentiel¹¹. Cette estimation de la ressource et des impacts devrait être capitalisée au sein du SIG EMR. Là encore, la question du financement se pose.

Une mission de FEM est de travailler sur la méthodologie des études d'impact pour les parcs commerciaux sur laquelle les industriels collaborent. De manière générale, il est important de distinguer ce qui est du ressort de la filière industrielle et ce qui est du ressort de l'État. En ce qui concerne les impacts, ces organismes publics devraient être chargés de mener des mesures in-situ, avant et après l'installation des fermes pilotes, cela afin de faire un véritable bilan de leur impact sur l'environnement et les écosystèmes.

Sur l'ensemble des données à collecter et des outils à développer (impacts, ressources, planification, ...), un partage ou un transfert est à organiser entre la filière industrielle et le "guichet unique de l'Etat". La base SEXTANT à l'Ifremer (serveur de données géoréférencées marines, <http://www.ifremer.fr/sextant/fr>) est une base existante et a notamment servi de base aux études faites pour le zonage des AO éoliens offshore

Des compléments sur les acteurs des EMR, au niveau mondial, sont présentés en annexe 4 (acteurs) et 6 (fiches pays).

A ce stade de réflexion, la mission suggère d'examiner les pistes suivantes, sous réserve d'études de coûts-bénéfices. La situation budgétaire difficile ne doit pas interdire les investissements utiles et nécessaires pour le déploiement des EMR.

RECOMMANDATIONS

- L'ouverture des appels à projets ANR thématiques sur les énergies marines pourrait aider à structurer la recherche publique.
- Des projets de coopération nationaux sur les moyens d'essais en bassin doivent être encouragés.
- Les sites d'essais en mer coordonnés par FEM n'étant pas encore complètement opérationnels à ce jour, FEM doit développer en priorité cette activité, car cela constitue un verrou pour les développeurs(mais il faut au préalable régler rapidement les problèmes de financement et de plan d'affaires de FEM, en tenant compte bien sûr des contraintes associées aux aides d'Etat). On peut aussi examiner l'intérêt, l'opportunité et la faisabilité économique de disposer de sites d'essais pour les systèmes houlomoteurs onshore et nearshore.
- L'ADEME doit lancer au plus vite l'appel à projets sur les briques technologiques et les démonstrateurs, lequel est prêt, quitte à repousser si nécessaire de quelques mois l'appel à projets sur les fermes (notamment afin de procéder aux concertations nécessaires pour les

¹¹ A cela s'ajoute le fait qu'aux termes du code minier, en principe, toute collecte de données dans les eaux territoriales doit être communiquée au SHOM dans un délai d'un mois pour ses missions de service public. Cette règle n'est pas appliquée, faute de sanction prévue. Et les préfectures maritimes, lors de leur accord donné aux campagnes de mesure, ne subordonnent pas leur accord à la transmission des données au SHOM.

zonages et à l'élaboration, le cas échéant, d'un tarif d'achat approprié).

- , L'ADEME doit lancer dès qu'opportun un second appel à projet « Navires du futur » axé sur les navires de pose, cela pour accompagner le déploiement des EMR.

-Le projet national EMeRgence avec les régions, financé pour un montant OSEO de 7 M€, et visant à la montée en compétence des PMI de la filière EMR, est à encourager.

-Un interlocuteur unique pour la R&D relative aux EMR, ou, à défaut, un comité des financeurs, est souhaité par les acteurs, notamment privés.

-L'Etat Français doit évidemment encourager les financements au niveau Européen des programmes de recherche sur les EMR (PCRD, NER300,...), et appuyer les dossiers.

-La collecte des données et le développement des outils (relatifs notamment à la ressource, les impacts, la planification) pour la filière industrielle doit être structurée. Un guichet unique de l'Etat est souhaitable. Le partage ainsi que le transfert des données et outils entre la filière industrielle et l'État sont à mettre en place.

-Un bilan de l'impact des fermes-pilotes sur l'environnement et sur l'écosystème doit être programmé lors du dépôt des projets, sous forme d'une campagne de mesure in-situ avant et après installation.

4 - LES PRINCIPAUX ENJEUX INDUSTRIELS ET ECONOMIQUES

Comme pour toutes technologies émergentes, les EMR suscitent toute une série d'hypothèses et de spéculations sur les impacts économiques et industriels qu'elles peuvent générer. La première question est de savoir à quel coût global l'électricité sera produite une fois la maturité atteinte, et si elles seront alors compétitives par rapport aux autres énergies décarbonées. Suite aux déboires du photovoltaïque pour lequel un soutien public a contribué fortement au déficit de la balance commerciale, on n'envisage plus maintenant de soutien à une filière sans avoir examiné le retour industriel en termes d'emplois sur le territoire national. Ainsi le soutien public à une technologie est d'autant plus conforté que, outre les emplois créés pour l'installation et la maintenance, il participe à la constitution d'une vraie filière de production nationale.

Les EMR font partie des technologies porteuses de fortes espérances, du fait de la compétence française en matière de construction navale, et de la proximité de « gisements » (la compétence *off-shore* pétrolière française existe, même si elle concerne essentiellement des champs étrangers, et des activités nombreuses de R&D traitent de ces sujets (cf. chapitre spécifique)).

Sur la base de comparaisons internationales, et en fonction des quelques prototypes qui existent, les coûts des EMR peuvent commencer à être appréhendés, la diminution des coûts en fonction de la longueur des séries produites pouvant elle s'extrapoler assez facilement. Il en est tout autre des coûts d'exploitation-maintenance, ces EMR opérant dans un milieu marin peu coutumier de beaucoup des opérateurs actuels.

En phase de démarrage, un soutien public paraît indispensable, justifié par les nombreuses externalités créées par ces EMR. La question qui se pose alors immédiatement est de déterminer le niveau de soutien pour des technologies qui viennent juste de franchir le stade de démonstrateur. S'il est trop faible, aucun développement ne pourra avoir lieu faute de postulant, s'il est trop élevé des rentes de situation peuvent se créer, nuisibles aux intérêts publics.

Une question supplémentaire se pose dans le cas des EMR étudiées : à la différence des EMR diffuses géographiquement comme l'éolien ou le houlomoteur, l'hydrolien correspond à une énergie très localisée sur trois gisements très délimités. On assiste alors à une compétition entre opérateurs pour préempter les zones les plus prometteuses (en matière de potentiel hydrolien, mais aussi de raccordement électrique). Pour obtenir les concessions les plus intéressantes, ces opérateurs peuvent mettre en avant des technologies ou des avantages économiques non avérés. **La puissance publique souffre ainsi d'une véritable asymétrie d'information pour définir le niveau de soutien adéquat.**

C'est pourquoi il importe qu'une gestion publique plus resserrée du développement de ces technologies soit assurée en veillant à connaître le plus en amont possible les coûts réels afférents. Ce n'est que dans un dialogue étroit entre opérateurs, industriels et pouvoirs publics que les coûts et avantages réels de ces technologies se révéleront, permettant le développement d'une véritable filière. La mission estime donc que les développements de filières industrielles en énergies marines passent nécessairement par l'étape des fermes pilotes afin de valider les technologies (interactions entre machines, effets de sillage, robustesse, taux de disponibilité, coûts, etc...) et surtout les éléments économiques permettant de connaître leur coût complet (production unitaire en situation réelle, coûts d'exploitation-maintenance).

Vu leur caractère stratégique et la compétition qui commence à se faire jour, l'hydrolien et particulièrement le Raz Blanchard font l'objet d'un développement spécifique.

4.1 - Les fermes-pilotes

La mission chargée d'étudier les perspectives de développement des énergies marines renouvelables a rencontré de nombreux acteurs industriels français concernés (ALSTOM, AREVA, GDF-SUEZ, EDF-EN, DCNS, NEXANS, AKUO, NASS et WIND, Nenuphar, Sabella et les fédérations professionnelles SER et GICAN). Elle a aussi examiné la situation internationale. Pour l'hydrolien il ressort clairement de ces nombreux contacts, analyses et entretiens approfondis que les industriels ont presque tous dépassé la phase de prototypage¹² et souhaitent entrer dans **une nouvelle phase (2013-2016)** d'implantation et de test de **fermes-pilotes** composées de cinq à dix machines regroupées sur un même site (en France métropolitaine et Outre-Mer). Cette phase est nécessaire et la compétition internationale est rude, avec au moins quatre fermes pilote hydroliennes de huit à dix MW annoncées et financées pour 2015-2016 au Royaume-Uni (Kyle Rhea, Pentland Firth et Islay en Ecosse, Anglesey au pays de Galles) avec des technologies de turbines allemandes (Siemens/Marine Current Turbine) ou norvégiennes/autrichiennes (Andritz Hydro Hammerfest). D'autres appels d'offres britanniques sont en cours (MRCF écossais, Crown Estate britannique) avec quatre fermes EMR supplémentaire financées dans un avenir proche.

L'essor en France des énergies marines renouvelables (hors éolien posé pour lequel deux appels d'offres ont été lancés ou sont en préparation), suppose absolument de passer par la phase d'implantation de **fermes-pilotes**, afin de tester et de valider, sous forme de petits parcs de production d'électricité, les nouvelles technologies d'énergies marines, et cela dans des conditions réelles d'exploitation.

Des retours concluants sur le fonctionnement des démonstrateurs de taille réelle ainsi que des projets de fermes-pilotes expérimentales sont ainsi indispensables avant le passage au stade des fermes commerciales.

Le **lancement d'un AMI** (Appel à manifestation d'intérêt) de l'ADEME « projets pilotes EMR » a été annoncé pour 2013, avec une tarification adaptée pour cette période transitoire, et avec un engagement suffisant sur la durée d'application de ce tarif afin de donner une réelle visibilité aux investisseurs.

4.2 - le cas particulier de l'hydrolien dans le raz blanchard

Les **gisements hydroliens** d'importance significative (plus de 2GW) sont relativement rares dans le monde, 18 sites étant considérés comme appropriés pour une exploitation industrielle. La France ayant la chance d'en posséder un, celui du Raz Blanchard, à l'Ouest du Cotentin entre Cherbourg et les Îles anglo-normandes. Celui-ci est inépuisable, puisque lié directement à l'énergie des marées, et les caractéristiques de l'énergie produite font que l'hydrolien peut être considéré comme un constituant régulier, parce que permanent et prévisible, de la production nationale d'électricité, contribuant à la sûreté du réseau de transport au même titre que le thermique ou l'hydraulique. Il doit permettre non seulement le développement de l'hydrolien en tant qu'énergie renouvelable pour une production propre, mais également celui d'une filière industrielle pour la construction des machines hydroliennes.

¹²Par exemple la technologie hydrolienne de Hammerfest Strøm (devenu Andritz Hydro Hammerfest après prise de contrôle par l'Autrichien Andritz) est sans doute la plus éprouvée au monde avec 300 kW testés depuis 2005 en mer de Norvège. Une hydrolienne 1,2 MW de MCT (Siemens) est opérationnelle depuis 2008 à Strangford Lough en Irlande du Nord. Côté français, une turbine Open Hydro (DCNS) de 250 kW a été testée depuis 2006 en un site d'essai de l'EMEC; et une turbine TGL (Alstom) de 500 kW a été installée en septembre 2010 à l'EMEC et avait produit 215 Mwh en mars 2012

Il n'existe pas encore (au niveau mondial) d'exploitation industrielle de l'énergie hydrolienne en mer, mais plusieurs fermes-pilotes de classe 10 MW verront le jour à très court terme (2015), notamment au Royaume-Uni.

Concernant cette filière industrielle, l'hydrolien représente un marché de niche où il n'y aura de la place que pour 3 ou 4 industriels au monde. Aujourd'hui, une petite dizaine de groupes industriels de taille importante (Siemens, Alstom, DCNS, ...) s'intéresse à ce domaine et on observe des renforcements de positions, avec des acquisitions totales ou partielles de petites entreprises pionnières (OpenHydro par DCNS, TGL et AWS par ALSTOM, MCT par Siemens, Hammerfest Strøm par Andritz...). A ce stade, la majorité des groupes intéressés sont européens, mais déjà l'intérêt des groupes asiatiques se fait sentir et peut accroître cette concurrence rapidement.

Le potentiel du gisement qui a été évalué sur **le raz Blanchard et le raz Barfleur** au large des côtes Normandes est de **3 GW** et 25 TWh/an théorique dont 6 TWh exploitables d'un point de vue technico-économique. Le raz Blanchard représente 15 TWh/an théoriques. C'est un gisement important, corollaire de conditions très difficiles au raz Blanchard, en surface comme au fond¹³. Il offre un marché déjà suffisant pour rentabiliser une usine de production. Mais, le gisement se prolonge dans les eaux Aurignaises (Aurigny (Alderney en anglais) fait partie des îles anglo-normandes et se situe à 14 km de la pointe du Cotentin) et voit ainsi son potentiel doublé, soit à 6 GW. Le marché devient alors considérable avec un besoin maximum de 3000 machines. Pour situer l'ordre de grandeur du potentiel de ce gisement, il serait comparable à la capacité de production du futur EPR de Flamanville. A noter que la deuxième ligne 400 kV en cours d'achèvement dans le Cotentin sera suffisante pour absorber la production de 1 GW de production hydrolienne en plus de l'EPR.

Le port de Cherbourg constitue également un autre atout pour ces projets dans la mesure où il se trouve à proximité du gisement et qu'il dispose des infrastructures adaptées pour accueillir les filières industrielles. Par ailleurs, il convient de rappeler que deux usines de fabrication de composants d'éoliennes de mer (mats et pales) vont y être mises en service en 2016. Des synergies existent nécessairement entre ces deux activités. Deux industriels français (DCNS et Alstom) ont affiché leurs ambitions de conquérir le marché de l'hydrolien et sont prêts à s'implanter sur Cherbourg. Un troisième industriel, Voith (allemand) s'est aussi manifesté. L'obligation européenne de renforcer l'interconnexion entre la France et l'Angleterre constitue également une opportunité pour réaliser un ouvrage d'évacuation de la production dont la rentabilité ne sera pas uniquement dépendante de la production hydrolienne.

La DREAL de Basse-Normandie, pour appréhender au mieux les problématiques que soulève le développement de l'hydrolien, a fait réaliser deux études par des cabinets spécialisés. La première étude a été réalisée par ARTELIA (ex-SOGREAH), avec pour finalité de connaître le potentiel hydrolien bas-normand ainsi que le coût du productible. Le gisement a été sectorisé par unités homogènes permettant de les classer en fonction du productible. Un potentiel théorique de 2 GW a été évalué pour le raz Blanchard et de 1 GW pour le raz Barfleur. Les effets de sillage ont été pris en compte.

La seconde étude, à caractère juridique, a été confiée au cabinet Gide-Loyrette-Nouel. Elle a pour but de préciser le statut des eaux du raz Blanchard et d'Aurigny, ainsi que les conséquences par rapport à une intégration de la production d'énergie renouvelable aurignaise dans le dispositif français. Elle a permis de mettre en évidence l'absence d'accord international entre la France et Aurigny sur le statut de ces eaux, l'intérêt de l'interconnexion pour la France et de soulever les contraintes de calendrier pour pouvoir bénéficier de certains avantages au niveau

¹³ Les vitesses dépassent 5 m/s. La navigation y est périlleuse. Le comité national des pêches marines et élevages marins (CNPMM) par exemple a émis lors de son audition des doutes sur la simple possibilité d'installer des hydroliennes sur le raz Blanchard, en raison des vols de cailloux à un mètre du fond.

européen. Une troisième étude a été réalisée par le cabinet E-CUBE. Elle porte sur les retombées économiques de l'activité hydrolienne et le développement d'un outil d'aide à la décision permettant de définir les seuils de production à mettre en œuvre pour développer une activité économique.

Un certain nombre d'éléments s'impose dans le développement de l'hydrolien : **L'étape expérimentale avec des fermes hydroliennes** de petite dimension permettra de valider les technologies, les liaisons sous-marines, de mieux comprendre les effets de sillage et la gestion de ce type de production électrique. Mais ces fermes expérimentales ne pourront être opérationnelles avant un délai de deux ou trois ans (2016). Pour ne pas perdre de temps, il faut une solution simple et rapide de financement par un tarif spécifique rémunérant les kWh produits par les fermes pilotes, sans perdre de vue la phase ultérieure des fermes commerciales.

A ce stade, la mission constate que plusieurs solutions sont possibles: fermes pilote concurrentes ou coopératives, tarif d'achat seul ou accompagné, appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME avec ou sans tarif d'achat, appel d'offre de type CRE avec tarif déterminé par le soumissionnaire lauréat, accord-cadre avec appel à tranches fermes puis conditionnelles, dialogue compétitif, etc. Ces solutions sont souvent mutuellement exclusives.

Les enjeux sont la protection des intérêts des industriels nationaux (dans le cas d'une AMI), l'intérêt public et des finances publiques, la variété des solutions retenues, le partage des risques, la préservation de la concurrence, etc... En l'espèce, sur le site du raz Blanchard, la question se pose de savoir, compte tenu des moyens budgétaires limités, si l'on peut retenir plusieurs fermes pilotes et si oui combien: deux? Trois? Quatre ? Davantage? La mission considère, vu les acteurs en présence, que trois est un maximum.

La mission s'est efforcée d'entendre tous les acteurs sur cette question importante et non consensuelle. A ces divergences s'ajoute un certain flou juridique : les tarifs d'achat sont cités devant la cour de justice européenne comme aides d'État, la possibilité de tarifs d'achat pour les lauréats d'AMI est donc un sujet devant être validé juridiquement. La robustesse juridique du dispositif final retenu doit donc encore être vérifié.

Il existe un tarif d'achat pour les EMR (L314-1 du code de l'énergie) de 163 €/MWh (valeur 2013), insuffisant et nulle part utilisé. Les tarifs présentés par les acteurs comme appropriés sont en général dans la fourchette 250-400€/MWh, éventuellement couplés à une subvention et/ou avance remboursable.

L'une des formules pour favoriser ce projet hydrolien peut être par exemple de lancer assez rapidement un **appel d'offres** spécifique, piloté par la CRE, portant sur 300 à 500 MW, avec une première tranche ferme de 50MW pour les fermes pilotes, afin de justifier l'implantation à Cherbourg d'une unité de fabrication d'hydroliennes par l'industriel retenu. Ce dispositif est proposé par la DGCIS, et la CRE se déclare disposée à l'examiner.

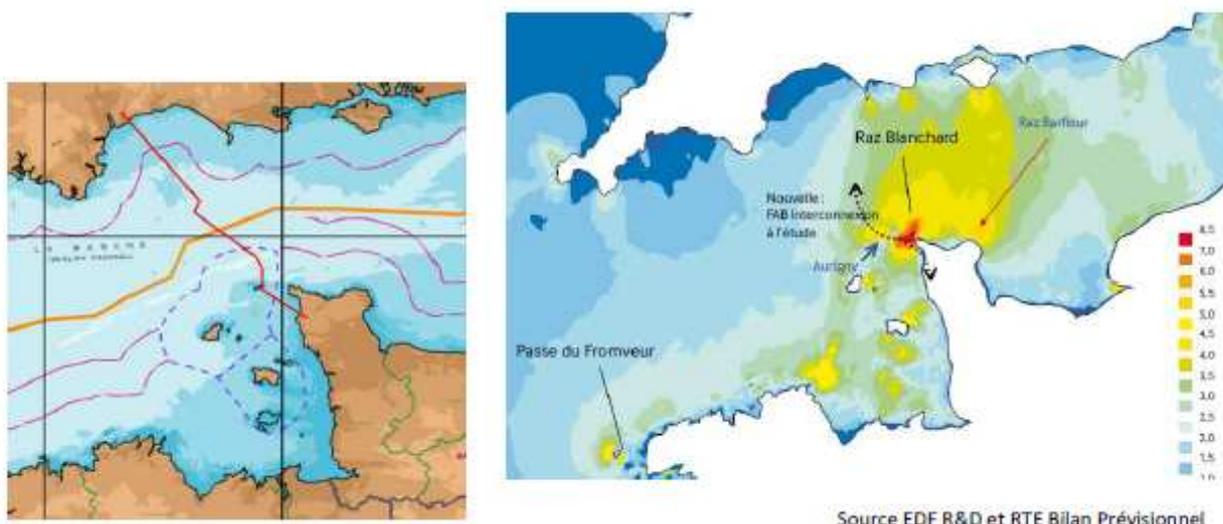
L'appel d'offres peut aussi apparaître un outil juridique approprié pour deux raisons : d'une part il permet de régler le problème du tarif d'achat et, d'autre, part il offre à l'État la possibilité d'imposer la localisation des implantations (**zonage**) et de fixer des objectifs de puissance pour une bonne gestion de la ressource et des raccordements. De plus, il ne pose pas de difficultés en matière d'aides d'État vis-à-vis de la Commission européenne.

L'AMI de l'ADEME, restreint aux briques technologiques et aux démonstrateurs, et annoncé à Cherbourg le 25/2/2013, est un dispositif complémentaire pour aider les développeurs à avancer sur des briques technologiques, en particulier sur les technologies moins matures de l'éolien flottant et du houlomoteur, et à parfaire leur connaissance en matière de fiabilité de fonctionnement, de productible, d'interactions entre machines, et de coûts de fonctionnement (maintenance). Il permet donc de fiabiliser les modèles économiques, mais ne peut à ce stade déjà permettre de lancer une activité industrielle de fabrication.

La rareté du gisement hydrolien et sa qualité exceptionnelle doivent inciter l'État à en optimiser l'exploitation et à en piloter la valorisation et le développement. La création d'une filière industrielle en dépend directement. Cette volonté doit être clairement affichée pour que les investisseurs s'engagent. Les conditions sont réunies pour permettre à la France de se positionner comme l'un des leaders mondiaux sur le secteur de l'énergie hydrolienne et il ne faut prendre aucun retard dans cette orientation, sans toutefois négliger le risque d'avoir à payer, même pour des quantités limitées, des Kwh à prix élevés. Il sera par ailleurs souhaitable d'établir durant cette période un accord international avec Aurigny/Alderney (rattaché à la Couronne britannique) pour rechercher si possible une exploitation coordonnée du Raz Blanchard.

A la demande du Gouvernement, le **Réseau de Transport de l'Electricité RTE** a principalement examiné (étude prospective remise au MEDDE en janvier 2013) les conditions de mise en valeur du potentiel hydrolien du Raz Blanchard (deuxième plus important gisement en Europe). Il ressort clairement de cette étude que le réseau terrestre existant actuellement dans le Cotentin présente une capacité d'accueil importante, jusqu'à 1 500 MW, moyennant des adaptations légères du réseau. Au-delà de 1 500 MW, des contraintes d'exploitation apparaissent progressivement, pouvant être gérées par RTE à un coût acceptable (y compris par des mesures d'effacement). Au-delà de 2 500 MW de capacité de production hydrolienne, le renforcement du réseau 400 kV par de nouveaux ouvrages serait nécessaire.

Plus précisément pour des **fermes expérimentales** (fermes-pilotes), un raccordement en HTA (20 ou 33 kV), pour des raisons de coûts et de délais, serait la solution la plus adaptée, : le coût d'adaptation du réseau (évalué par RTE) serait de 10 à 20 M€ pour une capacité de production hydrolienne pouvant atteindre 80 à 150 MW selon les cas, avec un délai d'adaptation du réseau de trois à cinq ans en fonction du volume de travaux nécessaire. Au-delà de 150 MW, dans l'état actuel des technologies, le raccordement au réseau terrestre passe par la création en mer d'une plate-forme de transformation (accueillant un ou plusieurs transformateurs), schéma comparable à celui de l'éolien offshore. Par ailleurs le projet d'interconnexion FAB (France-Alderney-Britain), avec une capacité à l'étude de 1 400 MW, pourrait également contribuer à l'évacuation de l'énergie hydrolienne depuis le Cotentin, en direction du Sud de la Grande-Bretagne. **Le raccordement de fermes commerciales** au réseau à très haute tension nécessitera un délai de 6 à 7 ans (avec environ 4 à 5 ans de procédures administratives et 2 ans de travaux), d'où l'utilité d'anticiper au maximum la stratégie et le calendrier de déploiement de l'énergie hydrolienne, et de penser aussi à un guichet administratif plus unifié.



La mission recommande trois fermes d'au minimum cinq hydroliennes , chaque ferme étant elle-même d'une capacité individuelle d'au minimum cinq MW.

La capacité totale souhaitée (dont on ne peut rendre responsables les soumissionnaires individuels) est a priori de 30 MW au maximum.

Les trois fermes sont nécessaires compte tenu de la diversité des technologies pertinentes, et de la nécessité de pouvoir les comparer, de la diversité des sites, et notamment de la difficulté du site du Raz Blanchard, enfin pour assurer de bonnes conditions de concurrence .

Cinq hydroliennes devraient permettre d'étudier dans de bonnes conditions les effets d'interaction et de sillage, toujours mal connus, trois est un nombre sans doute insuffisant¹⁴ et dix un nombre excessif compte tenu de son coût pour l'ensemble des parties. De plus cinq est le nombre d'hydroliennes (2 MW) retenu dans la ferme du projet de SeaGeneration Ltd à Anglesey dans le Pays de Galles, financée à hauteur de 10 M£ le 27/2/2013 par le fond britannique MEAD. Le projet Meygen, récemment financé par le même fond, comporte a priori six hydroliennes de 1,4 MW chacune. Les projets de fermes, lauréats du premier appel du programme européen NER300 fin 2012, basées à Kyle Rhea et Islay, comptent respectivement 7 et 10 turbines pour des capacités respectives de 8 et 10 MW. C'est pourquoi la mission recommande que les fermes comptent de préférence 5 hydroliennes.

Le maximum de 30 MW permet à la fois de limiter les coûts d'achat des kwh produits, et d'éviter de saturer le réseau ERDF dans le Nord-Cotentin. La mutualisation du raccordement électrique est à étudier, même en cas de raccordement ERDF, dans un souci d'intérêt général.

4.3 - Les autres sites hydroliens

Raz Barfleur

Le gisement est estimé à 9,5 TWh/an. Les développements précédents sur le raz Blanchard s'appliquent, en raison de la proximité géographique et de la nature du gisement. Une macrozone a déjà été définie, comme au raz Blanchard. Le raz Barfleur présente cependant moins de courant que le raz Blanchard et peu de houle, parce que plus abrité.

Passage du Fromveur

Le gisement hydrolien du passage du Fromveur, entre l'archipel de Molène et l'île d'Ouessant, est le second gisement hydrolien français, avec 300 à 500 MW estimés. Le gisement est donc de cinq à dix fois moindre que celui du raz Blanchard, mais avec des conditions moins sévères. L'entreprise française Sabella a déjà testé sa technologie avec un prototype de 3m de diamètre (100 kW environ) dans l'Odet (Finistère) en 2008-2009 et il en est prévu un nouveau, le D10 (10 mètres de diamètre, 1MW en nominal), en septembre 2013 dans le détroit de Fromveur. Le potentiel local est estimé à 300 MW. Une macrozone ayant été définie, une ferme pilote de cinq hydroliennes (5MW) y aurait un grand intérêt, car permettant d'approvisionner l'île d'Ouessant, actuellement alimentée en diesel. Ce système serait couplé avec des batteries. Aucune sous-station n'y serait nécessaire, car le gisement hydrolien reposant à 1 km des côtes d'Ouessant, la conversion pourrait s'y faire à terre. Enfin le site de Fromveur est bien protégé de la houle.

¹⁴ Pour mémoire l'appel britannique MEAD, annoncé en juin 2011 et clos en juin 2012, doté de 20 M£ et dont les lauréats ont été annoncés le 27/2/2013, annonçait le financement de deux fermes précommerciales au maximum. Une ferme devait comporter au minimum trois machines, avoir une capacité d'au moins 3 MW, et produire au moins 7 GWh/an. Les fermes de plus grande taille (10 GWh/an, capacité entre 5 et 10 MW) étaient passibles d'un traitement plus favorable que les petites fermes. L'appel écossais MRCE, ouvert du 6 juin au 1^{er} août 2012, doté de 18 M£, vise à soutenir deux fermes ou plus, chaque ferme devant comporter au moins trois machines « mais plus de préférence », avoir une capacité d'au moins 2 MW mais de préférence entre 3 et 10 MW. L'appel à expression d'intérêt du Crown Estate, qui vise à investir dans deux fermes hydroliennes ou houlomotrices au maximum, de capacité supérieure à 3 MW et (en pratique) inférieure à 20 MW, comportant « plusieurs » machines.

C'est cependant un lieu de reproduction de mammifères marins et aussi un site de pêche (mais il existe un consensus local en faveur de l'exploitation des EMR sur ce site). Par ailleurs Sabella cherche des partenaires afin d'achever son démonstrateur et poursuivre ses études en vue de sa ferme pilote.

L'AMI ADEME « fermes-pilotes », avec tarif d'achat, est l'outil à privilégier pour le site du Fromveur, dont les perspectives sont de moindre ampleur que le Raz Blanchard .

Raz de Sein

Ce site est complémentaire du passage du Fromveur, mais est plus difficilement exploitable en raison d'une activité de pêche plus importante qu'au Fromveur.

Gironde

Ce site est le principal site potentiel pour l'hydrolien fluvial en France (100 MW).

4.4 - Les autres filières EMR

Éolien flottant

L'espace disponible pour l'éolien flottant est vaste, ce qui permet de supposer que le zonage, y sera plus aisé que pour d'autres sites plus encombrés. Ce point doit être expertisé.

La filière Nenuphar Wind (Vertifloat, Vertiwind, Vertimed) a été ou est financée respectivement par les fonds Oseo et FUI, le grand emprunt et le NER300. Il s'agit visiblement d'un acteur solide. L'indispensable phase pilote est sécurisée, sous réserve de tenir les délais -tendus- de production.

Le projet Winflo recherche un investisseur, mais a annoncé un déploiement de démonstrateur d'une puissance d'1 MW en 2013 au mieux.

Dans ces conditions, la mission ne recommande pas d'AMI sur les fermes pilote en éolien flottant avant 2014. L'appel pourra alors porter tant sur la Méditerranée que sur l'Atlantique.

Un AO de la CRE serait ensuite requis pour lancer les fermes commerciales, tant en 'Atlantique, qu'en Méditerranée.

Houlomoteur

La mission a étudié quelques technologies: CETO (300kW unitaire, dont EDF EN a acheté le droit d'utilisation dans l'hémisphère nord et pour La Réunion), WAVEROLLER (où DCNS est associé à l'électricien finlandais Fortum), le SEAREV de l'Ecole centrale de Nantes (1000 t, 300 kW). Alstom a par ailleurs investi dans l'anglais AWS (Advances Wave Systems). Et la technologie Bilboquet, française, est labellisée par le pôle Mer Bretagne mais n'est pas encore matérialisée.

L'AMI de l'ADEME de 2013 portera sur les briques technologiques et les démonstrateurs. L'AMI devrait, pour le houlomoteur, mettre l'accent sur les démonstrateurs. En fonction des résultats, un développement des fermes pilotes pourra être envisagé à l'horizon 2017.

ETM

L'ETM reste une technologie d'avenir. La baisse des coûts est nécessaire pour un vrai développement industriel. Il est néanmoins d'ores et déjà pertinent en milieu insulaire, électriquement isolé (Polynésie). Il peut être couplé à des installations SWAC.

SWAC

Plusieurs projets existent à Tahiti, à la Réunion et en Martinique. Ils permettront des économies d'énergie et seront financés dans le cadre de la péréquation territoriale de la CSPE.

Osmotique

La mission n'a pas examiné en détail cette technologie. La technologie est coûteuse et pose des problèmes environnementaux. Des innovations en recherche sur les membranes sont encore nécessaires, même si des avancées récentes en France (nanotubes de bore) permettent d'envisager une bien meilleure performance de cette technologie. La pollution de la membrane, et donc sa maintenance, restent un obstacle majeur.

4.5 - Le plan de développement des nouvelles technologies EMR

A l'issue de la série d'auditions et de déplacements effectués par la mission EMR, les conditions **de développement des Energies Marines Renouvelables** (hors l'éolien posé qui a son propre calendrier) peuvent être résumées de la manière suivante:

A - Un soutien public indispensable, lequel peut prendre plusieurs formes

Comme toutes technologies nouvelles, les EMR ne peuvent être immédiatement compétitives face à d'autres formes de production d'énergie ayant bénéficié d'effets d'échelle et d'amortissements déjà réalisés. La complexité liée à l'environnement marin y rajoute des composantes importantes aux coûts de production. Toutefois, les fortes externalités positives de ce type d'énergie (limitation des gaz à effet de serre, diminution de la facture pétrolière, création possible d'une industrie performante à l'exportation, localisation sur le territoire des emplois afférents, mise en valeur de ressources naturelles inexploitées,..) font qu'un soutien public, du moins en phase de démarrage, se justifie pleinement.

C'est dans ce sens que **l'encadrement communautaire des aides d'État** a autorisé un régime spécifique d'exemption, (en dehors de celui lié à la Recherche et Développement), pour l'aide à l'investissement pour le développement des énergies renouvelables. Des aides directes, sous forme de subvention ou d'avances remboursables, sont donc possibles dans la phase de développement, voire d'industrialisation. Un régime spécifique a ainsi été accordé par l'Union européenne, jusqu'à 7,5 M€, sans autorisation préalable de la Commission.

L'Union Européenne soutient en outre directement et largement ces énergies renouvelables, par les subventions accordées, dans la phase de R&D, par le Programme-cadre de recherche et de développement technologique. Un mécanisme spécial, ne faisant pas appel au budget communautaire, a été mis en place en 2009 par la Commission européenne, la Banque Européenne d'Investissement et les États-membres. Il est basé sur la vente sur le marché d'une quantité de 300 Mt de CO₂ mise en réserve dans les quotas autorisés pour les différents pays, par les directives européennes. Ce programme, dit *NER300*, concerne les ressources afférentes à différents projets d'envergure visant à diminuer les émissions de gaz à effet de serre, suite à un appel à propositions.

En France

Les premières énergies renouvelables y ont fait l'objet d'un tarif d'achat administré (toujours difficile à définir, et pouvant conduire à des rentes injustifiées ou à des effets d'aubaine, comme dans le cas du photovoltaïque), puis à des ajustements qui ont nui à la crédibilité du soutien de la puissance publique à la filière.

Dans le cas de l'éolien posé en mer, largement développé dans d'autres pays et dont on connaît relativement bien les coûts globaux, un appel d'offres intégrant différents critères, dont le prix proposé à l'achat, a permis récemment de sélectionner les consortiums d'industriels, futurs exploitants de parcs éoliens offshore en France.

Sur les énergies qui nous occupent aujourd'hui, en phase de production, le gestionnaire de réseau aura obligation de racheter à un prix, supérieur au cours du marché, fixé à l'avance, l'électricité produite par des technologies que la loi a décidé d'inclure dans le « service public de l'électricité ». Ce surcoût par rapport au cours du marché est répercuté sur la facture des consommateurs comme « contribution au service public de l'électricité » (CSPE).

A l'étranger

D'autres formules de soutien à la production existent dans d'autres pays, comme notamment les certificats d'énergie renouvelable (*Renewable energy certificates*) au Royaume-Uni, ou différentes formes de « certificats verts » en Scandinavie, faisant intervenir une régulation par le marché de ces soutiens.

B - Le niveau d'aide doit être adapté au stade de développement atteint par chacune de ces technologies

Les EMR traitées dans ce rapport en sont à des stades certes précoces mais néanmoins inégaux de leur développement. Si les coûts des technologies peuvent être appréhendés par la réalisation des quelques prototypes disponibles, les coûts de réalisation en phase industrielle, ceux de mise en place, d'exploitation-maintenance, voire de démantèlement ne peuvent faire l'objet que d'évaluations théoriques et spéculatives, basées sur un faible retour d'expérience réel et une littérature disparate. Cette incertitude rend nécessaire, comme indiqué, la réalisation de fermes-pilotes (entre trois et dix unités, typiquement cinq ou six), premiers intermédiaires entre le démonstrateur et l'exploitation commerciale.

L'exemple du NER 300 européen

C'est exactement cette cible que visait le programme NER 300 : à partir d'une exploitation en quasi-grandeur réelle, être à même de définir plus précisément l'équilibre technico-économique de ces technologies et d'extrapoler les différentes courbes d'apprentissage. Si NER 300 a convenu, la forte sélectivité de ce programme a fait que, pour le premier appel, seul un projet français a été retenu (projet Vertiwind d'éoliennes flottantes à axe vertical). La compétition qui existe entre les diverses technologies issues de pays différents rend donc nécessaire la définition, au niveau national, d'un mécanisme de soutien qui présente les mêmes caractéristiques. Pour lever l'asymétrie d'information, il convient également que les pouvoirs publics soient associés le plus possible à cette analyse technico-économique et puissent connaître les coûts afférents. Un prochain appel d'offres de NER 300 est vraisemblablement prévu en 2013.

C - Les différents mécanismes de financement possibles en France

a) Les aides directes de l'ADEME

Ces aides permettent, par le suivi du programme par des gestionnaires publics compétents, de mieux connaître les coûts et avantages des technologies, d'où un résultat de grande transparence. L'ADEME est gestionnaire d'un programme du Commissariat Général à l'Investissement, lequel peut mobiliser des ressources, au titre du Programme des Investissements d'Avenir, relativement importantes. En dehors de l'enveloppe budgétaire nécessairement limitée, un obstacle est la nécessité mentionnée de l'autorisation de la Commission pour toute aide dépassant 7,5 M€. Lorsque ce montant de 7,5 M€ apparaît insuffisant pour soutenir les projets EMR proposés dans le cadre de l'AMI de l'ADEME, un délai de trois à 12 mois est parfois nécessaire pour obtenir une réponse à la demande. D'ailleurs, l'appel à manifestation d'intérêt rédigé par l'ADEME est finalisé et disponible, mais a été bloqué suite à cette difficulté.

b) Les tarifs d'achat

L'arrêté tarifaire du 1^{er} mars 2007 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers prévoit, pour les énergies marines renouvelables (systèmes houlomoteurs, marémoteurs ou hydrocinétiques), un tarif d'achat de 163€₂₀₁₃/MWh pendant 20 ans. Cela semble insuffisant pour couvrir une partie raisonnable des frais occasionnés par l'installation d'une ferme-pilote, laquelle génère en particulier des frais fixes élevés, comme le raccordement au réseau électrique, une flotte de maintenance, des coûts de fabrication supérieurs à une fabrication en série, etc...

De ce fait, une idée a été proposée par les industriels pour définir dans la loi (Code de l'Energie – article L- 314 - 1) une catégorie supplémentaire d'installations pouvant donner lieu à un tarif d'achat : ce seraient les « **fermes expérimentales** » utilisant les énergies marines. La difficulté est de borner en montant, voire en technologies, les quantités d'énergie produites selon cette catégorie, pour éviter de renchérir la CSPE. Cette proposition n'a pas été retenue pour le moment, une crainte étant justement de ne pas pouvoir délimiter ce tarif aux installations visées.

Comme indiqué, le montant de ce tarif est difficile à établir, faute d'expérience suffisante. Plusieurs voies sont possibles pour en limiter le montant:

- utiliser la même définition de fermes innovantes que dans l'appel à projet NER 300,
- limiter dans le temps la possibilité d'utiliser ce tarif (par exemple 5 ans),
- limiter en montant ou en quantité d'énergie les soutiens accordés.
- prévoir, en cas de coûts variables d'exploitation très élevés, la possibilité de cesser la production moyennant un partage, à convenir, des coûts fixes non encore amortis.

c) Un appel d'offres national réservé aux fermes-pilotes EMR expérimentales

Face à la difficulté de pouvoir fixer un tarif d'achat pertinent, une solution, qui recueille l'assentiment de la CRE, serait un **appel d'offres spécifique**, car un AO laisse au seul marché la responsabilité du tarif de rachat. Cet appel d'offres pourrait inclure différents critères, dont les perspectives de développement industriel local, ou les impacts environnementaux, etc. Il ne pose pas de problèmes vis-à-vis de la législation en matière d'aide d'État, pour peu qu'il se passe dans des conditions les meilleures d'équité des soumissionnaires. Il nécessite toutefois des adaptations législatives pour s'adapter au contexte de soutien souhaité. Cette procédure se heurterait néanmoins à deux difficultés potentielles:

1/La faible connaissance par les industriels mêmes des coûts de revient supportés par leurs technologies

2/La nécessité de définir précisément les zones ouvertes à l'appel d'offres, avec une information aussi équitable que possible des différents soumissionnaires. Pour le moment, ce sont les industriels eux-mêmes qui conduisent -de manière redondante- les études océanographiques nécessaires, études dont ils gardent la propriété.

d) La baisse des coûts directs des projets EMR par un financement public des postes mutualisables des projets expérimentaux

Des coûts fixes importants, indépendants de la taille de la ferme envisagée, existent pour ces EMR expérimentales. Il s'agit par exemple des coûts très élevés, respectivement de raccordement électrique au réseau national, lesquels peuvent atteindre plusieurs millions d'€, des études préliminaires ou des études d'impact. La prise en charge par les autorités concédantes de ces postes grâce à un financement adéquat, et la communication des résultats aux divers postulants, seraient de nature à diminuer l'asymétrie d'information lors de l'attribution des AOT ou des concessions, et de diminuer globalement les coûts des projets, donc des soutiens accordés. C'est d'ailleurs ces procédures qui sont utilisées dans le domaine pétrolier off-shore.

e) Avantages et inconvénients des différents instruments de soutien

Le tableau synthétique suivant présente les différents scénarii possibles :

Instrument	Force	Faiblesse	Risque	Opportunité
Aide directe à l'investissement (AMI ADEME sans tarif d'achat autre que les 150€/MWh)	Possibilité de restreindre à des zones et technologies données Connaissance par les pouvoirs publics des prix et du coût maximal pour l'État Les industriels nationaux sont habitués à cette procédure Partage des	Montant trop faible pour les fermes envisagées si on se limite au plafond de l'encadrement communautaire (7,5 M€) Nécessité d'autorisation d'aide d'État par la Commission Européenne si dépassement, avec délai de 3	Refus d'autorisation par la commission pour des montants supérieurs à 7,5 M€ (mais on doit noter que les récents appels à proposition britanniques pour les fermes hydroliennes envisagent explicitement la notification à Bruxelles des	Enveloppe disponible dans le cadre du PIA Projet d'AMI déjà rédigé par l'ADEME en relation avec la DGEC et le CGI

	coûts au plus à 50% par les pouvoirs publics Possibilité de renégocier les termes du projet avant la notification ou durant le cours du projet Ressources limitées et donc sélection des projets les plus performants	mois minimum à un an ou plus Enveloppe globale limitée, conduisant à éliminer des projets éventuellement performants	lauréats) ou délais additionnels Manque de réponses à l'AMI Délai important (expériences passées d'AMIs)	
Tarif d'achat + AMI de l'ADEME	Visibilité pour les investisseurs Possibilité de restreindre à des zones et technologies données Tarif d'achat moins élevé que sans l'AMI Possibilité de garder la subvention en deçà du seuil de notification d'aide d'État à la commission européenne. Les industriels nationaux sont habitués à cette procédure Accompagnement des projets et négociation	A priori tarif unique non spécifique à la technologie ou au site Fragilité juridique Nécessité d'un arrêté tarifaire dont le tarif doit être justifié auprès de la CRE Coûts inconnus et donc tarif difficile à déterminer : si le tarif d'achat est trop élevé, coûts excessifs pour la puissance publique ; si le tarif est insuffisant, pas de candidat Besoin de définir précisément ce qu'est une ferme pilote pour éviter la multiplication des ayant-droits au tarif.	Risque de catégorisation en Aide d'État Délai pouvant aller jusqu'à 2 ans (expérience d'AMI précédentes) et du recours devant la cour de justice européenne visant à catégoriser les tarifs d'achat en aide d'État Risque d'avoir un trop grand nombre de candidats Risque d'avoir besoin d'une subvention ADEME trop élevée d'où risque de dérapage sur les délais La combinaison tarif d'achat + ADEME est nouvelle et peu éprouvée	Tarifs d'achats souhaités par les investisseurs Étude de l'adaptation du tarif à la technologie et au site envisagé Possibilité de compensations mutuelles entre tarifs et subvention et donc d'adaptation aux projets Étude de la possibilité de tarifs décroissants dans le temps liés à un engagement de baisse des coûts? Différencier les tarifs selon les technologies et sites
Tarif d'achat seul, spécifique aux fermes expérimentales	Visibilité pour les investisseurs Donne un signal économique clair aux acteurs Simplicité de la procédure non budgétaire (CSPE) Impact limité sur	Tarif dans l'arrêté tarifaire actuel (1 mars 2007) trop faible (150 €/MWh) A priori tarif unique non spécifique à la technologie ou au site Tarif d'achat plus	Risque (modéré) de débordement financier si on ne réussit pas à définir précisément « fermes expérimentales » et que celles-ci prolifèrent Requalification de cette politique de	Tarifs d'achat souhaités par les investisseurs Amendement lors de l'examen au Sénat de la proposition de loi « Brottes », (amendement

	<p>la CSPE en % en raison de la capacité limitée des fermes</p> <p>Contrôle par la puissance publique, simplicité de gestion</p> <p>Rapidité</p>	<p>élevé pour compenser l'absence de subvention</p> <p>Nécessite peut-être une évolution législative pour intégrer les fermes expérimentales</p> <p>Ne donne aucune indication aux pouvoirs publics des coûts réels pour le passage à l'exploitation industrielle</p> <p>Les différentes technologies, de coûts différents, sont au même niveau</p>	<p>tarif d'achat en aides d'État par la Commission</p>	<p>de modification du L.314-1 rejeté par le Gouvernement)</p> <p>limiter ce tarif, en durée, montant financier, quantité d'énergie</p> <p>Étudier la possibilité de tarifs variables dans le temps</p>
<p>Tarif d'achat seul et non spécifique aux fermes pilote (avec prime en cas de collaboration)</p>	<p>Visibilité pour les investisseurs</p> <p>Un précédent : l'association WIN pour l'éolien</p> <p>Le partenariat public – privé peut s'étendre aussi à d'autres aspects comme la R&D et la formation</p> <p>Structuration de la filière</p> <p>Coopération précommerciale limitant les doublons</p>	<p>Le délai de constitution de cette collaboration entre industriels n'est pas maîtrisé</p> <p>Coût assez élevé pour la CSPE</p>	<p>Risque d'avoir un trop grand nombre de candidats</p> <p>A priori tarif unique</p>	<p>Tarifs d'achat souhaités par les investisseurs</p> <p>L'État actionnaire d'industriels concurrents peut encourager de tels partenariats industriels</p> <p>Possibilité de ferme de plus grande taille, avec économie d'échelle, effet de série, mutualisation des câblages et maintenance, meilleur retour d'expérience (sillage, etc.)</p>
<p>Appel d'offres par la CRE</p>	<p>Parfaite transparence vis-à-vis des aides d'État et sécurité juridique</p> <p>Aucun engagement a priori des pouvoirs publics</p>	<p>Aucune connaissance par les pouvoirs publics des coûts réels futurs des technologies</p> <p>Nécessité de définir très précisément le</p>	<p>Les tarifs demandés sont très supérieurs à ceux définis dans l'arrêté tarifaire (163 €/MWh) pour les énergies marines</p>	<p>L'exemple de l'AO pour l'éolien offshore posé semble bon</p> <p>La CRE est volontaire pour ce type de soutien</p>

	<p>sur un tarif d'achat qui est un élément de réponse de l'appel d'offre</p> <p>Possibilités de restreindre à des zones ou des technologies données</p> <p>Introduction de critères permettant le développement économique régional et de l'emploi</p>	<p>contour de l'appel d'offre, en particulier les zones ouvertes, obligeant à des travaux préliminaires</p> <p>Pas de maîtrise sur le tarif final</p> <p>potentiellement très élevé</p> <p>Difficultés à déclarer l'appel d'offres infructueux si les tarifs demandés sont trop élevés</p> <p>Délai potentiellement important pour élaboration du cahier des charges et déroulement de la procédure.</p>	<p>Si le zonage (requis par l'AO) n'est pas pertinent, l'acceptabilité par les autres usagers de la mer ne sera pas acquise,</p>	<p>Ce type de mécanisme est souhaité par les industriels</p> <p>Le lancement d'un tel AO suppose la définition d'un zonage pertinent</p> <p>Possibilité de recourir au dialogue compétitif permettant des échanges avec les soumissionnaires</p> <p>Modification législative nécessaire.</p>
Accord-cadre	<p>Articulation entre appels pour fermes pilotes (tranche ferme) et fermes commerciales (tranches conditionnelles)</p> <p>Flexibilité</p> <p>Sécurité juridique</p> <p>Visibilité pour les investisseurs, industriels et développeurs pour le déploiement</p>	<p>Difficulté de préparation</p> <p>Délai de rédaction du cahier des charges</p>	<p>Risque que le lancement ne se fasse qu'en 2014 après la loi de programmation de la transition énergétique</p> <p>Risque que les tarifs issus de la consultation soient élevés</p>	<p>Possibilité de moindres tarifs issus de la consultation, en raison de la visibilité accrue pour les investisseurs.</p> <p>Peut venir en complément d'un AMI ADEME</p> <p>La loi de programmation de la transition énergétique (votée début 2014) permettra d'intégrer les modifications législatives utiles aux EMR.</p> <p>Possibilité de recourir au dialogue compétitif permettant des échanges avec les soumissionnaires</p>
Maîtrise d'ouvrage État et	<p>Diminution globale des coûts par mutualisation</p>	<p>Le financement des postes mutualisés l'est à</p>	<p>Faible compétence des pouvoirs publics conduisant</p>	<p>Plusieurs entités (SHOM, DREAL,..) sont</p>

<p>maîtrise d'œuvre industrielle - Prise en charge mutualisée de postes du projet</p>	<p>entre différents projets Connaissances par les pouvoirs publics des coûts réels et des contraintes des différentes implantations Meilleur pilotage des appels à projets suivants par la connaissance des coûts</p>	<p>100 % Le support budgétaire n'est pas défini La compétence globale des pouvoirs publics est faible et nécessite la mobilisation de nombreux organismes Ce soutien doit être complété par un des autres dispositifs Faiblesse de compétence des services de l'Etat</p>	<p>à des erreurs dans la conduite des travaux ou à des dérives de coût. Risque de perte si aucune réalisation ne suit (risque supporté à 100 % par l'État)</p>	<p>très intéressées et regrettent de ne pas être davantage associés à ces travaux. La législation actuelle et un décret en cours de préparation obligent les acteurs privés à communiquer les résultats de leurs études. Ces obligations ne sont pas respectées. Possibilité de recourir au dialogue compétitif permettant des échanges avec les soumissionnaires. Amélioration de la compétence des services de l'Etat</p>
--	---	---	--	---

4.6 - Scénarios possibles du soutien à la filière EMR

Une évaluation du soutien nécessaire

Au stade actuel de la réflexion sur les choix possibles de soutien financier à la filière des énergies marines renouvelables, un panachage des différents instruments précités apparaît comme une des voies à privilégier pour favoriser l'essor de ces technologies émergentes. Ce soutien sera à mettre en regard du coût complet des projets, pour lesquels il paraît de toute manière difficile de dépasser un niveau de 50 % du financement.

La difficulté signalée est le montant important du soutien demandé, nécessaire pour la réalisation de ces fermes expérimentales, alors que la connaissance des coûts complets est encore faible, non seulement chez les pouvoirs publics, mais également chez les industriels concernés. L'objet même de ces fermes expérimentales est de lever ces incertitudes. Avec l'expérience du photovoltaïque, et devant l'importance que prend la CSPE dans le coût final de l'électricité, toute politique de tarif d'achat ne peut s'envisager qu'avec la meilleure estimation possible du coût global du soutien à ces EMR. La seule estimation disponible pour le moment est la valeur du soutien apporté par les pouvoirs publics au Royaume-Uni en faveur des fermes-pilotes, lequel prévoit, via le système des ROC, un achat à environ 320 €/MWh de l'électricité produite par ces fermes, jusqu'en 2017 inclus. C'est ce chiffre qui sert de base aux estimations faites par les industriels rencontrés.

Au stade actuel de la réflexion sur les choix possibles du soutien financier à la filière des énergies marines renouvelables, un panachage des différents instruments précités apparaît comme une des voies préférées pour favoriser l'essor de ces technologies émergentes. Ce soutien sera à mettre en regard du coût complet des projets, pour lesquels il paraît de toute manière difficile de dépasser 50 % du financement.

RECOMMANDATIONS:

- **Lancer pour les fermes-pilotes trois appels successifs dédiés à chaque technologie : hydrolien, éolien flottant, houlomoteur**
- **Réaliser d'abord des fermes pilotes hydroliennes (au minimum trois fermes de cinq machines) et donc lancer un « appel » pour de telles fermes sur les trois sites : raz Blanchard, raz Barfleur et passage du Fromveur**
 - **2013:** réserver le 1^{er} « appel » pour des fermes pilotes, à l'hydrolien (posé et flottant)
 - **2014-2015:** réserver le 2^{ème} appel pour des fermes pilotes, à l'éolien flottant
 - **2015-2016:** réserver le 3^{ème} appel pour des fermes pilotes, au houlomoteur suivant les retours d'expérience des démonstrateurs

CALENDRIER

Sur la base des analyses précédentes relatives à l'hydrolien, le calendrier proposé par la mission EMR peut être le suivant:

1 ^{er} semestre 2013 :	lancement de l'AMI de l'ADEME sur les briques technologiques et les démonstrateurs pour les EMR
3ème trimestre 2013 :	lancement d'un appel d'offre CRE (à tranche conditionnelle) ou d'un AMI pour les fermes pilotes EMR
2015-2016 :	lancement d'un appel d'offres CRE sur l'hydrolien pour les fermes commerciales
2014-2016 :	implantations de fermes-pilotes hydroliennes
2016-2020:	implantations de parcs commerciaux de production EMR

4.7 - Méthodes d'évaluation des coûts

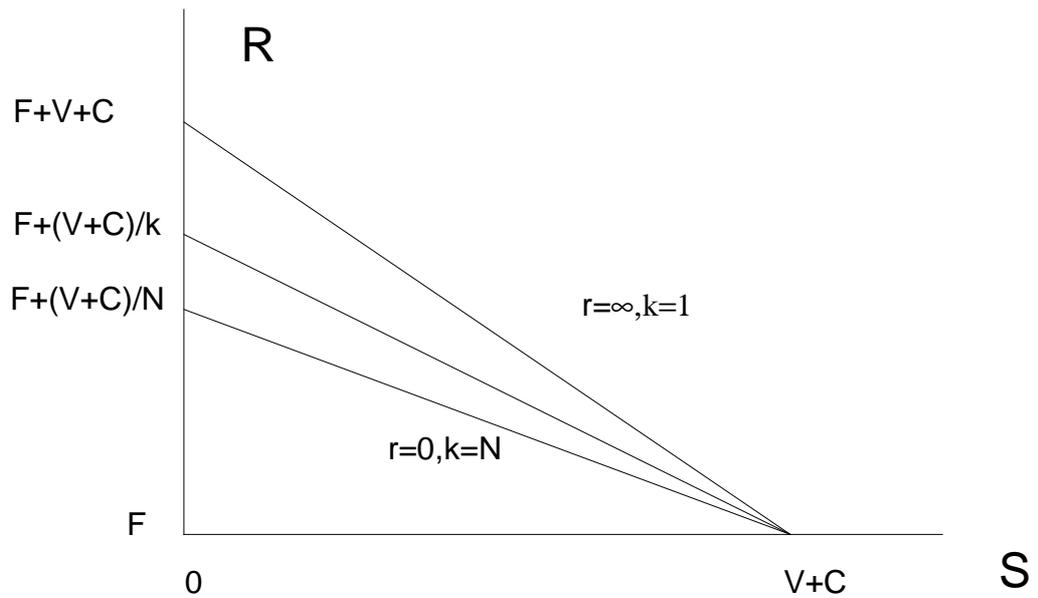
Le tableau suivant (indicatif) propose un exemple d'évaluation des coûts complets (pour la puissance publique) pour une ferme expérimentale hydrolienne de 10 MW de puissance nominale:

Nature du soutien	Montant	Remarque
Subvention directe	7,5 M€	On se place au maximum du plafond de l'encadrement
Production électrique	10 MW	Chiffre généralement avancé pour une ferme expérimentale
Nombre d'heures de production	3000	Le caractère intermittent des énergies marines renouvelables est plus faible que pour l'éolien terrestre ou le photovoltaïque, particulièrement l'hydrolien
Énergie annuelle fournie	30 000 MWh	
Tarif d'achat	300 €/MWh	Montant « benchmarké » par le Royaume-Uni ¹⁵
Tarif d'achat financé par la CSPE	220 €/MWh	Le prix « commercial de l'électricité est anticipé à 80 €/MWh
Coût total annuel CSPE	$220 \times 30\,000 = 6,6 \text{ M€}$	
H1 : Coût total CSPE si tarif dure 20 ans	$6,6 \text{ M€} \times 20 = 132 \text{ M€}$	Le calcul d'actualisation pourra se faire ultérieurement
H2 : Coût total CSPE si tarif dure 5 ans	$6,6 \text{ M€} \times 5 = 33 \text{ M€}$	La pratique en France n'est pas de limiter en durée ces tarifs d'achat
Coût complet du soutien	H1 : 139,5 M€ H2 : 40,5 M€	H1: tarif sur 20 ans H2: tarif sur 5 ans

Il faut bien voir qu'il s'agit là de résultats éminemment dépendants des paramètres utilisés.

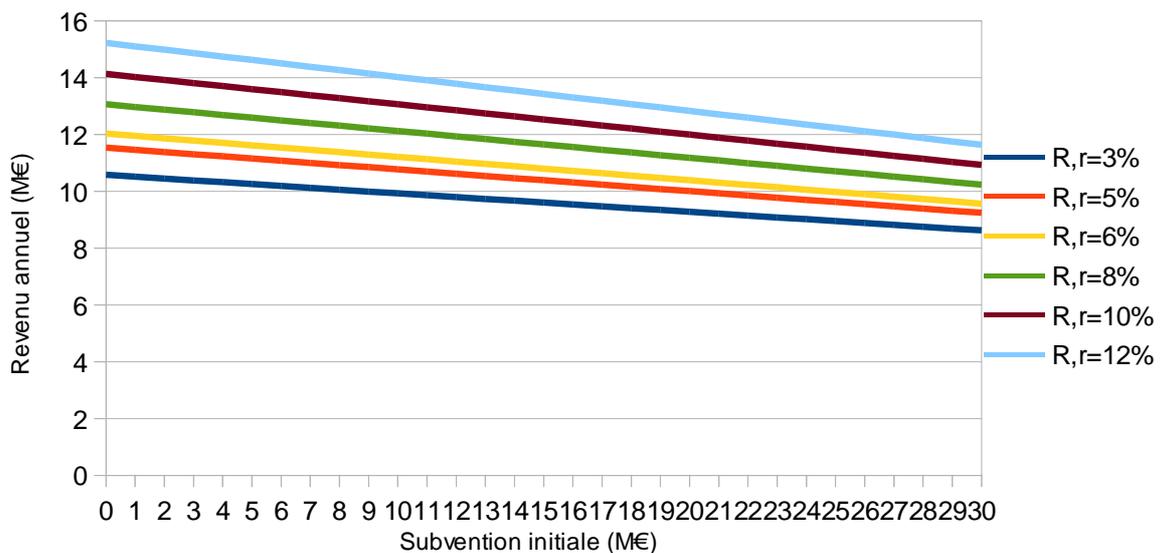
En faisant abstraction des valeurs concrètes on peut déterminer une courbe de dépendance entre la subvention initiale S reçue et le revenu annuel R (directement corrélé à la production et au prix de rachat), en fonction du taux de retour sur investissement r (défini comme le taux équilibrant coûts et recettes dans la durée), en tenant compte des dépenses de fonctionnement annuelles F (opex), de l'investissement initial C (Capex) avec un fonctionnement prévu sur une durée N .

¹⁵ La valeur de 300 €/MWh est une moyenne entre les extrêmes mentionnés lors des entretiens et est aussi approximativement égale (quoique légèrement inférieure) au tarif d'achat britannique équivalent aux 5 ROC (*Renewable Obligation Certificates*) en vigueur à partir d'avril 2013.

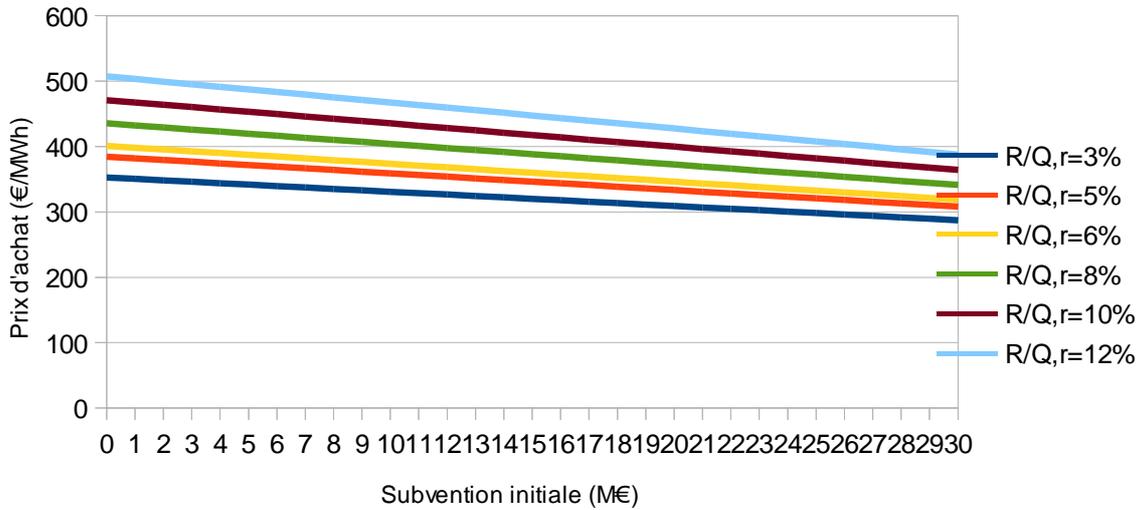


En spécifiant les paramètres de ce modèle on obtient des courbes comme celles ci-après, qui illustrent la communication entre tarifs d'achat et subvention initiale (sur le cas spécifique suivant le capex est important en raison d'un investissement dans un navire spécialisé).

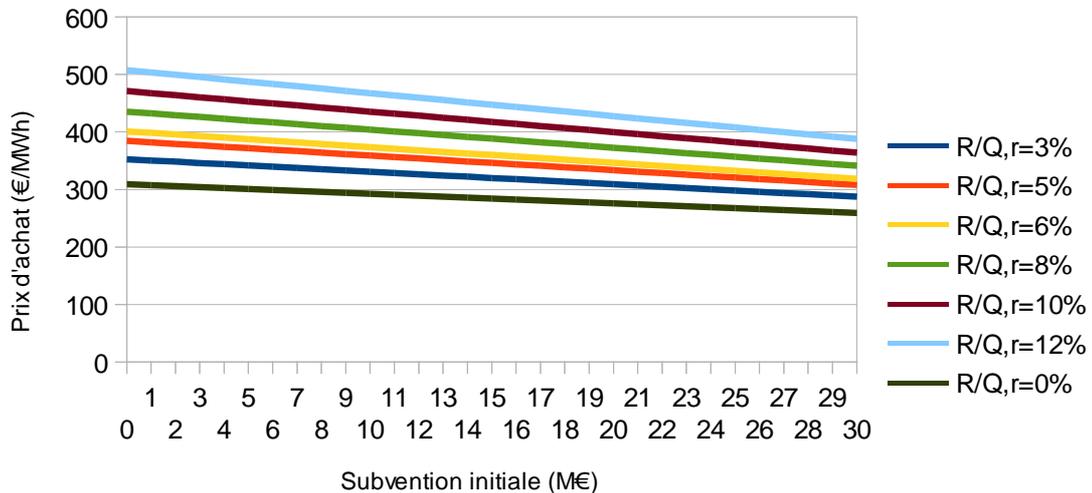
P	$1/(1+r)$	k	$(p^{(N+1)}-1)/(p-1)$
N	20	nombre d'années	
F	5	Opex annuel	
R	9	Revenu annuel, proportionnel à la production via le prix	
C	85,5	Capex	
V	0	valeur cumulée retirée	
S	7.5	subvention initiale	



Le diagramme équivalent indiquant la relation, dans ce cas de figure, entre subvention initiale et prix à taux de retour donné est donné ci-après :



La valeur des paramètres utilisés dans la simulation conditionne fortement les résultats. On constate une grande sensibilité aux paramètres de coût introduits, et donc tout résultat de simulation en est excessivement dépendant. Diviser les coûts de fonctionnement d'un facteur 2 par exemple (mêmes hypothèses que plus haut mais avec des coûts de fonctionnement annuels de 2,5M€ au lieu de 5 M€) amène le graphique suivant:



Des éléments complémentaires de coût par filière (pouvant ensuite servir de paramètres en entrée de simulation), tant Capex qu'Opex, sont présentés en annexe 5. Il faut insister sur le fait que tout chiffrage est dans l'état actuel des connaissances sujet à caution et au mieux indicatif.

4.8 - Comparaisons internationales du soutien aux EMR

Contexte international

Les modalités d'accompagnement des EMR sont très variables selon les pays.

Le Royaume-Uni

Pays le plus avancé en EMR, il travaille à améliorer ses capacités nationales en matière de développement et déploiement d'appareils hydroliens et houlomoteurs commerciaux, avec une attention particulière aux fermes pilotes, à la planification et l'acceptabilité, et au partage de l'information (création d'un réseau d'information marine - *marine intelligence network*). Les moyens sont divers. On peut citer

-les financements génériques à l'innovation,

-Renewable Obligations Certificates (ROC) ou Certificats d'obligations renouvelables. C'est le principal mécanisme financier. (voir plus loin). .

- (en perspective), **Contrats sur différences avec tarifs de rachat**. Pour succéder à ce système des ROC, le Royaume envisage des contrats sur différences avec tarifs de rachat (dont des éléments pourraient être connus fin 2013), évolutifs dans le temps, et calés sur un état de l'art. Ce système a l'avantage de limiter les risques pour les investisseurs et de partager les bénéfices en cas d'innovation sans créer d'effet d'aubaine (voir plus loin).

-le fond de soutien à prototypes à échelle réelle *Marine Renewables Proving Fund* (MRPF), annoncé en 2009,

-le site de tests *European Marine Energy Center* (EMEC), fondé en 2003, société privée à but non lucratif fournissant des sites d'essais en mer câblés, elle a drainé, depuis sa création, 30 M£ de financement public et vient d'obtenir, en 2013, 3M£ supplémentaire pour l'extension de ses sites.

-enfin le consortium maritime SUPERGEN, fondé en 2003, lequel a renforcé la recherche de soutien au développement ainsi que la coopération entre universités et industries.

Les investissements en infrastructure sont donc notables.

Des appels d'offres pour fermes-pilotes ont par ailleurs été lancés, avec comme critères la nécessité d'avoir des modèles et puissances similaires à celles qui seront déployées dans des futures fermes commerciales, ce qui de facto permet de créer une articulation entre les appels pour les fermes pilote et ceux pour les futures fermes commerciales qui les engloberont. Ainsi le panachage souhaité, difficile juridiquement *ex ante*, devient possible *ex post*.

Ainsi, le gouvernement britannique a ainsi en 2012 lancé un appel d'offre de 20 M£ (environ 24 M€) pour deux fermes pilotes en EMR, le gouvernement écossais un appel similaire de 18 M£, et le Crown Estate britannique a annoncé mi-janvier 2013 un appel de 20 M£ pour deux fermes pilote hydroliennes ou houlomotrices. L'appel britannique, appelé MEAD, prévoit que les subventions attribuées seront soumises à approbation de l'aide d'État par les autorités européennes (cf. cadre européen pour l'aide d'État à la R&D et à l'innovation, 2006/C 323/01).

Les fermes projetées étaient de capacité 5 MW (10 GWh/an) ou plus, même si des projets de fermes produisant 7 GWh sont considérées. Les projets doivent utiliser une technologie éprouvée à taille réelle en mer, et les unités de production doivent être semblables en conception et en taille à celles qui seront utilisées dans les fermes futures. Les lauréats ont été annoncés le 27/2/2013 et sont les deux entreprises britanniques Meygen Ltd (ferme hydrolienne de plus de 8 MW et 6 turbines Andritz Hydro Hammerfest de 1,4MW, dans le Pentland Firth Inner Sound en Écosse) et Sea Generation Wales Ltd (5 turbines SeaGen-S de 2 MW de Marine Current Turbines, à Anglesey dans le Pays de Galles). Un élément intéressant de la démarche britannique est la philosophie relative aux fermes pilotes: il est considéré que celles-ci ne font sens que si elle font partie de fermes commerciales ultérieures plus vastes.

Enfin deux projets écossais de fermes hydroliennes ont été lauréats le 18/12/2012 du programme européen NER300: le projet Kyle Rhea Tidal Turbine Array en Ecosse (8 MW, turbines MCT de 1,2MW) financé le 8/12/2012 d'avril 2015 à avril 2020 à hauteur de 18,4M€ , et le projet à Islay en

Ecosse (10 MW, turbines Andritz Hydro Hammerfest de 1MW) financé le 18/12/2012 d'octobre 2016 à octobre 2021 à hauteur de 20,65M€.

La question du raccordement peut être un goulot d'étranglement pour les britanniques, retardant leur avance, aussi le gouvernement est-il engagé dans une politique d'accords d'interconnexions avec ses voisins, dont la France. Les ministères britanniques et écossais de l'énergie sont aussi convenus en 2013 de la mise en place d'un groupe de travail sur le sujet du transport d'électricité au Royaume-Uni, problématique pour les EMR.

Les ROC

Le principal mécanisme financier d'incitation est donc celui des **obligations renouvelables** (Renewable Obligations, RO) donnant lieu à certificats (ROC). Un producteur doit du 1^{er} avril 2012 au 31 mars 2013 fournir 15,8 % de son électricité avec des sources renouvelables (le pourcentage augmente avec les années, il était de 3 % en 2002). S'il n'a pas suffisamment de ROC à présenter à l'OFGEM (office of the gas and electricity market, <http://www.ofgem.gov.uk>), pour couvrir ses obligations, il peut les acheter sur un marché. S'il y avait un excès de production renouvelable, le prix du ROC serait inférieur au prix fixé, et zéro si les coûts du renouvelable et du non renouvelable étaient similaires. Le prix du ROC a été fixé à 40,71£ pour 2012/2013, c'est donc la pénalité versée par ROC manquant. Sa valeur de marché est souvent légèrement supérieure, car les pénalités versées (40,71£ par ROC manquant) sont reversées à ceux qui ont présenté leurs ROC, au prorata de leur contribution. Les EMR ont bénéficié de 2 ROC/MWh (comme l'éolien offshore), sans trouver preneur, puis 3 ROC ce qui est encore délicat pour les investisseurs. Le gouvernement souhaite donc rehausser le nombre de ROC par MWh à 5 ROC/MWh (environ 330 €/MWh) à partir du 1/4/2013 jusqu'à 2017 pour des projets de moins de 30 MW. Au delà de 30 MW, le soutien restera de 2 ROC/MWh.

La transition est en cours entre le système des ROC, présenté supra, et un système de soutien par **des tarifs d'achat** (*Feed In Tariffs* ou FiT) sous-tendant des contrats sur différence (*Contracts for difference* ou CfD) afin d'offrir de la visibilité à long terme pour les investisseurs. La réforme du marché de l'électricité (EMR, *Energy Market Reform*) est en effet en cours et le projet de loi a été publié le 22 mai 2012, présenté au Parlement le 29 novembre 2012, il a subi deux lectures et est passé en comité à la chambre des communes le 15 janvier 2013. Il comporte un projet de cadre opérationnel pour les CfD, qui stipule la façon dont les paiements vont des entreprises acheteurs obligées aux fournisseurs lorsque le prix du CfD est supérieur au prix de référence et vice versa, ainsi que la résolution des conflits. Le CfD est un contrat où un producteur vend son électricité sur le marché et reçoit la différence entre une estimation du prix de l'électricité et l'estimation du prix à long terme ("strike price") requis pour rentabiliser l'investissement dans la technologie EMR. Si le prix du marché est inférieur à ce qui est requis pour rentabiliser l'investissement alors le producteur reçoit un complément, dans le cas contraire, il doit rembourser la différence. (cf. fiche pays Royaume-Uni).

D'autres pays

Le Royaume-Uni n'est pas le seul « modèle ». **Le Japon** a en mars 2012 mis en place des tarifs de rachat pour l'éolien offshore très incitatifs (350€/MWh) qui pourraient y amener le décollage de la filière de l'éolien flottant, seul adapté aux profondeurs locales.

Le Canada a comme le Royaume-Uni également mis en place un centre d'essais de classe mondiale, le FORCE, considéré comme modèle par le Royaume-Uni en raison de sa capacité prévisionnelle élevée de connexion. Son gouvernement de nouvelle Écosse a lancé en 2011 son tarif d'achat COMFIT (Community based feed in tariff) de 62,2 c/kWh sur 20 ans pour les hydroliennes raccordées de moins de 500 kW et propriété de groupes locaux (municipalités, universités...), exemple rare de soutien spécifique aux EMR à une échelle non industrielle.

Les États-Unis ont un guichet unique de financement pour les EMR (le Department of Energy) mais imposent aux développeurs un environnement réglementaire très lourd, à la différence par exemple de **la Nouvelle-Zélande** où l'exploitation des EMR est du seul ressort de la législation relative à l'exploitation des ressources naturelles (OES2011).

5 - ENVIRONNEMENT ET EMR

5.1 - Méthodologie de l'évaluation environnementale des EMR

Le développement de nouvelles activités à l'intérieur des eaux marines de l'Union Européenne conduit inévitablement à une **concurrence croissante pour l'utilisation de l'espace maritime**, et potentiellement à des conflits d'usage entre usagers traditionnels et nouveaux entrants. Le changement d'affectation d'une partie de l'espace maritime nécessite donc une concertation accrue entre tous les usagers du milieu marin (pêche, navigation, défense, tourisme, extraction de sables et granulats, champs pétroliers offshore, énergies marines renouvelables, zones marines protégées, etc...).

Cette problématique est bien connue dans le milieu des EMR avec l'émergence du concept de planification spatiale maritime, dans le sillage de la directive cadre stratégie pour le milieu marin 2008/56/CE (DCSMM), de la Recommandation du parlement et du Conseil européen du 30 mai 2002 relative à la mise en œuvre d'une stratégie de gestion intégrée des zones côtières (GIZC) en Europe, et autres textes. Parmi ces textes, la stratégie nationale des aires marines protégées est en France spécialement pertinente en raison du fait que beaucoup de zones de déploiement des EMR sont des aires marines protégées. L'objectif de la stratégie nationale précitée est, par la création du réseau des aires marines protégées, de contribuer à la connaissance, au bon état des écosystèmes, au développement durable des activités, à la cohérence terre-mer des politiques publiques, à l'intégration des politiques de gestion du milieu marin et à la gestion des différentes échelles.

D'une manière générale, les projets à grande échelle d'implantation d'équipements de production d'énergie EMR sont notamment soumis à l'obligation de réaliser une **étude d'impact** approfondie. La réglementation applicable a été simplifiée récemment, par la publication du **décret n° 2011-2019 du 29 décembre 2011 portant réforme des études d'impact des projets de travaux, d'ouvrages ou d'aménagements**. Ce texte s'applique à toutes les procédures relatives à l'implantation d'ouvrages sur le Domaine public maritime. Il oblige le pétitionnaire à évaluer précisément tous les effets directs et indirects de son projet d'aménagement, et à déterminer les mesures correctives ou compensatoires les plus appropriées afin d'obtenir le moindre impact environnemental. La même étude environnementale, aussi complète que possible, pourra donc servir lors de l'instruction des différentes procédures engagées dans le cadre d'un projet EMR.

Ces études d'impact sont d'autant plus importantes que les zones d'implantation prévues pour l'exploitation des EMR se trouvent dans des aires marines protégées, et les points d'atterrage (pour les câbles) dans des zones remarquables de type Natura 2000. Selon l'Agence des Aires Marines Protégées (AAMP), les projets de développements des EMR sont exclus en réserve naturelle nationale, en **cœur de parc national, en zone d'arrêté de protection de biotope et en site de conservatoire du littoral. Dans les aires marines protégées compatibles (sous réserve d'étude d'incidence le confirmant) avec les EMR (réserve naturelle régionale ou de la collectivité de Corse, parc naturel marin, zone Natura 2000), une certaine vigilance est requise vis-à-vis de la conservation des espaces et de leur excellence environnementale, de l'environnement marin, des habitats et espèces, etc...**

On peut aussi mentionner que la transposition de la directive-cadre sur la stratégie pour le milieu marin a fait l'objet d'un premier arrêté du 17 décembre 2012 (publié au JORF n°304 du 30 décembre 2012) relatif à la définition du bon état écologique des eaux marines. Cet arrêté introduit divers « descripteurs » (indicateurs) du bon état du milieu marin dont certains sont spécifiquement pertinents pour le développement des EMR: préservation de la diversité et de la distribution spatiale des espèces (qui peuvent être gênées ou déplacées par des parcs éoliens ou hydroliens), niveau d'intégrité des fonds marins, et sources sonores, qui sont un souci notamment en période de construction en raison des niveaux de bruit atteints, mais aussi en période d'exploitation.

Le respect des engagements pris par la France en application de la DCSMM et de la stratégie nationale « Aires marines protégées » peut aussi se traduire, conformément à la feuille de route pour la transition écologique issue de la Conférence environnementale des 14 et 15 décembre 2012, par une fiscalisation de « l'ensemble des usages commerciaux et d'exploitation de la biodiversité et des milieux terrestres et marins ». Le but de la redevance est de tenir compte des avantages procurés aux occupants du domaine maritime et de diminuer ou compenser les impacts sur l'environnement.

Afin d'évaluer plus précisément l'impact généré par ces nouvelles activités sur les écosystèmes marins, le Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie (MEDDE) a publié en novembre 2012 [une étude méthodologique](#) (30Mo, 361p) très approfondie et détaillée sur les impacts environnementaux et socio-économiques des énergies marines renouvelables. Cette étude fournit un cadre cohérent et complet pour comprendre les impacts d'un projet d'énergies marines sur son environnement au sens large, ainsi que les éventuelles mesures d'évitement, réduction ou compensation associées pour minimiser l'impact environnemental potentiel.

L'étude précitée synthétise par un tableau d'ensemble les impacts possibles des énergies EMR sur les autres activités économiques pratiquées en milieu marin :

Thèmes	Conflits potentiels	Mesures pour réduire les conflits
Pêche professionnelle	Impacts sur les espèces commerciales, Perte de zone de pêche, Allongement des routes pêche, Augmentation des consommations de carburant et perte de revenus	Choix des zones et des modalités d'implantation des EMR en concertation avec les professionnels. Mesures d'accompagnement pour limiter les pertes de revenus.

Activités aquacoles : pisciculture marine et activités conchylicoles	Impact de l'implantation des EMR et des câbles de raccordement sur des exploitations existantes au large ou sur l'estran, Impact indirect sur la qualité de l'eau pendant les travaux, l'exploitation et le démantèlement des EMR	Implantation des EMR hors des zones potentiellement favorables aux activités aquacoles Possibilité d'associer des cultures marines aux infrastructures des EMR
Navigation commerciale	Interférence avec le libre passage	Eviter les routes de grand trafic maritime. Dispositions réglementaires pour le transport maritime à l'intérieur ou autour des sites EMR
Navigation de plaisance	Restrictions d'évolution	Dispositions réglementaires (zone de restriction de la navigation, balisage)
Zones d'évolution militaire (navires, aéronefs, sous-marins)	Perte ou restriction d'espaces d'utilisation	Négociations à mener dans le cadre de la politique de l'Etat
Trafic aérien	Obstacle à la navigation aérienne en particulier pour les aéronefs volant à basse altitude	Eviter les couloirs de navigation aérienne
Systèmes de radionavigation et radars	Perturbation possible des systèmes embarqués et à terre	Eloignement des parcs d'EMR des principales routes maritimes fréquentées
Gazoducs et oléoducs	Perte ou restriction des surfaces disponibles pour les tracés	Eviter les tracés des pipelines
Câbles de communication sous-marine	Perte ou restriction des couloirs disponibles pour leurs implantations	Planification des points de passages des câbles existants et nouveaux
Extraction de granulats marins	Impossibilité d'exploiter un gisement, Perte temporaire ou restriction des extractions, Perturbation des exploitations existantes.	Eviter les zones d'extraction autorisées
Activités pétrolières et gaz offshore	Exclusion temporaire ou restriction d'exploitation ou d'exploration	Eviter les zones de desserte, garder un espace suffisant pour la poursuite des activités d'exploration ou d'exploitation
Sites d'immersion de matériaux de dragage	Perte des capacités d'accueil du site	Implanter les EMR en dehors des sites d'immersion et de leur extension possible
Sites d'immersion de munitions	Risque d'explosion	Eviter les sites d'immersion de munitions
Tourisme	Pertes de revenus touristiques	Choix d'un emplacement approprié. Valorisation possibles installations (tourisme industriel)
Paysage maritime	Perte d'aménités	Eviter les points de vue sensibles ; choisir un emplacement suffisamment éloigné du rivage
Patrimoine historique archéologique subaquatique	Détérioration ou perte du patrimoine immergé	Archéologie préventive
Recherche scientifique	Pertes de sites d'intérêt scientifique ; restrictions pour la recherche	Eviter les zones utilisées pour les travaux de recherche scientifique

5.2 - Impact des technologies d'exploitation EMR

Du fait du niveau d'avancement variable des différentes filières EMR, les retours d'expériences sur les impacts environnementaux et socio-économiques se limitent actuellement à l'éolien posé, ce qui permet néanmoins de commencer à définir les thématiques-clés et la méthodologie applicable aux énergies marines. D'une manière générale, l'évaluation environnementale et l'intégration environnementale des projets porte sur les points suivants :

- **le choix des sites**
- **l'analyse de l'état initial du territoire de projet**
- **l'analyse prévisionnelle des impacts sur l'environnement et les activités socio-économiques**
- **les mesures d'évitement, de réduction ou de compensation associées**
- **l'analyse prévisionnelle des incidences sur les sites Natura 2000**
- **les indicateurs et dispositifs pour le suivi environnemental du site**
- **l'évaluation des retombées socio-économiques des projets d'EMR**

Il est possible d'examiner successivement les impacts des différentes technologies d'EMR (hors l'éolien offshore posé qui n'entre pas dans le cadre de la présente mission).

Il existe un certain nombre d'impacts communs aux EMR, liés à l'encombrement (latéral et en profondeur), aux perturbations liées à l'installation, maintenance et démantèlement, aux perturbations électromagnétiques associées au nécessaire câblage, au bruit... L'étude méthodologique de novembre 2012 indique que, pour l'éolien, l'hydrolien et le houlomoteur, sont à considérer les interactions potentielles suivantes: remaniement des fonds et mises en suspension de matériaux, bruits et vibrations, électromagnétisme, température des câbles, présence physique des installations, présence physique des installations et paysage, exploitation d'énergie et obstacles aux écoulements, éclairages, contamination. On peut aussi rajouter les éventuels risques d'érosion du littoral par modification des courants et de la houle.

Les technologies ont ensuite leurs impacts spécifiques, détaillés sur exemples dans l'étude précitée. **L'éolien offshore** : la plupart des fermes éoliennes sont actuellement installées à moins de 30 m de profondeur et au maximum à 30 km au large des côtes. Il existe donc une rupture technologique pour aller vers les **éoliennes flottantes**, qui permettent d'élargir fortement les zones potentielles de développement des parcs. Outre les impacts de l'éolien offshore classique (bruit, effets mécaniques, perturbations du fonctionnement des radars, etc.), ces éoliennes flottantes sont fixées sur des flotteurs au moyen de plusieurs systèmes : flotteurs-colonnes à grand tirant d'eau (« spar »), flotteurs semi-submergés et support à lignes tendues pour les installations loin des côtes (jusqu'à 300 m de profondeur). Le dispositif d'ancrage des **éoliennes flottantes** est relié au fond par des chaînes métalliques, ou des cordes à base de fibres synthétiques, ensuite liées à des ancrages de type blocs gravitaires, pieux, ancres à filetage, etc... L'interaction mécanique avec les fonds se fait essentiellement sur l'emprise au niveau du contact des ancrages. Le raclement des câbles sur le fond, lorsque ceux-ci sont fixés avec un certain jeu, peut induire une perturbation supplémentaire des fonds.

Selon les griefs exprimés à l'occasion de la séance d'installation du Conseil National de la Mer et des Littoraux du 18 janvier 2013 par l'association Robin des Bois, « Les éoliennes offshore exposent la sécurité maritime, les oiseaux, les mammifères marins et les ressources halieutiques à des risques multiples et simultanés, avant la construction (dépollution pyrotechnique), pendant la construction, pendant l'exploitation et en post-exploitation. Les bruits peuvent provoquer des lésions des systèmes auditifs et font fuir les mammifères marins et les poissons. Les pales et les lumières tuent des oiseaux ou des chauve-souris. Avec la construction et le redoublement des parcs éoliens offshore de grande dimension, les effets cumulatifs et transfrontaliers sur la faune marine et aviaire sont redoutés. Les contraintes et les garanties financières de démantèlement restent floues. ». En ce qui concerne les mammifères marins¹⁶, on peut observer que les impacts

¹⁶Cf Synthèse bibliographique des impacts générés par les exploitations offshore sur les mammifères marins, GECC, MEDDE et DREAL Basse-Normandie, janvier 2011, qui traite des éoliennes offshore, des hydrolennes et des activités

sont notamment concentrés sur la phase de construction : bruit dû au battage des structures, potentiel effet de barrière en cas de constructions simultanées sur des zones voisines avec déplacements de populations. Par contre, lors du fonctionnement des parcs, les effets anticipés (mais restant à identifier pour les parcs commerciaux) semblent faibles, voire bénéfiques en raison de la création de récifs artificiels.

Les technologies hydroliennes : exploitant les courants marins, et plus spécifiquement les courants de marée (liés à l'action périodique de la Lune sur la mer), à la différence des usines marémotrices, elles ne reposent pas sur un effet barrage, ce qui limite les impacts environnementaux associés à cette forme d'exploitation des courants. La spécificité de **la technologie hydrolienne** s'oriente en France vers des structures totalement immergées (cf. les prototypes OpenHydro, Sabella, ...), même si des machines semi-immersées voient également le jour à l'international. Cela permet d'éviter les gênes visuelles, même si le recours à des sous-stations émergées tempère cet avantage. La principale contrainte environnementale aujourd'hui mise en évidence en phase opérationnelle est le risque de collision de la faune marine (poissons, mammifères, oiseaux-plongeurs) avec les pales en rotation, à évaluer au regard de la vitesse de rotation des pales, de l'envergure des turbines et de la capacité d'évitement des différentes espèces exposées. A noter que l'hydrolienne d'OpenHydro est constituée d'une turbine hydrodynamique évidée au centre, et donc facilitant le passage possible de poissons. La signature acoustique des installations hydroliennes reste encore assez peu connue, et des suivis en milieu naturel des fermes-pilotes seront nécessaires pour juger du risque de perturbation à long terme. On peut aussi mentionner la possible perturbation de courants lors de l'exploitation à grande échelle, l'encombrement, l'effet de barrière et la perturbation des migrations animales, etc. Enfin, la majorité des sites pressentis pour l'hydrolien sont environnementalement sensibles : le raz Blanchard dans le Cotentin est en zone Natura 2000, comme le site breton du Fromveur qui est site de reproduction de mammifères marins.

L'association Robin des bois, dans le même communiqué que supra, indique que « Les hydroliennes ont une réputation de hachoir à dauphins et à poissons. Il convient de vérifier si elle est justifiée. Pour ce qui concerne le démantèlement, ça s'avère d'ores et déjà corsé. Depuis la mi-septembre 2012, l'hydrolienne d'EDF à destination du site de Paimpol-Bréhat est enlisée dans la rade de Brest. La turbine et sa barge support y ont été accidentellement immergées à la suite de la défaillance d'un treuil. L'ensemble de 850 tonnes gît toujours dans la vase malgré les efforts d'EDF et de ses sous-traitants ».

Et la synthèse bibliographique précitée¹⁷ fait la liste des risques associés aux hydroliennes : en phase de construction, les risques sont comparables à ceux associés aux parcs éoliens. En phase de fonctionnement, le bruit et les effets électromagnétiques des câbles sont a priori un souci mais le risque jugé le plus important est celui de collision avec les pales et d'enchevêtrement avec des lignes de mouillage.

Un début de réponse sur l'impact observé des hydroliennes a été fourni mi-janvier 2013 par l'université de Belfast, qui a suivi depuis 2008 la turbine SeaGen de 1,2 MW de Marine Current Turbines et constaté une absence totale de problème ou d'effet sur les phoques et marsouins nageant autour de la turbine. Hors l'évitement de la zone de l'hydrolienne par ses mammifères marins, les impacts sont donc négligeables. Cette observation est encourageante mais ne s'applique qu'à une hydrolienne isolée de petite taille, elle doit être confirmée, notamment aussi dans le contexte de fermes (5 à 10 machines) et surtout de parcs commerciaux. En tout état de cause, l'évitement observé pour une hydrolienne isolée devient plus difficile lorsque plusieurs hydroliennes sont groupées et forment une barrière. Il convient donc de poursuivre les études de prévision des impacts, et d'assurer un suivi comparable des projets à venir.

La mission a pu lors de ces auditions recevoir confirmation de ces préoccupations. Le comité régional des pêches en basse Normandie (CRPBN) par exemple, rencontré par la mission, fait état

de dragage

¹⁷ Même étude que note en bas de page précédente

d'inquiétudes sur les effets des champs électromagnétiques, du bruit et des vibrations, la destruction des habitats, voire de modification des courants dans le cas de parcs commerciaux de grande ampleur (problématique de raz Barfleur en aval du raz Blanchard par exemple). La question de l'acceptabilité économique et sociale des EMR est donc aussi posée, et devra être traitée de manière pragmatique lors des concertations.

L'Energie thermique des mers (ETM) et la technologie associée de **climatisation (SWAC)** : centrées, dans les zones tropicales, autour de pompages en profondeur et ensuite de rejets d'eau de mer, les différences de configuration des projets (débits, profondeurs de pompage, hydrodynamisme de la zone de rejet) entraînent une variabilité importante d'effets et d'impacts sur le milieu aquatique marin. Deux impacts majeurs peuvent être associés à ces prises d'eau et ces rejets en mer :

- les impacts mécaniques sur les organismes marins liés à l'aspiration et aux contraintes subies au niveau de la prise d'eau et à l'intérieur du système,
- les impacts thermiques liés aux écarts de température auxquels sont soumis les organismes aspirés à l'intérieur du système ainsi que ceux exposés aux rejets.

Les risques d'impacts principaux associés aux pompages sont les aspirations d'organismes marins conduisant à la blessure ou à la mort des individus, lesquelles peuvent être limitées par une réduction des vitesses d'aspiration au niveau de la prise d'eau. Pour les rejets, les risques d'impacts principaux sont, pour les pompages profonds, l'enrichissement en matière nutritive de la colonne d'eau à une température différente de la température ambiante, susceptible de modifier la chaîne trophique locale (« boom planctonique »). Les recherches associées à la mise en oeuvre des premières installations-pilotes permettront d'apporter un recul nouveau par rapport à cette problématique.

Enfin le CNPMM (comité national des pêches marines et des élevages marins) recommande des « mesures compensatoires par la mise en place de récifs artificiels et la valorisation des ancrages sous-marins de ces projets ».

Dispositifs houlomoteurs de production d'énergie : le risque de collision en plein air avec les oiseaux marins est assez faible du fait de la faible hauteur de ces équipements (quelques mètres au maximum). On considère que les oiseaux plongeant depuis la surface ont des trajectoires de plongée relativement contrôlées, et possèdent ainsi une bonne faculté à éviter les obstacles, tandis que les espèces effectuant leur plongeon depuis une certaine hauteur de vol ont peut-être une capacité plus faible à les éviter. Un suivi en milieu naturel de ces dispositifs pilotes sera nécessaire pour apprécier le potentiel de perturbation à long terme. Il existe aussi d'autres préoccupations générales, comme par exemple les obstacles à la navigation, la plaisance et la pêche, ou, plus spécifiques au houlomoteur, par exemple exprimées par la fondation Surfrider Europe rencontrée par la mission, qui considère la houle et les vagues comme un patrimoine à préserver (cf. par exemple les « surfing reserves » australiennes), au même titre que le trait de côte, le littoral, l'environnement marin.

Les câbles : ils sont aussi une composante commune à toutes les énergies marines renouvelables. Leur impact en phase opérationnelle est de trois ordres au moins :

- l'ensouillage des câbles (dépose au fond d'une tranchée qui sera rebouchée) est indispensable sur des fonds de 0 à 1 000 m de profondeur afin de protéger les câbles de la majorité des risques de croche et de détérioration notamment par les pratiques de pêche aux arts traïnants. Les câbles sont ainsi ensouillés à une profondeur pouvant varier de 0,6 m à 3 m environ. Les trancheuses à roue ou à chaîne permettent de creuser une souille pouvant atteindre environ 2,50 m de profondeur. Ces opérations génèrent une remise en suspension de matériaux, dont la sédimentation est le plus souvent localisée à une zone de 10 à 20 m autour de l'axe de pose.

- l'impact au travers des champs électromagnétiques qu'ils génèrent dans le milieu : d'après les études effectuées, les hausses de température sont vraisemblablement localisées aux abords immédiats des câbles et limitées. Par ailleurs si la réaction de nombreuses espèces marines aux champs électromagnétiques est bien établie, les conséquences sur leur physiologie et leur comportement demeurent méconnues pour une majorité d'entre elles. La principale incertitude porte aujourd'hui sur la capacité d'orientation des individus et sur la perturbation éventuelle de leurs déplacements, en particulier pour les espèces migratrices. Une poursuite des recherches apparaît donc nécessaire afin de mieux quantifier ces effets à long terme.

- les perturbations induites par l'installation et le fonctionnement des câbles en zone d'atterrage, souvent zone littorale protégée (par exemple zone remarquable) au titre de la loi Littoral.

Plus globalement les effets sur l'environnement des différents types de projets EMR peuvent être classés selon leurs conséquences sur les **différents compartiments de l'environnement** (écosystèmes, paysages et patrimoine, usages), avec également une échelle de **sensibilité** associée. L'étude précitée propose la classification suivante :

Interaction	Détail
Remaniement des fonds et remises en suspension de matériaux	Il s'agit des interactions mécaniques directes avec le milieu associées aux opérations de travaux (installations et démantèlement) et aux ancrages en phase opérationnelle qui perturbent le substrat et peuvent remettre des matériaux en suspension de la colonne d'eau.
Bruits et vibrations	Il s'agit des interactions acoustiques avec le milieu en phase travaux et en phase opérationnelle dans le champ proche et lointain.
Electromagnétisme	Il s'agit des interactions électriques et magnétiques générées autour des installations de transport d'électricité entre les installations et jusqu'à la côte.
Température	Il s'agit des variations thermiques générées par les câbles de transport d'électricité et les rejets d'installations type ETM ou PAC.
Pompages	Il s'agit des interactions mécaniques avec le milieu associées à l'aspiration d'eau en entrée d'installations type ETM ou PAC.
Rejets nutritifs	Il s'agit des effets d'upwelling artificiel pouvant être spécifiquement générés par les installations type ETM ou PAC avec pompage en eaux profondes et chargées en nutriment.
Présence physique des installations	Il s'agit des effets directement associés à la présence des installations dans le milieu : effet récif, effet réserve, effet barrière et risque de collision.
Présence physique des installations et paysage	Il s'agit des interactions spécifiques des installations avec les paysages maritimes et sous-marins.
Obstacles aux écoulements	Il s'agit des perturbations hydrodynamiques (houle, courant) et sédimentaire qui peuvent provenir de l'interaction statique ou dynamique des installations avec le milieu.
Eclairages	Il s'agit des interactions lumineuses du projet avec le milieu en période nocturne.
Contamination	Il s'agit des risques de contamination du milieu marin, accidentels ou liés à la diffusion lente de contaminants provenant des matériaux eux-mêmes.

En **phase de travaux**, les principaux effets à considérer sont le bruit (dans l'eau et dans l'air), le remaniement des fonds, la possible remise en suspension de matériaux, les risques de pollution accidentelle par les engins de travaux, ainsi que les impacts sur les fonds marins associés à la mise en oeuvre des fondations, l'ensouillage des câbles ou encore l'ancrage des installations et des navires de surface. Il importe de noter que ces effets restent limités dans le temps ; l'observation des effets et le retour d'expérience montrent que les recolonisations benthiques sont assez rapides et que l'impact sur l'environnement sous-marin demeure limité.

Sur ce sujet, **les retours d'expérience** portent essentiellement sur l'éolien offshore posé, et notamment sur l'impact des fondations (remise en suspension de sédiments, bruit lors des travaux, altération localisée des habitats sous-marins). Pour les autres technologies d'énergies marines (éolien flottant, hydroliennes, énergie houlomotrice et énergie thermique des mers), la transposition immédiate n'est pas possible. De nouveaux retours d'expérience seront nécessaires

à partir des sites d'essais pour les prototypes, et des fermes-pilotes expérimentales pour des parcs de 5 à 10 machines (éolien flottant et hydrolien). En particulier, il est possible que certaines périodes de l'année soient préférables pour la conduite des travaux afin de minimiser l'impact environnemental.

5.3 - Perspectives et moyens d'amélioration de l'intégration environnementale des EMR

Afin d'améliorer progressivement les possibilités d'intégration environnementale des nouvelles technologies EMR un suivi environnemental des fermes-pilotes sera nécessaire. L'étude pilotée par la Dgec indique les principaux champs d'étude et axes de réflexion à approfondir:

	Effet	Principaux éléments de connaissances à approfondir ou axes de réflexion
Environnement	Bruit	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Caractéristiques des bruits émis par les différentes technologies et les opérations de mise en œuvre associées. ➤ Sensibilité des espèces marines et plus particulièrement des mammifères marins et des poissons à ces bruits.
	Electro-magnétisme	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Caractéristiques des champs électromagnétiques générés par les câbles de transport d'électricité d'installations EMR. ➤ Sensibilité des espèces marines, notamment par rapport à leur orientation et leurs activités de déplacement vis-à-vis de maillages électromagnétiques potentiellement vastes.
	Rejets de PAC, SWAC ou ETM	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Sensibilité de la colonne d'eau à des rejets de température différente et potentiellement chargés en nutriments (pompages profonds) : <ul style="list-style-type: none"> • effets directs sur les paramètres physico-chimiques et sur les peuplements phytoplanctoniques ; • effets indirects sur les peuplements halieutiques et sur la santé.
	Présence physique des installations	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Potentiel de soutien des ressources halieutiques et des écosystèmes en général par l'effet récif et l'effet réserve. ➤ Risque de collision des mammifères marins avec les dispositifs immergés statiques ou dynamiques (pâles d'hydroliennes, câbles d'ancrage d'installation ancrées, etc.). ➤ Risque d'effet barrière en milieu sous-marin et aérien lié à la présence des installations.
Activités et usages	Pêche professionnelle	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Etats des lieux complets à une échelle adaptée à une évaluation fine des impacts sur les activités de pêche. ➤ Méthodes adaptées pour estimer les pertes générées par les installations d'EMR sur les différentes pêcheries
	Activités aquacoles	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Conditions de développement d'activités aquacoles associées aux infrastructures marines des EMR.
	Paysages maritimes et tourisme	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Perfectionnement des enquêtes sociologiques et économétriques pour mesurer l'acceptation des EMR notamment au regard de leurs atteintes aux aménités paysagères et des retombées économiques en particulier sur le tourisme (avant et pendant l'exploitation).

L'acceptabilité socio-économique des énergies marines renouvelables dépend également de la capacité des porteurs de projets à valoriser les impacts positifs du déploiement des EMR, en termes d'emplois créés et d'effets bénéfiques sur la faune marine, au regard des impacts négatifs en termes de perte ou de déplacement de zone de navigation ou de pêche par exemple.

L'observation récente montre que **les ancrages et fondations** des machines EMR constituent des **récif artificiels** rapidement, dans un délai de quelques semaines à quelques mois, colonisés par la faune et la flore marine. Ainsi les récifs peuvent être à terme fréquentés par des populations de poissons et de crustacés qui trouvent dans ces structures des opportunités de protection, d'alimentation et des repères d'orientation. Dans ce contexte, les ouvrages d'EMR fournissent des substrats durs favorisant le développement d'une vie marine spécifique dont les avantages et les inconvénients doivent être évalués tout au long de la vie des ouvrages.

Dans une perspective de fort développement des énergies marines renouvelables en Europe et dans le monde, l'intérêt porté aux effets bénéfiques d'immersion des structures artificielles est grandissant. La mise en oeuvre de **récif artificiels** est effectivement pratiquée dans le monde entier et poursuit trois objectifs spécifiques ou complémentaires :

- le soutien et la gestion des stocks halieutiques
- la préservation et la restauration de milieux marins
- l'accroissement de l'attractivité des fonds pour des usages récréatifs

Par ailleurs, les zones marines réservées aux installations de production d'énergies EMR constituent des zones où les usages sont réglementés et les prises de pêche notamment interdites ou réduites. Il en résulte une perturbation limitée des habitats et une diminution des pressions sur la faune sous-marine, d'où un effet positif global sur les écosystèmes : **l'effet réserve**.

Le développement des nouvelles EMR sur le paysage littoral et maritime peut en revanche constituer un frein à leur acceptation sociale. On considère le plus souvent que l'impact visuel dépend de la nature des équipements et des technologies: pour l'éolien offshore posé ou flottant, les grandes éoliennes sont visibles au-dessus de la ligne d'horizon, en tout ou partie, jusqu'à une distance de 50 km (cf. étude DGEC). **Ainsi les éoliennes flottantes, destinées à des parcs situés en pleine mer, loin des côtes, auront un moindre impact sur les paysages littoraux:**

Distance (km)	Partie des éoliennes visible pour un observateur d'1,7m localisé sur une plage Turbine de 150 m et rotor de 90 m		Partie des éoliennes visible pour un observateur localisé sur une falaise à 50 m d'altitude Turbine de 150 m et rotor de 90 m	
	Hauteur (m)	Composante	Hauteur (m)	Composante
10	148	Mât et pales	150	Mât complet et pales
15	143	Mât et pales	150	Mât complet et pales
20	135	Mât et pales	150	Mât complet et pales
25	123	Mât et pales	150	Mât complet et pales
30	108	Mât et pales	150	Mât complet et pales
35	90	Nacelle, haut du mât et pales	146	Mât et pales
40	68	Nacelle, haut du mât et pales	139	Mât et pales
45	43m	Pales	129	Mât et pales
50	14	Extrémité des pales	115	Mât et pales
55	0	Aucune	98	Nacelle, haut du mât et pales
60	0	Aucune	78	Nacelle, haut du mât et pales
65	0	Aucune	54	Nacelle, haut du mât et pales
70	0	Aucune	27	Extrémité des pales
75	0	Aucune	0	Aucune

Par ailleurs les hydroliennes, et les énergies houlomotrices ou thermiques des mers, du fait de leur caractère compact et de leur immersion totale ou partielle, vont avoir un moindre impact visuel sur les paysages littoraux et être peu perceptibles, donc moins sujettes à critiques de la part du public et des observateurs.

5.4 - Position des associations de protection de l'environnement

Une note de positionnement et de réflexion sur les EMR, de France Nature Environnement (FNE), a été rédigée en date du 11.03.2013, spécialement pour notre mission. Nous la résumons ci-dessous:

FNE soutient le développement des EMR, dans la mesure où celui-ci est réalisé dans des conditions satisfaisantes pour l'environnement. Si le développement des EMR est souhaitable, il ne saurait se faire au détriment de la protection de la biodiversité. Les choix d'implantation doivent préserver au mieux les habitats et les espèces, les études d'impact doivent être réalisées de manière sérieuse et transparente, des mesures compensatoires doivent être mises en œuvre là où les destructions sont inévitables. La connaissance du milieu marin doit être améliorée, car les EMR sont développées dans des espaces relativement mal connus. Pour FNE, les EMR ne doivent pas entrer en compétition directe avec d'autres usages du milieu marin et côtier, notamment ceux présentant un impact positif sur la biodiversité, ni aboutir à des gestions spécialisées conduisant à une appropriation de fait de l'espace public.

FNE propose de développer la gestion intégrée des zones côtières, et de développer une vision partagée entre l'ensemble des acteurs du milieu marin et côtier en renforçant les échanges entre ces acteurs. Une priorité est à apporter à l'Outre-Mer, car plus qu'ailleurs, les outre-mer français sont dépendants des énergies importées, ils doivent être des zones prioritaires du développement des EMR, et peuvent en outre être des zones de démonstration de l'excellence française en technologies EMR.

Autres éléments de réflexion et de proposition: la mise en place d'une gouvernance intégrant les associations de protection de l'environnement doit accompagner le développement des EMR, et la fiscalité liée aux énergies marines doit servir la protection de l'environnement. Enfin FNE soutient la création d'Aires Marines Protégées expérimentales sur les parcs éoliens et hydroliens.

6 - ANALYSE DU CONTEXTE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE – PROPOSITION DE CREATION D'UN REGIME JURIDIQUE SPECIFIQUE

6.1 - Analyse du contexte juridique

Le contexte juridique des EMR en France est complexe. Il combine droit national, européen et international, droit de la mer, et, dans le droit national, il regroupe le droit de la propriété des personnes publiques, le droit de l'énergie, le droit de l'urbanisme, le droit de l'environnement. A ce contexte s'ajoutent des complications réglementaires diverses liées notamment aux problématiques de raccordement et d'exploitation électrique, aux tarifs de l'énergie, aux questions d'aides d'Etat.

En France la mer territoriale, à savoir le **Domaine public maritime** (DPM), inaliénable et imprescriptible, s'étend jusqu'à la limite des 12 milles marins¹⁸ (soit 22,2 km) à partir des lignes de base. La France est souveraine dans le DPM et dispose par exemple du monopole de la pêche. Les navires étrangers y disposent d'un droit de passage inoffensif, « continu et rapide ». Le territoire communal s'étend au DPM (Conseil d'État, 1981) et les PLU doivent couvrir l'intégralité du territoire communal (code de l'urbanisme, L123-1), les POS par contre pouvant s'arrêter au rivage. Il y a cependant dispense de formalités pour les installations de production d'EMR (éoliennes, hydroliennes, houlomoteur et marémoteur) et leur raccordement. On peut aussi mentionner que la loi Grenelle 2 a supprimé l'obligation du permis de construire pour les éoliennes offshore.

Au-delà des 12 milles marins s'applique la Convention des Nations Unies sur le Droit de la Mer (CNUDM), dite de Montego Bay en date du 10/12/1982, ratifiée par la France en 1996, et, pour des raisons historiques, la « loi n°76-655 du 16 juillet 1976 relative à la zone économique et à la zone de protection écologique au large des côtes du territoire de la République ». De la mer territoriale à la limite de 200 milles marins, à partir des lignes de base, s'étend la ZEE ou **zone économique exclusive**.

Les 12 premiers milles marins de la ZEE occupent ce que l'on appelle la zone contiguë, où la France, état côtier, dispose du pouvoir de police (prévention et infraction à ses lois et règlements). Dans la ZEE, la France a la maîtrise exclusive de la pêche (mais doit mettre à disposition les stocks de poissons qu'elle n'est pas en mesure d'exploiter), de la création d'ouvrages (mais les États étrangers peuvent y poser librement des câbles et conduites sous-marines), de la recherche marine et de la préservation du milieu marin, du droit fiscal et environnemental, mais pas du droit social. Des directives européennes (directive habitats, directive faune et flore) s'appliquent aussi dans la ZEE. Face au relatif vide juridique concernant la pose et le suivi d'installations dans la ZEE au delà des eaux territoriales, un décret, basé sur la loi de 1976, « relatif à la réglementation applicable aux îles artificielles, aux installations, au tracé des cables et pipelines sous-marins, ainsi qu'aux ouvrages et à leurs installations connexes sur le plateau continental et dans la zone économique **et la zone de protection écologique**, est en cours d'élaboration par la DGEC, et devrait permettre un meilleur suivi des installations.

Au-delà des ZEE des Etats, s'étend la haute mer, et tous les États y ont liberté de navigation, survol, pêche, pose de câbles et conduites. Il est cependant possible pour un État de faire valoir des droits au-delà de sa ZEE sur son « plateau continental » (qui en tout état de cause ne peut s'étendre au-delà de 350 milles marins des lignes de base). La loi n°68-1181 du 30 décembre 1968 « relative à l'exploration du plateau continental et à l'exploitation de ses ressources naturelles » a un impact direct sur l'exploitation de certaines EMR puisqu'elle stipule à quelles lois et quels règlements sont soumis les « installations et dispositifs » flottants (sauvegarde de la vie en mer, immatriculation, permis de circulation, prévention des abordages...) .

18 1 mille marin, encore appelé nautique, mesure 1852 mètres

En France, le DPM peut faire l'objet d'occupations privatives sous les deux formes suivantes :

- **l'autorisation d'occupation temporaire (AOT)**, personnelle, précaire et révocable, valable pour une durée de 5 ans maximum, avec droits et devoirs de l'occupant définis par contrat avec l'État, et remise en état du terrain occupé à la fin de l'AOT. C'est un outil juridique de droit commun.

- **la concession** d'utilisation du domaine public maritime en dehors des ports (instituée par le décret du 29 mars 2004), pour un motif d'intérêt général, durable et valable pour une durée de 30 ans au maximum, éventuellement renouvelable, après quoi le concessionnaire doit remettre le territoire concédé en l'état¹⁹.

Des formes particulières de ces deux formes d'occupation privative peuvent être:

- les concessions ostréicoles ou les titres miniers, concessions pour lesquelles l'autorisation relève de critères spécifiques,

- les autorisations de mouillage collectif, forme particulière d'AOT

Notamment, la production d'EMR et la pose de câbles sont des activités compatibles avec la vocation du DPM.

C'est le décret n°2004-308 du 29 mars 2004, « relatif aux concessions d'utilisation du domaine public maritime en dehors des ports », **qui s'applique dans le cadre de l'implantation en mer d'installations de production électrique**. Ce texte prévoit que « *les dépendances du domaine public maritime situées hors des limites administratives des ports peuvent faire l'objet de concessions d'utilisation en vue de leur affectation à l'usage du public, à un service public ou à une opération d'intérêt général* ». Ces concessions sont conclues pour une durée qui ne peut excéder trente ans. Toute occupation du domaine public maritime à ce titre doit comporter un état initial des lieux, des modalités de suivi du projet et de son impact sur l'environnement et les ressources naturelles, et, le cas échéant, prévoir « *les opérations nécessaires à la réversibilité des modifications apportées au milieu naturel et au site, ainsi qu'à la remise en état, la restauration ou la réhabilitation des lieux en fin d'utilisation*. » L'avis de la commission nautique locale ou de la grande commission nautique peut être requis, après avis préalable du préfet maritime (navigation surveillance). Une enquête publique est obligatoire.

Actuellement, **en l'absence de texte spécifique aux installations électriques situées en mer, l'instruction administrative relève de procédures « terrestres » transposées par défaut au domaine maritime, mais en fait qui s'y appliquent mal**. Il n'y a pas aujourd'hui de cadre général qui régule les usages en mer, mais plutôt une superposition de plusieurs régimes juridiques complexes. Cette approche juridique par défaut repose sur la définition des eaux territoriales considérées par la jurisprudence comme l'extension (jusqu'à la limite des 12 milles) du territoire des différentes entités administratives françaises concernées (commune, département, Région, État).

En conséquence de cette approche, l'implantation en mer d'une installation de production d'électricité doit satisfaire simultanément aux obligations imposées par le Code de l'Environnement (articles L553-2 relatif aux éoliennes, L414-4 pour les zones Natura 2000, et L214-1 à L214-6 au titre de la loi sur l'eau), le Code de l'Urbanisme, et les procédures spécifiques d'autorisation liées à l'exploitation électrique²⁰. Ces différents textes imposent chacun études d'impact et enquêtes

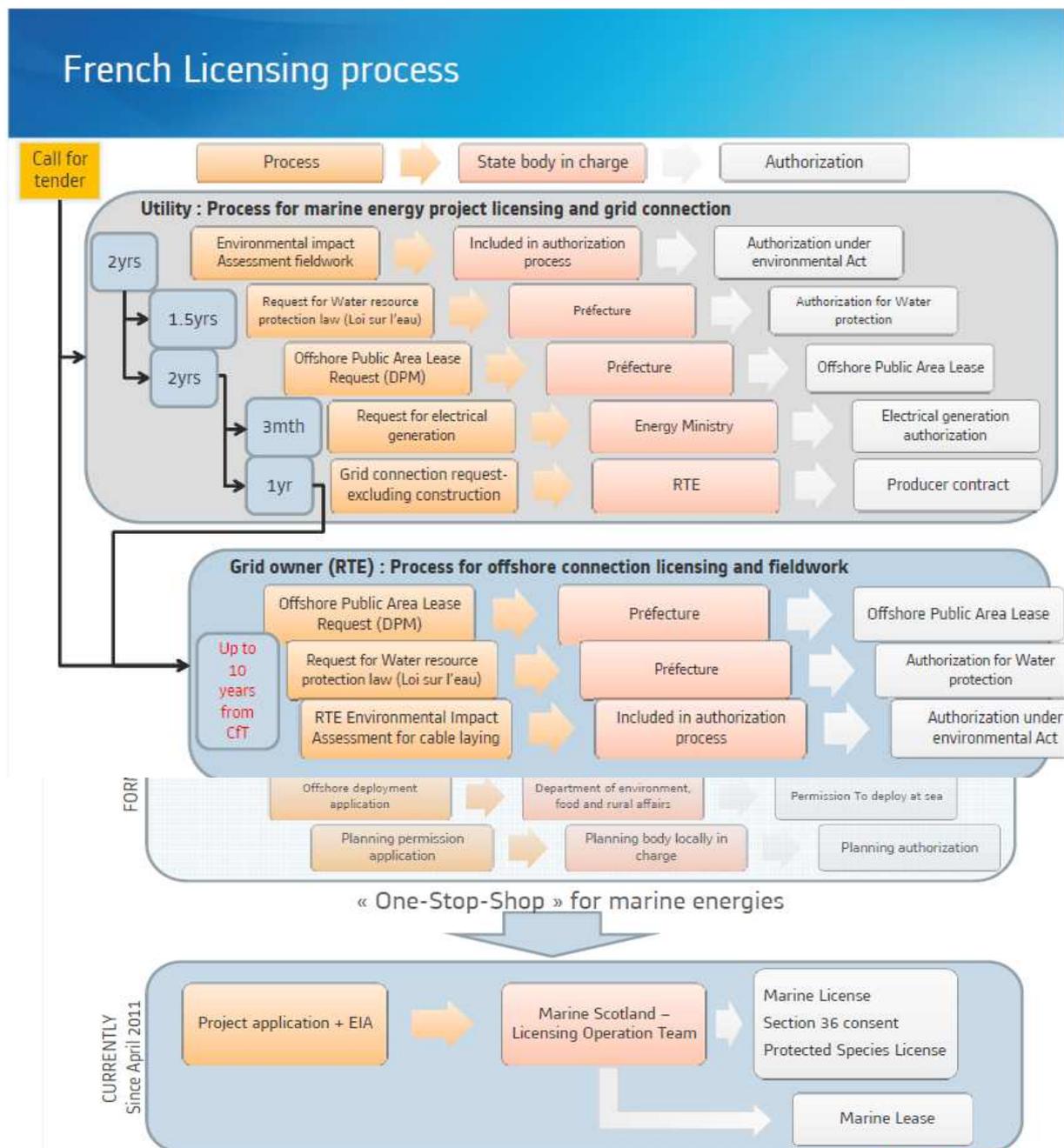
19Par exemple (communication DAJ du MEDDE) : toute installation hydrolienne de plus de 4,5MW doit faire l'objet d'une concession selon les articles L. 511-1 et L. 511-5 du code de l'énergie. Et les concessions d'énergie hydraulique font l'objet d'une procédure de publicité et de mise en concurrence régie par les articles 38, 40, 40-1 de la loi du 29 janvier 1993 dite loi « Sapin » et le décret du 24 mars 1993 (procédure de délégation de service public).

20 On peut aussi mentionner l'acquis communautaire relatif à l'activité pétrolière offshore dont une partie est pertinente pour les EMR : Directive 2004/35/EC sur la responsabilité environnementale, directives 85/337/EEC, 97/11/EC amendée par les directives 2003/35/EC et 2009/31/EC sur les évaluations d'incidence et études d'impact

publiques, pilotées par le Préfet de département concerné par le site d'implantation. **Cette superposition de textes se traduit par une grande complexité administrative** et des délais d'instruction excessivement longs (notamment en ce qui concerne les sites d'essais et les fermes pilotes) liés à la consultation d'un très grand nombre de services techniques spécialisés chacun dans un des aspects de la gestion du domaine public maritime.

Le parcours d'un soumissionnaire à un AMI pour une ferme pilote, par exemple, est assez compliqué: le candidat retenu, une fois le projet détaillé, doit s'occuper de la notification à la Commission Européenne de l'aide d'Etat reçue et la justifier; en parallèle, il doit réaliser une étude d'impact, préalable à une procédure de demande d'occupation du domaine public avec consultation, assentiment préalable de la préfecture maritime, éventuel passage préalable en commission nautique, consultation et enquête publique, qui peut se cumuler avec d'autres enquêtes publiques pour demande d'autorisation au titre de la loi sur l'eau. Une fois l'autorisation accordée, la convention approuvée et éventuellement la constitution de garanties financières pour le démantèlement effectuée, le candidat demande à l'opérateur de réseau une proposition technico-financière de raccordement. Les câbles de raccordement non souterrains sont soumis à autorisation d'urbanisme, les postes de transformation à déclaration préalable ou permis de construire. L'atterrage des câbles est naturellement contraint par les caractéristiques du littoral (zone remarquable par exemple) ce qui peut motiver demande de dérogation.

Cette complexité est connue, y compris à l'étranger. A titre d'illustration, voici le processus d'autorisation français (simplifié: les questions de défense, navigation ,etc. n'apparaissent pas) en regard du processus d'autorisation écossais, vu par ces derniers (source: Alstom):



La comparaison est édifiante: l'Écosse est parvenue, à partir d'un dispositif déjà moins complexe que le dispositif français, à mettre en place pour les développeurs un « **guichet unique** » qui masque la complexité administrative sous-jacente. L'objectif de délais de prise de décision est de neuf mois. Cette simplification est l'une des clés du succès écossais en matière d'énergies marines, et est une bonne pratique à transposer à la situation française.

En particulier pour ce qui concerne la mise en place de fermes-pilotes, la mission est arrivée à la conclusion qu'il serait nécessaire d'alléger et de simplifier le dispositif juridique applicable, afin de réduire les délais d'instruction et de favoriser l'essor des EMR. Un exemple significatif à cet égard est l'implantation d'une éolienne flottante à 6 km au large de Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône), dans le cadre du projet VERTIWIND conduit par EDF et la société NENUPHAR, lequel vient d'obtenir en décembre 2012 une décision de financement européen maximal de 37 M€ sur 5 ans (programme NER 300). Ce prototype de 2 MW est implanté pour essais et tests, avant la mise en place plus au large d'une ferme pilote de 26 MW. Or l'implantation de cette première éolienne flottante (alors qu'une simple AOT semblerait suffisante) nécessite le déroulement concomitant de toutes les procédures précitées, d'où un délai de plus d'un an, repoussant l'implantation en mer pour les premiers essais à fin 2014. Un tel délai est extrêmement pénalisant d'un point de vue financier, de trésorerie et de fonds de roulement, pour une PME de 20 personnes comme la société NENUPHAR, laquelle doit avancer les frais de fabrication de l'éolienne-prototype avant tout retour sur investissement. Par exemple il semble peu justifié, y compris sous l'angle environnemental, d'imposer tout le déroulement d'une procédure « loi sur l'Eau »²¹ à un projet de ferme-pilote hydrolienne de moins de 12 MW.

Outre les régimes juridiques spécifiquement attachés à l'implantation d'unités de production d'électricité en mer (exploitation électrique, occupation du domaine public, urbanisme, environnement), il faut aussi mentionner les épineuses questions du régime applicable aux travailleurs appelés à intervenir sur de telles unités en fonction du lieu de travail et de sa qualification juridique, du pavillon et du registre d'immatriculation du navire utilisé, et de la catégorie de personnel : faut-il utiliser le code du travail, ou le code des transports applicable aux gens de mer, moins protecteur ? Derrière ces questions se profilent des questions de compétitivité mais aussi d'éthique.

6.2 - Pour la création d'un régime juridique spécifique pour les énergies marines

Comme cela a été constaté dans la partie précédente, le régime juridique actuellement applicable aux énergies marines se caractérise par une complexité excessive, du fait principalement de l'obligation de **respecter quatre législations indépendantes** (Code général de la propriété des personnes publiques, Code de l'Urbanisme, Code de l'Environnement / Loi sur l'Eau - Loi Littoral, Code de l'Energie) qui se « superposent » dans leur application aux énergies marines renouvelables. La difficulté en outre pour les opérateurs consiste à pouvoir identifier les multiples normes applicables alors qu'aucun lien clair et explicite n'est établi entre ces dispositions législatives et réglementaires.

²¹La loi sur l'eau veille à la protection des eaux superficielles et souterraines contre toute atteinte (qualitatif, quantitatif) et la préservation des écosystèmes aquatiques et milieux humides. En substance, il faut donc prouver que les impacts d'une exploitation d'EMR ne se font pas au détriment du milieu et des écosystèmes marins.

Sont soumises à la police de l'eau les IOTA (Installations Ouvrages Travaux et Activités), par opposition aux ICPE (installations classées pour la protection de l'environnement). Les éoliennes sont des ICPE, les hydroliennes des IOTA. L'autorisation demande deux mois de délai avec accord tacite, l'autorisation demande six mois d'instruction avec refus tacite. Comme pour les ICPE il y a possibilité de recours jusqu'à 6 mois après la mise en service, sous le régime du plein contentieux. Le juge peut de plus réécrire entièrement l'acte administratif.

L'objectif certainement légitime de ces différentes législations est d'assurer **une gestion globale et intégrée des zones côtières**, en concertation étroite avec les divers publics et utilisateurs concernés de façon à garantir un équilibre entre les divers usages possibles: activités maritimes, pêche, tourisme, protection de l'environnement, de la faune et de la flore marines, etc... La gestion intégrée des zones côtières est un processus dynamique de gestion durable des zones côtières, prenant en compte la fragilité des écosystèmes et des paysages côtiers, la diversité des activités et des usages, ainsi que leur impact à la fois sur la partie marine et la partie terrestre. En particulier, la loi 2010-788 (dite Grenelle II) du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement consacre le chapitre V du titre IV (Biodiversité) aux « Dispositions relatives à la Mer » et aux milieux marins, et fixe les règles applicables à la gestion des écosystèmes côtiers.

De ce fait, de nombreuses contraintes et obligations ont été précisées en ce qui concerne les projets d'implantation dans la zone des 12 milles (correspondant au Domaine public maritime). Par contre la législation applicable au-delà des 12 milles (zone économique exclusive et plateau continental), résultant des accords internationaux établis dans le cadre de l'ONU et de l'OMI, ne permet pas pour le moment de présenter un cadre réglementaire clair pour l'installation et l'exploitation des EMR. Or l'essor et le développement futur des énergies marines renouvelables nécessitent une réelle capacité de planification et de coordination de la part de l'État, afin d'optimiser la gestion des « gisements » énergétiques et de réguler cet usage avec les autres usages traditionnels de la mer (navigation et pêche).

Cela étant, la question de **la simplification des procédures administratives** reste un sujet récurrent en droit. Ainsi la directive européenne 2009/28/CE a consacré cet objectif pour les installations utilisant les sources d'énergies renouvelables. Les réflexions engagées (cf. en particulier la Thèse de Droit public, soutenue par Anne BONIS le 15 février 2013 à l'Université de Versailles-Saint Quentin) sur **l'élaboration d'un régime spécifique pour les EMR en mer** résulte du constat que l'application de normes éparses appartenant à des législations distinctes, peu adaptées à la problématique d'une activité nouvelle implantée en mer, constitue une source quasi inépuisable de contentieux, de fait peu favorable à l'essor des énergies marines renouvelables.

On peut sur ce sujet partir du principe que la production de l'électricité en France est régie par le **Code de l'Énergie**, depuis la publication de l'ordonnance 2011-504 du 9 mai 2011 (texte qui officiellement codifie la partie législative du droit de l'Énergie). Les énergies marines figurent notamment aux articles L 211-2 (parmi les diverses sources d'énergies renouvelables) et L 314-1 (conditions d'achat de l'électricité produite). **La recherche et la définition d'un régime juridique cohérent et simplifié serait de nature à faciliter la valorisation et l'exploitation des ressources énergétiques marines**, comme cela est déjà le cas (du point de vue juridique) pour l'énergie marémotrice, qui figure explicitement au titre V du Code de l'Énergie consacré à l'exploitation de l'hydroélectricité (installations utilisant l'énergie hydraulique).

La mission considère que le régime juridique actuel applicable en mer n'est pas assez favorable à un essor rapide des énergies marines La mission considère donc qu'il est possible et souhaitable pour l'État de simplifier les procédures existantes, en proposant au législateur la **création d'un régime juridique spécifique aux EMR**, sous la forme, **dans le Code de l'Énergie**, d'un chapitre spécial consacré aux EMR et rassemblant au sein d'un même texte toutes les mesures et prescriptions s'appliquant aux installations et ouvrages utilisant les sources d'énergies marines renouvelables.

6.3 - La question du raccordement des câbles au réseau électrique

Par ailleurs, un point technique non résolu demande une attention particulière: le raccordement du site pilote au réseau électrique le plus proche. Il nécessite de trouver une **zone d'atterrage** (point de raccordement), acceptable d'un point de vue environnemental, à l'interface donc entre terre et mer. L'opération de raccordement suppose un passage (souterrain) du câble électrique au niveau de l'estran (jonction terre mer), et donc, pendant quelques jours, la réalisation d'une tranchée pour enfouir ce câble. Cette simple opération, à impact pourtant très réduit sur l'environnement, rend néanmoins nécessaire une adaptation législative spécifique (instaurant une dérogation pour les passages en zones naturelles remarquables, telles que les zones Natura 2000 et les ZNIEFF).

La question du raccordement est de manière générale source de délais et de coûts importants.

Terminologie usuelle	Moyenne tension	Haute tension	Très haute tension		
Termes techniques	HTA	HTB1	HTB2	HTB3 HVAC	HTB3 HVDC
Tension	20 kV, 33 kV	63 kV, 90 kV	150 kV, 225 kV	400 kV (alternatif)	400 kV (continu)
Puissance adaptée	17-100 MW	50 MW voire 100 MW (unitaire) Pas plus de 250 MW (multiple)	250 MW voire 600 MW (unitaire)	> 500 MW	> 1,5 GW
Acteur	ERDF	RTE			
Délai	2 ans	3-5 ans	6-7 ans (dont 4-5 administratifs, 2 de travaux)	10 ans	Au moins 8 ans
Exemples de coûts (très variable selon existant, volume, file d'attente,...)	70 M€ au Fromveur pour 60 MW	5 M€ au raz Barfleur pour 100 MW (poste collecteur, liaisons sous marines HTA exclues) 6-10 M€ au raz Blanchard pour 80 MW (poste collecteur, liaisons sous marines HTA exclues)	110-130 M€ au large du Cotentin	150-200 M€ par bloc de 500 MW en offshore (4 fois moins sur terre) Au large du Cotentin, 140-190 M€ pour 500 MW, 190-270 M€ pour 750 MW, 220-330 M€ pour 1000 MW 180M€ pour une ligne aérienne portant à 3,4 GW la capacité d'accueil de production en Cotentin	Au large du Cotentin, 600-800 M€ selon le volume
Contexte : Puissance évacuée sans travaux	30 MW en Cotentin	1,5 GW en Cotentin, voire 2,5 GW avec effacements			

Une partie importante des délais est associée à des autorisations administratives, enquêtes ou débat public, etc. ainsi qu'à une succession de procédures parfois parallélisables. RTE indique que sur dix ans de délai, huit sont liés à des procédures.

Or, ces délais de procédures, s'ils ne parvenaient à être réduits, se révéleraient non seulement nuisibles à l'objectif de transition énergétique, mais plus encore à la simple émergence d'une filière industrielle testée et donc crédible aux yeux d'une possible clientèle étrangère.

6.4 - Les tarifs d'achat de l'électricité produite

Par défaut, l'arrêté du 1^{er} mars 2007 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers, prévoit un tarif d'achat de 150€/MWh, actualisé à 163€ en 2012 (systèmes houlomoteurs, marémoteurs ou hydrocinétiques), pendant 20 ans.

Un arrêté tarifaire éolien de novembre 2008 fixe le tarif d'achat à 82€/MWh pour l'énergie éolienne, qu'elle soit terrestre ou en mer. Ces tarifs sont en général insuffisants pour permettre le développement des EMR, même si certains développeurs audités par la mission prévoient des coûts complets de 130€/MWh (hydrolien) voire 40€/MWh (hydrolien flottant).

L'équilibre économique et financier d'un projet EMR de ferme-pilote expérimentale suppose un accompagnement financier temporaire de la part des pouvoirs publics. **Le Code de l'Energie** stipule dans son article L - 314 - 1 qu'il est possible de prévoir un **contrat d'achat spécifique** pour certaines installations de production d'électricité jugées prioritaires (énergies renouvelables). Sur la base de l'avis de la CRE, consultée à ce sujet, il est tout-à-fait possible de rajouter à cet article L-314 -1 un alinéa 8^o **précisant que l'obligation d'achat s'applique également aux fermes pilotes expérimentales** (hydrolien, éolien flottant, houlomoteur et énergie thermique des mers). Un amendement en ce sens a d'ailleurs été proposé par la mission en janvier 2013, amendement non soutenu à ce jour.

Par ailleurs la publication prochaine de l'AMI de l'ADEME sur les fermes-pilotes « Energies Marines » rend nécessaire un accompagnement financier sous la forme d'un tarif d'achat adapté à cette phase d'expérimentation de technologies émergentes.

6.5 - Le contexte juridique européen

Les contextes juridiques nationaux

L'environnement législatif et réglementaire est très divers selon les pays, avec feuilles de route et réglementations spécifiques aux EMR ou pas, autorité nationale et/ou locale sur l'espace marin, système de gestion maritime intégré ou pas, validité de l'approche sur toutes les eaux territoriales (y compris ZEE) ou pas, unicité du droit applicable ou superposition de réglementations. On notera que la France est, avec la Suède, l'un des rares pays où le droit des sols terrestres s'étend aux limites des eaux territoriales. L'annexe 6 documente la situation pays par pays.

Dans la majorité des cas, le soutien aux EMR, à leurs différents stades, est tiré par la stratégie nationale en matière de soutien à l'innovation puis de développement des énergies renouvelables.

Un sujet en émergence est aussi celui de la planification spatiale maritime visant à organiser de manière rationnelle l'utilisation de l'espace maritime, à gérer et éviter les conflits d'usage, à faire la part du développement économique et de la protection des écosystèmes, enfin à atteindre des objectifs économiques et sociaux de manière ouverte et planifiée. Les étapes sont la perception du besoin de planification et la mise en place d'une autorité responsable, le financement, l'organisation du processus par une planification initiale, l'organisation de la participation des parties prenantes, l'analyse des conditions présentes et futures, la préparation et l'approbation d'un plan de gestion spatiale puis sa mise en oeuvre, avec évaluation et adaptation du processus.

En Europe, cette démarche est sous-tendue par la Directive Cadre « Stratégie du milieu maritime » (DCSMM ou directive 2008/56/CE du 17 juin 2008), en articulation avec la gestion intégrée des zones côtières.

Dans ce domaine, l'Allemagne, le Royaume-Uni et le Portugal sont relativement avancés, suivis de la Belgique et de la Suède (source : OES2011). La DCSMM ajoute une strate de complexité, dans le but louable de mettre en cohérence les différentes politiques en mer et de renforcer l'intégration des préoccupations environnementales dans d'autres politiques, notamment la politique commune de la pêche, en raison des conflits d'usage avec les « premiers occupants ». De manière générale, la profession des pêcheurs est spécialement sensible à une politique marine intégrée et non segmentée par filière EMR ou division administrative (cas notamment de la Bretagne).

RECOMMANDATIONS

SIMPLIFICATION ET EFFICACITE ADMINISTRATIVE

- Créer dans le **Code de l'Energie** un chapitre spécifique pour les EMR regroupant les diverses procédures existantes : domanialité, production électrique, environnement, raccordement, urbanisme.
- Mettre en place pour les développeurs un « **guichet unique** » : interlocuteur unique pour accueillir et suivre les porteurs de projets, les procédures et autorisations, avec leur parallélisation et leur simplification.
- Étoffer les compétences et les ressources des services instructeurs de l'Etat sur les aspects juridiques et de marché.

7 - PLANIFICATION, ZONAGES, CONCERTATION, AMENAGEMENTS PORTUAIRES

7.1 - Historique de la planification

Les éléments cités ci-dessous sont extraits du rapport intitulé « Retour sur la planification des énergies marines renouvelables 2009 – 2012 » écrit par le CETE Normandie Centre et relu par la DGALN et le CETMEF.

Planification – 1ère phase- le calendrier

En 2007, l'ADEME, avec les Ministères concernés, le Secrétariat Général de la Mer et l'Ifremer, a développé un outil d'analyse stratégique, destiné aux services de l'État, pour déterminer les « zones pertinentes en faveur du développement de futurs parcs de production électrique en mer (d'origine renouvelable) » et s'est intéressée à plusieurs sources d'énergies marines comme l'éolien en mer, le houlomoteur ou encore l'hydrolien.

A cette occasion, un **Système d'Information Géographique** « SIG » a été créé par l'ADEME. Il permettait la création de cartes synthétiques, et le croisement des contraintes environnementales, de servitudes, d'usages ou de raccordement avec les aspects techniques. Il a ainsi constitué un premier élément de cadrage permettant de pré-identifier les secteurs propices. Il présentait un fort travail de recueil de données techniques et d'usage.

Néanmoins, cet exercice ne prévoyait pas la mise en place de concertation large, notamment auprès du grand public, ni de mise à disposition des données aux acteurs, services État ou porteurs de projets. De même, il n'existait pas de format interactif permettant de superposer les données. Enfin, la détermination des zones propices était basée sur des modèles mathématiques visant notamment à déterminer des indices de confiance pour chaque zone.

Le 25 juin 2008 a été publiée la directive cadre stratégie pour le milieu marin 2008/56/CE (DCSMM) qui constitue le pilier environnemental de la politique maritime intégrée de l'Union européenne et doit développer la cohérence entre les différents usages.

En février 2009, pour faire suite au plan de développement des énergies renouvelables en France, issu du Grenelle de l'environnement, la préfecture maritime (PREMAR) Atlantique a lancé, avec

l'ADEME, l'IFREMER, Météo France, l'Agence des Aires Marines Protégées, le CETMEF, RTE et le SHOM, un **groupe de travail technique** pour identifier les sites favorables à l'implantation des EMR..

Pilotée par les préfectures des départements, la mise en place des groupes de travail par département a permis de récupérer les données d'usage locales. Après plusieurs réunions, est donc apparue la nécessité de mettre en œuvre un outil de type SIG pour aider à la visualisation de l'ensemble des données, pour les analyser et pour aider à la concertation.

Le 5 mars 2009, le ministre d'État a mandaté officiellement les préfets maritimes et de régions pour la mise en place d'instances de concertation et de planification dans le but d'identifier les zones propices à l'installation de l'éolien fixé en mer :

« Pour chaque façade maritime, une instance de concertation et de planification, rassemblant l'ensemble des parties prenantes, aura pour mission d'identifier des zones propices au développement de l'éolien en mer, au regard des différentes contraintes (usages de la mer, radars, réseau électrique...) : les porteurs de projets seront invités à privilégier ces zones. » (Extrait de la circulaire du 5/03/2009).

En **avril 2009**, la PREMAR Atlantique a confié la mise en œuvre du SIG EMR au CETMEF (sur la façade Atlantique). Une mise à jour de l'étude ADEME – Ifremer est alors engagée pour constituer le premier socle de la base de données SIG EMR.

Durant l'été 2009, le SIG est présenté aux différentes Directions Régionales des Affaires Maritimes (DRAMs). La PREMAR Atlantique envoie les codes d'accès à chaque service pour se connecter à l'espace réservé de Géolittoral, choisi pour la diffusion. La récolte des données dépasse alors le cadre de la façade, certaines couvrant même les trois façades maritimes métropolitaines.

Le CETMEF propose alors aux trois PREMARS et aux Préfets des régions concernées d'appliquer la même méthodologie.

En septembre 2009, l'étude Atlantique est présentée aux trois façades. Suit alors l'extension officielle du SIG aux autres façades en **octobre 2009**.

En **décembre 2009**, le recueil de données est achevé à la demande des Préfets. Les premières concertations ont débuté **à partir d'octobre 2010** avec pour objectif la remontée, vers l'administration centrale, d'un document de planification contenant les zones propices identifiées pour la fin du mois de **février 2010**.

Les zones identifiées ont alors été soumises à un arbitrage interministériel qui a permis l'identification de cinq zones propices à l'installation de l'éolien fixé en mer, à paraître dans un appel d'offres. Le CETE Normandie Centre a établi les cartes de situation des zones retenues, pour le cahier des charges.

En **juillet 2011**, le cahier des charges est publié. A l'issue de l'appel d'offres, 4 zones sur les 5 proposées ont été attribuées **en avril 2012**.

Planification – 2ème phase – Le calendrier

Un deuxième exercice de planification a été lancé en septembre 2011 (***circulaire du 23/09/2011***) à **la demande de la ministre de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement et du ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique. Il avait pour objectifs :**

- de confirmer les zones ouvertes lors du premier appel d'offres en fonction des données d'usage qui auraient pu évoluer (« travail de vérification ») ;
- de tenter d'identifier de nouvelles zones concernant l'éolien fixé par l'intermédiaire d'une concertation ;
- de déterminer le potentiel technique des autres filières : éolien flottant, houlomoteur, hydrolien.

Le pilotage de ce nouvel exercice est assuré conjointement par les préfets maritimes et les préfets coordonnateurs de façade. « ***Dans cette démarche, ces derniers consulteront les conseils maritimes de façades, qui ont une compétence obligatoire en matière de planification spatiale en mer. Ils pourront également s'appuyer sur les préfets de région territorialement compétents*** ». L'exercice a été réalisé sur les façades Manche, Mer du Nord et en région Bretagne pour la façade Atlantique. En Méditerranée, il n'a pas été mené, car jugé non opportun.

Cet exercice a fait l'objet d'un deuxième appel d'offres en Janvier 2013.

Planification – 3ème phase – Le calendrier

Par courrier en date du 22 février 2013 adressé aux préfets de région Basse Normandie et Bretagne et aux Préfets maritimes de la Manche et de la Mer du Nord, et de l'Atlantique, relatif à la « planification des zones propices au développement de fermes de démonstration pré-commerciale utilisant l'énergie hydrolienne », la Ministre de l'écologie a demandé d'identifier des petites zones dans les zones déjà définies au large du Raz Blanchard, du Raz Barfleur et dans le

passage du Fromveur et d'initier un travail de concertation avec l'ensemble des acteurs, avec un point d'avancement sous trois mois, et si nécessaire une éventuelle seconde phase de concertation de trois mois. Le délai minimal de trois mois est envisageable compte tenu des concertations déjà initiées et de l'acceptabilité de principe des fermes expérimentales par les pêcheurs et autres usagers de la mer (cf. infra). Dans tous les cas, le travail préparatoire à l'appel à propositions des porteurs de projets doit être poursuivi afin de pouvoir le lancer dès la fin de la concertation avec les acteurs et usagers de la mer.

Il faut noter aussi la préparation en cours d'une nouvelle directive cadre européenne pour la planification spatiale maritime et la gestion intégrée des côtes, qui demandera aux États-Membres de l'Union Européenne de développer et mettre en œuvre des processus cohérents de planification des usages de l'espace maritime, de garantir la gestion durable des zones côtières, et d'établir les coopérations transfrontalières appropriées, avec un soutien à la connectivité terre-mer (cf. en France par exemple les produits HistoLitt -trait de côte- et Litto3D -modèle altimétrique continu terre mer de -10m et au plus 6 milles des côtes à +10m et au moins 2 km à l'intérieur des terres- réalisés conjointement par l'IGN et le SHOM).

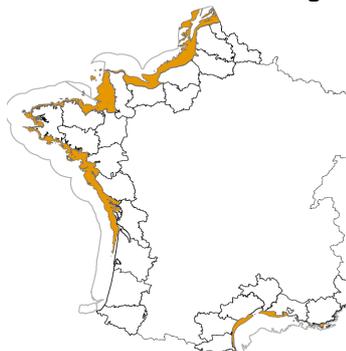
7.2 - Le SIG énergies marines

Le SIG (système d'information géographique) Energies Marines Renouvelables (EMR) est mis en place dans le cadre des exercices de planification sur les EMR demandés par le cabinet du MEDDE depuis 2009. Le Système d'Information Géographique est construit avec pour objectifs:

- l'aide à la concertation ;
- l'aide à la décision ;
- la capitalisation des données
- enfin, la pérennisation de leur mise à jour.

Le plan de développement des énergies renouvelables à Haute Qualité Environnementale, présenté en novembre 2008, prévoit la création d'instances de concertation et de planification rassemblant l'ensemble des parties prenantes, avec pour mission l'identification des zones propices à l'installation de l'éolien en mer fixé. Par circulaire du 5 mars 2009, le ministre d'État, ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer, a confié aux préfets maritimes et aux préfets de régions littorales coordonnateurs, la mise en place de ces instances en vue d'établir un document de planification. L'exercice de planification doit ainsi permettre aux acteurs du monde maritime une lisibilité des usages et des enjeux, et ainsi limiter les contestations futures en augmentant l'acceptabilité sociale. Il doit s'inscrire dans une perspective à long terme, visant un affinage et une ré-actualisation des supports d'aide à la décision.

La première phase de concertation entre 2009 et 2010 n'a concerné que l'éolien posé en mer (offshore). Les autres types d'EMR ne sont pas oubliés, leur gisement technique (critères ressource et bathymétrie favorables) ayant été défini lors de ce dernier exercice de planification. Elles sont depuis 2012 en cours d'analyse et leur gisement évoluera au fur et à mesure de l'avancée des technologies.



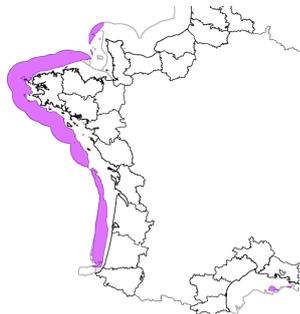
Eolien posé



Eolien en mer flottant

Vitesse moyenne annuelle du vent à 100 mètres d'altitude (m/s)

Vitesse du vent > 7 m.s⁻¹
et Bathymétrie < 30 m (40 m en Méditerranée)



Puissance linéaire moyenne annuelle de la houle (kW/m)

Puissance de la houle > 20 kW.m⁻¹
et 50 m < Bathymétrie < 130 m

Vitesse moyenne annuelle du vent à 100 mètres d'altitude (m/s)

Vitesse du vent > 7 m.s⁻¹
et 30 m (40 m en Méditerranée) < Bathymétrie < 200 m



Vitesse moyenne annuelle des courants de vives eaux (coef 95) (m/s)

1,5 < Vcourants < 4,5
et Bathymétrie > 25

La commande du SIG EMR

En avril 2009, la Préfecture Maritime Atlantique a commandé un SIG au CETMEF pour faciliter la réalisation de l'exercice de planification considérant le volume important de données d'usage locales recueillies auprès des services concernés. Celui-ci apparaît rapidement indispensable pour la capitalisation des données, pour leur analyse et pour leur visualisation. Le CETMEF s'appuie alors sur l'expertise technique du CETE Normandie Centre pour la construction du SIG et la publication des données et résultats sur le site internet Géolittoral (www.geolittoral.developpement-durable.gouv.fr) et confie la gestion des données à l'Ifremer via leur serveur de données SEXTANT, choisi pour l'hébergement.

Ainsi, la base de données géographiques a été structurée dans un premier temps uniquement sur la zone de compétence de la PREMAR Atlantique (Baie du Mont Saint Michel – Frontière espagnole).

Entre avril et septembre 2009, le CETMEF et le CETE Normandie Centre ont présenté cette initiative aux pilotes de la planification en Manche, Mer du Nord et en Méditerranée.

En **octobre 2009**, les maîtres d'ouvrage locaux, à savoir les préfectures de régions littorales et maritimes pour la façade Manche et Mer du Nord, préfecture maritime seule pour la méditerranée, ont demandé officiellement l'extension du SIG à leur façade. Le projet SIG EMR est né à cette date.

L'organisation générale du projet a été la suivante:

Le cabinet du ministère a piloté l'exercice de planification au niveau national. Les Préfets de régions littorales et Préfets Maritimes ont conduit la concertation et ont assuré le pilotage au niveau local.

La DGALN a assuré la maîtrise d'ouvrage du projet. Elle a financé le travail géomatique national SIG EMR et la participation à l'instance de concertation en Manche Mer du Nord.

Le CETMEF a coordonné le projet du SIG EMR et a assuré le lien avec les DG.

La DGEC s'est initialement peu investie dans la constitution du SIG EMR. Elle était uniquement informée par la DGALN et/ou le CETMEF de l'avancée des travaux. Elle a financé, après coup, le travail local (récolte de données locales et participation aux instances de concertation) sur la façade méditerranéenne.

C'est depuis la présentation du projet faite en mars 2010 au ministère, que la DGEC a souhaité utiliser davantage cet outil.

Elle s'est appuyée sur le SIG EMR pour demander au CETE Normandie Centre de réaliser les cartographies officielles figurant dans l'appel d'offres.

Elle a également demandé d'analyser « en chambre » certaines zones dans le cadre d'un éventuel autre appel d'offres.

Elle a co-signé avec la DGALN un courrier officialisant Géolittoral comme plate-forme de mise à disposition des données et demandant la mise à jour en continu des données du SIG EMR (mai 2011 et septembre 2012). Pour réaliser cette mise à jour en continu, le CETE Normandie Centre est financé en 2012 par le CETMEF sur des crédits Titre IX de la DGALN. Pour les prochaines mises à jour, ce financement devra faire l'objet d'une discussion entre la DGALN et la DGEC.

Objectifs

Les objectifs de ce SIG EMR ont été initialement fixés par la Prémar Atlantique et complétés sur propositions du CETMEF et du CETE Normandie Centre (historisation des données, harmonisation...). La vocation de ce SIG est :

- de collecter les données, et de les intégrer,
- d'harmoniser les données à réception de manière à obtenir des données homogènes au niveau national,
- de produire des données d'ordre technique,
- d'analyser les données dans la perspective de proposer des zones propices au développement -de l'éolien en mer, et d'être un support d'aide lors des concertations,
- d'archiver toutes les données sources collectées, mais aussi celles analysées et intégrées au SIG EMR (conservation de l'historique). Les données source sont stockées au CETE, les autres étant conservées sur Sextant (deux catalogues EMR : EMR 2009-2011 et EMR),
- de diffuser, avec publication des analyses et données, avec comme objectifs de porter à connaissance de l'ensemble des acteurs les informations détenues par l'État, à la fois dans le cadre de la concertation, et au-delà pour un ré-emploi dans le cadre des études sur chacune des zones, ou sous la forme de cartes thématiques (navigation, sécurité maritime – environnement – usage – technique), ou sous la forme d'un visualiseur SIG pour les réunions de concertation, sur le site Géolittoral.

Organisation:

L'équipe projet est constituée de :

- CETMEF : pilote et coordinateur du projet, concertation en Atlantique ;
- CETE Normandie Centre : mise en place du SIG, concertation en façade Manche, Mer du Nord ;
- Ifremer : hébergement des données du SIG dans le serveur de données Sextant ;
- CETE Méditerranée : collecte des données en Méditerranée, concertation en Méditerranée.

14 Recommandations sur le SIG EMR

Issues du rapport « Retour sur la planification des énergies marines renouvelables 2009 – 2012 » - CETE Normandie Centre et relu par la DGALN et le CETMEF.

Recommandation 1 : Faciliter la récolte des données SIG auprès des services

Recommandation 2 : Assurer la pérennisation de l'outil

Recommandation 3 : Structurer le fonctionnement de l'équipe projet

Recommandation 4: Informer le Ministère des évolutions apportées au projet

Recommandation 5 : Communiquer la liste de données auprès des services

- Recommandation 6 : Automatiser les procédures
- Recommandation 7 : Informer les services
- Recommandation 8 : Produire des standards
- Recommandation 9 : Financer la rédaction des standards
- Recommandation 10 : Valider les données
- Recommandation 11 : Harmoniser les échelles de production
- Recommandation 12 : Développer l'utilisation des méthodes d'analyses multi-critères
- Recommandation 13: Soumettre aux acteurs une grille de sensibilité en parallèle
- Recommandation 14 : Développer l'utilisation de SIG pour des procédures de concertation

7.3 - Zonage et concertation

Les acteurs intervenant pour le zonage

Ils sont très nombreux : la DGEC, le préfet de région, le préfet maritime, le préfet coordonnateur de façade, le préfet de département, les services régionaux la DDTM, la DREAL, la DIRM, la DIRECCTE, ainsi que le CETMEF et les CETEs en support, ...

Le potentiel technique a été déterminé sur plusieurs régions (il sera judicieux à l'avenir d'homogénéiser les pratiques entre les régions et de mettre en place une coordination plus explicite entre l'échelle régionale et l'échelle nationale. La DGEC n'a sans doute pas assez de moyen actuellement pour assurer cette coordination).

L'instance de concertation

Pour chaque façade, un comité de pilotage et/ou des groupes de travail ont été créés, à l'initiative des préfets et/ou préfets maritimes avant les réunions de concertation. Ceux-ci ont eu pour vocation d'établir notamment la composition de l'instance de concertation, d'organiser les réunions de travail et de rendre compte des débats.

Les comités de pilotage ont rassemblé des représentants des préfectures et des PREMARS, ainsi que des DRAMs. Les instances de concertation ont été organisées en cinq collèges de type Grenelle (de 41 membres pour la façade Manche et Mer du Nord, à 132 pour les Pays de la Loire) :

- Collège État
- Collège des collectivités territoriales
- Collège des associations (environnementales ou sportives...)
- Collège des professionnels (pêche, conchyliculture, transports maritimes...)
- Collège des experts (scientifiques et techniques)

Ces cinq collèges ont vocation à assurer la représentation la plus large et la plus ouverte des acteurs terrestres et maritimes concernés par le développement de l'énergie éolienne en mer. Les réunions de travail et les concertations se sont appuyées sur les données récoltées et des groupes thématiques ont été mis en place.

Sur la façade Manche – Mer du Nord, cinq thématiques ont été étudiées (hors cartes de sensibilité, cf. point suivant) :

- Potentiel technique – filière vent,
- Navigation – Sécurité maritime (chenaux d'accès aux ports, zones de défense, radars, etc),
- Environnement, patrimoine et paysages (Natura 2000, sites du CELRL, réserves, sites inscrits, etc),
- Activité pêche,
- Activités – Usages (zones d'immersion, extractions de granulats).

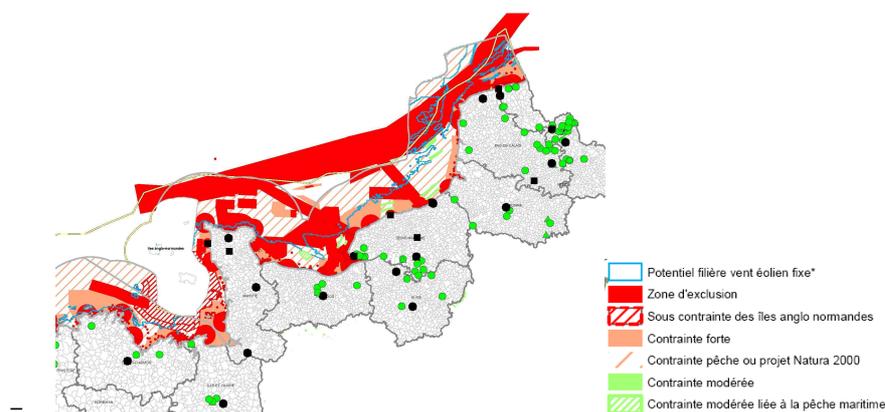


Figure. Zones de moindres contraintes sur la façade Manche – Mer du Nord.

Concertation et zonage sur l'hydrolien, l'éolien flottant et l'houlomoteur

Des éléments sont dans ce qui suit fournis région par région. Il faut noter que le CNPME (comité national des pêches marines et élevages marins), dont la profession est impactée au premier chef, considère qu'un examen filière par filière et site par site est insuffisant et qu'une approche globale et intégrée est indispensable.

Bretagne : le potentiel est hydrolien, éolien flottant et houlomoteur ; la discussion sur l'hydrolien dans la zone du Fromveur a avancé avec par exemple validation du projet hydrolien par les pêcheurs sous réserve que le câble soit ensouillé, car la zone de passage du câble crée un conflit avec la pêche de coquilles Saint-Jacques. La concertation locale est bien avancée dans le cadre de la conférence régionale Mer et Littoral Bretagne co-présidée par l'Etat, le conseil régional, l'Ademe, l'Anah et RTE. La zone propice du Fromveur devrait être communiquée en Juin 2013. A noter que pour cette concertation, aucune date de remontée n'avait été imposée par les DG, en lien aussi avec l'absence de communication sur la date précise du prochain AO hydrolien. Pour un parc de 300 MW il est nécessaire d'avoir une zone d'environ 5 km² sur la base de 60 MW/km² admise en 2011. Le travail de définition de la zone propice à l'hydrolien a été effectué par le CETMEF, le SHOM et la préfecture maritime de l'Atlantique. Ce travail a aussi bénéficié des études techniques conduites par l'entreprise Sabella, seul développeur ayant étudié de manière approfondie le secteur du passage du Fromveur. Un consensus très large de l'ensemble des acteurs a été trouvé pour la définition des zones propices pour l'hydrolien et l'éolien offshore flottant. Le CRPME Bretagne (comité régional des pêches maritimes et élevages marins de Bretagne) a exprimé une opposition à un parc d'éoliennes flottantes au large de Paimpol en raison du parc éolien posé prévu dans la zone de Saint-Brieuc, mais travaille à des zones moins impactantes, en zone rocheuses, alors que les développeurs penchent plutôt pour des fonds meubles, d'où conflit.

Normandie : le potentiel est hydrolien et éolien flottant ; un potentiel de 3GW sur le site hydrolien du Raz Blanchard est évoquée. Mais aucune information n'a été reçue à ce jour sur l'avancement de la concertation. Des contacts préliminaires directs ont été pris par les porteurs de projet avec les pêcheurs par exemple. Le comité régional des pêches de Basse Normandie (CRPBN) fait état de conflits d'usage tant dans le cas de fermes pilotes -report d'effort de pêche, impact sur l'activité de casiers à crustacés, conflit entre arts traînants ou dormants et zone de tracé du câble- que de parcs commerciaux-impacts mal connus et peu extrapolables, impact sur les 50 navires des ports de Carteret à Cherbourg et pour les navires des ports de la Hague (Goury, Omonville) dont l'activité est peu déplaçable-. Le raz Blanchard est surtout un axe de cabotage, de circulation

commerciale pour des navires de transport, ferries et vraquiers avec une question de tirant d'eau et d'espace disponible. Au large de La Hague se trouve également une contrainte environnementale avec la présence d'une zone Natura 2000. Un projet de parc naturel marin dans le golfe normand-breton est enfin en préparation. Le périmètre du parc n'est pas encore arrêté. Le tracé définitif est visé fin 2013.

Pays de la Loire : la région Pays de la Loire possède un potentiel houlomoteur et éolien flottant (projet de site d'essai SEMREV au Croisic), à prendre en considération. Mais aucune information n'a été reçue à ce jour sur l'avancement de la concertation. Le CRPME Pays de Loire est a priori opposé à toute nouvelle perte de zone de pêche vu les deux projets de parcs éoliens posés (200 km²) et le projet expérimental au large du Croisic (1 km², plus zone du câble).

PACA – Languedoc - Roussillon : Le Pôle Mer PACA a examiné le potentiel éolien flottant en Méditerranée avec l'aide du CETE Méditerranée. Il y a opposition des pêcheurs au projet d'éolien flottant au large de Fos (Vertimed) selon le CRPME PACA, en raison du trafic de chalutiers. Quant au Languedoc Roussillon, en dépit de son potentiel éolien considérable, il y a une forte opposition des élus locaux aux EMR en raison de conflits avec l'activité touristique.

Aquitaine : Selon les pêcheurs les EMR sont moins déployées en Aquitaine qu'ailleurs et l'essentiel de la concertation est à venir. A priori le potentiel est essentiellement houlomoteur et hydrolien fluvial. Les résultats ci-dessous sont issus de l'étude du GIP Aquitain.

L'unique zone présentant des vitesses moyennes supérieures à 1,5 m/s est celle du pont de Pierre (piles de pont) à Bordeaux. Le potentiel aquitain est limité aux zones estuariennes et lagunaires, secteurs par ailleurs soumis à de fortes contraintes, notamment environnementales.

Le gisement éolien flottant apparaît localisé dans la zone au large située entre Montalivet-les-Bains et Biscarosse-Plage.

Pour le houlomoteur « offshore », la zone « exploitable » s'étend depuis Lège-Cap-Ferret jusqu'à la frontière espagnole. Les distances à la côte sont variables, allant de 15 km pour la Gironde sud et les Landes nord, à 5 km au niveau du Gouf de Capbreton, puis à 10 km dans les Pyrénées Atlantiques. Le périmètre Natura 2000 du plateau aquitain et landais est largement présent sur cette zone. Au niveau du Gouf de Capbreton apparaît la contrainte de la forte biodiversité des cétacés. Les zones de forte pêche au droit du bassin d'Arcachon et du gouf de Capbreton apparaissent également.

Pour le houlomoteur « nearshore », la zone « exploitable » couvre tout le littoral avec des emprises plus larges au niveau de la Gironde en raison du maintien de profondeurs assez faibles jusqu'à la limite des 12 milles. Les distances à la côte sont variables allant de moins de 10km pour la Gironde à moins de 5km pour les Landes et les Pyrénées Atlantiques. Toutes les zones Natura 2000 en mer interceptent la zone « exploitable ». A nouveau, on retrouve la contrainte de la forte biodiversité des cétacés au niveau du Golfe de Capbreton.

Pour le houlomoteur « côtier », les ouvrages étudiés sont le musoir de la digue de Socoa, la digue de l'Artha et le musoir de la digue Nord de l'Adour. Ces ouvrages sont situés dans des profondeurs (de l'ordre de -10m CM1) limitant le déferlement bathymétrique.

Quelques recommandations

-En ce qui concerne le zonage hydrolien, il est recommandé de déterminer les zones propices du raz Blanchard, du Raz Barfleur et du Fromveur qui constituent la plus grande partie du potentiel exploitable. La filière hydrolienne française étant soumise à une forte concurrence internationale et les zones propices dans les eaux nationales étant limitées, il est important de **répertorier ces zones rapidement et précisément**.

-En ce qui concerne le zonage éolien flottant et houlomoteur, les zones propices sont beaucoup plus grandes et les acteurs industriels pas encore nombreux. Il est recommandé de procéder pour ces deux filières différemment de l'éolien posé et de l'hydrolien. Il est urgent de définir en premier lieu les zones où **ces productions sont exclues**. Il serait utile de plus de différencier les zones plus favorables à l'houlomoteur qu'à l'éolien flottant de façon à ce que la technologie actuellement la moins mature (l'houlomoteur) ne soit pas pénalisée. Les systèmes hybrides permettant de récupérer à la fois l'énergie éolienne et l'énergie houlomotrice sont aussi à étudier.

-Il est important d'assurer la pérennisation de l'outil **SIG EMR** (Système d'Information Géographique) développé par le CETMEF et les CETE, d'harmoniser les échelles de production, de développer les méthodes d'analyses multi-critères, de développer l'utilisation du SIG pour les procédures de concertation.

-L'Etat doit développer en son sein (à travers des organismes comme Météo France, Ifremer, SHOM, CEREMA, ...) une **compétence sur l'évaluation de la ressource et des impacts** des EMR. Les opérateurs ne vont pas en effet analyser les effets cumulés des installations ainsi que les interactions entre parcs.

Les reproches faits par les associations de défense de la nature au développement des EMR

Un extrait du communiqué de Robin des Bois diffusé à l'occasion de la séance d'installation du Conseil National de la Mer et des Littoraux du 18 janvier 2013 a été présenté dans la partie 2 « impact des technologies d'exploitation EMR » du chapitre 4 de ce rapport et n'est pas repris ici. Il illustre les problématiques générales, essentiellement environnementales, qui requièrent concertation: sécurité maritime, bruit, effets mécaniques, garantie de démantèlement, etc.

7.4 - Aménagements portuaires

La filière

des énergies marines exige des infrastructures et des espaces en zones portuaires. Les autorités portuaires ont déjà démarré ces aménagements pour répondre aux attentes des consortiums de l'éolien posé. Les nouvelles filières de l'hydrolien, de l'éolien flottant et du houlomoteur vont demander de nouveaux espaces.

On s'aperçoit que ces ports attirent déjà ou vont attirer les centres de R&D des industriels, et hébergent déjà les centres de test de prototypes d'éoliennes.

Pour les opérations de montage et de maintenance des installations d'énergie marine, et afin de limiter les opérations en mer, un maximum d'opérations d'assemblage et de logistique doivent être faites à terre, dans les ports à quai, ce qui implique des moyens de levage importants, des longueurs de quais et des zones logistiques et de stockage conséquentes.

Un port logistique doit donc disposer de zones industrielles, de zones de stockage et d'assemblage. Ces terrains doivent être à proximité de quais et disposer de routes d'accès. Quais et routes doivent être adaptés pour supporter des charges relativement lourdes. Les quais doivent être accessibles quelle que soit la marée, afin de ne pas limiter les plages d'intervention, et disposer des grues avec des capacités de levage suffisantes. De nouveaux terminaux sont aussi souvent nécessaires.

Par ailleurs, même s'il peut aussi être envisagé que des pièces soient fabriquées dans des régions différentes et que se développe un transport sur barges entre les ports français, la distance entre les installations d'EMR et les ports utilisés pour l'installation et la maintenance doit être autant que possible minimisée de sorte à réduire les temps d'intervention particulièrement critiques du fait des coûts élevés des moyens en mer, voire des courtes périodes possibles d'intervention (courants faibles, étales de mer...).

En termes de navires nouveaux et de moyens mutualisables entre différents acteurs, c'est avant tout le navire de pose qui peut être concerné.

A l'étranger

Ces perspectives industrielles sont déjà une réalité pour les ports d'Esbjerg (Danemark), de Bremerhaven et de Cuxhaven (Allemagne) lesquels se sont spécialisés sur les énergies marines, et où plusieurs milliers de personnes travaillent à l'assemblage et à l'expédition de turbines, pales et mâts pour des éoliennes ensuite implantées dans divers pays. L'exemple du port de Bremerhaven, engagé depuis 2001 dans la filière énergies marines avec son centre de test d'éoliennes Alpha Ventus, montre combien cette nouvelle activité peut transformer une région. Le développement de Bremerhaven prévoit 270 hectares exclusivement consacrés à l'activité des énergies marines.

En France

Ports logistiques: Manche et Atlantique

Les ports Français sur les façades Manche et Atlantique disposent de la proximité de plusieurs sites français, britanniques, irlandais et espagnols propices au développement de l'éolien posé ou flottant, de l'hydrolien et de l'houlomoteur. Seuls les ports Britanniques disposent d'une position aussi stratégique avec la possibilité de développer l'ensemble des filières.

Pourtant le rapport du CESE de Bretagne précise qu'en Grande-Bretagne, les ports susceptibles d'accueillir des sites de production ou d'assemblage d'éoliennes sont rares sur les côtes Sud et Est, faute d'infrastructures adaptées et que cette situation est liée au statut privé des ports tant il est difficile pour les propriétaires d'investir dans des projets d'infrastructures onéreux, à rentabilité seulement à long terme.

La France compte quant à elle plusieurs ports en eaux profondes avec à la fois des atouts certains, tels que les infrastructures (quais lourds, grues, formes de radoub) et des espaces disponibles. Les espaces bord à quai peuvent y être utilisés, à condition parfois de déplacer certaines activités ou de réaliser des travaux d'aménagement. **Les aménagements portuaires devant être rentabilisés sur le long terme, il s'avère indispensable de donner au plus tôt aux ports la visibilité du développement des énergies marines en France qui leur permettra de programmer avec raison leur adaptation.**



Compte tenu de la position stratégique des ports Français, les aménagements pourront servir au marché domestique mais aussi au marché des pays voisins.

Le Havre, Cherbourg, Brest, Saint-Nazaire et Le Verdon se sont déjà positionnés pour accueillir des activités liées à l'exploitation des énergies marines.

Les ports français structurent une dynamique de bassin maritime pour les EMR. (Cf. document GICAN)

Le Havre

Le grand port maritime du Havre, second port français et 5e port nord-européen avec 69Mt traitées en 2011 et 33000 emplois directs (ports et industriels), se modernise (port 2000 phase 3 : plus de 700 m de quais supplémentaires) et a décidé de se diversifier dans l'**éolien offshore**. Areva a confirmé son choix du Havre comme l'un de ses trois pôles industriels éoliens offshore sur le modèle de son développement à Bremerhaven. Son activité regroupée sur un site de 30 Hectares aura un accès direct à un quai lourd. Au niveau logistique, le port a une position centrale à proximité directe des projets de parcs français de la Manche et de nombreux parcs britanniques. Les investissements portent sur la création d'une plateforme logistique d'une vingtaine d'hectares, qui va nécessiter la consolidation des quais pour que les navires autoélévateurs puissent y prendre appui ainsi qu'une ou plusieurs zones industrielles destinées à accueillir des unités de production d'Areva et de ses sous-traitants. Areva pourrait fabriquer les éoliennes flottantes également sur ce site. Le site d'essai pour éoliennes offshore piloté par WIN « Wind Innovation in Normandy » situé près de Fécamp à proximité du Havre intéresse aussi bien Alstom que Areva.

Cherbourg

Le port de Cherbourg a traité un peu moins de 2Mt de marchandises en 2011, il est géré avec le port de Caen-Ouistreham par l'autorité portuaire « Ports Normands Associés », laquelle affiche un trafic total de 5,5 Mt de marchandises et 1,7Mt de passagers. Il se trouve à proximité des principaux sites français et britanniques de l'**éolien offshore** et de l'un des principaux gisements hydroliens d'Europe : le Raz Blanchard. La présence de la rade, de quais lourds et d'espaces disponibles permet ainsi d'envisager de faire de Cherbourg une place importante de l'industrie des EMR. Des espaces sont réservés pour la production d'éoliennes par le consortium EDF/Dong/Alstom et pour la production d'hydroliennes par DCNS. Enfin, le syndicat mixte Ports Normands Associés prévoit de réaliser une extension de 35 hectares sur la grande rade pour permettre l'installation d'autres projets EMR. L'usine d'hydroliennes de DCNS doit dès 2018 permettre de donner une nouvelle impulsion aux activités EMR sur le port, date à partir de laquelle il est prévu que cette usine atteigne son rythme de croisière de 100 machines par an.

En cas d'appel d'offres pour l'**hydrolien** lancé rapidement et de turbines DCNS retenues par l'un des lauréats, l'activité du site pourrait démarrer dès 2014. Les acteurs de l'hydrolien mettent en avant le besoin de surface apte bord à quai. La DGITM propose d'étudier plutôt des solutions en bassin type cale sèche. D'autres projets d'extension portuaires sont envisagés ainsi que l'aménagement d'espaces de plus de 100 hectares près de l'aéroport.

Un accord entre CMN (Constructions Mécaniques de Normandie) et Voith se précise aussi. La première turbine prototype «HyTide 1 000-16» de Voith Hydro, pour la série de 3 à 6 hydroliennes à installer dans un parc expérimental GDF- Suez du Raz Blanchard, doit d'abord effectuer des tests en mer à l'EMEC. Tout début avril, et avec le soutien de GDF- Suez, il est prévu que le prototype arrive à Cherbourg. Il ira directement dans les ateliers de CMN pour la finalisation du montage des pales et l'achèvement de l'assemblage de la turbine. Avant de quitter le site, des tests seront effectués par Voith avec le concours de CMN. Le tout doit durer près d'un mois. La turbine prototype sera ensuite chargée sur un bateau au Port de Cherbourg pour rejoindre l'EMEC pour les tests en mer. Le développement possible de fermes commerciales hydroliennes pourrait justifier l'implantation d'une usine de fabrication et d'assemblage d'hydroliennes avec un potentiel de création d'emplois directs et indirects d'environ 1000 salariés.

Brest

Le port de Brest a traité plus de 3Mt de marchandises en 2011 ce qui en fait le 1er port de Bretagne. Il dispose d'importantes réserves foncières dont un polder de 42 ha. Le Conseil régional de Bretagne s'est engagé dans un programme d'investissements d'un montant total de 134 millions d'euros. L'éolien en mer, posé et flottant, est au cœur de ce projet de nouveau polder de 50 hectares de Brest, directement accessible par voie routière et ferroviaire.

Le projet est découpé en trois phases :

1. création d'un quai lourd, stabilisation d'une partie du polder d'une part, et dragage du chenal d'accès d'autre part (horizon 2015). Ces travaux permettront notamment d'implanter des activités logistiques et industrielles liées à l'éolien posé ;
2. stabilisation du reste du polder et construction d'un nouveau quai lourd et d'un terre-plein (horizon 2017), principalement destinés aux activités industrielles liées au projet Winflo;
3. construction d'une digue, de nouveaux terre-pleins et dragage complémentaire des accès maritimes au polder (horizon 2020).

Il n'y a pas actuellement à notre connaissance d'industriels cherchant à utiliser cet aménagement pour l'éolien posé. En revanche, l'éolien flottant en Bretagne et Atlantique peut offrir des débouchés à ce projet (tous les sites jusqu'à l'Irlande et l'Espagne peuvent être atteints en 3 jours).

Le chantier de DCNS et son centre de R&D sont au centre du dispositif. Le parc du Fromveur et celui de la pointe du Raz pourraient également offrir un marché au Port de Brest dans le domaine des hydroliennes. La société Sabella envisage ainsi de mettre une option sur une partie du polder pour ses futures usines d'assemblage.

Saint-Nazaire

Le grand port de Nantes-Saint-Nazaire est le 4^{ème} grand port maritime et le premier port de la façade atlantique, avec près de 31Mt traitées en 2011. Des investissements importants, de près de 80 M€, seront réalisés pour aménager à Saint-Nazaire un espace logistique utilisable par les développeurs de parcs éoliens au large des Pays de la Loire et permettre l'émergence à Montoir de Bretagne d'un pôle industriel dédié à l'assemblage des turbines par Alstom. Son centre de R&D local y emploie déjà 40 salariés.

Ce pôle nécessitera une modification de l'utilisation des surfaces, le prolongement d'un quai, voire le remblaiement d'un secteur de plusieurs dizaines d'hectares pour créer une zone dédiée à la R&D et aux tests de prototypes plus en amont de la Loire (site du Carnet), là où est déjà testée l'Haliade 150 d'Alstom. Une emprise de 14 hectares d'un seul tenant, et bord à quai, sera aménagé près de la forme Joubert. Au total 150 hectares seront réservés aux énergies renouvelables dans le port. Les projets des Pays de Loire et de la Basse-Normandie sont fortement liés, dans la mesure où ils ont été largement construits autour du programme industriel d'Alstom. Le chantier naval STX diversifie également ses activités vers les énergies marines avec un premier contrat de sous-station électrique pour l'**éolien off-shore** gagné en Décembre 2012. STX s'allie aussi avec AREVA sur les fondations jacket des éoliennes. Une concurrence existe clairement entre le Port de Saint-Nazaire et le Port de Brest.

Le Verdon

Le grand port maritime de Bordeaux (plus de 8Mt traitées en 2011) a accueilli le producteur d'éoliennes PMVE – « Pointe du Médoc Verdon Energie », adossée à Bard – groupe allemand de l'éolien - sur son site du Verdon à l'embouchure de la Garonne. Il vise principalement le marché de l'éolien posé

Le Port de Bordeaux dispose de plusieurs atouts : un bon positionnement par rapport à l'Europe du Sud, des zones éoliennes offshore et houlomoteurs à exploiter, 300 hectares de surfaces disponibles au Verdon et un tissu industriel de qualité et à valeur ajoutée..

Malheureusement, la dynamique sur l'hydrolienne fluviale en Gironde ne semble pas suffisante pour lancer une véritable filière EMR dans la région.

Il manque donc à Bordeaux la confirmation d'un véritable marché EMR, mais aussi la présence d'un industriel intégrateur ainsi qu'une première expérience sur les éoliennes terrestres dans la région (il n'y a en effet aucune éolienne terrestre implantée en Aquitaine à ce jour). Des espoirs se portent sur le marché de l'éolienne flottante (malgré des contraintes fortes liées à la présence de zones de tirs réservées à l'armée) et à plus long terme sur la filière houlomotrice où des gisements considérables existent (malheureusement pour les meilleurs, éloignés de près de 80 km des ports)

Ports logistiques : Méditerranée

Marseille

Le grand port maritime de Marseille, 1^{er} port de France et 5^{ème} port d'Europe avec 88Mt de marchandises et 2,3M de passagers en 2011, occupe lui aussi une position stratégique. Il se situe en effet à proximité d'une des premières zones exploitables pour l'**éolien flottant**. Si l'activité industrielle de production d'éoliennes flottantes pouvait démarrer rapidement à Marseille, ce dernier pourrait devenir le principal port logistique d'éoliennes flottantes pour la Méditerranée.

Le consortium EDF Energies Nouvelles -Vertiwind qui a remporté une subvention européenne NR300 de 37 Millions d'Euros, prévoit d'installer une ferme pilote de 13 éoliennes, d'une capacité totale de 26 MW, à 6 kilomètres de Fos-sur-Mer dans une zone où la profondeur de la mer est de 80 mètres.

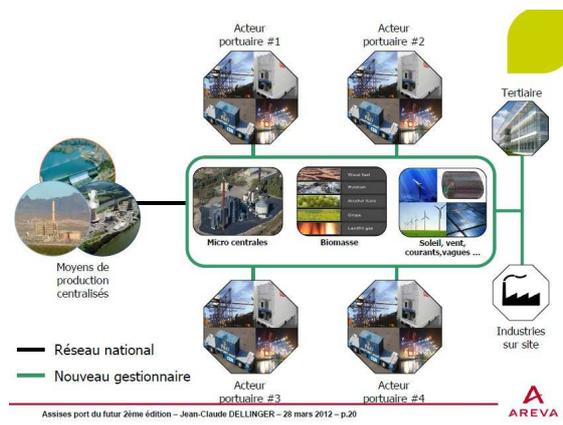
Ports de maintenance

100 à 150 emplois seraient créés sur les ports de Fécamp, Ouistreham et La Turballe pour la maintenance des parcs du consortium EDF/Dong/Alstom. La maintenance des futures hydroliennes du Raz Blanchard se fera probablement depuis Cherbourg.

Ports à zéro émission

La production d'énergie renouvelable dans les ports y contribuera aussi à la réduction de l'effet de serre. L'énergie produite sera d'abord utilisée directement, pour la consommation d'énergie en zone portuaire, et réduira l'empreinte carbone des ports en alimentant notamment les navires à quai en énergie verte (actuellement, même à quai, ces navires utilisent leurs moteurs pour leurs propres besoins d'électricité à bord). Outre l'énergie solaire ou éolienne, des solutions utilisant l'énergie marine seront également possibles pour réduire les émissions de ces navires. L'intégration de récupérateurs de l'énergie des vagues dans les digues, et l'installation d'hydroliennes sont ainsi étudiées dans le cadre du projet national EMACOP, porté par l'IREX et soutenu par le MEDDE dans le cadre du réseau Génie Civil et Urbain. Des projets de Pompes à Chaleur eau de mer (PAC) sont aussi lancés en région PACA à la Seyne sur Mer (réception en 2009) et à Monaco (entreprise Dalkia). Le groupe de travail international GT159 de l'AIPCN (Association Internationale des Congrès de Navigation), nouvellement créé, traite du sujet de la production d'énergies renouvelables dans les ports.

AREVA par exemple développe le concept d'une nouvelle gouvernance de la gestion de l'énergie dans les ports. Cela consiste à valoriser les énergies renouvelables disponibles sur les ports et/ou dans son environnement, à rechercher des synergies avec d'autres consommateurs en lien géographique et/ou économique avec les ports (villes, activités industrielles...), à inciter à une mutualisation des ressources, des approvisionnements et des moyens de productions. Cette évolution doit permettre de voir apparaître de nouveaux acteurs en charge de la gestion énergétique d'ensembles géographiques et/ou économiques cohérents. Dans les zones centrées sur l'activité portuaire, cette mission au service de tous pourrait être assurée par une « communauté d'intérêt ». Cette démarche doit permettre en outre de rechercher des optimisations croisées entre les différents acteurs économiques locaux (valorisation des déchets, des énergies perdues,...).



- Les ports Français disposent d'une position stratégique vis-à-vis des EMR. Leurs aménagements pourront servir au marché domestique mais aussi au marché des pays voisins. Les aménagements portuaires devant être rentabilisés sur le long terme, il est nécessaire de donner aux ports une visibilité du développement des énergies marines en France pour pouvoir programmer leur adaptation.
- Les ports français structurent une dynamique de bassin maritime pour les EMR et contribuent à l'aménagement du territoire. On voit apparaître une spécialisation des ports vis-à-vis des EMR avec pour l'éolien posé (Le Havre, Cherbourg, Saint-Nazaire), l'hydrolien maritime (Cherbourg, Brest), l'hydrolien fluvial (Bordeaux), l'éolien flottant (Brest, Marseille), l'houlomoteur (ports atlantiques). Il faudrait éviter une trop forte concurrence entre les ports et des aménagements inutiles en mettant en place une concertation entre eux.
- Certains ports comme Brest, Le Verdon et Marseille n'ont pas encore bénéficié de la dynamique des EMR et de l'arrivée d'industriels, à l'occasion de la mise en place des premiers parcs éoliens posés. Or un port comme Brest a déjà lancé un projet d'aménagement pour les EMR. Un lancement rapide des parcs hydroliens du Finistère mais aussi de l'éolien flottant permettrait de rentabiliser cet aménagement.
- La production d'énergie renouvelable dans les ports peut être utilisée directement pour la consommation d'énergie en zones portuaires et réduira l'empreinte carbone des ports. Une nouvelle gouvernance de la gestion de l'énergie consiste à valoriser les énergies renouvelables disponibles sur les ports et/ou dans son environnement; à rechercher des synergies avec d'autres consommateurs, à inciter à une mutualisation des ressources, des approvisionnements et des moyens de productions. Cette évolution doit permettre de voir apparaître de nouveaux acteurs en charge de la gestion énergétique d'ensembles géographiques et/ou économiques cohérents.

RECOMMANDATION: Coordonner les aménagements portuaires liés aux développements des EMR

Mettre en place une concertation entre les ports français, en leur donnant une visibilité du développement des énergies marines en France, pour programmer leur adaptation par filière, et éviter une trop forte concurrence et des aménagements inutiles. Un schéma de répartition des activités EMR des ports français pourrait être: hydrolien maritime à Cherbourg et Brest, hydrolien fluvial à Bordeaux, éolien flottant à Marseille, Brest et Saint-Nazaire, houlomoteur à Brest, Saint-Nazaire, Bordeaux, éolien posé à Cherbourg, le Havre et Saint-Nazaire.

8 - CONCLUSION

La mission considère que les EMR constituent un **enjeu stratégique pour la France**.

L'objectif est de disposer de capacités d'énergies marines renouvelables importantes, à un coût raisonnable, et dans des délais qui permettent à une filière industrielle française de répondre à la demande nationale et d'exporter.

Face à cet enjeu, les obstacles seront à la fois le temps (calendrier de déploiement de la filière, temps industriel de maturation des compétences technologiques, et temps administratif pour que ne soit pas retardée la mise en place des capacités souhaitées), et la détermination du budget que la collectivité nationale sera disposée à mobiliser sur la filière des énergies marines, notamment sous forme de concours financiers directs pour les fermes pilotes et de tarifs d'achat préférentiels pour l'électricité produite, tout en tenant compte du fait que divers financements européens et nationaux sont mobilisables en faveur des énergies renouvelables (NER 300 pour les installations pilotes, PCRD, FUI, ADEME, EUROGIA, collectivités territoriales, pour la R&D...),

Pour assurer une visibilité aux industriels de cette filière, dès le lancement de la phase des fermes-pilotes, il est nécessaire d'anticiper un calendrier prévisionnel (2013-2020) et de l'annoncer assez rapidement, ainsi que les volumes globaux des engagements (en MW) que les pouvoirs publics prévoient d'ouvrir aux appels offres par étapes successives. La question des modalités de fixation des tarifs se pose aussi: si on se place dans le cadre des appels d'offres, ce seront les industriels qui proposeront des tarifs adaptés à leurs prix de revient; si on se place dans le cadre d'un tarif d'achat, c'est la puissance publique qui déterminera le tarif. Enfin, une cohérence d'ensemble apparaît désormais nécessaire pour permettre aux industriels d'anticiper le développement commercial de la filière EMR (schéma directeur et plan d'action).

Aux défis techniques, économiques et industriels s'ajoutent des défis administratifs, juridiques, sociaux: zonages insuffisants, conflits d'usage avec les activités maritimes traditionnelles, manque d'attractivité des tarifs d'achat actuels, réticence à décider de nouveaux tarifs par crainte de bulle spéculative, méconnaissance des coûts (par la puissance publique, mais encore aussi par les industriels), frilosité (dans le domaine des EMR) des pouvoirs publics vis-à-vis d'aides d'État devant être notifiées à la Commission, effectifs en charge des EMR au sein des services de l'État à la fois faibles en nombre et très dispersés au regard des montants à engager...

Constituent aussi un obstacle **la complexité administrative**, avec des acteurs multiples et l'absence de guichet unique, tant dans le domaine des EMR que dans le domaine de l'économie maritime en général, **les délais d'instruction et d'autorisations, les délais de câblage, d'adaptation des ports, et la concertation parfois mal conduite ou non anticipée**,... A titre d'exemple, le déploiement des fermes-pilotes comporte différents enjeux, comme la question de la nécessaire définition et planification de l'usage des sites, et du zonage pour éviter un « mitage » coûteux à terme ; la question du raccordement a un impact sur les coûts et les délais : files d'attente, contraintes réglementaires, sites d'atterrissage protégés, demande mondiale de câbles susceptibles de saturer l'offre, etc...

L'ESSOR D'UNE NOUVELLE FILIERE INDUSTRIELLE

Face à cette situation il convient de valoriser les atouts dont la France dispose **du fait des 11 millions de km² de sa zone économique exclusive**, et notamment des importants **gisements énergétiques marins accessibles aux EMR. Les gisements hydroliens en particulier sont très localisés et proches de nos côtes (raz Blanchard, raz Barfleur et Fromveur), et constituent un véritable gisement national dont l'attribution à des opérateurs doit être bien organisée et planifiée.** Les gisements exploitables par l'éolien flottant et le houlomoteur sont plus diffus et beaucoup plus importants mais en revanche davantage éloignés des côtes.

L'industrie française est en situation de développer à court terme une filière nationale des énergies marines. En effet elle dispose des atouts suivants:

- un gisement national énergétique important,
- un fort substrat en R&D et des PME innovantes (par exemple Sabella, Nenuphar, Nass&Wind financées par l'ADEME)
- des acteurs français leaders mondiaux en ingénierie
- les achats récents par les majors français d'entreprises anglo-saxonnes en pointe dans l'hydrolien (DCNS avec Open Hydro, Alstom avec TGL, Total dans ScotRenewables...)
- des infrastructures portuaires françaises bien positionnées pour le marché européen des EMR
- des installations industrielles en cours de mise en place pour les éoliennes marines posées
- des infrastructures de réseau électrique solides par comparaison à la concurrence (Écosse)
- une place de leader en éolien offshore flottant (avec notamment le projet Vertimed offshore flottant, lauréat de l'appel d'offres européen NER 300)
- un potentiel important en Énergie Thermique des Mers dans les zones tropicales (DOM-TOM), avec des projets en Martinique, Polynésie et Réunion, et SWAC notamment en Polynésie et à la Réunion
- un potentiel important en houlomoteur, notamment en Atlantique, lequel devrait, même quelques années après l'éolien offshore flottant et l'hydrolien, se développer.

Il apparaît cependant nécessaire de mieux organiser la coopération entre acteurs français (concurrence franco-française) et de fédérer les efforts de tous afin de constituer une filière particulièrement compétitive à l'échelle européenne et internationale. La structuration de cette nouvelle filière industrielle est possible rapidement.

Pour atteindre cet objectif, la mission a abouti à quelques recommandations principales.

La mission recommande notamment de mettre en cohérence et de coordonner les compétences des acteurs scientifiques, industriels et publics dans un cadre simplifié (notamment du point de vue administratif) afin de dégager des synergies, mutualiser les efforts, éviter les doublons.

Il s'agit donc de:

-mettre en cohérence et mobiliser des compétences techniques et scientifiques actuellement très dispersées

- créer un **Comité national d'orientation des énergies marines** (instance de concertation et d'orientation intégrant les acteurs EMR et comprenant l'État, l'Ademe, le CGI, RTE, le SER, les grands acteurs industriels français) afin d'assurer la cohérence et la pérennité de la stratégie nationale et du calendrier en matière de déploiement des EMR,. **Le Secrétariat général de la Mer** pourrait être l'animateur de cette instance de coordination, en lien avec la Conférence nationale de l'Industrie.

-mettre en place pour les développeurs un « **guichet unique** »: interlocuteur unique pour accueillir et suivre les porteurs de projets, réduire les délais des procédures et demandes d'autorisations (avec parallélisation et simplification des procédures, etc..)

-mieux coordonner la R et D des EMR, en mettant en place un comité des financeurs (qui serait associé au Comité national d'orientation des énergies marines évoqué ci-dessus)

-faire en sorte que l'IEED France Energies Marines soit pleinement opérationnel rapidement, et en particulier pour les sites d'essais en mer dont il assure la gestion

-développer une coopération internationale entre France Energies Marines et les autres centres d'essais (cf. en Écosse l'EMEC - European Marine Energy Center).

-**mettre en commun les ressources scientifiques** et techniques disponibles par la mutualisation des études préalables de potentiels et des études d'impact, et plus généralement par le partage des informations et la mise en cohérence des démarches des acteurs de la filière EMR (c'est le cas notamment du zonage pour l'hydrolien, où il y a une concurrence franco-française entre les industriels porteurs de projets).

-mobiliser les compétences des **organismes scientifiques** Météo-France, IFREMER, SHOM (Service Hydrographique et Océanographique de la Marine), CEREMA, France Energies Marines, etc... sur la ressource et les impacts des parcs.

-renforcer les effectifs de la DGEC pour la mise en place de la stratégie nationale ainsi que pour la mobilisation des compétences face aux enjeux des énergies marines.

-**harmoniser la démarche** en matière de zonage, et de gestion spatiale de l'espace maritime en s'appuyant sur l'outil national du SIG EMR et les compétences du futur CEREMA (Centre d'études sur les Risques, l'Environnement, la Mobilité et l'Aménagement)

-**mettre en place une concertation entre les ports français**, en leur donnant une visibilité du développement des énergies marines en France, pour programmer leur adaptation, et éviter une trop forte concurrence et des aménagements inutiles.

Quelques décisions rapides sont requises :

-Lancer des **projets thématiques ANR (Agence nationale de la Recherche)** sur les énergies marines (études marines, ou d'impact, ou référentiels de qualification par exemple) ainsi que des projets de coopération nationaux sur les moyens d'essais en bassin.

-Lancer au plus vite par l'**ADEME** l'**appel à projets AMI** sur les **briques technologiques et les démonstrateurs**,

L'étape des fermes pilotes est incontournable:

Il y a quasiment consensus sur la nécessité technique et économique d'installer et de tester des fermes pilotes, en particulier pour les investisseurs demandant de la visibilité et un retour d'expérience avant de s'engager à plus grande échelle. Afin de réduire les coûts il apparaît souhaitable de mutualiser les frais fixes, très lourds, communs aux industriels, raccordement électrique, études préalables et études d'impact.

Il faut donc aussi:

-lancer dès que possible l'**Appel à Manifestation d'intérêt (AMI) de l'ADEME sur les fermes-pilotes**

-mettre en place les **tarifs d'achat adaptés** aux cas particuliers des EMR au stade des fermes pilotes

-afficher une **visibilité** pour l'ensemble de la filière industrielle des EMR en confirmant pour les développeurs et investisseurs la volonté politique nationale en termes de volumes visés et de calendriers ambitieux et réalistes.

RECOMMANDATIONS PAR FILIERES

-L'Hydrolien: plusieurs technologies sont désormais matures, d'où la nécessité de donner de la visibilité aux acteurs par des fermes pilotes et un calendrier de déploiement ultérieur.

En ce qui concerne l'évacuation de l'énergie du Nord-Cotentin et de la Bretagne, (Raz Blanchard et Raz Barfleur et passage du Fromveur), il apparaît essentiel d'anticiper les délais, en lançant dès que possible, avec RTE, les études et la concertation nécessaires.

-L'éolien flottant : le potentiel est considérable notamment à l'export, où la France a des atouts significatifs. Là aussi des fermes pilotes et un calendrier de déploiement ultérieur sont nécessaires,

-Le houlomoteur : il offre un potentiel important et réparti, dans des zones en partie communes avec l'éolien flottant ; il faudra donc réserver des zones à cette technologie, et disposer de sites d'essais pour les systèmes houlomoteurs onshore et nearshore.

-ETM (énergie thermique des mers) : son développement est en cours en Polynésie, en commençant par les SWAC (projets à Tahiti, Martinique et à l'île de la Réunion). Dans les DOM-COM, en zones tropicales non-interconnectées, certaines EMR (SWAC, voire ETM) sont déjà presque compétitives par rapport au coût réel de l'énergie locale avant subvention, et leur développement doit donc être encouragé.

Conditions de réussite

Il convient de s'inscrire dès le début dans une perspective de fermes commerciales, ce qui contribuera à la visibilité à moyen terme. Pour cela :

- les modèles techniques utilisés dans les fermes-pilotes doivent être proches de ceux qui seront utilisés dans les fermes commerciales;
- les fermes pilotes doivent être situées au cœur des futures fermes commerciales et il faut impérativement éviter le "mitage" par un zonage approprié
- un soutien public doit être apporté compte tenu des risques techniques et financiers

Modalités du soutien public

Plusieurs solutions sont envisageables:

première solution l'AMI de l'ADEME avec tarif d'achat,

deuxième solution un AO (appel d'offres) de la CRE,

troisième solution un appel d'offres unique sous la forme d'un accord-cadre avec les fermes pilotes en tranche ferme, et les fermes commerciales en tranches conditionnelles.

L'AMI de l'ADEME sans tarif d'achat ne suffit pas et un tarif d'achat spécifique pour les fermes pilotes est absolument nécessaire. Il faut si possible orienter l'AMI pour que les candidats proposent des modèles d'installations EMR proches de celles qui seront exploitées commercialement. A ce stade, la mission recommande le lancement très rapide d'un AMI limité aux "briques" technologiques et aux démonstrateurs, lequel est prêt.

Dans un deuxième temps, la mission préconise le lancement d'un AMI portant sur les fermes pilotes hydroliennes, assorti d'un tarif d'achat (en cas de difficulté, un AO de la CRE est une alternative possible).

Puis dans les deux années à venir, les technologies éoliennes flottantes et houlomotrices feront l'objet d'appels similaires.

Les AO ultérieurs de la CRE pour les fermes commerciales devront faire l'objet d'une préparation **anticipée** avec élaboration de cahiers des charges comportant un zonage des sites d'implantation et prenant en compte les problématiques de raccordement au réseau de transport d'électricité, en prévoyant si possible dans les AO des clauses pour la réduction progressive des coûts et pour un suivi environnemental précis des fermes.

CALENDRIER DU PLAN D'ACTION

En matière de calendrier, la mission s'est efforcée de prendre en compte la position de tous les acteurs et des porteurs de projets, dont certains sont très volontaristes et d'autres plus prudents

La mission a pris également en compte le caractère relativement incertain des perspectives de développement des EMR, selon les filières, et la nécessité du succès des premières étapes (démonstrateurs et fermes pilotes) comme condition à la réussite des étapes suivantes (fermes industrielles),

Cependant, le fait de fixer un calendrier plutôt volontariste et optimiste nous est apparu comme une nécessité, pour éviter de perdre du temps et de prendre du retard, dans un environnement de forte concurrence internationale, et pour se donner les conditions optimum du développement des filières industrielles françaises correspondantes.

L'important est de donner de la visibilité aux développeurs, aux acteurs industriels, aux investisseurs, aux entreprises chargées des raccordements électriques, etc..., tant en termes de calendrier qu'en termes de volumes, en reprenant les objectifs du Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables.

La mission estime que le **calendrier** le plus ambitieux tout en étant réaliste est le suivant:

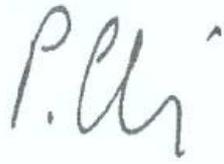
- 1^{er} semestre 2013: Lancement de l'AMI de l'ADEME sur les briques technologiques et les démonstrateurs pour les EMR
- 3^{ème} trimestre 2013: Lancement d'un AMI pour la **filière hydrolienne** avec tarif d'achat, sur les sites du raz Blanchard, du raz Barfleur et du passage du Fromveur, en vue de 3 fermes de 5 MW minimum
- 2014-2016: Implantations des fermes-pilotes hydroliennes
- 2015-2016: Lancement d'un premier appel d'offres CRE sur l'hydrolien pour les fermes commerciales de typiquement 300 à 500 MW
- 2016-2020: Implantation de parcs commerciaux de production

Le calendrier de développement de toutes les EMR - assez volontariste - proposé par la mission, se présente comme suit:

	Essais et démonstrateurs	Fermes pilotes, développement	Fermes pilotes, déploiement	Fermes ou installations industrielles 100-300 MW	Fermes ou installations industrielles > 300 MW
Hydrolien	2011-2013	2011-2013 Appel d'offres en 2013	2014-2016 voire 2014-2015	2017-2018, voire déploiement à partir de 2016	2020
Éolien flottant	2013-2014	2012-2014 Appel d'offres en 2014-2015	2015-2016 voire 2016-2017	2018-2019 voire 2018-2020 pour le démarrage, 2021-2025 pour le déploiement	2020
Houlomoteur	2014-2016	2015-2017 Appel d'offres en 2015-2016	2016-2018	2020	2022
ETM	2014-2016	Sans objet	Sans objet	2020 (3 x 20 MW)	2025

Il est souligné que le respect de ce calendrier impose également, outre le développement des technologies présenté dans le tableau ci-dessus, une action de planification et de zonage, un programme de raccordement coordonné avec RTE, et un plan d'adaptation des ports pour les activités industrielles de fabrication ainsi que pour la maintenance des installations EMR.

L'ensemble complet des recommandations faites par la mission figure en tête du présent rapport.

Henri Boyé CGEDD	Emmanuel Caquot CGEJET	Pascal Clément CGEJET
		
Loïc de la Cochetière CGEJET	Jean-Michel Nataf CGEDD	Philippe Sergent CETMEF
