



**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 rénové, 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 à 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.

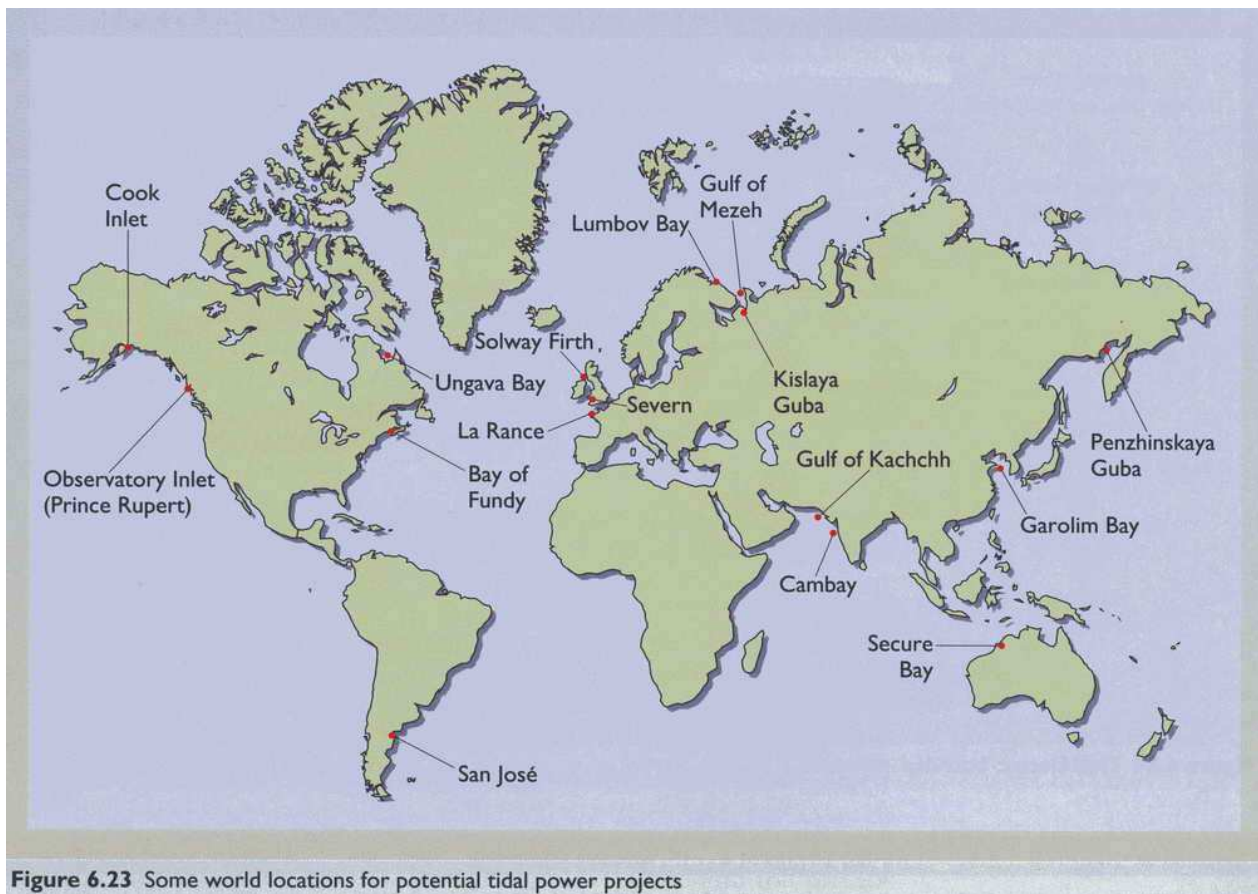


Figure 6.23 Some world locations for potential tidal power projects

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.

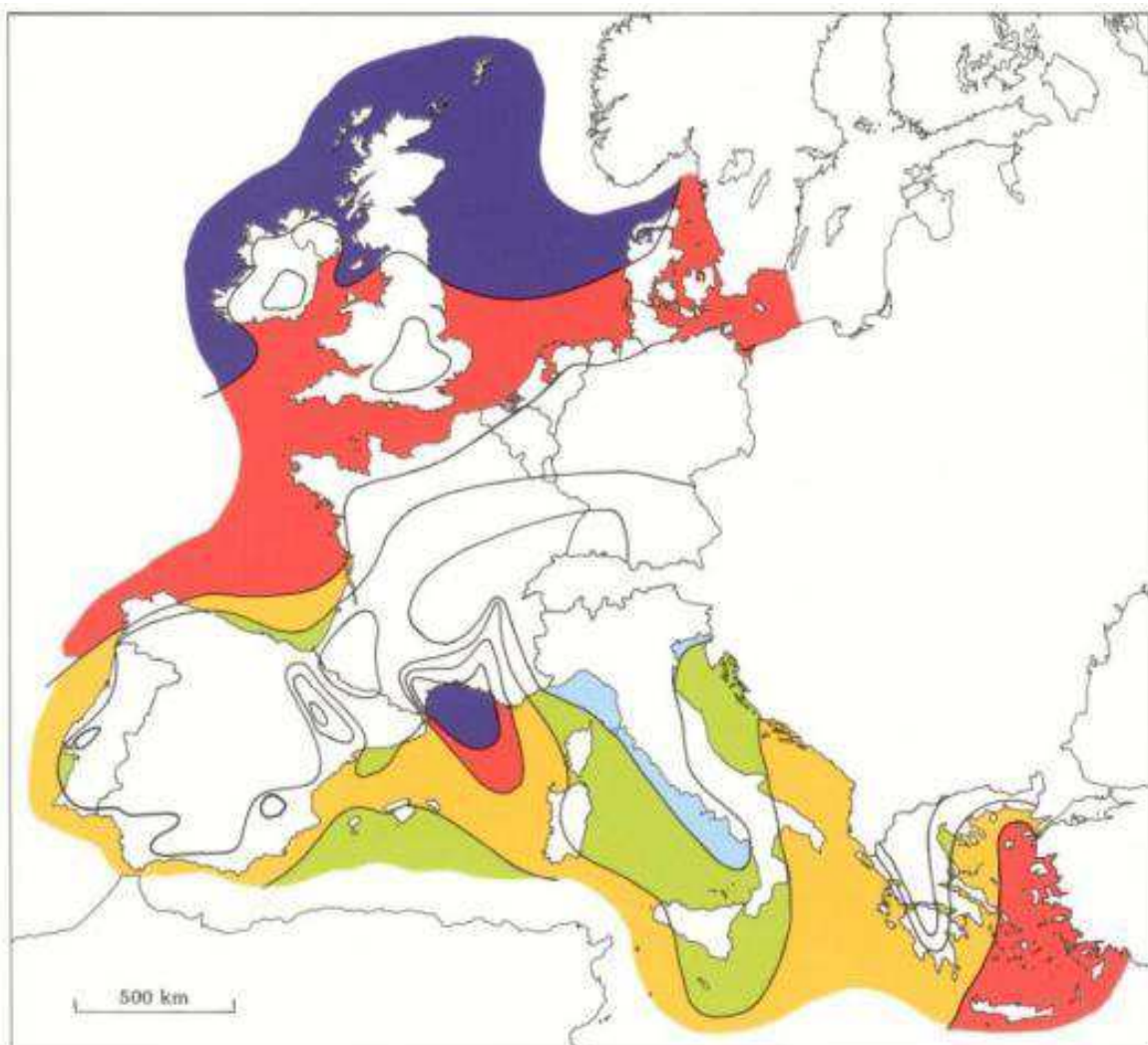
Contexte international :

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}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}
Dark Purple	> 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
Orange	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
Yellow-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

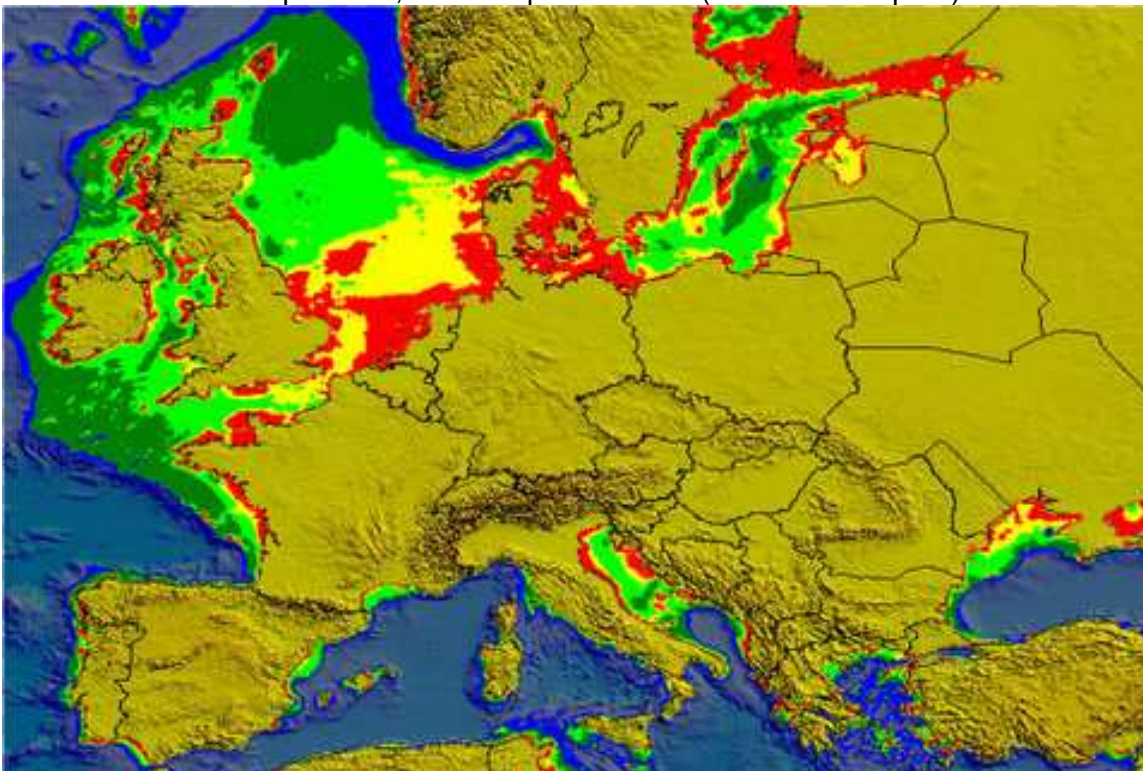
Les Éoliennes flottantes: voie d'avenir en eaux profondes

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.

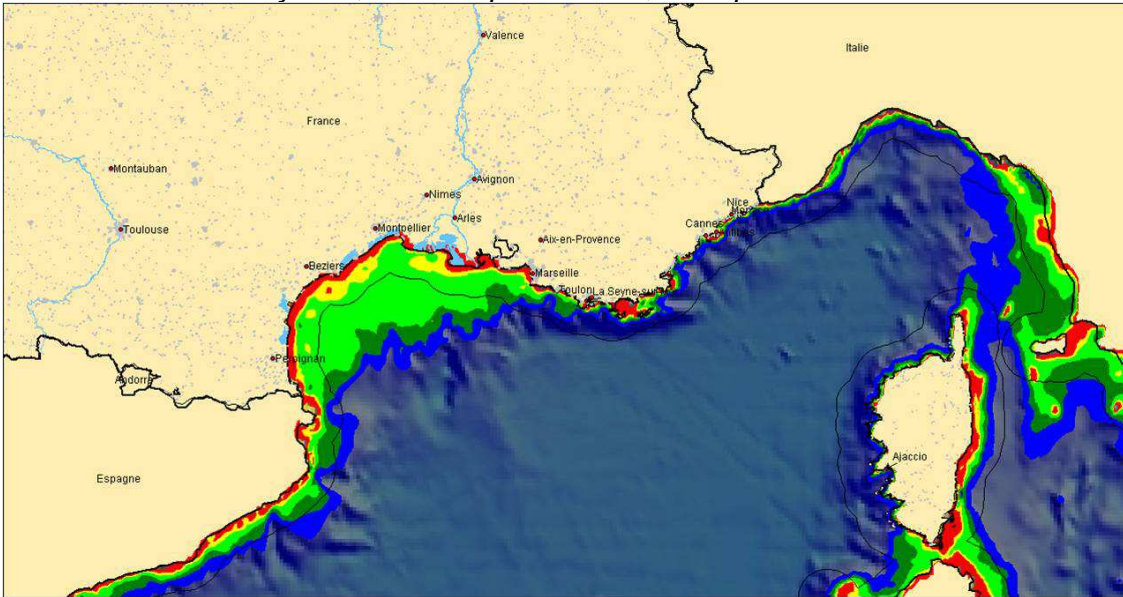
Le potentiel français est significatif, avec en Méditerranée et dans l'Atlantique voire la Manche, des profondeurs compatibles avec l'éolien offshore flottant. Mais les obstacles en termes d'activité de défense, de pêche et de navigation notamment peuvent rendre difficile voire impossible l'exploitation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

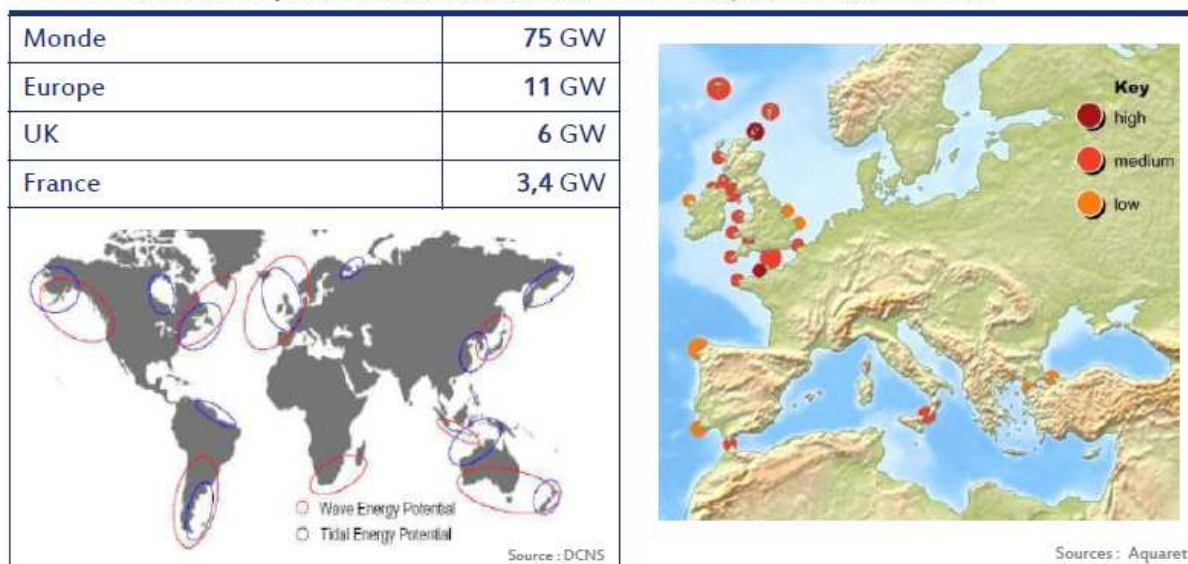
2 Source: http://www.inter-mines.org/docs/0904140804PR_090319_DeLaleu.pdf

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
	Lymmouth	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	Borzele	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'Ecole Centrale de Nantes, est retenu pour le test des concepts houlomoteurs dans le cadre de l'IEED (Institut d'Excellence sur les Energies Décarbonées) France Energies 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

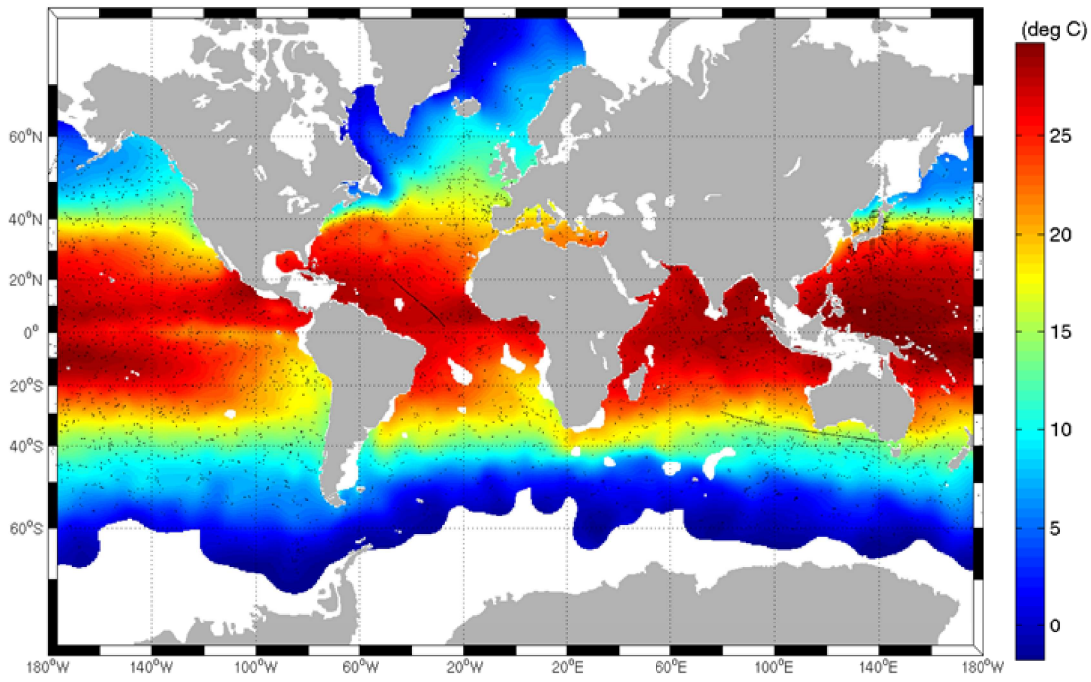
L'énergie thermique des mers (*ETM*, ou en anglais *OTEC / Ocean Thermal Energy Conversion*) est produite en exploitant la différence de température entre les eaux superficielles à environ 25°C et les eaux profondes des océans (-1000m) à environ 5°C. L'ETM peut fonctionner à grande échelle dans les zones 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)

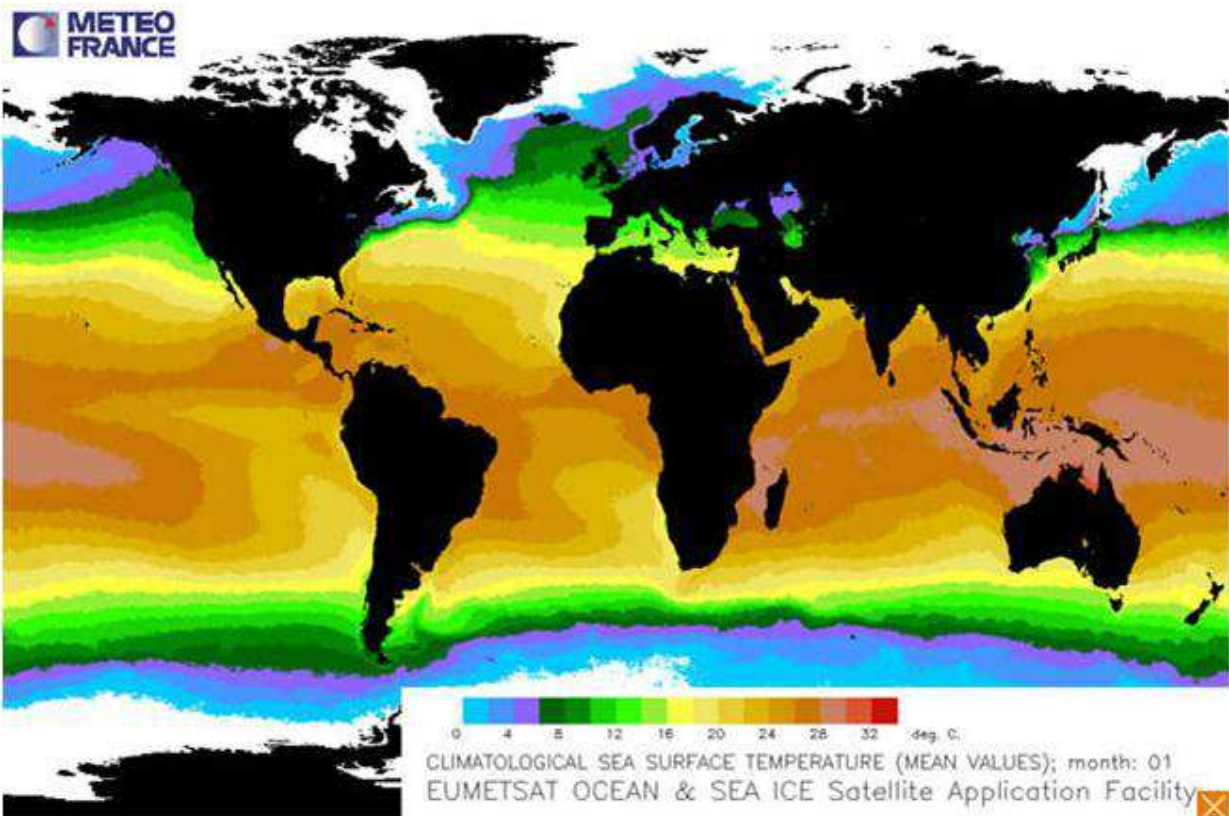
La surface des océans capte et stocke sous forme d'eau chaude une grande quantité de l'énergie solaire, la température de l'eau est alors élevée en surface (pouvant atteindre 28°C en zone intertropicale), Par ailleurs, l'eau est froide en profondeur (environ 2° à 4°C, avec des "bouffées" d'eaux froides 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.

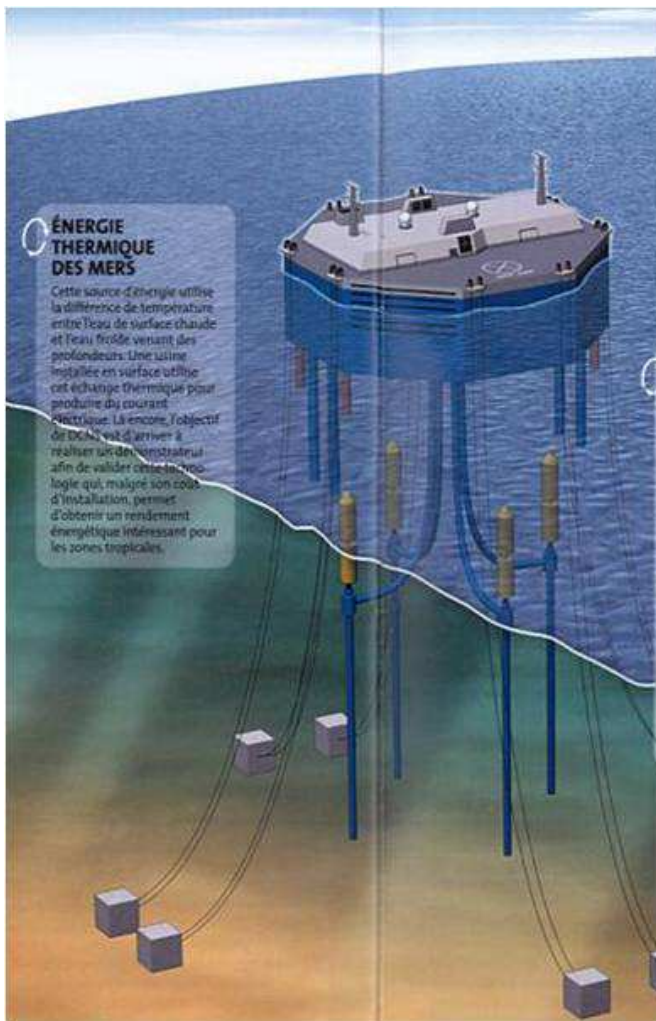
Temperature analysis (deg C) – Depth 10 m – 13-Nov-2007



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.

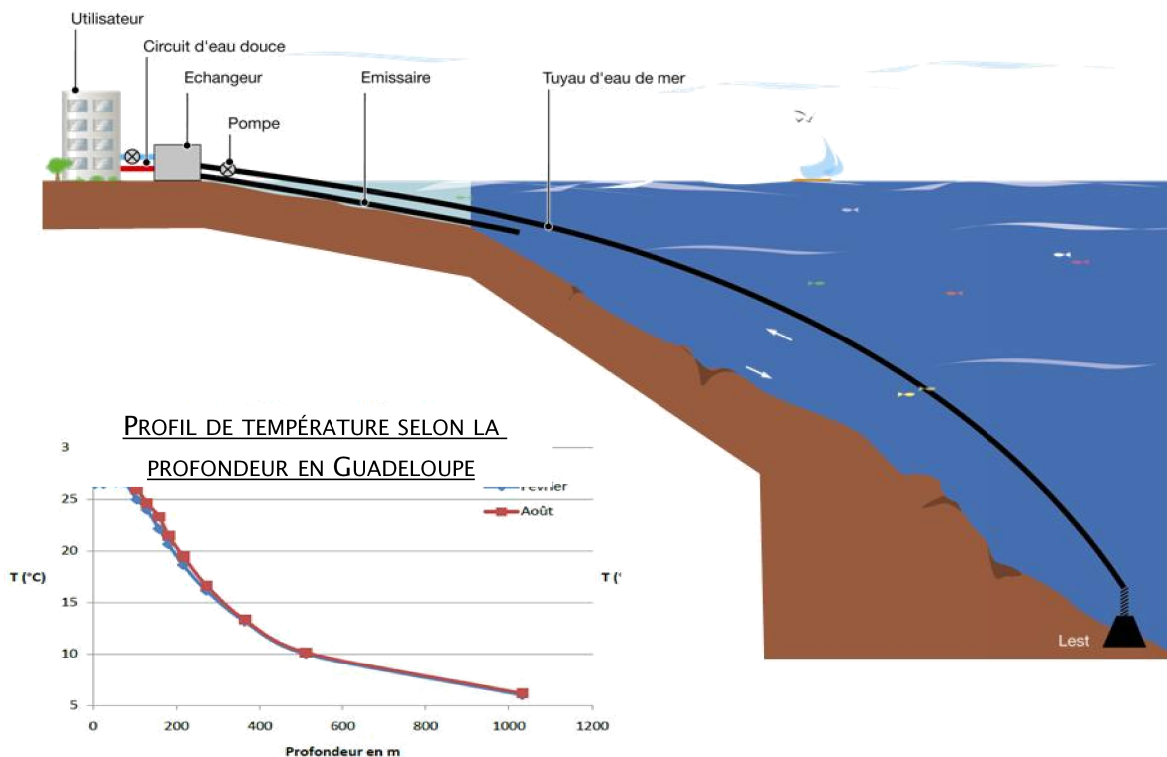
Les difficultés résiduelles sont notamment la tenue mécanique du tuyau de captage d'eau froide et son installation, et le coût de cette technologie, éprouvée en offshore pétrolier, mais trop chère pour le secteur des EMR.

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:

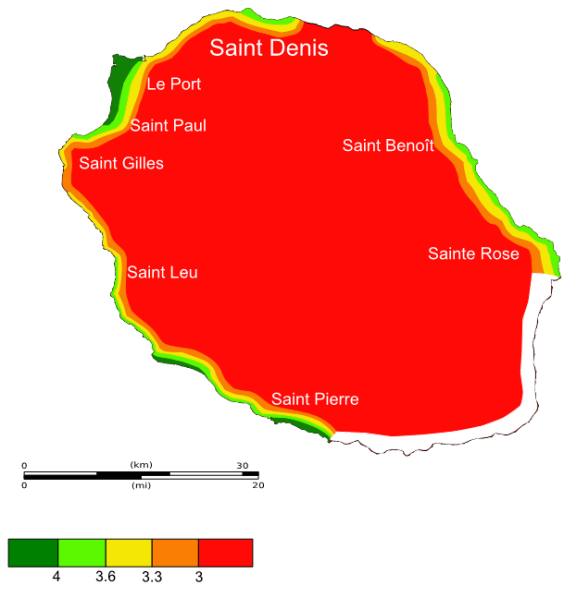
Nom	Lieu	Technologie	Partenaires	Objet	Commentaires	Budget	
SWAC Saint-Denis	Réunion	SWAC	GDF-Suez, Climespace et la Caisse des Dépôts au sein de la société Clim Abyss	36 MWf raccordés en trois ans, 40 MWf à terme en 2020	Demande d'aide sur tarif	M€, ADEME	140 aide 20 M€
SWAC Saint-Pierre	Réunion	SWAC	CHU Saint-Pierre, EDF		Travaux 2014	en M€	Budget 15
SWAC Basse-Terre	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.

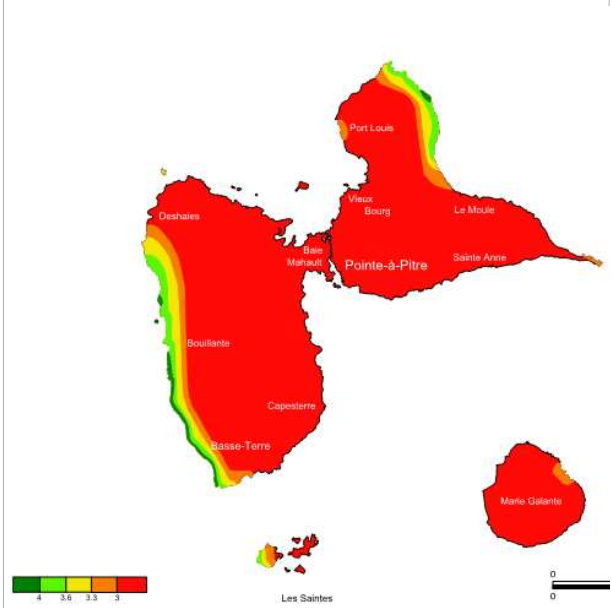
La technologie SWAC CARTE DU POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT

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

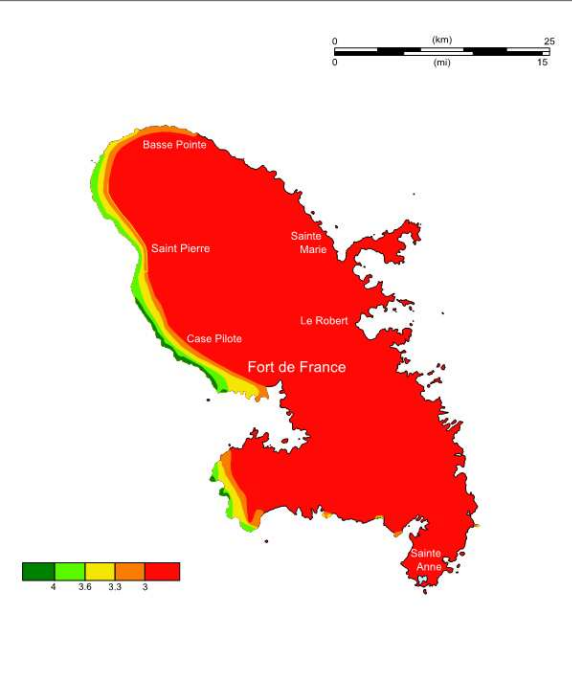
ILE DE LA REUNION



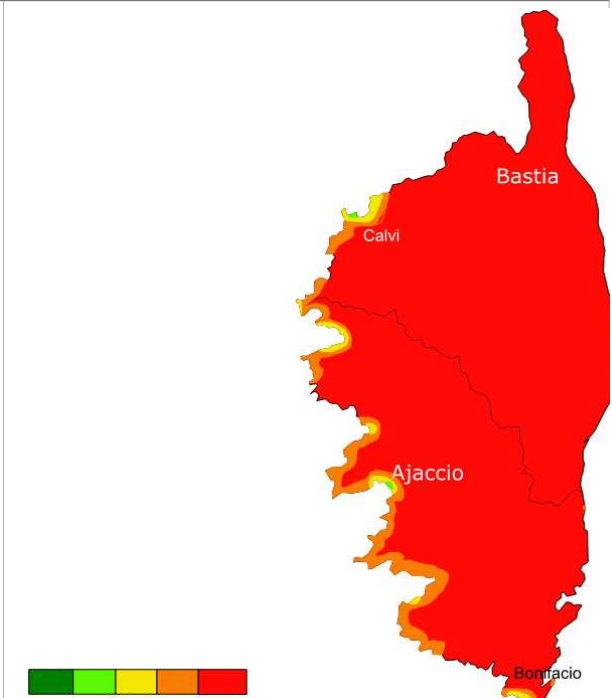
GUADELOUPE



MARTINIQUE

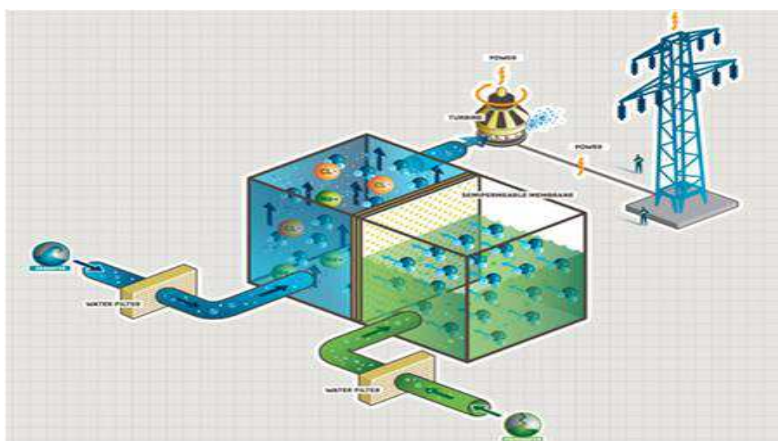


SWAC en CORSE



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 cavement), 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.

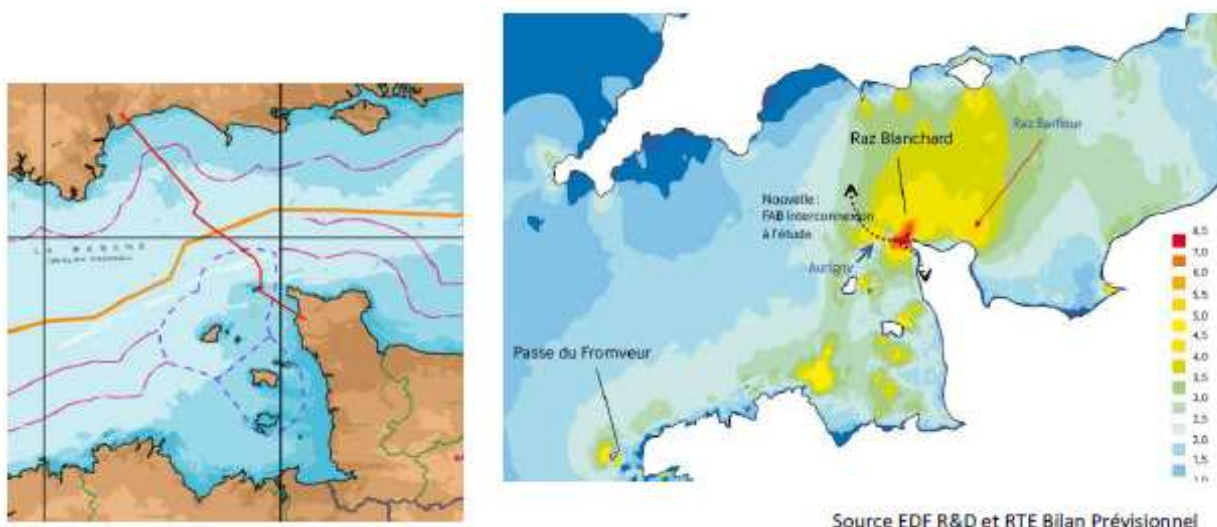
L'appel d'offres peut aussi apparaître un outil juridique approprié pour deux raisons : d'une part il permet de régler le problème du tarif d'achat et, d'autre, part il offre à l'État la possibilité d'imposer la localisation des implantations (**zonage**) et de fixer des objectifs de puissance pour une 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

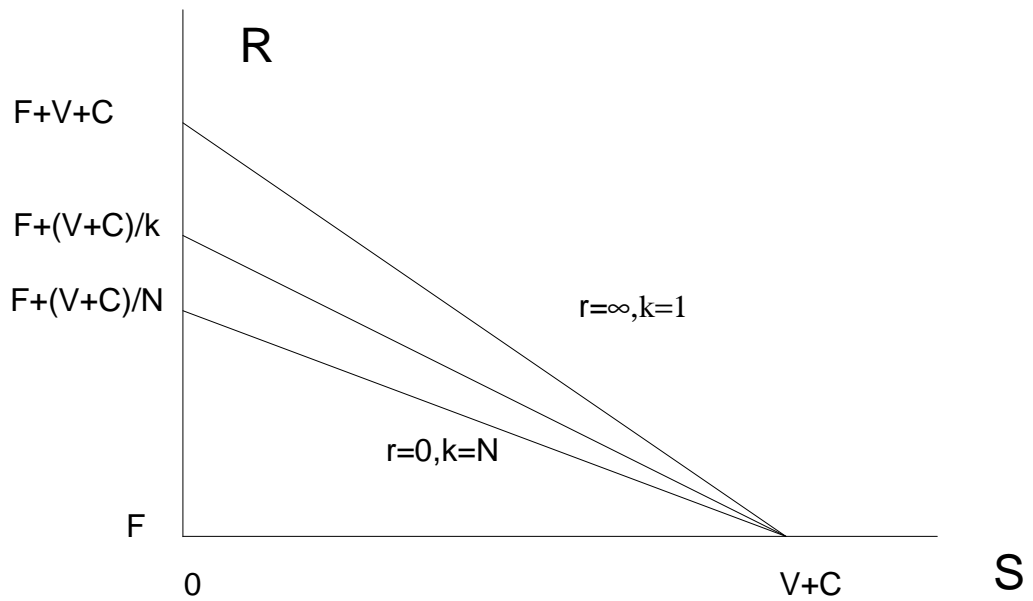
Le tableau suivant (indicatif) propose un exemple d'évaluation des coûts complets (pour la puissance publique) pour une ferme expérimentale hydrolienne de 10 MW de puissance nominale:

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.

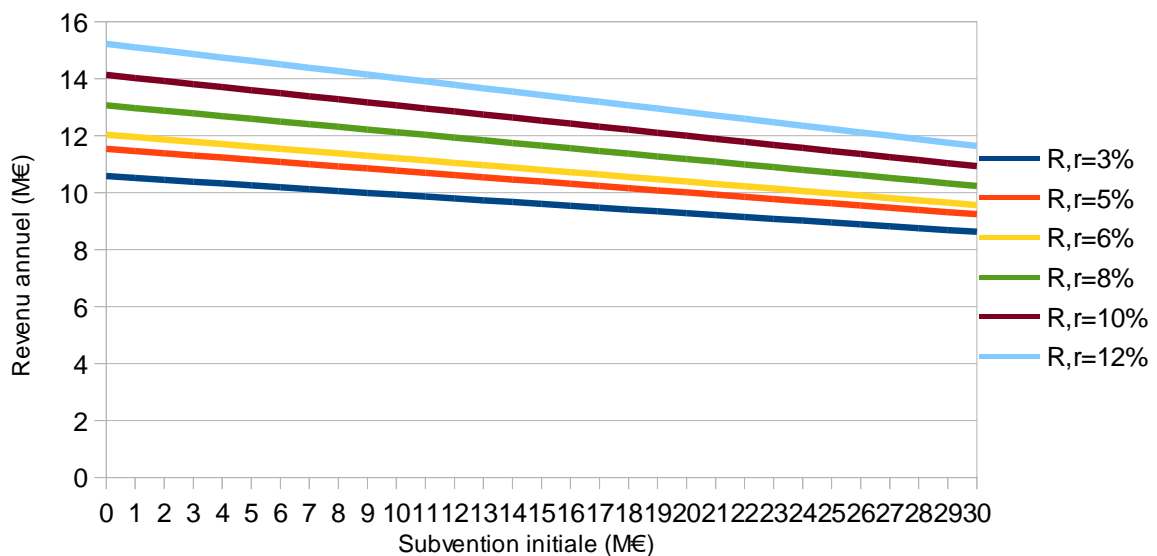
En faisant abstraction des valeurs concrètes on peut déterminer une courbe de dépendance entre la subvention initiale S reçue et le revenu annuel R (directement corrélé à la production et au prix de rachat), en fonction du taux de retour sur investissement r (défini comme le taux équilibrant coûts et 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.

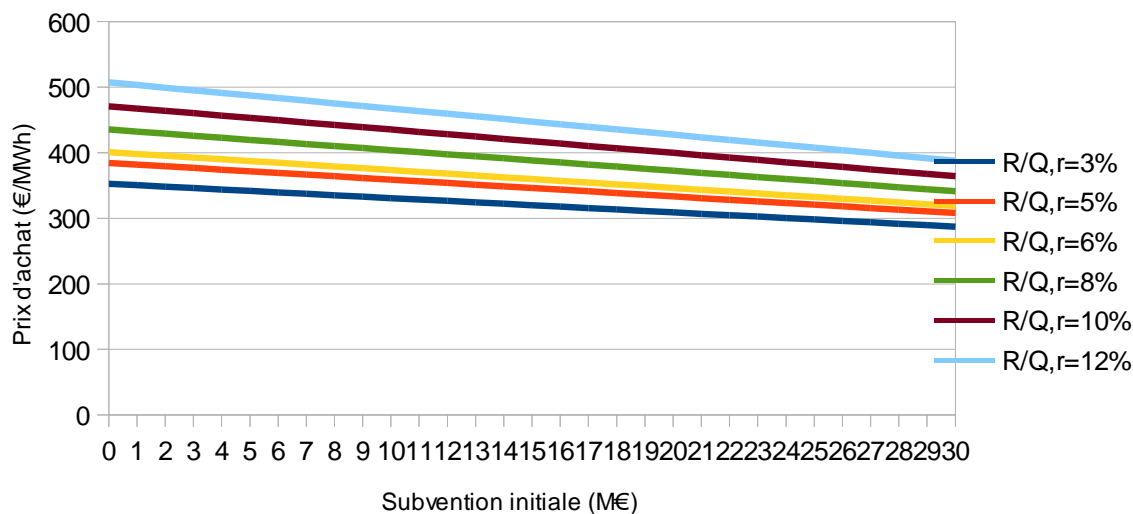


En spécifiant les paramètres de ce modèle on obtient des courbes comme celles ci-après, qui illustrent la communication entre tarifs d'achat et subvention initiale (sur le cas spécifique suivant le capex est important en raison d'un investissement dans un navire spécialisé).

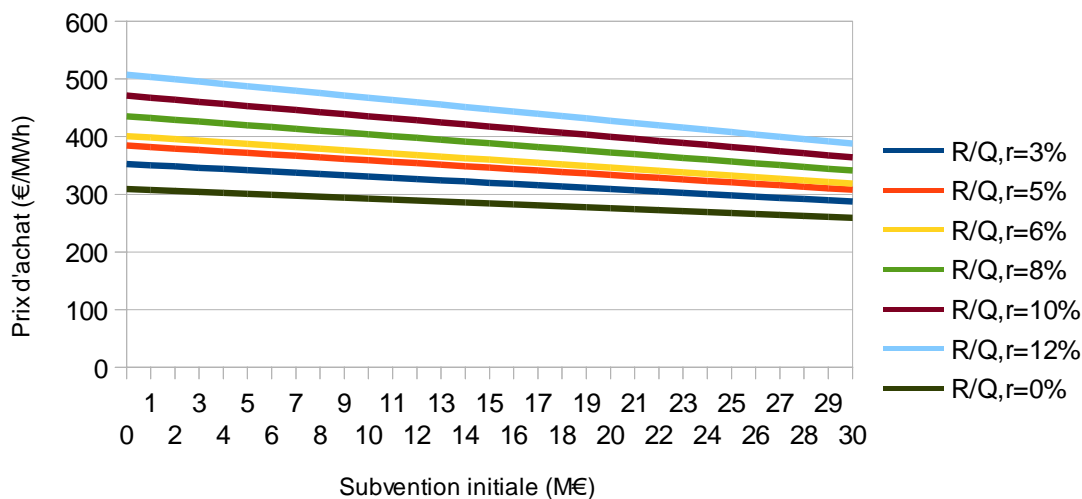
P	$1/(1+r)$	k	$(p^{(N+1)}-1)/(p-1)$
N	20	nombre d'années	
F	5	Opex annuel	
R	9	Revenu annuel, proportionnel à la production via le prix	
C	85,5	Capex	
V	0	valeur cumulée retirée	
S	7.5	subvention initiale	



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 pilotes 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 pilotes 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 hydroliennes 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 CNPMEM (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 **réécifs 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 **réécifs 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

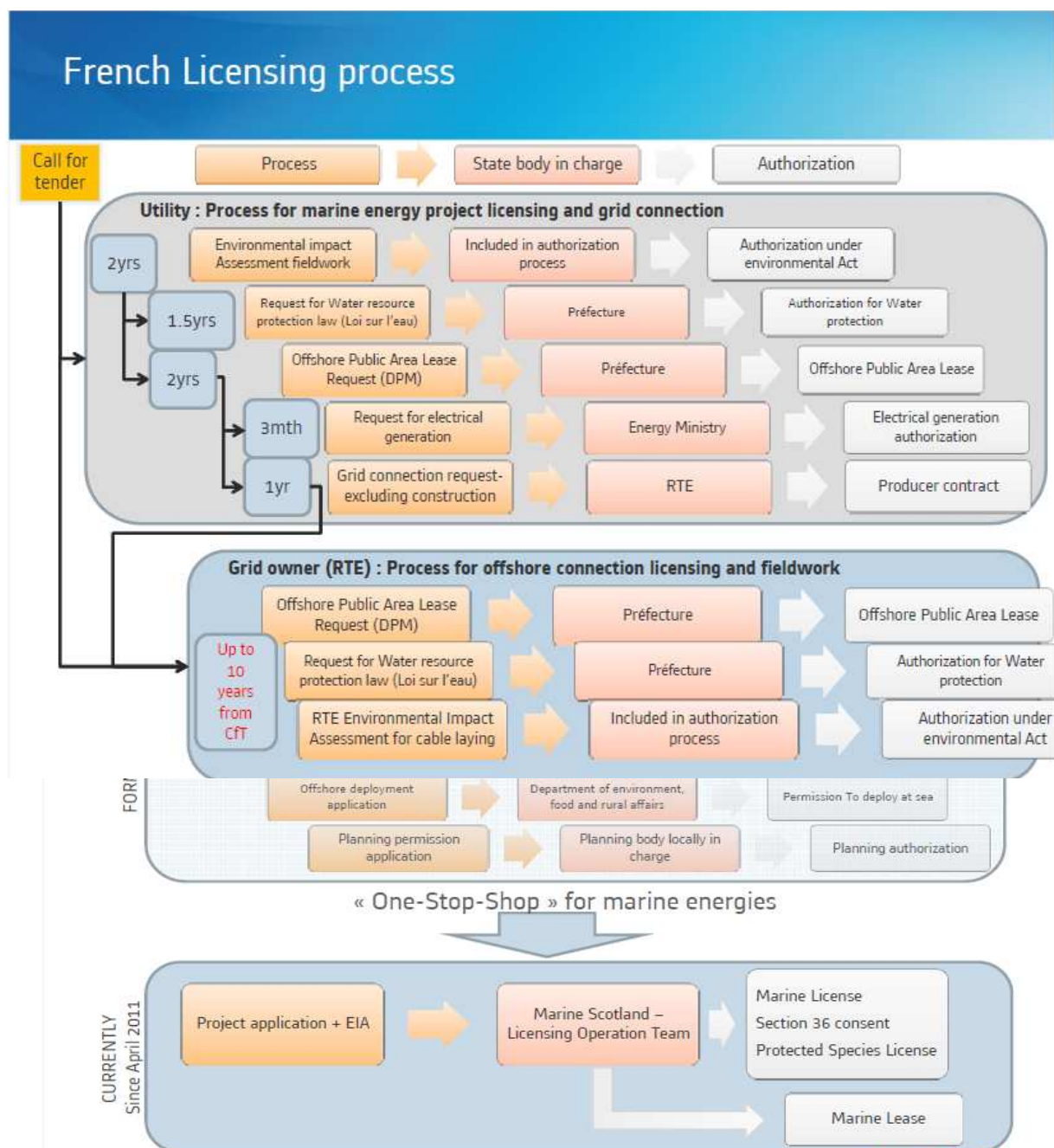
19Par exemple (communication DAJ du MEDDE) : toute installation hydrolienne de plus de 4,5MW doit faire l'objet d'une concession selon les articles L. 511-1 et L. 511-5 du code de l'énergie. Et les concessions d'énergie hydraulique font l'objet d'une procédure de publicité et de mise en concurrence régie 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).

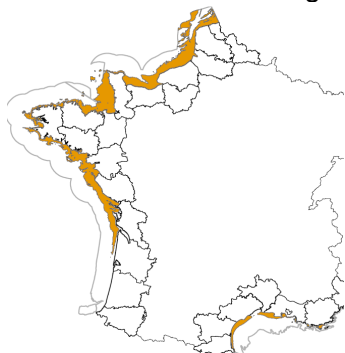
7.2 - Le SIG énergies marines

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

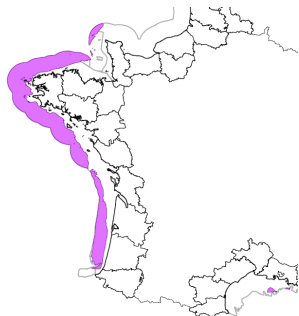


Eolien en mer flottant

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)



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



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 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 préfetures de régions littorales et maritimes pour la façade Manche et Mer du Nord, préfeture 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).

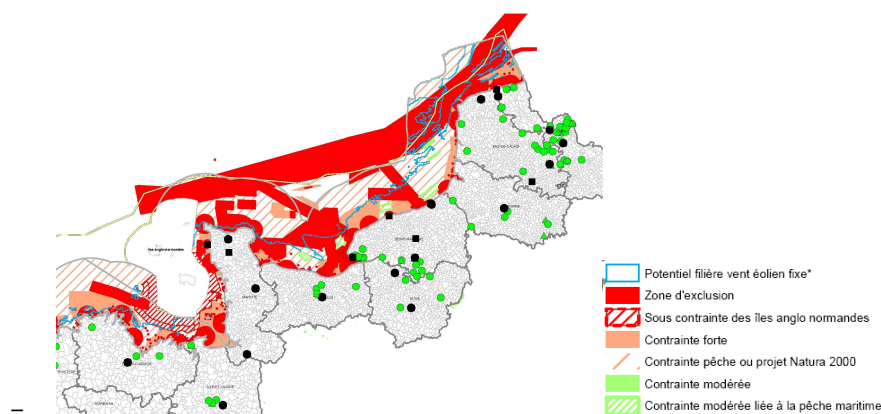


Figure. Zones de moindres contraintes sur la façade Manche – Mer du Nord.

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 CNPMM (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 CRPMM 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.

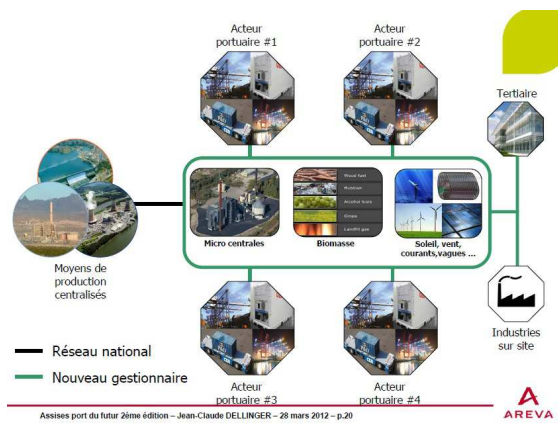
Ports de maintenance

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:



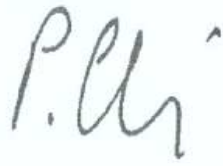



- 1^{er} semestre 2013: Lancement de l'AMI de l'ADEME sur les briques technologiques et les démonstrateurs pour les EMR
- 3^{ème} trimestre 2013: Lancement d'un AMI pour la **filière hydrolienne** avec tarif d'achat, sur les sites du raz Blanchard, du raz Barfleur et du passage du Fromveur, en vue de 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
		

ANNEXES

Table des annexes

Annexe - 1 Lettre de mission.....	107
Annexe - 2 Les énergies marines en outre-mer et zones non interconnectées.....	109
Annexe - 3 Récapitulatif des principales technologies EMR en développement et des sites d'essais français.....	125
Annexe - 4 Potentiels, objectifs, capacités.....	150
Annexe - 5 Acteurs de la filière EMR.....	153
Annexe - 6 Evaluation des coûts.....	160
Annexe - 7Fiches pays (Comparaisons internationales sur les EMR).....	169
Annexe - 8 Liste des personnes rencontrées.....	243
Annexe - 9 Liste des références bibliographiques consultées (non exhaustive).....	253
Annexe - 10 Glossaire.....	258

Annexe - 1 Lettre de mission



*La ministre de l'écologie,
du développement durable et de l'énergie*

Le ministre du redressement productif

*Le ministre délégué chargé des
transports et de l'économie verte*

Paris, le 13 NOV 2012

Messieurs les vice-présidents,

La volonté de mettre en œuvre une transition énergétique seule à même d'apporter des réponses durables à la crise climatique, au renchérissement des ressources pétrolières et au besoin d'un mix électrique sûr et équilibré constitue l'un des engagements majeurs du Président de la République. Cette transition doit passer par la réduction de la part du nucléaire dans la production électrique de 75% à 50% d'ici 2025, par le développement des énergies renouvelables et un effort massif sur l'efficacité énergétique.

Les énergies marines pourraient contribuer de manière significative à la production d'une électricité renouvelable. La France dispose notamment d'un potentiel de production hydrolienne significatif, production certes cyclique mais prévisible sur le long terme facilitant son intégration au système électrique, ainsi que de capacités importantes dans l'éolien en mer flottant. Pour ces deux technologies, nos industriels sont en pointe dans le développement de prototypes industrialisables. Pour autant, le développement et la structuration d'une filière industrielle complète autour des énergies marines n'en est qu'à ses débuts.

Dans ce contexte, la feuille de route pour la transition énergétique issue de la conférence environnementale prévoit une étude sur la filière des énergies marines que nous souhaitons vous confier. Votre étude se décomposera en deux volets. L'un portera sur l'énergie hydrolienne et l'éolien flottant, les deux technologies réputées les plus matures, abordant un stade de développement pré-commercial. L'autre portera sur les autres filières d'énergies marines : houlomotrice, énergie thermique des mers, climatisation par eau de mer (SWAC) et osmotique, technologies moins matures et encore en développement, et sur l'énergie marémotrice.

Monsieur Pascal FAURE
Vice-président du conseil général de l'économie,
De l'industrie, de l'énergie et des technologies
120 rue de Bercy
75572 PARIS cédex 12

Monsieur Christian LEYRIT
Vice-président du conseil général de
l'environnement et du développement durable
Tout Pascal B
92055 PARIS LA DEFENSE CEDEX

Nous vous demandons de commencer par un état des lieux synthétique de la filière naissante des énergies marines, de ses entreprises et de leur potentiel d'évolution, d'un point de vue énergétique et économique, en développant une analyse comparative avec d'autres pays, dans l'Union européenne et au-delà. Cette étude s'appuiera sur les travaux déjà lancés par l'administration (DGEC et DGCIS) et de l'ADEME, ainsi que sur les travaux menés dans d'autres pays. Elle aura pour but de nous éclairer sur le contexte et les orientations à donner aux politiques publiques afin de permettre un développement de ces nouvelles filières.

Dans un deuxième temps, vous ferez des propositions sur les politiques publiques à mener pour accompagner le développement de ces filières sur le moyen et plus long terme, afin d'alimenter le débat national sur la transition énergétique. Il s'agira de déterminer, de manière plus précise, les objectifs de développement pour les énergies marines, en incluant les dimensions de recherche et développement et leur financement, de coûts complets (publics et privés), de création d'emplois, de gouvernance des filières, de formation professionnelle, d'impact sur la balance commerciale et, globalement, sur la croissance de notre économie. Vous détaillerez des propositions spécifiques pour les DOMs si vous le jugez opportun. Vous identifierez, le cas échéant, les axes possibles d'une coopération renforcée entre industriels européens.

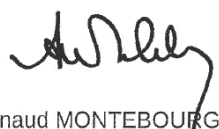
Parmi les travaux déjà engagés et sur lesquels nous vous demandons de vous appuyer afin d'assurer une cohérence d'approche, on peut citer pour l'hydrolien le lancement d'une consultation publique et une mission confiée à RTE pour déterminer le potentiel et les modalités de raccordement des zones propices à l'hydrolien, ainsi que les travaux en cours pour améliorer notre connaissance des zones susceptibles d'accueillir les installations et les travaux exploratoires sur le développement du potentiel des îles anglo-normandes menés. Pour l'ensemble des énergies marines renouvelables, on peut citer les travaux en cours afin de préparer d'ici la fin 2012 un appel à manifestation d'intérêt dans le cadre des investissements d'avenir, ainsi que l'accompagnement de la filière au travers du groupe de travail sur les énergies marines piloté par la DGEC en collaboration avec l'ADEME.

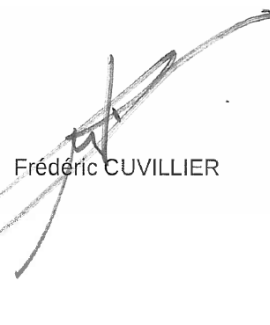
L'enjeu est de construire une véritable industrie française des énergies marines, compétitive à l'export, le cas échéant européenne, au moment où la France s'engage dans la transition énergétique.

Une première note d'étape sera produite d'ici le 15 janvier 2013, votre rapport final est attendu le 15 mars 2013.

Nous vous prions de croire, Messieurs les vice-présidents, à l'assurance de nos sentiments les meilleurs.


Delphine BATHO


Arnaud MONTEBOURG


Frédéric CUVILLIER

Annexe - 2 Les énergies marines en outre-mer et zones non interconnectées

Les cinq départements d'Outre-mer, la Corse, les collectivités d'outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon, ainsi que trois îles bretonnes (Molène, Ouessant et Sein) ne sont pas connectés au réseau électrique continental et métropolitain.

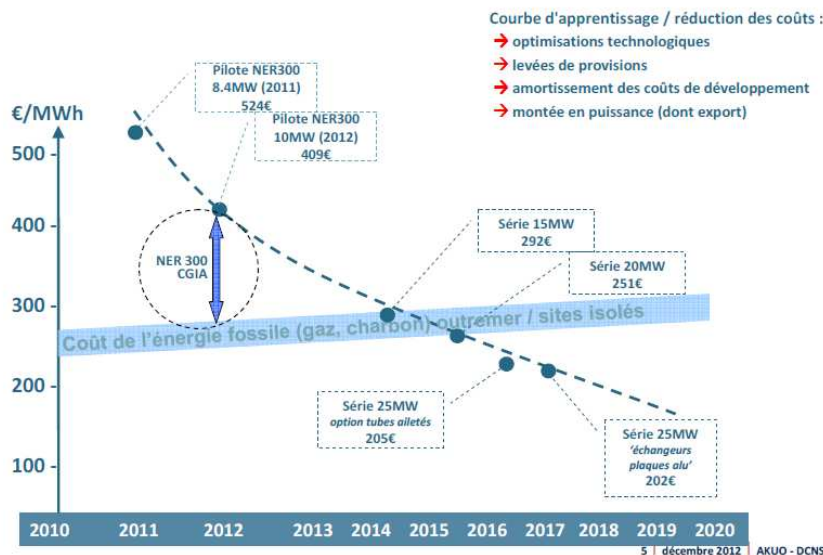
Les réseaux insulaires sont particulièrement propices au développement des énergies renouvelables du fait des coûts de production de l'électricité plus élevés que sur les réseaux continentaux, principalement en raison de la plus petite taille des moyens de production, du coût des carburants et de leur acheminement.

Les outre-mer ont vocation à devenir des laboratoires d'énergies renouvelables, car ce sont des milieux insulaires, non interconnectés, où le coût de production de l'électricité (par groupes thermiques diesels) est très élevé. Et les conditions sont souvent favorables aux énergies marines: les écarts de température entre la surface et le fond des mers sont élevés (ETM et SWAC), l'éolien offshore posé n'y est pas pratique en raison de la profondeur des fonds, ce qui rend l'éolien offshore préférable, Le gisement hydrolien est par contre faible mais non inexistant: (atoll de Prao et passes dans les atolls coralliens)

S'y ajoute une simplification administrative liée au fait que les prérogatives de préfecture maritime sont entre les mains du préfet de région.

L'ETM, au potentiel considérable, ne présente pas actuellement de réalisation fonctionnelle au delà de quelques dizaines de kW, voire centaines de kW au maximum. Les coûts sont élevés (10M€/MW

installé voire 40 M€/MW ou plus selon certaines estimations) et les incertitudes techniques demeurent. Des coûts de 5M€/MW installé permettraient de rendre l'ETM compétitif. Ces baisses de coût seraient atteignables par effet taille et de série.



(source: Akuo Energy et DCNS)

1. La Réunion

Deux projets de SWAC sont en cours à l'île de la Réunion, en utilisant l'eau froide des profondeurs pour de la climatisation (technique dite **SWAC, pour Sea Water Air Conditioning**).

SWAC de Saint-Denis de la Réunion et de Sainte Marie

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 CDG, groupement retenu après Appel d'Offres. Le délégataire prend en charge les études, la réalisation et le financement du projet, qui 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 complété 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.

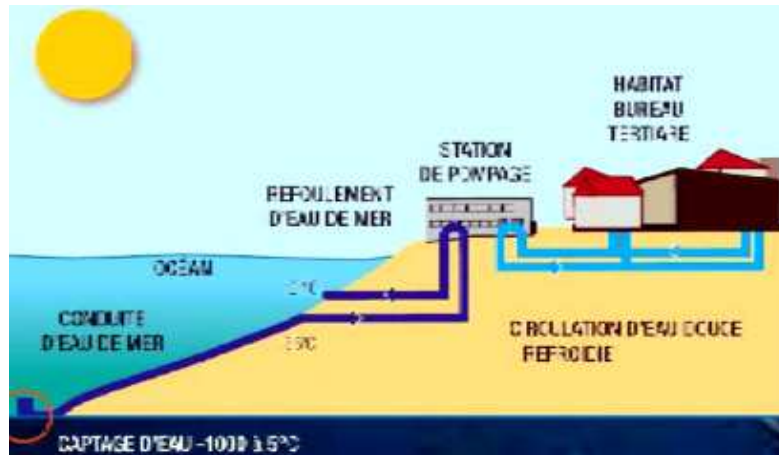
SWAC du groupe hospitalier Sud Réunion

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. Le principe est de pomper de l'eau froide (environ 5°) dans les profondeurs de l'océan (environ 1000 m) servant de source froide à un circuit secondaire fournissant l'air conditionné aux bâtiments. 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 du GHSR est utilisée pour la climatisation. 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.

ILE DE LA REUNION / FICHES TECHNIQUES

(Source ARER, Agence Régionale de l'Énergie de la Réunion pour la plupart des fiches, EDF SEI notamment pour celle du CHU Sud-Réunion, des STEP marines de la Réunion et de la Guadeloupe, et de la Guyane Hydrolienne fluviale, , et Akuo Energy/DCNS pour la Martinique projets ETM) 1- **SWAC - GDF-Suez / CDC**



Projet : SWAC (Sea Water Air Conditioning) réseau urbain de climatisation refroidi par l'eau de mer des profondeurs. Très adapté à l'environnement intertropical, le SWAC peut couvrir les besoins d'électricité pour la climatisation toute l'année de gros sites tertiaires (aéroport, administrations, bureaux, centres commerciaux, hôpitaux). Fondé sur la collecte de l'eau froide des profondeurs (1000m, température comprise entre 5°C et 7°C), il présente plusieurs bénéfices environnementaux : économies d'énergie (production d'électricité « effacée » grâce à l'utilisation des frigories marines, représentant une année de production), d'eau, de produits chimiques. Le prix de production est indépendant du prix des énergies fossiles.

Lieu :

Émissaire en mer du SWAC : Saint-Denis / la Jamaïque

Réseau de climatisation : zone urbaine littorale Saint-Denis – Sainte-Marie + bâtiments spécifiques (hôpital, aéroport, université, ZAC de Sainte-Marie)

Enjeux :

Jusqu'à 40 MW_{froid} et environ 10 MW_{électrique} économisés à plein régime

Etudes menées également pour l'utilisation des eaux profondes en matière de biotechs.

Partenaires :

Délégation de service public entre le groupement Climabyss (GDF Suez Énergie Services et Caisse des Dépôts et Consignations) et le SIDE0 (Syndicat Intercommunal d'Exploitation d'Eau Océanique : villes de Saint-Denis et de Sainte-Marie).

COPIL de suivi intégrant différents partenaires dont le SGAR et GERRI.

Partenaires : Climespace (filiale GDF-Suez).

Planning :

- Délégation de service public signée en avril 2011

- autorisations administratives en cours (enquêtes publiques au 1^{er} trimestre 2013)

- mise en service début 2014

Freins / difficultés :

- calendrier ambitieux

- investissement important d'environ 140 M€. L'économie du projet est fondée sur la rémunération par EDF-SEI des MWh évités, à un prix en cours de détermination par la Commission de Régulation de l'Énergie, et le versement d'aides publiques à l'investissement.

2- SWAC – ADEME-EDF au CHU Sud Réunion

(source EDF SEI)

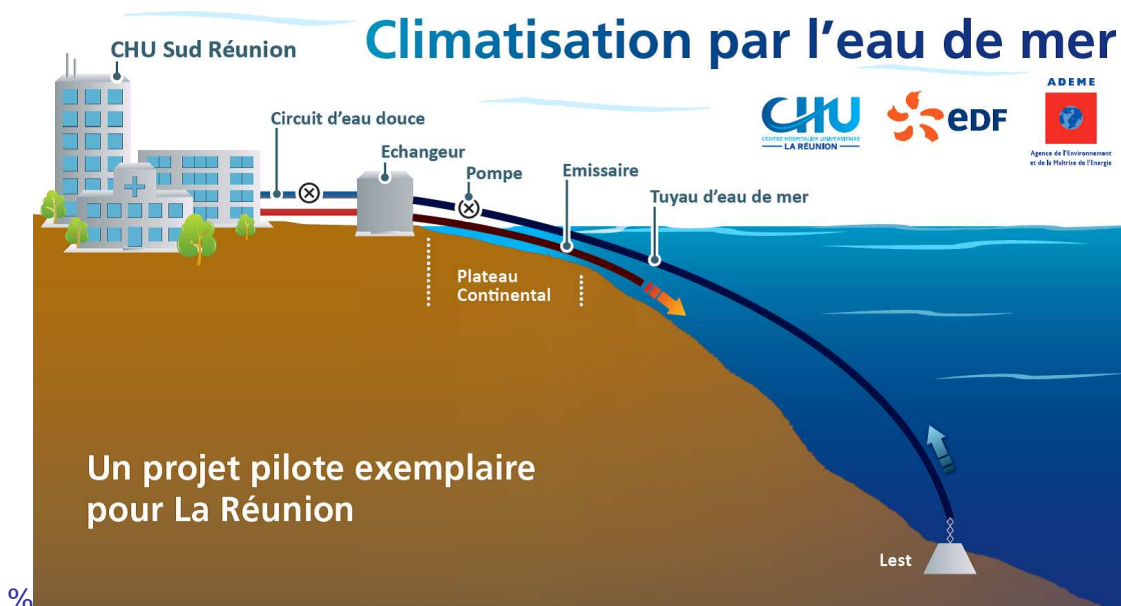
A la Réunion, l'ADEME, EDF et le Groupe Hospitalier Sud Réunion ont signé en Juin 2012, un « accord de coopération pour un projet de pilote de climatisation » sur le site de l'hôpital de Saint Pierre.

Le site de St Pierre du Groupement Hospitalier Sud Réunion, de par sa localisation et le profil de ses consommations électriques, est particulièrement adapté pour accueillir un projet pilote de SWAC. Tout d'abord, le site, proche de la côte, est bien situé en termes de gradient thermique marin (la température de la mer est de 5°C à 1000 m de profondeur) et de bathymétrie (les grandes profondeurs sont proches de la côte).

Les besoins en froid du site sont adaptés à la gamme de puissance visée par le concept de SWAC de taille moyenne que les partenaires souhaitent développer : le marché d'un SWAC de cette taille serait au moins de 5 unités à la Réunion et de plus de 20 unités dans les DOM. De plus, le besoin en froid du GHSR est relativement lissé dans le temps, 24/24h et 365 jours par an.

La production de froid pour ce client unique, proche de la côte et implanté durablement, présente l'avantage d'éviter la construction d'un réseau de distribution, permettant d'améliorer la viabilité économique du kWh froid produit par le SWAC et de faciliter la mise au point du pilote.

La pré-étude menée sur le GHSR donne une consommation électrique évitée nette de 7500 MWhe/an pour le système global et de 10000 GWhe/an pour le GHSR, soit une réduction de la consommation électrique globale du GHSR de 50



3- Houlomoteur basé sur la technologie Pelamis – Seawatt



Projet :

Production d'électricité par une ferme de machines houlomotrices (technologie PELAMIS 2^e génération développée par la compagnie écossaise PWP), avec stockage d'énergie adapté (sous forme oléopneumatique) en milieu insulaire d'une puissance de 30 MW toutes tranches confondues (jusqu'à 30~40 machines)

Lieu :

Saint-Pierre / Pointe du Diable. Ancrage sur des fonds de 75 à 150m

Enjeux :

Le projet envisagé offrirait une capacité de production de l'ordre de 30 MW.

Partenaires :

Maîtrise d'ouvrage : Seawatt

Partenaires financiers : ADEME, Région Réunion, Union Européenne

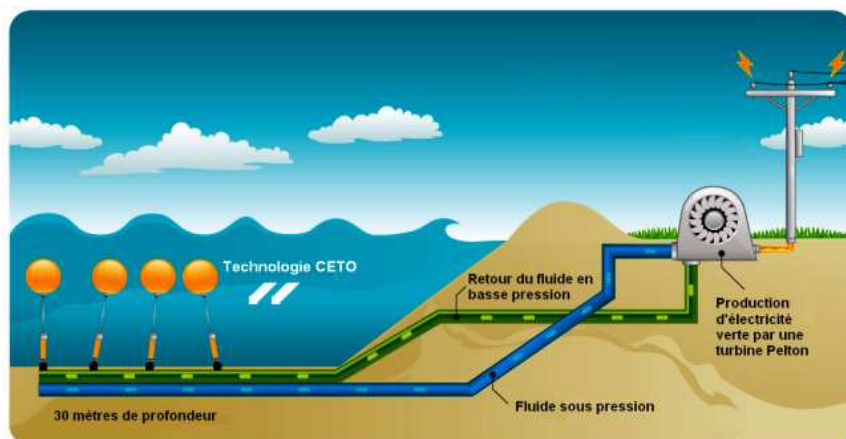
Planning / déploiement

- Étude de faisabilité et études environnementales/mesures de houle, études réglementaires en cours
- 2012 : début de fabrication et démonstrateur inshore du système de stockage d'énergie
- Fin 2013 : phase 1 : installation de 5 machines (~ 3,75 MW). Démonstrateur offshore du système de stockage
- 2015 : phase 2 : installation de 10 machines supplémentaires (7,5 MW au total)
- phase 3 : passage à une puissance totale de 30 MW

Difficultés :

- Difficulté principale : le tarif d'achat de l'arrêté tarifaire énergie marine est insuffisant pour équilibrer le chiffre d'affaires.
- Le montage opérationnel n'est pas encore achevé. Des financements sont recherchés aujourd'hui pour compléter le système en place par un dispositif de stockage de l'énergie permettant d'en délivrer aux meilleures périodes de la journée (lissage des pointes).
 - Une seule zone de déploiement possible identifiée à la Réunion (faibles fonds et forte houle) ;
 - Attente de la publication du projet de décret modifiant l'art. R. 146-2 du Code de l'urbanisme pour permettre le raccordement au réseau électrique, en espace remarquable du littoral.
 - Manque d'anticipation du maître d'ouvrage sur les exigences des procédures réglementaires (notamment étude d'impacts), qui a retardé le lancement de l'enquête publique.
 - En phase d'exploitation, des conflits d'usage pourraient émerger avec les autres usagers de la mer (pêche, plaisance, etc.).

4- Houlomoteur basé sur la technologie CETO – EDF EN



Projet :

Production d'électricité par des machines houlomotrices immergées. Le projet est constitué de bouées (activateurs) disposées sur les fonds marins dont la mise en mouvement par l'énergie de la houle est transférée à une pompe qui met un fluide sous pression. Ce fluide est, via un système de « pipe » en acier, transféré à terre où une turbine couplée à un alternateur transforme l'énergie en électricité.

Lieu :

Saint-Pierre (au large de Pierrefonds)

Enjeux :

Conforter une phase industrielle à La Réunion et hors Réunion (hémisphère Nord)

Partenaires :

Maîtrise d'ouvrage : EDF EN

Partenaire industriel : DCNS

avec des financements de la Région Réunion et de l'État (Plan de relance)

Planning / déploiement :

- Phase prototype. Un deuxième prototype, qui sera, à la différence du premier, anticyclonique, devrait ensuite être développé.

Adaptation de la technologie CETO aux conditions de houle à La Réunion + test en mer non raccordé au réseau d'un prototype échelle 1. L'objectif est d'effectuer un suivi des performances du système (productible réel) et des études poussées sur l'impact environnemental, pour préparer un déploiement à grande échelle.

- Phase pilote : quelques MW raccordés au réseau à La Réunion si la phase prototype s'avère concluante et si les financements le permettent.

- Phase industrielle : Le projet envisagé offrira une capacité de production de l'ordre de 15 à 20 MW.

Difficultés / freins :

- en phase industrielle concurrence avec le projet Seawatt (implantation très proche)

- une seule zone de déploiement possible identifiée à La Réunion (faibles fonds et forte houle)

- possibilité non établie du raccordement terrestre via des tuyaux sous pression et de l'implantation d'une station de turbinage, sur un espace remarquable du littoral (cas non prévu par le projet de décret modifiant l'art. R.146-2 du Code de l'urbanisme, qui parle d'« ouvrages souterrains de raccordement aux réseaux [...] d'électricité »)

- le productible réel n'est pas encore connu à ce stade. En phase d'exploitation, des conflits d'usage pourraient émerger avec les autres usagers de la mer (pêche, plaisance, etc.).

5- Houlomoteur onshore de Saint-Philippe



Projet :

Profiter de la construction d'une digue pour y greffer une structure capable de récupérer l'énergie des vagues, très puissantes à cet endroit (~ 20 kW/m), pour la convertir en électricité.

Lieu :

Cale de halage de Saint-Philippe

Déploiement envisagé du projet :

Phase pilote à Saint-Philippe (≈ 600 kW)

Perspectives évoquées par l'ARER (Agence régionale énergie Réunion) d'une éventuelle dissémination de la technologie sur d'autres sites réunionnais tels que la future route du littoral (6 km de digue), ou sur des projets de quais maritimes (Saint-André et Saint-Louis), non prévus au Schéma de Mise en Valeur de la Mer (SMVM).

État d'avancement :

Contacts de l'ARER avec VOITH, industriel spécialiste du domaine qui confirme l'opportunité du projet

Partenaires :

ARER et mairie de Saint-Philippe
Pas de maître d'ouvrage désigné
soutien financier annoncé de la Région

Difficultés :

Espace remarquable du littoral pour lequel le SMVM n'a prévu que l'aménagement de la cale de mise à l'eau. Le projet de digue, tel que prévu, ne serait pas compatible avec le SMVM.

6- Prototype à terre énergie thermique des mers (PAT ETM) - DCNS



Principe de l'ETM Énergie Thermique des Mers :

Utiliser le différentiel de température en mer entre les eaux de surfaces et les eaux profondes pour produire de l'électricité.

Lieu :

IUT de Saint-Pierre - Réunion

Partenaires

Maîtrise d'ouvrage : DCNS, Région Réunion
avec un cofinancement État (Plan de relance)

Partenaires techniques : Université de la Réunion, ARER, EGIS

Planning / état d'avancement :

Projet de prototype à terre (PAT ETM) :

- Mise en place d'un banc d'essais ETM à échelle réduite afin de valider les modèles numériques établis par DCNS pour le système énergie producteur d'électricité.

- L'objectif est également de démontrer la faisabilité de la mise en œuvre de la technologie ETM et de trouver le système énergie optimal avant de l'inclure dans une centrale en mer : de nouveaux cycles thermodynamiques, avec d'autres fluides caloporteurs, et d'autres matériels pourront être testés (nouveaux échangeurs thermiques...)

- Formation des futurs ingénieurs et techniciens de l'ETM

7- Centrale ETM offshore / Réunion – DCNS



Projet :
centrale offshore d'énergie thermique des mers

Descriptif :
Mise en place d'une centrale ETM pilote (7 MW) offshore raccordée au réseau électrique, pour préfigurer des centrales ETM de série (25 MW).

Lieu :
9 km au large du Port, sur 1500 m de fond

Enjeux identifiés en terme de production électrique à la Réunion :

- projet Région Réunion STARTER : jusqu'à 100 MW à l'horizon 2030
- SRCAE (en cours) : potentiel inconnu en 2020 ; potentiel estimé de 25 à 100 MW en 2030
- le principe ETM garantit la fourniture d'une énergie de base disponible en permanence, qui à la Réunion viendrait en substitution des centrales charbon.

Maîtrise d'ouvrage
DCNS pour la centrale pilote

Planning

- étude de faisabilité démonstrateur ETM en 2009
- travaux de levée des risques 2010-2012 (en cours) incluant projet PAT ETM (2012 – IUT ST Pierre)
- raccordement centrale offshore : horizon 2020 (avec étapes préalables, cf. projet PAT ETM + Plan de développement DCNS hors Réunion)

Freins :
technologie non encore mature
la Martinique présente un meilleur potentiel thermique pour l'implantation d'une centrale pilote, pour la centrale pilote, le montant d'investissement est très important pour une production faible (de l'ordre de 350 M€ pour une production de 7 MW)
faisabilité économique de centrales ETM produites en série non démontrée à ce jour

8- Énergie osmotique de Sainte-Rose



Projet :

Utilisation de la différence de salinité entre l'eau de mer et l'eau douce issue de l'usine hydroélectrique de la chute de la Rivière de l'Est, pour produire de l'électricité.

Enjeux :

Faire un projet pilote de production électrique par osmose

Partenaires :

ARER et mairie de Sainte-Rose
pas de maître d'ouvrage identifié à ce stade.

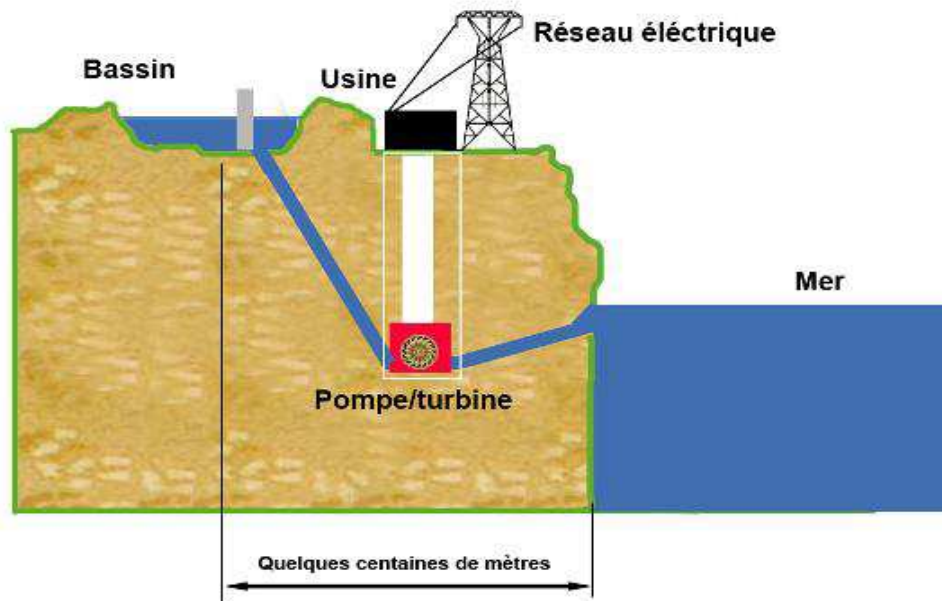
État d'avancement du projet :

Contact entre l'ARER et STATKRAFT, seul industriel positionné sur cette technologie, qui confirme l'opportunité du projet
Recherche d'un partenaire industriel français

Freins / difficultés :

- faisabilité technique et économique de ce type de projet non encore démontrée, avec un seul projet à l'échelle industrielle, inauguré à Tofte (Norvège) en octobre 2009.

9- Stockage - STEP MARINE (source EDF - SEI)



Projet :

Station de transfert d'énergie par pompage pour développer des ENR intermittentes portée par EDF.

Enjeux :

Stockage de l'énergie, pour pallier aux pics de consommation, notamment dans le sud de l'île.

Lissage de la production des énergies renouvelables intermittentes, comme le solaire ou l'éolien, pour limiter l'impact de leur production fluctuante sur les réseaux électriques.

Une STEP de 50 MW stockant 0,75 GWh paraît possible

Lieu :

Saint Joseph, lieu dit : Matouta

Freins / difficultés :

- Le projet est compatible avec le schéma régional d'aménagement (SAR) et le schéma de mise en valeur de la mer (SMVM) en tant qu'énergie des mers mais les obstacles administratifs doivent encore être levés dans l'état actuel de la réglementation (loi littoral)
- Budget (non stabilisé) : Opération chiffrée à 250 millions y compris raccordement.

2. La Martinique

(source DCNS AkuoEnergy)

DCNS y étudie deux projets de centrale ETM,

L'un consiste en un système ETM Offshore, déplacé depuis la Réunion vers la Martinique car le productible est supérieur en raison d'un hiver plus court, la Martinique étant plus proche de l'Equateur: le projet sera soumis au programme NER300 qui privilégie les fortes productions annuelles.

En 2012, la région Martinique a répondu à l'appel à projet européen NER300, pour une centrale pilote ETM de 10 MW. DCNS et la région Martinique ont signé une convention de pré-dimensionnement pour cette centrale qui pourrait être opérationnelle à l'horizon 2016.

L'autre projet développé par DCNS est un projet pilote ETM Onshore de 4 MW pour lequel DCNS a créé un consortium avec Akuo Energy, acteur majeur des énergies renouvelables en milieux insulaires français, et Entrepose/Géocéan, filiales de Vinci, qui ont participé à la pose des tuyaux pour les deux systèmes SWAC installés en Polynésie (référence mondiale sur cette technologie).



Projet : Centrale onshore d'énergie thermique des mers / Martinique – (source DCNS Akuo)

Descriptif : Mise en place d'une centrale ETM pilote (4 MW) onshore raccordée au réseau électrique, pour préfigurer des centrales ETM de série (10 MW offshore).

Lieu : Bellefontaine, sur un terrain propriété d'EDF, à proximité directe de la centrale thermique existante.

Enjeux identifiés en terme de production électrique à la Martinique :

- L'objectif fixé par le Conseil Régional de Martinique vise à produire 50% de l'énergie par des moyens renouvelables d'ici 2020. Actuellement les ressources propres constituent 3% de la production d'énergie.
- PRME existant: Ce programme accompagne particulièrement des projets significatifs de productions d'énergies renouvelables, notamment à partir de la géothermie, de l'énergie thermique des mers et de la biomasse
- Le principe ETM garantit la fourniture d'une énergie de base disponible en permanence, qui à la Martinique viendrait en substitution des centrales charbon et fuel

Partenaires

DCNS pour la technologie système de production énergie

Entrepose/Géocéan, pour la pose des tuyaux à grandes profondeurs

Akuo Energy, pour le développement et financement du projet

Partenariat technologique signé par les trois acteurs et consortium industriel en cours de finalisation

Planning

- Etude de faisabilité de la zone de Bellefontaine par le Conseil Régional de Martinique démonstrateur ETM en 2011, - Obtention des autorisations et validations politiques de 2013 à 2014, - Raccordement centrale onshore pilote: horizon 2016

Freins :

Prototype à taille industrielle non encore réalisé à ce jour,

Montant d'investissement important pour la centrale pilote, pour une puissance installée modeste (de l'ordre de 50 M€ pour une puissance brute de 4 MW, sur 8000 heures par an)

Faisabilité économique de centrales ETM produites en série non démontrée à ce jour

Par ailleurs, des projets importants d'efficacité énergétique sont à l'étude :

-

Des projets de SWAC (Sea Water Air Conditioning) utilisant de l'eau froide puisée dans les profondeurs des océans pour de la climatisation grande échelle ; cette production de froid à partie d'énergie renouvelable permet une réduction de la consommation électrique ; une étude de SWAC est en cours à Schœlcher.

-

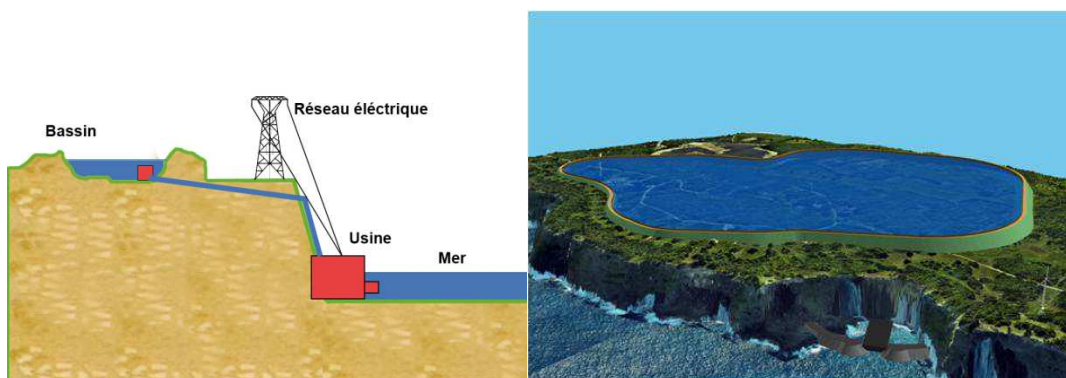
Plusieurs projets de réseau de froid et de chaleur sont à l'étude dans la conurbation de Fort de France. (source EDF SEI)

3. La Guadeloupe

(source EDF SEI)

En Guadeloupe, une étude de SWAC est en cours pour l'hôpital de Basse Terre. Les premières réunions de présentation du principe d'un SWAC à Basse Terre ont eu lieu en Décembre 2012.

Un projet de STEP marine (Station de transfert d'énergie par pompage) est développé en Guadeloupe par EDF SEI. , au lieu dit Petit Canal.



(source EDF SEI)

Projet :

Station de transfert d'énergie par pompage pour développer des ENR intermittentes portée par EDF.

Enjeux :

Stockage de l'énergie, pour pallier aux pics de consommation

Lissage de la production des énergies renouvelables intermittentes, comme le solaire ou l'éolien, pour limiter l'impact de leur production fluctuante sur les réseaux électriques et permettre leur développement au-delà de 30 % de la puissance instantanée dans le mix.

Une STEP de 50 MW stockant 0,6 GWh est adaptée au système guadeloupéen.

Lieu : Petit Canal

Freins / difficultés : Le coût du projet s'élève à 340 millions d'Euros y compris raccordement.

4 La Guyane

(source EDF SEI)

Une hydrolienne fluviale (Hydroquest à axe vertical) modèle déposé Harvest, est envisagée, par EDF SEI, sur le fleuve Oyapok., dans une zone d'électrification rurale où l'énergie produite se substituera à des groupes 100 % diesel.

Il s'agit d'une hydrolienne fluviale à flux transverse, à axe vertical, avec deux hélices qui tournent dans le sens opposé afin d'améliorer la performance et la stabilité (annulation des efforts transverses). La présence d'ailerons sur les côtés compense la perte de charge et ramène le courant dans l'axe de l'hydrolienne.

L'implantation est prévue sur une barge flottante, avec adaptation au niveau d'eau, facilité d'accès à la machine avec une certaine mobilité, peu de génie civil.

Brevet déposé et propriété à 50 % EDF SA et 50% HydroQuest (start-up créée en 2010)

Le démonstrateur est en test, à Pont de Claix, Isère.

La mise en place d'un premier démonstrateur sur place en Guyane est prévue en 2013. L'hydrolienne serait d'une puissance de 50 kW environ, Gammes de puissance : 10 à 100 kW en fonction de la vitesse du courant.

5 Mayotte

Etude d'un ETM à Mayotte par l'Agence régionale de l'Energie de la Réunion (ARER).

Etude sur la faisabilité (technologique, financière, réglementaire...)
d'un couplage SWAC -UBC2E (Unité de Bio Cogénération Electricité et Eau potable) à Mayotte répondant ainsi aux besoins en électricité, eau potable et climatisation
Dans ce scénario, le froid du SWAC et la chaleur de la centrale thermique sont ainsi valorisés pour la distillation de l'eau de mer.

6 Tahiti et Polynésie française

La technique de climatisation via le Swac est à ce jour une particularité de la Polynésie française. La première centrale de climatisation Swac est en activité à Bora Bora, à l'hôtel Intercontinental depuis 2006. La seconde a été installée à l'hôtel Brando sur l'atoll de Tetiaroa en septembre 2012, mais n'est pas encore en fonctionnement car le complexe hôtelier n'est pas encore exploité. Un projet important de SWAC, se situe à l'hôpital NCHPF, Centre hospitalier du Taaone de Papeete.

Tahiti, île volcanique, est très adaptée à l'ETM et au SWAC, en raison de ses pentes fortes qui permettent l'accès à l'eau froide profonde de l'Océan.

7 Saint-pierre et Miquelon

A Saint-Pierre et Miquelon, le potentiel naturel d'énergies renouvelables est limité. L'éolien est la première filière qui commence à s'implanter. Le houlomoteur est à considérer.

(Etude Ifremer Développements possibles de houlomotrices dans les DOM_TOM - 7809.pdf.htm
<http://archimer.ifremer.fr/doc/00001/11263/7809.pdf>

ILES BRETONNES DE MOLENE, OUESSANT ET SEIN

Ces îles bretonnes sont les zones non interconnectées les plus proches de la métropole, et les énergies marines renouvelables y sont bien appropriées,

Le projet de démonstrateur hydrolienne de Sabella avec implantation dans le Fromveur, envisagée pour 2013, peut apporter une alimentation en énergie électrique très intéressante pour les besoins de l'île d'Ouessant.

8 Corse (pour mémoire: zone faiblement interconnectée)

Classée en zone non interconnectée, la Corse dispose d'une interconnexion limitée avec la Sardaigne et l'Italie. Des énergies marines renouvelables, comme des éoliennes flottantes, apporteraient à la Corse une énergie relativement compétitive par rapport aux groupes diesels. L'étude de SWAC en Corse est également envisagée dans des zones propices.

Annexe - 3 Récapitulatif des principales technologies EMR en développement et des sites d'essais français







(Source: CESER Bretagne, 2009 et 2012; France Energies Marines 2012)

PRINCIPALES TECHNOLOGIES EMR EN DEVELOPPEMENT







La mission a examiné des technologies multiples. On peut d'ailleurs citer 40 technologies au moins en hydrolien posé ou flottant, plus de 100 en houlomoteur (et des milliers de concepts), une certaine diversité en éolien flottant (3 types de flotteurs, axe horizontal ou vertical, etc.).






Ci-après est présenté un récapitulatif (source: CESER de Bretagne) des principales technologies existantes ou en cours d'étude.


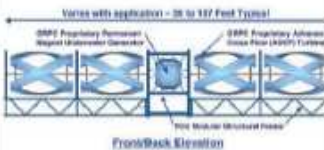
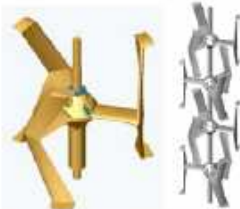
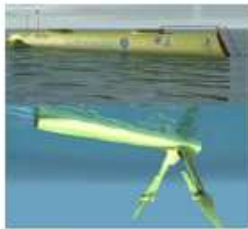

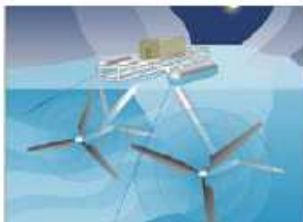
1. L'exploitation de l'énergie éolienne offshore


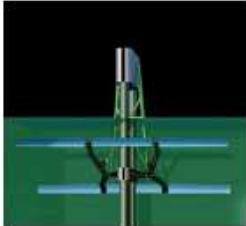


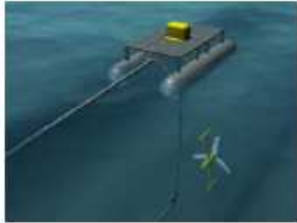

Projet Constructeur Pays	Eolien offshore (1/1)	Principe	Dimensions	Puissance unitaire / parc	Production estimée
EOLIEN CLASSIQUE (AVEC FONDATIONS)					
		Eolienne sur fondation gravitaire, monopieu, tripode, ou jacket	<ul style="list-style-type: none"> • 90-100 m pour le moyeu • Jusqu'à 126 m de diamètre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

2. L'exploitation de l'énergie des courants



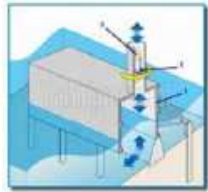



Projet Constructeur Pays	Energie des courants (1/4)	Principe	Dimensions	Puissance unitaire / parc	Production estimée
Seagen Marine Current Turbines Royaume-Uni		Double turbine bipale à axe horizontal	• Rotors de 16 m de diamètre, 20 m à terme.	• 1,2 MW • 5 MW à terme	
Open Center Turbine OpenHydro Royaume-Uni		Turbine à axe horizontal avec génératrice périphérique	• 6, 10 ou 16 m de diamètre • Jusqu'à 21 m de haut, 500 tonnes avec le support	• 500 kW ou 1 MW	
The Blue Concept Hammerfest Strom Norvège / Royaume-Uni		Turbine tripale à axe horizontal	• 20 m de diamètre	• 300 kW • 1 MW à terme • Parcs de 5 à 20 MW	
Rotech Tidal Turbine Lunar Energy Royaume-Uni		Turbine à effet Venturi	• 15 m de diamètre • 19 m de long	• 1 MW • 100 à 500 unités par parc, soit 100 à 500 MW	
Marénergie - Sabella HydroHelix Energies France (Quimper)		Turbine à axe horizontal	• 10 m de diamètre	• 200 kW • 1 MW pour 5 unités assemblées	
Hydro-Gen L'Aquafile France (Landéda)		Roue à aube flottante	• 2,3 x 4,5 m • 4 x 7 m	• 10 kW • 20 kW ensuite • 1 MW à terme	







Projet Constructeur Pays	Energie des courants (2/4)	Principe	Dimensions	Puissance unitaire / parc	Production estimée
Free Flow System Verdant Power Etats-Unis		Turbine tripale à axe horizontal	• 5 à 11 m de diamètre	• 35 kW à 1 MW	
ReDAPT Tidal Generation Ltd Rolls Royce Royaume-Uni		Turbine tripale à axe horizontal	• 18 m de diamètre • 27 m de haut • 80 tonnes	• 1 MW	
Neptune Aquamarine Power Royaume-Uni		Double turbine tripale à axe horizontal		• 2,4 MW	
Delta Stream Tidal Energy Ltd Royaume-Uni		Turbines à axe horizontal sur structure triangulaire stable	• Rotor de 15 m de diamètre • Base de 30 m de côté	• 1,2 MW	
Free Flow Power Free Flow Power Corp. Etats-Unis		Turbine à axe horizontal	• 1 et 2 m de diamètre	• A partir de 10 kW	
Solon Atlantis Resources Corporation Singapour		Turbine à effet Venturi		• 2 MW	







Projet Constructeur Pays	Energie des courants (3/4)	Principe	Dimensions	Puissance unitaire / parc	Production estimée
Clean Current Clean Current Power Systems Inc. Canada		Turbine à effet Venturi	• 20 m de diamètre pour 2,2 MW	• 1 à 2,2 MW	
OCGen Ocean Renewable Power Company Etats-Unis		Turbine à axe horizontal ou vertical	• 10 à 32 m de long • 2 à 5 m de diamètre	• A partir de 250 kW	
Harvest LEGI France (Grenoble)		Turbine à axe vertical	• Hypothèse : tour de 8 m de diamètre pour 12 m de haut	• Hypothèse : 300 kW	
Scotrenewable Tidal Turbine Scotrenewables Ecosse		Double turbine à axe horizontal sur flotteur	• 32 m de long • 12 m de diamètre pour chaque rotor	• 1,2 MW	
Tidal Stream Tidal Stream Royaume-Uni		Turbines à axe horizontal sur structure semi-immersée	• Rotors de 20 m de diamètre	• 2 à 6 rotors par unité • Jusqu'à 10 MW par unité	
Tidevanns Kraft Statkraft Norvège		Turbines à axe horizontal sur structure flottante		• 1 MW	

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

3. L'exploitation de l'énergie des vagues

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

Projet Constructeur Pays	Energie des vagues (2/3)	Principe	Dimensions	Puissance unitaire / parc	Production estimée
AquaBuoy Finareva Renewables Canada		Flotteur de type absorbeur	21 m de haut 3 m de diamètre	1 à 2 MW à terme	
Wave Dragon Danemark		Déferlement	<ul style="list-style-type: none"> • 220 x 390 x 19 m pour le 11 MW • 14 000 m³ 	• 4, 7 ou 11 MW	• 35 GWh pour 11 MW
OceanLinx OceanLinx Australie		Colonne d'eau oscillante	<ul style="list-style-type: none"> • Base de 20 m x 30 m • 4,5 à 7,6 m de hauteur 	• 1,5 MW	
Orecon Royaume-Uni		Colonne d'eau oscillante			
Wave Star Wave Star Energy Danemark		Absorbeur multi-flotteurs sur structure fixe	<ul style="list-style-type: none"> • 240 m de long, 20 m de haut, 40 flotteurs de 10 m de diamètre 	• 6 MW	• 1,2 à 4 GWh
Hidroflot Hidroflot Espagne		Absorbeur multi-flotteurs	<ul style="list-style-type: none"> • 44 x 44 x 24 m 	• 6 MW	

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

SITES D'ESSAIS EN FRANCE
Source: France Energies Marines)

L'IEED « France Energie Marines » est chargé au niveau national de développer des sites d'essais ouverts à tous les industriels intéressés. Actuellement deux sites sont câblés: le site de Paimpol et le site du Croisic (cf infra). Il est important de respecter les délais de câblage pour les autres sites afin de ne pas prendre de retard préjudiciable au développement des EMR. La particularité de la France est d'offrir des sites d'une grande diversité et répartis sur l'ensemble du territoire national métropolitain. Il serait souhaitable d'intégrer l'outre-mer (site d'essais houlomoteur à Saint-Pierre à la Réunion) dans ce réseau afin de couvrir l'ensemble des technologies EMR (ETM, SWAC et stockage de l'énergie). Le houlomoteur near shore (moins de 20 mètres) manque encore dans l'offre de sites d'essais.

Pour mémoire les grands sites d'essai au niveau mondial sont l'EMEC écossais, et le FORCE canadien. D'autres sites sont en cours de création, notamment en Asie. La mission a pu contribuer à l'élaboration d' un partenariat en cours de développement entre FEM et l'EMEC.

1. SITE D'ESSAIS HYDROLIEN DE PAIMPOL-BREHAT

1.1. Contexte

Comme pour l'ensemble des sites d'essais coordonnés par France Energies Marines, le calendrier de mise en place du site hydrolien doit satisfaire aux engagements contractuels des démonstrateurs cofinancés par l'ADEME au titre des Investissements d'Avenir, au premier rang desquels figure le démonstrateur ORCA qui doit être mis à l'eau à la fin de l'année 2013.

L'opportunité d'adosser un site d'essais au parc hydrolien pilote d'EDF (« le projet EDF ») a été soulignée dès le lancement du projet EDF par les différentes parties concernées – EDF, Région Bretagne, ADEME. Cet adossement permet la mutualisation de certaines études et infrastructures développées par EDF et en particulier le câble électrique sous-marin (Figure 1).

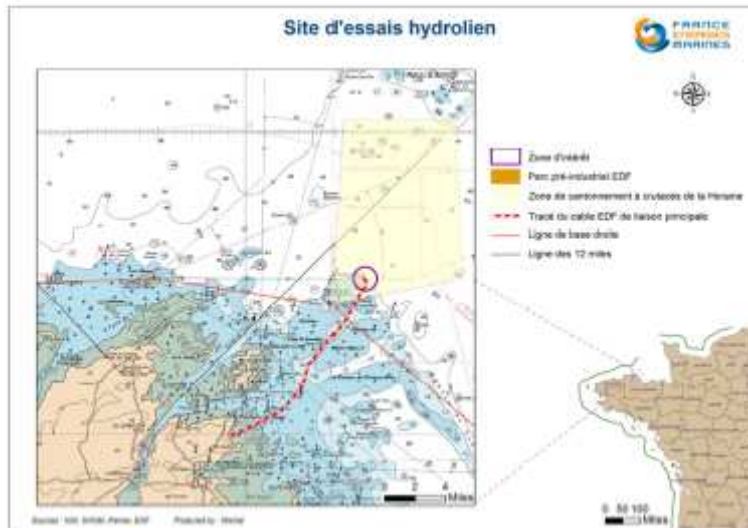


Figure 1 – Situation générale du site de Paimpol-Brehat

1.2. Description du site d'essais

1.2.1. Périmètre

Le site d'essais disposera de 2 connexions au convertisseur sous-marin mutualisé avec le projet EDF et pourra donc accueillir 2 hydroliennes simultanément. Chaque connexion sera dimensionnée pour des machines d'une puissance unitaire de 1MW. Les hydroliennes installées seront raccordées individuellement au convertisseur par l'intermédiaire d'un câble ombilical dont la fourniture et l'installation seront à la charge des utilisateurs.

Le site d'essais comprendra également de l'instrumentation, dédiée au suivi environnemental du site et au suivi des hydroliennes, et des locaux permettant d'accueillir des équipements de monitoring et de contrôle ainsi que les équipes de chercheurs, ingénieurs et techniciens.

1.2.2. Durée d'implantation

L'activité du site d'essais est initialement planifiée sur une période allant de fin 2013, pour accueillir le démonstrateur ORCA, à la fin de l'année 2019 conformément au calendrier du programme des Investissements d'Avenir. Cette période pourra être prolongée en fonction de l'évolution des technologies hydroliennes et des infrastructures d'essais nécessaires.

1.3. Etat d'avancement

1.3.1. Site d'essais

L'Ifremer a fait réaliser, en 2010 et dans le cadre de sa mission de mise en place de la plateforme technologique des EMR, l'étude de faisabilité pour l'adossage d'un site d'essais au parc pilote d'EDF. Cette étude, cofinancée par la région Bretagne, l'ADEME, le FEDER et l'Ifremer, a confirmé la faisabilité d'une telle extension. Sur cette base, les démarches de concertation ont été entamées, avec la mise en place d'un comité de suivi qui a déjà réuni par deux fois les parties prenantes locales concernées par le projet.

Ces travaux, ainsi que les travaux réalisés par les différents acteurs (ALSTOM, EDF, région Bretagne et Ifremer) ont servi de base aux réflexions du groupe de travail de France Energies Marines qui s'est attaché en particulier aux aspects structure juridique du site d'essais et articulation avec France Energies Marines, autorisations réglementaires et définitions électrotechniques du site d'essais. L'organisation juridique du site est détaillée dans la section 4.1.4.3. Les principaux éléments concernant les autorisations et la définition électrotechnique sont résumés ci-après :

- Autorisations réglementaires

Il a été décidé, en concertation avec les services de l'Etat, d'initier deux démarches parallèles :

- une procédure d'autorisations temporaires (AOT du DPM et AOT Loi sur l'Eau) liée à la mise en place de la machine ORCA. La rédaction des dossiers est pilotée par Alstom ;
- une procédure de concession pour le site d'essais pérenne, procédure qui sera initiée dès 2013.

- Définition électrotechnique

EDF a, dès le lancement de son projet, défini autant que possible une architecture électrotechnique ouverte, selon l'engagement pris avec ses cofinanceurs publics. Cependant, un certain nombre de choix techniques liés à la distance du site à la côte et aux caractéristiques des hydroliennes les plus avancées à l'époque a dû être effectué. L'architecture de la ferme pilote d'EDF, et notamment le convertisseur sous-marin qui doit être déployé par EDF sur le site de Paimpol-Bréhat en 2013 ne permet pas aujourd'hui le raccordement d'hydroliennes non auto-démarrantes ou nécessitant l'activation d'auxiliaires.

Pour augmenter les fonctionnalités nécessaires au raccordement du plus large panel de technologie et donc améliorer la flexibilité du site, une solution de stockage d'énergie sera intégrée dans l'enveloppe du convertisseur sous-marin, la solution d'ajout d'un câble pour apporter de l'énergie depuis la terre étant bien plus coûteuse. L'intégration de cette solution de stockage permettra de proposer des fonctionnalités non prévues sur les machines d'OpenHydro. Aujourd'hui, l'analyse des technologies qui ont émergé récemment a permis d'identifier les besoins en énergie, que ce soit pour leur démarrage (induction alternateur, pas variable...), pour leur arrêt (freins) ou pour d'autres auxiliaires. Le dispositif de stockage permettra ainsi au centre d'essais d'accueillir à la fois des machines auto-démarrantes, telles celle développée par OpenHydro, et des machines qui nécessitent d'actionner des auxiliaires pour démarrer ou optimiser leur fonctionnement. Ce système permettra ainsi de répondre aux besoins de certaines machines qui pourraient nécessiter un appel de puissance pour des opérations telles que le pivotement entre le flot et le jusant.

Une définition du besoin a été réalisée et une étude de faisabilité technique complétée chez le fabricant du convertisseur. Les études détaillées des équipements dédiés au site d'essais doivent maintenant être lancées avec EDF et son partenaire.

Ce développement supplémentaire permettra alors au site d'essais d'offrir 2 connexions, pour une puissance totale de 2MW, dont la première sera utilisée par le projet ORCA d'ALSTOM sur la période 2013-2014.

1.3.2. Parc pilote EDF

Une première machine a été déployée sur le site pour effectuer une série de tests d'octobre 2011 à janvier 2012. Le câble principal d'évacuation de l'énergie produite par les hydroliennes a été installé durant l'été 2012. Le planning actuel du projet de parc pilote EDF prévoit maintenant la réalisation successive des différents matériels selon l'échéancier suivant :

- Construction du poste de livraison on-shore à partir de fin 2012 - début 2013 ;
- Mise en place du convertisseur immergé à l'été 2013.

1.4. Montage du projet dans le cadre de FEM

1.4.1. Périmètre des matériels

Sur le projet pilote d'EDF, un certain nombre d'équipements seront des investissements mutualisés pour servir le projet de centre d'essai : l'enveloppe du convertisseur off-shore, le système de refroidissement et le transformateur HF du convertisseur. Ces matériels et leur installation représentent un montant prévisionnel de 6 706 k€.

A ceci s'ajoutent les investissements complémentaires spécifiques au site d'essais :

- interface convertisseur, connectique, réseau alimentation auxiliaires (1824 k€) ;
- études, ingénieries (1 167k€) ;
- instrumentation (490 k€) ;
- serveur et embarcation de maintenance (280 k€).

pour un total de 3 761 k€ de dépenses spécifiques du site d'essais, c'est-à-dire non mutualisées avec les fonctionnalités du site pilote d'EDF.

1.4.2. Plan de financement de l'investissement

- **Point synthétique : bilan estimation Coûts (années 1 à 3)**

L'investissement nécessaire à la mise en place du site d'essais hydrolien de Paimpol Bréhat et rentrant dans le périmètre d'éligibilité de l'IEED (c.à.d. hors immobilier etc.) est de 10 468k€. Cet investissement sera réalisé entre 2012 et 2013.

Cet investissement est réparti entre, d'une part les infrastructures mutualisées avec le projet EDF pour un montant de 6.7 M€ (comprenant l'enveloppe, le système de refroidissement et le transformateur HF du convertisseur) et d'autre part les investissements complémentaires du site d'essais pour un montant de 3,76 M€.

La répartition entre les différentes sources de ce financement est présentée de manière synthétique dans le tableau 1 ci-après.

privé fléché	privé cotis	public fléché	public cotis	CGI	Total
3 160	-	20	1 680	414	5 234
30%	0%	16%	4%	50%	

Tableau 1 : Répartition des contributions au financement (en k€)

- **Détail de la part privée fléchée (EDF, ALSTOM)**
EDF : apport en numéraire de 2 910 k€ permettant le rachat, par FEM, de certains actifs du projet EDF (convertisseur sous-marin et équipements internes mutualisés).
ALSTOM : apport en numéraire de 250k€.
- **Détail de la part publique fléchée (Région Bretagne)**
Région Bretagne: apport en capital de 1 680 k€ réparti sur 3 ans.

2. SITE D'ESSAIS « SEENEOH BORDEAUX »



2.1. Contexte

Le projet SEENEOH Bordeaux, situé sur la partie fluviale de l'estuaire de la Gironde, propose une étape en milieu estuarien au service du développement de la filière hydrolienne. Il permet d'organiser un passage intermédiaire dans un milieu naturel, constituant ainsi l'avant dernier stade de la « marinsation ». Ce maillon de la chaîne de développement permet de répondre à de nombreux objectifs de validations techniques tout en limitant les risques financiers induits par des dimensions sensiblement inférieures à celles des structures placées en mer. Il permet également aux industriels de se positionner sur le marché de l'hydrolien fluvial et estuarien. Ce site expérimental doit également répondre à une problématique de compréhension des interactions avec l'environnement par un suivi d'impact adapté.

Le calendrier de mise en place de ce site doit permettre de satisfaire aux engagements des industriels ayant contractés des tests à partir de mi-2013. Il est donc indispensable de mettre en perspective ce calendrier de mise en place à l'été 2013 avec celui des premiers démonstrateurs utilisateurs du site : Hydroquest (technologie française exploitant le brevet HARVEST), Hydrotube (technologie française), Instream Energy System (technologie canadienne) et Urabiïla (technologie française développée par Bertin Technologies).



Figure 4 – Situation générale du site SEENEOH Bordeaux

2.2. Description du site

2.2.1. Périmètre

Le site d'essais disposera de 3 emplacements pour tester des hydroliennes :

- Un emplacement, « Bristol » pour hydroliennes fixes de puissances unitaires maximum de 100kW. Cet emplacement est constitué d'une plate-forme fixe pérenne positionnée à l'aval de l'arche 4-5 du pont de Pierre. Cet emplacement est distant de 57 mètres par rapport à l'axe central du pont
- Un emplacement, « Bilbao » pour des hydroliennes flottantes de puissances unitaires maximum de 100kW. Cet emplacement est constitué d'une plate-forme flottante pérenne positionnée à l'aval de l'arche 4-5 du pont de Pierre sur laquelle les développeurs installeront leur turbine et chaîne de conversion associée. Cet emplacement est distant de 30 mètres par rapport à l'axe central du pont;
- Un emplacement, « Québec », pour tous types d'hydroliennes flottantes de puissances unitaires maximum de 50kW. Sur cet emplacement, le site d'essais fournit uniquement le raccordement électrique et le système SCADA.

Les 3 emplacements seront raccordés aux postes de conversion, de comptage et de livraison (réseau de distribution ERDF).

Le site d'essais comprendra également de l'instrumentation permettant d'assurer le suivi environnemental du site, ainsi que le suivi du comportement et des performances énergétiques des technologies testées.

Le centre d'études, point névralgique du site d'essais SEENEHO, sera situé au 87 quai des Queyries à Bordeaux, au sein des locaux d'Energie de la Lune. Il garantit ainsi un accueil optimal des équipes industrielles désirant accompagner leur test d'hydrolienne (confidentialité, sécurité, proximité, moyens de communication et informatiques, hôtellerie, restauration...).

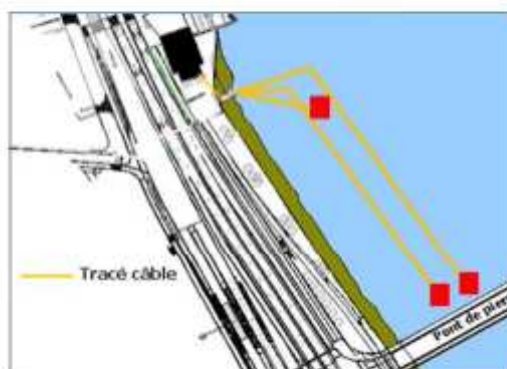


Figure 5 – Localisation des 3 emplacements et tracé des câbles

2.2.2. Durée d'implantation

L'activité du site est initialement planifiée sur une période allant de mi-2013, avec l'accueil des trois premiers démonstrateurs, à la fin de l'année 2019 conformément au calendrier du programme des Investissements d'Avenir. Ce site pourra ensuite être démantelé, reconduit ou transféré en site industriel en fonction du marché et du retour d'expérience du site d'essais.

2.3. Etat d'avancement

Le projet SEENEHO® Bordeaux a été, dès le début de l'année 2010, intégré au projet France Energies Marines. Il réunit de nombreux partenaires locaux, positionnés sur l'émergence de cette filière industrielle et soutenant l'étape expérimentale. La particularité de ce site d'essais est qu'aucun des partenaires ne développe de technologie d'hydrolienne, ce qui facilite l'accès à la clientèle.

A ce jour, avec l'ensemble des partenaires du projet, les principaux éléments suivants ont été traités :

- Autorisations administratives

Police de l'eau : projet soumis à simple déclaration,
Notice d'impact obligatoire,
Evaluation d'incidence Natura 2000 est également obligatoire.

} Avis favorable de la DDTM 33 à la date du 29 avril 2012.

Projet soumis à l'évaluation d'une commission nautique locale qui a eu lieu le mardi 18 octobre 2011 : le projet a obtenu un avis favorable à l'unanimité. Une nouvelle commission nautique locale est prévue le 15 janvier 2013 pour tenir compte des évolutions du projet, en particulier sur les aspects ancrage des plateformes flottantes et moyens nautiques d'exploitation du site.

La procédure relative à l'occupation temporaire du domaine public sous domanialité du Grand Port Maritime de Bordeaux (GPMB) est en cours : elle aboutira prochainement à une autorisation d'occupation temporaire par le GPMB couvrant la durée d'exploitation de la zone.

Urbanisme :

- Poste de livraison : projet non soumis à réglementation (Poste de livraison < 20m² de surface au sol). Utilisation du local technique BCMO ALSACE, propriété de la Mairie de Bordeaux. Quelques travaux de mise aux normes sont à prévoir. La mise à disposition du local s'est faite par voie délibérative du conseil municipal de la ville de Bordeaux du Lundi 24 septembre 2012.
- Poste de raccordement : le poste de raccordement sera constitué d'un shelter temporaire habillé afin de garantir son intégration dans l'environnement local. Un permis précaire sera délivré par la Ville de Bordeaux. La rédaction du cahier des charges de consultation du futur « concours sur esquisses » pour cet habillage est en cours en concertation avec les acteurs concernés.

Loi sur l'énergie/CODOA : projet soumis à simple déclaration : procédure portée par Dalkia France (exploitant énergétique).

- Le raccordement électrique

Définition du cahier des charges du raccordement électrique des démonstrateurs aux côtés de Valorem et ERDF. Valorem réalise une étude de conversion et de livraison. Une demande d'étude approfondie sera déposée prochainement auprès d'ERDF, dès création de l'établissement secondaire de France Energies Marines sur la parcelle du lieu de livraison.

- Définition du protocole de suivi environnemental physique et écosystémique

Définition du protocole de suivi environnemental physique et écosystémique réalisé par Energie de la Lune, en collaboration avec le partenaire Neotek, l'Ifremer et le Grand Port Maritime de Bordeaux.

- Définition du protocole de suivi de performances

Définition du protocole de suivi de performances électriques et mécaniques des démonstrateurs réalisé par Energie de la Lune et France Energies Marines, en collaboration avec les partenaires Valorem, Texsys, l'Ifremer et les industriels attendus pour des tests.

Définition du système de contrôle et de supervision réalisé par Energie de la Lune et France Energies Marines, en collaboration avec Texsys et Dalkia (CTRA Sud-Ouest) pour la gestion et le traitement des télé-alarmes..

- Relations clients

Définition des modalités d'un accompagnement de sous-traitance technique et de R&D amont et aval avec la Région Aquitaine et les agences économiques (Bordeaux Gironde Investissement, Agence de Développement Innovation Aquitaine).

Etude de marché en cours par Energie de la Lune (marché de l'hydrolien océanique, fluvial et estuarien, état de l'art, modèle économique).

Réception de lettres d'intention des futurs utilisateurs français et internationaux dès 2013.

Relations commerciales en cours avec les potentiels futurs utilisateurs du site à moyen et long termes.

Rédaction du cahier des charges technique à destination des clients du site d'essais réalisé par Energie de la Lune et France Energies Marines en collaboration avec GTM Sud-Ouest TP GC et CERENIS.

2.4. Montage du projet dans le cadre de France Energies Marines

2.4.1. Plan de financement de l'investissement

Point synthétique : bilan estimation Coûts (années 1 à 3)

L'investissement nécessaire à la mise en place du site d'essais SEENEOH et rentrant dans le périmètre d'éligibilité de l'IEED (c.à.d. hors immobilier etc.) est de 1 800 k€. Cet investissement sera réalisé en 2012 et 2013.

La répartition entre les différentes sources de ce financement est présentée de manière synthétique dans le tableau 1 ci-après.

<i>privé fléché</i>	<i>privé cotis</i>	<i>public fléché</i>	<i>public cotis</i>	<i>CGI</i>	<i>Total</i>
640	-	260	-	0	900
36%	0%	14%	0%	50%	

- **Détail part privée fléchée¹ (640.2 k€)**

- Cerenis : 25 k€
- EDF delegation regional Aquitaine : 40 k€
- ERDF gironde : 5k€
- Energie de la Lune : 30.3 k€
- GTM Sud-Ouest TP GC (groupe Vinci) : 243.7 k€
- Mixener : 40 k€
- Neotek : 52.7 k€
- Texsys : 49.5 k€
- Veolia Environnement : 150 k€
- Valorem 3.8 k€

- **Détail part publique fléchée (260 k€)**

- Conseil Régional d'Aquitaine : 100 k€
- Conseil Général de la Gironde : 20 k€
- Communauté Urbaine de Bordeaux : 100 k€
- Mairie de Bordeaux : 40 k€

2.4.2. Mode de gestion opérationnelle

a. Organisation juridique, structure porteuse - part de propriété de France Energies Marines

L'organisation juridique de SEENEOH repose sur un portage des actifs par France Energies Marines

La mise en place opérationnelle s'appuie sur une régie qui sera mandatée pour assurer la gestion administrative de l'opération. A ce jour, il a été identifié un candidat pour ce portage : le Syndicat Départemental d'Energie Electrique de la Gironde (SDEEG). En effet, le SDEEG a constitué sa régie « ENR » sous forme de régie autonome le 16 décembre 2011. La mise en place de la convention de mandat est en cours entre le SDEEG et France Energies Marines et devrait être finalisée avant fin 2012 (conseil d'administration du 14 décembre 2012).

¹ Les partenaires suivants contribuent également à la réalisation ou à l'exploitation du site par le biais de prestations : ITI Cerenis, Energie de la Lune, ERDF, GTM, Neotek, Texsys, Veolia Environnement, Valorem.

3. SITE D'ESSAIS HOULOMOTEUR SEM-REV

3.1. Contexte

Le projet de site d'essais houlomoteur SEM-REV, situé au Croisic, a été développé par l'Ecole Centrale de Nantes (ECN) depuis 2007. Le financement du projet a été initialement assuré dans le cadre du CPER 2007-2013 Pays de la Loire, complété par des financements européens (FEDER), du CNRS, du Conseil Général de Loire Atlantique et de l'ECN. Le projet entre aujourd'hui dans le cadre de France Energies Marines par le biais d'un co-investissement permettant notamment de compléter les infrastructures initiales et d'assurer l'harmonisation et la coordination de l'accès et des services avec les autres sites d'essais.

Le site devrait être opérationnel en 2013, à temps pour accueillir le démonstrateur Winflo (éolien flottant, prototype de taille réduite), cofinancé par l'ADEME dans le cadre des Investissements d'Avenir.

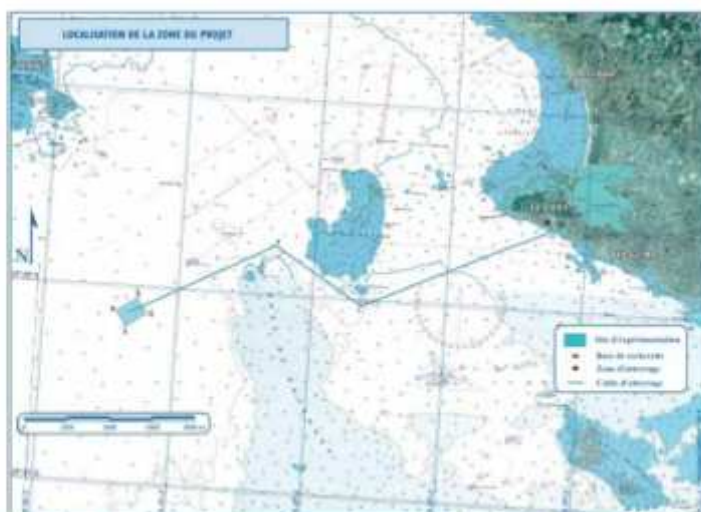


Figure 8 – Situation générale du site houlomoteur SEM-REV

3.2. Description du site d'essais

3.2.1. Périmètre

Le site d'essais dispose, dans le cadre de son financement initial, d'un raccordement au réseau d'une puissance maximale de 4MVA, le câble principal étant lui dimensionné pour une puissance maximale de 8MVA. Le site permet de recevoir et de tester jusqu'à 4 machines simultanément. Leur connexion au câble principal sera assurée par un hub sous-marin cofinancé par France Energies Marines.

Le site d'essais comprend également un système d'instrumentation, d'ores et déjà opérationnel, ainsi qu'une base de recherche permettant d'accueillir les équipes du site d'essais ainsi que les équipes des utilisateurs.

3.2.2. Durée d'implantation

L'activité du site d'essais est planifiée sur une durée de 20 ans en cohérence avec la durée de la concession d'occupation du domaine public maritime attribuée à l'Ecole Centrale de Nantes.

3.3. Etat d'avancement

Le développement du projet porté par l'ECN est maintenant en phase d'achèvement des travaux de la première phase, pour une mise en service prévue en 2013. Les principaux jalons franchis sont les suivants :

- La convention d'occupation du Domaine Public Maritime et l'arrêté Loi sur l'Eau ont été signés en juin 2011. Une demande d'avenant à la convention d'occupation du DPM a été déposée auprès des services de l'Etat en mai 2012 pour élargir le périmètre d'utilisation du site aux éoliennes offshore flottantes de taille réduite (signature prévue mi 2013),
- Le câble principal (8MVA) a été posé et ensouillé,
- La Proposition Technique et Financière pour le raccordement au réseau a été signée avec ERDF pour un raccordement d'une puissance de 4MVA. Le raccordement sera effectué fin 2012 - début 2013,
- Le poste de livraison a été construit et équipé,
- La rénovation du bâtiment de la base de recherche a été complétée et le bâtiment, qui est maintenant opérationnel, accueille d'ores et déjà l'équipe projet.
- Les bouées de signalisation et l'ensemble de l'instrumentation offshore ont été installés (le site est instrumenté depuis le printemps 2009, initialement par AOT) et sont maintenant opérationnels (données diffusées en temps réel) sur www.semrev.fr.

3.4. Montage du projet dans le cadre de FRANCE ENERGIES MARINES

Compte-tenu de l'avancement du projet porté par l'ECN, le montage retenu pour le site d'essais houlomoteur SEM-REV est un co-investissement de France Energies Marines. Les propositions relatives aux activités EMR du site seront développées conjointement entre France Energies Marines et l'ECN. Le portage du projet reste assuré par l'ECN qui pourra librement utiliser le site pour les activités hors EMR.

3.4.1. Plan de financement de l'investissement

a. Financements antérieurs (non éligibles IEED)

Le financement initial du projet est assuré dans le cadre du CPER Région Pays de la Loire ainsi que par des financements européens (FEDER), CNRS, CG Loire Atlantique et ECN. Ce financement s'élève à 14,1 M€ (T.T.C).

b. Financements IEED

- Point synthétique : bilan estimation Coûts (années 1 à 3)

Le co-investissement que France Energies Marines réalisera sur le projet SEM-REV est de 3,5M€ (H.T.). Cet investissement a pour objet principal de doter le site d'un hub sous-marin offrant 4 connexions. Il permettra également de compléter l'instrumentation du site. Ces aménagements indispensables seront réalisés dans la première phase de l'IEED et représentent environ 20% du coût total de réalisation du site d'essais.

La répartition entre les différentes sources de ce financement est présentée de manière synthétique dans le tableau 1 ci-après.

privé fléché	privé cotis	public fléché	public cotis	CGI	Total
-	1 050	700	-	1 750	3 500
0%	30%	20%	0%	50%	

Tableau 2 : Répartition des contributions au financement IEED

L'investissement de France Energies Marines dans le site SEM-REV ne fait pas l'objet de contributions privées fléchées en raison, d'une part des investissements antérieurs importants dans le cadre du CPER et d'autre part des conditions de cofinancement des premiers démonstrateurs par l'ADEME qui ne permettent pas de valoriser l'apport des membres des consortiums. En effet, le coût des essais S3 est pris en charge dans la contribution subventionnée de l'ECN au projet d'AMI, tandis que celui des essais du prototype WinFlo, couvert par l'AMI, constituera une entrée d'argent pour le site, considérée parmi les produits d'exploitation.

4. SITE D'ESSAIS EOLIEN FLOTTANT de FOS sur MER

4.1. Contexte

La définition des sites d'essais éoliens flottants a été largement initiée par les différents projets de démonstrateurs : ils ont en effet identifié des sites potentiels, en fonction de critères parmi lesquels principalement les paramètres océano-météorologiques et les marchés visés. Il est apparu, au terme d'une étude pilotée par l'Ifremer pour la définition de critères de choix d'un site d'essais éolien flottant, que la mise en œuvre d'un site d'essais éolien flottant en Méditerranée et d'un second site en Atlantique était justifiée et favoriserait l'émergence de la filière nationale ainsi qu'une prise de position pionnière sur le marché international.

Le développement du site méditerranéen au large du Golfe de Fos, projet MISTRAL, est aujourd'hui porté par deux acteurs principaux que sont Nénuphar et EDF Energies Nouvelles. Il a pour échéance le test du démonstrateur Vertiwind cofinancé par l'ADEME dans le cadre des Investissements d'Avenir, ainsi que l'implantation du premier de série cofinancé par le projet européen FP7 INFOW. Cette technologie serait ensuite déployée dans un site pilote développé par EDF-EN et situé plus au large de Fos sur Mer dénommé PROVENCE GRAND LARGE.



Figure 11 – Situation générale du site de Fos/Mer (localisation indicative)

4.2. Description du site d'essais

4.2.1. Périmètre

Le site d'essais disposera de 2 connexions à une station de connexion électrique sous-marine pour une puissance totale raccordable de 10MW, chaque prise étant dimensionnée pour une puissance maximale de 5 à 6MW (sous réserve de finalisation des études en cours). Les éoliennes seront raccordées à cette station sous-marine par l'intermédiaire d'un câble dynamique dont la fourniture et l'installation seront à la charge des utilisateurs.

Le site d'essais disposera également d'instrumentation permettant d'assurer le suivi environnemental du site et des éoliennes. Des locaux permettront d'héberger les matériels de monitoring et de gestion des données ainsi que les équipes de chercheurs, ingénieurs et techniciens.

4.2.2. Durée d'implantation

L'activité du site est initialement planifiée sur une période allant de 2014, avec la mise en place des deux machines Vertiwind – le démonstrateur cofinancé par l'ADEME puis le premier de série cofinancé dans le cadre du projet FP7 INFLOW, à 2020 conformément au calendrier du programme des Investissements d'Avenir. Les autorisations administratives du site d'essais seront donc sollicitées sur cette période.

La prolongation de l'exploitation au-delà de cette période sera étudiée en fonction de l'évolution des technologies, de l'adéquation du site au besoin des utilisateurs et du contexte local. L'option privilégiée pour une exploitation pérenne est cependant le transfert des 2 connexions du site d'essais aux bornes du projet Provence Grand Large dans l'hypothèse où ce dernier aboutirait.

4.3. Etat d'avancement

Un certain nombre d'actions a d'ores et déjà été engagé par les porteurs du projet afin de garantir la réalisation d'un site opérationnel fin 2014 pour le test du démonstrateur Vertiwind :

- Un financement européen (FP7) a été obtenu couvrant la construction et l'exploitation du site d'essai. Ce financement intervient dans le cadre du projet INFLOW d'une durée de 5 ans (2012-2016) incluant également la construction et le test d'une turbine pré-commerciale.
- Les études d'impact et la préparation des dossiers pour la demande des autorisations réglementaires sont en cours, notamment les études aviaires et faunistiques. Les dossiers devraient être déposés au premier trimestre 2013.
- Plusieurs réunion de cadrage ont été tenues avec les services afin d'initier les démarches officielles pour l'obtention des autorisations règlementaires.
- Une large concertation a d'ores et déjà été menée, et va se poursuivre, avec l'ensemble des intervenants identifiés : plus de 150 personnes ont d'ores et déjà été interviewées et près de 100 réunions organisées avec les élus, les administrations et services de l'Etat, les institutions et établissements publics, les associations, les scientifiques et les usagers de la mer. Un ensemble de mesures d'accompagnement est à l'étude afin de préserver l'intérêt des professionnels.
- L'ingénierie est en cours afin de traiter l'ensemble des points techniques.

La localisation du site a fait l'objet fait l'objet d'un avis favorable de la prudhomme de Martigues, ainsi que du Comité Régional des Pêches Maritimes. Il est d'ailleurs à noter que le site serait en partie implanté sur la zone de clappage qui est déjà non-exploitée par les pêcheurs.

4.4. Montage du projet dans le cadre de France Energies Marines

Le montage proposé pour le site d'essais éolien flottant est un portage par une structure de type S.A.S avec une prise de participation initiale de France Energies Marines dans cette structure. Dans un second temps, les actions des actionnaires industriels de la S.A.S. seraient cédées à France Energies Marines qui deviendra propriétaire à 100% du site. Le montant du rachat des actions par France Energies Marines sera déterminé en fonction de la valeur de la société à la date du rachat.

4.4.1. Plan de financement de l'investissement

a. Financements non éligibles IEED

Le site d'essais s'inscrit dans le projet INFLOW cofinancé dans le cadre du FP7 et porté par un consortium comprenant les sociétés Technip (coordinateur), EDF Energies Nouvelles et Nénuphar. Le montant de la subvention attribuée au site d'essais par le FP7 est de 3.3 M€.

b. Financements IEED

- Point synthétique : bilan estimation Coûts (années 1 à 3)

L'investissement de France Energies Marines consiste initialement à la prise de participation en numéraire dans la S.A.S. Cette prise de participation sera de l'ordre de quelques k€. Le montant exact de cette participation initiale est en cours de finalisation dans le cadre du montage de la S.A.S. prévu avant fin 2012. La contribution de la Région PACA serait reversée à la S.A.S par France Energies Marines dans le cadre d'une convention de subvention entre France Energies Marines et la Région PACA (convention qui sera présentée à la commission permanente de décembre) et d'une convention de reversement entre France Energies Marines et la S.A.S.

- Détail de la part privée fléchée

La contribution privée au site de Fos sur Mer interviendra à la fin de la première phase lors de l'apport des actions de la S.A.S. détenues par les acteurs privés à France Energies Marines. France Energies Marines se trouvera dès lors doté d'un capital social accru dans la SAS.

EDFEN : la valeur des actions de la SAS sera déterminée par un commissaire aux apports au jour de cet apport à France Energies Marines, sur la base d'un apport initial de 1M€.

Nénuphar : la valeur des actions de la SAS sera déterminée par un commissaire aux apports au jour de cet apport à France Energies Marines, sur la base d'un apport initial de 1M€.

Une analyse fiscale sera nécessaire.

Ces apports de titre viendront abonder la part OPEX de France Energies Marines, en justification de la contribution des investissements d'avenir sur les programmes de R&D.

- Détail de la part publique fléchée

Région Provence Alpes Côtes d'Azur : apport en numéraire de 1,5 M€.

Organisation juridique, structure porteuse - part de propriété de FRANCE ENERGIES MARINES

La structure porteuse et entière propriétaire du site d'essais de Fos sur Mer, sera une S.A.S. dont la création est prévue à la fin 2012. Les trois actionnaires initiaux de cette société seront EDF énergies nouvelles, Nénuphar et France Energies Marines

Coûts et revenus d'exploitation

Les coûts d'exploitation du site comprennent la maintenance planifiée, la maintenance non planifiée, les taxes, les charges de personnel, les loyers et les assurances ainsi que les provisions pour démantèlement. Les coûts d'exploitation sont estimés à titre préliminaire à 500k€ par an.

Les revenus d'exploitation sont de plusieurs types :

- Les revenus provenant de la location des emplacements du site d'essais et des prestations de tests. Il est à noter que l'utilisation du site par les machines Vertiwind ne donnera pas lieu au versement d'un loyer, le projet FP7 comprenant l'investissement initial et l'utilisation du site par Vertiwind.
- Les revenus provenant de la vente de l'électricité produite par les démonstrateurs, à l'exception des machines Vertiwind dont le produit sera reversé au consortium industriel.

Gestion des risques et portage des responsabilités

Les responsabilités et risques liés à la mise en œuvre et à l'exploitation du site d'essais éolien flottant sont portés par la S.A.S., propriétaire du site. Un plan d'assurance sera étudié afin de répondre aux responsabilités de la S.A.S. Une partie des risques sera d'autre part transférée aux utilisateurs à qui il sera demandé, par le biais du contrat et du cahier des charges d'utilisation, de pouvoir démontrer d'un niveau de couverture suffisant.

5. SITE D'ESSAIS EOLIEN FLOTTANT ATLANTIQUE

5.1. Contexte

La définition des sites d'essais éoliens flottants a été largement initiée par les différents projets de démonstrateurs qui ont identifié des sites potentiels en fonction de différents critères parmi lesquels les paramètres océano-météorologiques et les marchés visés. Il est apparu, au terme d'une étude pilotée par l'Ifremer pour la définition de critères de choix d'un site d'essais éolien flottant, que la mise en œuvre d'un site d'essais éolien flottant en Méditerranée et d'un second site en Atlantique était justifiée et favoriserait l'émergence de la filière nationale ainsi qu'une prise de position pionnière sur le marché international.

Sur la façade Atlantique, le consortium industriel Winacelles, porteur de la technologie Winflo regroupant notamment les sociétés Nass&Wind Industrie, DCNS et Vergnet, s'est positionné pour un co-investissement avec la région Bretagne sur un site d'essais au large de Groix, adossé au développement d'un site pilote.



Figure 15 – Zone d'étude du site d'essais éolien flottant Atlantique

5.2. Description du site d'essais

5.2.1. Périmètre

Le site d'essais sera développé sur une zone qui pourra accueillir à la fois le site d'essais et un site pilote, permettant ainsi de mutualiser les infrastructures de raccordement électrique. Le site d'essais offrira deux connexions d'une puissance unitaire de 6MW. Les éoliennes flottantes seront raccordées à une station de connexion sous-marine par l'intermédiaire d'un câble dynamique dont la fourniture et l'installation seront à la charge des utilisateurs.

Le site disposera également d'un système d'instrumentation permettant le suivi environnemental du site et le suivi des éoliennes. Des locaux permettront d'héberger les matériels de monitoring et de gestion des données ainsi que les équipes de chercheurs, ingénieurs et techniciens.

5.2.2. Durée d'implantation

L'activité du site d'essais est initialement planifiée sur une période allant de 2016, avec le test de la première machine multi-mégawatt Winflo, à la fin de l'année 2019 conformément au calendrier du

programme des Investissements d'Avenir. Il est bien entendu envisagé que cette activité se prolonge au-delà de cette période en notant notamment que la convention d'occupation du Domaine Public Maritime sera sollicitée pour une durée de 20 ans et que le parc pilote sera opéré sur cette durée.

5.3. Etat d'avancement

L'objectif initial en terme de planning était de disposer d'un site d'essais opérationnel en 2013 afin d'accueillir le démonstrateur Winflo cofinancé par l'ADEME dans le cadre des Investissements d'Avenir.

La mise en place d'un site éolien flottant dédié à une telle échéance s'avérant difficile, au vu notamment du planning de mise en place de France Energies Marines, et les caractéristiques du démonstrateur Winflo ayant évolué (premier démonstrateur d'une puissance nominale réduite à 1 MW et donc de dimensions réduites par rapport au projet initial et à celles de la future machine industrielle multi-mégawatt), le consortium Winflo a décidé de tester cette première machine 1 MW sur le site houlomoteur SEMREV.

La nécessité de disposer d'un site d'essais éolien flottant sur la façade Atlantique demeure cependant bien réelle, pour permettre notamment le test de la première machine multi-mégawatt Winflo dont les caractéristiques exigeront une profondeur minimum de 50m. Ce site devrait être opérationnel à l'horizon 2016 et sera articulé avec un site pilote regroupant plusieurs machines Winflo.

C'est en ce sens que le porteur du projet industriel s'est engagé au côté de la Région Bretagne pour contribuer, au travers de France Energies Marines, à la mise en place d'un site d'essais au large de Groix. Cet adossement d'un site pilote au site d'essais représente une démarche similaire à celle retenue dans l'hydrolien : elle permet la mutualisation des retours d'expérience et des infrastructures lourdes que sont le câble sous-marin et le raccordement au réseau.

Les principaux acteurs ont, sur la base des travaux initiés par le consortium industriel, entamés un certain nombre d'actions afin de garantir la réalisation d'un site d'essais opérationnel à partir de 2016 :

- Les actions de concertation sont en cours avec les différents acteurs et un comité de suivi a été mis en place afin d'optimiser la définition de ce site mutualisé et d'en assurer l'acceptabilité locale,
- La localisation du site doit faire l'objet d'une analyse détaillée afin d'en optimiser les contours en tenant comptes des contraintes techniques, économiques et des contraintes liées aux différents usages existants,
- Une réflexion pour définir la structuration juridique du site et proposer une structure porteuse dont l'objet serait de porter le développement du site jusqu'à l'obtention des autorisations.

Il est prévu que l'ensemble de ces travaux, qualifiés de pré-développement, soient complétés dans les prochains mois et qu'ils permettront de :

- finaliser la localisation exacte du site ;
- préciser les principales caractéristiques techniques du site ;
- confirmer le périmètre des études nécessaires aux dossiers d'autorisations administratives ;
- mettre en place la structure porteuse de la phase de développement.

5.4. Montage du projet dans le cadre de FRANCE ENERGIES MARINES

Le calendrier proposé implique que les investissements seront répartis entre la fin de la première phase (20%) et le début de la deuxième phase de France Energies Marines (80%). Comme indiqué précédemment, le montage juridique précis du projet fait l'objet de travaux et reste à déterminer. Il est cependant prévu que France Energies Marines prenne une part majoritaire dans la structure portant la phase de développement du site, sur son périmètre global site d'essais et site pilote, le faible surcoût lié au développement du site pilote étant supporté par un apport direct du consortium industriel à la structure porteuse.

Dans la seconde phase, qui correspondra pour le projet à la phase de réalisation et de mise en place, les investissements réalisés seront clairement répartis entre site d'essais et site pilote.

5.4.1. Plan de financement de l'investissement

a. Financements IEED

Le budget exact du site d'essais de Groix adossé à un site pilote est de 10M€. Il sera attribué et dépensé au prorata précédemment indiqué entre les deux phases.

<i>privé fléché</i>	<i>privé cotis</i>	<i>public fléché</i>	<i>public cotis</i>	<i>CGI</i>	<i>Total</i>
500	100	500	-	900	2 000
25%	5%	25%	0%	45%	

Tableau 3 : Répartition des contributions au financement IEED sur les 3 premières années

Le détail des contributions fléchées des membres de France Energies Marines sur un site d'essais éolien flottant Atlantique est rappelé ci-après :

- Détail de la part privée fléchée

Partenaires industriels du consortium Winflo au travers de la société commune mise en place : apport en numéraire de 2,5 M€ (dont 500k€ pour la période 2012 – 2014).

- Détail de la part publique fléchée

Région Bretagne : apport en numéraire de 2,5 M€ (dont 500k€ pour la période 2012 – 2014).

5.4.2. Mode de gestion opérationnelle

Le mode de gestion opérationnelle s'inspirera des retours d'expérience des autres sites d'essais qui seront mis en œuvre par France Energies Marines tout en tenant compte du contexte spécifique au site d'essais éolien flottant et en particulier de l'articulation entre le site d'essais et le site pilote.

Les principes généraux qui sous-tendent le modèle économique du site d'essais sont les suivants :

- Les installations techniques sont amorties sur 20 ans, en différenciant CAPEX privé et CAPEX public, ce dernier étant, dans les comptes d'exploitation, compensé par une subvention d'investissement.
- La dotation aux provisions pour démantèlement, dont le montant est à confirmer avec l'administration, est étalée sur 20 ans.
- La production d'électricité produite par les démonstrateurs clients du site d'essais est revendue par le site d'essais au tarif en vigueur.
- Les tarifs pratiqués pour la location des emplacements d'essais sont identiques pour l'ensemble des clients en notant toutefois qu'un tarif réduit est appliqué aux utilisateurs ayant contribué à l'investissement initial par leur apport en CAPEX à France Energies Marines. Le tarif réduit sera appliqué à concurrence du montant de leur part de participation à l'investissement initial après quoi le tarif général sera appliqué.
- Le tarif client du site d'essais est calculé pour équilibrer les charges, déduction faite de la part de la dotation aux amortissements équilibrée par la subvention aux investissements. Le tarif réduit du site d'essais ne supporte quant à lui que la part OPEX de ces charges.

5.4.3. Analyses des risques

Le retour d'expérience des autres sites d'essais permettra de définir le plan d'assurance nécessaire afin de répondre à l'ensemble des responsabilités de France Energies Marines au regard de la structuration juridique qui sera mise en place.

Annexe - 4 Potentiels, objectifs, capacités

Potentiel des EMR dans le monde

Le potentiel théoriquement exploitable des EMR est considérable.

L'IEA/OES dans sa vision 2012 estime le potentiel des EMR liées aux marées et courants (hydrolien, marémoteur) et aux vagues (houlomoteur) pour 2050 à 337 GW de capacité installée, 1,2M d'emplois créés (160 000 emplois directs en 2030 hors éolien), 61,8 G\$ d'investissements et 1 Gt de CO₂ économisée. Un potentiel similaire est espéré pour l'ETM. L'EU-OEA pour sa part estime le nombre d'emplois créés directement et indirectement à 470000 en 2050.

Plus que la puissance installée des EMR intermittentes (sauf ETM), c'est l'énergie annuelle recueillie qui importe. Le potentiel (mondial, européen et national) est présenté dans le tableau suivant, avec les sources, en raison de la disparité parfois importante des chiffres:

Filière	Technique	Ressource mondiale annuelle (production annuelle, TWh/an)	Ressource européenne annuelle (production annuelle, TWh/an)	Ressource nationale annuelle (puissance GW)	Ressource nationale annuelle (TWh/an)	Potentiel national exploitable techniquement en 2020 (TWh/an)	Nombre d'heures (par an, 8760h) de fonctionnement à pleine puissance (h)
Hydrolien	Hydrolienne 1 à 2 MW	1200 Twh/an (IEA/OES 2012) 300-800 Twh/an (IEA/DGEC2010) 450 Twh/an (CESER Bretagne) 400-800 Twh/an (Coriolis2010)	15-35 Twh/an (EDF, Coriolis2010) 23-42 Twh/an (Oxford2005) 3,1-35 Twh/an en 2020 (EOEA)	0,4 GW (ifremer) 0,4 (ppi 2009) 2,5-3,5 (EDF, CESER Bretagne) 2-3 (coriolis2010)	5-14 Twh/an (EDF)	1,5 Twh/an (FEM2012) voire 10 Twh/an en 2040 (FL, communication personnelle)	3000-4000 h 3500 h
Éolien flottant	Éolienne, 2 à 6 MW	70 Twh/an (19 GW)	0,7-1,5 Twh/an en 2020 14-20 Twh/an en 2030 (EWEA)	1 GW?	200 Twh/an (ademe dgec2012) 30 Twh/an (posé et flottant) (AIE)	2,5 Twh/an 1GW soit 5 Twh/an (FEM2012)	3000-4000 h
Houlomoteur	Divers, 0,25 à 1 MW	29500 Twh/an (IEA-OES 2012) 80000 Twh/an (FEM2012) 8000-80000 Twh/an (IEA/DGEC2010) 1400 Twh/an exploitable (CESER Bretagne) 2000-8000 Twh/an (Coriolis2010)	150 Twh/an (D&W) 150 Twh/an (Coriolis2010)	0,2 GW (ifremer) 0,2 GW (ppi2009) 10-15 GW (Coriolis2010)	40 Twh/an (FEM2012, ECN) 40 Twh/an exploitable (CESER Bretagne) 40 Twh/an (Coriolis2010, France métropolitaine)	0,8 Twh/an (FEM2012)	2500-4500 h 4000 h
ETM	Machine thermique embarquée, 10 MW	44000 Twh/an (IEA/OES 2012) 10000 Twh/an (IEA selon DGEC)	0 Twh/an en Europe Continentale (Coriolis2010)	0,2 GW (ifremer) 0,2 GW (ppi 2009)	20000 Twh/an	1,4 Twh/an	8000 h (7000-8760 h) 7000 h
Marémoteur		300-800 Twh/an (IEA/DGEC 2010) 380 Twh/an		0,5 GW (ifremer) 0,5 GW (ppi2009) 25 GW (FL)	100 Twh/an	2,5 Twh/an (FL)	2500 h 2500 h

		(WEC)					
Osmotique		1650 Twh/an (IEA/OES 2012) 2000 (IEA/ DGEC2010) 1600 Twh/an (Statkraft /CESER Bretagne) 1700 Twh/an (Coriolis2010)	170 Twh/an (Ademe2009) 200 Twh/an (Coriolis2010)				8000 h?
TOTAL		12720- 127720 Twh/an	335,7-385 Twh/an ou plus	2,5-44,7 GW	20175-20184 Twh/an	8,6-11,1 Twh/an	

Source: IEA/OES, FEM, CESER Bretagne, WEC, EDF, Ifremer, mission EMR

On constate que le potentiel à l'échelle mondiale est considérable, avec de très fortes variations selon les estimations. Le productible à court et moyen terme est néanmoins limité du fait des verrous techniques et économiques. Une forte croissance est cependant attendue ou espérée autour de 2025-2030 avec le développement des filières industrielles correspondantes. De fait, les EMR ne sont pas seulement un sujet énergétique, mais un enjeu de création de filière industrielle compétitive génératrice d'emplois locaux,

A l'horizon 2020 le gisement techniquement exploitable (hors éoliennes offshore posées qui ne font pas partie du cadre de la présente mission) représente en France de 8, à 11 Twh/an soit la production d'un réacteur nucléaire ou un et demi. Mais le gisement techniquement exploitable à terme est par contre bien supérieur, et l'importance des EMR tient aussi à leur potentiel économique industriel et commercial. Les EMR contribueront ainsi significativement à la production nationale après 2020, mais c'est maintenant qu'il faut prendre les orientations adéquates pour créer les filières industrielles pertinentes. Or la question du phasage est primordiale: une démarche trop rapide fait prendre des risques inconsidérés avec des technologies trop peu éprouvées ou trop chères, mais une démarche plus sûre pour l'investisseur et trop lente abandonne le marché au premier entrant.

La France dispose, en Europe, du second potentiel hydrolien derrière l'Écosse (raz Blanchard : 15 Twh/an théoriques et raz Barfleur : 9,5 Twh/an théoriques pour une puissance combinée de 3 GW ; Fromveur : 300-500 MW), et d'un potentiel significatif éolien flottant en Méditerranée (Golfe du Lion en Languedoc, Corse du sud) et en Manche. Le potentiel houlomoteur lointain (offshore) est meilleur en Bretagne, et le potentiel houlomoteur proche des côtes (nearshore) est meilleur sur la façade Atlantique sud, en Aquitaine. La zone intermédiaire entre Bretagne et Gironde est propice à des dispositifs combinant l'éolien et le houlomoteur. Avec l'outre-mer, son potentiel toutes EMR confondues est considérable. La France est la seule nation européenne à disposer d'un potentiel significatif dans toutes les filières EMR, et y conduit d'ailleurs des projets à différents niveaux de maturité.

Objectifs français en matière d'EMR

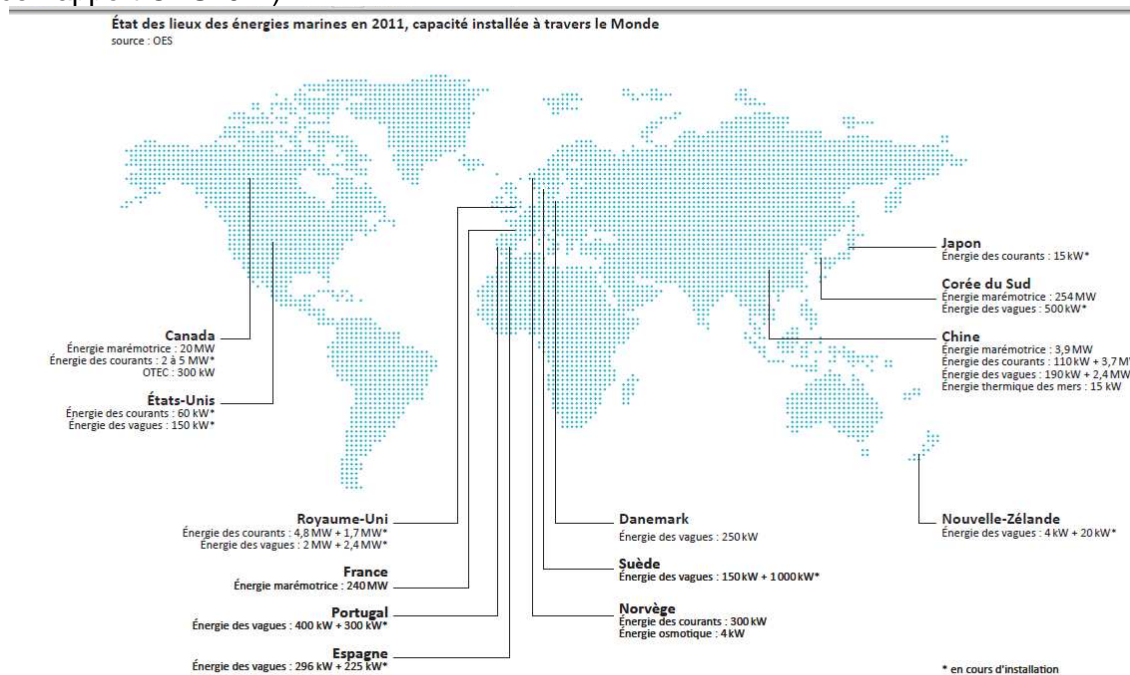
Les objectifs des autres pays sont présentés dans les fiches pays correspondantes. Quelles sont les orientations et objectifs en France?

En France, il existe plusieurs orientations quantifiées: programmation pluriannuelle des investissements d'électricité (PPI de 2003, 2006, 2009), étude prospective de l'Ifremer de 2009 avec ses 4 scénarios et son scénario normatif sur la base du Grenelle de l'environnement, feuille de route sur les énergies marines renouvelables de l'ADEME en 2009, plan national en faveur des énergies renouvelables de 2010...

Ces orientations (pour 2020 sauf mention contraire) sont présentées dans le tableau ci après:

Source d'énergie	PPI 2003	PPI 2006	Puissance installée 2009	PPI 2009	Scénario normatif Ifremer 2009 (et extrêmes des autres scénarios)	Feuille de route ADEME 2009	Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables 2010
Éolien offshore posé	500-1500 MW éolien offshore en 2007	4000 MW éolien offshore	0 MW	6000 MW éolien offshore	4000 MW (3000 h/an) 2000-10000 MW	4000 MW	6000 MW
Éolien offshore flottant						1000 MW	
Hydrolien			0 MW		400 MW (3500 h/an) 50-1000 MW	400 MW	50 MW
Houlomoteur			0 MW		200 MW (4000 h/an) 100-2000 MW	200 MW	50 MW
Marémoteur			250 MW		500 MW (2500h/an) 240-400 MW	500 MW	250 MW
ETM (électricité tropique)			0 MW		200 MW (7000 h/an) 50-115 MW	200 MW	40 MW
ETM (climatisation tropiques)					40 Mwf 200-2000 Mwf		
ETM (climatisation métropole)					15 Mwf 200-800 Mwf		

Capacité installée dans le monde (source: rapport OES2011)



Les réalisations actuelles sont très en deçà du potentiel. Il importe donc de poursuivre le développement des filières pour que ce potentiel se réalise concrètement.

Annexe - 5 Acteurs de la filière EMR

La Recherche et Développement

Le domaine des EMR est éminemment pluridisciplinaire et la R&D concerne les matériaux, les dispositifs éoliens et hydroliens, la mécanique des fluides, la thermodynamique, l'électrotechnique et la gestion de réseau, l'environnement physique et vivant, l'économie, la politique, etc.

Les pays actifs en R&D des filières EMR, hors la France, sont le Royaume-Uni, l'Irlande, le Danemark, la Norvège, l'Espagne et le Portugal, puis les Pays-Bas, l'Allemagne, la Suède, et, hors Europe, le Japon, le Canada, l'États-Unis, l'Australie, la Chine. (FEM2012).

Le rapport 2011 de l'IEA/OES (accord d'implémentation Ocean Energy Systems de l'Agence Internationale de l'Energie) documente ci-après l'effort déclaré de R&D de ses membres par pays en matière d'EMR. La France est observateur et devrait devenir membre actif prochainement.

	Recherche et démonstration			Démonstration technologique		
	Investissement		Observations	Investissement		Observations
	Public (M€)	Privé (M€)		Public (M€)	Privé (M€)	
Australie	Moyen-haut	Moyen-haut		faible	faible	
Belgique	2,8	1,3	BOREAS, WecWakes et FlanSea			
Canada	>33,75	>18,75		>22,5	>60	Estimations
Chine				1,3	0,2	marémoteur
Chine				3,8	1,8	hydrolien
Chine				3,8	1,6	houlomoteur
Corée	5,5	0,8	Programmes d'éducation inclus	10,5	4	Sans compter l'usine marémotrice de Sihwa, 254 MW
Danemark	1,5	n/d				
Espagne	4,5	8	Estimations	2		Bimep: Biscaye Marine Energy Platform
France	3	18	Estimation à confirmer	3	18	Estimations à confirmer
Irlande	5,5	4,5				
Mexique	1,8	0		0	0	
Norvège	2	3,2	Investissement privé sans doute supérieur	0,5	4,7	Investissement privé sans doute supérieur
Nouvelle Zélande	0,9	?	3 programmes de R&D: investissement privé ≥ public	2,4	3,6	Estimation (abondement 60%)

Royaume-Uni	200M€ de 1999 à 2012, public et privé, de soutien à la R&D; le financement public est conditionné par l'existence d'un même effort privé					
Suède	1,5	2		15,5	13,4	
USA	4,4	2,2	DOE; la partie privée est déduite de la part privée requise	1,5	10,4	DOE; la partie privée est déduite de la part privée requise

Source: OES2011, FEM2012,...

L'effort de R&D français est donc significatif, au regard de cette comparaison internationale. En France les acteurs de la R&D sont multiples. La plupart sont présents dans l'IEED France Energies Marines, lauréat du grand emprunt, qui regroupe « *acteurs de la recherche publique reconnus internationalement dans le domaine des EMR, de l'ingénierie navale et offshore (Ifremer, ECN, IFP Energies nouvelles, UBO, ENSTA Bretagne, Ecole Navale)* » et « *compétences industrielles dans des technologies indispensables aux filières des EMR : ingénierie offshore et construction d'infrastructures (notamment pour les fondations de l'éolien flottant), câbles électriques sous-marins (toutes filières), ingénierie sous-marine (applicable à l'énergie thermique des mers), expérience considérable dans les turbines et générateurs électriques (savoir-faire de premier plan acquis dans l'hydroélectricité applicable aux hydroliennes, par exemple). Ces compétences sont notamment portées par de grands noms industriels : ALSTOM, AREVA Renouvelables, DCNS, EDF, TECHNIP, STX...* »

France Energies Marines fédère une part importante des recherches et développements conduits en EMR en France, mais pas la totalité. Les sites d'essais sont la priorité de FEM, la recherche collaborative est aussi partie de ses objectifs à terme. La mise en place de FEM prend du retard, ce qui est préjudiciable au développement des EMR en France. Après la R&D viennent les prototypes à échelle réduite puis à échelle entière. La validation des technologies, au niveau composant puis système, est primordiale et doit se faire en mer, d'abord individuellement puis par des fermes pilotes pour tester les interactions entre dispositifs et la production électrique réelle. Au niveau européen les sites d'essai sont les suivants:



L'entreprise privée à but non lucratif EMEC Ltd, en Écosse, est le centre d'essais le plus abouti et a été visité par la Mission EMR. Au niveau mondial on peut aussi citer le FORCE canadien. Ces centres ont bénéficié de financements publics cumulés considérables et encore dominants au regard de leurs ressources propres issues de la location de sites d'essais. L'IEED France Energies Marines créé en 2012 a pour priorité la consolidation de la recherche collaborative et la mise en place de sites d'essais qui apporteront aux utilisateurs des concessions, infrastructure électrotechnique (câble), branchement sous-marin, etc. Les sites d'essais permettent le test de

prototypes en vraie grandeur, et dans FEM les frais de fonctionnement doivent en principe être couverts par les revenus issus de l'activité de tests. La question des fermes pilotes n'est pas de leur ressort et s'inscrit dans une phase ultérieure de développement. Une question non résolue est celle de la collaboration pré-compétitive au niveau des développements entre industriels en situation de concurrence. La mission considère que des progrès peuvent être faits dans le sens d'une plus grande coopération et mutualisation des informations, afin d'éviter les études redondantes et les surcoûts, ce qui permettrait d'allouer des ressources à des sujets insuffisamment traités. Quelques exemples: études bathymétriques redondantes dans le raz Blanchard, intervention à renforcer du SHOM, absence d'étude coopérative sur les effets de sillage, etc...

Les industriels

Les pays actifs au niveau mondial en EMR sont les suivants (FEM2012 et autres sources):

Filières	Pays actifs en R&D et en investissement opérationnel	Observations
Eolien offshore	Danemark, Allemagne, Norvège, Grande Bretagne, USA, Espagne, Irlande, Suède, Pays-Bas, Belgique, Italie, Grèce, Japon, Chine, France	L'éolien offshore est, comme les EMR, une affaire plutôt européenne. La catastrophe de Fukushima va entraîner une forte implication du Japon, où l'éolien offshore sera a priori flottant du les profondeurs de mer.
Hydrolien	Grande Bretagne, France, Norvège, Italie, USA, Canada, Singapour, Australie	Gisements très localisés et bien identifiés
Houlomoteur	Grande Bretagne, Portugal, Espagne, Pologne, USA, Japon, Allemagne, Inde, Australie	Gisement diffus
ETM	France, USA, Inde, Japon, Taiwan	Important marché de niche insulaire

Des acteurs industriels importants au niveau européen voire mondial sont présentés dans le rapport OES2011:

Industriel	Pays	CA 2011	Implication
ABB	Suisse	33 G€	Investissement dans le britannique Aquamarine Power (houlomoteur) et fournisseur de l'écossais Pelamis Wave Power Ltd (houlomoteur)
Alstom	France	22 G€	Centre EMR à Nantes Éolien offshore posé 40% dans l'écossais AWS Ocean Energy (houlomoteur) Acquisition du britannique Tidal Generation Ltd alias TGL (hydrolien) auprès de Rolls Royce Joint venture avec SSE
Andritz	Autriche	5 G€	Majorité dans le norvégien Hammerfest Strøm (hydrolien)
DCNS	France	2,6 G€	Acquisition de 60% de l'irlandais OpenHydro (hydrolien) fin 2012 ; implication surtout en hydrolien, puis ETM, éolien flottant, et enfin houlomoteur
Nexans	France		Câblage
Siemens	Allemagne	74 G€	Acquisition du britannique Marine Current Turbines alias MCT (hydrolien) Co-entreprise Voith Hydro avec Voith Éolien, hydrolien
STX France	Corée/France		Fourniture prévue d'embases et de barges
Technip	France		Expérience offshore et fourniture de flotteurs pour Hywind (éolien flottant), Vertiwind (éolien

			flottant)...câblage
Total	France		Investissement dans 25% du capital de Scotrenewables (hydrolien flottant)
Voith	Allemagne	6 G€	Hydrolien houlomoteur

Areva n'est pour l'instant présent que dans l'éolien offshore posé.

On observe ces dernières années, notamment pour la filière hydrolienne, une consolidation du fait de l'industrie continentale (Allemagne, France, Autriche, Suisse) qui rachète des entreprises technologiques des îles britanniques, Royaume-Uni et Irlande notamment.

Outre ces majors industriels, une multitude d'acteurs existe dans un écosystème complexe comprenant petites entreprises et jeunes pousses technologiques (:cf les projets en éolien flottant Vertiwind (Nenuphar), et Winflow (Nass&Wind) sélectionnés par l'AMI de l'ADEME et le grand emprunt, ; Vertimed (Nenuphar) est lauréat du programme européen NER300 t; en hydrolien Sabella est un autre lauréat du Grand emprunt, comme ORCA (Alstom)), développeurs, énergéticiens et entreprises de réseau éventuellement investisseurs, spécialistes en génie maritime, installateurs et entreprises de maintenance, etc. Ces acteurs français et étrangers sont récapitulés dans la note stratégique de l'ADEME en cours de préparation et devant accompagner la prochaine AMI sur les EMR

	Hydrolien marin		Hydrolien fluvial		Houlomoteur onshore		Houlomoteur offshore		Éolien flottant		ETM		
Energétique	EDF EN GDF SUEZ	Scottish Power (UK) Alderney Renewable Energy (UK) Statkraft (SE) International Power (UK) E.ON (GE) Nova Scotia Power (CA) RWE (GE) DONG (DK) Bord Gais (IE)	EDF SEI Energie de Tahiti Veolia Environnement			Energinet (DK) Iberdrola (SP) EDP (PT)		E.ON (GE) Iberdrola (SP) SSE Renewables (UK) Vattenfall (SE)	EDF EN	EDP (PT) Statoil (NO) SSE (UK) E.ON (GE) RWE (UK) Centrica (UK) Repsol (SP)	Pacific Petroleum (PF) Bahamas Electricity Corporation (US)		
Développeur	Eole Generation EDF EN WPD Offshore Energies du Nord (filiale DBE)	Mainstream (UK) DP Marine Energy (IE) SSE (UK) Scottish Power (UK) DBE (BE) SgurrEnergy (UK)	Energie de la Lune				EDF EN	SSE Renewables (UK) SgurrEnergy (UK)	EDF EN VALOREM	Mainstream (UK)			
Turbines	Sabella Alstom TGL Alstom Beluga Alstom Orca DCNS Le Gaz Integral	Siemens (GE) Voith (GE) Andritz-Hammerfest (AU-NO) Atlantis Resource - Lockheed Martin (UKUS) Kawasaki (JP) Verdant Power (US) Hyundai (KR)	Instream Energy Hydroquest Eco-Cinetic Aquaphile Bertin Technologies		Doris Engineering Principia	Voith (GE) Wave Star (DK)	SBM France D2M DCNS Alstom Principia	Ocean Power Technologies (US) Pelamis Power (UK) Aquamarine (UK) Carnegie (AU)	Technip DCNS Vergnet Nenuphar Principia Saipem	Blue-H (NL) Mitsubishi (JP) Hitachi (JP) Gamesa (SP) Siemens (GE) Vestas (DK) Acciona (SP) Sway (FL)	DCNS STX	Lockheed Martin (US) Xenesys (JP) Otecpower (US) Ote Corporation (US)	

Intégration réseau raccordement	Converteam Comex Nexans Silec Powersea	JDR Cables (UK) ABB (GE) Draka (NL) Tecnalia (SP) SMD (UK)					Nexans Silec France Telecom Marine	ABB (SW)	Nexans Silec Alstom Grid	ABB (SW) General Cables (US)		
Fondations ancrages	Freyssinet Saipem STX Bouygues Eiffage	Balfour Beatty (UK) Cherubini Metal Works (CA)							Ideol Arcelor Mittal Wire Le Béon DCNS Technip Eiffage Mecasoud	Balfour Beatty (UK) Smulders (NL) Principle Power (US) Gicon GmbH (DE) Gusto (NL) Mitsubishi (JP) Vicinay Cadenas (SP) SBM Offshore (NL)		
Installation maintenance	STX DCNS Geocean France Telecom Marine Saipem LD Travocéan SDI	Mc Laughlin and Harvey (UK) DEME (BE) Huisman (NL)			DCNS		DCNS	DEME (BE) Mitsui Engineering & Shipbuilding Co. Ltd (JP)	VSM	Navantia (SP)	DCNS Geocean	

Source: note stratégique ADEME v1.2 du 15/11/2012

Ce tableau synoptique non exhaustif montre que dans certaines activités la France dispose de leaders mondiaux, parfois sans concurrence immédiate.

Les énergéticiens et les entreprises du réseau électrique

La production d'électricité issue des EMR pose de problèmes particuliers aux entreprises de réseau: l'énergie peut être intermittente et la stabilité du réseau doit être assurée (en pratique l'arrêté du 23 avril 2008 limite à 30% la puissance appelée intermittente afin d'assurer cette stabilité ce qui peut poser problème hors métropole); sa production doit bénéficier de sites appropriés, malaisément accessibles et où la maintenance est coûteuse; elle doit être acheminée à terre par câbles sous-marins, éventuellement via des sous-stations, et écoulee, ce qui requiert des travaux de raccordement lourds au réseau. La production amène aussi des conflits d'usage potentiels avec d'autres activités (activités nautiques, navigation, etc.). La résolution de ces conflits est liée à une planification spatiale maritime intégrée et possiblement transfrontalière, avec des zonages clairs, des conditions et des schémas de raccordement au réseau réalistes.

Le rapport IEA/OES 2011 fait la liste des entreprises de réseau actives dans les ERM. Cette liste est limitée aux pays membres de l'accord d'implémentation IEA/OES.

Allemagne	E.ON	Installations de test et prototypes, tests à EMEC
Allemagne	RWE	Installations de test et prototypes, part dans Voith Hydro Ocean Current, tests à EMEC
Belgique	Electrawinds	Partenaire du projet FlanSea
Canada	NALCOR – Newfoundland and Labrador	Développement de technologie pour gestion de microréseau
Canada	EMERA / Nova Scotia Power	Open Hydro investisseur, démonstrateur technologique, développement planifié
Canada	Hydro Quebec	Implication dans deux démonstrations technologiques
Canada	Ontario Power Authority	Tarif d'achat pour l'hydroénergie pour développement de projet
Canada	Manitoba Hydro	Accès à site pour R&D et démonstration technologique

Canada	BC Hydro	Offre permanente modifiée pour démonstration technologique; accès à site pour démonstration technologique d'hydrolien de rivière
Corée du sud	Korea Water Resources Corporation (K-water)	Opération de la centrale marémotrice de Shihwa
Corée du sud	Korea East-West Power Co., Ltd	Opération de l'usine pilote hydrolienne de Uldolmok
Corée du sud	Korea Western Power Co., Ltd.	Étude de faisabilité sur le site hydrolien de Garorim
Corée du sud	Korea Hydro and Nuclear Power Co., Ltd.	Étude de faisabilité sur le site de barrage marémoteur de Incheonman
Corée du sud	Korea Midland Power Co., Ltd.	Étude de faisabilité sur le site de barrage marémoteur de Ganghwa
Corée du sud	Hyundai Heavy Industry Co., Ltd.	Démonstration échelle 1 d'un équipement hydrolien de 1 MW
Corée du sud	Korea Electric Power Corporation	Démonstration de prototype d'atténuateur avec colonne d'eau oscillante
Danemark	Dong	IEC-TC standards, ORECA EU project
Danemark	Thy mors	démonstration technologique
Espagne	IBERDROLA	R&D, démonstration technologique et développement de projet.
Espagne	FCCE	Démonstration technologique
Irlande	Electricity Supply Board (ESB)	Par sa filiale ESBI, ESB conduit un programme visant à soutenir les EMR dans son mix énergétique et est partenaire leader dans le développement du projet de démonstration houlomotrice Westwave de 5MW (sélectionné en décembre 2012 par le programme NER300 de l'UE pour financement équivalent à 19,8M€). ESBI est aussi partenaire de l'installation d'essais en pleine mer AMETS.
Irlande	Bord Gais Eireann (BGE)	BGE a investi diverses technologies houlomotrices et fournit un soutien technique et d'ingénierie.
Japon	Okinawa Electric Power Company, Incorporated	développement de projet
Norvège	Hafslund AS	Soutient l'hydrolien
Norvège	Statkraft AS	Développe l'énergie osmotique
Norvège	Tussa Kraft AS	Soutien le concept houlomoteur SeaBased
Norvège	E-CO Energi AS	Développe le concept houlomoteur Seahorse
Norvège	Hammerfest Energi AS	Copropriétaire de Hammerfest Strøm AS
Nouvelle Zélande	Todd Energy Limited	2011: part dans Crest Energy passée de 30% à 54% pour développement de projet (projet hydrolien de 200 MW dans le port de Kaipara)
Royaume-Uni	Scottish and Southern Energy	R&D, démonstration technologique et développement de projet

Royaume-Uni	Scottish Power Renewables	R&D, démonstration technologique et développement de projet
Royaume-Uni	EON R&D	démonstration technologique et développement de projet
Royaume-Uni	ESBI R&D	démonstration technologique et développement de projet
Royaume-Uni	Vattenfall	développement de projet
Royaume-Uni	IT Power	développement de projet
Royaume-Uni	RWE – nPower Renewables	démonstration technologique et développement de projet
Suède	Vattenfall AB	R&D
Suède	Fortum AB	démonstration technologique
Suède	Statkraft AS	R&D
Suède	Göteborg Energi AB	R&D
Suède	Falkenberg Energi AB	R&D

On constate que la plupart des grandes entreprises de réseau en Europe sont impliquées. En France les entreprises de réseau EDF et GDF Suez sont actives sur les EMR.

Les investisseurs

Les doutes considérables qui entourent les coûts des ERM amènent les investisseurs, et par ricochet les industriels, à demander une phase d'expérimentation en vraie grandeur par le biais de fermes pilotes, qui permettent de vérifier la fiabilité de l'installation, son taux de disponibilité, la maintenance nécessaire, et la production utilisable. Typiquement le taux de rentabilité interne requis pour investir dans une ferme pilote est pour un électricien de 7,5%.

Les investisseurs sont de profils divers: fonds d'investissement, multinationales, énergéticiens, etc. Selon le baromètre britannique 2012 des énergies éoliennes et marines, les sources d'investissement futures des industriels de la filière éolienne et marine sont assez également réparties:

Investisseurs financiers	19%
Multinationales	16%
Individus privés	16%
Énergéticiens	11%
Emprunts bancaires	10%
Fonds internes	10%
Entreprises de réseau	8%
Gouvernement	3%
Maison mère	2%

Les critères incitatifs importants pour les investisseurs, selon la même étude, sont les soutiens aux prix de l'énergie, la certitude et la confiance, l'engagement gouvernemental et ses politiques de soutien et le retour sur investissement. Ces critères viennent nettement devant les coûts, le financement, les questions de planification ou d'approvisionnement.

Annexe - 6 Evaluation des coûts

La question des coûts est primordiale en matière de développement des EMR : elle détermine la viabilité technico-économique des projets, la propension des investisseurs à investir, la solidité du développement induit de la filière (qui ne pourra être subventionnée qu'un temps), et donc sa capacité à créer des emplois durables et de la richesse.

Les coûts se décomposent en coûts d'investissement (Capex) et dépenses d'exploitation (Opex).

Les coûts d'investissement (hors coûts amont de R&D et développement de projet) comprennent les coûts de l'équipement, les coûts en capital, la gestion du projet, les coûts d'installation et de fondation, l'infrastructure électrique notamment. Ils décroissent souvent quand la capacité unitaire et le nombre d'équipements augmentent, tant par effet de production de série qu'en raison de la mutualisation des opérations de câblage, affrètement pour installation, etc.

Les coûts d'exploitation et maintenance, les plus incertains, sont sensibles au facteur de charge (lui-même dépendant de la taille de l'installation), à la fiabilité des équipements, aux coûts d'accès et d'entretien, à la taille des installations, aux droits d'occupation (fiscalité), aux coûts de la main d'oeuvre, etc. Le coût unitaire total du kWh produit est dépendant de tous ces éléments et aussi des durées d'amortissement (typiquement 20 ans, durée de vie des équipements) et taux d'actualisation notamment.

Les sources relatives aux coûts sont nombreuses et les valeurs fournies variables, mais il s'agit souvent d'estimations et de projections non validées, peu qualifiées, souvent optimistes, parfois confidentielles. Les coûts qui suivent sont donc donnés à titre indicatif.

Chaîne de valeur pour l'hydrolien:

Hydrolien «classique»

Pour un projet de ferme hydrolienne « classique » (posée c'est-à-dire non flottante) de 50 MW, les coûts hors développement et assurances est (*Source: ADEME*) :

Études préliminaires	20%
Hydrolienne	60%
Installation	20%

La chaîne de valeur de l'hydrolienne étant:

Turbine	30%
Fondations acier	35%
Câble sous-marin	2%
Installation turbine	20%
Installation du câble sous-marin	10%
Raccordement terrestre	3%

Le coût opérationnel annuel étant 3,4% à 4% du coût en capital en cas de maintenance tous les 5 ans.

Il existe d'autres exemples d'estimation de chaîne de valeur: le NREL américain (National Renewable Energy Laboratory) donne les chiffres suivants pour l'investissement (projection 2015; les \$ sont en base 2009²², les € en base 2012). Ces chiffres du NREL valent pour les États-Unis.

22 La conversion en € de 2012 dans le tableau est basée sur un cours moyen de 1,39\$ pour 1€ en 2009, et 1€ de 2009 valant 1,059€ de 2012

« Absorbeur hydrodynamique » (en fait turbine)	15 %	880 \$/kW	Soit 670 €/kW
Convertisseur	18%	1060 \$/kW	Soit 808 €/kW
Contrôle	6%	350 \$/kW	Soit 267 €/kW
Fondation/ancrage	27%	1590 \$/kW	Soit 1211 €/kW
Ingénierie, gestion de construction	18%	1060 \$/kW	Soit 808 €/kW
Coûts propriétaire (développement, royalties, coûts de préproduction, location espace, permitting, assurances, pièces de rechange, commissionnement, interconnexion, gestion de projet...)	16%	940 \$/kW	Soit 716 €/kW
Total	100%	5880 \$/kW -10% + 20%	Soit 4480 €/kW

Ces coûts d'investissement seraient appelés à baisser significativement dans un avenir proche: -25% en 2020, -40% en 2025 et 45% en 2030. Ils sont relativement optimistes au regard des Capex actuellement observés sur des prototypes mais cohérents avec certaines cibles.

Les coûts annuels d'exploitation et de maintenance 2015 sont alors, toujours selon le NREL, de 198 \$/kW (149€/kW) soit environ 3% de l'investissement, avec une même décroissance prévisible que les coûts d'investissement. Ces coûts annuels semblent sous-estimés. Les évaluations des industriels et analystes, dont la mission a eu connaissance, vont de 3 à 10% du Capex en termes de coûts d'exploitation et de maintenance. Un taux compris entre 4 et 6% semble plus raisonnable dans l'état actuel des estimations, qui pour la plupart ne sont pas basées sur l'observation réelle, qui peut réserver des surprises en termes d'usure, de corrosion, de fouling, d'accidents fréquents requérant maintenance, de coûts d'intervention par bateau aggravés par de mauvaises conditions météorologiques, etc. Les conditions particulièrement sévères du Raz Blanchard en particulier font retenir la fourchette haute des coûts d'exploitation maintenance.

En tout état de cause on peut considérer qu'il existe un consensus sur le fait que la machine représente 1/3 du Capex pour l'hydrolien classique. Les dépenses d'exploitation et de maintenance sont probablement comprises autour de 5% au minimum. Les estimations du coût final du kWh sont par contre éminemment variables selon les industriels rencontrés par la mission: entre 150 €/MWh espéré à terme²³ et 450€/MWh pour certains démonstrateurs actuels. La valeur de 300 €/MWh mentionnée au chapitre 3 (enjeux industriels et économiques) est une moyenne entre ces extrêmes, et est aussi proche du tarif d'achat britannique équivalent aux 5 ROC (*Renewable Obligations Certificate*) en vigueur à partir d'avril 2013²⁴. Un tarif plus précis devra être déterminé pour l'appel en préparation.

Hydrolien flottant

Certaines technologies hydroliennes sont flottantes, entre deux eaux. Cela permet des coûts d'installation et de maintenance considérablement réduits. Au lieu d'une maintenance sur place,

23 La mission a aussi lors de ses entretiens entendu des prévisions de moins de 130€/MWh pour certaines hydroliennes optimisées en rendement, cf. le projet Megawattforce : une autorisation d'occupation temporaire a été délivrée pour un prototype échelle 1/2 de 300 kW en ría d'Etel, près de Lorient en Bretagne). Ces coûts annoncés se situent à un niveau permettant de fonctionner sans tarif d'achat spécifique supplémentaire. A l'heure actuelle ces chiffres ne sont cependant pas encore validés par l'expérience.

24 Dans le cadre de la réforme du marché britannique de l'énergie, des contrats sur différence avec tarifs d'achat (Contract for difference-feed in tarif ou CfD-FIT) devraient prendre le relais progressivement à partir de 2014 ; et un tarif d'achat devrait être annoncé au second semestre 2013, peut-être dès juillet.

hasardeuse, ou d'un relèvement de l'hydrolienne avec un navire spécialisé (coûts pouvant atteindre plusieurs centaines de k€ par jour) il est suffisant de remorquer l'hydrolienne avec des navires remorqueurs locaux. La mission s'est vue présenter une machine de 250 kW par l'entreprise ScotRenewables aux Orcades, ainsi qu'un projet de 4 MW appelé Hydramar de l'entreprise Tidalys, dont il existe actuellement un modèle réduit au 1/13e. Les coûts annoncés par Tidalys sont de 40€/MWh (!) ce qui est inférieur à la parité réseau. Il convient de surveiller cette filière innovante, qui peut apporter des baisses de coût considérables, mais rencontrera une moindre acceptabilité que les hydroliennes posées en raison des plus importants obstacles à la navigation.

Chaîne de valeur pour l'éolien flottant:

Selon l'ADEME, la chaîne de valeur se décompose comme suit pour l'éolien flottant:

Turbines	30%
Fondations/ancrage	30%
Câbles d'export	15%
Installation	5%
Développement de projet	7%
Autres	13%

Source: ADEME

Le NREL américain fournit une chaîne de valeur alternative, et compare éolien terrestre, offshore posé, et flottant²⁵:

	% éolien terrestre (2010)	Coût \$/kW éolien terrestre (2010)	% éolien offshore posé (2010)	Coût \$/kW éolien posé (2010)	% éolien offshore flottant (2020)	Coût éolien flottant (2020)
Turbine	68%	1346 \$/kW = 983€	50%	1665 \$/kW = 1216€/kW	45%	1890 \$/kW = 1421€/kW
Distribution (câbles export)	10%	198 \$/kW = 145€/kW	12%	397 \$/kW = 290€/kW	13%	546 \$/kW = 411€/kW
Équilibrage et installation	13%	257 \$/kW = 188€/kW	27%	894 \$/kW = 653€/kW	30%	1260 \$/kW = 947€/kW
Ingénierie, services de construction	4%	79 \$/kW = 58€/kW	5%	165 \$/kW = 120€/kW	6%	252 \$/kW = 189€/kW
Coûts propriétaire	5%	100 \$/kW = 73€/kW	6%	189 \$/kW = 138€/kW	6%	252 \$/kW = 189€/kW
Total	100%	1980 \$/kW ±25% = 1446€/kW	100%	3310 \$/kW ±35% = 2417€/kW	100%	4200 \$/kW - ±35% = 3158€/kW

Ces estimations sont corrélées mais différentes d'estimations entendues par la mission, qui indiquaient pour l'éolien posé 40 % de coûts liés à la partie émergée, 40 % pour les fondations et à la pose, et 20 % pour le raccordement.

Toujours selon le NREL, les coûts fixes annuels d'opération et de maintenance sont de 130\$/kW pour l'éolien flottant (3 %), 100 \$/kW pour l'éolien posé (3 % aussi) et 60 \$/kW pour l'éolien terrestre (3 % aussi). Peu de baisse de coûts, tant en investissement qu'en coûts de fonctionnement sont attendus: on peut atteindre une baisse de -10 % à l'horizon 2030.

25 Conversion \$ vers € sur la base du cours moyens 2010 : 1,4486\$ pour 1€ sauf pour la colonne de 2010, où le taux de janvier 2013 est utilisé soit 1,33\$=1€

Selon certains acteurs rencontrés, le coût de la turbine peut effectivement largement dépasser celui de la sous-structure, et l'éolien flottant ne sera pas intéressant tant que l'éolien offshore posé n'est pas saturé, ou tant qu'il n'est pas significativement moins cher que l'éolien offshore posé. Il reste par contre pertinent pour zones côtières de plus de 50 m de profondeur: Méditerranée et Bretagne en France, Japon, etc.

Chaîne de valeur pour le houlomoteur:

Le NREL américain fournit la chaîne de valeur suivante pour le houlomoteur, à l'horizon 2015 ; cette estimation est reprise par l'ADEME :

Absorbeur hydrodynamique	34%	3140 \$/kW = 2361€/kW
Convertisseurs	28%	2590 \$/kW = 1947€/kW
Contrôle	2%	185 \$/kW=139€/kW
Fondation/ancrage	8%	740 \$/kW=556€/kW
Ingénierie, services de construction	10%	925 \$/kW=695€/kW
Coûts propriétaire	18%	1660 \$/kW=1248€/kW
Total	100%	9240 \$/kW -30%+45%=6947€/kW

Ces coûts sont appelés à baisser significativement par rapport aux projections 2015: -25 % en 2020 et -50 % en 2030.

Les coûts fixes d'opération et de maintenance prévus en 2015 sont de 474 \$/kW soit 5% de l'investissement, plus élevés que pour l'hydrolien en raison de conditions plus difficiles. Leur baisse attendue est dans les mêmes proportions que les coûts d'investissement.

Source: NREL2012

Chaîne de valeur pour l'ETM et le SWAC :

en ETM les difficultés bien identifiées sont le tuyau, qui doit plonger à 1000 mètres de fond et est fragile, et l'échangeur. L'ADEME propose pour l'ETM la chaîne de valeur suivante:

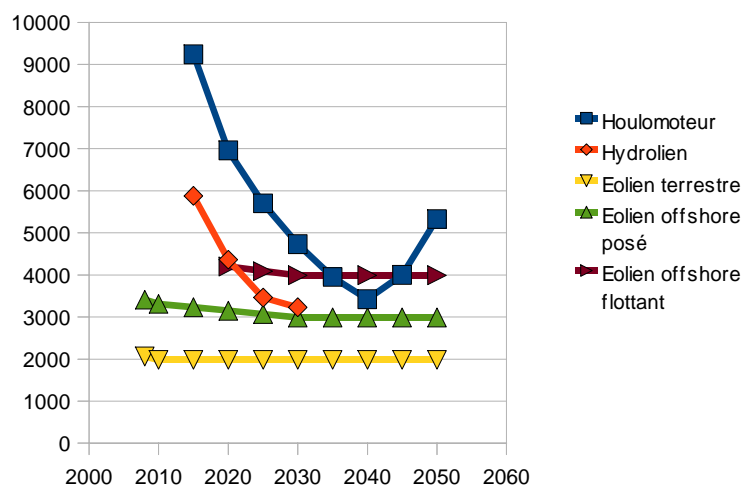
Plate-forme, conduites	22%
Échangeurs thermiques, système énergie	21%
Pompes	18%
Conception, management	18%
Ancrage	14%
Câble d'export	2%
Infrastructures terrestres	1%
Développement de projet	1%

Source: ADEME

Les coûts élevés, la mission s'est vue évoquer des investissements de 4,2M€/MW (source FEM) à 10 M€/MW ou plus, en raison de plates-formes de 10 000t et de problèmes techniques sérieux non résolus (tuyau de 1000 m). Il existe un prototype à l'échelle laboratoire (à terre) en exploitation à la Réunion (IUT de Saint-Pierre). Un premier démonstrateur est prévu à la Martinique par DCNS et STX, la dernière date citée est 2015.

Coûts d'investissement et dépenses d'exploitation, toutes filières

Si l'on récapitule et met en regard les estimations fournies par le rapport NREL de 2012, les coûts d'investissement (en \$ de 2009 par kW ; 1\$₂₀₀₉ vaut environ 0,76€₂₀₁₂) pour les différentes énergies marines (avec l'éolien terrestre comme référence) sont typiquement comme suit actuellement et dans un avenir proche:



Les coûts annuels d'opération et de maintenance représentent quelques pour cent de l'investissement (3% typiquement mais 5% pour le houlomoteur). La croissance du coût à partir de 2040 pour le houlomoteur reflète une hypothèse à vérifier, à savoir la nécessité selon le NREL d'exploiter des lieux de moindre qualité.

L'éolien offshore posé et l'hydrolien, sujets principaux du rapport NREL, apparaissent à court et moyen terme comme les moins chères des énergies marines. On observe aussi que à moyen terme, l'hydrolien se positionne entre l'éolien posé et l'éolien flottant. Cela est cohérent avec certaines estimations industrielles de coût de production de l'électricité qui voient à moyen terme l'hydrolien concurrencer l'éolien offshore. La mission considère ces chiffres avec prudence et juge que les coûts d'exploitation et de maintenance sont sans doute supérieurs aux valeurs optimistes annoncées par le NREL, au moins dans un premier temps. Des valeurs de 6% voire plus semblent plus réalistes et seront à valider par l'indispensable étape des fermes pilotes, notamment si les conditions rencontrées sont difficiles, comme, par exemple, pour l'hydrolien dans le Raz Blanchard.

Selon d'autres sources (Renewables 2012 global status report ou CESER Bretagne/Indicta, France Energies Marines...) on a les coûts d'investissement suivants (avec dans certains cas des coûts « typiques » du kWh produit; les énergies non EMR sont citées pour mémoire à titre de comparaison):

Technologie	Caractéristiques	Coûts en capital selon Renewables 2012, US \$/kW sauf mention contraire	Coûts typiques selon Renewables 2012, US ¢/kWh sauf mention contraire
Hydrolien		3600 €/kW selon FEM (=4800\$/kW)	(selon les valeurs évoquées à la mission : 4 à 50 ¢€/kWh et plutôt entre 15 et 45 ¢€/kWh)
Houlomoteur		3500 €/kW selon FEM	
Marémoteur	Facteur de capacité 23-29%	5290-5870 \$/kW	21-18 ¢/kWh soit 13,5-15,5 ¢€/kWh
ETM		4200 € selon FEM (=5600\$/kW)	
Éolien offshore	1,5-5 MW, 70-125 m Ø	3760-5870 \$/kW (3000 € selon FEM)	11,4-22,4¢/kWh soit 8,5-17¢€/kWh (selon indicta 15-17¢€/kWh posé, 18-20 ¢€/kWh flottant en 2011 et 10 ¢€/kWh posé en 2025, 10 ¢€/kWh flottant en 2030)
Éolien terrestre	1,5-3,5 MW, 60-100 m Ø	1400-2475 \$/kW (3000 €)	5,2-16,5¢/kWh soit 4-12,3

		selon FEM)	¢€/kWh
Petit éolien	< 100 kW	3000-6000 \$/(kW USA) 1580 \$/kW (Chine)	15-20 ¢/kWh(USA) soit 11,2-15 ¢€/kWh
Grande hydroélectricité	1-18000 MW	<2000-4000\$/kW	5-10¢/kWh soit 3,7-7,5 ¢ €/kWh
Petite hydroélectricité	0,1kW-1 MW	1175-3500\$/kW	5-40 ¢/kWh soit 3,7-30 ¢ €/kWh
Biomasse	1-20 MW	3030-4660\$/kW	7,9-17,6¢/kWh soit 6-13,2 ¢€/kWh
Géothermie	1-100 MW	2100-4200\$/kW	4-7¢/kWh soit 3-5,2 ¢ €/kWh
Photovoltaïque solaire (échelle industrielle)	2,5-100 MW pic Efficacité 15-27%	1830-2350\$/kW	20-37¢/kWh (Europe) soit 15-27,7 ¢€/kWh
Photovoltaïque solaire sur toit	3-5 kW pic	2480-3270\$/kW	22-44¢/kWh (Europe) soit 16,5-33 ¢€/kWh

Selon l'audition du 9/11/2012 de la commission sénatoriale d'outre-mer, plus ciblée sur les EMR, les projections de coûts d'investissement et d'exploitation actuels sont :

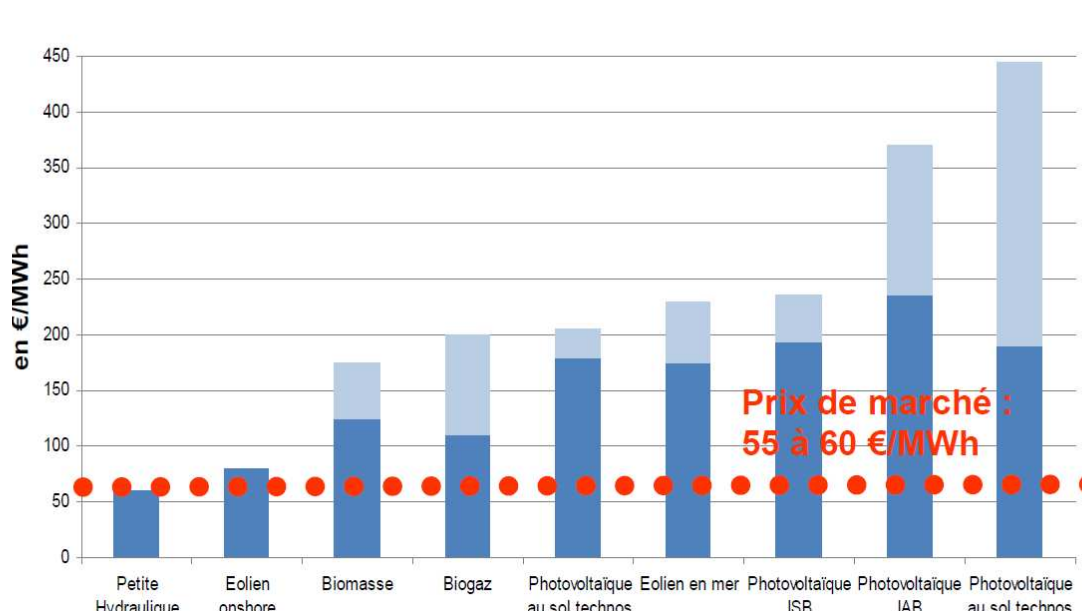
Caractéristiques techniques			
Périmètre	International		
Terme	2012		
Type	Energie des vagues	Barrage marémoteur	Hydroliennes
Puissance (MW)	200	200 - 8600	20 - 200
Durée de fonctionnement (années)	25	80	25
Temps de fonctionnement annuel (h)	2190	2235	2280
Coûts			
Investissement (€/kW)	4550 - 6000	4000 - 4400	4000 - 5200
Exploitation fixe (€/kW)	160	92	120
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation			
5,10%	212 - 260	130 - 139	172 - 208
8%	249 - 311	174 - 187	205 - 250
10%	277 - 347	204 - 220	228 - 281

La mission considère que ces chiffres sont un peu optimistes et seront là encore à valider.

Enfin selon FEM 2012/ AIE2012 (et les évaluations plus optimistes du cabinet Indicta entre parenthèses), les coûts en production du MWh à moyen terme sont :

Coût €/MWh	2015	2020	2025	2030
Hydrolien	250 (200-250)	200 (150)	170	145
Éolien flottant	280 (180-200)	220 (150-180)	180	140 (100)
Houlomoteur	320 (200-250)	220 (150)	190 (150)	155 (150 ; 100 au mieux)
ETM	500 (400)	400 (400)	300 (250)	250

Ces coûts restent élevés, même par comparaison à d'autres énergies renouvelables. Pour mémoire, en France, selon la DGEC (rapport sur l'industrie 2011), les coûts de production des énergies renouvelables électriques sont présentés dans le tableau ci-après (les histogrammes indiquent les fourchettes hautes et basses des prix estimés grâce aux tarifs d'achat ou aux appels d'offre pour les différentes technologies):



Ce niveau de coût est aggravé par le faible niveau de la parité réseau (prix du marché de gros de l'électricité en France), qui rend à l'heure actuelle les EMR (et les ENR en général) moins compétitives. Cela justifie la nécessité, unanimement reconnue, de tarifs d'achat incitatifs, permettant d'une part d'amorcer le développement des EMR et d'initier, on l'espère, un cycle vertueux de création d'une filière industrielle, de progrès technique, de baisse des coûts de manière à rendre à terme les EMR compétitives.

Conditions d'achat

Le coût des EMR rend nécessaire l'existence d'un tarif d'achat adapté à la différence entre le coût de production et le prix du marché. Un tarif d'achat trop élevé, lié à une méconnaissance ou inadaptation aux coûts réels, peut créer une bulle et pèse sur les finances publiques. C'est un risque réel dans la situation présente de méconnaissance des coûts réels de production. Un tarif d'achat trop bas ne permet pas de lancer la filière en raison des risques pour les industriels et investisseurs, ce qui fait que personne ne se risque à développer et mettre en place des installations de production a priori durablement non rentables. Une variation rapide de politique (gel de nouvelles attributions suite à une bulle) tue la confiance. Les tarifs d'achat peuvent être variables dans le temps, ce qui permet de compenser le risque de bulle.

Quelques éléments de tarifs d'achat sont donnés ci-après:

Filière\Tarif de rachat	Exemple de tarif de rachat France	Royaume Uni (1 p = 1,23 ¢€)	Japon depuis 18/6/2012 (1¥=0,93¢€)	Espagne avant 2012
Hydraulique	Terre: 6,07 c€/kWh + prime 0,5-2,5 +prime 0-1,68 Houlomoteur, hydrolien, marémoteur: 15,6 c€/kWh	Avant 2013: Terre: 4,9-21,9 p/kWh Houlomoteur: 2 ROC/MWh (5 en Écosse) Hydrolien: 2 ROC/MWh (3 en Écosse) Dès 2013 jusqu'à 2017: 5 ROC/MWh = 33 c€/kWh	25,2¥-35,7¥ selon puissance (200 kW-1MW-30 MW)	Terre: 7,8 les 25 premières années Mer: 6,89 les 20 premières années
Géothermie	Métropole: 20 c€/kWh + prime 0-8 en métropole DOM: 13 c€/kWh + prime 0-3		27,30¥-42¥ selon puissance (15 MW)	6,89 les 20 premières années
Energie éolienne	Terre: 8,2 c€/kWh pendant 10 ans puis 2,8-8,2 pendant 5 ans Mer: 13 c€/kWh pendant 10 ans puis 3-13 pendant 10 ans	4,9-35,8 p/kWh	23,10¥-57,75¥ Terre: 25 c€/kWh Mer: 35 c€/kWh	Jusqu'à 7,32 les 20 premières années

Photovoltaïque	Intégré au bâti: 31,85-42,55 c€/kWh Intégré simplifié: 26,09-27,46 c€/kWh Autres: 11,688 kc€/kWh	7,1-16 p/kWh	42 ¥	26,94 les 25 premières années
Cogénération	6;1-9,15 c€/kWh	11 p/kWh		13,29 max
Déchets ménagers sauf biogaz	4,5-5 c€/kWh + prime 0-0,3		17,85¥	12,57 max sur les 15 premières années
Biomasse	4,34 c€/kWh + prime 7,71-12,53		25,2¥-33,6¥	13,6 max sur les 15 premières années
Biogaz	8,121-9,745 c€/kWh + prime 0-4	9,9-14,7 p/kWh	40,95¥	13,6 max sur les 15 premières années
Méthanisation	11,19-13,37 c€/kWh + prime 0-4 + prime 0-2,6			
Autres installations de puissance < 36kVA	7,87-9,60c€/kWh			

Source: DGEC 2011, Wikipedia et autres; tarifs en c€/kWh sauf indications contraires

Pour des raisons économiques, l'Espagne a interrompu ses tarifs d'achat en 2012.

Depuis 2012 par contre, dans le sillage de la catastrophe du 11 mars 2011 à Fukushima, le Japon propose des tarifs très attractifs pour l'éolien offshore, ce qui ouvre un marché pour l'éolien flottant, seul pratique autour de l'archipel.

Un modèle relativement avancé est celui du Royaume-Uni. Les tarifs britanniques, basés sur le système des *Renewable Obligation Certificates* ou ROC, doivent à partir de 2013 devenir notablement plus attractifs pour les EMR, et ce, au moins jusqu'en 2017. La réforme du marché de l'électricité en cours au Royaume-Uni propose déjà une transition entre le système des ROC et un système de contrats à différences avec tarifs d'achats alias FIT CfD (*Feed-in tariff – contract for differences*), avec des tarifs publiés fin 2013, voire mi 2013, un an avant leur mise en œuvre, à des fins de visibilité.

On peut noter aussi au Canada, en nouvelle Écosse, le 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 tarif d'achat ciblé vers des EMR de taille non industrielle.

Éléments complémentaires: coûts négatifs via l'activité économique et les emplois créés

La question des coûts ne se limite bien sûr pas aux questions de Capex et d'Opex. D'autres coûts sont à prendre en compte, comme, par exemple, les coûts environnementaux associés à la mise en place d'installation de production d'énergie dans le milieu marin. Les impacts environnementaux sont présentés dans les grandes lignes dans le chapitre 4 du rapport. Mais il existe aussi des coûts négatifs, c'est-à-dire des gains à attendre, tant du point de vue environnemental (énergies décarbonées) que du point de vue, crucial dans cette étude, de l'activité économique créée par le développement des EMR.

Il existe des ordres de grandeur, eux aussi sujets à caution, mais qui permettent de se faire une idée des bénéfices attendus.

Par exemple le rapport Gautier de 2011 évoque pour les EMR (en particulier l'éolien offshore) le chiffre de 11 ETP par MW durant la phase d'installation, et 0,25 ETP/MW pendant la phase d'exploitation et de maintenance.

Une étude plus récente et très détaillée, commanditée par la DREAL Basse Normandie, plus intéressée par la filière hydrolienne, retient une valeur de 9 ETP par MW en phase d'installation (3 emplois directs et 5,9 emplois indirects) sans compter les emplois diffus (estimés à 12,8 ETP), et 0,65 ETP par MW (emplois directs et indirects) en phase d'exploitation et maintenance. Les retombées économiques cumulées pour l'État et les organismes sociaux sont estimées entre 0,9 et 1,5 M€/MW (pour un projet de 3,3 GW s'étalant sur 30 ans). En tout état de cause, les emplois générés le sont surtout lors des phases de construction. En cas d'activité localisée à l'export, les emplois créés sont moins nombreux mais représentent encore plus de la moitié des emplois créés en cas de fabrication, installation et exploitation locale.

Un complément à l'étude compare deux scénarios à l'horizon 2030. Les conclusions synthétiques sont les suivantes (source: E-cube Consultants):

Le scénario « 500 MW déployés et 100 MW par an de fabrication » créerait 1 250 emplois directs et indirects en France, dont 140 dédiés à l'export²⁶ et potentiellement 875 en Basse- Normandie. En outre 600 emplois seraient induits²⁷ en France par la consommation locale.

Le scénario « 3,2 GW déployés et 300 MW par an de fabrication » créerait 5 000 emplois directs et indirects en France, dont 550 dédiés à l'export.

²⁶ Hypothèse de 20% d'exportations (sur les maillons exportables de la chaîne de valeur)

²⁷ Les emplois induits sont engendrés par la consommation des ménages des salariés de la filière.

Annexe - 7 Fiches pays (Comparaisons internationales sur les EMR)

Cette annexe est issue de diverses sources: le rapport OES2011, le site www.mer-veille.com, les rapports et brèves de l'ADIT, les sites et documents des organismes concernés, divers entretiens et rapports.

Fiche pays : Afrique du Sud

11,18 rand=1€ (30/12/2012)

Prix de l'électricité pour l'industrie 80-160 \$/MWh (Eskom)

Introduction

L'Afrique du Sud dispose d'une ressource houlomotrice de 40 à 50 kW/m. La ressource hydrolienne a aussi été évaluée. Les EMR restent à un état embryonnaire.

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

Les programmes de recherche nationaux en ENR, y compris EMR, sont conduits par SANERI (South Africa Energy Research Institute) devenu en juillet 2012 SANEDI (South African Energy Development Institute, <http://www.sanedi.org.za>) suite à sa fusion avec la National Energy Efficiency Agency (NEEA).

Soutiens, incitations et initiatives

Législation et réglementation

La réglementation manque, ce qui est un obstacle pour le développement des EMR. Le système des tarifs d'achat a été abandonné au profit d'un système d'enchères le 3 août 2011, avec appel à fourniture de capacité en énergies renouvelables, dont les EMR sont absentes, hors un quota de 100 MW pour de « petits projets ».

Principaux mécanismes de financement public

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

L'université de Stellenbosch a un groupe de recherche actif en EMR au sein du *Ocean Engineering Research Group*. En 2012, elle avait un projet de R&D houlomoteur financé par le SANEDI.

L'université du Cap travaille sur les courants marins et leur température ainsi que leur lien avec le changement climatique.

R&D financée par l'industrie

La compagnie électrique nationale Eskom étudie depuis 2003 la possibilité d'utiliser les EMR. L'évaluation du potentiel houlomoteur et hydrolien a été effectuée.

Participations à des projets internationaux

Démonstration de technologies

Il n'y a pas de projet de démonstration en Afrique du sud.

Fiche pays : Allemagne

Prix de l'électricité : pour l'industrie 157,23\$/MWh, pour les ménages 351,95\$/MWh (AIE2011)

Introduction

L'Allemagne est particulièrement active sur l'éolien (Siemens) y compris offshore mais l'éolien flottant n'est pas spécifiquement poursuivi du fait de la faible profondeur des zones côtières. L'industrie allemande est active sur l'hydrolien (Voith Hydro, co-entreprise de Voith à 65% et Siemens à 35% et participation de Siemens dans Marine Current Turbines) et le houlomoteur (Voith Hydro), avec des ambitions commerciales à l'exportation. On notera que les turbines MCT ont été utilisées pour deux fermes hydroliennes sélectionnées au Royaume-Uni par les financements européens NER300 (20,7M€ sur 5 ans alloués fin 2012) et britannique MEAD (10M€ alloués en février 2013).

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

En juin 2011 l'Allemagne disposait de 195 MW installée d'éolien offshore (production 560 GWh/an), sur un total de 29 GW d'éolien produisant 46,5 TWh/an.

L'Allemagne doit réduire ses émissions de GES de 40 % en 2020 par rapport à 1990 si l'Europe s'engage sur l'objectif de 30%. Le programme national intégré « énergie et climat » prévoit 36% de réduction par diverses mesures énumérées ci-après.

La loi sur les sources d'ENR demande d'augmenter la part des ENR dans la production d'électricité de 14% actuellement à 26% en 2020 et a été amendée en 2009 avec zonage pour les EMR (essentiellement éolien offshore, le houlomoteur n'étant pas explicitement inclus) dans la ZEE allemande en mer du Nord et en mer Baltique.

En matière d'éolien offshore, l'Allemagne est donc particulièrement active, avec pour objectifs 7,6 GW d'éolien offshore installés en 2020 et 26 GW en 2030. Les ports de Bremerhaven et Cuxhaven ont déjà été reconvertis, « où plusieurs milliers de personnes travaillent à l'assemblage et à l'expédition de turbines, pales et mâts pour des éoliennes qui sont ensuite implantées dans divers pays" (CESER Bretagne). Après l'accident de Fukushima au Japon en mars 2011, le gouvernement fédéral a travaillé à un plan d'accroissement de la commercialisation des énergies renouvelables, avec un accent particulier sur l'éolien offshore.

[La loi sur la cogénération doit faire passer la part de production d'électricité par cogénération haute performance de 12% à 25% en 2020; la loi sur la production de chaleur par ENR vise une part de 14% en 2020;] la loi sur l'expansion du réseau énergétique prévoit une procédure unifiée d'approbation de câbles sous-marin pour éoliennes offshore, etc.

Un plan national pour les technologies marines (*National Masterplan on maritime technology*, NMMT) préparé sous la coordination du Ministère de l'économie et des technologies (BMWI) a été adopté le 24 août 2011, et doit proposer des recommandations pour un développement coordonné des technologies marines au niveau du Bund (État fédéral) et des Länder, et la coordination des compétences industrielles et scientifiques, avec un accent particulier sur le renforcement de la R&D, le développement des exportations, la mise en place de réseaux, la formation d'experts et le développement de projets de démonstration. En 2011 les entreprises allemandes de technologie maritime génèrent un chiffre d'affaire de 11 G€, soit seulement 4% du marché mondial.

Soutiens, incitations et initiatives

Depuis 2005, des tarifs d'achat régis par la loi sur les ENR offraient en 2009 116,7 €/MWh pour de l'hydrolien, houlomoteur ou petite hydroélectricité en dessous de 500 kW, et 86,5 €/MWh de 500 kW à 5 MW.

Par ailleurs il y a une importante activité en matière de déploiement de réseau électrique offshore pour relier les fermes, cf. par exemple la liaison Dolwin1 de 800 MW confiée à ABB en 2010 ou celle de 900 MW confiée à ABB encore en août 2011 pour 700 M€, ce qui constituera le plus grand système d'électricité en courant continu haute tension (mise en service en 2015).

Législation et réglementation

Cf. supra

En matière d'aménagement maritime, (Marine Spatial Planning) la responsabilité dans les eaux territoriales (jusqu'à 12 milles nautiques) appartient aux régions (Länder). Au-delà, dans la zone économique exclusive (ZEE), la responsabilité appartient à l'État fédéral, qui a mis en place des législations spécifiques pour la mer du nord et la mer Baltique en 2009. Il existe aussi une stratégie nationale en matière de gestion intégrée des zones côtières (MSP). Le travail sur le MSP a été déclenché par l'intérêt de l'industrie pour le développement de l'éolien offshore, nécessaire pour atteindre les objectifs gouvernementaux en matière d'énergies renouvelables. L'industrie souhaitait un cadre stable et prévisible afin d'envisager les importants investissements nécessaires. Cela a amené des zonages de zones de développement prioritaire de l'éolien offshore en ZEE allemande, en mer Baltique et en mer du Nord.

On peut noter une activité originale entre l'Université de Rostock et l'Institut Alfred Wegener (AWI) pour la recherche polaire et marine de Bremerhaven (Brême) relative à l'aquaculture au sein des parcs éoliens. Ce projet « offshore aquaculture » est non seulement un projet de recherche sur les meilleurs emplacements, mais aussi de recherche d'un cadre législatif adéquat permettant à l'activité de se développer.

Principaux mécanismes de financement public

Cf. supra

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

150 M€ ont financé les ENR en 2008 mais les EMR (technologie hydrolienne) ont représenté seulement 5,4M€ jusqu'à 2011.

R&D financée par l'industrie

Siemens est très présent au Royaume-Uni et devient 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 (Wales) Ltd. 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 Marine Current Turbines, un acteur majeur du développement des fermes hydroliennes à court terme.

Voith Hydro est une co-entreprise de Voith (65 %) et Siemens (35 %). Elle a une division spécialisée en hydrolien (Voith Hydro Ocean Current Technologies & Co, basée en Allemagne, et Voith Hydro Ocean Tidal Co, basée en Corée) et une en houlomoteur (Voith Hydro Wagen Ltd, basée à Inverness en Ecosse), cf. infra.

Voith Hydro Ocean Current a lancé un projet de développement de turbine immergée réversible, avec un pilote de 110 kW installé au large de la Corée du sud en avril 2011 et réinstallée en janvier 2012 puis retirée 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 (actuellement) au printemps 2013, prélude pour 2015 à des fermes de 100 MW en Corée du Sud (Jindo) et en Europe. Voith Hydro et RWE Innogy ont en 2009 fondé une *joint venture* appelée Voith Hydro Ocean Current Technologies dont RWE possède 20% des parts. Voith Hydro a aussi acquis en 2005 l'entreprise écossaise Wavegen avec en 2011 une installation commerciale houlomotrice de 300 kW (16 turbines de 18,5 kW), connectée au réseau à Mutriku au pays basque espagnol pour le client Ente Vasco de Energia, et une autre de 4 MW prévue à l'île Lewis (Siadar Wave power station).

Schottel a investi en 2011 dans le spécialiste de l'hydrolien TidalStream et sa plate-forme Triton à maintenance facile, avec des essais au 1/10 déjà réalisés, un *scale-up* à 3 MW en cours pour des profondeurs moyennes, avec à terme une turbine pouvant aller à 10 MW en eau profonde.

De nombreuses autres entreprises (Siemens, Bosch Rexroth, Schaeffler, Contitech, Thyssen Krupp, Hunger, Hydraulik, Hydac, etc.) fabriquent des composants. Enfin, des entreprises de réseau comme E.ON et RWE sont actives (installations de test, prototypes).

Participations à des projets internationaux

Sur le sujet très particulier de l'énergie osmotique, l'Allemagne est impliquée dans le projet REAPower du 7^{ème} PCRD (octobre 2010-novembre 2013), utilisant la technologie de l'électrodialyse inverse, conduit par l'allemand Wirtschaft und Infrastruktur (WIP) avec 11 participants de six pays.

Démonstration de technologies

Projets opérationnels

cf. supra. Par exemple:

EMEC	Pelamis Wave Power, P2	750 kW	E.ON Climate & Renewables	houlomoteur	Actif en 2011	Achat par E.On + Carbon Trust, TSB, WATERS
EMEC	Voith Hydro Ocean Current Technologies, Hydes Tide 1000-13	1 MW, prélude pour 2015 à 100 MW en Corée du Sud (Jindo) et en Europe	Voith Hydro	hydrolien	Installation tentée en juillet 2011, puis prévue en 2012 et maintenant en 2013.	11,8 M€ dont 1,7 M€ par le <i>Marine Renewables Proving Fund</i>
Strangford Lough, Irlande du Nord	Marine current Turbines/Seagen	1,2 MW, prélude à 4 SeaGen de 2 MW à en 2014	Marine Current	hydrolien	Opérationnelle depuis avril 2008; validée du point de vue environnemental en février 2013 par l'université de Belfast	3 GWh produits de 2008 à vuemars 2012. Rachat par Siemens par l'université de Belfast
Islay, Écosse	Voith Wavegen, Limpet, colonne oscillante	500 kW	Voith Wavegen	houlomoteur	Installée en 2000	Limpet financé par l'UE; projet Sladar Wave Energy financé 6 M€ par le mécanisme écossais WATERS

De plus des entreprises de réseau comme E.ON et RWE testent des installations et prototypes en Europe. **Cependant, aucune installation d'EMR (hors éolien offshore) n'existe actuellement en Allemagne. Nouveaux développements**

Comme indiqué plus haut, MCT fournit les turbines des projets de fermes hydroliennes de Kyle Rhea (8 MW), financé en décembre 2012 par le NER300, et de SeaGeneration à Anglesey (10MW) financé en février 2013 par le fond MEAD du ministère britannique de l'énergie.

Fiche pays : Australie

1,27 A\$=1€ (30/12/2012)

Prix de l'électricité 220-465,6\$/MWh (2012)

Introduction

Le secteur des EMR est actif en Australie. Une étude du CSIRO en 2011 (*Australian Energy resource assessment*) en a confirmé le potentiel (éolien sur la côte sud-est, houlomoteur sur les côtes sud et ouest, énergie des marées dans le nord ouest), avec à l'horizon 2050, la possibilité d'une part de 11 % de houlomoteur dans le mix énergétique.

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

L'Australie a un objectif de 20 % d'électricité renouvelable en 2020, avec un marché de certificats d'énergie renouvelable (<http://www.orer.gov.au/Certificates/certificates>), un certificat équivalent à 1 MWh. Une distinction est opérée entre certificats de génération grande échelle, dits LGC (essentiellement éolien), et de technologie petite échelle, dits STC (essentiellement photovoltaïque sur toiture, petit hydroélectrique ou petit éolien). Une taxe carbone de 23 A\$/tonne de CO₂ a été introduite en 2011 par le Clean Energy Regulator (<http://www.cleanenergyregulator.gov.au>) pour les 500 émetteurs les plus importants à partir de juillet 2012 et pour un an, le prix étant fixé chaque année jusqu'en 2015, puis établi par le marché en 2015-2016, avec un marché du carbone à la clé, ce qui peut aider au décollage des EMR en Australie. Un document de réflexion sur l'énergie a été publié pour commentaires le 13 décembre 2011 par le Ministère de ressources, de l'énergie et du tourisme (RET) afin d'examiner les possibilités de réduction d'investissements futurs dans le système électrique australien, estimés à 240 milliards de A\$ (http://www.ret.gov.au/ENERGY/FACTS/WHITE_PAPER/Pages/energy_white_paper.aspx). Le « White paper 2012 – Australia's energy transformation », actualisé, mentionne épisodiquement les EMR. Par contre le document « Ocean Renewable energy: 2015-2050 » (<http://www.csiro.au/ocean-renewable-energy>) est plus spécifique. Il établit un état des ressources (houlomoteur considérable, hydrolien de marée 8 TWh/an, hydrolien de courants marin 44 TWh/an), dont quelques ordres de grandeur (150 km de côte pouvant fournir 46 TWh soit 10 % de la demande électrique australienne en 2050) et formule des recommandations, notamment en vue d'une meilleure connaissance du potentiel.

Soutiens, incitations et initiatives

Le gouvernement regroupe diverses agences en une nouvelle agence australienne pour les énergies renouvelables (ARENA, <http://www.ret.gov.au/Department/Documents/clean-energy-future/ARENA-FACTSHEET.pdf> ou <http://www.arena.gov.au>). Parmi les soutiens en cours on peut citer:

Carnegie Wave Energy Ltd	Démonstration d'une installation CETO connectée au réseau	Garden Island (Western Australia)	9,938 M A\$
Victorian Wave Partners (VWP) Pty Ltd	Station de 19 MW utilisant la technologie POverBuoy	Portland, Victoria	66,465 M A\$
OceanLinx Limited	Démonstrateur houlomoteur commercial de 1 MW avec technologie GreenWAVE en eau peu profonde	Port McDonnell ('Southern Australia)	3,97 M A\$
BioPower Systems Pty Ltd	Unité BioWAVE de 250 kW en 2015	Port Fairy, Victoria	5,6 M A\$

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

La recherche est essentiellement le fait des universités (Tasmanie, Wollongong, Nouvelle Galles du Sud, Sydney, Queensland), avec quelques contributions d'entreprises ou d'instituts de recherche comme le CSIRO.

R&D financée par l'industrie

L'OEIA (*Ocean Industry Energy Australia*) a été créée en 2012 et regroupe des développeurs en hydrolien et houlomoteur ainsi que d'autres parties prenantes industrielles. Seize entreprises sont actives en Australie sur les EMR. On peut citer notamment (cf. infra), en houlomoteur: Carnegie Wave Energy Limited et sa technologie CETO, Ocean Power Technologies Australasia (OPTA) et son système PowerBuoy, OceanLinx Limited et ses technologies de colonne d'eau oscillante (Mk1 à MK3, greenWAVE, blueWAVE,...), BioPower Systems et sa technologie BioWAVE, Advanced Wave Power (AWP) et sa technologie Nautilus, AquaGen Technologies et sa technologie SurgeDrive, Proteus Wave Power P/L, Wave Rider Energy, PerpetuWave Power. Et en hydrolien: Tenax Energy, Atlantis ressources Corporation, Tidal Energy Pty, Cetus Energy.

Démonstration de technologies

Projets opérationnels

Quelques technologies australiennes sont connues : le système houlomoteur de bouée submergée CETO de Carnegie Wave Energy Limited <http://www.carnegiecorp.com.au> (cf. projet de 15 MW à la Réunion par exemple), et le système de colonne d'eau oscillante OceanLinx <http://www.oceanlinx.com/> (déployé au Mexique par exemple).

Nouveaux développements

Le plus grand projet EMR d'Australie, récipiendaire en 2010 d'une subvention fédérale de 66 M A\$, est la construction d'une ferme houlomotrice de 19 MW au large de Portland sur la côte de l'État de Victoria par Ocean Power Technologies Australasia Pty Ltd <http://www.oceanpowertechnologies.com/index.htm> (OPTA), entreprise dont la maison mère est américaine.

Carnegie Wave Energy Ltd	Démonstration d'une installation CETO connectée au réseau	Garden Island (Western Australia)	9,938 M A\$
Victorian Wave Partners (VWP) Pty Ltd	Station de 19 MW utilisant la technologie POverBuoy	Portland, Victoria	66,465 M A\$
OceanLinx Limited	Démonstrateur houlomoteur commercial de 1 MW avec technologie GreenWAVE en eau peu profonde	Port McDonnell ('Southern Australia)	3,97 M A\$
BioPower Systems Pty Ltd	Unité BioWAVE de 250 kW en 2015	Port Fairy, Victoria	5,6 M A\$
Ocean Power Technology Australasia Pty Ltd (OPTA)	Ferme houlomotrice au large de l'État de Victoria en Australie	Victoria	Financement 66 M A\$ du gouvernement Australien

Fiche pays : Belgique

Prix de l'électricité pour l'industrie 138,51\$/MWh, pour les ménages 264,37\$/Mwh (AIE2011)

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

La part des ENR dans la consommation finale d'énergie doit passer de 4,6 % en 2009 à 13 % en 2020, avec une discussion en cours sur la part respective de l'État fédéral et des régions. 195 MW d'éolien offshore étaient installés en 2011, 2 GW doivent l'être en 2020. La capacité installée en éolien offshore est de 195 MW. La capacité installée d'énergie des vagues devrait être au mieux de 0,9 GW en 2020 et 1,7 GW en 2030.

Soutiens, incitations et initiatives

Un système de certificats verts échangeables (*tradable green certificates*, TGC) est en place. Le gouvernement des Flandres offre un TGC de 90 €/Mwh garanti sur 10 ans mais sa mise en œuvre est incertaine car les eaux territoriales sont sous juridiction fédérale et non régionale... Le gouvernement fédéral a, de son côté, approuvé un TGC de 50 €/MWh garanti sur 10 ans pour les « hydroénergies », dont la définition fédérale ne couvre pas clairement l'hydrolien ou le houlomoteur. Dans le pire des cas, hydrolien et houlomoteur ne bénéficieraient que du plus bas TGC soit 20€/MWh. Cependant l'énergie des vagues n'est économiquement viable qu'avec un tarif de rachat de 200 €/MWh en Belgique.

Législation et réglementation

En matière de planification des espaces maritimes (*marine spatial planning* ou MSP) la Belgique est en avance, ayant été l'un des premiers États membres de l'UE à mettre en œuvre, par le biais de sa loi de 1999 sur la ZEE et sa loi de protection marine de 1999, un système de planification opérationnel dans ses eaux territoriales et sa ZEE. Cela permet une approche par zonage permettant de réguler l'activité. Un décret royal de 2004 a identifié 270 km² de zonages pour des projets éoliens offshore (capacité 2 GW).

Il existe une zone d'exploitation pour l'éolien offshore, l'énergie des vagues et l'énergie hydrolienne, légèrement modifiée en février 2011.

Principaux mécanismes de financement public

L'État fédéral finance pour 180 k€ le projet fédéral BOREAS (www.belspo.be) d'état des lieux des EMR. L'agence flamande des sciences et technologies (www.iwt.be) cofinance 2,4M€ le projet houlomoteur FlanSea (plus 1,3M€ de financement privé), dont les partenaires sont DEME Blue Energy, Cloostermans, Port d'Ostende, Electrawinds, Spiromatic, CONTEC et quatre groupes de recherche de l'université de Gand. Il s'agit d'un démonstrateur houlomoteur de type absorbeur ponctuel, situé à 1 km au large d'Ostende, en zone à potentiel modéré, et devant fonctionner en 2013, avec, en cas de succès, une version commerciale en 2017. L'idée est de déployer à terme les bouées entre les éoliennes des parcs en mer avec à la clé une synergie intéressante.

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

Cf. supra. L'investissement public est estimé à 2,8M€ en 2011.

R&D financée par l'industrie

Cf. Supra. L'investissement privé est estimé à 1,3M€ en 2011.

Participations à des projets internationaux

L'université de Gand participe au projet WECWakes financé pour 225 k€ par HydraLabs sur les interactions d'une ferme houlomotrice avec les vagues.

Démonstration de technologies

Les entreprises de réseau impliquées dans des activités de R&D ou de démonstration sont:

Electrawinds	FlanSea project partner
--------------	-------------------------

Fiche pays : Brésil

1 Euro = 2.52730 Reais

Prix de l'électricité pour les ménages : 160 US\$/MWh (août 2012 ; des baisses de 18 à 32 % sont prévues pour mars 2013)

Le Brésil possède 7000 km de côte et une surface maritime de 3,4 Mkm² avec des sites à fort potentiel hydrolien (par exemple au large de l'Etat de Bahia). La politique nationale de ressources maritimes (décret du 23/2/2005) gère le développement des activités visant à utiliser et explorer les ressources maritimes. De plus le Ministère de la science et de la technologie brésilien est actif dans ce domaine et soutient les projets d'innovation. Outre un soutien à la recherche océanographique, la mise en place d'un institut national de science et technologie (INCT) en sciences maritimes est envisagée afin d'aider à une approche multidisciplinaire.

Depuis 2011, le Brésil participe au projet européen MaRINET, réseau européen pour les EMR (avril 2011 à mai 2015).

Fiche pays : Canada

1,32 CAN\$:~ 1€ (30/12/2012)

Prix de l'électricité pour l'industrie : 35-90 CAN\$/MWh, pour les ménages : 70-160 CAN\$/MWh (wiki2010)

En 2011 la capacité installée au Canada était de 20 MW en marémoteur (barrage d'Annapolis Royal en baie de Fundy), 2 à 5MW (en cours d'installation) en hydrolien et 300kW en ETM Le potentiel théorique houlomoteur est de 1600 TWh/an, le potentiel théorique d'énergie des marées est de 255 TWh/an.

Les initiatives provinciales et privées des années récentes ont conduit à l'élaboration d'une feuille de route nationale pour les technologies des EMR (www.oreg.ca/index.php?p=1_58_Marine-Energy-TRM).

En 2011, le gouvernement a lancé une initiative sur les éco-énergies (dont les EMR) pour 97M\$, un programme de mesures d'encouragement des EMR pour 4 M\$.

En 2011 aussi, le centre d'essais Fundy Ocean Research Center for Energy (FORCE) de Nouvelle Écosse a publié ses premières études d'impact et de suivi (<http://fundyforce.ca/assessment>, <http://fundyforce.ca/monitoring>) et a été reconnu comme modèle d'incubateur pour l'industrie des EMR, statut renforcé par son accord de collaboration avec l'EMEC britannique. Pour mémoire le premier essai conduit au FORCE a été celui d'une turbine Open Hydro. Le FORCE est l'un des rares exemples de bonne pratique reconnu par le Royaume-Uni en dehors du Royaume-Uni, notamment en raison de la capacité de 65 MW, la première au monde, rendue possible par l'installation de câbles sous-marins.

L'année 2011 a vu aussi des avancées en matière d'hydrolien (démonstration RER Trek à Montréal), de tests de prototypes (Clean Current, MAVI, Sabella Energies), et des projets pilotes dans les provinces ou en Inde.

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

La feuille de route pour les technologies des EMR contient des objectifs de génération d'énergie hydrolienne et houlomotrice de 75 MW, en 2016, 250 MW en 2020 et 2 GW en 2030.

Le gouvernement de la province de Nouvelle-Écosse affiche des objectifs en houlomoteur de 65 MW en 2015 et 300 MW dans les cinq à dix années suivantes. Le gouvernement du Québec a lancé en 2011 son Plan Nord avec 200 MW d'objectif pour les ENR non traditionnelles comme l'hydrolien.

Soutiens, incitations et initiatives

Le Canada a entre 2007 et 2011 financé les EMR) à hauteur de 75M\$. En juillet 2011, CanMetENERGY (un laboratoire de NRCanada) a publié ses rapports « Marine Energy Sector Profile » et « Early-Stage Supply Chain reports » et l'Ocean Renewable Energy Group (OREG) son rapport «The Role of Feed-in Tariffs: Moving Ocean Energy Ahead in Canada » sur les tarifs d'achat (www.oreg.ca/web_documents/oreg_the_role_of_fits.pdf)

Le gouvernement de Nouvelle Écosse a publié un rapport des consultations visant à soutenir le secteur des EMR (www.gov.ns.ca/energy/resources/spps/public-consultation/marine-renewable-energy/Fournier-Report-English.pdf), un état des lieux sur les capacités de soutien au développement (Marine Renewable Energy Infrastructure Assessment Report, www.gov.ns.ca/energy/renewables/explore-invest/recent-reports.asp) et lancé en 2011 son tarif d'achat COMFIT (Community based feed in tariff) de 62,2 CAN\$/MWh sur 20 ans pour les hydroliennes raccordées de moins de 500 kW et propriété de groupes locaux (municipalités, universités...).

Le Canada dispose en Nouvelle Écosse d'un centre d'essais de classe internationale, le centre d'essais Fundy Ocean Research Center for Energy (FORCE), créé en 2009 et actif avec, en 2012, quatre sites occupés par Alstom, MCT/Minas Basin Pulp & Power, Open Hydro/Nova Scotia Power et Atlantis Marine Resources/Lockheed Martin/JD Irving. Le FORCE a depuis ses origines reçu plus de 37 M CAN\$ de fonds public. Le tarif d'entrée est 1M CAN\$ pour une période de test de deux ans, renouvelable une fois, plus 225 000 CAN\$ par an.

Le gouvernement du Québec a lancé en 2011 son Plan Nord avec 200 MW d'objectif pour les ENR non traditionnelles comme l'hydrolien. Le gouvernement de Colombie Britannique élabore des tarifs d'achats pour six ENR novatrices dont le houlomoteur, l'hydrolien et l'hydrolien fluvial/estuarien, avec mise en place initialement prévue pour 2012. Le 22 juin 2012, le gouvernement local a annoncé un report de la mise en œuvre de ces tarifs d'achat afin de limiter l'augmentation des prix de l'électricité.

Législation et réglementation

Les provinces canadiennes ont juridiction exclusive pour la gestion des sites et installations de production d'électricité. Les décisions de production d'électricité à partir des EMR, y compris les décisions de concession, sont prises par les provinces.

Province	Émis	En projet
Nouvelle Écosse	Guidelines for Permitting of a Pre-Commercial Demonstration Phase for Offshore Renewable Energy Devices	Cadre législatif pour les EMR - 2012
Nouveau Brunswick	"Allocation of Crown Lands for Tidal In-Stream Energy Conversion Projects"	
Québec		Plan Nord, début 2012
Colombie Britannique	Directive intérimaire de politique et politique opérationnelle d'utilisation des sols (applicable aux EMR)	

Le gouvernement fédéral reste responsable, entre autres, des pêches, voies navigables, protection de l'environnement et études d'impact environnemental. Il a, en 2011, annoncé un programme de mesures d'encouragement des EMR et collabore avec les gouvernements provinciaux.

En matière de législation environnementale, la section 35 du *Fisheries Act* requiert l'autorisation du Ministre et une étude d'impact environnemental en cas d'altération des habitats marins; les projets EMR de moins de 5 MW demandent une étude d'impact environnemental simplifiée et une étude complète au dessus de 5 MW, au titre du *Canadian Environment Assessment Act*, administré par la Canadian Environmental Assessment Agency. Le ministère des transports (Transport Canada) et sa division de protection des eaux navigables fournit les autorisations requises pour la construction d'ouvrages sur les chenaux costaux navigables; les aires marines protégées sont suivies par Fisheries and Oceans Canada (ministère des pêches) et les autorisations délivrées au titre du *Oceans Act*. Le ministère de l'environnement (Environment Canada) a la responsabilité des aires de faune sauvage marine (*Marine Wildlife Areas* ou MWA), de 12 à 200 miles marins (alias nautiques) de la côte. Le service responsable des parcs (Parks Canada) a la responsabilité des parcs nationaux marins (National Marine Conservation Areas ou NMCA); le National Energy Board a juridiction au cas où de l'énergie est exportée du Canada ou si le gouvernement fédéral lui donne juridiction explicite sur un projet donné; enfin divers services (environnement/Canadian Wildlife Service, pêches, parcs) veillent à la protection des espèces sauvages menacées au titre du *Species at Risk Act*.

Principaux mécanismes de financement public

28 M\$ de financement pour les EMR provient de mécanismes non spécifiques comme le Clean Energy Fund (CEF), *Programme for Energy Research and Development* (PERD), *ecoENERGY Innovation Initiative* (ecoEII), administrés par le Office of Energy Research and Development (OERD) du National Resources Canada (NRCan). 20 M\$ supplémentaires ont été fournis en faveur de l'hydrolien et du houlomoteur par la fondation Sustainable Development Technology Canada. Le CEF a aussi annoncé en novembre 2010 le financement pour 20 M\$ de l'infrastructure de câblage (65 MW) du Fundy Ocean Research Center for Energy (FORCE) de Nouvelle Écosse. Onze kilomètres de câble sous-marin ont été réceptionnés en juillet 2011. Des tests ont commencé en août 2012.

Le National Research Council Industrial Research Assistance Programme a financé des évaluations de technologies et des simulations numériques.

Le crédit d'impôt remboursable pour la recherche scientifique et le développement expérimental a été utilisé pour de nombreux projets.

Les gouvernements provinciaux ont aussi contribué : la Nouvelle Écosse a investi dans FORCE et financé les 2/3 du coût de 22 projets de recherche en EMR, estimé à 8M\$. La Nouvelle Écosse, l'Ontario et la Colombie Britannique ont de plus financé pour 10M\$ de projets.

L' Ocean Renewable Energy Group (OREG) estime que 75M\$ ont été engagés, avec un effet de levier de 1,5.

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

En 2011, l'investissement public en R&D est estimé supérieur à 33,75M€.

Le Fundy Ocean Research Center for Energy (FORCE), l'Offshore Energy Environmental Research (OEER) et le Fundy Energy Research Network (FERN) de Nouvelle Écosse ont lancé une série d'initiatives de recherche stratégique décrite sur www.offshoreenergyresearch.ca/Home/TidalEnergyResearch/tabid/386/Default.aspx.

La recherche universitaire en EMR compte 12 étudiants, 5 M\$ de bourses de recherche et est conduite aux universités de Victoria, Winnipeg, Acadie, Dalhousie et au collège de l'Atlantique Nord. D'autres acteurs universitaires ou institutionnels sont l'université Memorial, le NRC-Institute for Ocean Technology (NRC-IOT) et son bras commercial le NRC Canadian Hydraulics Centre (NRC-CHC), le Offshore Energy Environmental Research Association (OEER), le Ocean Renewable Energy Group (OEEG) et l'université de Colombie britannique.

La seule équipe de recherche fédérale en EMR est l'équipe Marine Energy Technology du laboratoire CanMetENERGY de NRCan, impliquée en normalisation, caractérisation des ressources, avancement de la technologie, et soutien à la feuille de route EMR. Le Geological Survey of Canada (BRGM Canadien), aussi du NRCan, contribue des recherches sur la géomorphologie et la dynamique des fonds marins et les impacts de l'exploitation des EMR. C'est cependant principalement le ministère des pêches et de la mer (Department of Fisheries and Ocean, DFO ou MPO (<http://www.dfo-mpo.gc.ca/>)) qui est en pointe sur les recherches en matière d'études d'impact environnemental et doit émettre, après identification des niveaux de risque, un document guide de réglementation environnementale pour les EMR. De fait, en août 2012, un document intitulé « A framework for environmental risk assessment and decision-making for tidal energy development in Canada » a été publié par l'Acadia Centre for Estuarine Research.

R&D financée par l'industrie

En 2011 l'investissement privé de R&D est estimé supérieur à 18,75M€.

Les développeurs canadiens en EMR sont Blue Energy (turbine axe vertical, unités de production installées de 20 à 100 kW), Nova Scotia Power (barrage marémoteur de 20 MW), CleanCurrent, Coastal Hydropower, Finareva Aqua Energy (AquaBuoy), New Energy (turbine axe vertical de 5W à 250 kW commercialisées), Seawood Design Surf Power, Sieber, SyncWave energy, Water wall, Wave energy technologies, Waveberg Development, Wavemill Energy Corp.

Participations à des projets internationaux

Il existe depuis février 2009 un dialogue des énergies propres entre Canada et USA visant à combattre les effets des gaz à effet de serre (GES). Ces deux pays ne participent pas ou plus au Protocole de Kyoto.

Le Canada et le Royaume-Uni ont depuis septembre 2011 un « partenariat pour le 21e siècle » incluant la production commerciale d'électricité à partir des EMR. Ainsi le FORCE et l'EMEC ont signé en 2011 un mémoire d'entente (Memorandum of understanding, ou MOU) en vue de collaborations.

Le Canada est actif en matière de normalisation internationale et était jusqu'à juin 2011 président du comité technique TC114 de l'IEC.

Les entreprises sont aussi actives: New Energy travaille avec des revendeurs sur des projets pilote d'hydroliennes en Inde et en Alaska. Sabella Energies collabore avec la France sur des

hydroliennes en mer ou estuaire. Clean Current Power Systems a finalisé pour Alstom son hydrolienne de mer et développe une hydrolienne d'estuaire. PowerTech Labs et Triton Consultants fournissent des conseils en faisabilité à des entreprises coréennes de réseau. SMRU Ltd travaille sur des projets financés par le DOE (Department of Energy) américain sur l'impact acoustique des hydroliennes.

Démonstration de technologies

En 2011 l'investissement public (resp. privé) sur les démonstrateurs de technologie est estimé supérieur à 22,5M€ (resp. 60 M€).

Les entreprises de réseau impliquées en R&D ou projets de démonstration sont :

NALCOR – Newfoundland and Labrador	Développement de technologie pour gestion de microréseau
EMERA / Nova Scotia Power	Open Hydro investisseur, démonstrateur technologique, développement planifié
Hydro Quebec	Implication dans deux démonstrations technologiques
Ontario Power Authority	Tarif d'achat pour l'hydroénergie pour développement de projet
Manitoba Hydro	Accès à site pour R&D et démonstration technologique
BC Hydro	Offre permanente modifiée pour démonstration technologique; accès à site pour démonstration technologique d'hydrolien de rivière

Projets opérationnels

Open Hydro a récupéré en décembre 2010 sa turbine au site d'essais de FORCE.

RER (Renewable Energy Research) a déployé sa turbine TREK dans le port de Montréal au cours du second semestre de 2010, et elle avait enregistré à fin 2011 10000 heures de production.

Nouveaux développements

En 2011, les acteurs du développement technologique ont notamment été :Clean Current Power Technology, Grey Island Energy, Mavi Innovations, New Energy Technology, RER, Sabella Energie et Seawood Designs.

Alstom Hydro a construit un prototype commercial d'hydrolienne à partir de celui de Clean Current Power Systems.

Deux générateurs ENCurrent de 250 kW de New Energy corporation doivent être déployés à titre de démonstration en 2012 ou 2013 à Canoe Pass près de la rivière Campbell en Colombie britannique.

Une hydrolienne fluviale SR-01 de Sabella Energy Inc. devait être déployée dans le port de Montréal à l'embouchure du Saint-Laurent en 2012, projet attendu par Hydro Québec. Une hydrolienne de démonstration SR-02 doit aussi en 2013 être installée dans le grand-nord canadien.

Emera rassemble des partenaires pour un projet de 40 MW d'hydrolien à l'horizon 2016.

Fiche pays : Chili

100 pesos chiliens = 0,16€

Prix de l'électricité : 151,31\$/MWh pour l'industrie, 210,74\$/MWh pour les ménages (AIE, 2012)

Le Chili possède un potentiel considérable en EMR, notamment en énergie houlomotrice (entre 164 et 240 GW) , marémotrice, hydrolienne (sud du pays : Canal de Chacao, Canal d'Apaió, Golfe de Corcovado, Sud Est de l'île de Chiloé, Canal de Darwin, Angostura Inglesa, Canal de Gabriel et Primera Angostura alias détroit de Magellan), voire éolienne flottante (pentes abruptes). Son niveau de développement ne lui permet pas encore d'en profiter. La Banque Interaméricaine de Développement (BID) finance une évaluation préliminaire des ressources. Des projets démonstration voient le jour. L'entreprise américaine Float Inc. a prévu au sud du Chili des développements de sa plate-forme flottante Rho cee destinée à héberger un mix d'EMR. L'entreprise chilienne Etymol Wave power a planifié en mars 2012 une centrale houlomotrice immergée (3 mètres sous la surface, apparence d'une hydrolienne) de 30 MW (coût : 6G\$). Un protocole d'accord de coopération dans le secteur de l'énergie entre le Chili et la Finlande a été signé le 5 février 2013, et inclut la mise en place d'une station houlomotrice Waveroller (8 à 20 m de profondeur, capacité typique 500 ou 1000 kW).

Fiche pays : Chine

8,24 RMB=1€ (30/12/2012)

Prix de l'électricité ménages 75-107 \$/MWh (mai 2012).

Introduction

En 2011, la capacité installée en Chine était de 3,9MW en marémoteur, 110 kW en hydrolien (plus 3,7MW en cours d'installation), 190 kW en houlomoteur (plus 2,4MW en cours d'installation) et 15 kW en ETM.

Le potentiel houlomoteur théorique est de 600 TWh/an, le potentiel extractible de 113 TWh/an. Le potentiel théorique d'énergie des marées est de 960 TWh/an, le potentiel extractible de 62 TWh/an. Le potentiel théorique d'ETM est de 12000 TWh/an.

En 2011, le douzième plan quinquennal des énergies renouvelables a été formulé et soumis à consultation publique, publié en août 2012 par la NEA (National Energy Administration), approuvé en octobre 2012. Il fait état d'un potentiel de 22 GW en marémoteur, 13 GW en houlomoteur, 14 GW en hydrolien, 125 GW en osmose et 1321 GW en ETM.

Le plan spécifique pour les affaires maritimes (*12th five-year plan on oceanic affairs*) a été diffusé et est essentiellement normatif. Il comporte huit tâches : élaborer, réviser et faire appliquer des normes, innover en science et technologie, construire une plate-forme d'information sur les normes marines et travailler à leur industrialisation, guider les activités de normalisation du secteur et renforcer la normalisation régionale des affaires maritimes.

Le plan spécifique de développement des EMR, dans le sillage du 12^{ème} plan quinquennal pour les énergies renouvelables, se fait attendre.

La State Oceanic Administration (SOA) a mis en place l'Administrative Center for Renewable Energy (ACRME) afin de coordonner le développement des EMR en Chine. Une première évaluation du potentiel a été menée à bien.

La détermination d'une zone pilote et la construction de sites d'essai ont commencé afin de mener des essais en mer. Un système hybride de 100 kW (vent, solaire, vagues) est construit et opéré par le National Ocean Technology Center. Le principal programme national de financement des EMR a débuté en 2010.

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

Le premier parc éolien offshore chinois (100 MW) a été installé en 2010 à l'occasion de l'exposition de Shanghai. En 2011 un appel d'offre a été lancé pour 4 parcs et 1 GW de capacité. Deux parcs sont en construction. L'objectif de capacité installée à terme est de 5 GW en 2015 et 30 GW en 2020 ou 2030. La Chine ambitionne aussi de produire une turbine éolienne offshore de 10 MW d'ici 2015.

En 2011 le douzième plan quinquennal des énergies renouvelables a été formulé et son élaboration s'est poursuivie au sein de la SOA et de la NEA (National Energy Administration), avec approbation en octobre. Des cibles pour les énergies renouvelables ont été diffusées en octobre 2012 (cf <http://en.cnrec.info/tools/2012-09-29-343.html> et <http://www.ec2.org.cn/en/clean-energy-world/news/china/china-12th-five-year-plan-renewable-energy-development-key-information>).

Le National Ocean Technology Center (NOTC, <http://www.notc.gov.cn>) doit élaborer le *Strategic report for the development and utilization of marine renewable energy in China*, à horizon 2030.

Soutiens, incitations et initiatives

Le Ministère des finances et la SOA ont mis en place un programme de financement pour les EMR, mettant l'accent sur la génération d'électricité en milieu insulaire, les stations connectées au réseau, l'industrialisation, la R&D et le service public.

En 2010, 200 M RMB ont été investis dans 26 projets, dont 110 M RMB pour des projets de démonstration. 30 à 39 projets ont été jugés éligibles en 2011 pour un financement de 200 M RMB, dont 10 projets de démonstration.

D'autres sources de financement sont le programme « 863 », le National Key Technology Research and Development Programme et aussi la National Natural Science Foundation of China

(NSFC).

Législation et réglementation

En janvier 2006 a été mise en œuvre la *Renewable Energy Law of the People's Republic of China*, amendée en avril 2010.

Principaux mécanismes de financement public

La SOA a installé le 24 novembre 2010 l'ACMRE, autorité de supervision et de gestion du programme spécial de financement et des projets en Chine. La revue technique des projets EMR a eu lieu en 2011 et la mise en œuvre doit avoir lieu en 2012.

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

L'essentiel de la R&D est financée par le gouvernement. Les acteurs universitaires et institutionnels sont l'université d'ingénierie de Harbin, l'académie des sciences chinoise et son Guangzhou Institute of Energy conversion, l'université de l'océan à Qingdao, le National Ocean Technology Center de la SOA, le second institut d'océanographie de la SOA, le comité de l'énergie de l'océan de la Chinese Renewable Energy Society.

Énergie marémotrice:

Jiangxia Wenting, Zhejiang	à marémoteur	3,9 MW nominal, 1,3 MW en moyenne, 11 GWh/an	Depuis mai 1980 Record de production en 2009	
Baishakou Rushan, Shandong	à marémoteur	640 kW	Depuis décembre 1975	
Haishan Yuhuan, Zhejiang	à marémoteur	250 kW	Depuis août 1978	

Énergie houlomotrice:

NOTC, expérience à Jimo, Shandong	Pendule inversé houlomoteur	100 kW	Essai en mer juillet 2012	Essai initial à échelle 1/20 dans réservoir avec amenée d'eau
Guangdong Zhongda Marine Biotechnology Centre of South China Sea Co., Ltd	houlomoteur	10 kW en R&D 100 kW à tester à Yangjiang – Zhapo East Island, province de Guangdong		
Guangzhou Institute of Energy Conversion (GIEC) of Chinese Academy of Sciences (CAS):	Absorptive floating-point power base station	20 kW nominal 10 kW déployé		

Énergie hydrolienne

Harbin Engineering University:	Prototype axe horizontal		10 kW déployé à Daishan province de Zhejiang		Alimentation du phare
Zhejiang University:			25 kW conçu 60 kW construit		
Northeast Normal University:			5 kW		Alimentation de plateforme d'observati

					on océanogra phique
Ocean University of China	Courant axial		20 kW développé		

ETM:

First Institute of Oceanography of State Oceanic Administration (SOA) (Qingdao Power Generation Co., Ltd. of China Huadian Corporation)			15 kW		
---	--	--	-------	--	--

R&D financée par l'industrie

Dans l'éolien offshore, la société Chinoise CSIC Haizhuang teste à Rudong en 2012 son premier prototype d'éolienne offshore de 5 MW, la CSIC H154 issue de trois ans de développement, en collaboration avec l'allemand Schaeffer (roulements), le néerlandais Mecal (ingénierie), le danois KK Electronic et le consultant allemand en offshore Lehnhoff.

Participations à des projets internationaux

Guangzhou Institute of Energy Conversion (GIEC), Chinese Academy of Sciences (CAS)	Blum Company	Résistance aux typhons et système d'ancrage de système houlomoteur			
Ocean University of China, financement "National Natural Science Foundation of China (NSFC)	Corée	OWC colonne d'eau oscillante			
Ocean University of China	EMEC, Royaume-Uni	Système électrique intelligent		Janvier 2011- décembre 2013	

L'EMEC a de fait signé un MOU avec l'université océanique Chinoise..

Démonstration de technologies

En 2011 l'investissement public (resp. privé) est de 1,3M€ (resp. 0,2M€) sur les démonstrateurs de technologie marémotrice, 3,8M€ (resp. 1,8M€) sur l'hydrolien et 38M€ (resp. 1,6M€) sur le houlomoteur.

Projets opérationnels :

Centrale marémotrice de Jiangxia, propriété de China Guodian Corporation, gestion par China Longyuan Power Group Corporation Limited	marémoteur	barrage	3,9 MW, 7,2 Gwh/an	Mise en production de l'unité n°6 en 2007	Fonctionne à marée montante et descendante
Système hybride isolé, île Daguan	Houlomoteur, OWC	Pendule houlomoteur terre	à 100-200 kW: 130 kW houlomoteur, 60 kW éolien, 10 kW solaire	Mise en marche juin 2011	
Système hybride isolé, île Daguan	Houlomoteur, OWC	Pendule houlomoteur en mer	100 kW	Mise en marche en 2012	

Nouveaux développements

Electrification isolée îles de la mer de Chine du Sud (Dawanshan Island, Guangdong Province) - Guangzhou Institute of Energy Conversion (GIEC), Chinese Academy of Sciences (CAS)	Hybride houlomoteur, éolien		500 kW: 300 kW houlomoteur, 200 kW éolien	Avant juin 2012	
Centrale isolée Zhaitang Island, Jiaonan City, Shandong Province - China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)	HYBRIDE hydrolien, éolien, solaire		500 kW: 300 kW hydrolien, 150 kW éolien, 50 kW solaire		
Hydrolien connecté à Longxu Island, Rongcheng City, Shandong Province - China Datang Corporation	Hydrolien		4x300 kW		
Hydrolien connecté à Daishan Sea Area, Zhoushan City, Zhejiang Province - China Energy Conservation and Environmental Protection Group			1 MW connecté via ligne de 10 kV		Financement 30 M RMB

Fiche pays : Corée du Sud

1410 won=1€ (30/12/2012)

Prix de l'électricité pour l'industrie 70\$/MWh, pour les ménages 88,64\$/Mwh (AIE2011)

Introduction

En 2011, la capacité installée en Corée était de 254 MW en marémoteur, et 500 kW en houlomoteur en cours d'installation.

L'usine marémotrice de Sihwa (254 MW) a commencé à fonctionner en août 2011, devenant la première capacité mondiale devant l'usine marémotrice de la Rance (240 MW) qui est active depuis 1966. Les autres activités EMR et leur budget ont aussi crû en 2011; notamment le travail sur le développement de l'éolien offshore s'accélère avec la sélection de l'île de Jeju comme premier site coréen pour un parc éolien offshore et la construction du plus grand parc éolien offshore du monde (2,5 GW) qui sera opérationnel en 2019. Le potentiel éolien de la Corée du sud est de 340 TWh/an dont 243 TWh offshore.

La politique des ENR en Corée a changé en 2012, les tarifs d'achat étant remplacés par le RPS (part minimale de renouvelable dans la production, cf. infra).

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

En 2030, les EMR doivent représenter 4,7 % du total des ENR (soit 1,5 Mtoe), qui elles-mêmes représenteront 11 % de la demande énergétique nationale.

La stratégie de développement des EMR a trois phases: 1) jusqu'en 2012, le soutien à la R&D est essentiellement financé par le gouvernement et cible le développement des technologies de base applicable en zone côtière; 2) de 2013 à 2020 le rôle de l'industrie doit croître en vue de l'exploitation de technologies de pleine mer; 3) après 2030 les entreprises seront leaders du développement commercial des EMR et de leur utilisation hybride.

Parmi les documents de référence sur les EMR on peut citer le *R&D Strategy 2030 for New and Renewable Energy – Ocean* du MKE (Ministry of Knowledge Economy) diffusé en 2008, et le *Development of Activity Plan on Ocean Energy R&D Programme* diffusé en 2009 par le MLTM (Ministry of Land, Transport and Maritime Affairs). Ainsi à horizon 2030 il est prévu d'atteindre 11 % de la demande énergétique nationale par les ENR et d'augmenter de 80 % les ressources disponibles en EMR, avec comme étapes intermédiaires 70 ktoe (0,9 % des ENR) en 2010, 393 ktoe en 2015 (3,3 %), 907 ktoe en 2020 (5,2 %) et 1,54 Mtoe en 2030 (4,7 %) soit environ 16 TWh. Le MKE a aussi diffusé le *White Paper on New and Renewable Energy*, document de référence général sur les ENR.

Les objectifs pour les EMR sont donc officiellement relativement limités.

Soutiens, incitations et initiatives

Le tarif d'achat créé en 2002 ne s'applique, pour les EMR, qu'au marémoteur à hauteur de 62,81 won/kWh. A partir de 2012, le RPS (renewable portfolio standard) est en vigueur, requérant des entreprises de production d'énergie une part renouvelable de 2 % en 2012 et 10 % en 2022.

Principaux mécanismes de financement public

Le financement vient essentiellement du Ministère du territoire, des transports et des affaires maritimes (MLTM) qui finance les projets de démonstration via son programme *Practical Ocean Energy Technology Development Programme* et du Ministère de l'économie de la connaissance (MKE) qui couvre principalement la R&D via son programme *New and Renewable Technology Development Programme*, les technologies étant encore immatures.

Recherche et Développement

Projets de R&D hydrolienne:

PROJET (dépense, financement)	TYPE DE CONVERTISSEUR	STRUCTURE	CAPACITE	DUREE PROJET	DU	REMARQUES
Usine marémotrice de Sihwa (K-Water, K-Water)	Horizontal Axial Bulb	Barrage en béton	10x25.4MW	2004~2011		Fonctionne en 2011
Uldolmok Tidal Current Pilot Plant (KORDI=Korea Ocean Research and Development Institute, MLTM)	Helical Turbine (VAT)	Jacket	2x500kW	2001~2011		Fini en 2009
Evaluation de site pour barrage marémoteur (KORDI, MLTM)	Etude de faisabilité			2001~2011		Incheon Bay et al.
Tidal Current Energy RC (KMU=Korea Maritime University, MKE)	(Turbine Design)	(Underwater design)	(Evaluation du potentiel)	2009~2014		Centre de recherche conjoint
Conception de Turbine S/W (KMU, MKE)	(HAT/VAT)	(Diagramme de performance)	(GUI System)	2009~2012		Basé sur simulations CFD
VIVEED (KORDI, MKE)	VIV Cylinder	Pile	2009~2012	2009~2012		
In-stream Hydro System (Ecocean Ltd., MKE)	Helical Turbine (VAT)	Jacket	50kW	2010~2012		Canal de décharge de l'usine
Equipement électrique hydrolien de classe MW (HHI=Hyundai Heavy Industries Co., Ltd., MKE)	Pitch Control	Pile	>500kW	2010~2015		Tst en mer en 2014
Turbine hydraulique pour barrage marémoteur (HHI, MKE)	Bulb		7MW, 30MW	2011~2014		Applicable à barrage hydroélectrique
Turbine flexible pour courant de marée (KORDI, MKE)	Flexible Flap		10kW	2011~2014		Efficacité > 26%

Projets de R&D houlomotrice:

PROJET (dépense, financement)	TYPE DE CONVERTISSEUR	STRUCTURE	CAPACITE	DUREE PROJET	DU	REMARQUES
Yongsoo OWC (KORDI, MLTM)	OWC (colonne d'eau oscillante)	Caisson	500kW	2003~2013		Usine pilote en 2012
Variable Liquid Column Oscillator (KEPRI=Korea Electric Power Research)	Attenuator	Cylindre	300kW	2009~2011		Prototype Test in 2011

Institute, MKE)						
Pendulum WEC (KORDI, MLTM)	Oscillating Surge	Barge	300kW	2010~2016	Collaboration Corée-Japon	
AWS with Linear Generator (Yonsei Univ., MKE)	Point Absorber	Bouée		2010~2013	4-sided Linear Generator	
Resonant Vertical Oscillator (Gyeongju Univ., MKE)	Point Absorber	Bouée		2010~2013	Prototype Test in 2013	
Cross-Flow Hydraulic Turbine (KMU, MKE)	Houlomoteur	Overtopping Caisson		2011~2014	Conversion énergie des vagues/énergie électrique	

Projets de R&D sur ETM:

KORDI, (MLTM)	ETM, SWAC				
KEPRI, (MKE)	SWAC				
	ETM				Recherche fondamentale

Projets de R&D sur Osmose:

Université de Hongik (MKE)	Osmose				
----------------------------	--------	--	--	--	--

R&D financée par le gouvernement

En 2011 le budget public de R&D sur les EMR est d'environ 5,5M€, y compris les programmes d'éducation.

R&D financée par l'industrie

En 2011 le budget privé de R&D sur les EMR est d'environ 0,8M€.

Participations à des projets internationaux

L'EMEC et la cité d'Incheon ont signé en août 2012 un mémoire d'entente (MOU) afin de fournir une assistance technique sur la conception, construction et opération de dispositifs hydroliens.

Démonstration de technologies

En 2011 le budget public (resp. privé) de démonstration technologique sur les EMR est d'environ 10,5M€ (resp. 4M€), sans compter la nouvelle usinamarémotrice de 254 MW à Sihwa.

Les entreprises de réseau impliquées dans des activités de R&D ou de démonstration sont:

Korea Water Resources Corporation (K-water)	Opération de la centrale marémotrice de Shihwa
Korea East-West Power Co., Ltd	Opération de l'usine pilote hydrolienne de Uldolmok
Korea Western Power Co., Ltd.	Etude de faisabilité sur le site hydrolien de Garorim
Korea Hydro and Nuclear Power Co., Ltd.	Etude de faisabilité sur le site de barrage marémoteur de Incheonman
Korea Midland Power Co., Ltd.	Etude de faisabilité sur le site de barrage marémoteur de Ganghwa
Hyundai Heavy Industry Co., Ltd.	Démonstration échelle 1 d'un équipement hydrolien de 1 MW
Korea Electric Power Corporation	Démonstration de prototype d'atténuateur avec colonne d'eau oscillante

Projets opérationnels

Usine marémotrice de Sihwa	marémoteur	barrage	254 MW, 552 Gwh/an espérés	Depuis août 2011	Fonctionne uniquement à marée montante
----------------------------	------------	---------	----------------------------	------------------	--

Nouveaux développements

Usine houlomotrice de Yongsoo (KORDI, MLTM)	Houlomoteur OWC (colonne d'eau oscillante)	Caisson, 15000t	500 kW	Essais depuis octobre 2011	
Jindo	houlomoteur		Turbine 110 kW de Voith	3 mois de fonctionnement en 2012	

Fiche pays : Danemark

7,46 DKK=1€ (30/12/2012)

Prix de l'électricité pour l'industrie : 115,17\$/MWh, pour les ménages : 409,17\$/MWh (AIE2011)

Introduction

Le Danemark a installé le premier parc éolien offshore en 1991, possédait, en juin 2011, 854 MW de puissance éolienne offshore installée et 868 MW en 2012 (3^{ème} au monde après le Royaume Uni et l'Allemagne) sur quatre parcs à Horns Rev et Roedsand (un cinquième est en cours de construction). En 2013, la capacité éolienne offshore installée sera de 1268 MW. Le Danemark vise une production d'électricité nationale pour moitié éolienne en 2025. Le ministère danois de l'énergie et du climat a cependant le 6 novembre 2012 proposé de retarder à 2018 la production d'électricité des parcs éoliens offshore de Kriegers Flak (600 MW) et Horns Rev (400 MW).

Le Danemark disposait en 2011 de 250 kW de capacité installée houlomotrice, le potentiel théorique étant de 30 TWh/an. Il a deux fermes houlomotrices offshore raccordées en fonctionnement : WaveStar (110 kW) sur le site de test DanWEC, et une installation flottante de 170 kW incluant 3 éoliennes (33 kW). En 2011 deux nouveaux prototypes houlomoteurs ont été déployés : DEXAWAVE à Hantsholm et Crestwing à Kattega, tandis que les modèles de Wavestar et Wave Dragon testés à Nissum Bredning ont été enlevés.

Le Danemark a réussi la reconversion -souvent citée en modèle- du port d'Ejsberg à l'industrie éolienne offshore (installation et maintenance de parcs).

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

Le Danemark ambitionne 100 % d'ENR dans les secteurs de l'énergie et des transports à l'horizon 2050. Les simulations projettent pour 2020 50 % de la consommation d'électricité fournie par l'éolien (contre 28 % en 2012 ce qui suppose une augmentation de capacité de 2 GW, dont 1,5GW d'éolien offshore), et plus de 35 % de l'énergie finale consommée issue des ENR.

Sur l'éolien offshore, les objectifs nationaux à l'horizon 2020 sont 1,3 GW d'éolien offshore et le Danemark a en 2012 868 MW installés (et 1268 MW prévus en 2013), répartis sur 12 parcs (Rødsand 2010 90 turbines, 207 MW; Horns Rev II, 2009, 91 turbines, 209 MW; Nysted, 2003, 72 turbines, 165 MW; Horns Rev I, 2002, 80 turbines, 160 MW...). Les permis sont délivrés par la DEA Danish Energy Agency (<http://www.ens.dk>).

Il est prévu en 2013 d'installer 400 MW à Anholt, six turbines de démonstration à Frederikshavn, et d'ici 2020 d'installer 400 MW à la ferme de Krieger Flak, 600 MW à Horns Rev III et 500 MW près des côtes.

Une nouvelle stratégie sur l'énergie des vagues a été initiée en 2011 devait être lancée à mi 2012. Il n'y a pas d'objectif danois d'énergie houlomotrice installée par manque de maturité. Energinet.dk a développé un outil excel pour calculer le coût de l'énergie en divers points de l'océan et cet outil devra être utilisé pour obtenir un financement. Le rapport *Energy Policy Report 2012* propose 25 M DKK de financement pour l'installation et la démonstration de projets houlomoteurs sur la période 2014-2015 (sur les 60 M DKK alloués aux énergies renouvelables de 2012 à 2015).

Soutiens, incitations et initiatives

Le conseil danois de recherche stratégique (DSF) finance 0,45M€ un réseau créé en 2011 pour améliorer la participation et l'accès danois aux financements européens en EMR, et dont les membres sont Offshore Center Denmark, LORC, université d'Aalborg, Risoe-DTU, et South Denmark EU Office..

Le site de test DanWEC se prépare à devenir un laboratoire vert pour le développement et les tests de composants houlomoteurs.

Législation et réglementation

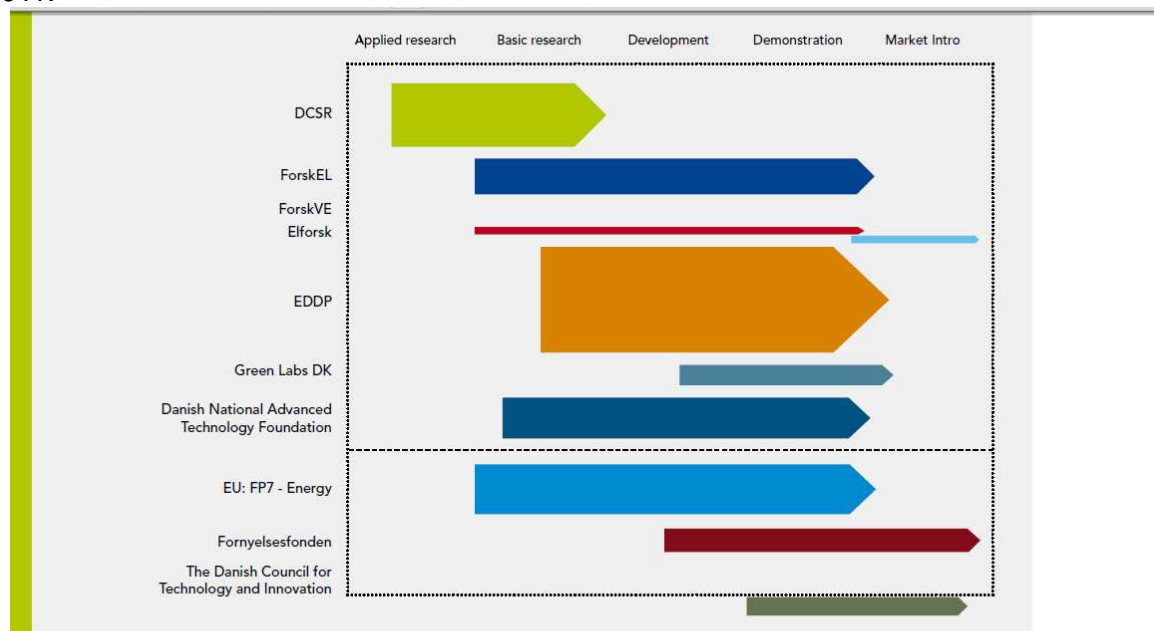
L'éolien offshore bénéficie depuis longtemps d'une politique volontariste avec tarifs d'achat, prise en charge du raccordement par les gestionnaires de réseau, une forte concertation (possibilité de participation individuelle au financement, concertation avec les pêcheurs) et des procédures simplifiées. La garantie de raccordement au réseau au Danemark contraste avec la situation suédoise.

L'installation de pilotes houlomoteurs requiert autorisation de l'agence de l'énergie (ENS), et l'autorisation de test temporaire sur un site est donnée si différents critères sont remplis dont une étude d'impact environnemental. De manière générale, la procédure d'autorisation tâche d'être confiée à une autorité unique, même si cela n'est pas toujours facile de maintenir la responsabilité unique au cours du déroulement du processus d'autorisation. Ainsi l'approbation des essais sur le prototype houlomoteur de Wave Dragon a duré un an et requis le consentement : des autorités côtières pour l'utilisation du territoire maritime avec prise en compte du site ; de l'étude d'impact environnemental non exigée initialement par l'ENS en raison du caractère de R&D du projet mais exigée par l'autorité locale en raison de la présence d'espèces d'oiseaux protégées ; de l'ENS pour la production d'électricité sur la base des procédures utilisées pour l'éolien offshore ; de l'ENS pour l'utilisation de câbles marins, avec approbation conditionnée par l'absence d'huile dans les câbles ; de l'opérateur local de distribution d'électricité pour établissement d'un point de connexion ; de l'autorité maritime danoise pour les questions de sécurité et de santé, sur la base des règlements relatifs aux fermes piscicoles offshore ; et des compagnies d'assurance, avec installation d'équipements anti-incendie spécifiques.

En matière de planification des espaces maritimes (MSP), le Danemark est encore peu avancé. Un groupe de travail a réfléchi à ce que peut être la pratique future du MSP (2010) et en 2007 23 projets pilotes de MSP, présélectionnés pour l'éolien offshore, existaient déjà.

Principaux mécanismes de financement public

Les mécanismes sont variées et adaptés au stade d'avancement des travaux, et totalisent 150M€ en 2011.



Danish energy research programmes 2011 (Energi 2011)

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

En 2011 le budget public de R&D sur les EMR est estimé à 1,5M€.

Les acteurs institutionnels et universitaires de la R&D sont l'université d'Aalborg, le Danish Maritime Institute (DMI), le Danish Hydraulic Institute DHI, le Danish Technological Institute, la Danish Wave Energy Society.

Le DSF finance pour 3M€ sur 2010-2014 l'alliance de recherche Structural Design of Wave Energy Devices (SDWED) coordonnée par l'université d'Aalborg.

L'équipe Wavedragon a été financée par EUDP pour un démonstrateur d'1,5MW taille réelle au centre DanWEV à Hantsholm et est impliquée dans les projets européens Waveplam, Equimar, Wavetrain2.

Un modèle au 1/10 de colonne d'eau oscillante doit être installé par Leancon à Nissum Bredning au printemps 2012. La permission a été obtenue le 1^e avril 2012.

ResenEnergy a reçu une subvention pour ForkEL PSO pour l'étude d'un flotteur pivotant actionné par levier (LOPF). qui sera testé sur le site d'AAU.

R&D financée par l'industrie

Peu d'information semble disponible. L'essentiel de l'activité identifiée est liée à l'éolien, y compris offshore, mais classique. On peut noter récemment en 2012 que la société DHI a rejoint le consortium européen SI-OCEAN (Strategic initiative for Ocean Energy Development).

Participations à des projets internationaux

Le Danemark est actif dans la préparation de normes au sein du TC 114 de l'IEC. UN groupe de travail (Université d'Aalborg, Dong Energy, Sterndorff Engineering, Ramboll) sous l'égide de la normalisation danoise participe à divers groupes internationaux.

Le Danemark est impliqué dans les projets européens Equimar, CORES, OREDCA, MARINET, AquaGEN, Wavetrain2.

Dans le domaine de l'éolien flottant, le Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy a entamé en octobre 2010 un projet de 4 ans appelé Deepwind, financé par le 7^{ème} PCRD à hauteur de 3 M€, afin de créer et tester une turbine éolienne flottante à axe vertical de 20 MW. Les partenaires sont l'université technique de Delft (TUDELFT), l'université d'Aalborg, SINTEF, Statoil, et le NREL américain.

Le consortium SI Ocean (Strategic Initiative for Ocean Energy Development) a été créé le 23 juin 2012 afin d'aboutir à un consensus sur les moyens de surmonter les barrières et verrous de l'industrie houlomotrice et hydrolienne. Ses membres sont l'association européenne d'énergie des océans (EU-OEA), coordonnatrice, DHI, Carbon Trust, Renewable UK (le SER britannique), le Joint Research Centre de l'UE, le centre d'énergie des vagues.

Démonstration de technologies

Les entreprises de réseau impliquées dans des activités de R&D ou de démonstration sont:

Dong	IEC-TC standards, ORECCA EU project
Thy mors	démonstration technologique

Projets opérationnels

Wavestar Energy (<http://www.wavestarenergy.com>) fait fonctionner 2 absorbeurs ponctuels de 5m de diamètre au site de Hantsholm depuis plus de 2 ans pour une puissance théorique de 113 kW et en 2011 une puissance maximale atteinte de 39 kW. Son autorisation court jusqu'au 5 novembre 2013.

Floating Power Plan (<http://www.floatingpowerplant.com>) a testé en 2011 à Vindeby, Lolland, un prototype de sa plateforme Poseidon avec 140 kW d'énergie des vagues (113 KW réalisé) et 33 kW d'énergie éolienne et a créé en avril 2011 avec Bridgeworks Capital, l'entreprise américaine Floating Power Inc, pour commercialiser la plateforme. L'autorisation de test de Poseidon 37 courait jusqu'au 31 mars 2012.

DEXA Wave Energy (<http://www.dexawave.com>) a installé en 2011 un prototype au 1/5 sur le site DanWEC à Hantsholm (permission jusqu'au 1^e août 2012) et doit développer à Malte trois convertisseurs houlomoteurs d'échelle un et de puissance 250 kW, puis 24 convertisseurs.

Le radeau articulé Crestwing (<http://www.waveenergyfyn.dk>) a été déployé en mer à l'échelle 1/5 au large de Frederikshavn (permission jusqu'au 1^e juillet 2012).

Nouveaux développements

L'entreprise Waveplane Inc., nouvellement créée, doit construire un modèle de 200 kW de concept houlomoteur WEPTOS (<http://www.weptos.com>).

Fiche pays : Espagne

Prix de l'électricité pour l'industrie : 148,77\$/MWh, pour les ménages : 295,31\$/Mwh (AIE2011)

Introduction

En 2011 la capacité installée en Espagne était de 296 kW houlomoteurs (plus 225 kW en cours d'installation).

L'année 2011 a été marquée par le déploiement de la première installation houlomotrice commerciale raccordée au réseau espagnol : l'installation à colonne d'eau oscillante du port de Mutriku, gérée par l'EVE (EVE - Ente Vasco de la Energia, agence de l'énergie basque), avec ses 16 turbines Voith Hydro Seagen de 18,5 kW totalisant 296 kW. 100 Mwh ont été produits lors de la phase de recette.

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

Le plan national *énergies renouvelables 2011-2020* a été approuvé en novembre 2011, il vise 38 GW de capacité en énergies renouvelables en 2020 (dont 35 GW d'éolien) et inclut pour la première fois des objectifs spécifiques pour les EMR, à savoir 10 MW installés en 2016 (production 22 Gwh) et 100 MW d'hydrolien et de houlomoteur en 2020 (production 220 GWh), avec une production moyenne de 50 GWh sur la décennie et un pic de 220 GWh en 2020.

L'objectif 2020 pour l'éolien offshore est de 750 MW. Les étapes sont 150 MW en 2015, 500 MW en 2016 et 750 MW en 2020.

De 2011 à 2015, l'accent sera mis sur la fiabilité sans préoccupation de coût. Puis de 2016 à 2020, des prototypes de démonstration seront testés avec des objectifs de coût compris entre 21€ et 33€/MWh. La période de consolidation de 2021 à 2030 vise des coûts de production de 7 à 15€/MWh.

Soutiens, incitations et initiatives

Le plan national *énergies renouvelables 2011-2020* inclut une stratégie de R&D en vue de réduction des coûts et de fiabilité, un programme de démonstration de prototypes à petite échelle, une collaboration avec l'UE sur la fiabilité et les techniques d'installation, un cadre réglementaire avec un processus d'autorisation simplifié, des tarifs d'achat plus appropriés et adaptés aux EMR (ce qui n'est pas le cas actuellement), la planification d'infrastructures de réseau, des campagnes de communication pour faciliter l'acceptation et l'émergence du nouveau marché. Cependant les tarifs d'achat ont été suspendus début 2012 pour les nouvelles installations en raison de la crise économique.

Un zonage détaillé de la ressource houlomotrice a été réalisé, ce n'est pas le cas pour les autres EMR.

Il existe aussi un site d'essai en préparation, le BIMEP (Biscay Marine Energy Platform) pour les tests en mer de dispositifs houlomoteurs (5,2 km², 20 MW de capacité, quatre emplacements connectés à 13,2 kV/5 MW). Le budget global est de 20 M€. Il doit être opérationnel en 2013.

Législation et réglementation

En matière de planification des espaces maritimes (MSP), l'Espagne a défini des zones dans lesquelles l'éolien est approprié ou pas, mais il n'y a pas d'approche intégrée même si certains projets actifs cherchent à appliquer localement cette planification. La ZEE n'est pas couverte par la démarche MSP espagnole.

Les études d'impact environnemental relatives à des projets de production d'EMR sont demandées au cas par cas par l'autorité pertinente (en général le ministère de l'environnement).

Deux décrets de 2007 régissent les EMR. L'un est relatif à la procédure administrative pour demander une autorisation de produire de l'énergie en mer, l'autre établit les mécanismes de tarifs d'achat. Ce cadre requiert des améliorations, notamment une simplification des procédures administratives, les soutiens à la R&D, des soutiens aux démonstrations et aux projets pré-commerciaux et des tarifs d'achat spécifiques aux EMR et plus incitatifs.

Principaux mécanismes de financement public

Tous les tarifs d'achat pour les nouvelles installations d'ENR sont suspendus depuis un décret royal du 27 janvier 2012, pour cause de crise économique.

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

En 2011, le budget public de R&D sur les EMR est d'environ 4,5M€.

Le projet le plus important, en Espagne et au monde par le budget de 30 M€ (dont 15 M€ publics) sur 4 ans, est Ocean Lider (cf. infra), avec une perspective intégrée (évaluation de ressource et site, développement de technologies y compris hybrides avec l'éolien, connexion, opération/maintenance, installation, impact environnemental).

CENIT-E Ocean Lider (Ocean Renewable Energy Leaders), le leader est Iberdrola	Iberdrola Ingeniería y Construcción leader, 20 entreprises dont Iberdrola, 24 centres de recherche	Général: potentiel, technologie, distribution... Par exemple absorbeur ponctuel houlomoteur de Norvento Enerxía	Houlomoteur, hydrolien, hybride avec éolien offshore	Depuis 2009; durée 40 mois	30 M€ dont 15M€ d'argent public
Projet FLOAT SOLUTIONS	Acciona Energia, Acciona Windpower, Tecnalia, General Cable, CENER, Vincinay Cadenas, Engineea		Éolien flottant	Avril 2011- Décembre 2012	2,3M€
FLOATING WINDTURBINE STRUCTURE: Specific elements that allow a floating wind turbine			Éolien flottant	Approbation septembre 2011 suite à l'appel espagnol INNPACTO	Complément à des domaines non financés par le projet HiPRWind du 7 ^{ème} PCRD
Floatgen	Gamesa, Alstom Wind, Acciona Wind Power (turbines) et Navantia, Blue H Technologies, Olav Olsen, Fraunhofer Institute, université de Stuttgart, Risk Environment, Green novate Europe		Éolien flottant	2012-2016	36,6 M€ dont 19,6 M€ de subvention du 7e PCRD

R&D financée par les collectivités autonomes

On présente ici les projets en éolien flottant.

FLOTTEK	Gamesa leader, Iberdrola Ingeniería y Construcción, Lemona Industrial, Vincinay Cadenas, Ormazabal, ECN, Itsaskorda		Éolien flottant	Fini en 2012	4,4M€ dont 1,37 M€ de financement pays basque espagnol via programme ETORGAI
ZÈFIR	IREC, Gamesa leaders, Alstom Wind, Acciona Windpower partenaires	Station de test de turbines éoliennes offshore au large de Taragonne	Éolien flottant	Quatre éolienne posées (3km des côtes, 40m de profondeur) de capacité totale 20 MW maximum fin 2012; puis huit éoliennes flottantes (30 km des côtes, 110 m de profondeur) de capacité totale maximale 50 MW fin 2013; projet 2015-2020	Soumis au programme NER300 mais non retenu le 18 décembre 2012 Budget 80 M€

R&D financée par l'industrie

En 2011 le budget privé de R&D sur les EMR est d'environ 8M€.

L'entreprise principale impliquée dans les EMR est Iberdrola, actuellement en pleine restructuration. Elle a revendu ses activités éoliennes terrestres en Allemagne, a annoncé le 31/12/2012, la vente de ses 32 parcs éoliens terrestres en France (321,4 MW) en cédant sa filiale Iberdrola Renovables France à un consortium détenu à 40 % par l'américain General Electric (équipementier majeur, par ses turbines, pour les parcs éoliens), 40 % l'allemand Munich Re, et 20 % EDF Énergies Nouvelles. Iberdrola conserve son activité offshore et ses parcs en cours de développement.

Cf. supra le projet CENIT-E Ocean Lider.

Participations à des projets internationaux

European Energy Research Alliance (EERA) Ocean Energy Joint Program (JP)	UE, participation espagnole via Tecnalia (en charge, avec Fraunhofer IWES, du thème "déploiement et opération"				UE
MaRINET - Marine Renewables Infrastructure Network www.fp7-marinet.eu	leader UCC (Irlande)	Essais gratuits Sites d'essai, dont l'usine OWC d'EVE à Mutriku, le site de test BIMEP (Biscaye Marine Energy Platform) d'EVE, et le laboratoire d'essais électriques de déchargement de puissance (PTO) de Tecnalia		Avril 2011-mars 2015	7 ^{ème} PCRD
Plate-forme européenne MARINA Marine Renewable Integrated Application	Acciona Energia (Espagne) leader	EMR et éolien combinés		Janvier 2010-juillet 2014	7 ^{ème} PCRD

Platform www.marina-platform.info				
TROPOS Modular Multi-use Deep Water Offshore Harnessing and Servicing Mediterranean, Subtropical and Tropical Marine and Maritime Resource http://www.plocan.eu	Leader PLOCAN plate-forme océanique des îles Canaries	Plate-forme océanique multi-usage	Février 2012-janvier 2015	7 ^{ème} PCRD
H2Ocean, Development of wind-wave power open-sea platform equipped for hydrogen generation with support of multiple users of energy http://www.h2ocean-project.eu	Leader AWS Truepower (Espagne)	Houlomoteur et éolien combiné, génération d'hydrogène	Janvier 2012-décembre 2014	7 ^{ème} PCRD
WAVETRAIN 2 – initial training network in wave energy research professionals http://www.wavetrain2.eu	Leader WaveEC (Portugal)	Réseau Marie Curie de formation initiale en énergie des vagues	Octobre 2008-juillet 2012	7 ^{ème} PCRD

Outre ces projets internationaux essentiellement tournés sur les plates-formes hybrides et financés par le 7^{ème} PCRD, l'Espagne est aussi active au sein de l'EU-OEA (2 membres au CA du European Ocean Energy Association), de l'EERA-Ocean (membre de l'Ocean Renewable Energy Groupe de l'European Energy Research Alliance), du comité de normalisation IEC/TC114, et de l'OES de l'AIE depuis 2008.

Démonstration de technologies

En 2011 le budget public de démonstration technologique sur les EMR est d'environ 2M€. Les entreprises de réseau impliquées dans des activités de R&D ou de démonstration sont:

IBERDROLA	R&D, démonstration technologique et développement de projet.
FCCE	Démonstration technologique

Projets opérationnels

Biscay Marine Energy Platform – bimep	Armintza, Pays-basque espagnol, Espagne	20 MW Annoncé opérationnel fin 2012, reporté à 2013	houlomoteur	20 M€ d'investissement
Oceanic Platform of the Canary Islands (PLOCAN)	Plocan, Gran Canaria (Canaries), Espagne	Site de test 10 MW initialement prévu, connexion fin 2013, 50 MW en 2020	Houlomoteur, éolien offshore principalement	Cofinancé Espagne/Canaries
Projet WELCOME (Wave energy lift convertir multiple España) http://www.piposyst.com	PLOCAN, Canaries, Espagne	Test au PLOCAN, Installé en avril 2011 à 4 miles du port de Las Palmas	Houlomoteur, échelle 1/5	Financement ministère espagnol de la science et de l'innovation

ems.com/EN/welcome.php , système PIPO				
Projet UNDIGEN, de WEDGE Global S.L.	PLOCAN, Canaries, Espagne	Test au PLOCAN initialement prévu en octobre 2012	Houlomoteur et solution électrique sans raccordement, 150 kW	
Installation houlomotrice commerciale de Mutriku (pour mémoire)	Port de Mutriku, pays Basque espagnol	Depuis juillet 2011	Houlomoteur, 296 kW, 16 turbines Voith Hydro Seagen de 18,7 kW chacune, 200 Mwh/an, devant évoluer vers 600 Mwh/an en mode automatique	Commercial, EVE Investissement 2,3M€

Nouveaux développements

Seapower - Abencis	Méditerranée	2011 en méditerranée (échelle 1/4); démonstration en Atlantique échelle un prévue en 2012	Houlomoteur, pompe marine échelle 1/4	
Projet WAVEPORT, par OPT Tech	Santoña, Espagne	Prévu 2012	Houlomoteur, PB40, 40 kW : Plate-forme ouverte de 1,5MW, sous-station	Ocean Power Technologies, Degima SA, Université d'Exeter, UK Intelligent Systems Research Institute, Fugro Oceanor, Wave Energy Centre (WavEC)
(J+B)2B-GM Renouvables	Galicie	Juillet 2011	Houlomoteur, 300 kW	

Fiche pays : États-Unis d'Amérique

1,32\$= 1€ (30/12/2012)

Prix de l'électricité pour l'industrie : 69,57\$/MWh, pour les ménages : 117,84\$/Mwh (AIE2011)

Les États-Unis n'ont toujours pas développé d'éoliennes en mer, en attente d'un projet de construction d'un réseau électrique offshore au large de la côte est, ou parfois en raison de difficultés locales (cf. l'espagnol Gamesa quittant Cape Charles en Virginie en mai 2012 faute de soutien, pour aller installer son éolienne de 5 MW à Arinaga en Grandes Canaries, probablement en 2013-2014). C'est aussi en raison de très nombreuses difficultés réglementaires superposées - même si par exemple en 2011, après des années d'attente et l'intervention de 17 agences fédérales ou locales, le projet d'EMI (Energy Management Inc.) à Cape Wind au large des côtes du Massachussetts (130 éoliennes, 468 MW) a bouclé toutes les autorisations requises, a pu passer à la phase de sécurisation financière et doit créer 1000 emplois nouveaux.

En 2011 ont eu lieu des essais en mer d'hydroliennes et de dispositifs houlomoteurs. La capacité, en cours d'installation, était de 60 kW en hydrolien et de 150 kW en houlomoteur. Le potentiel houlomoteur théorique est de 2100 TWh/an.

L'année 2012 doit développer encore l'activité. Le Wind Program du DoE a par exemple annoncé un soutien à trois fermes d'éoliennes flottantes en décembre 2012.

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

Le programme fédéral « Water Power » du DOE (Department of Energy) couvre les EMR depuis la recherche jusqu'à la démonstration et a actuellement en portefeuille 73 projets EMR pour un montant de 87,2 M\$, y compris amortissements. 87 % du financement va au développement de technologies, 25 % aux sites d'essai (intersection non vide). Il existe aussi un programme fédéral "Wind" qui finance de l'éolien, y compris flottant (voir supra et infra).

Il existe également une feuille de route *Ocean Renewable Energy Coalition 2011. US Marine and Hydrokinetic Renewable Energy Roadmap* de l'association regroupant les industriels du secteur des EMR

Soutiens, incitations et initiatives

Les États-Unis reconnaissent l'importance d'incitations comme les tarifs d'achats adaptés. Les dispositifs financiers incitatifs fédéraux en matière d'énergie sont :

Clean Renewable Energy Bonds (CREBs)	obligations renouvelables
Qualified Energy Conservation Bonds (QECBs)	obligation maîtrise de l'énergie
Renewable Electricity Production Tax Credit (PTC)	crédit d'impôt pour production d'électricité renouvelable
Renewable Energy Production Incentive (REPI)	incitation à la production d'énergie renouvelable
U.S. Department of Energy - Loan Guarantee Program	garantie de prêts
U.S. Department of Treasury - Renewable Energy Grants	bourses énergies renouvelables
USDA - Rural Energy for America Program (REAP) Grants	bourses énergie en milieu rural
USDA - Rural Energy for America Program (REAP) Loan Guarantees	garanties de prêt énergie en milieu rural

Les dispositifs financiers incitatifs des États sont sur le site <http://www.dsireusa.org/>

Le soutien gouvernemental est essentiellement le fait du DOE. La situation politique aux États-Unis rend difficile la mise en place de législation pour les énergies renouvelables ou le changement climatique...

Un état des lieux de la ressource hydrolienne et houlomotrice a été effectué et est librement accessible dans

Tidal energy resource assessment report:

<http://www1.eere.energy.gov/water/pdfs/1023527.pdf>

Tidal energy map: <http://www.tidalstreampower.gatech.edu>

Wave resource assessment report: <http://my.epri.com>

Wave energy map: http://maps.nrel.gov/mhk_atlas

Législation et réglementation

Le National Ocean Council a été créé en 2010 avec l'adoption d'une politique nationale de la mer, dont la feuille de route est en cours d'élaboration via, entre autres, des ateliers de « Coastal and Marine Spatial Planning (CMSP) ». Le 1^{er} octobre 2011 a été créé le Bureau de gestion des énergies marines (BOEM) à partir de l'ancien BOEMRE autrefois aussi responsable des réglementations.

Le paysage légal et réglementaire aux États-Unis est complexe.

A priori l'État fédéral a la responsabilité de l'évaluation environnementale si un projet empiète sur un habitat d'espèce en danger, en cas de transmission d'électricité inter-états, et pour l'approbation des tarifs de gros de l'électricité ; l'État ("state") a juridiction sur l'étude d'impact environnemental, le lieu d'implantation (quand ce n'est pas une autorité locale qui a le pouvoir réglementaire en matière d'implantation), la sécurité (construction et maintenance) et l'installation de câbles de transmission.

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), sous couvert du Federal Power Act, a étendu son autorité de l'hydroélectricité aux EMR. Pour une ferme pilote par exemple, un développeur doit obtenir l'autorisation de la FERC pour faire fonctionner ses unités, que le site soit en zone sous juridiction d'État (trois miles nautiques depuis la côte au nom du Submerged Land Act, dix en Floride et au Texas) ou sous juridiction fédérale (au-delà). Trois types de permis existent pour les projets de fermes pilotes : *preliminary permits* (exploration et investigation pendant trois ans, après examen strict des candidatures pour éviter le *site banking*, avec un délai minimum de 60 jours pouvant se prolonger des années, et l'impossibilité de déployer un appareil de production), *Verdant Orders* (test pendant une durée limitée d'une technologie expérimentale, sans déplacement ou transmission d'électricité sur le réseau national : cela permet d'éviter la procédure complète mais laisse assujetti aux autres autorisations locales, municipales, tribales ainsi qu'aux prescriptions du *Clean Water Act*, *Endangered Species Act* et autres et, enfin, *pilot project license*, la procédure complète de la FERC pour un pilote, valide pour des installations de puissance inférieure à 5 MW et permettant de fournir de l'électricité au réseau. Cette licence est soumise à de nombreuses contraintes et l'obligation d'obtenir les autorisations environnementales, locales, municipales, de l'army corps of engineers, des pêches, etc. Jusqu'à 140 lois fédérales ou d'État peuvent être concernées. En pratique et paradoxalement la demande de la licence normale *project licence policy*, qui doit être déposée pour cinq ans avec la génération d'électricité, est déposée en même temps que la demande de licence pour le pilote, dont l'approbation requiert souvent plus d'un an.

Principaux mécanismes de financement public

Les annonces à opportunité de financement (FOA) sont le mécanisme usuel. Il n'y en a pas eu pour les EMR en 2011. Quelques financements ont été alloués au titre du *Small Business Innovation Research* (SBIR) et *Small Business Technology Transfer* (STTR).

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

En 2011 le budget public de R&D sur les EMR est d'environ 4,4M€.

Les principaux instruments sont les programmes « énergie du vent » et « énergie de l'eau » du DOE. Le but est d'améliorer la performance et de réduire les coûts. La mesure TRTI (*technology readiness level*) est utilisée pour le classement des projets, les niveaux 1 à 4 étant du ressort de la R&D et 5 à 8 du ressort de la démonstration technologique. Le DOE est aussi impliqué dans le

développement de modèles de référence (technologie et coût) pour trois technologies (houlomoteur, hydrolien courant des marées, hydrolien courant des rivières), les modèles hydroliens étant mûrs pour dissémination et le modèle houlomoteur requérant encore du travail avant d'être diffusé (date prévue en 2012). Le NREL développe aussi des outils de simulation pour l'éolien flottant.

Le soutien aux développements et essais prend la forme de subventions (bourses: 17 M\$ en 2011) partageant les coûts, les bénéficiaires devant trouver un complément à hauteur de 20-50 % du financement fédéral (donc 57M\$ en 2011). 31 % des projets financés sont TRL 1 à 3, 25 % TRL 4, 33 % TRL 5 à 6, 11 % TRL 7 à 8. 100 entreprises basées aux États-Unis travaillent sur ce secteur.

R&D financée par l'industrie

Cf. infra.

En 2011 le budget privé de R&D sur les EMR venant en abondement de financements du DOE est d'environ 2,2M€.

Participations à des projets internationaux

Le DOE a été actif au sein du *implementing agreement OES (ocean energy systems)* de l'AIE pour la mise en place d'une annexe dévolue à l'échange et au partage international des données.

Le DOE soutient un programme irlandais de bourses pour étudiants internationaux envoyant des étudiants américains sur des sites européens actifs en EMR. Il collabore avec le DFO canadien (ministère des pêches et de la mer) sur le potentiel et les impacts environnementaux des EMR.

L'EMEC et le Pacific Marine Energy Centre, Oregon, USA ont signé un mémoire d'entente (MOU).

Démonstration de technologies

Projets opérationnels

Free Flow Power, (http://free-flow-power.com)	Bâton Rouge, Louisiane	Turbine hydrolienne dans le Mississippi	20 juin 2011
Columbian Power Technologies (http://www.columbiapwr.com)	Puget Sound, État de Washington	Prototype houlomoteur SeaRay	15 février 2011

Le DOE finance aussi des sites d'essais, qui représentent 25% du financement aux EMR « hydrocinétiques marines ».

Northwest National Marine Renewable Energy Center (NNMREC) (http://nnmrec.oregonstate.edu)	Partenariat entre université d'état de l'Oregon (OSU) et l'université de Washington (UW)	Houlomoteur et hydrolien	
Southeast National Marine Renewable Energy Center (SNMREC) (http://snmrec.fau.edu)	Florida Atlantic University	Hydrolien pleine mer	
Hawaii National Marine Renewable Energy Center (HINMRE)- (http://hinmrec.hawaii.edu)		Houlomoteur et ETM	

Les Etats-Unis et la Norvège collaborent avec l'entreprise norvégienne SWAY AS afin de collecter et analyser les données d'un prototype d'éolienne flottante à l'échelle 1/5 déployé en Norvège. Les Etats-Unis et le Portugal travaillent aussi sur l'évaluation du projet de démonstration de 2 MW portugais WindFloat (sélectionné en décembre 2012 par le programme européen NER300).

Nouveaux développements

PB150 deployment and ocean test project, DOE	Ocean Power Technology (OPT) (http://www.oceanpowertechnologies.com)	Houlomoteur 150 kW, prélude à une ferme de 1,5MW dans les eaux de l'Oregon	Déploiement prévu en 2012
	Ocean Renewable Power Company (ORPC) (http://www.oceanrenewablepower.com)	Développement de ferme d'hydroliennes	Installation prévue en 2012
Public Utility District No.1 of Snohomish County (Everett, Washington) (http://www.snopud.com)	Open Hydro Group Ltd	Deux hydroliennes dans le Puget Sound	
Ferme pilote Hywind (suite du pilote Hywind, turbine Siemens, installé en 2009 en Norvège) par Statoil à Boothbay harbor	Financement DoE (Wind Program)	Quatre éoliennes flottantes Hywind de 3 MW au large des côtes du Maine	Annonce décembre 2012; Montant de l'aide (max 4M\$) et date à l'étude
Ferme d'éoliennes sur 5 plates-formes flottantes semi-submersible à Coos Bay, Oregon	Financement DoE (Wind Program)	5 Turbines de 6 MW	Annonce décembre 2012; Montant de l'aide (max 4M\$) et date à l'étude
Université du Maine, ferme pilote éolien flottant à fondation semi submersible à Monhegan Island	Financement DoE (Wind Program)	2 turbines de 6 MW	Annonce décembre 2012; Montant de l'aide (max 4M\$) et date à l'étude

En avril 2012, le Royaume-Uni et les États-Unis ont annoncé une collaboration et signé un mémoire d'entente alias memorandum of understanding (MOU) sur le développement d'éoliennes flottantes.

Fiche pays : Finlande

En 2011 la Finlande disposait de 25 MW d'éolien offshore installé.
C'est un acteur important dans le domaine de la technologie houlomotrice.

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

La stratégie nationale de production d'énergie renouvelable est de 900 MW installés, essentiellement de l'éolien offshore.

Principaux mécanismes de financement public

Le financement se fait notamment par le TEKES, l'agence finlandaise de financement pour la technologie et l'innovation.

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

Cf. supra.

R&D financée par l'industrie

L'entreprise AW-Energy Oy développe le concept houlomoteur « Waveroller », dont un test de 3x100 kW a été déployé en août 2012 à Peniche au Portugal. Elle a obtenu en septembre 2012 un financement de Tekes et de deux de ses copropriétaires Fortum (plus grande entreprise de réseau du pays) et Sitra (fond d'innovation) à hauteur de 7,3M€ pour développer la prochaine génération de waveroller (500 kW).

L'entreprise finlandaise Wello Oy développe quant à elle le concept houlomoteur « Penguin ».

Participations à des projets internationaux

Un accord a été signé début 2013 avec le Chili pour promouvoir la coopération dans le domaine de l'énergie, avec un projet de Waveroller sur les côtes chiliennes.

Fiche pays : Inde

Introduction

L'Inde a 7500 km de côtes à potentiel moyen de 5 à 10 kW/m et un potentiel houlomoteur théorique de 175 TWh/an. Elle a pu effectuer des démonstrations de prototypes houlomoteurs (colonne d'eau oscillante) de 6 à 75 kW.

Une ressource ETM existe aussi (440 TWh/an théorique) mais, par le passé, l'Inde a échoué à l'exploiter lors d'un essai infructueux du NIOT (National Institute of Ocean Technology) avec une installation de 500 kW au large du Tamil Nadu.

Le potentiel hydrolien/marémoteur théorique est de 88 Twh/an, avec des sites hydroliens à fort potentiel.

L'Inde dispose aussi d'une ressource éolienne offshore considérable.

C'est un acteur industriel, de par son turbinier Suzlon.

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

Le Ministère pour les énergies nouvelles et renouvelables (MNRE) soutient l'énergie des marées, le Ministère des sciences de la terre, via son National Institute of Ocean Technology (NIOT) soutient l' houlomoteur et l'ETM. Le MNRE est responsable de la politique en matière d'énergies renouvelables. Mais la stratégie et le cadre incitatif manquent. Une politique incitative est attendue, notamment dans le marémoteur.

Sur l'éolien offshore, un rapport du 10 décembre 2011 identifie les sites de Raweshwaram, Kayakumari, Kerala-Konkan, Gujarat comme propices. Un comité directeur sur l'énergie éolienne a été établi et a rendu en septembre 2011 un rapport recommandant l'établissement d'une autorité nationale pour l'éolien offshore responsable de l'attribution des licences de parc.

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

Les acteurs universitaires et institutionnels en EMR sont: le National Institute of Ocean Technology, l'Indian Institute of Technology, le Ministère des sciences de la terre, la West Bengal Renewable Energy Development Agency.

R&D financée par l'industrie

Un développeur indien en EMR est Indian Wave Energy et son équipement IWAVE.

Participations à des projets internationaux

En éolien offshore le MNRE travaille sur un projet de l'indien Suzlon avec le Danemark et le Royaume-Uni.

Démonstration de technologies

Projets opérationnels

Divers systèmes houlomoteurs sont installés, notamment depuis 1983 un système de colonne d'eau oscillante (OWC) de 150 kW dans le Kerala, avec une puissance comprise entre 25 kW et 75 kW. Mais l'énergie de vagues n'est pas considérée comme commercialement viable en Inde.

Nouveaux développements

La première installation marémotrice indienne de démonstration est prochainement installée pour la West Bengal Energy Development Agency (WBREDA) par la National Hydro Power Corporation Ltd (NHPC) à Durgaduani Creek au Bengale occidental, avec une puissance de 3,75 MW. D'autres projets d'exploitation de l'énergie des marées ont été discutés depuis longtemps dans les golfes de Kutch (7 GW), où l'amplitude des marées peut atteindre huit mètres et la vitesse cinq noeuds, et à Khambat en Kalpasar (9 GW).

En janvier 2011, un mémoire d'entente (memorandum of understanding, ou MOU) a été signé entre l'État du Gujarat et les entreprises Gujarat Power Corporation (GPCL), Vadodara, le

britannique M/S Atlantis ressource Corporation et le singapourien Perfect Mining Energy Solutions pour une installation hydrolienne 250 MW dans le golfe de Kutch. Un amendement de mai 2011 a ajouté un projet marémoteur de 50 MW à Mandavi dans le même district. Une autorisation de régulation de la zone côtière est attendue du Ministère de l'environnement, après quoi le travail pourra commencer.

Kutch	GPCL, Vadodara, Atlantis ressource Corporation, Perfect Mining Energy Solutions	Hydrolien	250 MW	MOU Signé en janvier 2011, en attente d'autorisation imminente fin 2012
Mandavi, district Kutch	GPCL	marémoteur	50 MW	MOU mai 2011, 1e phase entreprise
Crique de Durgaduani, Sunderbans, Bengale Occidental	WBREDA, NHPC	marémoteur	3,5 MW	Approuvé, opérationnel en 2013?

Fiche pays : Irlande

Prix de l'électricité pour l'industrie : 152,39\$/MWh, pour les ménages : 259,47\$/Mwh (AIE2011)

Introduction

L'Irlande possède une des meilleurs ressources éoliennes (190 TWh/an théorique, 21 TWh/an extractible) et houlomotrice (230 TWh/an théorique, 2,6 TWh/an extractible dont 0,9 TWh/an économiquement).

Un premier parc de sept éoliennes en mer a été installé en 2004. La capacité installée d'éolien offshore est de 25 MW (Arklow Bank) avec des appels d'offres pour 486 MW.

Une stratégie pour les EMR a été lancée en 2006. L'autorité irlandaise de l'énergie durable (SEAI, Sustainable Energy Authority Ireland, <http://www.seai.ie>) a créé en 2008 en son sein une unité de développement des énergies marines (Ocean Energy Development Unit, OEDU).

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

Le OEDU conduit un programme en quatre phases : développement de 2006 à 2008, équipement unique pré-commercial de 2008 à 2012, puis ferme de 10 MW pré-commerciale, et enfin déploiement commercial.

Parallèlement et conformément à la directive 2009/28/EC, l'Irlande via son ministère des communications, énergie et ressources naturelles (Department of communications, energy and natural resources <http://www.dcenr.gov.ie>) a publié en 2010 un plan national pour les ENR (NREAP national renewable energy action plan) qui propose pour 2020 un objectif de 555 MW d'éolien offshore soit 1742 GWh/an, 75 MW venant de l'énergie des vagues et des marées, soit 230 GWh/an (mais 500 MW houlomoteurs sont proposés par <http://www.energyireland.ie/prioritising-renewable-energy-2>), et aussi 500 MW d'EMR connectée en 2020. Le décollage de la capacité EMR se fera en 2017 avec 13 MW, puis 25 MW en 2018, 38 MW en 2019 et 75 MW en 2020. Un scénario non modélisé mais plus optimiste et basé sur un développement de l'export d'ENR arrive, en 2020, à une capacité installée de 500 MW d'EMR plus 2,4GW d'éolien offshore...

Un plan de développement des ERM (OREDP offshore renewable energy development plan) élaboré par le ministère des communications, énergie et ressources naturelles (DCENR), propose des scénarios à l'horizon 2030, dont le plus optimiste vise 4,5 GW d'éolien offshore et 1,5GW d'énergie des vagues et des marées..

L'Irlande examine pour 2012 les retombées possibles du recours aux mécanismes de coopération de la directive.

Une feuille de route spécifique sur les énergies marines à horizon 2050 (*Ocean energy roadmap to 2050*) a aussi été publiée en 2010 par le SEAI. Elle présente un potentiel de 29 GW exploitables sans impact significatif sur l'environnement (12,5 à 13,6 GW houlomoteur en mer profonde de 10 à 100 m, 15 à 17,5 GW en mer profonde de plus de 100m, 1,5 à 3 GW en hydrolien), avec 70000 emplois créés, 12 G€ de retombées économiques cumulées d'ici 2030 et 120 G€ d'ici 2050 et un renforcement de la sécurité énergétique nationale.

Une feuille de route pour l'éolien à horizon 2050 (*wind energy roadmap to 2050*) vise, elle, 30 GW d'éolien offshore en 2050,

De plus l'Irlande collabore avec le Royaume-Uni : un accord a été signé en juin 2011 et porte sur l'exploitation des EMR en Mer d'Irlande et dans la Manche, ainsi que sur l'interconnexion des réseaux.

Soutiens, incitations et initiatives

En 2009 le gouvernement a annoncé des tarifs de rachat de 220 €/MWh pour le houlomoteur et l'énergie des marées, tarifs apparemment non encore activés. Un document stratégique de mai 2012 (*Renewable energy strategy 2012-2020*) publié par le DCENR propose d'étendre le tarif d'achat des énergies renouvelables (RE-FIT *Renewable Energy feed in tariff*) classiques aux nouvelles énergies renouvelables. Une structuration du dispositif général est demandée par l'industrie.

Législation et réglementation

En matière de planification des espaces maritimes (MSP), l'Irlande est encore peu avancée. Les lois côtières de 1933 à 2009 s'appliquent de la ligne des hautes eaux à la limite de 12 milles nautiques (eaux territoriales). Le plan de développement des EMR (*OREDPA offshore renewable energy development plan*), élaboré par le ministère des communications, énergie et ressources naturelles (DCENR), est un élément sectoriel de la MSP irlandaise et inclut un certain nombre de zones dévolues à l'éolien seul, ou à l'éolien et au houlomoteur ensemble, ou au houlomoteur et à l'hydrolien ensemble. Il s'étend aussi à la ZEE.

En 2010 le ministère de l'environnement, communauté et gouvernement local (DECLG department of environment community and local government, <http://www.environ.ie>) a entrepris de moderniser les processus d'autorisation de développement côtier en les unifiant et en réduisant l'incertitude sur les périodes d'autorisation, une loi a été proposée en 2012. Le DECLG vise aussi à favoriser des concessions ciblées et agréées par les parties prenantes.

En 2011 ont été publiés deux documents, "Assessment of Ports and Shipping Requirements for the Marine Renewable Industry Sector" et "Industrial Development Potential of Offshore Wind in Ireland"

Cf. http://www.seai.ie/Renewables/Ocean_Energy/Ocean_Energy_Information_Research/Ocean_Energy_Publications/

Principaux mécanismes de financement public

L'OEDU administre le *prototype development fund* pour la R&D et les essais de composants et systèmes EMR, le suivi; l'intégration dans le réseau, etc.

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

En 2011, le budget public de R&D sur les EMR est d'environ 5,5M€.

Les acteurs universitaires et institutionnels en EMR sont notamment l'Electricity Research Center (ERC), le Ministère des communications, de l'énergie et des ressources naturelles, le Marine Institute, Sustainable Energy Ireland (agence nationale de l'énergie), l'université de Limerick et l'university college de Cork.

Galway Bay Quarter Scale Test Site	Galway Bay	Galway Bay	Test échelle 1/4	SEAI	houlomoteur
SmartBay Pilot Project	Galway Bay	Galway Bay	Plate-forme de R&D, essai et démonstration – test échelle 1/4	EPA Environmental Protection Agency, Marine Institute	
Arnagh Head, Bellmullet	Comté Mayo	Comté Mayo	Site de test échelle un connecté au réseau, trois connexions prévues	OEDU	houlomoteur
Hydraulics and Marine Research Center (HMRC)			Site national d'essai?	University college Cork (UCC)	
			Turbines à air pour OWC colonnes d'eau oscillante	Université de Limerick	
Electricity Research Center			Raccordement éolien au réseau, houlomoteur	University college Dublin	
Department of electronic engineering			Hydrodynamique, énergie des vagues	National University of Ireland, Maynooth,	

R&D financée par l'industrie

En 2011 le budget privé de R&D sur les EMR est d'environ 5,5M€.

Parmi les développeurs actifs en EMR on peut citer Ocean Energy Ltd et sa bouée Ocean Energy OWC testée en mer, Wavebob Limited et son Wavebob testé en mer, Hydam Technology, Jospa Ltd et Joules Energy Efficiency Services.

Participations à des projets internationaux

MaRINET Marine Renewables Infrastructure Network for Energy Technologies, http://www.fp7-marinet.eu	Réseau de centres de recherche; offre gratuite d'accès à 42 sites de test de 28 partenaires dans 11 pays de l'UE plus le Brésil	28 partenaires dont coordonnateur UCC, SEAI, QUB	7 ^{ème} PCRD	9M€	2012-2015 Quatre appels à demande d'accès au moins
CORES New Components for Ocean Renewable Energy Systems	Démonstration en mer de systèmes, composants et méthodes	13 partenaires dont coordonnateur UCC	7 ^{ème} PCRD	3,5M€	
MARINA	Éolien houlomoteur combinés et	17 partenaires dont UCC	7 ^{ème} PCRD	10 M€	
ORECCA - Off-shore Renewable Energy Conversion platforms	Action de coordination	UCC partenaire	7 ^{ème} PCRD		
SOWFIA Streamlining Ocean Wave Farms Impact Assessment	Impacts environnementaux et sociaux des fermes houlomotrices		Projet EACI IEE de l'UE		
EQUIMAR Equitable Testing of Marine Renewables.	Développement de normes, lignes directrices et protocoles	UC partenaire	7 ^{ème} PCRD		Alimente l'OES de l'AIE (agence internationale de l'énergie) et le comité technique IEC TC 114
IEC TC 114	Développement de normes				
International Smart Ocean Graduate Education Initiative	Formation doctorale				

Démonstration de technologies

Les entreprises de réseau impliquées dans les activités de R&D et de démonstration sont:

Electricity Supply Board (ESB)	Par sa filiale ESBI, ESB conduit un programme visant à soutenir les EMR dans son mix énergétique et est partenaire leader dans le développement du projet de démonstration houlomotrice Westwave de 5MW (sélectionné en décembre 2012 par le programme NER300 de l'UE pour financement équivalent à 19,8M€). ESB est aussi partenaire de l'installation d'essais en pleine mer AMETS.
Bord Gais Eireann (BGE)	BGE a investi diverses technologies houlomotrices et fournit un soutien technique et d'ingénierie.

Projets opérationnels

OE Buoy	Galway Bay	Ocean Energy Ltd, colonne d'eau oscillante, boîte à outil de simulation		HMRC et 13 partenaires au sein du projet CORES	Houlomoteur Test trois mois en mer en 2011	
---------	------------	---	--	--	--	--

Nouveaux développements

National Ocean Test Facility (HMRC Hydraulic and Maritime Research Centre) au sein du Irish Maritime and Energy Research Cluster. (IMERC)	UCC, University College Cork			DCENR, IDA, PRTL, SEAIOEDU, UCC et Bord Gais	Site d'essais	16,5M€
WestWave		Développeurs irlandais Wavebob, Ocean Energy; développeurs écossais Aquamarine Power, Pelamis Wave Power	5 MW	ESB International et divers irlandais (Wavebob, Ocean Energy), écossais (Aquamarine Power, Pelamis Wave Power)	Houlomoteur 1 ^{er} projet irlandais prévu en 2015	Financement NER300 obtenu le 18/12/2012 équivalent à 19,8M€ de décembre 2015 à décembre 2020.

Fiche pays : Italie

Prix de l'électricité pour l'industrie : 279,31\$/MWh, pour les ménages : 278,88\$/Mwh (AIE2011)

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

Les objectifs de la stratégie nationale en matière d'énergies renouvelables en 2020 sont 660 MW d'éolien offshore et 3 MW de houlomoteur et hydrolien.

Soutiens, incitations et initiatives

Un système de certificats verts est en place, chaque producteur/importateur recevant des certificats pour 15 ans et étant tenu de justifier d'une part minimale d'énergie renouvelable. L'autorité gestionnaire des services électriques (GSE) vend les certificats verts EMR (les plus avantageux car les technologies sont les moins mûres) à 113,1€/MWh et les achète à 87,38€/MWh, TVA non incluse.

Depuis 2009, les installations de moins de 1MW peuvent opter, à la place des certificats verts, pour un tarif d'achat et ont donc le choix entre 1,80 certificat /MWh ou 340€/MWh pour le houlomoteur ou l'hydrolien, et 1,5 certificat/MWh ou 300€/MWh pour l'éolien offshore (moins de 200 kW). Pour mémoire le prix du marché de l'électricité en 2010 était de 64€/MWh.

Le système des certificats verts doit être remplacé en 2013 par un tarif d'achat de 1kW à 1 MW, une prime glissante au tarif d'achat de 1MW à 5MW et des incitations déterminées par appel d'offre au dessus de 5 MW.

Législation et réglementation

En matière de planification des espaces maritimes (MSP), l'Italie est peu avancée et il n'y a pas d'approche intégrée même si certains projets actifs cherchent à appliquer localement cette planification.

Depuis 2001, en vertu du décret législatif 79/99, les producteurs et importateurs d'énergie (plus de 100 Gwh) doivent avoir une part minimale d'énergie renouvelable (6,05% en 2011 et 6,80% en 2012).

La loi 244/07, entrée en vigueur en 2009 a révisé le système de certificats verts et introduit les tarifs d'achat. Un nouveau système basé sur des tarifs d'achat doit être mis en place en 2013.

Principaux mécanismes de financement public

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

Les acteurs principaux en EMR sont les universités.

Projet GEM	Venise, Italie	Leader, université de Naples; Eolpower Groupe srl, Eng. Nicola Morrone	Hydrolien flottant submergé, 100 kW déployé en janvier 2012
------------	----------------	--	---

Démonstration de technologies

Projets opérationnels

Système FRI – EL SEA POWER	Détroit Messine	de	Frie-Sea et Université de Naples	Hydrolien, 6 kW à 2,5m/s	Juillet 2008	
Système FRI – EL SEA POWER	Détroit Messine	de	Frie-Sea et Université de Naples	Hydrolien 20 kW à 2,5m/s	2009	
Turbine KOBOLD	Détroit Messine	de	Université de Naples et Ponte di Archimede international Spa	Hydrolienne à axe vertical	2002	Fonds structurels UE et Région de Sicile; intérêts en Chine, Philippines, Indonésie
Blue H (Pays-Bas)	Pouilles, Italie			Éolienne flottante 80 kW	Second semestre 2008	
Blue H (Pays-Bas)	Brindisi (construction) mer adriatique (déploiement)			Éolienne flottante 2,4 MW construite	2009-2010	

Nouveaux développements

Système FRI – EL SEA POWER	Détroit de Messine		Frie-Sea et Université de Naples	Hydrolien, 500 kW à 2,5m/s	Prévu Mi 2012
Turbine KOBOLD	Île Lombok, Bali, Indonésie		Université de Naples et Ponte di Archimede international Spa	Hydrolienne à axe vertical, 120-150 kW à 3m/s	2012?
Turbine KOBOLD	EMEC, Écosse		Université de Naples, Ponte di Archimede international Spa, Bluetec (Pays-Bas)	4 Hydroliennes à axe vertical, 1 MW à 3m/s	Accord signé
Blue H (Pays-Bas)	Site proposé de la ferme éolienne offshore de Tricase (90 MW)			5-7 MW	2013

Fiche pays : Japon

114 ¥ ~1€ (30/12/2012)

Prix de l'électricité pour l'industrie : 179,03\$/MWh, pour les ménages : 260,93\$/MWh (AIE2011)

Introduction

En 2012 le Japon disposait de 17 éoliennes en activité réparties sur trois parcs, et la catastrophe de Fukushima a amené un regain des énergies renouvelables, notamment l'éolien offshore qui a bien résisté (cf. le parc de Kamitsu à 300 km de l'épicentre du séisme du 11 mars 2011). En mars 2012, un parc expérimental d'éoliennes flottantes au large de Fukushima a été annoncé (3 éoliennes de 2MW, 7MW et 7MW réalisées par Mitsubishi/Fuji Heavy Industry, voir infra) et un tarif d'achat particulièrement incitatif annoncé en août 2012. Maeda a annoncé en octobre 2012 une capacité de 60 MW dans le détroit de Shimonoseki en 2015-2017. D'autres industriels (Kajima, Nippon Steel, Sumitomo Metals) ont annoncé le 15 novembre 2012 une capacité de 500 MW d'éolien flottant avant cinq ans.

Le Japon sera peut être le pays où décollera l'éolien flottant, en raison des conditions physiques favorables, du choc lié à la catastrophe du 11 mars 2011 et de la puissance scientifique et industrielle du pays.

Hors éolien offshore, les EMR sont moyennement représentées.

En 2011, la capacité, en cours d'installation, était de 15 kW hydroliens.

Les EMR ont longtemps été en retrait par rapport à l'éolien et le solaire avec essentiellement des recherches en laboratoire, car le potentiel houlomoteur et hydrolien sont relativement faibles (potentiel houlomoteur théorique 36 TWh/an). Le passage à l'échelle un et aux démonstrations en conditions réelles a motivé la mise en place, en 2011, du plan quinquennal *Ocean Energy technical Development Research*. En tout état de cause le Japon se considère comme en retard de plusieurs générations technologiques (<http://www.nippon.com/en/in-depth/a01203>), notamment derrière le Royaume-Uni, le Portugal et la Norvège. Le coût des EMR au Japon devrait devenir compétitif en 2020 selon le *renewable energy technology white paper* en date de 2010 de la NEDO (New Energy Development Organization):

Coût de production, ¥/kWh	2012	2015	2020	2030
Solaire photovoltaïque	26-40	23	14	7
Éolien terrestre	9-15		7-11	5-8
Éolien offshore	9-15		12-17	8-11
Solaire thermique	13-30		10-15	5-17
Énergie des vagues	30-50	Environ 40	Environ 20	5-10
ETM		40-60	15-25	8-13

La NEDO estime le potentiel Japonais comme suit:

Potentiel (TWh/an)		Éolien offshore	Vagues	ETM	Hydrolien courants océaniques	Hydrolien courants marées	Marémoteur
Production maximale	2012	524	19	47	10	6	0,38
	Court terme	723	87	156	10	6	0,38

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

La loi *Basic Act on Ocean Energy Policy* est entrée en vigueur en juillet 2007. Elle a conduit au *Basic Plan on ocean policy* approuvé par le gouvernement en mars 2008. En juin 2010, a été approuvée par le gouvernement la loi *Basic act on energy policy* et le plan associé *basic energy plan* du METI (Ministry of Economy, Trade and Industry).

La catastrophe du 11/3/2011 à Fukushima, l'objectif annoncé de zéro nucléaire en 2030 et l'indécision qui a suivi sur cet objectif en question, ont abouti à un report de la mise à jour du *basic energy plan* jusqu'à 2013.

Des travaux du Central Environment Council (<http://www.env.go.jp/council/06earth/y0613-11.html>) ont élaboré des scénarios avec une contribution des EMR allant de 1,5 GW (5,4 TWh/an) à 3,5 GW (14,2 TWh/an) en 2020, et 5,4 GW (20,1 TWh/an) à 14 GW (57,7 TWh/an) en 2050. Plus précisément :

		2008	2020	2030	2050	
Houlomoteur	Production annuelle (TWh/an)	0	0,2	0,75	20	
	Puissance installée (MW)	0,02	51	554	7350	
	Divers		450 de 0,1MW		2000 de 0,1MW	3000 de 0,1 MW
			10 de 0,5 MW		600 de 0,5MW	4500 de 0,5 MW
			1 de 1 MW		50 de 1 MW	3800 de 1 MW
					2 de 2MW	500 de 2 MW
	Hydrolien	Production annuelle (TWh/an)	0	0,4	2	20
Puissance installée (MW)		0	130	760	7600	
Divers		100 de 1 MW		310 de 1 MW	600 de 1 MW	
		6 de 5 MW		50 de 5 MW	200 de 5 MW	
				20 de 10 MW	600 de 10 MW	
ETM	Production annuelle (TWh/an)	0	2,5	12,5	40	
	Puissance installée (MW)	0	510	2550	8150	
	Divers		60 de 1 MW		100 de 1 MW	40 de 10 MW
			40 de 5 MW		40 de 5 MW	55 de 50 MW
			25 de 10 MW		25 de 10 MW	50 de 100 MW
					40 de 50 MW	

L'éolien flottant est, pour sa part, crédité de 100 MW (0,3 TWh/an) maximum en 2020, 2,7 GW (7,1 TWh/an) à 5,6 GW (14,7 TWh/an) en 2030 et 7,5 GW (19,7 TWh/an) à 27 GW (71 TWh/an) en 2050.

Soutiens, incitations et initiatives

La NEDO (New Energy Development Organisation) finance des projets énergétiques novateurs. De 2011 à 2015 elle teste quatre types de générateurs d'énergie houlomoteurs et hydroliens.

Les garde-côtes japonais ont récemment développé un système d'information géographique (SIG) d'information côtière <http://www4.kaiho.mlit.go.jp/CeisNetWebGIS> pouvait accélérer les accords d'usage pour la mise en place de sites.

Le Japon pratique depuis le 18 juin 2012 des tarifs de rachat particulièrement incitatifs (350€/MWh pour l'éolien offshore).

Législation et réglementation

Basic Act on Ocean Policy, Basic Plan on Ocean Policy approuvé par le Cabinet, en mars 2008

Basic Act on Energy Policy, including the Basic Energy Plan approuvé par le Cabinet, en juin 2010

New Growth Strategy approuvée par le Cabinet en juin 2010.

Noter aussi les documents *Awareness of the ocean energy potential* (2010) ainsi que le *renewable energy technology white paper* publié en 2010 par la NEDO.

Principaux mécanismes de financement public

Cf. supra

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

Le plan quinquennal *Ocean Energy technical Development Research* dispose sur 2011-2015 d'un budget de 7,8G¥.

La NEDO (New Energy Development Organisation) finance, en plus de recherche fondamentale, pour 1 G¥ un projet en faveur de l'utilisation et de la commercialisation des EMR, notamment houlomoteur, hydrolien et ETM.

Les acteurs universitaires et institutionnels en EMR sont le Ministère des transport à Sakata, l'Institute of Ocean Energy (IOES) et le Matsue National College of Technology de l'université de Saga, le Muroran Institute of Technology, le Japan Marine Science and Technology Center (JAMSTEC) de Yokohama.

R&D financée par l'industrie

Cf. infra.

Participations à des projets internationaux

L'EMEC et l'Ocean Energy Association of Japan (OEAJ) ont signé en mars 2012 un mémoire d'entente (MOU) afin d'aider le Japon à créer le Japanese Marine Energy Center

Démonstration de technologies

Les entreprises de réseau impliquées dans des activités de R&D ou de démonstration sont (selon OES2011; liste a priori incomplète...):

Okinawa Electric Power Company, Incorporated	développement de projet
--	-------------------------

Projets opérationnels

Cf. infra.

Nouveaux développements

OWC (colonne d'eau oscillante) multi-résonnante	Port de Sakata, préfecture d'Akita	JAMSTEC (Japan Agency for Marine-earth Science and Technology)		JAMSTEC, Université Nihon, Mitsubishi Heavy Industries Bridge & Steel Structures Engineering Co. Ltd, Toa Corp, Port and aurport research institute, Université Saga	houlomoteur	Projet NEDO
Power Buoy	Kozushima	Ocean Power Technologies		Mitsui Engineering & Shipbuilding CO., LTD. Et son Akishima Laboratory (Mitsui Zosen) Inc.Ocean Power Technologies, Université de Tokyo	houlomoteur	Projet NEDO
Gyroscopic wave power generation system	Port de Susami/Minami izu, préfecture de Wakayama	Gyrodynamics corporation	45 kW nominal 40 kW sur vague de	Gyrodynamics Corporation, Université Tottori, Hitachi Zosen Co.	houlomoteur	Projet NEDO

			2m de période 4 secondes			
	Tarama, préfecture d'Okinawa	Kawasaki Heavy Industries		Kawasaki Heavy Industries, Okinawa Power Co.	hydrolien	Projet NEDO
Développement de turbines hydroliennes			Annonce initiale novembre 2011	Université de Tokyo, IHI Corporation, Toshiba Corporation, Mitsui Global Strategic Studies Institute	hydrolien	
				West Japan Fluid Engineering Laboratory Co. Ltd. Et université de Kyushu	hydrolien	
	Détroit de Kannon	Ville de Kitakyushu	Mai 2012	Kyushu Institute of Technology	hydrolien	
	Détroit de Kurushima	Ville de Imabari		Université de Ehime	hydrolien	
	Lac Saroma		Microrése au Pile à combustible utilisant hydrolien et photovoltaïque	Kitami Institute of Technology	hydrolien	
			30 kW, installation expérimentale	Université de Saga	ETM	
Usine pilote ETM de l'île Kume, Okinawa	Île Kume	Ville d'Okinawa	1 MW, études de faisabilité. ..en 2011; 100 kW annoncés pour 2012, reportés à mars 2013	IHI Construction Plant Corporation, Xenesys Incorporated, Yokogawa Electric Corporation	ETM	
			R&D sur des membranes	Tokyo Institute of Technology	osmotique	
Éolienne flottante des îles Goto	Îles Goto, préfecture de Nagasaki	Ministère de l'environnement	2 MW, 2011-2015			
Eoliennes flottantes au large de Fukushima	Fukushima	METI Ministry of Economy Trade and Industry	3 turbines éoliennes flottantes, une de 2 MW puis deux de 7 MW en 2013 et 2015	Mitsubishi/Fuji Heavy Industry, Mitsubishi Heavy Industries, IHI Marine United, Mitsui Engineering and shipbuilding, Nippon Steel, Hitachi, Furukawa Electric, Shimizu, Mizuho...	Éolien flottant, plus sous station flottante de 66 kV et câble sous-marin	Annonce en mars 2012.

			500 MW Éolien flottant pour 2017	Kajima, Steel, Metals	Nippon Sumitomo	Éolien flottant	Annonce
Détroit de Shimonoseki			Ferme de 60 MW, 20 turbines, Éolien flottant pour 2015- 2017	Maeda		Éolien flottant	10 turbines en 2015, 10 en 2017 25 G¥ soit 250 M€, revenu annuel 3,5 G¥
		MLIT Ministry of Land Infrastructure and Transport	Éolienne) à axe vertical Darrieus et rotor hydrolien de Savonius: prototype de 500 kW	Entreprise MODEC		Système hybride éolien- marémoteur	Présenta tion en février 2013 à la Wind Expo, test en mer prévu fin 2013

Fiche pays : Mexique

17,19 peso= 1€ (30/12/2012)

Prix de l'électricité pour l'industrie :: 117,06\$/MWh, pour les ménages 95,20\$/MWh (AIE2011)

Introduction

Une stratégie nationale pour la transition énergétique est en cours de développement par le Ministère de l'énergie. En 2012, devait être approuvé un nouveau centre d'innovation pour l'énergie de la mer, apparemment encore non créé.

Politique EMR

Il y a peu ou pas d'éléments spécifiques aux EMR.

Stratégie et objectifs nationaux

La stratégie énergétique nationale vise pour 2024 35 % de puissance installée ENR, hydroélectricité ou nucléaire. Le programme sectoriel énergétique (2007-2012) vise à accroître la part des ENR (y compris hydroélectricité) de 23 % à 26 %. Le programme spécial pour le développement des ENR (2009-2012) vise une capacité installée de 7,6 % et une production entre 4,5 % et 6,6 % par les ENR hors grande hydroélectricité.

Soutiens, incitations et initiatives

Les investissements dans les équipements de production d'électricité par ENR bénéficient d'une dépréciation accélérée. Les taxes à l'importation ou l'exportation sont nulles. Un contrat modèle est fourni aux fournisseurs au réseau d'électricité intermittente issue d'ENR.

Législation et réglementation

La loi pour le développement des ENR et pour le financement de la transition énergétique a créé le conseil consultatif pour l'énergie renouvelable.

Principaux mécanismes de financement public

Trois fonds financent l'énergie durable : le fond pour la transition énergétique et l'utilisation durable de l'énergie, le fond CONACYT de la commission fédérale de l'énergie (CFE) et le fond sectoriel pour la durabilité énergétique SENER-CONACYT.

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

En 2011 le budget public de R&D sur les EMR est d'environ 1,8M€.

QK		Hydrolien flottant	Université nationale du Mexique	370 k\$ d'investissement en phase 2
SIBEO		Houlomoteur, colonne d'eau oscillante	Université nationale du Mexique	370 k\$
Etude océanographique des côtes mexicaines		Potentiel SWAC	Université nationale du Mexique	148 k\$
ROPVO réseau d'observation océanique		Suivi du niveau de la mer	Institut Polytechnique National	370 k\$
Analyse numérique		Spectre des vagues		370 k\$
Potentiel houlomoteur en Baja California		houlomoteur		148 k\$
Etude de faisabilité houlomotrice en Baja California sud (BCS)	Cabo Falso	houlomoteur		74 k\$
MK3 de Oceanlinx (Australie)	Rosarito, Baja California, Mexique	Houlomoteur; analyse en vue d'un futur projet de 500 kW		148 k\$
Énergie des vagues dans le golfe de Californie		houlomoteur	CFE	148 k\$

Prévision des vagues et marées		Houlomoteur, marémoteur (potentiel)		74 k\$
Caractérisation atmosphérique pour potentiel éolien en péninsule du Yucatan		Éolien (potentiel)		74 k\$
Bouée océanographique		Houlomoteur (potentiel)	Projet international	74 k\$
THESEUS (Innovative technologies for safer European coasts in a changing climate)	UE; 31 partenaires dont l'UNAM mexicaine	houlomoteur		10 M\$

R&D financée par l'industrie

Participations à des projets internationaux

Cf. supra: le projet THESEUS (*Innovative technologies for safer European coasts in a changing climate*) financé par l'UE regroupe 31 partenaires dont l'UNAM, et vise à exploiter la conversion de l'énergie des vagues à des fins de protection côtière.

Démonstration de technologies

Projets opérationnels

Nouveaux développements

UFCAP pompe à air collective à flux unidirectionnel	RDZ Renewables			74 k\$
Sexto Sol		houlomoteur		74 k\$

Fiche pays : Norvège

7,39 NOK=1€ (30/12/2012)

Prix de l'électricité pour l'industrie : 71,17\$/MWh, pour les ménages : 170,70\$/Mwh (AIE2011)

Introduction

La Norvège est précurseur en matière d'EMR : éolienne flottante Hywind en place depuis 2009, centrale à énergie osmotique...

En 2011 la capacité installée en Norvège était de 300 kW hydroliens (potentiel théorique d'énergie des marées 17 TWh/an dont plus de 1 TWh/an extractible) et 4 kW en énergie osmotique (potentiel 25 TWh/an). Le potentiel houlomoteur théorique est de 400 TWh/an. En juin 2011 elle disposait aussi de 2 MW d'éolien offshore flottant.

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 de 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.

La R&D est active, la ressource importante et les développements se poursuivent dans les eaux norvégiennes, mais les financements peinent à arriver aux petites développeurs. Le certificat vert commun avec la Suède ne comporte pas de bonus pour les EMR, et le tarif d'achat de 75€/MWh (certificat vert + el-spot) est insuffisant pour susciter des projets hydroliens ou houlomoteurs.

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

Une mise à jour de la stratégie énergétique nationale (qui réactualisera la stratégie pour les EMR) est attendue pour 2012.

Soutiens, incitations et initiatives

La Norvège et la Suède ont signé en 2011 un accord pour un certificat vert commun par MWh de toute ENR sur une durée de 15 ans. Le prix du certificat dépend du marché. Le certificat d'environ 25€/MWh et le prix commun de marché de 50 MWh sont insuffisants pour susciter des projets houlomoteurs ou hydroliens à moyen terme.

Législation et réglementation

La loi sur l'énergie marine est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2010 et régleme la production d'ENR offshore. Les autorisations sont sujettes à autorisation gouvernementale, étude d'impact et donnent lieu à concession. Le cadre juridique est semblable au cadre en vigueur pour l'exploitation pétrolière. 15 zones sont définies pour de l'éolien offshore à grande échelle, y compris dans la ZEE. L'étude d'impact, conduite par le Ministère de l'énergie est achevée et soumise à consultation. Les projets de démonstration de petite échelle proches des côtes restent eux tributaires de la loi sur l'énergie et de concessions « efficaces et pragmatiques » par l'organisme autorisateur NVE.

Principaux mécanismes de financement public

L'agence norvégienne de l'énergie ENOVA finance jusqu'à 50 % des coûts de projets de démonstration d'EMR à l'échelle un. Le programme Innovation Norway finance jusqu'à 45 % de toute démonstration d'énergie favorable à l'environnement, dont les EMR. Le programme RENERGI du conseil de la recherche de Norvège soutient toute R&D relative aux ENR. Le budget total de ces institutions est de 110M€.

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

En 2011 le budget public de R&D sur les EMR est d'environ 2M€.

Les EMR sont une sous-partie des ENR et sont financées par le conseil norvégien de la recherche, Innovation Norway et ENOVA. On peut citer notamment le financement par RENERGI du concept éolien flottant de l'entreprise norvégienne SWAY, avec un prototype à l'échelle 1/6. Le cluster de recherche à Trondheim (NTNU, SINTEF/MARINTEK) est actif en EMR (évaluation de technologie, contrôle, amarrage, structures marines, ...) et dispose d'un bassin de test. Il recourt aussi aux services d'essais et de recherche du bassin de remorquage de Stadt fondé en 2007. Le SFEE (centre de recherche sur les énergies renouvelables) fait de la recherche sur l'énergie des vagues. Le Runde Environmental Center (REC) est spécialisé en études d'impact. Le projet de recherche NOWERI en éolien offshore flottant a été financé au printemps 2010 à hauteur de 66 M NOK (8,8M€) par le centre norvégien de la recherche pour un budget total de 82 MNOK (11 M€), les participants sont les centres de recherche NORCOWE (Norwegian Centre for Offshore Wind Energy, centre Christian Michelsen Research (CMR), Uni Research, universités de Bergen, d'Agder et de Stavanger) et NOWITECH (Norwegian Research Centre for Offshore Wind Technology : SINTEF, Institut pour les Technologies de l'Energie, Institut de Recherche Norvégien des Technologies Marines (MARINTEK) et Université Norvégienne des Sciences et Technologies de Trondheim). L'accord a été signé fin 2012. Le projet vise à mettre en place une station météo (Offshore Boundary Layer Observatory - OBLO) et une petite éolienne flottante (Floating Experimental Wind Turbine – FLEXWT : 30 m de haut, quelques centaines de kW). Il s'agit d'un projet de recherche, mais exposé à des conditions climatiques réelles, et devant partager ses résultats. Un premier objectif est d'ajuster les modèles de simulation. L'installation est prévue pour 2014 pour un fonctionnement opérationnel en 2015.

R&D financée par l'industrie

En 2011 le budget privé de R&D sur les EMR est probablement supérieur à 3,2M€.

Participations à des projets internationaux

Statoil est un acteur important du projet Dogger Bank de fermes éoliennes en mer du Nord britannique

Démonstration de technologies

En 2011 le budget public (respectivement privé) de démonstration technologique sur les EMR est d'environ 0,5M€ (respectivement 4,7M€ minimum).

Les entreprises de réseau impliquées dans des activités de R&D ou de démonstration sont:

Hafslund AS	Soutient l'hydrolien
Statkraft AS	Développe l'énergie osmotique
Tussa Kraft AS	Soutien le concept houlomoteur SeaBased
E-CO Energi AS	Développe le concept houlomoteur Seahorse
Hammerfest Energi AS	Copropriétaire de Hammerfest Strøm AS

Projets opérationnels

HS300 de Hammerfest Strøm (Andritz)		hydrolien	HS300, 300 kW	Depuis 2006 ; 17500 heures de fonctionnement à fin 2011	1e hydrolienne connectée au monde
HS1000 de Hammerfest Strøm (Andritz)		hydrolien	HS1000, 1MW	Installation décembre 2011 à l'EMEC	
Morild II de Hydra Tidal (groupe Straum) www.straumgroup.com et www.hydratidal.com	Lofoten, Norvège	Hydrolien flottant	Prototype Morild II, 1,5 MW	Installation en novembre 2010	
BOLT de Fred Olsen Ltd	Risør, Norvège	houlomoteur	Absorbeur ponctuel 45 kW	En mer depuis mi-décembre 2010 pour 18 mois de production	

					Déploiement précommercial au Royaume Uni prévu en 2011	
SeaHorse, E.CO Energi	de	Runde Environmental Center (REC)	houlomoteur	Absorbeur ponctuel 3kW	Test en 2011	
Prototype osmotique Statkraft	de	Tofte, Norvège	osmotique	4 kW, prélude à une installation pilote de 2 MW en 2013?	Depuis 2009	Première installation mondiale 11 M NOK reçues en 2012, cf http://energi.esdelamer.bl ogspot.fr , 5 avril 2012
Hywind, Siemens, Statoil	turbine pour	île Karmøy au nord de Stavanger, Norvège	Éolien flottant	2,3 MW, 7,3 Gwh produits en 2010, 9 GWh/an attendus Prélude annoncé fin 2012 d'une ferme pilote Hywind de 4 éoliennes flottantes de 3 MW au large du Maine	Testé depuis juin 2009 en Norvège	Coût de la turbine, 400 M NOK ou 62 M\$ Fondation Technip, câble Nexans Financement du DoE américain annoncé en décembre 2012

Les États-Unis et la Norvège collaborent avec l'entreprise norvégienne SWAY AS afin de collecter et analyser les données d'un prototype d'éolienne flottante à l'échelle 1/5 déployé en Norvège. Le DoE américain a aussi annoncé un financement de l'éolienne flottante "historique" Hywind fin 2012.

Nouveaux développements

H-WEC de Havskraft AS			houlomoteur	Colonne d'eau oscillante	Test large échelle prévu en 2012	
Langlee Wave Power	Wave	Egersund, Norvège	houlomoteur	flap/wing	Déploiement en 2012	
Langlee Wave Power	Wave	Stewart Island, Nouvelle Zélande	houlomoteur	flap/wing	Déploiement en 2012	312 k\$ de financement néo zélandais
lowep Intentionum offshore wave energy project			houlomoteur			
OWC Power AS www.owcpower.com			houlomoteur	Colonne d'eau oscillante		
Meygen Ltd		Pentland Firth Inner sound, Ecosse	Ferme d'hydroliennes	(au moins) 3 turbines hydroliennes de 1,4MW par Andritz Hydro Hammerfest	Déploiement au plus tard en mars 2016	10 M€ de financement par le fond britannique MEAD Marine Energy array demonstrator, alloué le 27/2/2013

Fiche pays : Nouvelle-Zélande

1,61 NZ\$=1€ (30/12/2012)

Prix de l'électricité pour l'industrie 72,72\$/MWh, pour les ménages 212,10\$/Mwh (AIE2011)

Introduction

En 2011 la capacité installée était de 4 kW de houlomoteur (plus 20 kW en cours d'installation) sur un potentiel extractible de 61 TWh/an (approximation à affiner). Le potentiel extractible d'énergie des marées est lui estimé à 4,5 TWh/an.

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

Une nouvelle stratégie énergétique néo-zélandaise a été publiée mi-2012 et vise 90% d'électricité renouvelable à partir de 2025 (79% en juin 2011).

Depuis 2010 le Ministère de l'environnement gère un système d'échange de droits d'émissions.

Diverses organisations ont proposé en août 2011 au Ministère de la science et de l'innovation la création d'un « New Zealand Marine Energy Centre ».

Soutiens, incitations et initiatives

Il n'y a pas de mécanisme spécifique en faveur des EMR même si le *National Policy Statement on Renewable Electricity Generation* informe les autorités régionales et judiciaires sur l'importance des ENR.

Législation et réglementation

Le *Resource Management Act* (RMA) de 2001 s'applique pour toute exploitation des ressources naturelles. L'autorité en charge (le gouvernement local) détermine si le projet doit être l'objet d'une notification publique, notification limitée ou non notification. La procédure de décision est relativement rapide. Par contre, un projet de grande taille est en général notifié publiquement, avec des délais pouvant être conséquents (cf. le cas de Crest Energy Ltd cherchant à déployer 200 hydroliennes de 1 MW dans le port de Kaipara et dont le processus de notification publique a pris plus de six ans, suite à quoi des exigences supplémentaires par le Northland Regional Council rendent improbable un démarrage avant 2022,...). Une notification limitée, par contre, donne de bonnes chances d'obtenir une approbation en quelques mois (moins de trois mois pour une installation houlomotrice de 20kW pendant 35 ans par Tangaroa Energy; moins de six mois pour 1 MW dans le détroit de Cook pendant 35 ans par Neptune Power, ou 220 kW aux îles Chatham pendant 35 ans par CHIME).

Le *Marine and Coastal Area act* entré en vigueur en 2011 garantit l'accès public à la zone maritime côtière (jusqu'à 12 miles nautiques). Le *Exclusive Economic Zone and Continental Shelf (Environmental Effects) Bill*, examiné en septembre 2011, régule les activités de développement dans la zone économique exclusive (ZEE, de 12 à 200 miles nautiques des côtes) et le plateau continental étendu.

Principaux mécanismes de financement public

Les EMR bénéficient de trois mécanismes de soutien.

Le *Marine Energy Deployment Fund* (MEDF) a été créé en 2007 pour quatre ans et a donné lieu à quatre appels, dont le dernier en 2011 a accordé 0,880 M NZ\$ à trois projets sur les cinq candidats (sous réserve d'approbation des ressources du projet). Au total 4 M NZ\$ ont été alloués de 2007 à 2011.

Les deux autres mécanismes sont non spécifiques, il s'agit de Technology New Zealand (aides aux entreprises, rarement publiée) et du soutien général à la R&D (voir infra).

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

En 2011 le budget public de R&D sur les EMR est d'environ 0,9M€.

Les acteurs universitaires et institutionnels en EMR sont le National Institute of Water and Atmospheric Research (NIWA), et Wave Energy Technology-New Zealand (WET-NZ).

Le gouvernement finançait en 2011 trois projets liés aux EMR:

Wave Energy Technology – New Zealand Ltd (WET-NZ):			houlomoteur	30 septembre 2008-30 septembre 2014
Optimizing Tidal Energy:	National Institute of Water and Atmospheric Research		hydrolien	Septembre 2009-septembre 2012
Extreme Waves and Storm Surges:			Risques naturels...	Septembre 2009-septembre 2012

En décembre 2011 le Ministère de la science et de l'innovation (<http://www.msi.govt.nz>) a annoncé un appel à propositions de R&D (science investment round 2012) dont une catégorie était l'énergie et les matières premières (energy and minerals research fund), avec financement devant démarrer en octobre 2012. 227 M NZ\$ ont été alloués en septembre 2012, sans lauréat sur les EMR.

R&D financée par l'industrie

L 'Aotearoa Wave and Tidal Energy Association (AWATEA) regroupe 56 membres industriels, professionnels ou industriels. On estime à 18 le nombre de développeurs en EMR.

Le MEDF a depuis 2007 financé divers projets proposés par des industriels comme Crest Energy (1,85 M NZ\$ pour un projet d'hydrolienne de 3 MW, abandonné en 2011, partie d'un projet plus vaste de 200 MW porté par l'AWATEA), Chatham Island Marine Energy Ltd alias CHIME (2,16 M NZ\$ pour un dispositif OWC de 110 kW pour électricité insulaire), Community Leisure Management Ltd alias CLM (0,2 M NZ\$ pour trois hydroliennes dans la baie de Hobson), Tangaroa Energy Rakia Amps Ltd (0,3 M NZ\$ pour un dispositif houlomoteur de 20 kW)...

Participations à des projets internationaux

L'implication de la Nouvelle Zélande se fait principalement via l'OES de l'AIE, où elle est impliquée dans l'annexe IV (impacts environnementaux).

Démonstration de technologies

En 2011 le budget public (respectivement privé) de démonstration technologique sur les EMR est d'environ 2,4M€ (respectivement 3,6M€).

Les entreprises de réseau impliquées dans des activités de démonstration ou de R&D sont:

Todd Energy Limited	2011: part dans Crest Energy passée de 30% à 54% pour développement de projet (projet hydrolien de 200 MW dans le port de Kaipara)
---------------------	--

Projets opérationnels

Wave Energy Technology – New Zealand (WET-NZ):	Taylor's Mistake Bay, Nouvelle-Zélande	Houlomoteur prototype 1/5 de 2 kW	Décembre 2006-novembre 2008
Wave Energy Technology – New Zealand (WET-NZ):	Taylor's Mistake Bay, Nouvelle-Zélande	Houlomoteur prototype 1/4 de 2 kW	mi-2009-juin 2011

Nouveaux développements

Wave Energy Technology – New Zealand (WET-NZ):	Akaroa Heads,, Nouvelle-Zélande	Houlomoteur prototype 1/2 de 20 kW	9 septembre-3 décembre 2011
Wave Energy Technology – New Zealand (WET-NZ):	Wellington Nouvelle-Zélande	Houlomoteur prototype 1/2 de 20 kW	1e trimestre 2012?

Fiche pays : Pays-Bas

Prix de l'électricité pour l'industrie : 120,56\$/MWh, pour les ménages : 237,90\$/MWh (AIE2011)

Introduction

Les Pays-Bas ont une expérience importante en matière de gestion de l'eau et d'exploitation du vent. En 2010, les Pays-Bas avaient deux fermes éoliennes offshore pour une capacité de 228 MW (environ 10 % de la capacité éolienne installée; l'éolien offshore fournit cependant 16 % de la production) et expérimentent l'éolien flottant en large des côtes d'Italie.

Ils sont actifs en matière de technologie hydrolienne. Les Pays-Bas sont aussi avec la Norvège l'un des rares pays actifs dans le développement de l'énergie osmotique (dite « énergie bleue »).

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

Les objectifs nationaux sont de passer de 4 % d'ENR en 2010 à 14 % en 2020 . Les ENR aux Pays-Bas sont l'éolien terrestre, le solaire, les biocarburants et la géothermie. Les objectifs 2020 en énergies renouvelables sont de 5,178 GW d'éolien offshore.

Soutiens, incitations et initiatives

Le principal système incitatif pour les ENR est le programme de subvention à la production SDE-Plus, qui remplace le précédent système SDE (2008-2010), qui finançait tant les ENR chères que bon marché. Le programme SDE-Plus accepte comme énergies éligibles l'incinération des déchets, la biomasse (y compris biogaz), les eaux usées, décharges, sources géothermales, osmose, hydroélectricité, vent et photovoltaïque (>15kW). La subvention compense l'écart entre le tarif d'achat et le « tarif de base » (au plus le coût de production de l'ENR) déterminé par l'ECN (centre néerlandais de recherche sur l'énergie) et DNV Kema Energy & Sustainability Consultancy. Le système SDE-Plus permet toujours, lors d'un appel, de candidater à un tarif de base inférieur d'un appel antérieur, ce qui réduit la subvention mais augmente aussi les chances de l'obtenir. En pratique, les EMR sont absentes des bénéficiaires de ce schéma.

Législation et réglementation

Principaux mécanismes de financement public

En 2012 les soutiens classiques à la R&D sont remplacés par les « contrats d'innovation », afin d'orienter la recherche vers les demandes du marché en organisant les acteurs (entreprises, universités, centres de recherche).

Le mécanisme d'incitation SDE-plus en 2012 ne couvre plus l'éolien offshore, qui peut néanmoins être candidat à un taux de subvention inférieur d'un appel antérieur, cf. supra.

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

La R&D sur l'éolien a bénéficié en 2010 de 38 M€ (mais rien de spécifique sur l'éolien flottant) et, en 2011, n'a reçu que 7,1M€ (financement des recherches de l'université technique de Delft et de l'institut de recherche ECN), les programmes EOS (subvention à la recherche énergétique) et EWOZ (subvention à la recherche sur l'éolien offshore) étant clos à fin 2010.

L'université Technique de Delft, dominante dans le paysage de la recherche néerlandaise, est active en recherche sur l'ETM (cf. infra sur les activités de sa spinoff Bluerise).

R&D financée par l'industrie

L'entreprise de conseil Ecofys a vendu en mai 2012 sa technologie Wave rotor au spécialiste du offshore IHC Merwede, avec création d'une nouvelle entité, IHC Tidal Energy.

Le néerlandais Tocardo est actif dans l'hydrolien avec sa technologie « Tocardo Tidal Turbine

Technology » de 100 et 200 kW, avec des développements en cours sur 500kW et 1 MW. Il a signé en mars 2012 un accord avec le japonais Spectol Power Design Co Ltd (SPD), en vue de fourniture de 18 MW de puissance hydrolienne dans les trois ans à venir.

Le Tidal Testing Center (TTC) est pilote d'un projet appelé « energy dams » visant à incorporer dans des barrages l'énergie hydrolienne et osmotique. Ce projet, financé par le programme *Kansen voor West* et courant jusqu'en 2014, regroupe, outre TTC, les partenaires Strukton, ECN (centre néerlandais de recherche sur l'énergie), Deltares, l'Université Erasmus de Rotterdam, Energy Valley, REDStack et le néerlandais Tocardo BV.

L'entreprise DNV KEMA travaille depuis 2001 sur la technologie osmotique, en partenariat avec des entreprises néerlandaises de réseau. Elle est impliquée dans le projet REAPower du 7^{ème} PCRD (octobre 2010-novembre 2013), conduit par l'allemand Wirtschaft und Infrastruktur (WIP) avec 11 participants de six pays.

L'entreprise Redstack, basée à Sneek, travaille à un prototype osmotique de 5 kW sur la digue de Afsluitdijk. Un prototype de 1 kW a été installé en 2009.

L'entreprise BlueRise BV a développé un prototype ETM de recherche et de démonstration à l'université technique de Delft et a signé en avril 2012 un mémoire d'entente avec Curaçao Airport Holding (CAH) où BlueRise vend à CAH de l'électricité fournie par son installation ETM et CAH fournit à l'installation ETM de BlueRise de l'eau froide issue de son système SWAC.

Participations à des projets internationaux

Cf. supra.

Démonstration de technologies

Projets opérationnels

Les Pays Bas sont précurseurs en matière d'éolien flottant. L'entreprise néerlandais Blue H a installé en 2008 au large des Pouilles, en Italie, un prototype d'éolienne flottante de 80 kW. En 2009, elle a construit une unité commerciale de 2,4 MW à Brindisi en Italie en vue d'un déploiement en mer adriatique en 2010, le travail reste à ce jour en cours...

Ecofys a testé un prototype hydrolien à axe vertical de 30 kW Wave rotor à Westerscheide.

Nouveaux développements

En 2011 Blue H annonçait l'essai en mer d'une nouvelle plate-forme éolienne flottante de capacité 5-7 MW, dans le site proposé de la ferme éolienne offshore de Tricase (90 MW) à l'horizon 2013.

Fiche pays : Portugal

Prix de l'électricité pour l'industrie : 139,14\$/MWh, pour les ménages : 245,67\$/Mwh (AIE2011)

Le Portugal possède la 11e ZEE mondiale, et la 2^{nde} en Europe après la Norvège (la 4^{ème} après France et Royaume-Uni si l'on compte l'outre-mer). En 2011, la capacité installée au Portugal était de 400 kW houlomoteurs (plus 300 kW en cours d'installation). Le Portugal est l'un des rares pays à disposer d'un projet opérationnel d'éolienne flottante (projet WindFloat, sélectionné en décembre 2012 par le programme NER300).

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

La stratégie nationale portugaise en matière d'énergies renouvelables a pour objectif en 2020 75 MW d'éolien offshore et 250 MW d'hydrolien et de houlomoteur.

Le gouvernement a confié la gestion de la zone-pilote d'énergie des vagues à l'entreprise de réseaux énergétiques nationale (Redes Energéticas Nacionais ou REN), ce qui a amené en 2010 la création de l'entreprise de gestion ENONDAS, ouverte aux capitaux privés en 2011.

Soutiens, incitations et initiatives

Législation et réglementation

Comme vu supra l'objectif en 2020 est de 75 MW d'éolien offshore et 250 MW d'hydrolien et de houlomoteur.

Le processus d'autorisation était initialement régi par le DL 254/99 du 7 juillet 1999, valide pour toute installation dans les eaux territoriales ou la ZEE, et requérant l'approbation des ministères de la défense nationale et des affaires maritimes, de l'environnement, aménagement et développement régional, de l'économie et de l'innovation, de l'agriculture et des pêches, des travaux publics, transports et communications. Puis, avec la directive 2001/77/CE sur la production d'électricité à partir de sources renouvelables, le DL 51/2004 du 31/1/2004 a mis en place un processus d'autorisation couvrant aussi le houlomoteur et imposant une déclaration d'impact environnemental produit par l'autorité de développement régional (CCDR : Comissão Coordenadora do Desenvolvimento Regional), l'institut de conservation naturelle et de biodiversité (ICNB : Instituto da Conservação da Naturaza e Biodiversidade) et le ministère de l'environnement et aménagement. Une étude d'incidence environnementale est aussi requise dans le cas où une étude d'impact environnemental n'est pas nécessaire. Elle est moins lourde mais prend en compte les émissions de gaz, le paysage marin, les espèces floristiques et faunistiques, le patrimoine (architectural, archéologique et autres), le bruit, les sols, les populations affectées (DL 66/2005). Enfin, le DL 5/2008 établit le cadre légal pour l'utilisation des ressources marines naturelles publiques, établit les limites géographiques de la zone-pilote portugaise et crée une entité de gestion pour cette zone.

En matière de planification des espaces maritimes, le Portugal a publié en 2006 une stratégie nationale pour l'océan cherchant à intégrer les politiques sectorielles et à définir les principes pour le MSP (marine spatial planning) et pour la GIZC (gestion intégrée des zones côtières). Il en est résulté le plan national d'organisation de l'espace maritime (*Plano de Ordenamento do Espaço Marítimo* ou POEM, <http://poem.inag.pt>), commencé en 2008 et récemment achevé. Il supervise toutes les activités dans les eaux portugaises, y compris les EMR. Le développement de ce plan compte quatre étapes : études de caractérisation et évaluation (du potentiel), planification spatiale maritime temporaire, plan de zonage avec son programme de mise en œuvre, et consultation publique. La consultation publique a été achevée en 2011. Tout amendement au POEM requiert l'approbation d'une équipe interdisciplinaire comprenant des représentants des différents ministères compétents, l'INAG (Instituto Nacional da Agua) et quatre consultants externes y compris des universitaires.

Principaux mécanismes de financement public

Deux mécanismes existent :

Le Fond d'appui à l'innovation (*Fundo de Apoio a Inovação* ou FAI), essentiellement pour la R&D nationale, principalement pour les ENR, surtout l'éolien.

La Fondation pour la science et la technologie (FCT) qui est la principale agence pour l'avancement de la science et des techniques.

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

Le Laboratório Nacional de Energia e Geologia, IP (LNEG) compte un groupe dédié aux énergies marines, travaillant notamment sur la conversion de l'énergie des vagues (absorbeurs ponctuels), la ressource éolienne et houlomotrice dans l'Atlantique européen, l'amélioration d'un SIG pour le choix de sites,

L'Université technique de Lisbonne, Instituto Superior Técnico, conduit des travaux numériques et expérimentaux sur la conversion de l'énergie des vagues (colonne oscillante).et la modélisation hydrodynamique d'hydroliennes.

R&D financée par l'industrie

Participations à des projets internationaux

Il s'agit essentiellement de projets financés par l'UE.

Wavetrain2	2009-2012	Réseau de formation de chercheurs (RTN) en énergie des vagues	Conduit par le Wave Energy Center (WavEC), entreprise privée non lucrative
Equimar - Equitable Testing and Evaluation of Marine Energy Extraction Devices	2008-2011	Programme STREP du 7e PCRD	Participation WavEC
SOWFIA- Streamlining of Ocean Wave Farms Impact Assessment"	2010-2012	Harmonisation d'études d'impact, étude de fermes hydroliennes	Participation WavEC
FAME - The Future of the Atlantic Marine Environment"	2010-2012	Programme Interreg IV	WavEC
Aqua-Ret2 - Dissemination activities and transfer of technology in the ocean energy sector"	2009-2011	Formation continue Léonard de Vinci	WavEC
ORECCA - Off-shore Renewable Energy Conversion Platforms - Coordination Action	2009-2011	Développer une feuille de route pour les EMR	WavEC, LNEG
CORES - Components for Renewable Ocean Energy Systems".	2008-2011	Programme de R&DT du 7e PCRD - simulation houlomotrice OE (Ocean Energy) et design de turbine pour colonne oscillante	IST, WavEC, Kymaner
WAVEPORT - Demonstration & Deployment of a Commercial Scale Wave Energy Converter with an Innovative Real Time Wave by Wave Tuning System	2009-2012	7 ^{ème} PCRD, démonstration de bouée 600 kW	WavEC
SURGE - Simple Underwater Renewable Generation of Electricity	2009-2011	Test de la 2 ^{nde} génération de Waveroller (AW-Energy, Finlande): 1e test à EMEC et Portugal, 2nd à Peniche, Portugal	WavEC, ENEOLICA
MARINET	2011-2015	Coordination de R&D à toutes échelles, accès à des infrastructures de test	WavEC propose l'accès au site de test de turbines à air de l'usine de

			Pico aux Açores
TROPOS - Modular Multi-use Deep Water Offshore Platform Harnessing and Servicing Mediterranean, Subtropical and Tropical Marine and Maritime Resources".	2011-2015	Plateforme flottante multi-usages	WavEC
NER300: financement de Windfloat	2015-2020		Financement équivalent maximal 30 M€

Démonstration de technologies

Projets opérationnels

Un projet houlomoteur de colonne d'eau oscillante est en test à Pico aux Açores (<http://www.pico-owc.net>) et est l'une des rares installations houlomotrices fonctionnant au monde. Elle a produit 45 MWh en 1425 heures pendant 3 mois en 2010 avant une panne jusqu'en 2012. Pico devient un site de test ouvert inclus dans MARINET et permettant de tester des équipements jusqu'à 700 kW mais il avait besoin de 1,5M€ en 2011 pour poursuivre les opérations pendant 5-10 ans.

Le Portugal est aussi avec la Norvège l'un des deux pays au monde site d'un projet opérationnel d'éolien flottant avec le projet Windfloat, équipé avec une turbine Vestas de 2 MW. Le prototype a été construit par le consortium Windplus, constitué par EDP (électricité de Portugal), l'espagnol Repsol, le développeur américain Principle Power, le portugais A Silva Matos, la société de capital risque de référence de l'État portugais Inovcapital, et le fond portugais FAI (*Fundo de Apoio à Inovação*). L'installation à 5 km au large de Aguçadoura a eu lieu le 22 octobre 2011 et, un an plus tard, l'installation avait produit 3 GWh. Ce projet a aussi été sélectionné le 18 décembre 2012 par le programme européen NER300, avec un financement maximum de 30M€ sur 2015-2020.

Nouveaux développements

Le nouveau Waveroller (technologie précommerciale finlandaise de AW-Systems Oy), annoncé au printemps 2012, a été déployé en août 2012 près de la plage Almagreira à Peniche au Portugal par ENEOLICA (trois Waverollers de 100 kW déployés, coût 5,4M€).

Test à l'échelle ¼ d'une turbine Ocean Energy en Irlande à Galway Bay par Kymaner

Test du concept WEGA- wave energy gravitational absorber- par Sea for Life

Fiche pays : Royaume-Uni

0,82£~ 1€ (30/12/2012)

Prix de l'électricité pour l'industrie : 127,39\$/MWh, pour les ménages : 204,92\$/Mwh (AIE2011)

En 2011 la puissance installée au Royaume-Uni était de 1600 MW d'éolien offshore, mais aussi de 4,8 MW hydroliens (plus 1,7 MW en cours d'installation) et 2 MW de houlomoteur (plus 2,4 MW en cours d'installation). Le potentiel houlomoteur théorique est de 260 TWh/an, dont 60 TWh/an extractible. Le potentiel extractible de l'énergie des marées est de 17 TW h/an. Le potentiel hydrolien estimé est 75% du potentiel européen.

Il faut d'entrée de jeu noter la place toute particulière qu'occupe l'Écosse au sein du Royaume-Uni en matière d'EMR : l'Écosse a ainsi 206 GW de ressource éolienne, hydrolienne et houlomotrice soit 40 % de la ressource britannique. Plus précisément elle dispose de 89 % de la ressource énergétique britannique d'origine maritime et de 46 % de sa ressource éolienne. Ce qui suit dans cette fiche traite du Royaume-Uni, mais dans bien des cas est essentiellement relatif à l'Écosse.

Le Royaume-Uni est leader mondial en matière d'**éolien installé en mer** avec une puissance installée de 1586 MW en juin 2011, et 600 MW supplémentaires en cours d'installation début 2012. Le nouveau *UK Marine Energy Programme* vise à améliorer les capacités nationales en matière de développement et déploiement d'appareils hydroliens et houlomoteurs commerciaux, avec une attention particulière portée aux fermes pilote, à la planification et l'acceptabilité, au partage d'informations.

Le soutien à la R&D et donc actif à tous stades et il existe notamment des **sites d'essais** de classe internationale pour l'hydrolien (Écosse, Irlande du Nord) et le houlomoteur (Écosse, Cornouailles). Notamment l'EMEC (European Marine Energy Center) des Orcades avait, fin 2011, 12 de ses 13 sites de test à échelle 1 sous contrat pour des essais portant sur 10 prototypes technologiques. Il a ajouté deux sites pour des essais à échelle réduite.

En matière d'aide aux **déploiements commerciaux**, les gouvernements britanniques et écossais proposent d'harmoniser les tarifs d'achat incitatifs en faveur de l'hydrolien et du houlomoteur à 5 ROC (*renewable obligation certificates*) par MWh, soit 330€/MWh environ, à partir du printemps 2013 et jusqu'en 2017. Ils investissent respectivement 20 M£, 18 M£ et 20 M£ pour des **fermes pilotes** hydroliennes (MEAD: *Marine Energy Array Demonstrator britannique*, MRCF *Marine Renewable Commercialisation Fund* écossais, et Crown Estate respectivement).

Le Royaume-Uni collabore aussi avec l'Irlande sur les EMR en mer d'Irlande et dans la Manche, ainsi que sur l'interconnexion des réseaux. La question du réseau électrique est primordiale au Royaume-Uni comme ailleurs et reste un souci pour le développement des EMR. Compte tenu du potentiel en Écosse et des oppositions de National Grid, opérateur du Royaume-Uni, le secrétaire d'Etat britannique à l'énergie et au changement climatique et le ministre écossais de l'énergie ont accepté en 2013 la tenue d'un groupe de travail sur ce sujet.

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

Objectifs

L'objectif national britannique en matière d'énergies renouvelables est de 15 % (énergie primaire) en 2020, avec probablement 30 % de l'électricité et 12 % de la chaleur. Les objectifs nationaux 2020 sont de 12,9 GW en éolien offshore, et de 0,3 GW en hydrolien et houlomoteur, en retrait d'estimations précédentes.

Éolien offshore

En matière d'éolien offshore, le Royaume-Uni vise 18 GW installées en 2020. La politique repose sur :

- une délimitation des sites financée par le Crown Estate (organisme public proche mais non partie du gouvernement, non régulateur, propriétaire et en charge des eaux territoriales, habilité à concéder des zones y compris dans certains cas au delà des 12 milles nautiques) ;
- le lancement par celui-ci d'appels d'offre (le « 3e round » de 2009, nouveau en ce sens qu'il donne de la flexibilité sur les sites dans une zone et promeut une approche partenariale de partage de risque, a en juin 2010 attribué 32,2 GW , après 1 GW en 2001 lors du 1e round et 7 GW en 2003 lors du 2e round) ;

- des tarifs d'achat attractifs via les ROC (*renewable obligation certificates*, voir infra), de durée 20 ans, dont la fin a, en avril 2010, été étendue de 2027 à 2037 pour les nouveaux projets. L'éolien offshore bénéficie de 2 ROC par MWh (1 ROC pour l'éolien terrestre). Une transition est prévue entre le système des ROC et un système de contrats sur différence avec tarifs d'achat (voir infra). On peut noter qu'en novembre 2012 le gouvernement britannique la mis a disposition 7 M£ pour stimuler le développement de l'éolien offshore par le biais du 3e appel d'offre du *Offshore Wind Components Scheme*, lancé le 5 novembre 2012 et clos le 16 janvier 2013, pour financer de cinq à 10 projets. A ces 7 M£ s'ajoutent 3 M£ destinés à des projets axés sur le développement d'études de faisabilité technique dans le domaine de l'innovation en éolien marin.

Autres EMR

Sur les autres EMR, l'appui prend la forme de soutien financier aux démonstrateurs (via l'extension du système des ROC à ces EMR qui doivent passer de 2 à 5 ROC/MWh en dessous de 30 MW à partir de 2013) ; de soutien à trois sites d'essai (les deux sites écossais de l'EMEC dans les Orcades et le Wave hub pour le houlomoteur au sud-ouest de la Grande-Bretagne) ; des démarches pour l'attribution de zones pour le houlomoteur et l'hydrolien en Écosse et dans le Raz Blanchard ; une forte activité en faveur de projets d'interconnexion bilatérale avec la France (4 GW supplémentaires via Aurigny/Alderney), l'Irlande et l'Islande, ou d'interconnexion multilatérale, et aussi (voir infra) une intense activité de financement pour des **fermes pilotes** (58M£ tout récemment via le MEAD, MRCF et Crown Estate)

Le gouvernement britannique a mis en place début 2011 un nouveau programme national sur les énergies marines (*UK Marine Energy Programme*) pour améliorer les capacités nationales en matière de développement et déploiement d'appareils hydroliens et houlomoteurs commerciaux, avec une attention particulière aux fermes pilote, à la planification et l'acceptabilité, au partage d'information (création d'un réseau d'information marine -marine intelligence network). Le conseil d'administration du programme comprend divers acteurs (énergéticiens, industriels, développeurs, financiers, administrations) et conseille les ministres sur ces sujets à traiter par le programme afin de faire progresser l'industrie.

Des **parcs d'énergie marine** sont mis en place afin d'agréger les compétences : le premier, le South West MEP a été inauguré le 23 janvier 2012 et est situé entre Bristol, Cornwall, et les Îles de Scill. Le second, le Pentland Firth and Orkney Waters Marine Energy Park, incorpore l'EMEC, leader mondial en matière de sites d'essais (cf. infra). Le 28 février 2013 a été signé un accord-cadre entre le parc de Pentland Firth et le parc South West, en vue de créer un pôle de compétences.

Le Ministère de l'énergie et du changement climatique (Department for Energy and Climate Change) a publié en juillet 2011 une feuille de route des énergies renouvelables avec une estimation de 200 à 300 MW d'exploitation commerciale des EMR en 2020, en retrait d'estimations antérieures de 1,6 GW, mais avec un potentiel estimé compris entre 9 et 43 GW en 2050, valeur probable 27 GW...

Un rapport du parlement britannique de février 2012 intitulé *The future of marine renewables in the UK* a recommandé le passage à 5 ROC/MWh en hydrolien et houlomoteur (voir infra). Il porte haut les ambitions nationales et identifie comme freins principaux au développement des EMR, les contraintes de connexion au réseau, les contraintes environnementales, et le manque de clarté en matière de planification.

En tout état de cause, le gouvernement cherche à mettre en place un cadre attractif et réduire les incertitudes pour les investisseurs par le biais de tarifs d'achat, de soutien au développement de fermes, de réduction des risques économiques, d'interconnexion et environnementaux, et enfin de soutien à l'innovation afin d'améliorer la fiabilité et les coûts.

Réforme du marché de l'électricité

Depuis 2012, le marché de l'électricité britannique est en cours de réforme (cf. infra). Cette réforme, dite EMR, doit attirer les investissements et devrait stabiliser les revenus des investisseurs pour la production d'électricité décarbonée par le biais de contrats sur différences avec tarif d'achat. Ce système, dit CfD – FiT coexistera jusqu'en 2017 avec le présent système d'obligation d'achat des énergies renouvelables, ou ROC, et devrait favoriser l'essor de l'éolien offshore

Cas de l'Écosse

L'Écosse, elle, vise à terme une indépendance énergétique (voire l'indépendance tout court) et se concentre sur ses sites mis en concession pour un total de 1,6 GW dans le Pentland Firth (détroit de Pentland) et les Orcades.

Irlande du Nord

En décembre 2011, le Crown Estate qui gère les eaux nationales a lancé un appel à manifestation d'intérêt pour 600 MW d'éolien offshore et 200 MW d'hydrolien, avec attribution effectuée à l'été 2012.

Soutiens, incitations et initiatives

De nombreuses initiatives de soutien existent. On peut en citer quatre principales : le système des certificats d'obligations renouvelables (ROC) ; le fond de soutien à prototypes à échelle réelle *Marine Renewables Proving Fund* (MRPF) annoncé en 2009 ; les financements de fermes pilotes (MEAD, MRCF, Crown Estate) ; le site de tests European Marine Energy Center (EMEC) fondé en 2003 et le consortium maritime SUPERGEN fondé en 2003, qui a renforcé la recherche de soutien au développement ainsi que la coopération entre universités et industries. Le *Marine Renewables Deployment Fund* (MRDF), fondé en 2003, a été un échec (aucun projet éligible jusqu'à sa fin en 2011) car il était prématuré.

Les ROCs

Le principal mécanisme financier d'incitation est celui des obligations renouvelables (*Renewable Obligations*, RO) donnant lieu à certificats (ROC). Un producteur d'électricité 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 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 d'électricité renouvelable, le prix du ROC serait inférieur au prix fixé, et nul 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 somme à verser 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 de 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.

Après les ROC, les CfD-FiT : la réforme du marché de l'électricité

Les ROC ne sont pas la fin de l'histoire. 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, a subi deux lectures et passait 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 s'effectuent 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 donc 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 ENR. 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.

La transition entre RO et FiT CfD se fera en principe avec une publication des prix au quatrième trimestre 2013, un an avant leur mise en œuvre. L'association RenewableUK (le SER britannique) milite pour que cette publication soit avancée au troisième trimestre 2013 afin de faciliter la transition. La question des contrats entraîne celle des garanties, avec un débat sur le mécanisme adéquat, le Trésor et l'opérateur national de réseau ayant refusé le rôle de contrepartie (cf document HC 275-II de la chambre des communes -house of commons- publié le 23 juillet 2012, et aussi <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/policy-legislation/energy%20bill%2012/5610-emr->

[alternative-payment-briefing.pdf](#)). Le projet de loi introduit une entreprise (Ltd company) propriété du gouvernement, appelée CfD Counterparty, qui, dès la mise en oeuvre de la loi en 2014, signera les contrats CfD avec les producteurs d'électricité issue d'ENR, collectera les fonds de la part des distributeurs d'électricité et effectuera les paiements aux producteurs.

A fin février 2013, un certain scepticisme subsistait sur la transition entre le système des ROC et le nouveau système, dans un contexte de subventions gouvernementales importantes au pétrole, au gaz et au nucléaire.

Infrastructures et fermes pilotes

A cela s'ajoutent début 2012 des investissements d'infrastructure et d'innovation britanniques et écossais en faveur de l'hydrolien et du houlomoteur, listés ci-après (avec aussi mention de soutiens écossais en faveur de l'éolien offshore). On notera deux investissements emblématiques de, respectivement 20 M£ pour au maximum deux fermes pilotes (MEAD - *Marine Energy Array Demonstrator* britannique) soit 25 % maximum du coût total du projet conformément à la législation européenne sur les aides d'État, et 18 M£ pour des fermes pilote (MRCF - *Marine Renewables Commercialisation Fund* écossais) afin de débloquent le potentiel de 1,6GW dans les eaux du Pentland Firth et des îles Orcades. Un financement important de 20 M£ en faveur des fermes pilotes a aussi été annoncé le 16 janvier 2013 par le Crown Estate

Low Carbon Innovation Fund: Marine Energy Array Demonstrator	20 M£ pour le développement de fermes hydroliennes : deux projets retenus en 2/2013; Meygen dans le Pentland Firth, et Seagen Wales au Pays de Galles	DECC Ministère britannique de l'énergie et du changement climatique
Taking wave energy to 10MW - Houlomoteur à 10 MW	Investissement pour le houlomoteur	ETI Energy technology institute Ltd britannique (PPP entreprises/gouvernement)
Low cost tidal stream arrays- Fermes hydroliennes à bas coût	Soutien à des fermes commerciales houlomotrices	ETI Energy technology institute Ltd britannique (PPP entreprises/gouvernement)
Marine energy: Supporting array technologies	10,5M£	TSB, Scottish Enterprise et Natural Environment Research Council (NERC)
Saltire Prize (nb : le « saltire » est le drapeau écossais)	10 M£ de prix pour qui parviendra à la production électrique maximale (minimum 100 Gwh) en deux ans de fonctionnement continu avec les EMR	Scottish Development International
WATER 1	6M£ pour R&D pour l' hydrolien et houlomoteur commercial	Scottish Enterprise
WATERS 2	7,9 M£ pour la R&D pour l' hydrolien et houlomoteur commercial	Scottish Enterprise
Marine Renewables Commercialisation fund	18 M£ pour des prototypes en vue de fermes hydroliennes commercialement viables	Gouvernement écossais
Fond NER300 (New Entrant Reserve)	Cf infra: projet Islay (20,65M£ max de 31/10/2016 à 30/10/2021) et projet Kyle Rhea (18,39M£ max de 14/4/2015 à 13/4/2020)	Commission européenne
N-RIF National Renewables Infrastructure Fund	70M£ pour le renforcement des ports et des capacités manufacturières pour l'éolien offshore	Écosse
POWERS	35M£ de soutien aux industries manufacturières d'éoliennes offshore	Écosse
Offshore Wind Expert Support Programme	0,9M£ d'appui à la chaîne d'approvisionnement de l'industrie éolienne offshore	Écosse
Renewable Energy Investment Fund (REIF)	103 M£ : lancé le 10/10/2012 pour accélérer la croissance des EMR en	Écosse

	Écosse, faire approprier les ENR par la communauté, et développer les réseaux de chaleur renouvelable	
Crown Estate	20 M£ : lancé le 16 janvier 2013, pour deux projets de fermes hydroliennes ou houlomotrices	Crown Estate

L'appel à propositions pour MEAD a eu lieu en 2012 et s'est clos le 1/6/2012, les évaluations ont duré jusqu'à début 2013. Les vainqueurs sont le projet Meygen de Meygen Ltd dans le Pentland Firth Inner Sound (ferme hydrolienne de plus de 8 MW et 6 turbines de 1,4MW par Andritz Hydro Hammerfest) et le projet de SeaGeneration (Wales) Ltd à Anglesey dans le Pays de Galles (5 turbines SeaGen-S de 2 MW par Marine Current Turbines). Les subventions attribuées seront soumises à approbation d'exemption d'aide d'État (cf cadre européen pour l'aide d'État à la R&D et à l'innovation, 2006/C 323/01) par les autorités européennes (<https://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/meeting-energy-demand/wave-tidal/5334-pre-submission-briefing-pres.pdf>). Les fermes projetées par l'appel étaient de capacité 5 MW (10 GWh/an) ou plus, même si des fermes produisant 7 Gwh sont considérées. A l'arrivée, une ferme de 8,5 MW et une ferme de 10 MW sont retenus. 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. Il est d'ailleurs indiqué par l'association RenewableUK dans des documents du Parlement britannique, que ces fermes n'ont d'intérêt que si elles sont partie de projets plus vastes à bâtir après 2017. Le planning du projet doit être assez avancé pour que la fourniture d'électricité au réseau commence au 31 mars 2016. Le financement peut atteindre 45 % du coût du projet pour une petite entreprise (moins de 50 employés, et moins de 7M€ de CA ou moins de 5M€ de bilan au sens du règlement EC 70/2001), 35 % pour une entreprise moyenne (moins de 250 employés, et moins de 40M€ de CA ou moins de 27M€ de bilan) et 25 % pour une grande entreprise. Le financement ne peut se faire qu'entre avril 2013 et mars 2015.

L'appel à proposition MRCF devait rendre ses résultats fin 2012. En pratique, compte tenu du fait que les deux premiers lauréats pressentis (Sound of Islay/détroit d'Islay dans l'ouest de l'Ecosse, et Kyle Rhea entre l'Ecosse et l'île de Sky) ont aussi été lauréats de l'appel NER300, et que ces deux appuis ne se peuvent cumuler, des discussions ont eu lieu pour déterminer quel projet choisit quel soutien. Le gouvernement écossais privilégiait bien sûr la solution dans laquelle les deux premiers retenus au MRCF choisissent le soutien NER300, ce qui permettrait de débloquent les projets suivants.

Investissements de R&D

Il y a aussi des investissements de R&D orientés vers les technologies de prochaine génération:

SuperGen UK Centre for Marine Energy Research (UKCMER)	Recherche collaborative avec 5 universités (Robert Gordon, Edimbourg, Heriot-Watt, Lacaster, Strathclyde) et 20 énergéticiens ou distributeurs d'électricité	The Sustainable Power Generation and Supply Initiative (SUPERGEN Marine)
7e PCRD	Général, y compris houlomoteur et hydrolien	Commission de l'union européenne
WATER 1 (déjà cités cf supra)	6M£ pour R&D pour l'hydrolien et houlomoteur commercial	Scottish Enterprise
WATERS 2 (déjà cités cf supra)	7,9 M£ pour la R&D pour l'hydrolien et houlomoteur commercial	Scottish Enterprise
Divers	Outils pour aider à la détermination des verrous	UK Energy Research Centre (UKERC)

Le Crown Estate

Le Crown Estate, propriétaire et chargé de la gestion des eaux territoriales, joue, quant à lui, un rôle de facilitateur en concédant des sites de projet dans les eaux britanniques (33 sites mi-2012), en investissant pour accélérer les développements et réduire les risques (5,7 M£ pour le Pentland Firth et les eaux des Orcades; 20M£ annoncés en janvier 2013 pour le financement de 2 projets hydroliens ou houlomoteurs), en consultant l'industrie et en rendant les EMR plus accessibles aux PME par des réductions d'exigences en matière de garanties (division par cinq pour Pentland Firth et Orcades).

Sites d'essais

Trois sites d'essais, l'*European Marine Energy Center* ou EMEC (Écosse), le *National Renewable Energy Center* ou NAREC (Nord-est de l'Angleterre) et le WaveHub (Cornouailles, Sud-ouest de l'Angleterre), jouent un rôle important pour la réduction des risques et l'évaluation technico-économique.

L'**EMEC** (<http://www.emec.org.uk>), entreprise privée à but non lucratif fondé en 2003, est le plus important dispositif d'essais. Depuis sa création, un financement public de 30 M£ lui a été attribué par ses propriétaires (l'agence de développement économique écossaise Highlands and Islands Enterprise, The Carbon Trust, Orkney Islands Council) et le gouvernement écossais, le gouvernement britannique, l'agence de développement économique écossaise Scottish Enterprise, l'Union européenne. Il offre 14 sites d'essais en taille réelle et est installé sur cinq sites, dont deux pour les essais en taille réduite. Les sites d'essai sont tous connectés au réseau par câble de 11 kV. La location d'un site d'essai en taille réelle est typiquement de 250 000£/an, pour une durée de un à cinq ans (mais tous les sites sont occupés jusqu'en 2015). Pour un site en taille réduite il faut compter 12500£/mois, pour une durée de trois à 12 mois.

Billia Croo	Stromness, Orcades	5 sites d'essais Houlomoteur
Fall of Warness	Au large de l'île d'Eday	8 sites d'essai Hydrolien
Scapa Flow	Au large de la baie St Mary	Houlomoteur, échelle réduite
Shapinsay Sound	Au large de Holland Head	Hydrolien, taille réduite
Stromness	Stromness, Orcades	Administration et gestion de données

Le Ministre écossais de l'énergie a annoncé fin février 2013 de nouveaux financements en faveur de l'EMEC : 3M£ pour l'agrandissement du site de test et 1,1M£ pour le lancement d'un programme de recherche sur les navires.

Le **NAREC** propose à fin 2012 trois sites de fermes éoliennes offshore pour 15 turbines, totalisant 100 MW.

Le **WaveHub** (8 km²) propose 4 sites de test de capacité 4-5 MW chacun et est connecté au réseau par un câble de 11 kV avec, à terme, une capacité de 50 MW lorsque un câble de 33 kV sera opérationnel. Il existe aussi un site d'essais houlomoteurs non connecté au réseau appelé Fab Test (2 km²) à Falmouth. Des parcs des énergies marines jouent le rôle de clusters pour coordonner les activités régionales.

Législation et réglementation

Ce qui suit traite du Royaume-Uni. Il faut cependant citer le cas particulier de l'Écosse, qui en 2011 a produit 40 % de l'électricité renouvelable du Royaume-Uni et concentre les énergies marines britanniques. Un accord de dévolution de 1999 répartit les compétences entre le Royaume-Uni (sujets régaliens, économie mais aussi énergie notamment) et l'Écosse (mécanismes de marché, obligations renouvelables, planification et concession de sites propices aux énergies marines). On retiendra que le système écossais est beaucoup plus simple que le système britannique pour les soumissionnaires, avec un guichet unique pour le processus de licence en EMR, avec un ambitieux objectif de 9 mois pour le délai de décision.

Licences

Le processus de licence britannique requiert une étude d'impact environnemental complète pour les déploiements commerciaux, ainsi qu'un certain nombre de permis, au titre du *Food and Environmental Protection Act* ou FEPA de 1989 (dépôts sur le sol marin), de la section 36 du *Electricity Act* de 1989 (convertisseurs marins de plus d'1 MW), de la section 34 du *Coast Protection Act* ou CPA de 1949 (sécurité, navigation et environnement), des espèces européennes protégées, de la concession par le Crown Estate (valable pour l'exploration et l'exploitation du sol marin, hors charbon, pétrole et gaz), et des autorisations des autorités d'aménagement (connexion au réseau électrique).

Le processus est considéré comme compliqué. Les autorisations requises en Ecosse (cf. infra) sont assez semblables : *Marine Licence* et section 36 du *Electricity act* de 1989, marine licence au titre du *Marine Scotland Act* et *UK Marine and Coastal Access Act*, section 44 de la directive européenne sur les espèces protégées, du *town and country planning (Scotland) act* et des réglementations de décommissioning au titre du *Energy Act* de 2004 (DECC).

Mais l'Ecosse se distingue par un processus de concession simplifié, avec surtout un guichet unique (*Marine Scotland Interactive*), en place depuis 2 ans et une ambition de réponse en principe en neuf mois. Un manuel révisé sur les licences pour les énergies renouvelables a été publié en octobre 2012. Des guides aident les soumissionnaires sur les questions de surveillance, déploiement et suivi (par une approche basée sur les risques), d'interaction entre concession maritime et planification terrestre, d'impact visuel (revue des méthodologies et conseil aux développeurs). Un travail collaboratif est mené avec les développeurs sur la construction des études d'impact. Il y a donc non seulement guichet unique mais accompagnement.

Planification des espaces maritimes : Royaume-Uni

En matière de planification des espaces maritimes (MSP), le Royaume-Uni dispose d'une stratégie nationale et d'un cadre intégré répondant aux exigences de la directive cadre stratégie pour le milieu marin (DCSMM). Il s'agit du *Marine and Coastal Access act* (MCA), édicté en 2009, qui établit un système de planification intégré pour la gestion des mers, côtes et estuaires ainsi que des réglementations simplifiées. Le MCA couvre toutes les eaux maritimes sans exclusive, et donc tant les eaux territoriales dans la limite des 12 milles nautiques que les eaux de la ZEE jusqu'à 200 milles nautiques de côtes.

Le système de planification proposé comporte trois composantes : la déclaration de politique maritime (*Marine Policy Statement*), les plans marins (*Marine Plans*) et les concessions marines (*Marine licensing*). Le *Marine Policy Statement* spécifie l'environnement général et les considérations environnementales, sociales et économiques à prendre en compte en matière de planification des espaces maritimes. Il s'applique à toutes les eaux britanniques. Les plans marins doivent être cohérents avec le *Marine Policy Statement* et indiquent à terme aux développeurs les endroits où ils peuvent conduire leurs activités, éventuellement avec restrictions, voire les endroits où leurs activités ne seront probablement pas considérées comme appropriées. Ces plans marins s'imposent à toute autorité publique, sauf si elle peut produire des justifications de dérogation. Le MCA établit aussi une *Marine Management Organisation* en charge de mettre en œuvre la planification des espaces maritimes, le régime de licences associé, la gestion de la capacité des flottes, la désignation des aires marines protégées.

On peut noter que les zonages sont en général dédiés à une seule EMR. Par exemple, pour l'éolien offshore, les seules activités supplémentaires envisagées à l'intérieur des fermes offshore, sont celles de la pêche (certaines activités de pêche, pas toutes), et de la navigation de plaisance. L'idée de zones hybrides paraît peu attirante à court terme : les sites optimaux pour l'éolien (plus au large) ne sont en général pas les mêmes que ceux qui sont optimaux pour les marémotrices ou les houlomotrices.

Planification des espaces maritimes : Ecosse

On peut noter qu'il existe, ce qui est rare en Europe, un plan spatial maritime dédié au développement des EMR en Écosse, élaboré par Marine Scotland, dans le détroit de Pentland (Pentland Firth) et aux Orcades (Orkneys). Le cadre légal est le *Marine (Scotland) Act* de 2010. Le gouvernement écossais a ainsi le pouvoir de définir des plans régionaux, pouvoirs qu'il peut d'ailleurs déléguer à des partenariats de planification maritime.

Un cadre de planification spatiale maritime (MSPF, *Marine Spatial Plan Framework*) a été mis en place pour encadrer le développement de planifications futures et couvre les eaux territoriales jusqu'à la limite des 12 milles nautiques, en faisant la liste des différents usages dans cette zone et les impacts mutuels de ces usages. Le document cadre est complété par un guide régional (*Regional Locational Guidance*) qui fournit des conseils aux développeurs d'EMR et autres parties prenantes en matière de localisation de production d'énergie houlomotrice ou hydrolienne.

Aspects environnementaux

Par le biais du *Offshore Energy Strategic Environmental Assessment* (OESEA2) et après 12

semaines de consultation publique closes le 12 mai 2011, le gouvernement britannique (DECC: ministère de l'énergie et du changement climatique) a conclu en octobre 2011 qu'il n'y a pas d'obstacle à ouvrir les eaux britanniques à l'exploitation des EMR et donc à accorder des concessions pour l'exploitation de l'énergie hydrolienne ou houlomotrice, pourvu que des mesures appropriées soient prises pour empêcher ou réduire les impacts de toute nature.

Le Pays de Galles dispose d'une loi sur l'accès maritime et côtier, l'Irlande du Nord doit présenter une loi maritime en 2012.

Financement : ROC

Au Royaume Uni et en Écosse est mis en place le système des ROC (renewable obligations certificates). Voir infra.

Principaux mécanismes de financement public

Le guichet initial est le Energy Generation and Supply Knowledge Transfer Network (<http://ktn.innovateuk.org/web/energyktn>). D'autres organismes de soutien à l'innovation sont:

Research Councils http://www.rcukenergy.org.uk/	UK energy programmes	Recherche de base et appliquée	Non spécifique, domaine étendu
TSB Technology strategy board http://www.innovateuk.org/		Projets de R&D de taille moyenne	Lié à des technologies spécifiques
ETI Energy Technology Institute http://www.lowcarboninnovation.co.uk/EnergyTechnologiesInstitute.aspx		"PPP" investissant dans des solutions complètes. L'ETI est un PPP entre le gouvernement britannique et des entreprises: BP, EDF, E.ON, Shell, Rolls-Royce, Caterpillar...	
Carbon trusts http://www.carbontrust.co.uk/Pages/Default.aspx		Soutien précommercial	Innovations à bas contenu carbone
DECC Department of Energy and Climate Change			
Écosse : Scottish/Enterprise, gouvernement écossais...	Programme WATERS, 13M£	Développement et déploiement de projets	Énergie des vagues et hydrolienne
Pays de Galles, convergence and competitiveness fund			

Ce foisonnement est perçu comme excessif, et pouvant conduire à des inefficacités en cas de recouvrement. Le modèle poursuivi est celui des États-Unis, où l'ensemble des financements gouvernementaux est administré par le seul Department of Energy (DoE).

Recherche et Développement

R&D financée par le(s) gouvernement(s)

Supergen marine consortium – phase 3 http://www.supergen-marine.org.uk/drupal/	Oct 2011-oct 2016	Recherche fondamentale et appliquée pour le déploiement rapide des EMR et la formation doctorale; au total 5,5M£ de l'EPSRC	Universités d'Edimbourg, Royale de Belfast, Strathclyde, Exeter;..
Technology Strategy Board (TSB)	10 M£	R&D pour des démonstrateurs houlomoteurs et hydroliens à échelle 1 et réduction des	Technology Strategy Board, Scottish enterprise, Natural Environment Research

		coûts	Council
Marine Energy – Supporting Array Technologies http://www.innovateuk.org/content/our-focus-areas/energy-generation-and-supply/marine-energy-supporting-array-technologies.ashx	Appel 5/2/2012-10/4/2012, expressions d'intérêt avant le 17/4/2012	R&D collaborative, recherche appliquée, expérimentale et démonstrations: câblage de fermes, hubs électriques sous-marins, vaisseaux d'installation et de maintenance, dispositifs anti collision, corrosion, plus projets blancs	
Energy Technology Institute LTd http://www.eti.co.uk/request_for_proposals/view/18	Été 2012-été 2013 (1e phase)	Démonstrateur houlomoteur à bas coût de 10 MW	L'ETI Ltd est un PPP entre le gouvernement britannique et industriels (BP, Shell, EDF, E.ON...)
Site de test Nautilus au NAREC National renewable energy center	2012	Turbines de 3 MW , éoliennes ou hydroliennes tests en vue d'accréditation ISO 17025 par l'UKAS (anfnor britannique) quand les normes seront finalisées	
Programme Écosse	WATERS, 13 M£		

R&D financée par l'industrie

Cf supra.

Participations à des projets internationaux

Ocean Energy Interest Groupe (États membres de l'UE)			Publication de "Towards European industrial leadership in Ocean Energy in 2020"	Coopération avec European Ocean Energy Association
ORECCA - Off-shore Renewable Energy Conversion platforms	Coordination	7 ^{ème} PCRD		
Sound of Islay, Écosse	Hydrolien , ferme de 10 MW (Andritz Hammerfest)	NER300	4 projets écossais soumis, 2 sélectionnés le 18/12/2012	20,65M€ max de 31/10/2016 à 30/10/2021
Kyle Rhea Tidal Turbine array	Hydrolien, ferme de 8 MW (Marine Current Turbine)	NER300	4 projets écossais soumis, 2 sélectionnés le 18/12/2012	18,39M€ max de 14/4/2015 à 13/4/2020
Renewable Energy Regions Network (RENREN)	EMR			14 partenaires

Il faut aussi mentionner l'active politique internationale de l'EMEC, qui, à fin 2012, avait déjà signé cinq accords-cadre avec, respectivement, l'Ocean University de Chine, l'Ocean Energy Association of Japan (pour aider à créer le Japanese Marine Energy Center), le Pacific Marine Energy Centre d'Oregon aux USA, le Fundy Ocean Research Centre for Energy (FORCE) au Canada, et dernièrement la cité d'Incheon en Corée du sud. La plupart de ces accords sont des aides à la mise en place de centres d'essai. L'accord avec le FORCE est différent, « d'égal à égal », avec partage d'informations sur les conditions physiques sévères rencontrées de part et d'autre.

Démonstration de technologies

De 1979 à 2012 les financements britanniques en matière de démonstrateurs ont atteint 137M£:

ETI	10,8M\$
CT MEA	3,5M£
CT MEC	3M£
TSB	20M£
MRPF	22M£
RES Infrastructure	36M£
WATESS	13,5M£
WATES II	10 M£
WATERS2	7,9M£
TSB MESAT	10,5M£

Les entreprises de réseau impliquées dans des projets de R&D, démonstration ou développement de projet sont:

Scottish and Southern Energy	R&D, démonstration technologique et développement de projet
Scottish Power Renewables	R&D, démonstration technologique et développement de projet
EON R&D	démonstration technologique et développement de projet
ESBI R&D	démonstration technologique et développement de projet
Vattenfall	développement de projet
IT Power	développement de projet
RWE – nPower Renewables	démonstration technologique et développement de projet

Projets opérationnels

EMEC	Pelamis Wave Power, P2	750 kW	E.ON Climate & Renewables	houlomoteur	Actif en 2011	Achat par E.On + Carbon Trust, TSB, WATERS
EMEC	Pelamis Wave Power, P2	750 kW, prélude à une ferme de 66 Pelamis, 50 MW à Marwick Head dans les Orcades	Scottish Power Renewables	houlomoteur	Installé en 2012	Financement Scottish Power Renewables, + Carbon Trust, PFB et WATERS.
EMEC	Aquamarine Power Ltd, Oyster 800	800 kW (1,6 MW à terme), prélude à exploitation de concession de 10 MW en démonstration et 30 MW commerciaux acquise en mai 2011 à north	Aquamarine Power	houlomoteur	Actif en 2011 Autorisation en février 2012 d'installer deux autres oyster 800	Aquamarine a 70 M£ en fonds (SSE Venture capitals, ABB Technology Ventures, Scottish Enterprise), subvention

		west Lewis					(5M£ carbon trust, 3,15 M£ WATERS) et dettes (3,4M£ à repayer à partir des revenus de l'Oyster à Barclays Corporate:
EMEC	Wello Oy, Penguin	500 ou 600 kW	Wello	houlomoteur	Installé en 2012		5,5M£ + investissements de VNT Management, Veraventure, Tekes
EMEC	Open hydro, turbine ouverte au centre	250 kW, prélude à la ferme EDF de Paimpol-Bréhat (0,5 MW voire 1,2MW dans le Raz Blanchard) puis une ferme de 200 MW à Pentland Firth et un projet de ferme en Irlande du Nord	Open Hydro	hydrolien	Installé en 2006		1,85M£ du mécanisme écossais WATERS, part de 1,87 M£ par Bord Gais Energy, et part de 8% soit 11,7M£ par DCNS en janvier 2011 (rachat total fin 2012 par DCNS)
EMEC	Open Hydro	600 kW		hydrolien	Actif en 2011, Non connectée au réseau		
EMEC	Tidal Generation Ltd, DeepGen III	500 kW, prélude à une turbine de 1MW en juin 2012 ou plus tard dans le cadre du projet ReAdapt de l'ETI puis à des petites fermes en 2013-2014, grandes en 2018 (projet de 398 MW du consortium Meygen Ltd)		hydrolien	Installé en septembre 2010		215 Mwh produits à date de mars 2012 Financement Rolls Royce + 6M£ par ETI
EMEC	Tidal Generation Ltd, DeepGen IV	1 MW	Collaboration avec Meygen Ltd	hydrolien	Juin 2012?		
EMEC	Atlantis Resources Corporation, AR1000	1 MW, prélude à une fourniture au consortium Meygen pour une ferme hydrolienne de 398 MW au site de détroit Pentland Firth	Meygen Ltd est un consortium entre Morgan Stanley (45%), International Power (45%) et Atlantis Resources Corporation	hydrolien	Installé en 2011		Récemment 1,85M£ du carbon trust, pour conception et fabrication de la nacelle 1 MW

		en 2020	(10%)			
EMEC	Scotrenewables Tidal Power, SR250	250 kW, modèle réduit prélude à un démonstrateur commercial de 10 MW	Scotrenewables Tidal Power	Hydrolien flottant	Actif en mars 2011 pour 2 ans, pas encore connecté au réseau	Financement Carbon Trust, mécanisme écossais WATERS, Fred Olsen Renewables, et TOTAL
EMEC	Andritz Hydro Hammerfest (ex Hammerfest Strom), HS1000	1 MW, prélude à une ferme de 10 MW à Islay pour ScottishPower Renewables en 2013-2015 (financement obtenu du NER300) et 95MW à Ducansby Head	Andritz Hydro Hammerfest	hydrolien	Installé en décembre 2011	Andritz a racheté une part de 55,4% + Carbon Trust, Scottish Enterprise, Innovation Norway
EMEC	Voith Hydro Ocean Current Technologies, Hy Tide 1000-13	1 MW, prélude pour 2015 à des fermes de 100 MW en Corée du Sud (Jindo) et en Europe	Voith Hydro	hydrolien	Installation tentée en 2012, test en principe pour 3 ans	11,8 M€ dont 1,7M€ par le Marine Renewables Proving Fund
Strangford Lough, Irlande du Nord	Marine current Turbines, projet Seagen	1,2 MW, prélude à 4 SeaGen de 2 MW à en 2014 et aux déploiements à Skerries et Kyle Rhea	Marine Current turbines	hydrolien	Opérationnelle depuis 2008; feu vert environnemental en janvier 2013 par l'université de Belfast	3 Gwh produits de 2008 à mars 2012. Rachat par Siemens
Islay, Écosse	Voith Hydro projet Wavegen, Limpet, colonne oscillante	500 kW	Voith Hydro Wavegen	houlomoteur	Installée en 2000	Limpet financé par l'UE; projet Sladar Wave Energy financé 6 M€ par le mécanisme écossais WATERS
Embouchure de la Humber	Pulse Tidal, Pulse Stream 100	100 kW, en vue de la conception d'une machine de 1,2MW qui sera déployée à Kyle Rhea en Écosse	Pulse Tidal	Hydrofoil oscillant, hydrolien	Installé depuis 2009	7 M€ du 7e PCRD pour le successeur à Kyle Rhea, dont le coût total de projet sera de 20 M€
EMEC	Seatricity			houlomoteur	Déployé au printemps 2012	
EMEC	Bluewater			hydrolien	2012	
EMEC	Kawasaki Heavy Industry	1 MW		hydrolien	2013	

Nouveaux développements

Sites d'essais

En 2011, l'EMEC a étendu ses infrastructures avec trois nouveaux emplacements connectés au réseau (deux en hydrolien, un en houlomoteur) et deux nouveaux sites hydrolien et houlomoteur avec deux emplacements chacun. En 201.3 3M£ ont été alloués pour l'agrandissement du site de tests.

Neptune Renewable Energy prépare le déploiement de l'hydrolienne Neptune Proteus dans l'embouchure de la Humber à partir de 2012.

Un nouveau site de test houlomoteur, le FabTest, a été créé à Falmouth (sud de la Cornouaille) en 2011 et permet des essais sur trois équipements. Il aidera au déploiement de fermes au site de test de Wave Hub au large de la Cornouaille.

Marémoteur

Le gouvernement a en octobre 2010 conclu à la non-opportunité d'investissement public en faveur de la mise en place d'une centrale marémotrice sur la Severn, mais des consortiums privés poursuivent cette idée avec un conception novatrice : barrage bas, turbines contra-rotatives (voir aussi plus bas le projet de Hafren sur la Severn). D'autres études portent sur des lagons ou estuaires. Les prix semblent cependant trop élevés vu les mécanismes de soutien existants.

Hydrolien

La Grande Bretagne aligne à court terme un nombre impressionnant (quatre) de fermes hydroliennes financées, de capacité 8-10 MW, et devant être opérationnelles en 2015 ou début 2016. Un projet de ferme hydrolienne de 10 MW à **Islay** en Écosse a été porté par Scottish Renewables et Hammerfest Strom qui fournit les dix turbines. L'autorisation a été accordée en neuf mois en 2011. Ce premier parc en conditions réelles est la dernière étape avant l'exploitation hydrolienne à grande échelle (projet de 95 machines dans le détroit de Pentland). Le programme européen NER300 a mis le 18 décembre 2012 ce projet parmi les lauréats de son premier appel, avec un financement maximal équivalent à 20,65 M€ d'octobre 2016 à octobre 2021.

De même, le projet de fermes hydroliennes à **Kyle Rhea** (8 MW, turbines MCT) a été sélectionné le 18/12/2012 par le programme NER300 pour un financement maximum équivalent à 18,4M€ d'avril 2015 à avril 2020.

Le projet de ferme hydrolienne **Meygen** de Meygen Ltd dans le Pentland Firth en Ecosse (8,4 MW soit environ 6 turbines de 1,4MW de Andritz Hydro Hammerfest) a été lauréat le 27/2/2013 d'un financement de 10M£ par le fond britannique MEAD et devrait être opérationnel avant 2016.

Le projet de ferme hydrolienne de **Seageneration** (Wales) Ltd à **Anglesey** dans le Pays de Galles (10 MW, turbines SeaGen-S 2MW de Marine Current Turbines) a aussi été lauréat le 27/2/2013 d'un financement de 10M£ par le fond britannique MEAD et devrait être opérationnel en 2015.

Le Pays de Galles a autorisé en 2011 son premier démonstrateur EMR, une hydrolienne Deltastream de 1,2MW installée par Tidal Energy Ltd dans le Ramsey Sound. L'installation est prévue pour 2012. Le projet doit coûter 11 M£ dont 6,4M£ par WEFO, 1M£ par l'Université de Cranfield et 400 k£ par le Carbon Trust. Il doit déboucher sur une ferme de démonstration commerciale pouvant aller à 10 MW.

Un prototype de « moving kite » (hydrolien) doit être testé par l'entreprise suédoise Minesto à Strangford Lough.

Enfin, le 30 janvier 2013, l'entreprise Hafren a défendu devant le comité de l'énergie et du changement climatique du Parlement britannique, un barrage de 18 km pour mise en place d'une station hydrolienne de 1096 turbines et de puissance 6,5 GW, pour un coût de 25 G£.

Eolien flottant

En avril 2012, le Royaume-Uni et les États-Unis ont annoncé une collaboration et signé un accord-cadre sur le développement d'éoliennes flottantes. L'ETI britannique (Energy Technology Institute) finance à hauteur de 25 M£ (28 M€ ou 40 M\$) un démonstrateur d'éoliennes offshore flottantes, dont les candidats retenus (en principe début 2013) devront en 2016 présenter un système éolien flottant de classe 5-7MW et le faire fonctionner deux ans. Le projet pourrait être situé en Cornouailles, sur le site du WaveHub.

Fiche pays : Suède

8,6 SK=1€ (30/12/2012)

Prix de l'électricité pour l'industrie :: 104,20\$/MWh, pour les ménages 248,18\$/Mwh (AIE2011)

Introduction

En juin 2011, la Suède disposait de 164 MW d'éolien offshore installé. La croissance de cette capacité (notamment le fait de l'électricien Vattenfall, qui investit aussi en Allemagne et au Royaume-Uni) pose la question de son raccordement, qui n'est pas assuré contrairement au Danemark ou à la Norvège par exemple.

En 2011 la capacité houlomotrice installée était de 150 kW (plus 1 MW en cours d'installation) pour un potentiel extractible de 10 TWh/an.

Un projet de ferme de démonstration houlomotrice de 10 MW et le développement d'un prototype hydrolien développé par Minesto, financés par l'agence suédoise de l'énergie (SEA) ont débuté en 2011.

L'Ocean Energy Center (<http://www.oceanenergycentre.org/>) a été fondé en 2011 à l'initiative de développeurs liés à l'université de Chalmers, afin de servir de plate-forme publique-privée de soutien à la recherche appliquée.

Un processus de zonage des eaux territoriales suédoises a débuté en 2012, afin d'identifier, entrer autres, des sites houlomoteurs.

Politique EMR

Stratégie et objectifs nationaux

Il existe un système général de certificats verts d'électricité renouvelable ET2011:52 (www.energimyndigheten.se) et un objectif de 25 TWh d'électricité renouvelable de plus en 2020 par rapport à 2002. Un accord entre la Suède et la Norvège a été signé en 2011 afin d'unifier les marchés de certificats des deux pays et d'augmenter de 26 TWh la production commune d'électricité renouvelable entre 2012 et 2020. Les seuls EMR bénéficiaires de tels certificats sont les énergies houlomotrices.

Cependant la Suède n'avait en 2011 pas de stratégie spécifique ou d'objectif national en matière d'EMR.

Soutiens, incitations et initiatives

Législation et réglementation

En matière de planification des espaces maritimes, la Suède a lancé une enquête gouvernementale en 2006 pour améliorer la gestion de ses espaces maritimes et une approche intégrée a été reconnue comme nécessaire par le ministère de l'environnement en 2008. Il n'existe cependant pas de cadre légal intégré, même si la législation pour l'aménagement des sols terrestres s'étend aux limites des eaux territoriales. Par contre les autorités locales ont en Suède comme dans les pays scandinaves des pouvoirs de planification jusqu'à trois milles nautiques du trait de côte.

Les demandes d'essai sur site ou d'implantation de fermes de démonstration ou commerciales doivent recevoir l'aval de l'administration locale (comté), après une lourde procédure judiciaire d'étude d'impact environnemental impliquant toutes les agences gouvernementales et régionales concernées.

Principaux mécanismes de financement public

Les principaux mécanismes de financement sont les agences du secteur public, notamment l'agence nationale de l'énergie (SEA) ou la « Swedish Governmental Agency for Innovation Systems » (VINNOVA), ou encore les agences régionales de soutien à la R&D.

Recherche et Développement

R&D financée par le gouvernement

En 2011 le budget public de R&D sur les EMR est d'environ 1,5M€.

Projet Lysekil http://www.el.angstrom.uu.se/Meny/Eng/index_E.html	Université d'Uppsala	houlomoteur	2006-2011	
Projet Seabased www.seabased.se	Entreprise Seabased, spin-off de l'université d'Uppsala	houlomoteur	Tst de performance achevé en 2011	
Strangford Lough, Irlande du Nord	Minesto (Suède)	Hydrolien (moving kite)	Débuté en 2011	Financement par la SEA

R&D financée par l'industrie

En 2011 le budget privé de R&D sur les EMR est d'environ 2M€.

Divers projets en Écosse	Vattenfall AB (Suède)			
Côte occidentale de Suède	Fortum (Finlande)	Parc houlomoteur de démonstration de 10 MW		

Participations à des projets internationaux

La Suède et le Portugal sont associés dans le projet européen InnoEnergy.

Démonstration de technologies

En 2011 le budget public (resp. privé) de démonstration technologique sur les EMR est d'environ 15,5M€ (resp. 13,4M€).

Les entreprises de réseau impliquées dans des activités de R&D ou de démonstration sont:

Vattenfall AB	R&D
Fortum AB (Finlande)	démonstration technologique
Statkraft AS	R&D
Göteborg Energi AB	R&D
Falkenberg Energi AB	R&D

Projets opérationnels

Projet Seabased www.seabased.se	Entreprise Seabased, spin-off de l'université d'Uppsala; entreprise de réseau Fortum AB	Ferme houlomotrice de 10 MW, objectif 25 GWh/an	Aide d'Etat acquise en 2009, autorisée par la commission européenne en 2011
---	---	---	---

Annexe - 8 Liste des personnes rencontrées

Date	Nom	Organisme	Thème
30/11/12	Jean-Louis BAL, président du SER Philippe GILSON, président de la commission énergies marines du SER Antoine DECOUT, SER	SER	EMR
03/12/12	Georgina GRENON Boris FEDOROVSKY Antoine RABAIN Roland MESTRE	DGEC GICAN Indicta DCNS	Etude Indicta pour le GICAN – positionnement des acteurs du naval et du maritime sur les EMR
03/12/12	Yann Hervé de ROECK	France Énergies Marines	FEM, état des lieux
04/12/12	Christophe SCHRAMM, Conseiller technique Soraya THABET, directrice de cabinet Julien THOMAS, adjoint chef de bureau Georgina GRENON, chargée de mission	Cabinet du MEDDE DGEC DGEC DGEC	Cadrage MEDDE
05/12/12	Georgina GRENON	DGEC	Vision DGEC
06/12/12	Philippe RUEF directeur des filiales énergétiques, BU international Outremer Eric BASSAC, chef du projet SWAC, pôle international	GDF Suez Energie Services	SWAC à la Réunion
7/12/2012	Stéven CURET, directeur energy policies France and business intelligence, Frederick HENDRICK, VP Wind Offshore Nicolas SERRIE, Wind offshore France and Belgium director Erick PELERIN, Frederic DA SILVA, Business development manager	Alstom	Activités d'Alstom en EMR
10/12/2012	Jean-Philippe BONNET, directeur du service accès au réseau et offre de services	RTE	Problématiques de raccordement au réseau
11/12/2012	Jérôme PECRESSE, vice-président du groupe en charge des énergies renouvelables	Alstom	Activités d'Alstom en EMR
12/12/2012	Delphine BATHO, ministre de l'écologie du développement durable et de l'énergie	MEDDE	Mission EMR

13/12/2012	Charles SMADJA	Nenuphar	Vertiwind
19/12/2012	Pierre-Marie ABADIE, directeur de l'énergie, Nicolas BARBER chef de bureau SD3/3B, Julien THOMAS adjoint au chef de bureau SD3/3B	DGEC/DE	EMR, AMI ADEME
19/12/2012	Ivan FAUCHEUX, directeur de programme « énergie, économie circulaire », Nadia BOUKHETAYA, conseiller énergie	CGI	AMI, de l'ADEME, FEM, ...
03/01/13	Laurent BEAUVAIS, Président du Conseil régional de basse Normandie et de la SPL, Jean-Michel HOULLEGATTE, maire de Cherbourg Laurent ROUXEL, Président de la CUC communauté Urbaine de Cherbourg, Philippe MENUT, Dr Gal CUC de Cherbourg, François PIQUET, DG de la SPL Ouest Normandie Energies Marines. Pierre-Alain MOLINA, Dr adjoint du Cabinet de M. Bernard Cazeneuve, Christophe SCHRAMM, Cabinet MEDDE		Enjeux région basse Normandie, hydrolien
07/01/13	Louis François DURRET, CEO Areva Renewables Raphael BERGER, Senior VP, Strategy Christopher LcLOUGHLIN, Vice president strategy, Remi COULON, chief commercial officer, Sébastien HITA PERONA, Director marketing and business development	Areva Renewables	éolien
07/01/13	Andreas LOEWENSTEIN, Directeur de la stratégie et du développement Rebecca PERES, directrices des affaires publiques Frédéric LE LIDEC, Directeur de l'incubateur	DCNS	EMR, Open Hydro
08/01/13	Antoine CAHUZAC, Directeur général, Yvon ANDRÉ, Directeur général délégué, Pierre-Guy THÉRON, Directeur des technologies, Marie-Odile HARWEG, Chargée de mission, Jean-Luc ARCHAMBAULT, Pdt de Lysios Public Affairs,	EDF EN	EMR

09/01/13	Pierre PARVEX, directeur Isabelle ARDOUIN, directrice développement de Futures Energies Soizic HEMION, responsable des relations institutionnelles	GDF Suez Production d'électricité, pôle énergies Renouvelables	Hydrolien EMR
10/01/13	Jean BALLANDRAS	AkuoEnergie	ETM
11/01/13	Hélène MONTELLY, DEM/LM2 Jean-Baptiste BUTLEN, DEM/AT5 Alain VANDERVORST et Florent DEHU, bureaux DHUP/QV4 et QV5 Julien THOMAS, bureau DGEC/DE/3B	DGEC, DEM, DHUP	occupation du domaine public maritime, loi sur l'eau, code de l'urbanisme, obligation d'achat / autorisation d'exploiter
11/01/13	Francis VALLAT, Président du Cluster Maritime français	Cluster Maritime Français	
14/01/13	Jean HOURÇOURIGARAY, réfèrent budgétaire	Ministère de l'Équipement et des Transports terrestres de la Polynésie Française	ETM
14/01/13	Rémi CHABRILLAT, Directeur Productions et Energies Durables ADEME	ADEME	AMI
14/01/13	Max-André DELANNOY, Business Development Manager High Voltage and Underwater Câble Business Group – NEXANS Pierre KAYOUN, vice president sales and marketing HV & underwater cables business group Arnaud ALLAIS, Directeur R&D, chef de projet Orca.	Nexans	raccordement
14/01/13	Esther PIVET	CRE	Tarifs d'achat
22/01/13	Philippe COTTENCEAU Responsable de la mission Energies marines Renouvelables, Chef du SECCADD, DREAL BN Jean-François LEGRAND, président du CG François PIQUET, Société de Participation Locale ONEM Émilie JAMBU, chargée d'affaire climat air , DREAL BN, Nick HORLER, CEO, Alderney Renewable Energy Ltd Declan GAUDION, Director, Alderney Renewable Energy Ltd Géraldine MARTIN, SPL- ONEM, directrice adjointe		EMR et Basse Normandie

	<p>Jean-Michel SEVIN, DG Ports Normands Associés Bernard SAMSON, maîtrise d'ouvrage réseaux HTA Normandie, ERDF, François-Xavier de BOUTRAY, ERDF Sylvain GAINARD, EDF EN Gérard FACQ, EDF délégation régionale basse Normandie Erick PELLERIN, Alstom Philippe EUZENNAT vice président tidal energy business, Yvan COUTZAC responsable business development hydrolien, Thierry SAINT-ORENS industrialization director, DCNS Arnaud BLOSSEVILLE, DG, Rémy DAVAL JEANTET, directeur technique, David LELOUVIER, directeur commercial, Tidalys Isabelle ARDOUIN, directrice du développement, Yannick RAYMOND, chef de projet, Eole Generation</p>		
24/1/2013	Jean-Michel SUCHE		Eléments juridiques mer
24/1/2013	Stéphane JEDREC	Nass&Wind	Winflo
25/1/2013	François Lambert	Cabinet Ministère délégué aux transports	Problématiques mer
28/01/13	Bruno LEBoulLENGER, chef de bureau technologies de l'énergie Johann FAURE, chargé de mission	DGCIS, sous direction des filières des matériels de transport, de l'énergie et des éco industries	Innovation, compétitivité, industrie
04/02/13	<p>Colin IMRIE, deputy director, head of energy and international low carbon, energy and climate change directorate, scottish government Janine KELLET, Head of offshore renewable policy team, Energy and Climate Change directorate, Energy division, scottish government Paul O'BRIEN, international senior business executive renewable energy and low carbon technologies, Scottish Development International Phil GILMOUR, Head of Marine/Offshore Renewable Energy Branch, Marine Scotland, Scottish government</p>	Gouvernement écossais	Activités écossaises en EMR

	David PRATT Marine Scotland, scottish government		
04/02/13	Pierre PUYRIGAUD, contract manager, Offshore Wind	The Crown Estate	Concessions EMR
04/02/13	Richard YEMM, Commercial Director	Pelamis	houlomoteur
04/02/13	Andrew BELLAMY senior industrial and supply chain project manager Stephen WARD Project Manager UK, Areva UK Pierre CHARPENTIER responsable du développement industriel, France, Areva Wind	Areva	
04/02/13	Mike GRIFFITH, head of business development, Alstom power Ken STREET, ocean energy business development manager, Alstom Power Hydro	Alstom	EMR Alstom
04/02/13	Lynne VALANCE, innovation development officer Alan Mortimer, Innovation manager	Scottishpower Renewables	EMR
05/02/13	Neil KERMODE, Managing director Matthew FINN, research and development coordinator	EMEC	Site d'essais
05/02/13	Graeme HARRISON, head of operations	Highlands and Islands Enterprise	Investissement et développement EMR
05/02/13	John McGLYNN, business development manager	Scotrenewables Tidal Power	Hydrolien
05/02/13	Gareth Davies, Managin director	Aquaterra	Services environnementaux
05/02/2013	Shona CROY James STOCKAN	Gouvernement Orcades	EMR, EMEC, Orcades
06/02/13	Mike ROBERTSON, Aberdeen general manager – development and operations, GDF Suez Barry PAGE, human ressources manager, GDF Suez	GDF Suez E&P UK Ltd	
06/02/13	Geoff FISHER, vice president Brian Ross, business development manager UK&Ireland Jennifer Falconer, project engineer Laura Watson, senior project engineer Dave TILLEY, Engineering and technical support	Technip offshore wind Ltd	Câblage, ingénierie

	manager, cable division M. FIRTH, senior technical engineer		
06/02/13	Philippe GUYS, managing director, Total E&P UK David HAINSWORTH, safety health environment and integrity manager, Total E&P UK Guillaume PIQUET, gaz et énergies nouvelles, chargé d'affaires stratégie solaire, Total	Total UK et TotalTechnip	EMR
11/02/13	Delphine BATHO, Ministre du MEDDE Christophe Schramm, conseiller technique	MEDDE	
14/02/13	Pascal LATORRE – Chargé de mission Energies - Région Olivier GIREL – Industrie – Région Marlène KIERSNOWSKI - Projet Européen – Région Laurent THIERRY – Bordeaux Gironde Innovation (BGI) Christophe RAOULT – Aquitaine Développement Innovation (ADI) Franck JOUANNY – Hydro tube Energie, hydrolien flottant Serge GRACIA – Valorem Olivier BOURBON et Nicolas HOPPENKAMPS – PERHB – Houlomoteur Kevin MAGIMEL – Crea Concept, hydrolien flottant Marc LAFOSSE – Cabinet Energie de la Lune Etienne NAUDÉ – Port de Bordeaux		EMR en Aquitaine
15/02/13	Bertrand MAZUR, conseiller technique Thierry DAHAN, conseiller	Ministère des outre-mers	Problématiques ultramarines
18/02/13	Stéphane PENNANGUER, chef du pôle littoral et gestion intégrée de la zone côtière, CR Bretagne, direction de la mer et du développement maritime et littoral Yvan GUITTON, chargé de mission mer du préfet de région Bretagne	CR Bretagne et préfecture de Bretagne	Problématiques bretonnes
19/02/13	M. ROUXEL, pdt de la Communauté urbaine de Cherbourg Philippe COTTENCEAU, DREAL Basse Normandie Emilie JEANBU, DREAL	Acteurs divers de Basse Normandie	Basse Normandie et EMR

	<p>Basse Normandie François PIQUET, SPL JM HOULEGATTE, maire de Cherbourg Philippe MENU Régis BUQUET, CUC Hannes HORNUNG, business development manager, Voith Jean-Marie MOUCHEL, Corrodys M LALANDE, Préfet de Basse Normandie COLRAT, Préfet de la Manche HUSSON sous préfet de Cherbourg M SEVIN, DG de PNA Mme ROYER N MARCHAND-LACOUR M AMOUSSOU-ADEBLE M NESTAR sous préfet coordonnateur du grand chantier de l'EPR de Flamanville Mme CLOITRE vice amiral d'escadre Bruno NIELLY, préfet maritime. Administrateur en chef Jean-Michel CHEVALIER commissaire en chef de 2e classe de la marine, Jérôme THEILLIER, chef de division « action de l'Etat en mer » Morgan BOURHIS, chargé de mission chef de bureau pôle domanialité – énergies marines</p>		
20/02/13	<p>Colin IMRIE, ,deputy director, head of energy and international low carbon, energy and climate change directorate, scottish government</p>	Gouvernement écossais	coopération
20/02/13	<p>Laurent CASTAING, directeur général, STX France SA Benoît TAVERNIER, responsable marketing, département business development, STX France SA</p>	STX	
21/02/13	<p>Pierre FONTAINE, Sous directeur systèmes électriques, DGEC Julien THOMAS, chef adjoint de bureau Mario PAIN directeur adjoint de l'énergie, DGEC Georgina GRENON, chargée de mission, DGEC Christophe SCHRAMM, conseiller technique,</p>	DGEC et MEDDE	

	MEDDE		
22/02/13	Daniel LEFEVRE (Vice-Président du CNPMEM en charge des autres usages maritimes, Président du CRPMEM de Basse-Normandie), Olivier LE NEZET (Président du CRPMEM de Bretagne), Christian MOLINERO (Président de la Commission Environnement et Usages maritimes du CNPMEM, Président du CRPMEM PACA), Clara HENISSART-SOUFFIR et Aurélie ARADAN (CRPMEM PACA), Lucile TOULHOAT (CNPMEM)	Conseil national des pêches maritimes et des élevages marins (CNPMEM) et conseils régionaux (CRPMEM)	Problématiques des pêcheurs
22/02/13	Sylvain de MULLENHEIM, directeur du développement, DCNS Philippe STOHR, directeur général de Fortum France SNC	DCNS, Fortum	Houlomoteur
25/02/13	Régine BREHIER, directrice des affaires maritimes Mark PITARD, chef du bureau GM3	DGITM/DAM	mer
27/02/13	Roland CARRIOU, responsable du pôle programmes régionaux entreprises et filières, CCI région Bretagne Alain QUAIS, élu consulaire, vice président et délégué développements réseaux CCI de Rennes et de région et membre du directoire de DVI Jacques DUBOST président de Bretagne pôle naval (naval, EMR et oil and gas) Stéphane Alain RIOU, directeur adjoint du pôle mer Bretagne Anne Marie CUESTA, déléguée générale du pôle de compétitivité pôle mer Bretagne Stéphane PENNANGUER, chef du pôle littoral et gestion intégrée de la zone côtière, CR Bretagne,	Région, CCI, Préfecture Bretagne	Bretagne et EMR

	<p>direction de la mer et du développement maritime et littoral</p> <p>Dominique RAMARD, conseiller régional délégué à l'énergie et au climat, président de la commission environnement, maire de Saint-Juvat</p> <p>Paul André PINCEMIN, Directeur filières défense et sécurité, naval et nautisme, EMR Bretagne Développement Innovation</p> <p>Camille LE BRAS, cabinet du président de la région</p> <p>Pierre KARLESKIND, VP région délégué à l'Europe, à la mer et au littoral</p> <p>Yvan GUITTON, chargé de mission mer du préfet de région Bretagne</p> <p>Guy JOURDEN, représenta du CESER Bretagne</p>		
27/02/13	Jean François DAVIAU , Président Jean-Christophe ALLO , Chef de projet	Sabella	Hydrolienne Sabella
28/02/13	François Bergère, Directeur Mission d'appui aux Partenariats Public Privé, Laurence Van Prooijen, Directeur de Projets	Mission d'appui aux partenariats publics privés,	Mécanismes d'appel
28/02/13	Yvon André, Directeur général délégué, Philippe Veyan, Sylvain Gaignard ? .	EDF EN	Position EDF sur appels
04/03/13	Christophe SCHRAMM, conseiller technique, cabinet MEDDE Samia BUISINE, cabinet MRP François LAMBERT, cabinet Ministère des transports de la mer et de la pêche Bruno LE BOULLENGER, DGCIS	Cabinets MEDDE MRP MTMP et DGCIS	Point d'étape
06/03/13	Pierre-Marie ABADIE, Directeur de l'énergie Julien THOMAS, chef adjoint de bureau	DGEC	Point sur le rapport
07/03/13	Michel AYMERIC, secrétaire général de la	SG Mer	SG Mer, problématiques mer et mission

	<p>mer</p> <p>Contre amiral Patrick CHEVALLEREAU, secrétaire général adjoint de la mer</p> <p>Philippe DEZEREAU, chargé de mission action de l'Etat en mer</p> <p>ICA Bernard VIGNAND, chargé de mission, politique de la mer</p>		
11/03/13	Paul GUINARD	Guinard énergies	Hydrolien Megawatforce
11/03/13	Antidia CITORES, Coordinatrice lobbying et droit environnement	Surfrider Fondation Europe	Protection patrimoine et environnement

Annexe - 9 Liste des références bibliographiques consultées (non exhaustive²⁸)

Principes, recherche, projets

Présentation des différentes énergies de la mer sur le site EMEC : <http://www.emec.org.uk/marine-energy/>

Energies renouvelables marines, Présentation au conseil économique et social de la région Bretagne, 10 janvier 2008, Jacques Ruer

Sea Tech Week, Brest, 2004, communication Hydrohelix Sofresid Saipem
http://www.ifremer.fr/dtmsi/colloques/seatech04/mp/proceedings_pdf/article_abstract/4.%20courants%20marins/4.4.SAIPEM%20HXE.pdf

Théorie des hydroliennes en différenciant des éoliennes; dimensionnement pour un courant maximal de 3m/s d'un rotor symétrique, plus simple qu'un monodirectionnel et un peu moins efficace

Hydrolien et houlomoteur (septembre 2010):
http://www.coriolis.polytechnique.fr/Confs/Benoit_conf.pdf

Éolien flottant: toutes plateformes (sept. 2011): <http://energiesdelamer.blogspot.fr/2011/07/eolien-flottant-toutes-les-plates.html>

Flux sédimentaires en Manche, modélisation et observations satellites, Nicolas Guillou, Ifremer, Cetmef, JST 2012

Hydro 21, programme 20-21/11/2012
http://www.hydro21.org/colloque2012/programme_colloque-Hydro-Jacques-Cartier2012.pdf

Guide câble du CETMEF <http://www.cetmef.developpement-durable.gouv.fr/canalisation-et-cables-sous-a317.html>

« L'IMPLANTATION DES INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES À L'ÉPREUVE DU DROIT - L'exemple des énergies marines renouvelables en mer », Thèse de Droit public, soutenue par Anne BONIS le 15 février 2013 à l'Université de Versailles-Saint Quentin

Communications personnelles de François Lempérière

Communications de Paul Guinard, de Guinard Energies

Etudes d'impact

Task 3.2 du WP3 du projet MERiFIC : "Synthèse documentaire des impacts environnementaux des énergies marines renouvelables" , Septembre 2012

CEFAS contract report: ME5403 "Guidelines for data acquisition to support marine environmental assessments of offshore renewable energy projects" , 02/05/2012,
<http://www.marinemanagement.org.uk/licensing/groups/documents/orelg/e5403.pdf>

CEFAS report ME117 "Strategic Review of Offshore Wind Farm Monitoring Data Associated with FEPA Licence Conditions" 19/08/2010 , <http://www.cefas.defra.gov.uk/media/393553/annex-4->

28 En particulier les nombreuses présentations faites et documents remis lors des auditions ne sont pas en général cités dans cette bibliographie

[underwater-noise.pdf](#)

Scottish Natural Heritage Guidance : "ASSESSING THE CUMULATIVE IMPACT OF ONSHORE WIND ENERGY DEVELOPMENTS" , Mars 2012, <http://www.snh.gov.uk/docs/A675503.pdf>

COWRIE report : "Effects of offshore wind farm noise on marine mammals and fish" , 06/07/2006
http://www.iwcoffice.org/cache/downloads/7rt8qdt9k3wocsgokcwwcgw48/Thomsen_et_al_2006%20Effects%20OWF%20noise%20on%20marine%20mammals%20and%20fish.pdf et
http://seagrant.gso.uri.edu/oceansamp/pdf/presentation/present_gill_europe.pdf

Synthèse bibliographique des impacts générés par les exploitations offshore sur les mammifères marins, Groupe d'études des cétacés du Cotentin, MEDDE, DREAL Basse Normandie, janvier 2011

PERTURBATIONS DU FONCTIONNEMENT DES RADARS FIXES MARITIMES, FLUVIAUX ET PORTUAIRES PAR LES EOLIENNES, rapport CCE5 n°3, Commission consultative de la compatibilité électromagnétique, Agence Nationale des Fréquences, 26/2/2008

Voir aussi infra « EMR – étude méthodologique des impacts environnementaux et socio économiques », DGEC, 2012

Enjeux

économiques:

SEANERGY 2020 : Final project report "Delivering offshore electricity to the EU: spatial planning of offshore renewable energies and electricity grid infrastructures in an integrated EU maritime policy" , Mai 2012, http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Seanergy_2020.pdf

« Rapport de la concertation avec les acteurs concernés par la filière photovoltaïque » alias rapport Charpin Trink, 17 février 2011, http://www.energie2007.fr/images/upload/rapport_charpin_trink_definitif_de_la_concertation_avec_les_acteurs_concernes_par_le_developpement_de_la_filiere_photovoltaique.pdf

Etude des retombées économiques potentielles de la production hydrolienne bas-normande, 20 février 2013, e-cube (pour la DREAL Basse Normandie)

Veille internationale

Blog "énergies de la mer" <http://energiesdelamer.blogspot.fr/>

Rapport annuel 2011 de l'IEA/OES ocean energy systems: http://www.ocean-energy-systems.org/library/annual_reports/2011_annual_report/

Rapports pays; France p 89-94; p122 tableau synoptique

IEA/OES: "an international vision for ocean energy", octobre 2012: http://www.ocean-energy-systems.org/about_oes/oes_vision_brochure

Rapport annuel 2011 de l'IEA/WE wind energy: http://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2011/2011%20IEA%20Wind%20AR_1_small.pdf

Rapports pays page 61 à 172

Renewables 2012 Global Status report http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012_low.pdf
p 45-46 présentation des industries EMR et réalisations au niveau international

RenewableUK <http://www.renewableuk.com/en/publications/index.cfm>

Documents divers de type "state of the industry", guides pratiques, ...:

renewable UK 2011 <http://www.renewableuk.com/en/publications/index.cfm/AR2011>

wind state of the industry 2012
<http://www.renewableuk.com/en/publications/index.cfm/SOI2012>

wind and marine energy business 2012
<http://www.renewableuk.com/en/publications/index.cfm/business-barometer-2012>

offshore wind cost reduction task force report (juin 2012)
<http://www.renewableuk.com/en/publications/index.cfm/Offshore-Wind-Cost-Reduction-Task-Force-Report>

marine energies in the UK – state of the industry report 2012
<http://www.renewableuk.com/en/publications/index.cfm/Marine-SOI-2012>

Ce document "Marine energy in the UK state of the industry report 2012 (mars 2012) pointe vers un rapport du parlement britannique sur le futur des EMR au Royaume-Uni <http://www.parliament.uk/business/committees/committees-a-z/commons-select/energy-and-climate-change-committee/inquiries/the-future-of-marine-renewables-in-the-uk/> de février 2012 qui comporte des recommandations, avec la réponse du gouvernement en mai 2012

Oceans of Energy – European oceans energy roadmap 2010-2050
http://www.eurosfair.prdd.fr/7pc/doc/1282140181_oceans_energy_10_05_2010.pdf

Étude "Energies Marines" de Ernst et Young, 2012
Remis par DGEC

NREL Cost Report, février 2012
Nombreux éléments de coût d'investissement et opérationnels

Le marché hydrolien (2010-2020). Perspectives et opportunités. Edition septembre 2012. auteurs Cyrille Jacquemet et Vincent d'Hauteville. Business crescendo.

Offshore Wind Report, Bremerhaven, septembre 2012

Energie et environnement, juillet-août 2012 et novembre-décembre 2012, service science et technologie de l'Ambassade de France au Royaume-Uni

National

CAS:

Des technologies compétitives au service du développement durable Rapport – Août 2012
<http://bit.ly/PNCguQ> :

Énergie 2050 Rapport – Février 2012 <http://bit.ly/zwezdS>:

Trajectoires 2020-2050 vers une économie sobre en carbone Rapport – Novembre 2011
<http://bit.ly/w0xSwV>

CESE

Les énergies renouvelables Outre-mer : laboratoire pour notre avenir, M. Patrick Galenon, rapporteur, Juillet 2011

ADEME:

Préparation Audition Délégation sénatoriale à l'outre-mer, 9/11/2012

Note stratégique sur les énergies marines renouvelables, 15/11/2012, v1.2

L'ADEME et les énergies marines renouvelables, Toulon, 19 juin 2012, Vincent Guénard

IFREMER

http://wwz.ifremer.fr/institut/content/download/39242/536346/file/Ifremer_synthese-etude-prospective-EnRM.pdf

Synthèse de l'étude prospective publiée en juillet 2008 (scénario normatif) avec 4 scénarios
Feuille de route 2010 sur les énergies marines <http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?sort=-1&cid=96&m=3&id=74563&ref=14152&nocache=yes&p1=111> et

<http://www2.ademe.fr/servlet/getBin?name=C9BAAB20A0B66B0EFBB84E2FB5917D981295948055647.pdf>

État des lieux France 2010, juin 2010 (projet datant de juin 2009...)

MEDDE:

Programme mer (recherche et innovation): http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Ref_-_Prgm_Mer.pdf

cf p90 et suivantes les actions technologiques recommandées

MEDDE/DGEC:

Le livre bleu des engagements du Grenelle de la mer :

http://www.legrenelle-environnement.fr/IMG/pdf/LIVRE_BLEU_Grenelle_Mer.pdf

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Eolien-en-mer-.html>

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Energies-marines,4757-.html>

http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/08_Energies_marines_renouvelables.pdf

Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2010 édition 2011 http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/rapport_energies_decarbonees_2011_complet02.pdf

Fiches thématiques

Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2011 http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/rapport_industrie_energies_decarbonees_2011.pdf

Contexte général et fiches thématiques

EMR – étude méthodologique des impacts environnementaux et socio économiques
http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/120615_etude_version_finale.pdf

France énergies marines: <http://www.france-energies-marines.org> et
http://wwz.ifremer.fr/institut/content/download/57099/795639/file/12_03_15_DP_FranceEnergiesMarines.pdf dossier de presse du 15 mars 2012 (FEM lauréat de l'AO IEED)

Présentation stratégique de France énergies Marines, version juillet 2011
Programme R&D de France Energies Marines, décembre 2012

<http://www.france-energies-marines.org/Actualites> Divers docs d'actualité, communiqués de presse récents, etc.

Fiches descriptives des sites d'essais sur <http://www.france-energies-marines.org/>

Point d'avancement de la structure, France Energies Marines, 13/12/2012

Syndicat des Energies Renouvelables: <http://www.enr.fr/>

La filière française des énergies marines
http://www.enr.fr/docs/2012154652_SERPlaquetteEnMarinesFRA4MD.pdf

Les énergies marines renouvelables : la planète bleue
http://www.enr.fr/docs/2012140716_SEREnergiesMarines20121206b.pdf

Le livre blanc des énergies renouvelables, février 2012
http://www.enr.fr/docs/2012115824_LivreBlancCompleet.pdf

Cluster maritime Français

Rapport 2012-2013 : <http://www.cluster-maritime.fr/pdf/BROCHURE%20CMF%202012%20FR.pdf>

RTE

Rapport à Madame la Ministre chargée de l'Energie relatif à l'accueil de la production hydrolienne en France. Etude prospective de RTE. Janvier 2013

Régional

CESER Bretagne:

http://www.bretagne.fr/internet/jcms/preprod_35266/des-energies-marines-en-bretagne-a-nous-de-jouer-2009

http://www.bretagne.fr/internet/upload/docs/application/pdf/2012-10/rapport_energies_marines_2_web.pdf

Autres présentations et rapports EMR

Rapport EMR compétences emplois formations Gisèle Gautier http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Gisele_GAUTIER_Metiers_des_energies_marines_renouvelables_2_deceembre_2010.pdf

Présentation ISF 19/10/2012, EMR et éolien offshore
http://www.cnisf.org/upload/pdf/12_10_19_eolien-offshore.pdf

présentation collège mer du CGEDD 11/4/2012

http://intra.colleges.cgedd.i2/IMG/pdf/PresentationEnergiesMarines_20120411_2_cle5337a9.pdf

Annexe - 10 Glossaire

AAMP	Agence des Aires Marines Protégées
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AMI	Appel à manifestation d'intérêt
AO	Appel d'offres
AOT	Autorisation d'occupation temporaire
BEI	Banque européenne d'investissement
CELRL	Conservatoire de l'espace littoral et des rivages lacustres
CESER	Conseil économique, social et environnemental régional
CETE	Centre d'études techniques de l'équipement
CETMEF	Centre d'études techniques maritimes et fluviales
CGEDD	Conseil général de l'environnement et du développement durable
CGEJET	Conseil général de l'économie de l'industrie de l'énergie et des technologies
CGI	Commissariat général à l'investissement
CNPMEM	Comité National des Pêches Marines et de l'Élevage Marin
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CRPMEM	Comité régional des pêches marines et de l'élevage marin
DAM	Direction des affaires maritimes
DCNS	"DCN" ne signifie plus "direction des constructions navales", "S" fait références aux services et à la dernière lettre d'industriels de Défense
DCSMM	Directive cadre stratégie pour le milieu marin
DD	Développement durable
DDTM	Direction départementale des territoires et de la mer
DGALN	Direction générale de l'aménagement du logement et de la nature
DGCIS	Direction Générale de la Compétitivité, de l'Industrie et des Services
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DGITM	Direction générale des infrastructures, des transports et de la mer

DOM	Département d'outre-mer
DPM	Domaine Public Maritime
DRAM	Direction régionale des affaires maritimes
DREAL	Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement
ECN	École Centrale de Nantes
EMEC	European Marine Energy Center (Royaume-Uni)
EMR	Énergies marines renouvelables
ENR	Énergies (nouvelles) renouvelables
EOEA	European ocean energy association
ERDF	Electricité réseau distribution France
ETM	Énergie thermique des mers
EU-OEA	European ocean energy association
EWEA	European wind energy association
FEM	France Énergies Marines
FORCE	Fundy Ocean Research Center for Energy (Canada)
Gcal	Milliard de calories
GES	Gaz à effet de serre
GICAN	Groupement des Industries de Construction et Activités Navales
GIZC	Gestion intégrée des zones côtières
GWh	Gigawattheure: un million de kWh
IA	Investissements d'avenir
ICPE	Installation classée pour l'environnement
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IOTA	Installation, ouvrage, travaux, aménagements
MAPPP	Mission d'appui à la réalisation des contrats de partenariat public-privé
MBtu	Million de « british thermal units »
MEDDE	Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie
MOA	Maîtrise d'ouvrage
MOE	Maîtrise d'oeuvre
MOU	Memorandum of Understanding

MRP	Ministère du redressement productif
MSP	Marine Spatial Planning
Mtep	Million de tonnes équivalent pétrole
NREL	National Renewable Energy Laboratory (USA)
OMI	Organisation maritime internationale
PLU	Plan local d'urbanisme
PME	Petites et moyennes entreprises
POS	Plan d'occupation des sols
PPI	Programmation pluriannuel des investissements (de production d'électricité ou de chaleur)
PPP	Partenariat public privé
PREMAR	Préfet maritime
RTE	Réseau de transport d'électricité
ROC	Renewable Obligation Certificate (Royaume-Uni)
SER	Syndicat des énergies renouvelables
SIG	Système d'information géographique
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
SWAC	Sea water air conditioning/climatisation par eau de mer
TJ	Térajoule, mille milliards de joules
TWh	Térawattheure : un milliard de kWh
ZEE	Zone économique exclusive
ZNIEFF	Zone naturelle d'intérêt écologique, faunistique et floristique