

PROJETS/PROYECTOS/PROJECTOS

RUPplus

NRJRUP

**Etude de Modélisation pour l'Exploitation
des Ressources Marines pour la Production
d'Électricité dans les Régions Ultrapériphériques**

**Estudio de Modelización para la Explotación
de Recursos Marinos para la Producción de
Electricidad en las Regiones Ultraperiféricas**

**Estudo de Modelação para a Exploração
dos Recursos Marinhos para a Produção de
Electricidade nas Regiões Ultraperiféricas**



PROJETS
RUPplus

NRJRUP

Etude de Modélisation pour
l'Exploitation des Ressources Marines
pour la Production d'Électricité dans
les Régions Ultrapériphériques

NOVEMBRE 2007



ÉDITÉ PAR
Dirección General de Asuntos Económicos con la Unión Europea.
Gobierno de Canarias

COORDINATION GÉNÉRALE
Imaco 89, SL

ILLUSTRÉ PAR
RED. Comunicación

IMPRIMÉ PAR
LINCA, SL

DÉPÔT LÉGAL
GC 958-2008

INDEX

7	1. Introduction.
7	1.1. Rappel des Objectif Généraux du Projet.
7	1.2. Objectif du document Stratégique de Mise en Œuvre (Phase 3).
9	2. Pertinence du Projet et de la Technologie Proposée.
9	2.1. Introduction.
10	2.2. Synthèse de l'État de l'Art.
13	2.3. Approche par Filières Technologiques.
13	2.3.1. Etapes et vie d'un projet.
13	2.3.2. Perspectives des filières étudiées.
15	2.3.3. Hiérarchisation en fonction de l'état d'avancement technologique.
16	3. Faisabilité du Projet et Intégration dans l'Environnement.
16	3.1. Sélection des Contraintes à Considérer dans l'Outil SIG.
16	3.1.1. Limite dans la prise en compte des données.
17	3.1.2. Échelle de restitution.
17	3.2. Contenu de l'Outil.
19	3.3. Potentiel Énergétique.
19	3.3.1. Ressources marines naturelles.
20	3.3.2. Principe de la méthode de génération des cartes.
24	3.4. Etat des Lieux des Équipements dans les Régions Ultrapériphériques.
24	3.5. Problématique Transversale Spécifique aux RUP lié au Réseau Éclectique.
26	4. Contraintes Opérationnelles Et Économiques.
26	4.1. Contraintes Générales de Construction.
26	4.1.1. Éolienne offshore.
27	4.1.2. Usines houlomotrices.
28	4.1.3. Hydroliennes.
28	4.1.4. Centrales Énergie Thermique des Mers (ETM).
28	4.2. Productible / Ressource.
28	4.2.1. Éolienne offshore.
29	4.2.2. Usines houlomotrices et hydrocinétiques.
29	4.2.3. Centrales Énergie Thermique des Mers.
30	4.3. Aléa climatique.
30	4.3.1. Éolienne offshore.
31	4.3.2. Usines houlomotrices.
31	4.3.3. Hydroliennes.
31	4.3.4. Une alternative aux installations fixes: les systèmes escamotables.
32	4.4. Poste de Raccordement.
32	4.4.1. Éolienne offshore.

32 4.4.2. Usines houlomotrices, hydroliennes et centrale ETM raccordées.

32 4.5. Un Enjeu d'Avenir: Le Stockage de l'Énergie.

34 **5. Conditions de Mise en Oeuvre.**

34 5.1. Présentation du Champ Géographique Etudié et des Ressources Étudiées.

34 5.2. Cadre légal pour le Développement des Projets d'Énergie Maritime.

34 5.2.1. Introduction.

35 5.2.2. Bases légales pour la juridiction des mers.

35 5.2.3. Cadre Légal pour le développement des énergies marines.

39 5.3. Sources de Financements Potentielles.

39 5.3.1. Financements pour la R&D des énergies marines.

43 5.3.2. Exemple de fond d'investissement actuellement opérationnels.

44 **6. Planning Prévisionnel de L'Opération.**

45 **7. Recommandation Sur les Études à Mener.**

45 7.1. Vis-à-vis du Milieu.

45 7.2. Vis-à-vis des Opérations.

46 **8. Programme de Valorisation des Ressources Marines.**

46 8.1. Méthodologie de l'Élaboration des Scénarios.

48 8.2. Pertinence du Projet et de la Technologie Proposée.

49 8.3. Faisabilité du Projet et Intégration dans l'Environnement.

50 8.4. Contraintes Opérationnelles et Économiques.

50 8.4.1. Éolienne offshore.

51 8.4.2. Usines houlomotrices.

51 8.4.3. Hydroliennes.

51 8.4.4. Centrales Énergies Thermique des Mers.

52 8.5. Elaboration des Scénarios par Région.

52 8.5.1. Secteur France.

61 8.5.2. Secteur Espagne.

63 8.5.3. Secteur Portugal.

1 Introduction

1.1. RAPPEL DES OBJECTIFS GÉNÉRAUX DU PROJET.

Les Régions Ultrapériphériques (RUP) sont constituées par Martinique, Guadeloupe, Guyane, Réunion, Madère, Açores et Canaries. Elles partagent la même difficulté pour produire leur électricité : la faiblesse, voire l'inexistence des réseaux interconnectés entraîne une dépendance aux systèmes thermiques, à base d'énergie fossile.

Pour pallier ces difficultés, les RUP s'engagent dans une politique d'innovation performante sous forme de programme de recherche ou de développement de projets innovants dans le domaine des énergies renouvelables.

Quelles sont les énergies considérées?

Elles comprennent l'énergie éolienne et la production hydrolienne, à partir des courants, de l'énergie des vagues et l'énergie thermique des mers.

L'objectif final du présent projet est d'évaluer le potentiel de l'exploitation des ressources marines comme sources d'énergies renouvelables et de proposer des scénarios de développement énergétique aux régions concernées. Pour ce faire il s'agit :

- D'identifier les techniques déjà développées ou en cours de développement dans le monde.
- D'effectuer l'analyse des résultats de productivité des équipements existants dans chaque région afin de vérifier et caler l'outil qui va évaluer la densité de puissance énergétique.
- D'élaborer un programme de valorisation des ressources marines pour l'ensemble des RUP, en proposant les technologies les plus adaptées et les zones d'implantation optimales dans chaque RUP.

Ce projet nommé «Exploitation des ressources marines destinées à la production d'électricité dans les Régions Ultrapériphériques - Etude de modélisation» est décomposée en trois phases successives :

Phase 1: Recherche bibliographique. Présentation de l'état des lieux.

Phase 2: Logiciel de modélisation identifiant les techniques les plus appropriées pour l'exploitation des énergies renouvelables marines.

Phase 3: Document stratégique de mise en œuvre.

1.2. OBJECTIF DU DOCUMENT STRATÉGIQUE DE MISE EN ŒUVRE (PHASE 3).

Le projet d'Exploitation des ressources marines destinées à la production d'électricité dans les Régions Ultrapériphériques nécessite de déterminer les secteurs ayant un potentiel d'implantation pour une filière énergétique (vent, courant, houle et température).

Pour atteindre cet objectif, un outil de modélisation prenant la forme d'un système d'Information Géographique (SIG) est mis en place. Cet outil intègre les différents paramètres physiques permettant de déterminer le potentiel d'un secteur : bathymétrie, distance à la côte et ressource énergétique.

Ainsi, l'outil intègre l'ensemble des critères d'ordre physique, socioéconomique et environnemental qui sont nécessaires pour définir si une zone a un potentiel à produire une énergie issue des ressources marines, données recensées de manière globale et homogène à l'échelle des régions et des données océano-météorologiques satellitaires au large. Cet outil et sa méthodologie peuvent être adaptés à des données plus précises liées à un projet et aux conditions régionales particulières.

Un outil de visualisation qui prend la forme d'un site internet est créé pour permettre la diffusion de l'ensemble des cartes, pour des hypothèses (hiérarchisation des paramètres et enjeux et usages cartographiés au format SIG) figées et choisies par le comité de pilotage et valables à la livraison de l'outil avec les possibilités d'évolution inhérente à l'outil.

Le projet d'Exploitation des ressources marines destinées à la production d'électricité dans les Régions Ultrapériphériques nécessite également de pouvoir déterminer la faisabilité économique d'un projet pour une filière énergétique (vent, courant, houle et température).

Pour atteindre cet objectif, un outil de modélisation VBA¹ s'appuyant sur les informations fournies par l'outil d'Information Géographique (SIG) est mis en place. Cet outil VBA nommé «Module éco» permet de donner une estimation financière d'un projet en un point donné.

1. VBA: Visual Basique.

L'objectif du rapport stratégique de mise en œuvre est de transcrire les résultats techniques issus de l'outil d'aide à la décision SIG, qui fournit des propositions techniques en scénario de développement, et ainsi faire apparaître la ou les techniques les plus appropriées et les zones optimales d'implantation pour chaque Région Ultrapériphérique.

Ce rapport est donc un support pour les Régions Ultrapériphériques dans la mise en œuvre de leur politique en matière d'énergie renouvelable marine.

Les conclusions de l'analyse des résultats des calculs réalisés dans le SIG permettent de retenir les filières les mieux adaptées et les potentiels en énergies marines renouvelables correspondant à la zone identifiée.

L'outil «Module Eco» VBA permet d'analyser et de comparer les filières d'un point de vue économique. Ainsi à partir des données de sortie, il est possible de déterminer quelles sont les filières les mieux appropriées à la zone d'étude.

Un certain nombre d'hypothèses sont prises en compte afin de permettre cette analyse économique. Ainsi divers scénarios sont sans doute possibles, et ils dépendent des choix politiques de chaque région. Ce rapport a pour vocation de proposer une

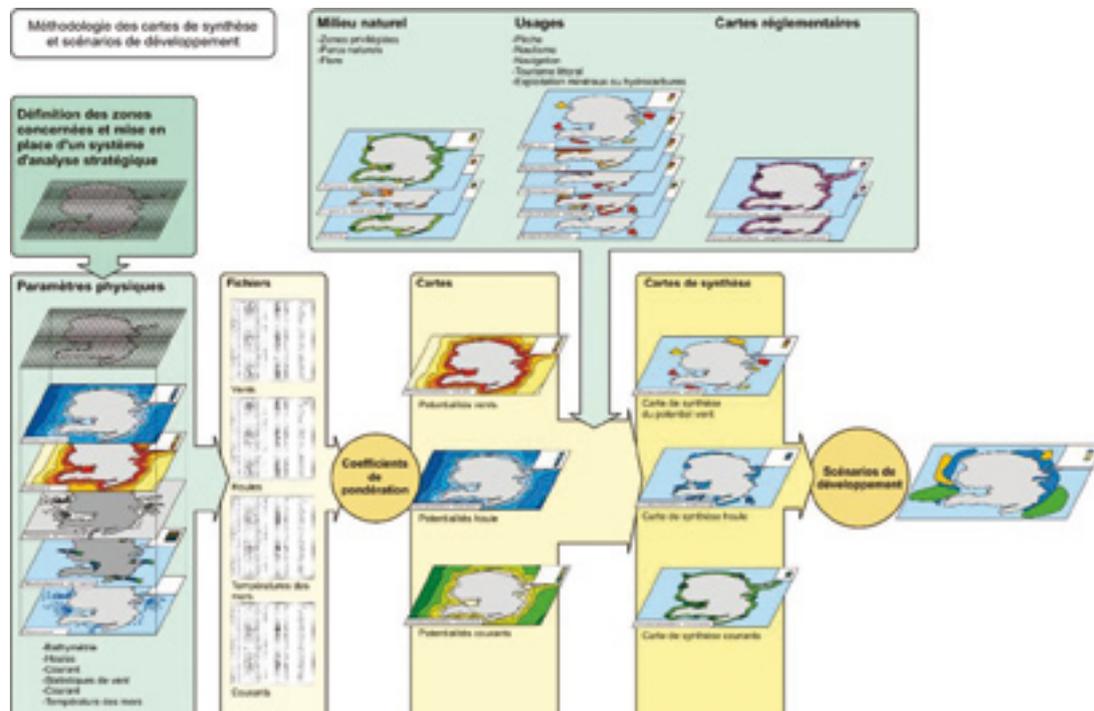
aide technique au choix de développement et le projet de fournir les outils nécessaires à la réalisation de leur scénario.

Cette approche économique permet d'envisager la rentabilité d'une filière dans une région donnée (valeurs disponibles en bibliographie), et de comparer les filières. Cependant, elle ne permet pas de réaliser l'économie d'un projet en particulier. Cette analyse ne doit pas être interprétée comme telle.

Cette analyse ne doit pas écarter le développement d'une filière car:

- Le potentiel (synthèse de l'outil SIG) reflète la somme (pondérée à 1) du potentiel de la filière au regard de la ressource, d'un critère lié à la bathymétrie et de la distance à la côte. Aucune pondération supplémentaire n'a été appliquée à un des paramètres. Il appartient aux décideurs d'appuyer tel ou tel paramètre en fonction de leur projet de développement.
- Les hypothèses prises pour l'analyse économique de la filière sur une région sont accessibles également en mode «modification des paramètres» ce qui permet également aux décisionnaires de valoriser la filière qu'ils souhaitent développer.

Méthodologie employée:



Sur la base des propositions techniques envisageables à partir des résultats de l'outil de modélisation, un scénario de développement est ici proposé et commenté.

L'analyse fait intervenir des paramètres :

- Objectifs et quantifiables (connus et validés).
- De choix (raccordement, aléa climatique) avec deux hypothèses (favorable et défavorable cf. outil VBA – Module Eco, présenté dans un rapport spécifique).

Les points suivants constituent les axes de notre démarche méthodologique, afin de pleinement justifier le ou les scénarios de développement proposés.

- Pertinence du projet et de la technologie proposée.
- Faisabilité du projet et intégration dans l'environnement.
- Contraintes opérationnelles et économiques.
- Conditions de mise en œuvre.
- Planning prévisionnel de l'opération.

Des recommandations sur les études à mener par la suite sont émises en fin de rapport, afin d'assister les régions dans la mise en œuvre de leur politique en matière d'énergie renouvelable marine.

2 Pertinence du Projet et de la Technologie Proposée

L'objectif de cette partie est de réaliser une classification des technologies existantes et de déterminer la ou les technologies les plus adaptées à chaque région, sur la base:

- De l'état de l'art des technologies réalisés en phase 1.
- D'une nouvelle consultation des professionnels, effectuée en phase 2, qui a permis de définir les conditions optimales de fonctionnement des équipements de production de l'énergie renouvelable marine.

Dans un premier temps une synthèse de l'état de l'art est proposée, qui présente de manière succincte et non exhaustive les technologies actuellement déployables à l'échelle mondiale.

Dans un deuxième temps, une approche comparative des filières technologiques, de leurs perspectives actuelles et des étapes successives nécessaires pour le développement d'un projet, permet d'esquisser une hiérarchisation.

2.1. INTRODUCTION.

Les mers et océans recouvrent les deux tiers de la surface du globe et recèlent des quantités d'énergie bien supérieures aux besoins énergétiques de l'humanité. Ces ressources en énergie sont de deux origines : l'énergie solaire et les variations de la gravitation dues aux variations de position de la

Terre, de la Lune et du Soleil. Ce sont les différences de températures engendrées par les variations d'ensoleillement qui engendrent à leur tour l'énergie éolienne, elle-même source des mouvements d'eaux de surface, la houle ou sa manifestation sur les rivages, les vagues. Ce sont ces mêmes différences de températures, au niveau des océans eux-mêmes, augmentées des différences de salinité également d'origine solaire qui provoquent les grands courants marins.

L'énergie des courants (hydro-cinétique) correspond à l'exploitation de l'énergie cinétique des masses d'eau mises en mouvement par les courants marins. Les différences de température s'établissent entre l'Equateur et les pôles. Les courants marins peuvent être localement provoqués par les variations de la gravitation dues au mouvement de la Terre par rapport au Soleil et à la Lune: ce sont les marées.

En dehors de ces trois principales ressources qui paraissent exploitables dans le court terme, d'autres ressources existent, dont l'exploitation est plus futuriste : l'énergie thermique des mers qui consiste à utiliser le faible différentiel de température entre les eaux de surface et les eaux de grande profondeur (25 à 30 °C), et le gradient de salinité à l'embouchure des fleuves (équivalent à une chute d'eau de 270 mètres).

A ce jour, les deux ressources qui paraissent exploitables sont les courants, d'origine thermique ou gravitationnelle, et la houle.

2.2. SYNTHÈSE DE L'ÉTAT DE L'ART.

Cette synthèse reprend les éléments descriptifs des technologies recensées dans l'état de l'art réalisé en 1ère phase d'étude. Quelques illustrations sont proposées. Toutefois, elles ne sauraient couvrir l'étendue des projets existants.

Tableau 1a. Tableau récapitulatif des systèmes – équipements existants.

Quelques Illustrations (Droits réservés)	Type	Eolien offshore	Puissance Nominale (MW)	Vitesse de Démarrage	Emplacement Optimal	
				Vent (m/s)	Profondeur (m)	Vent (m/s)
	Eoliennes ancrées	Saipem / Shell / TOTAL / Gamesa...	5	6,5	< 50	8
		Duth Tri-Floater Concepto	5		>20	
	Eoliennes flottantes	NREL TLP Concepto	5		>20	
		Projet MUFOWS			200-700	
		Concept GERRIS	4		200-700	
	Bases flottantes	Norsk Hydro	3		<700	
		SELSAM SUPERTURBINE	6	3,5	200-700	14

Tableau 1b. Tableau récapitulatif des systèmes – équipements existants.

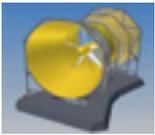
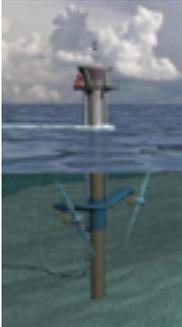
Quelques Illustrations (Droits réservés)	Type	Hydroliennes	Puissance Nominale (MW)	Vitesse de Démarrage	Emplacement Optimal	
				Courant (m/s)	Profondeur (m)	Courant (m/s)
	Technologie Venturi	Projet Hydroventuri Lunar RTT	1 à 2	1	~35	2,8
	Turbines à axe horizontal (hélices)	Hydrohelix	1,2	1	>25	
		Projet Seaflo	0,3		15 à 25	2 à 3
		Projet SeaGen	1		20 à 30	
		Tidal generator	1		>30	
		Hammerfest Strom Turbine	0,3		>30	
		TidEL tidal stream generator	1			
	Turbines à axe vertical Darrieus	Gorlov Helical Turbine	0,015 à 0,18	0,5		
		Blue Energy Ocean Turbine				
		Projet HARVEST	1			
	Roues à aube	Hydro-Gen	1			>2

Tableau 1c. Tableau récapitulatif des systèmes – équipements existants.

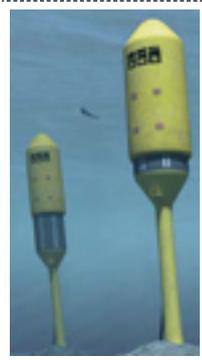
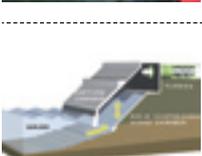
Quelques Illustrations (Droits réservés)	Type	Usines houlomotrices	Puissance Nominale (MW)	Emplacement Optimal	Conditions Optimales		
				Profondeur (m/s)	Fréquence (m)	Hauteur (m/s)	
	Système à corps oscillant	Pelamis	0,75	Offshore (surface) 50			
		SEAREV	0,5	Offshore (surface) > 10	$6 < f < 9$	<1	
		Manchester Bobber			Offshore (surface) 30 à 60		
		PALMS	4		Offshore (surface) 50 à 150		
		P.S.P			Offshore (surface)		
		OPT's PowerBuoy	max 0,5		Offshore (surface) 30		
		Aquabuoy	0,046		Offshore (surface) 40		
		Archimede Wave Swing	1,2		Offshore (profondeur) 60	10	5
		Wave Roller	1		Offshore (en el fondo) 7 à 15		
		Système à déferlement	Tidal Lagoon	30 à 400	Offshore (surface)		
	S.S.G.		60	Offshore (surface)			
	Wave Dragon		4	Offshore, Onshore, Nearshore			
	Wave plane		4	Offshore (surface) > 20			
	Système à corps oscillant	LIMPET (Onshore)	0,5	Onshore	<13,4	<4,4	
		Projet de l'île de Pico (Onshore)	0,4	Onshore	<12	<7,5	
		OSPREY	2	Nearshore >15	<10,9	<8,6	
		Energetech	0,11 à 0,4	Onshore/nearshore			
		Mighty Whale	0,11	Offshore (surface) 40			

Tableau 1d. Tableau récapitulatif des systèmes – équipements existants.

Quelques Illustrations (Droits réservés)	Type	Usines Energie Thermique des Mers	Puissance Nominale (MW)	Emplacement	Conditions Optimales	
					Gradient de T°C	Profondeur (m) / Ø
	Cycle Fermé	Sagar Shakthi	1	Barge en surface	>20° C	>1.000 / 1
	Cycle Fermé	Projets Osumi	100	Disque submergé	>20° C	>500 / 11,2
	Cycle Fermé	Projet Toyama	100	Plate-forme bateau	>20° C d'écart eau chaude/froide	>500 / 11,2
	Cycle Fermé et Ouvert	Projet Hawaii	40	A terre	>20° C	1500 / 10
	Cycle Fermé	SSP	10	A terre	>20° C	
	Cycle Fermé		100	A terre	>20° C	

2.3. APPROCHE PAR FILIÈRES TECHNOLOGIQUES.

2.3.1. Étapes et vie d'un projet.

Le nombre de projets employant des ressources naturelles marines pour produire de l'électricité «propre» ne cessent de croître depuis une dizaine d'années. Le développement de chaque projet est organisé communément en trois phases.

Chaque phase se compose de plusieurs étapes successives et hiérarchisées assurant la viabilité du projet.

Le schéma ci-dessous permet de visualiser la «vie» d'un projet selon les phases de développement, d'essais et de réalisation.



Le descriptif des différentes technologies réalisé en phase 1 d'étude précise l'état d'avancement des projets, conformément à ce schéma.

2.3.2. Perspectives des filières étudiées.²

ÉOLIENNE OFFSHORE.

Les premières éoliennes offshore ancrées ont été mises en place au début des années 1990. En 2004, plus de 300 éoliennes étaient implantées en Europe pour une capacité cumulée de 612MW. Depuis lors, de nombreux parcs éoliens ont vu le jour et d'autres sont encore à venir. Les zones d'implantation actuelles avoisinent les 3300 h de fonctionne-

ment de pleine puissance par an, pour une densité de puissance d'environ 6 MW/km², soit une productivité de plus de 20 millions de kWh par km² et par an. Les coûts d'investissement varient de 1.500 à 2.500 €/kW pour des sites classiques de faible profondeur et avoisinent les 3.000 €/kW pour des profondeurs plus importantes. Ces prix sont en fonction des profondeurs d'eau, de la qualité du sol, de la distance de raccordement.

- Eoliennes ancrées.

Actuellement les éoliennes offshore ont une puissance unitaire de 3 à 5 MW. Cette puissance unitaire est revue à la hausse, soit de 6 à 10 MW d'ici 2010 pour des diamètres avoisinant les 100 m. La nécessité économique et environnementale de développer des fermes de puissance unitaire de plus en plus importante permettra d'atteindre des coûts faibles attirant des investissements de plus en plus nombreux. Le

2. Note: La production annuelle et la production nominale (et par conséquent les coûts) dépendent des conditions du site d'implantation. Les valeurs affichées concernent les conditions optimales d'implantation.

coût de l'énergie éolienne offshore est actuellement de 70 à 100 €/MWh. Ce coût baissera au niveau de 40 à 60 €/MWh. avec le développement de fortes puissances unitaires.

Les moyens dont dispose l'industrie pétrolière offshore pour l'implantation d'un parc éolien ainsi que les différentes recherches en cours font de cette filière la plus encourageante.

- Eoliennes flottantes ou à bases flottantes.

Les éoliennes flottantes et à bases flottantes sont actuellement au stade de concept et associent un système de flottaison à une éolienne classique. Le système de flottaison varie en fonction des projets et se place dans le prolongement du mât de l'éolienne. Il pourra recevoir une ou plusieurs éoliennes de 5 MW émergeant de 100 m. Ces projets/concepts permettront d'implanter des parcs éoliens dans des zones présentant de grandes profondeurs (200 à 700 m). Un système d'ancrage (à 3 points) assurera le maintien de la structure.

HYDROLIENNES.

La technologie des hydroliennes est actuellement à un stade expérimental. Les projets les plus avancés sont menés par des pays européens, essentiellement la Grande-Bretagne et la France.

L'hydrolienne pourrait ainsi produire un nouveau type d'énergie renouvelable et plus efficace que l'énergie éolienne, du fait que la masse volumique de l'eau est beaucoup plus élevée que celle de l'air, entraînant une plus grande puissance engendrée pour un même flux. Le développement de centrales hydroliennes repose sur des technologies éprouvées; seul le coût de création d'une centrale hydrolienne peut influencer sur l'avancement des projets.

Depuis quelques années apparaissent de nombreux prototypes d'hydroliennes. Cependant les conditions d'installation en mer sont moins favorables qu'à terre : un environnement salin est très préjudiciable pour les matériaux, les coûts de maintenance sont donc plus importants et les impacts sur la faune et la flore marine ne sont pas connus parfaitement. Les hydroliennes ne pourront pas tourner au maximum de leur puissance dans les faibles profondeurs à cause d'impacts potentiellement importants sur l'environnement. Les turbines

doivent donc être installées en profondeur, augmentant les coûts d'installation, d'exploitation et de maintenance. Les impacts sur le milieu marin devraient alors être réduits.

La recherche joue un rôle primordial dans cette industrie encore balbutiante pour laquelle des aides financières sont indispensables. Les prototypes présentés ne seront compétitifs que dans quelques années. D'ici à 2007, on restera sur un marché de prototype préindustriel avec une hypothèse de marché de 2 MW/an. En cas de succès des premières démonstrations, des centrales plus importantes pourront être construites et les technologies les plus intéressantes seront naturellement sélectionnées. Mais il est probable que ce n'est qu'au-delà de 2015 qu'un développement commercial pourrait être envisagé.

USINES HOULOMOTRICES.

Depuis les années 1980, les systèmes de conversion de l'énergie des vagues ainsi que les techniques mises en œuvre se sont multipliés et ont été développés dans de nombreux projets. Les efforts réalisés par plusieurs concepteurs d'usines houlomotrices ont permis d'atteindre un stade de développement significatif concernant les dispositifs de première génération implantés sur la côte (système «on shore»).

Afin d'exploiter la ressource énergétique des océans de façon optimale, une seconde génération d'usines houlomotrices a vu le jour. Il s'agit d'installations implantées plus au large. Ces dispositifs bénéficient de l'expérience acquise lors de nombreux essais réalisés sur des prototypes en mer et en laboratoire qui ont permis d'améliorer les procédés de fabrication, et de réduire les coûts ainsi que les impacts environnementaux.

Il existe un seul modèle off shore commercialisé: le Pelamis développé par Ocean Power Delivery au Portugal. Cette industrie bien qu'assez jeune, foisonne des projets. Certains comme le Pelamis sont déjà en phase de commercialisation, mais la plupart sont encore au stade de développement en phase d'essai.

Faute d'expériences concrètes suffisantes, il n'y a pas encore de technologie de référence pour l'exploitation de l'énergie houlomotrice. A puissance nominale donnée, la durée équivalente de fonctionnement est typiquement de 3.000 à 4.000 h/an. A l'horizon 2007, seuls des prototypes préindustriels dans des gammes de puissance de l'ordre de 500 kW à

1 MW devraient être exploités. A l'horizon 2015, on peut imaginer une installation de référence de 30 MW.

Les impacts environnementaux ne sont pas encore connus précisément, mais le futur est prometteur. Outre l'aspect peu polluant, la majorité des systèmes reste discret et certains peuvent avoir d'autres applications (réoxygénation de l'eau, dessalement de l'eau de mer pour la production d'eau douce).

Le prix de l'investissement estimé couvre une fourchette très large de l'ordre de 1.000 à 3.000 €/kW, selon la technologie et les conditions de ressource locale. Mais il s'agit de coûts évalués théoriquement et trop peu de réalisations en taille réelle ont été effectuées pour affiner les ordres de grandeur. Les réponses à une demande d'information récente de la part d'une institution intéressée par la construction d'une structure exploitant l'énergie des vagues aux États-Unis permet cependant d'avoir une bonne idée de ce que pourraient être les prix de démonstrateurs en 2007, soit de l'ordre de 2800 €/kW.

CENTRALES ÉNERGIE THERMIQUE DES MERS.

Les premiers tests grandeur nature, effectués à Cuba par un français dans les années 1930, avaient démontré l'appli-

cabilité de la théorie mais des coûts de production très élevés. Ce frein au développement semble aujourd'hui levé.

En effet, depuis quelques années, cette technologie refait surface: les États-Unis, le Japon, le Taiwan et l'Inde mettent en place de nouveaux programmes de développement.

Les différentes études réalisées, principalement celles des États-Unis, tendent à démontrer que des centrales de petite puissance (10 à 20 MW) à cycle ouvert répondraient au mieux aux besoins énergétiques des territoires isolés présents en zone tropicale.

Afin de répondre aux besoins toujours croissants, tout en respectant le milieu naturel, des centrales à cycle fermé de plusieurs centaines de MW pourront être implantées en haute mer. Ces centrales peuvent également avoir d'autres applications (dessalement de l'eau de mer pour la production d'eau douce, production d'hydrogène).

Ces études font également apparaître les difficultés d'estimation du coût de la production: entre 55 et 170 €/MWh pour une centrale de 100 MW. Les coûts de construction sont estimés entre 3,14 et 9,44 M€/MW.

2.3.3. Hiérarchisation en fonction de l'état d'avancement technologique.

Filière technologique	Stade de développement de la technologie	Hiérarchisation	Horizon de la maturité technologique (an)
Éoliennes ancrées	Réalisation - Commercialisation	1	Disponible
Usines houlomotrices - Système à Corps Oscillant on shore	Réalisation	2	Disponible
Usines houlomotrices - Système à Corps Oscillant off shore	Réalisation - Commercialisation	2	Disponible - ou à 5 ans
Centrales ETM	Essais - Pré-commercialisation	3	A environ 10 ans
Usines houlomotrices - Système à Corps Oscillant off shore	Essais prototype	3	A environ 10 ans
Usines houlomotrices - Système à déferlement off shore	Essais prototype	3	A environ 10 ans
Hydrolienne technologie Hélice	Essais prototype	3	A environ 10 ans
Hydrolienne technologie Venturi	Essais prototype	3	A environ 10 ans
Hydrolienne technologie roue à aube	Développement - Concept	4	A environ 10 - 15 ans
Hydrolienne technologie turbines Darrieus	Développement - Concept	4	A environ 10 - 15 ans
Éoliennes flottantes	Développement - Concept	4	A environ 20 ans
Éoliennes à bases flottantes	Développement - Concept	4	A environ 20 ans

3 Faisabilité du Projet et Intégration dans l'Environnement

A l'heure actuelle, aucun instrument ne permet une analyse globale permettant de proposer un scénario de développement des énergies marines d'origine renouvelable à l'échelle des RUP.

Pour rappel l'objectif du projet est la mise en œuvre d'un outil d'aide à la décision pour la valorisation des énergies marines d'origine renouvelables par la définition d'un scénario de développement des EnR marines pour la production électrique:

- En croisant notamment les contraintes environnementales, de servitudes, d'usages ou d'accès au réseau électrique, avec des considérations géographiques et techniques.
- En utilisant les bases de données disponibles.

L'objectif dans le choix des données disponible est d'utiliser les données homogènes, numérisées à l'échelle de la zone d'étude c'est-à-dire des régions ultrapériphériques.

La zone d'étude concernée est le rectangle qui encadre 50 km des côtes ce qui est pertinent au vu des possibilités techniques actuelles des différences des filières étudiées et de la vocation du projet.

L'objectif de cette partie est de traduire les résultats techniques issus de l'outil d'aide à la décision SIG: qui fournit des propositions techniques en scénario de développement et ainsi faire la synthèse des «cartes de synthèse» issues de l'outil région par région sur la base :

- De la réalisation d'un état des lieux des régions en phase 1.
- De l'analyse bibliographique, de la consultation des services compétents de chaque RUP.
- D'une nouvelle phase de consultation des professionnels en phase 2 afin de définir les conditions optimales de fonctionnement des équipements de production de l'énergie renouvelable marine.
- D'une consultation du comité de pilotage pour la hiérarchisation des enjeux et usages dans leur région afin de prendre en compte les spécificités.
- Des résultats issus de l'outil d'aide à la décision en matière de potentiel énergétique.

3.1. SÉLECTION DES CONTRAINTES À CONSIDÉRER DANS L'OUTIL SIG.

Historiquement, l'environnement marin est largement utilisé par l'homme pour de nombreuses activités. Plusieurs usages sont donc à prendre en compte et complètent les paramètres des ressources et les critères relatifs aux types de technologie.

- Contraintes liées aux ressources: ce type de contrainte consiste à intégrer dans le SIG la puissance requise par la technologie considérée pour que celle ci soit économiquement rentable.
- Contraintes des technologies: permettent de définir l'environnement physique de la technologie considérée. En général, les paramètres communs sont la distance à la côte, la profondeur, la distance au poste de connexion au réseau et la surface nécessaire au bon fonctionnement.
- Contraintes liées aux autres usagers: contraintes imposées par la réglementation, les raisons liées à la sécurité, à la santé et au public. Les principales sont les zones militaires, les voies de navigation, et les zones de conservation naturelle.

Dans le cas des énergies marines, la sélection d'un site est souvent limitée à réduire les risques et conflits d'usages au minimum.

3.1.1. Limite dans la prise en compte des données.

Les données relatives à la réglementation et aux usages de la mer non prises en compte dans l'outil mais qui sont à étudier dans le cadre d'un projet sont, de manière non exhaustive:

- Sédimentologie: caractérisation de la nature des fonds et de la mobilité des sédiments, (Il n'existe pas de recensement régional pertinent et transposable au format numérique SIG).
- Pêche: effort de pêche, caractérisation des zones de pêche, (Il n'existe pas de recensement régional pertinent et transposable au format numérique SIG).

- Migration avifaune: routes majeures des oiseaux migrateurs, déplacements côtiers, (il n'existe pas de recensement régional pertinent et transposable au format numérique SIG).
- Migration majeure des cétacés, et étude mammologique, écologie marine et biocénoses, (il n'existe pas de recensement régional pertinent et transposable au format numérique SIG).
- Tourisme: zones de loisirs côtier, (il n'existe pas de recensement régional pertinent et transposable au format numérique SIG).
- Espaces remarquables du littoral, (il n'existe pas de recensement régional pertinent et transposable au format numérique SIG).

La réglementation en vigueur ainsi que la capacité du réseau électrique peuvent éventuellement évoluer et ainsi remettre en cause les hypothèses de base prises dans cet outil.

Certaines données sont incomplètes pour être intégrées à l'outil SIG, c'est-à-dire faire partie de la caractérisation des zones potentielles. Elles ne sont pas homogènes pour l'ensemble de la zone d'étude et ne peuvent donc pas être hiérarchisées: c'est le cas des données sédimentologiques.

D'autres données existent localement mais ne sont pas homogènes à l'échelle de la zone d'étude où n'existent pas dans un format numérique permettant leur intégration dans un outil SIG: migration majeure des cétacés, et étude mammologique, écologie marine et biocénoses, tourisme et paysage, etc.

3.1.2. Échelle de restitution.

Les paramètres suivants ont été définis en comité de pilotage et dimensionnent l'outil de visualisation des résultats :

- Mise en page type.
- Encartage.
- Échelle de restitution.

Ces 3 paramètres sont liés et ne peuvent pas être totalement dissociés.

La représentation graphique est réalisée sous la mise en page suivante: A4 paysage.

L'encartage s'effectue sur 18 cartes pour couvrir l'ensemble des Régions Ultrapériphériques.

L'échelle de résolution des cartes issues de l'outil SIG est le 1/750.000 (avec possibilité de zooms spécifiques à des échelles plus fines).

3.2. CONTENU DE L'OUTIL.

L'outil est réalisé grâce à un Système d'Information Géographique «SIG» et se traduit par la création d'un jeu de cartes de synthèse fournies au format d'impression PDF à travers un outil de visualisation des cartes.

Le projet «Étude de modélisation pour l'exploitation des ressources marines pour la production d'électricité dans les Régions Ultrapériphériques» nécessite de déterminer les secteurs ayant un potentiel d'implantation pour une filière énergétique (vent, courant, houle et température).

Pour atteindre cet objectif, un outil de modélisation prenant la forme d'un Système d'Information Géographique (SIG) est mis en place.

Ainsi, l'outil intègre l'ensemble des critères d'ordre physique et environnemental qui sont nécessaires pour définir si une zone a un potentiel à produire une énergie issue des ressources marines.

Un outil de visualisation qui prend la forme d'un site internet est créé pour permettre la diffusion de l'ensemble des cartes, pour des hypothèses (hiérarchisation des paramètres et enjeux et usages cartographiés au format SIG) figées et choisies par le comité de pilotage et valables à la livraison de l'outil avec les possibilités d'évolution inhérente à l'outil.

Présentation de l'interface de l'atlas cartographique:

Cette interface écrite en html³ pour une exploitation aisée sur tous types de postes permettra d'accéder rapidement aux cartes issues de l'outil SIG, sans connaissances particulières en informatique. Elle permettra donc une diffusion des résultats de cette étude aux services de l'État et sera en outre totalement évolutive.

L'outil de visualisation permet de sélectionner le paramètre à visualiser. L'outil présente alors la carte d'ensemble (Région entière) illustrant le paramètre.

3. Sous forme d'un site internet accessible à tous et sur tous les ordinateurs.

Un zoom permet de visualiser par zones (de la table d'assemblage) le paramètre sélectionné à l'échelle 1 / 750.000.

La page d'accueil de l'outil de visualisation est présentée en Figure 1.

Le système permet de manipuler aisément l'information sous forme de cartes pertinentes prenant en compte la dimension spatiale du problème traité et les contraintes cumulées par superposition des cartes obtenues. Par ailleurs, l'application d'algorithmes de calcul doit permettre, en asso-

ciant à chaque paramètre un coefficient de pondération, de développer une fonction d'aide à la décision de la Région.

Un module économique Visual Basique (VBA) s'appuyant sur les données fournies par l'outil SIG et permettant d'évaluer les potentialités économiques des projets selon les zones et les filières énergétiques. Il s'agit en effet d'ajouter à l'outil SIG un module économique qui permet une analyse de l'aspect financier des projets de récupération des énergies renouvelables.

Figure 1. Page d'accueil du site de visualisation «html» des cartes pour l'implantation de projets de production électrique en mer d'origine renouvelable.



3.3. POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE.

3.3.1. Ressources marines naturelles.

L'outil SIG mis en place permet de connaître le potentiel d'une zone (région) à exploiter une ressource marine.

L'outil utilisé pour identifier les potentiels de chaque filière énergétique est un Système d'Information Géographique (SIG) qui intègre l'ensemble des données et qui permet de calculer les potentiels.

Enfin, les résultats peuvent être présentés sous forme de cartes couleur permettant d'identifier aisément les zones portant un intérêt particulier pour une filière énergétique. L'outil de visualisation sous la forme d'un site internet renferme une extraction de l'ensemble des cartes de résultat des différentes étapes pour réaliser les cartes de synthèse.

Un rapport de spécification du système précise tous les aspects techniques et méthodologiques de ce projet. Il est présenté dans un rapport spécifique distinct du présent rapport.

Le potentiel global défini dans l'outil SIG est une moyenne des potentiels au regard de tous les paramètres dimensionnant (bathymétrie, distance à la côte et potentiel lié à la ressource). Cependant le potentiel d'une filière étant fortement lié à la ressource énergétique de la zone, un critère éliminatoire a été retenu pour le paramètre ressource.

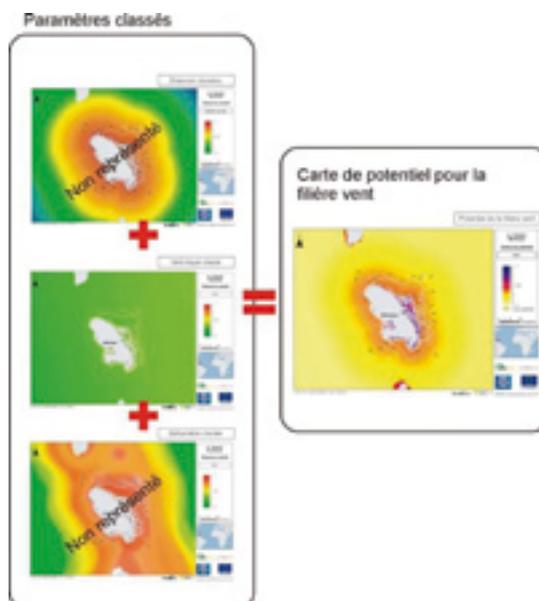
Toute zone dont le potentiel lié à la ressource est nulle aura un potentiel global nul.

Ainsi on a:

Potentiel global = $1/3$ (potentiel bathymétrie + potentiel distance à la côte + potentiel ressource)

Potentiel global = 0 si potentiel ressource = 0

Figure 2. Présentation schématique des potentiels en énergie marine par filière (ex vent).



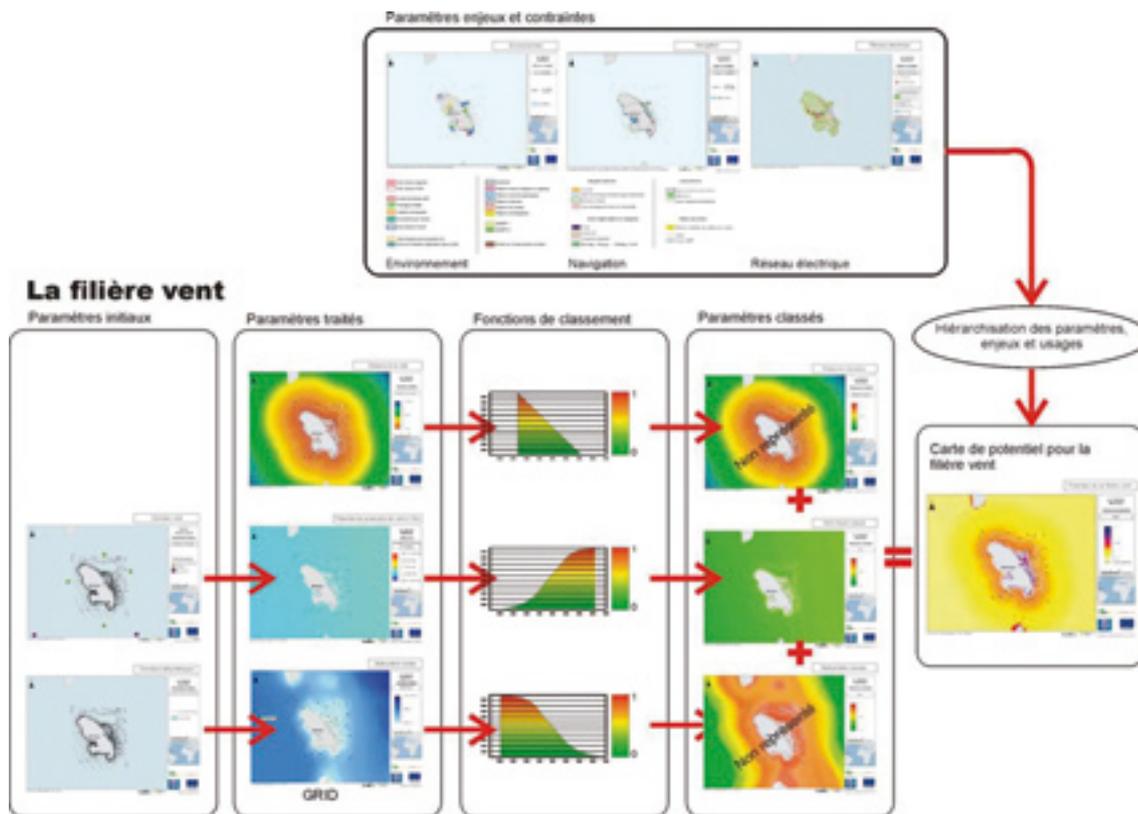
3.3.2. Principe de la méthode de génération des cartes.

La méthode peut être décomposée en 5 tâches :

- 1 Classification des zones de chaque paramètre physique (couche SIG).
- 2 Affectation des coefficients de pondération de chaque paramètre par filière.
- 3 Calcul du potentiel par filière (création de couches SIG de synthèse).
- 4 Hiérarchisation des paramètres enjeux et usages.
- 5 Création des cartes de synthèse.

Toutes ces tâches sont réalisées à l'intérieur du SIG.

Figure 3. Illustration de la méthode de génération des cartes de synthèse – ex Filière Vent.



CLASSIFICATION DE CHAQUE PARAMÈTRE

TECHNIQUES ET PHYSIQUES.

La classification des paramètres a été déterminée en réunion de travail entre le prestataire et le comité de pilotage sur base des réponses des professionnels au questionnaire.

Il s'agit des données relatives à:

- La ressource (vent, houle, courant et ETM).
- La bathymétrie.
- L'éloignement à la côte.

Ces trois paramètres permettent de déterminer, de manière objective, le potentiel d'une zone à accueillir des équipements de production électrique d'origine renouvelable en mer pour chaque filière énergétique.

Les cartes issues de cette classification sont nommées dans l'outil de visualisation: «paramètres classés».

La classification des zones de chaque paramètre est réalisée de la manière suivante:

- Définition des seuils.
- Calcul des fonctions.
- Application cartographique.

Ce travail de classification vise à donner un indice de faisabilité (valeur allant de 0 à 1) à chaque pixel pour chacun des paramètres physico-techniques, traités indépendamment les uns des autres.

La définition des seuils est issue de la synthèse de la consultation des professionnels des filières:

- Les seuils de fonctionnement et les valeurs optimales (vent et courant et puissance de la houle).
 - Les seuils, et les profondeurs idéales pour chaque filière.
 - En ce qui concerne la distance au point de raccordement, l'indice sera inversement proportionnel à la distance.
- Ces valeurs ont été traduites en courbes et en fonctions mathématiques afin d'être appliquées au système de calcul du potentiel.

Définition des seuils de fonctionnement des équipements.

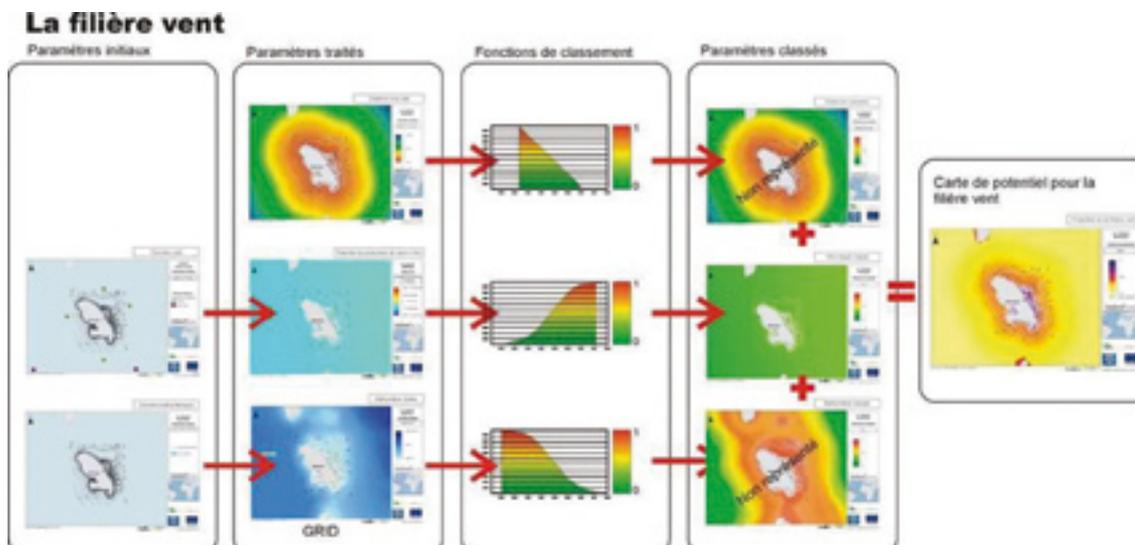
La consultation des professionnels des filières a permis de déterminer pour chacun de ces paramètres les valeurs significatives nécessaires à la mise en œuvre du système.

Traduction mathématique des seuils de fonctionnement.

Pour chacune des filières, une fonction $f(x)$ détermine un indice de faisabilité entre 0 et 1: elle répond aux hypothèses de fonctionnement issues des questionnaires pour chacun des paramètres techniques retenus (ressource, bathymétrie et distance à la côte).

Les courbes mathématiques déterminées sont présentées dans le rapport de spécification du système et sont évolutives selon les progrès technologiques des différentes filières.

Figure 4. Schématisation de la classification selon un indice de faisabilité – ex Filière Vent.



AFFECTATION DES COEFFICIENTS DE PONDÉRATION DE CHAQUE PARAMÈTRE PAR FILIÈRE.

Cet outil intègre les différents paramètres physiques permettant de déterminer le potentiel d'un secteur, validés par le comité de pilotage:

- Bathymétrie.
- Distance au réseau électrique.
- Ressource énergétique.

Ces coefficients sont propres à chaque filière. Ils représentent l'importance du paramètre pour la filière.

Les coefficients de pondération appliqués aux paramètres physiques déterminés sur base des consultations des acteurs effectués ont été validés par le comité de pilotage.

Les coefficients de pondération retenus sont à savoir:

- Bathymétrie, coefficient = 1.
- Distance au réseau électrique, coefficient = 1.
- Ressource énergétique, coefficient = 1.

Ils pourront également être adaptés aux contraintes particulières des différentes régions.

La classification des paramètres, la détermination des seuils de faisabilité, et sa traduction en indice de faisabilité entre 0 et 1 ont été réalisées et validées en réunion de travail entre BCEOM (EGIS EAU) et le comité de pilotage.

CALCUL DU POTENTIEL PAR FILIÈRE.

Cette opération consiste à réaliser l'empilage des couches SIG. Une couche de synthèse des paramètres physiques et techniques est ainsi créée: c'est la création de couches SIG de potentiel par filière.

Le potentiel de chaque zone pour chaque filière est calculé en réalisant la somme pondérée des coefficients de pondération de la couche pour la filière croisée à la valeur de la zone élémentaire.

Les résultats des calculs sont stockés dans la couche SIG de synthèse «physique et technique» permettant ainsi sa représentation cartographique et toutes les analyses propres aux outils SIG.

Les cartes issues de ce calcul sont nommées dans l'outil de visualisation: «cartes de potentiel».

HIÉRARCHISATION DES PARAMÈTRES.

La liste des paramètres retenus communs et homogènes pris en compte dans l'outil SIG sont classés selon la terminologie suivante:

- Dimensionnant.

En règle générale ce sont des paramètres à prendre en compte, à étudier au niveau du projet et non pas au niveau des études amont, mais qui ne doivent pas bloquer de développement de la filière).

- Non dimensionnant.

Ce sont des paramètres qui représentent des enjeux et des usages qui ne sont pas impactés directement par les filières.

- Exclusion.

Les paramètres représentés par la terminologie «exclusion» sont des enjeux et usages incompatibles avec le développement de projets industriels de filières énergétiques en mer.

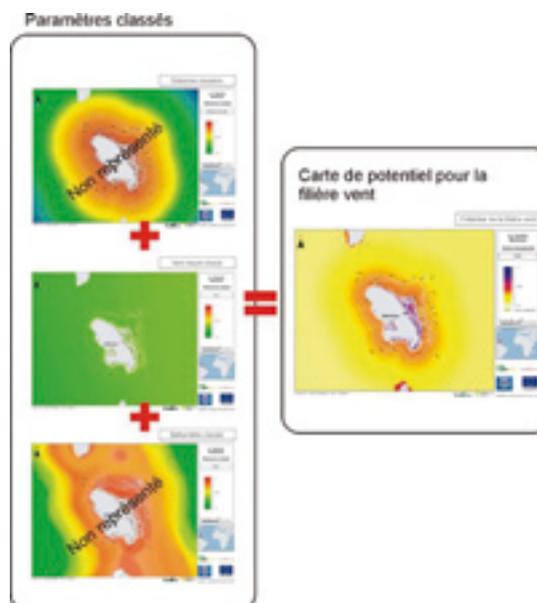
En annexe 5 de ce document, la synthèse de la hiérarchisation appliquée aux paramètres avant la création de la carte de synthèse et validée par le comité de pilotage est présentée.

CARTES DE SYNTHÈSE.

Les cartes de synthèse des zones favorables au développement des filières énergétiques en mer ont été créées par superposition des enjeux et des contraintes hiérarchisées et des potentialités techniques. Ces cartes sont réalisées par filière.

Comme les cartes de paramètres et des contraintes, les cartes de synthèse sont générées à partir de l'outil SIG, au

Figure 5. Schématisation de la combinaison des indices de faisabilité par paramètres - Carte de potentiel- ex Filière Vent.



format PDF et intégrées à l'atlas interactif, la mise en page du format (A4), le tableau d'assemblage ayant été validé par le comité de pilotage au préalable.

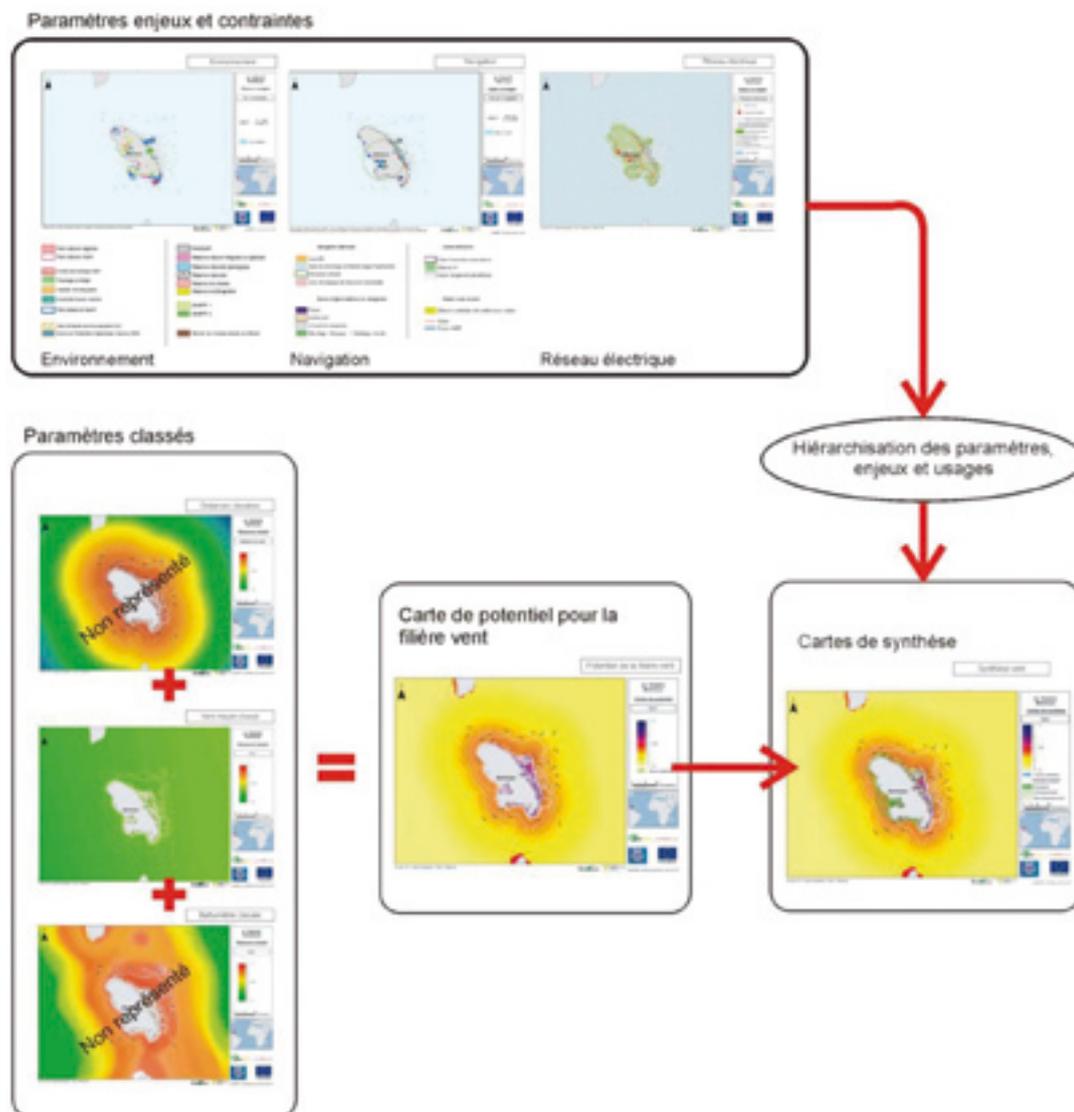
Le choix de sémiologie graphique suivant a été retenu en réunion de travail avec le comité de pilotage: les cartes de potentiel apparaissent en fond de plan, seules les zones d'exclusion ont une trame opaque masquant le potentiel de la filière en question.

Les cartes issues de cette superposition sont nommées dans l'outil de visualisation: «cartes de synthèse».

Le recueil de données dans les Régions Ultrapériphériques confronté à cette liste exhaustive a déterminé les données qui ont pu être effectivement prises en compte dans les cartes de synthèse du potentiel en énergies marines.

Les fonctionnalités de l'outil SIG créé dans le cadre de ce projet permettront l'évolution des paramètres considérés: en effet, la précision ou la pertinence des zones pourra être améliorée en fonction de l'évolution éventuelle des enjeux et contraintes considérées et leur intégration éventuelle dans l'outil.

Figure 6. Schématisation de la superposition des enjeux et contraintes hiérarchisés et des potentialités techniques - Carte de Synthèse - ex Filière Vent.



3.4. ÉTAT DES LIEUX DES ÉQUIPEMENTS DANS LES RÉGIONS ULTRAPÉRIPHÉRIQUES.

L'état des lieux par région des équipements existants montre que seule la centrale houlomotrice sur l'île de Pico utilisant l'énergie des vagues existe à ce jour, aux Açores, Région Ultrapériphérique. Ce projet est décrit dans l'état de l'art mondial des technologies en phase 1.

Les modalités d'utilisation de cette ressource sont décrites dans l'état de l'art.

3.5. PROBLÉMATIQUE TRANSVERSALE SPÉCIFIQUE AUX RUP LIÉE AU RÉSEAU ÉCLECTIQUE. *

L'insertion d'éoliennes dans un réseau isolé pose des problèmes plus contraignants que dans un grand réseau continental interconnecté. La puissance fournie par les éoliennes est par nature fatale. Les variations de vents se traduisent par de fortes variations de puissance fournie. Ces variations de puissance sont susceptibles également de provoquer des variations de tension, et ce d'autant plus que la puissance de court-circuit du réseau est faible. Et lorsque le vent dépasse une certaine valeur, l'éolienne se décroche du réseau, faisant passer sa puissance injectée de Pmax à 0. Lorsque la part de production de source éolienne n'est plus marginale dans un réseau isolé, il faut donc augmenter la réserve disponible sur les autres moyens de production afin de pouvoir garder le contrôle de la fréquence et de la tension, et d'éviter ainsi de dégrader la qualité de la fourniture à la clientèle voire des coupures. Par ailleurs, les éoliennes se protègent des incidents issus du réseau en se déconnectant plus rapidement que les autres moyens de production, par exemple sur baisse de fréquence ou de tension. Ces déconnexions aggravent la situation lorsque l'incident provient de la perte d'un moyen de production, pouvant entraîner alors le délestage de la clientèle.

Ces multiples contraintes incitent les gestionnaires de réseau isolé à limiter le taux instantané de pénétration d'éo-

liennes dans le parc de production. Ainsi, les autorités des Canaries ont réglementé le taux de pénétration éolien en limitant la puissance éolienne raccordée en fonction des heures de la journée (heures de pointe, heures pleines, heures creuses), avec des valeurs adaptées à chaque île de l'archipel. En Crête, l'exploitant PPC a fixé le taux maximal d'éolien à 30%.

Ce taux de 30% de la puissance appelée sur le réseau a également été retenu par EDF SEI. Il ne concerne pas les puissances installées, qui peuvent être supérieures, mais bien les puissances injectées à chaque instant. Cette contrainte, qui n'est encore que potentielle en juin 2005, ne pourra apparaître que lorsque la puissance installée dans une île sera supérieure à 30% du creux de consommation.

En pratique, la priorité d'injection sera donnée aux parcs éoliens les plus anciens. Les parcs les plus récents seront déconnectés pendant les heures creuses.

Les besoins de production d'énergie dans les DOM couvrent la production de base et le suivi de la courbe de charge, sur laquelle on constate deux pointes, presque égales: celle de jour, liée principalement à la climatisation dans le tertiaire, et celle de soir, liée aux consommations domestiques: éclairage, cuisson, audio-visuel, eau chaude, climatisation.

En raison des spécificités géographiques des zones non interconnectées ZNI, notamment leur faible taille, la production d'électricité y est plus coûteuse qu'en France continentale par exemple. Pour ce motif, l'article 5 de la loi du 10 février 2000 en France, rend éligibles à la CSPE (compensation des charges de service public de l'électricité) les surcoûts de production dans les ZNI qui ne sont pas couverts par les tarifs réglementés de vente d'électricité (le montant des surcoûts constatés par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) en 2005 est de 446,4 millions d'euros, en très forte hausse par rapport à l'année précédente du fait de l'augmentation du prix des combustibles fossiles et de la consommation finale). Depuis le vote de la loi POPE (programme fixant les orientations de la politique énergétique Loi n°2005-781 du 13 juillet 2005), le montant de cette compensation est calculé en utilisant un taux de rémunération du capital investi fixé à 11 % par l'arrêté du 23 mars 2006. Le précédent système laissait à la CRE le soin de déterminer ce taux de rémunération, qui s'avérait insuffisant (7,25 % au 1er janvier 2006) pour permettre des investissements de production.

* Source: Direction des systèmes énergétiques insulaires.

En ce qui concerne les DOM, le rapport 2006 sur la PPI relève plusieurs défis électriques:

- La nécessité de mettre en œuvre des programmes ambitieux de maîtrise de la demande d'énergie au regard des forts taux de croissance de la consommation d'électricité constatés dans ces zones 79.
- Le déclasserment d'un nombre important des moyens de production thermiques dans un avenir proche du fait de l'entrée en vigueur de la directive «GIC», même si les grandes installations de combustion des DOM bénéficient de plafonds d'émissions adaptés à leur contexte.

De manière générale, la PPI met en évidence d'importants besoins en moyens de production dans ces territoires au cours des cinq prochaines années. Réunion et Mayotte sont, à cet égard, les zones dans lesquelles les besoins y sont les plus urgents. Certes, la PPI identifie des gisements d'ENR qui pourraient contribuer à la sécurité d'approvisionnement. Il n'en reste pas moins que l'extension de groupes thermiques existants ou la construction de nouvelles centrales seront nécessaires pour assurer la base et la pointe 81. Dans ces conditions, l'arrêté sur la PPI de juillet 2006 prévoit la mise en service de moyens importants, à l'horizon 2010 comme à l'horizon 2015.

Au total, ce rapport PPI constate que les besoins d'investissements dans les ZNI sont massifs. Elle juge comme

fondamental de respecter les orientations de la PPI pour assurer leur sécurité d'approvisionnement et indispensable de tirer profit des atouts dont elles disposent pour la valorisation des ENR.

Selon leurs caractéristiques (production aléatoire, en ruban, appelable à la demande) les sources d'énergies renouvelables pénètrent différemment dans le système énergétique.

Elles peuvent éviter ainsi:

- Des moyens de production de base (biomasse en ruban, hydraulique au fil de l'eau).
- Des moyens de production de base de pointe (hydraulique avec retenue d'eau).
- Diminuer la consommation de fioul (éolien).

Le photovoltaïque est particulier, car il y a concomitance entre les charges de climatisation en journée et l'ensoleillement, et la taille et la dispersion des systèmes permettent un foisonnement. Ainsi, il participe à éviter des moyens de production de pointe de jour.

Sur des systèmes énergétiques disposant déjà de retenues d'eau (Guyane, Réunion), les productions aléatoire et l'éolienne permettent d'économiser non pas du fioul, mais de l'eau qui reste disponible pour les pointes, et impactent indirectement sur les investissements en moyen de production, à l'image d'une production en ruban.



4 Contraintes Opérationnelles et Économiques

4.1. CONTRAINTES GÉNÉRALES DE CONSTRUCTION.

Le premier paramètre économique à intégrer est le coût total de l'investissement spécifique, exprimé en €/kW de puissance nominale. Cet investissement dépend de nombreux facteurs, des conditions locales, mais aussi de la taille et du nombre de machines, du type de structure utilisable, de la distance de raccordement électrique, en mer et à terre, etc.

Le deuxième critère économique est le coût de l'exploitation et de la maintenance, qui dépend du nombre d'équipements, de la fiabilité des équipements, ainsi que de la possibilité d'accéder aux équipements en toute sécurité pour l'entretien et les réparations.

Les principaux paramètres de caractérisation des sites sont: la ressource, la bathymétrie, la géologie, les possibilités de raccordement électrique et les zones de protection environnementales. Les zones touristiques, les conflits d'usage, l'impact visuel... sont à prendre en compte également.

4.1.1. Éolienne offshore.

Les données exploitées dans le cadre de cette étude et les questionnaires remis aux professionnels montrent que les éléments prépondérants sur les investissements nécessaires pour la réalisation d'un parc éolien offshore sont : la bathymétrie et la nature du sol.

NATURE DU SOL ET CHOIX DES FONDATIONS.

Le coût des fondations est l'un des plus importants (approximativement 30 % du coût total) et la variabilité dans la géologie du fond marin influence directement le coût final du projet. Il est ainsi nécessaire de réaliser au préalable une étude géophysique pour caractériser le fond marin, puis au moment des études de détail d'effectuer une étude géotechnique (d'un coût élevé) pour affiner cette caractérisation, en plus des études de potentiel classique (étude des différentes charges du vent, marées, houles, ...).

En fonction des résultats de ces études, d'autres solutions que les fondations type mono-pieux peuvent être envisagées, même si ce dernier est actuellement le plus souvent retenu (Kentish Flat UK 2005, Barrow UK 2005/06).

Les alternatives possibles sont:

- Embase gravitaire: cette technique requiert une préparation du sol marin importante et ne peut pas être utilisée dans tous les cas. En revanche, à faible profondeur, le coût de ce type de fondation est inférieur à celui du mono-pieu.
- Structure tripode: elle est considérée comme la solution idéale dans les cas de fonds marins plus profonds. Néanmoins, elle est encore en phase d'étude et il n'existe actuellement aucune installation éolienne marine avec ce type de fondation (excepté une éolienne située à une distance et profondeur très faibles, 350 mètres de la côte et 6 mètres de profondeur).
- Mono-caisson à suction: ce type de fondation n'a été envisagé qu'à titre expérimental, avec des prototypes situés en faible profondeur.
- Éoliennes flottantes: c'est une alternative totalement en phase expérimental.

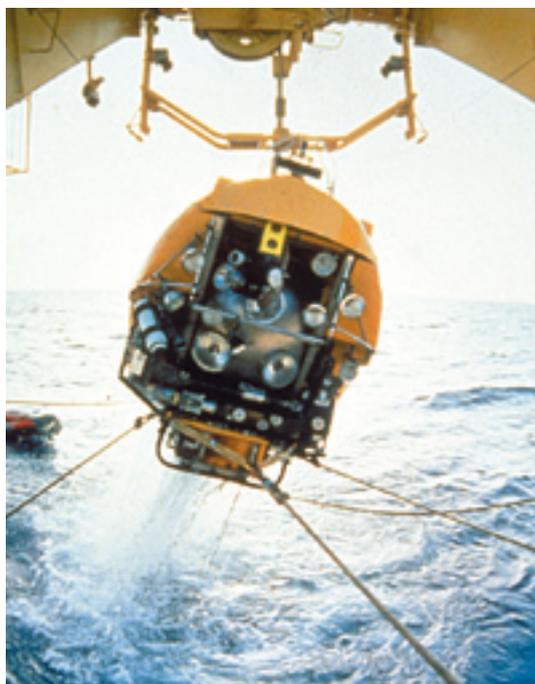


Tableau 2. Choix du type de fondation en fonction des conditions.

Profondeur d'eau	8 m	15 m	25 m	50 m
Distance à la côte	8 km	5 km	10 km	20 km
Type de sol	Sable sur argile	Couche de sable d'épaisseur faible sur un substrat rocheux	Couche de sable d'épaisseur faible sur un substrat rocheux	20 m de sédiments peu consolidés sur sédiments consolidés
Vent extrême (50 ans - 10 min)	50 m/s	50 m/s	50 m/s	50 m/s
Vagues extrêmes (50 ans)	8 m-10s	13m-13s	13m-13s	12m-12s
Courant maximum	1,7 m/s	2,4 m/s	1,8 m/s	0,6 m/s
Type de fondation retenu	Type mono-pieux	Embase gravitaire	Embase gravitaire	Structure tripode

Source: ADEME

CONTRAINTES BATHYMÉTRIQUES.

Techniquement il serait possible d'installer un parc éolien offshore à grande distance de la côte, mais les coûts et les pertes électriques seraient très élevées. En Allemagne il y a des projets envisagés à plus de 60 km de la côte, bien que cette distance a des impacts directs sur le coût final du projet, ainsi que le coût d'installation et d'entretien. De ce point de vue, les zones qui possèdent une bathymétrie sans plateau océanique (pente très forte) comme les RUP (hors Guyane) seront viables économiquement seulement après le développement des nouvelles technologies de fondation et la réduction des coûts afférents.

Les perspectives de développement des éoliennes offshores flottantes permettent de se soustraire des contraintes bathymétriques mais doivent prendre en compte d'autres forces susceptibles d'agir :

- Force horizontale du vent sur l'aérogénérateur.
- Force horizontale du vent sur la structure portante.
- Forces alternatives horizontales et verticales des vagues.
- Force horizontale du courant.
- Forces de rappel de la ou des lignes d'ancrage (horizontales et verticales).
- Forces verticales dues à la pesanteur sur tous les éléments, notamment les lests éventuels logés dans les fonds de la structure.
- Forces verticales dues à la poussée d'Archimède sur les flotteurs.
- Forces d'inertie provoquées par les accélérations.
- Forces induites par les effets gyroscopiques du rotor.

Les vagues maximales qui peuvent frapper les éoliennes offshores ancrées sont limitées en taille par la profondeur

d'eau. Des éoliennes flottantes implantées plus au large peuvent être soumises à des vagues exceptionnelles qui doivent être prises en considération.

AUTRES CONTRAINTES DE DÉPLOIEMENT.

La situation des ports maritimes de taille suffisante pour permettre l'acheminement des équipements n'est pas un facteur déterminant. L'existence d'un port de taille suffisante près du projet est néanmoins un avantage.

La taille des bateaux requis pour le transport et l'installation des éoliennes dépend des caractéristiques de chaque projet. Comme référence on peut prendre les caractéristiques des bateaux chargés de l'installation des éoliennes V90 dans le parc éolien en mer de Kentish Flats (longueur: 91,76 m / 21,6 m / profondeurs opérationnelles maximales: 14,3 m (longueur maximales des pattes du «Jack up») / tonnage Brut: 3,332 / tonnage net: 999).

4.1.2. Usines houlomotrices.

Les études consultées dans le cadre de ce projet et les questionnaires aux professionnels ont permis de montrer que les paramètres techniques dimensionnants pour l'implantation de l'équipement sont :

- Ressource Houle (potentiel de la ressource T de 8 à 12 s et h de 0,5 à 6m).
- Bathymétrie (et par conséquent distance, de 30 à 40 m à 150m selon les équipements).
- Conditions climatiques / Océano-météorologiques modérées: courant, vent, marée.

4.1.3. Hydroliennes.

L'analyse bibliographique et les questionnaires aux professionnels montrent que les paramètres techniques dimensionnants pour l'implantation de l'équipement sont :

- Ressource (courants forts).
- Conditions climatiques modérées (houle).
- Bathymétrie (faibles fonds < à 100 m).
- Nature des fonds / sédimentologie (sable ou caillou / qualité de mouillage).

4.1.4. Centrales Énergie Thermique des Mers (ETM).

L'analyse bibliographique et les questionnaires aux professionnels montrent que les paramètres techniques dimensionnants pour l'implantation de l'équipement sont :

- Ressource (Gradient thermique >15°C).
- Conditions climatiques modérées (courants de 0 à 2,5 m/s).

4.2. PRODUCTIBLE / RESSOURCE.

4.2.1. Éolienne offshore.

Le paramètre critique pour caractériser au mieux le potentiel d'un site est la vitesse du vent (en moyenne annuelle).

Une étude des options de marché pour désigner les fabricants les plus expérimentés dans l'offshore et avec la meilleure fiabilité a désigné pour 2007 Vestas et Siemens (antérieurement Bonus), soit le modèle Vestas V120 de 4,5 MW de puissance unitaire qui commencera à être commercialisée en 2009, de 120 mètres de diamètre de rotor et avec une hauteur de tour de approximativement 100 m.)

Une fois les études de vent finalisées, le choix se porte sur une machine la plus efficace en fonction d'une meilleure adaptation aux caractéristiques réelles du vent sur le site.

La densité d'éoliennes (puissance maximale en MW par kilomètre carré de fond de mer) est également un paramètre de décision. Pour faire le calcul de la densité de puissance, il est nécessaire de connaître la ressource éolienne (la vitesse, la fréquence et la direction), et ainsi pouvoir dimensionner le calcul du sillage des éoliennes. Néanmoins, la densité que l'on considère appropriée est inférieure à 10 MW/Km² (densité de 7 MW/Km² retenue pour le dimensionnement des installations).

Tableau 3. Table de densité de puissances.

Parc éolien	Pays	Date d'Installation	Éolienne	Aire Occupée	Puissance (MW)	MW/Km ²
Kentish Flats	RU	2005	Vestas V90 (3 MW)	10	90	9
Horns Rev	Danemark	2002	Vestas V90 (2 MW)	20,5	160	7,8
Nysted	Danemark	2003	Bonus 82 (2,3 MW)	24	165	6,8
North Hoyle	RU	2003	Vestas V80 (2 MW)	10	60	6
Scroby Sands	RU	2004	Vestas V80 (2 MW)	10	60	6

Source: Gamesa.

Pour éviter les effets de sillage sans disposer d'une caractérisation de la ressource éolienne du site, on pourrait estimer en supposant une disposition matricielle:

- Au moins 8 fois le diamètre du rotor de l'éolienne pour la distance nécessaire de séparation entre files (au moins 960 m pour la V120).
- Au moins 5 fois le diamètre de l'éolienne pour la distance entre éoliennes (au moins 600 m pour la V120).

Le rendement énergétique dépend de la ressource éolienne, de la zone d'implantation, de la planification, de l'entretien, des pertes électriques : entre 30-40%. Il est possible que dans le futur ce chiffre puisse augmenter grâce au développement de machines plus performantes au regard de la ressource éolienne et réduisant les temps de maintenance (moins d'arrêts et d'indisponibilités).

4.2.2. Usines houlomotrices et hydrocinétiques.

Les sites intéressants pour la production houlomotrice sont ceux dotés de profondeurs avoisinant les 50 mètres et proches du littoral. Des sites avec une ressource d'au moins 20 kW/m seront intéressants pour la rentabilité des exploitants.

Les coûts futurs des productions d'électricité à partir des énergies marines ont été étudiés dans l'exercice des coûts de référence de la DGEMP⁴, dont les hypothèses et les résultats suivent. Les efforts consentis par le passé ont permis de diminuer fortement les coûts de l'énergie houlomotrice, avec une baisse des coûts des systèmes conçus d'un facteur 5 en 25 ans. Le prix de l'investissement estimé couvre une fourchette très large de l'ordre de 1.000 à 5.000 €/kW, selon la technologie et les conditions des ressources locales (prix de démonstrateurs en 2007).

En accord avec les hypothèses prises pour 2010 et 2020 dans une étude pour le ministère de l'industrie britannique, on retiendra une hypothèse de coût d'exploitation annuel égal à 4% du coût d'investissement pour une durée de vie de l'équipement de 20 ans. On retiendra également l'hypothèse qui est faite de coût identique pour l'ensemble des énergies renouvelables marines, houlomotrice et hydro-cinétique.

Pour des filières en émergence comme celles qui sont étudiées ici, une hypothèse de taux d'apprentissage de 10% ne semble pas excessive dans la phase de maturation de la technologie. Cela conduit à une hypothèse de coût d'investissement (construction) de 1400 €/kW en 2015, auquel s'ajoutent des frais de maîtrise d'œuvre de 4% tenant compte notamment des coûts de sélection du site. Dans les calculs qui suivent, et en l'absence de législation fiscale clairement établie sur les types d'installations considérées, dans ou en dehors du domaine public maritime, on ne prend en compte dans les taxes que les charges centrales applicables à toutes les filières.

Le coût de production en 2015 d'une centrale houlomotrice ou hydro-cinétique serait de l'ordre de 59 €/MWh pour une durée annuelle de fonctionnement de 4.000 h.

Tableau 4. Coûts de production pour une usine houlomotrice ou hydro-cinétique.

	€/MWh	
Temps de fonctionnement	3.000 h	4.000 h
Actualisation à 5%	66,7	50,4
Actualisation à 8%	77,9	58,8
Actualisation à 11%	90,0	67,9

Source: Gamesa.

Comme l'investissement représente plus de 70% du coût de production et que le coût d'exploitation est supposé proportionnel au coût d'investissement, le paramètre clef est la baisse de coût d'investissement qui pourrait être atteinte d'ici à 2015: de 50 % dans l'hypothèse de référence relativement prudente en termes de taux d'apprentissage et de croissance du marché, jusqu'à 70 % pour un taux d'apprentissage de 15% et un développement plus rapide du marché mondial au-delà de 2010.

Dans ce dernier cas de développement rapide de la filière, le coût de production pourrait approcher 36 €/MWh en 2015 pour de bonnes conditions de ressource.

4.2.3. Centrales Énergie Thermique des Mers.

Près de la moitié de l'énergie solaire reçue sur terre est convertie en chaleur dans les eaux des mers tropicales. Une différence de température de 20°C entre les eaux de surface (plus de 25°C) et les eaux de profondeur (moins de 5°C) est suffisante pour mettre en mouvement un moteur thermique. Cette énergie renouvelable, appelée Énergie Thermique des Mers (ETM), pourrait satisfaire la totalité des besoins de la planète si elle était exploitée.

Des centrales expérimentales baptisées «OTEC» (Ocean Thermal Energy Conversion) de plusieurs centaines de kW ont déjà fonctionné plusieurs mois consécutifs. Elles opèrent très simplement: de la même façon qu'une machine à vapeur. Tout en produisant de l'énergie, une centrale OTEC peut fournir de l'eau douce, disponible à la consommation, et de l'eau de mer froide riche en nutriment, disponible pour l'aquaculture et le rafraîchissement des bâtiments.

Les nombreuses études japonaises, américaines et françaises concluent à la compétitivité potentielle de l'OTEC par rapport aux énergies fossiles comme le pétrole. Cependant,

4. Direction Générale Énergie et Matières Premières.

la puissance des centrales expérimentales est actuellement plus de dix fois inférieure à la taille de centrales économiquement viables. Des centrales OTEC de plusieurs dizaines, voire centaines, de MW sont techniquement faisables et pourraient être plus compétitives et acceptables pour l'environnement que les centrales à énergie fossile. Le faible rendement thermique de l'OTEC comparé aux machines thermiques classiques a conduit de nombreux entrepreneurs à croire que le procédé serait trop coûteux pour entrer en compétition avec les énergies fossiles. Mais la matière première —l'eau de mer— est gratuite, abondante, stable et ne nécessite ni confinement ni stockage. De plus, l'énergie thermique des mers est largement distribuée dans les mers intertropicales et disponibles 24 heures sur 24 tous les jours de l'année. Son exploitation ne produit ni déchet ni résidu toxique pour l'environnement et son développement permettrait de réduire considérablement les émissions de gaz à effet de serre. Le challenge actuel est de concrétiser les études qui ont démontré la compétitivité économique du concept.

Tableau 5. Estimation des coûts pour une centrale ETM de 100 MW.

Distance à la côte en km	Coût d'investissement en €/KW	Prix de l'énergie ETM en €/kWh
10	5.050	0,08
50	6.000	0,09
100	7.200	0,12
200	9.700	0,15
300	12.250	0,2
400	14.700	0,3

Source: OTEC Vega 1999.

Des températures de surface de l'ordre de 26°C et 4,5°C dans les profondeurs, soit un gradient thermique de près de 21,5°C, peuvent induire la production de 5 260 kW net pour une centrale thermique de puissance nominale de 5MW (Floating Hybrid OTEC plant). C'est la température de surface qui varie, la température des eaux profondes est pratiquement constante et l'on peut extraire 860 kW par °C. Si une différence de 20°C suffit pour le fonctionnement de l'OTEC, un écart supplémentaire de 1 à 2 degrés améliore la production électrique de 12,5 à 25%.

4.3. ALÉA CLIMATIQUE.

Notons au préalable que les équipements offshore, quel que soit la filière, sont et doivent être conçus pour résister aux conditions extrêmes d'utilisation. La durabilité des équipements est un élément majeur, dès le choix du concept et du design de base. Ce haut niveau d'exigence induit un surcoût significatif à l'investissement par rapport à des installations similaires implantées à terre.

4.3.1. Éolienne offshore

Les conditions de houles, courants et marées sont des facteurs déterminants pendant la phase de construction et de l'exploitation du parc.

- Éoliennes ancrées.

Les conditions météorologiques sont importantes pour planifier la construction d'un parc éolien en mer. Par exemple, les bateaux type «Jack Up» utilisés pour l'installation des fondations mono-pieu ont une contrainte par rapport à «la hauteur maximum» de 2 mètres de hauteur de vague. En conséquence, la programmation doit prévoir que la construction se déroulera dans une période favorable d'un point de vue météo (statistiquement). De la même façon, pendant la période d'exploitation du parc, il faut considérer que les conditions climatiques en mer ont une influence sur les coûts d'entretien et l'accessibilité des installations du parc. Cela peut avoir également un impact sur le taux de disponibilité du parc.

- Éoliennes flottantes.

Par définition, une structure flottante est une structure souple, qui est capable de se mouvoir dans l'espace. Cela crée des problèmes potentiels (fatigue des matériaux), mais apporte aussi des degrés de liberté dont il faut tirer profit (notamment lorsque la structure est libre de s'orienter dans le vent). De plus, comme les efforts dimensionnants s'exerceront dans une direction privilégiée (lors des tempêtes), on peut concevoir une structure aérienne destinée à résister plus particulièrement dans une direction, par opposition aux éo-

liennes terrestres qui doivent être capables de résister à l'effort maximal dans toutes les directions de l'horizon. Il peut en résulter un gain de masse substantiel.

Dans la même logique, on peut envisager des flotteurs profilés et orientables. Ceci conviendrait parfaitement à une structure multi-flotteurs. Les efforts de la houle seraient alors fortement réduits. En cas de vague déferlante exceptionnelle, des flotteurs profilés pourraient plonger sous la vague sans dommage. Les flotteurs pourraient être articulés sous la structure, ce qui éviterait d'induire des efforts de torsion dans la structure. Avec une éolienne qui s'oriente, la mécanique des nacelles se simplifie. Une ligne d'ancrage unique convient, à condition que l'on accepte que la position géographique de l'éolienne ne soit pas rigoureusement fixe et varie au gré des vents. L'amarrage sur le fond de la ligne d'ancrage est plus simple à réaliser que l'ancrage d'éoliennes fixes, et la nature du sol a beaucoup moins d'influence.

Enfin, la mobilité intrinsèque de l'éolienne flottante permet de réaliser l'ensemble du montage en zone abritée, ainsi que les opérations de maintenance lourde au prix d'un simple remorquage. Ceci est surtout vrai pour les éoliennes multi-flotteurs. L'ensemble des facteurs listés ci-dessus ouvre la voie à la conception d'éoliennes flottantes du type multi-flotteurs complètement nouvelles.

La seule chose certaine est que cette nouvelle génération d'éoliennes ne réutilisera pas les aérogénérateurs existants. Profitant de l'absence de contrainte concernant le bruit, les rotors pourront être bipales et tourner plus vite que les modèles actuels. Le coût des multiplicateurs sera diminué. Les rotors seront probablement sous le vent, ce qui permet d'accepter une grande déviation des pales. Plusieurs rotors pourront être assemblés sur la même structure. Un concept correspondant à cette démarche est d'ores et déjà envisagé. Remarquons enfin que d'autres matériaux que l'acier et le béton pourraient être utilisés dans le futur.

4.3.2. Usines houlomotrices.

Les systèmes de seconde génération pour des équipements de récupération de l'énergie de la houle seront des installations implantées plus au large avec des profondeurs

d'eau de l'ordre de 40 à 50 m, indépendantes de la nature du fond. Ils seront conçus pour survivre aux plus fortes tempêtes et la partie la plus lourde de la maintenance serait réalisée en zone abritée, impliquant un remorquage.

4.3.3. Hydroliennes.

Les hydroliennes doivent être prévues pour fonctionner en milieu sous-marin, et donc être de conception robuste et avec un minimum d'entretien. Les courants rapides n'existent que dans les profondeurs d'eau faible et à proximité des côtes. Les machines doivent donc être de taille modeste (rotors de 10 à 20 m de diamètre).

4.3.4. Une alternative aux installations fixes: les systèmes escamotables.

L'un des principaux inconvénients des équipements fixes est leur exposition aux événements météorologiques extrêmes, telles que les conditions cycloniques, et qui peut exiger des surcoûts de fabrication, d'installation et de maintenance considérables. La possibilité de recourir à des équipements amovibles, que l'on peut donc mettre à l'abri à l'annonce d'un cyclone, est donc une alternative intéressante.

L'exemple le plus représentatif à ce jour de ce genre de dispositif est le Pelamis d'Ocean Power Delivery Ltd, dont un module de 750 kW (puissance maximale, dépendant de la densité de puissance des vagues) est opérationnel. Ce système consiste en un ensemble de segments cylindriques linéaires articulés (longueur totale = 150 m, largeur = 4,7 m), à demi-immergés, et liés par des joints. Le mouvement des joints généré par les vagues, transversalement et en hauteur, met en mouvement un fluide hydraulique qui fait fonctionner un moteur. Plusieurs modules seraient installés ensemble, comme dans une ferme éolienne. Ainsi une ferme houlomotrice de 30 MW occuperait au plus une surface de 1 km² en mer. Ils sont conçus pour résister aux plus fortes tempêtes, mais la partie la plus lourde de la maintenance peut être réalisée en zone abritée moyennant un remorquage.

4.4. POSTE DE RACCORDEMENT.

La tension de raccordement de référence d'une installation de production est déterminée en fonction de sa puissance maximale, conformément aux arrêtés du 17 mars 2003 et 4 juillet 2003 relatifs aux prescriptions de conception et de fonctionnement pour le raccordement électrique à un réseau public de distribution ou au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique. De façon synthétique, on retient:

Tableau 6. Raccordement électrique au réseau public de distribution.

Classe de tension	Puissance de l'installation
HTA	≤ 12MW
HTB1 (50-90 kV)	≤ 50 MW
HTB2 (150 -225 kV)	≤ 250 MW
HTB3 (400 kV)	> 250 MW

Outre la construction de la ligne à partir du poste source, il est possible qu'un renforcement du réseau en amont ou la création d'un poste source au droit d'une ligne soit nécessaire. Il s'agit là d'investissements supplémentaires à intégrer au coût global du projet.

4.4.1. Éolienne offshore.

Les coûts dans le raccordement électrique à la côte englobent les coûts des câbles, les pertes électriques et l'installation du câble sur le fond marin. En conditions normales, ces coûts représentent environ 10 % du coût total du projet, bien que dans les installations de grande puissance et distantes de plus de 20 km les coûts de raccordement soient estimés à 15-20% du coût total de l'installation.

On peut envisager l'enfouissement du câble à 1,5 m du fond marin. Néanmoins les conditions géologiques du fond marin peuvent rendre cette option peu réalisable. C'est le cas de la réalisation de tranchées utilisant des explosifs. On peut également poser le câble directement sur le fond marin jusqu'à la côte, puis poursuivre le raccordement en enterré ou en aérien, au cas par cas. Dans tous les cas, une étude détaillée doit permettre de prendre les bonnes options.

4.4.2. Usines houlomotrices, hydroliennes et centrales ETM raccordées.

La pose du câble est ce qui génère le plus de coût dans le raccordement électrique. Il est nécessaire de solliciter un navire câblé pendant quelques jours. Ce poste de dépense dépend surtout de la taille des équipements. Il n'est donc pas possible de définir des seuils simples de viabilité économique sur ce critère. On privilégiera cependant les sites relativement proches de la côte et qui ont les caractéristiques techniques adéquates.

Il n'existe pas de type de câblage prédéfini. Il dépend de la nature du sol et des réglementations en vigueur sur la zone d'implantation.

4.5. UN ENJEU D'AVENIR: LE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE.

Le stockage, point faible du domaine énergétique, est pourtant un point clé pour l'essor des énergies renouvelables. Quand la source d'énergie est intermittente et que son utilisation se trouve dans un site isolé qui ne peut être raccordé à un réseau de distribution, le stockage est bien entendu indispensable. Cette nécessité n'est pas aussi évidente quand la source est reliée au réseau —cas de l'éolienne dans les pays industrialisés— mais le stockage va s'avérer indispensable dans l'avenir. En effet, avec la libéralisation du marché de l'énergie, de nombreuses sources délocalisées, le plus souvent d'origine renouvelable intermittente, seront raccordées au réseau et pourront être source de déséquilibre pour ce dernier. Pour pallier cet inconvénient, le stockage et la gestion intelligente de ces différentes sources sont la meilleure des solutions.

Actuellement, la production d'électricité est très centralisée. L'équilibre entre consommation et production est d'abord assuré par une gestion prédictive journalière et saisonnière des besoins mais aussi, quand la production de base s'avère insuffisante, par l'utilisation de moyens supplémentaires comme les centrales hydrauliques et thermiques. Ces centrales utilisent en fait elles aussi une énergie stockée : l'eau pour

les centrales de pompage-turbinage ou des énergies fossiles pour les centrales thermiques

Le type de stockage optimal est intimement lié à la nature de l'application et au type de production: un petit système dans un site isolé nécessitera de stocker de l'énergie de quelques dizaines de Wh et une grande centrale nécessitera un stockage de plusieurs MWh.

Par conséquent, les technologies de stockage répondant aux critères techniques et économiques seront nécessairement de types différents. Il existe de nombreuses technologies, mais la comparaison entre elles est rendue difficile, entre autres raisons, par la variété de leur degré de maturité. À ce titre, le Commissariat à l'Énergie Atomique a coordonné un réseau thématique européen, «Investire», ayant pour but de comparer différentes technologies de stockage en fonction de leur utilisation avec le souci d'évaluer les performances, les coûts et l'impact sur l'environnement. Ce réseau,

constitué de centres de recherche, d'industriels, de petites et moyennes entreprises et d'associations, a réuni trente-trois partenaires.

Neuf technologies ont été retenues pour cette étude : batteries plomb, batteries lithium, super-condensateurs, batteries à base de nickel (NiCd, NiMH), association électrolyseur/stockage d'hydrogène/ piles à combustible, volant d'inertie, batteries redox, air comprimé, batteries métal-air.

Les applications ont été classées en quatre catégories:

- 1 Application de faible puissance en sites isolés, essentiellement pour des alimentations de capteurs ou de bornes d'urgence.
- 2 Application de moyenne puissance en site isolé (systèmes d'électrification individuels, centrales de village).
- 3 Application pour la connexion au réseau avec lissage de pointes.
- 4 Contrôle de la qualité de la puissance.

Tableau 7. Spécifications des quatre catégories regroupant les technologies de stockage en fonction des applications.

Catégorie	1	2	3	4		
Autonomie	10 à 30 jours	1 à 10 jours	0,25 à 10 heures	2 secondes à 10 minutes		
Courant de Décharge Type	< 0,01* C ₁₀ ⁽¹⁾	0,02*C ₁₀ à 0,1*C ₁₀	0,25*C ₁₀ à 2*C ₁₀	100*C ₁₀		
Courant de Charge Type	0,05*C ₁₀	0,05*C ₁₀ à 0,2*C ₁₀	0,2*C ₁₀ à 0,5*C ₁₀	100*C ₁₀		
Gamme de Puissance	1 Wh à 100 kWh	10 Wh à 1 MWh	10 kWh à 1 MWh	1 Wh à 1MWh		
Nombre Type d'Equivalent Cycles pleins par An	20	50 à 100	100 à 400	300 à 1.000	3.000	100.000
Par Cycle	5%	10 à 30%	50 à 80 %	50 à 80 %		
Génération Électrique	Photovoltaïque	Hybrides avec générateur diesel	Photovoltaïque	Photovoltaïque éolien		
Applications Types	Capteurs, enregistreurs, de données, télécommunications	Forte demande de puissance: électrification rurale de type villageois	Faible demande de puissance type SEI (Systeme d'Électrification Individuel)	Lissage de Charge	Démarrage de Pompes	Unités pour le contrôle de la qualité du courant réseau

(1) * C₁₀ indique la quantité maximale d'énergie que l'on peut extraire d'une unité de stockage en 10 heures à un courant de décharge constant.

Source: CLEFS CEA.

Résultat: Dans la catégorie des petits systèmes (quelques kWh) en site isolé et faisant appel aux énergies renouvelables intermittentes, le critère essentiel est l'autonomie; et la batterie plomb reste le meilleur compromis entre performances et coût.

5 Conditions de Mise en Œuvre

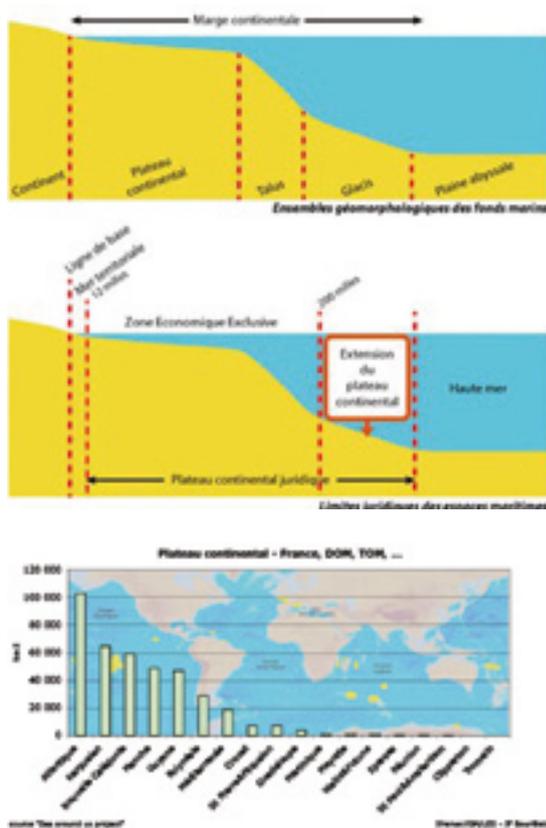
5.1. PRÉSENTATION DU CHAMP GÉOGRAPHIQUE ETUDIÉ ET DES RESSOURCES ÉTUDIÉES.

Le champ géographique de la présente étude couvre la zone littorale des Régions Ultrapériphériques et la zone maritime concernée par l'implantation d'unités de production électriques en mer. Il s'étend approximativement jusqu'à l'isobathe 150 m-200 m et est situé à l'intérieur de la Zone Économique Exclusive.

La Z.E.E. (Zone Économique Exclusive) est une étendue maximum de 200 milles comptée depuis les lignes de base et comprend la mer territoriale. Sur cette zone l'état riverain exerce :

- Des droits de souveraineté pour les fins d'exploitation, conservation et administration des ressources naturelles

Figure 7. Configuration bathymétrique ex de fond marin et surface du plateau continental des DOM.



vivantes et non vivantes, des eaux subjacentes, du lit marin et du sous-sol, et dans le respect des autres activités à fins économiques, comme la production d'énergie dérivée de l'eau, des courants et des vents.

- Une juridiction en matière d'établissement et d'utilisation des îles artificielles, installations et structure, en matière de recherche scientifique marine et en matière de protection et de préservation du milieu marin.

5.2. CADRE LÉGAL POUR LE DÉVELOPPEMENT DES PROJETS D'ÉNERGIE MARITIME.

5.2.1. Introduction.

La problématique principale retenue dans le présent chapitre porte sur les problèmes réglementaires associés à l'implantation d'un projet d'exploitation des énergies marines. Il n'est pas rappelé ici la juridiction concernant la production d'électricité à partir d'une ressource renouvelable (autorisation d'exploiter, obligation d'achat...).

Un projet de directive sur l'environnement marin érigera bientôt le pilier environnemental de la future politique marine de l'Union européenne. Celle-ci aura pour objectif la préservation de l'environnement marin, la prévention de sa détérioration, et sa restauration, dans le cas où cet environnement aurait été affecté. Les ministres des États membres en charge de ces domaines se sont mis d'accord sur un tel effort, lors du Conseil des affaires générales et relations extérieures du 23 juillet, dans le but d'obtenir et de maintenir le bon état des eaux de d'ici 2021. Le texte doit encore être relu par le Parlement dans le cadre de la procédure de codécision.

Cette directive vise à renforcer la cohérence et l'intégration des problématiques environnementales au sein de politiques, accords et mesures législatives en lien avec le milieu marin. Elle nécessitera une coopération au niveau régional.

5.2.2. Bases légales pour la juridiction des mers.

LES GRANDS TEXTES INTERNATIONAUX.

Hormis les grands textes relatifs à la protection de l'environnement, qui font pour la plupart l'objet d'une transposition en droit communautaire, un texte intéresse vraiment la présente étude: la Convention de Montego Bay.

Le texte de base en matière de droit de la mer est en effet la Convention des Nations Unies du 10 décembre 1982, dite Convention de Montego Bay. Elle régit pour et entre les 117 États tout ce qui a trait aux espaces marins depuis les questions de délimitations jusqu'à celles de la maîtrise de l'environnement et d'exploitation des fonds marins, en passant par la recherche scientifique, les activités commerciales, la technologie et les règlements différents touchant les problèmes de la mer.

ZONE D'APPLICATION DE LA SOUVERAINÉTÉ DE L'ÉTAT.

Le découpage des zones maritimes, confirmé ou créé par la Convention de Montego Bay est le suivant:

- Les eaux intérieures: elles sont comprises entre la ligne de base (frontière) et le territoire national. L'État peut y imposer des réglementations au même titre que sur son territoire national.
- La mer territoriale peut s'étendre jusqu'à 12 milles de l'État côtier. La souveraineté de l'État côtier s'étend au-delà de son territoire sur cette zone maritime qui comprend le fond et le sous-sol de la mer, la colonne d'eau et l'espace aérien subjacent.
- Le plateau continental est constitué par le sol et le sous-sol de la mer au-delà de la mer territoriale ; en l'absence de revendication par un autre État côtier opposé ou adjacent, ce plateau s'étend vers la haute mer jusqu'à 200 milles, et même au-delà (« plateau continental étendu ») si les caractéristiques géologiques du fond de la mer le permettent (art. 76 de la Convention de Montego Bay). Sur le plateau continental, l'État côtier a le droit exclusif d'exploiter les ressources du sol et du sous-sol.
- Les États côtiers peuvent enfin créer une zone économique exclusive (ZEE), qui peut s'étendre jusqu'à 200 milles

des lignes de base ; dans cette ZEE (qui comprend le fond et le sous-sol de la mer et la colonne d'eau), ils ont le droit exclusif d'exploiter les ressources vivantes ou non.

En conséquence, les limites de la présente étude se limitent aux zones pour lequel le droit international reconnaît des droits exclusifs sur l'exploitation des ressources énergétiques de la mer à l'État côtier.

COMPÉTENCES DE L'ÉTAT.

Sur ses zones de juridiction définies plus haut, l'État assume les 2 principales fonctions suivantes :

- Gestionnaire pour le compte de la collectivité des ressources publiques, l'État y définit les règles de gestion et les modalités d'usage des ressources, qu'elles soient renouvelables (ressources halieutiques, énergie...) ou non renouvelables (minéraux, hydrocarbures...) ; certaines compétences dans ce domaine sont partagées au niveau de l'Union Européenne.
- Régulateur des usages, il est responsable de la définition et de l'application des règles relatives à ces usages (réglementations sectorielles), et arbitre des conflits éventuels.

L'importance de ces rôles de gestionnaire et de régulateur augmente constamment depuis quelques décennies, et cette augmentation s'accélère depuis quelques années: les usages de la mer, naguère encore limités aux usages traditionnels (comme la pêche, le transport maritime et la conchyliculture, et la navigation en général), s'étendent désormais à un nombre croissant d'activités liées notamment au tourisme et aux loisirs, aux communications (câbles sous-marins), à la pisciculture marine, à l'extraction d'hydrocarbures et de matériaux, à l'aménagement littoral, et bien entendu à la production et au transport d'énergie.

5.2.3. Cadre légal pour le développement des Énergies Marines.

CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE.

Lors du Conseil Européen des 8 et 9 mars 2007 les chefs d'État et de gouvernement se sont engagés à ce que d'ici à

2020, près de 20% de l'ensemble de la consommation énergétique européenne soient issus des énergies renouvelables.

Par ailleurs, l'arrêté du 7 juillet 2006 de programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI⁵) fixe en France les objectifs de développement du parc de production électrique à l'horizon 2015. En matière d'énergie renouvelable, l'arrêté prévoit un développement des filières pour porter leur production à 21% de la consommation en 2010. Les objectifs par filière concernant les énergies renouvelables marines sont les suivantes:

Énergies Primaires renouvelables	Objectifs 2010 (en MW)	Objectifs 2015 (en MW) ⁶
Éolienne en mer	1.000	4.000
Hydraulique (y compris marémotrice et houlomotrice, hors pompage)	500	2.000

- Mise en place des tarifs de rachat de l'énergie.

L'article 10 de la loi n° 2.000-108 du 10 février 2000 précise en France que les conditions d'achat prennent en compte les coûts d'investissements et d'exploitation évités par ces acheteurs, auxquels peut s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs définis par cette loi.

Chaque filière fait l'objet d'un arrêté tarifaire spécifique pris par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie.

Les arrêtés tarifaires initiaux ont été pris en 2001, 2002 et 2003. De nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ont été définies en 2006 par les arrêtés du 10 juillet 2006 pour les filières suivantes : biogaz, énergie éolienne (dont l'éolienne en mer), énergie photovoltaïque, géothermie, et par l'arrêté du 1er mars 2007 pour la filière hydraulique (dont l'énergie houlomotrice et hydrocinétique).

5. La PPI est prévue par l'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. La PPI est la traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité.

6. Les valeurs retenues pour les objectifs 2015 comprennent celles retenues pour 2010.

CONTRAINTES D'USAGES ASSOCIÉES AUX ÉNERGIES MARINES.

- Des sites propices généralement situés en zone côtière.
 - Comme il a été présenté dans les premières phases de la présente étude, les zones côtières revêtent un fort intérêt pour le développement des énergies marines, notamment du fait:
 - De l'augmentation rapide du coût de connexion pour le transport de l'électricité jusqu'à la terre.
 - De l'augmentation rapide des contraintes techniques et du coût avec l'augmentation de la bathymétrie.
 - De la densité plus importante des courants (notamment des marées).

Tous ces points rendent donc d'autant plus intéressantes les zones proches des côtes (et notamment la mer territoriale) pour le développement des énergies marines. Or il s'agit de zones déjà très disputées par d'autres activités marines plus traditionnelles, donc des zones sensibles en termes d'impact de ces projets, d'où des risques de conflits pouvant nécessiter un arbitrage juridique.

- Des installations fixes.

Les installations de production d'énergie en mer sont fixes, ne serait-ce que de part le câble de transport d'électricité vers le rivage. Cet usage s'oppose à l'usage traditionnel de l'espace marin qui est nomade dans la majorité des cas: ils n'impliquent pas d'occupation permanente ou exclusive de l'espace.

Face à ce nouveau type d'usage de l'espace maritime, une nouvelle réflexion doit donc être menée pour éviter les conflits d'usage: cette réflexion ne fait que débiter.

DROIT COMMUNAUTAIRE APPLICABLE POUR LE DÉVELOPPEMENT D'UN PROJET.

Comme mentionné au paragraphe précédent, il n'existe pas de législation spécifique à ce nouvel usage qui est fait de l'espace maritime. Pour autant, on peut citer la directive n. 85/337/CEE modifiée qui constitue les bases du cheminement à suivre pour le développement de projets publics et privés sur l'environnement:

Cette procédure se scinde en trois phases:

1ère Phase: Maître d'ouvrage.

- Le projet: Les projets qui en raison de leur nature, de leur dimension ou de leur localisation sont susceptibles d'avoir des incidences notables sur l'environnement font l'objet d'une évaluation préliminaire. Le projet doit inclure:
 - Une description du projet et de l'environnement susceptible d'être touché.
 - Les éventuelles solutions de substitution prises en considération.
 - Les effets que le projet peut avoir sur l'environnement.
 - Les mesures prévues pour combattre ces effets.
- L'étude d'impact: L'étude doit permettre d'identifier, de décrire et d'évaluer les effets directs et indirects d'un projet sur:
 - L'Homme, la flore et la faune.
 - Le sol, l'eau, l'air, le climat et le paysage.
 - L'interaction entre les facteurs précités.
 - Les biens matériels et le patrimoine culturel.

Elle constitue un moyen d'acquisition et d'analyse systématique d'informations sur les effets potentiels d'un projet et a pour but de faciliter le processus décisionnel.

2ème Phase: Autorité compétente à délivrer l'autorisation – public.

- Consultation préalable: Elle consiste en une transmission des informations aux autorités compétentes en matière d'environnement et au public intéressé qui doivent exprimer leur avis avant l'exécution du projet.

Les informations doivent aussi être transmises aux autres États membres lorsqu'un projet peut avoir des incidences sur l'environnement d'un autre État membre, ou lorsqu'un État membre susceptible d'être affecté par le projet, en fait la demande.

- Avis du public, des autorités compétentes et des autres États.

3ème Phase. Autorités compétentes à délivrer l'autorisation.

- Autorisation: Elle consiste en la décision de l'autorité compétente qui tient compte de toutes les informations

recueillies et des avis obtenus. Elle est transmise au maître d'ouvrage.

- Information: Le public de même que les États membres intéressés se sont informés de la teneur de la décision.

Cependant, la directive ne précise pas la manière, au plan de la procédure et/ou de la méthodologie, dont la portée de chaque évaluation doit être déterminée, elle est laissée à la discrétion des États membres.

UNE SOLUTION JURIDIQUE EN GESTATION:

EXEMPLE DE LA FRANCE.

Il n'y a en effet pas actuellement en France de cadre général pour la régulation des usages en mer; on y observe la superposition de plusieurs régimes:

- Régulation de la navigation: Le cadre commun pour la régulation des activités «nomades» est celui de la navigation: les règles de navigation permettent en effet normalement de gérer les conflits ponctuels entre usages. Ce cadre est applicable aux activités de même nature (par exemple, le transport maritime), mais il offre aussi une solution aux conflits (généralement passagers, s'agissant d'occupation temporaire du même espace) entre activités différentes (par exemple, pêche et transport maritime ou navigation de plaisance), et permet de prendre en compte les contraintes propres à chaque usage (difficulté de manœuvre, risques, etc.), en évitant au maximum les exclusions permanentes contraires au principe d'accessibilité à tous de l'espace maritime public.
- Régulation sectorielle: Chaque activité est par ailleurs soumise à une régulation sectorielle, qui détermine les modalités de son exercice isolé, mais ne prend généralement pas en compte les conflits avec d'autres activités (même si progressivement ont été introduites ces dernières années dans ces réglementations sectorielles les préoccupations environnementales, il est impossible de traiter dans chaque réglementation sectorielle de tous les cas de conflit potentiel avec chacune des autres activités susceptible d'être concurrente des mêmes espa-

ces, des mêmes ressources ou susceptible de souffrir d'impacts négatifs).

- Régulation de l'usage permanent du fond de la mer territoriale («Domaine Public Maritime»). Le code du domaine de l'État offre enfin un cadre partiel pour la régulation des usages permanents du fond de la mer ; mais cette régulation est d'une part très incomplète, puisqu'elle ne concerne qu'une faible partie des zones maritimes sous juridiction nationale («domaine public maritime»), et d'autre part mal adaptée, puisqu'il s'agit d'une transposition quasiment sans adaptation des principes de la gestion du domaine terrestre de l'État, qui ignore naturellement les activités qui ne concernent que la colonne d'eau — c'est à dire l'essentiel des activités maritimes... Il est donc à craindre que cette procédure (rappelée en annexe) n'entraîne des situations conflictuelles ou un blocage au niveau préfectoral afin justement d'éviter des conflits d'usage.

On peut comparer la situation en mer à la situation à terre, où il existe un cadre unique, qui permet dans la grande majorité des cas d'éviter les conflits d'usage : c'est celui de l'urbanisme, qui s'appuie essentiellement sur la planification spatiale.

Mais cette partition de l'espace à deux dimensions n'est guère adaptée à l'espace marin:

- Contrairement à l'espace terrestre, majoritairement privé et dont l'utilisation est généralement réservée à un seul utilisateur (le propriétaire), l'espace marin est public, et doit rester le plus possible accessible à tous.
- La mer est un espace à trois dimensions, dont les usages ne peuvent pas se résumer aux usages du sol (la navigation, le transport maritime, la pêche, par exemple, utilisent pour l'essentiel la colonne d'eau, mais pratiquement pas le sol).
- Enfin, même à terre le cadre de l'urbanisme montre ses limites dès que l'espace est trop contraint (comme dans les zones urbaines, ou sur le littoral terrestre), ce qui est clairement le cas des zones maritimes côtières, où l'on peut généralement dénombrer plusieurs usages successifs et

légitimes du même espace (navigation de plaisance, navigation militaire, transport maritime, plusieurs types de pêche professionnelle, pêche de loisirs, extraction de granulats, etc.).

Au bilan, il n'existe pas en mer de cadre unique pour la régulation des activités, et le cadre terrestre de l'urbanisme n'est pas transposable efficacement.

QUELLE DÉMARCHE ADOPTER?

Au bilan, et dans l'état actuel du droit, les problèmes liés aux conflits d'usage en mer ne peuvent que s'aggraver, puisque les usages se multiplient, et qu'il n'existe pas de cadre satisfaisant pour la planification et la régulation de ces usages; le cadre terrestre de l'urbanisme est clairement inadapté en mer: d'abord parce qu'il ne permet pas un usage optimal par tous d'un espace public, mais surtout parce qu'il ne concerne que la planification (qui plus est, en deux dimensions seulement), qui n'est qu'un des aspects de la régulation. Il faut donc réfléchir à une modification profonde des principes de la régulation en mer, dans le respect du droit international, en privilégiant la concertation et l'approche intégrée, et en associant planification stratégique, planification spatiale et résolution dynamique des conflits d'usage.

Cette situation est clairement une source de blocage potentielle pour le développement des énergies marines: tant que n'existera pas de cadre adéquat de régulation générale, toute tentative pour implanter en mer côtière des parcs de production énergétique se heurtera au mieux à l'incompréhension, au pire à l'opposition des usagers traditionnels. En zone côtière, le cadre adapté est très vraisemblablement celui de la gestion intégrée.

En attendant que se développe ce cadre juridique intégré, il convient donc pour lancer dès maintenant des développements de s'appuyer sur les structures de régulation existantes (notamment le préfet maritime pour la France, représentant en mer —comme les préfets à terre— de chacun des ministres, et compétent pour rendre les arbitrages du ressort de l'État), et surtout de consacrer un temps suffisant à la connaissance du milieu, de ses usagers, et de leurs contraintes particulières:

- Privilégier la concertation très en amont : il est ainsi particulièrement maladroit d'annoncer le choix (même provisoire) d'un site maritime avant d'avoir rencontré tous les acteurs intéressés (particulièrement les usagers de la mer).
- Développer des projets pilotes, indispensables pour une évaluation réaliste des impacts et des conflits possibles, avant tout développement à grande échelle.
- Réfléchir aux synergies possibles (intra-sectorielles, ou transverses) susceptibles de faciliter l'acceptation des projets, ou d'optimiser l'usage d'espaces côtiers rares et disputés.

5.3. SOURCES DE FINANCEMENTS POTENTIELLES.

5.3.1. Financements pour la R&D des Énergies Marines.

Le présent paragraphe se focalise sur les énergies marines pour lesquelles l'effort de recherche reste le plus important à produire: on exclue donc les éoliennes offshore.

L'investissement consenti entre 1974 et 2004 par les pays de l'IEA (International Energy Agency) pour la R&D pour les énergies marines s'élevait à 0.8 milliards US\$ (sans éoliennes offshore). Il est intéressant de noter que plus de 50% de cette somme provient des États-Unis et que le pic budgétaire avait été atteint en 1980 (140 millions US\$).

PROGRAMMES NATIONAUX.

Il existe actuellement dans l'Union Européenne (RU, Danemark, Irlande notamment) et dans le monde (États-Unis, Canada, Japon notamment) différents types de financements nationaux ou d'organisations fournissant un support financier pour le développement des énergies marines. On pourra citer :

- Les gouvernements nationaux.
- Les autorités régionales et locales.
- Les agences gouvernementales de développement local.
- Des organisations commerciales.

Le programme de R&D financé par des gouvernements nationaux sont délégués aux départements compétents.

Les montants alloués dépendront de l'enveloppe globale ainsi que des besoins mis en évidence pour chaque projet. Généralement, il n'existe pas de programme spécifiquement focalisé sur les énergies marines, mais ouvert à différentes technologies incluant l'innovation, les énergies renouvelables ou la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Bien entendu, l'attribution de ces crédits dépendra des priorités nationales en termes de politique énergétique.

Les financements de R&D d'énergie marine dans les pays entrant dans le cadre de l'étude sont rappelés ci après :

- France.

Le programme énergétique français de R&D n'est pas très développé pour l'heure : les énergies marines n'ayant pas été identifiées comme axe prioritaire de recherche. Pour l'heure 2 projets ont été identifiés.

 - L'ADEME a fourni un financement au travers de son programme de Recherche, Développement et Innovation au projet SEAREV développé au sein de l'École Centrale de Nantes (énergie de la houle).
 - EDF a financé son propre programme de recherche sur l'énergie des courants intitulé «Hydroliennes en mer », l'objectif de ce programme étant d'évaluer la faisabilité du développement sur les côtes de l'hexagone et notamment en Bretagne et Cotentin. L'objectif final était d'aboutir à un projet pilote d'ici 2008. L'enveloppe financière de ce programme n'est pas communiquée.

- Espagne.

Comme en France, il n'a pas été recensé non plus de programme d'envergure pour la R&D des énergies marines en Espagne. À noter, un projet sur l'énergie marine de la houle et des vagues développées au large de Santona, sur la côte nord de l'Espagne.

Ce projet se fera en partenariat avec Iberdrola (60 %), compagnies électriques européennes et producteur d'électricité d'origine renouvelable, la société pour le développement de la Cantabrie, Sodercan (10 %) et l'Institut pour la diversification et les économies d'énergie, IDAE (10 %), Total (10%) ainsi que la société Ocean Power Technologies (OPT, 10 %) qui fournira la technologie, déjà en œuvre au large des côtes des États-Unis.

- Portugal.

La Stratégie Nationale Énergétique, établie en 2001, fixe un objectif de 9 680 MW de capacité de production supplémentaire à partir d'énergies renouvelables d'ici à 2010 avec 50 MW à partir de l'énergie de la houle.

Le soutien à la R&D provient de la Fundação de Ciência e Tecnologia (FCT), agence R&D rattachée au Ministère des Sciences et de l'Éducation supérieure, mais également de l'Agência de Inovação, agence rattachée au Ministère de l'Économie et de l'Innovation qui supporte les projets technologiquement innovants.

En 2006, dans le cadre de la Stratégie Nationale Énergétique et du Plan Technologique, l'Agência de Inovação a lancé le programme PRIME (Programa de Incentivos à Modernização da Economia) qui fournit un support financier au développement des énergies renouvelables. Le budget global du programme s'élève à 30 millions d'euros réparti selon les projets suivants:

- SIME (15 millions d'euros) : Système d'Incitations à la Modernisation des Entreprises.
- SIME RDT (5 millions d'euros) : Système d'Incitations à la Modernisation des Entreprises, Recherche et développement Technique.
- SIPIE (5 millions d'euros) : Système d'Incitations aux Petites Initiatives Commerciales.
- DEMTEC (5 millions d'euros) : Système d'incitation pour la réalisation de projets pilotes intégrant un système, procédé ou produit.

À noter que DEMTEC, déjà existant en 2003, a soutenu depuis le développement de plusieurs projets pilotes d'énergie houlomotrice : sur l'île Pico aux Açores, à Douro ou bien encore le projet Pelamis.

PROGRAMME DE R&D DE L'UNION EUROPÉENNE.

De façon générale, les points suivants ont été identifiés par l'Union Européenne comme devant être explorés pour permettre le développement des énergies marines:

- Définir les besoins de R&D à moyen et long terme, en intégrant les infrastructures de recherche et les standards.
- Amélioration de l'efficacité énergétique des unités de production.
- Validation des coûts de fonctionnement et investissement.
- Impact environnemental et écologique.
- Impliquer des grands groupes industriels pour minimiser les risques techniques et financiers et amener un soutien politique.
- Intégrer les utilisateurs (producteurs d'électricité) et l'association rassemblant l'ensemble des parties prenantes. Les sources de financement possibles sont multiple :
- Fonds structurels: le FEDER (Fonds Européen de Développement Régional) et le FSE (Fonds Social Européen). Dans chacun des trois Objectifs (Convergence, Compétitivité et Emploi, et Coopération territoriale), la Commission a proposé une série de thématiques. Pour les régions concernées par l'Objectif Convergence, c'est-à-dire celles dont le PIB/habitant est inférieur à 75% de la moyenne de l'Union européenne (les RUP étant concerné), quatre priorités ont été retenues : l'extension et l'amélioration des réseaux de transport, l'amélioration de l'environnement, la lutte contre l'utilisation intensive des sources d'énergie traditionnelles et enfin la santé.
- L'Objectif Compétitivité et Emploi regroupe sept priorités. Pour le volet compétitivité, il s'agira d'accroître les investissements de recherche, de faciliter l'innovation et la promotion de l'entrepreneuriat, de promouvoir la société de l'information et de faciliter l'accès au financement pour les entreprises innovantes. Le volet Emploi vise à attirer plus de gens vers l'emploi (actions d'insertion, de conciliation entre vie personnelle et vie professionnelle,...), améliorer l'adaptabilité des travailleurs et accroître le capital humain (formation,...).
- L'Objectif Coopération, enfin, comprendra deux priorités, la coopération transfrontalière et la coopération transnationale.
- 7ème Programme Cadre de Recherche et de Développement. Ce programme se veut complémentaire au PIC et aux fonds structurels. Le 7ème Programme Cadre, allant de 2007 à 2013, se divise en 4 sous-programmes: Coopération, Ideas, People et Capacities. Dans le cas de la présente étude, les program-

mes Cooperation et Capacities peuvent constituer des sources de financement.

- Le programme Cooperation comprend des financements allant de projets transfrontaliers jusqu'à la coordination de programmes nationaux. Ainsi le financement de la mise en œuvre de coopération internationale pour la recherche sur les énergies marines pourrait entrer dans ce cadre. L'énergie fait partie des 9 thèmes prioritaires de ce programme, et pourrait être éligible au titre de production d'électricité à partir d'une ressource renouvelable.
- Le programme Capacities constitue probablement la source de financement européenne la plus intéressante de ce programme pour la R&D des énergies marines dans les RUP puisque les objectifs principaux sont:
 - Infrastructures de recherche: optimiser l'utilisation et le développement des infrastructures de recherche.
 - Recherche au profit des PME: renforcer les capacités d'innovation des PME et leur aptitude à tirer profit de la recherche.
 - Régions de la connaissance: favoriser le développement de groupements régionaux sur la recherche ('clusters régionaux').
 - Potentiel de recherche: libérer le potentiel de recherche dans les régions de convergence de l'UE et les régions ultrapériphériques.
 - La science dans la société: rapprocher la science et la société pour assurer l'intégration harmonieuse des sciences et des technologies dans la société européenne
 - Soutien au développement cohérent des politiques de recherche.
 - Activités de coopération internationale: lancer des actions et des mesures horizontales en faveur de la coopération internationale.
- Programme-cadre pour l'innovation et la compétitivité (CIP).
Le CIP a pour objectif de fournir un cadre cohérent pour améliorer la compétitivité et le potentiel d'innovation au sein de l'Union européenne. Les actions soutenues par le programme-cadre appuient le développement de la société de la connaissance ainsi que le développement durable reposant sur une croissance économique équilibrée. Il ne s'agit donc

pas là de financer de la recherche technique ou des investissements de types infrastructure ou équipement, comme peuvent le faire les Fonds structurels ou le PCRD.

Les intérêts des petites et moyennes entreprises (PME) et l'éco-innovation constituent des priorités transversales et se reflètent dans l'ensemble du programme-cadre qui se décline en programmes spécifiques :

- Le programme pour l'innovation et l'esprit d'entreprise rassemble les actions visant à promouvoir l'esprit d'entreprise, la compétitivité industrielle et l'innovation.
- Le programme d'appui stratégique en matière de TIC a pour objectif de promouvoir l'adoption et l'exploitation des technologies de l'information et de la communication (TIC), pilier de l'économie de la connaissance.
- Le programme «Énergie Intelligente pour l'Europe» 2007-2013. Ce programme soutient les activités de promotion et de diffusion des meilleures pratiques dans le domaine des Nouvelles Technologies de l'Énergie.

UNIDO (UNITED NATION INDUSTRIAL DEVELOPMENT ORGANIZATION).

L'UNIDO a financé le projet pilote Kobold d'énergie marine (turbine à axe vertical pour les courants marins) à Messina. Ce financement a permis de couvrir les frais de démonstration de 2004 à 2005.

La République d'Indonésie ainsi que la République des Philippines ont manifesté leur intérêt pour le financement du même type de projet auprès de l'UNIDO.

EXEMPLE DE PPP: DÉVELOPPEMENT D'UNE PLATEFORME DE R&D.

Le développement d'une plateforme de test revêt un intérêt certain pour le développement des énergies marines et notamment pour des modules adaptés aux conditions particulières des RUP. Le principe de ce type de structure est de permettre aux développeurs de pilotes de venir tester leur appareil en s'affranchissant des coûts de connexion élevé ainsi que des difficultés d'obtentions d'autorisation d'installation.

L'EMEC (European Marine Energy Centre) basé en Écosse a été créé en 2003 et loue des zones de tests d'équipements

de production d'électricité: la connexion au réseau ainsi que des outils de mesure font partie de la prestation. Ce centre fonctionne comme une entreprise et a reçu des aides publiques pour son développement initial: on peut donc parler là d'un Partenariat Public Privé (PPP).

Bien entendu l'intérêt de la mise en place d'un tel centre doit être investigué avec précision et le marché global pour ce

type d'énergie doit notamment être mis en évidence dans le contexte d'étude que les RUP peuvent offrir.

FINANCEMENTS DE PROJETS COMMERCIAUX.

Les difficultés rencontrées dans le montage financier d'un projet d'exploitation des énergies renouvelables varient grandement en fonction du type, de la taille du projet ainsi que du

Tableau 8. Tableau récapitulatif des programmes PAN-H, BIO-ENERGIES, CO₂, solaire PV/ INES et PREBAT – exemple de financement source Direction de la Technologie ⁷.

Programme	Durée	Montant total	Aide publique Totale demandée	Crédit incitatif (moyenne annuelle)	Crédits incitatifs actuels (moyenne annuelle)	Programmes/organismes (financements possibles en cours)
PAN-H	2005-2010	600 M€	240 M€	40 M€	PACo (ADEME, FRT, Digitip): 10 M€/an	Min. recherche ADEME, CNRS, ACE, PCRD
BIO-ENERGIES	2005-2008	120-180 M€	60 M€	15 M€	ADEME (AGRI) 3 M€	ADEME (Agricole) CNRS, ACE* PCRD
CO ₂	2005-1010	150-200 M€	85 M€	10 M€ en 2005 15 M€/ an ensuite	RTPG 1M€ ADEME" 1M€	ADEME, BRGM, IFP CNRS, ACE* PCRD, IGP IGP
SOLAIRE PV/INES	2005-2010	120-150 M€	60 M€ au total (dont 30 M€ INES)	10 M€/an	ADEME (PV) 3 M€	ADEME, CEA, CNRS, EDF. Min. Recherche ACE* PCRD
PREBAT	2005-2010	235 M€	75 M€	5 M€ 2005 / 10 M€ 2006 / 15 M€ 2007 =suivantes	ADEME (Bât 2010): 2,5 M€	ADEME BÂT 2010 CNRS, ACE* PCRD

Source: Dirección de la Tecnología.

contexte économique local. Il n'existe donc pas de règle d'or pour le montage financier de ce type de projet.

Il est clair que les technologies mettant en valeur les énergies marines sont encore à un stade de développement, proche de la commercialisation pour certaines. Pour autant, même pour les technologies les plus avancées, leur compétitivité dans le contexte énergétique actuel reste soumise aux aides consenties par les États. Par ailleurs les conclusions de la présente étude porte sur des potentialités plus que sur l'identification d'un panel de projets bien ciblés.

Le présent chapitre ne pourra dès lors que se limiter à un rappel des axes du montage financier pour ce type de projet car cette réflexion paraît prématurée dans le présent contexte.

CONTRAINTES À PRENDRE EN COMPTE.

- Coût et rentabilité.

Les technologies économes et les ER ont un coût élevé au départ, dû notamment aux coûts de développement. Elles

ont aussi un ratio élevé du coût du capital par rapport aux coûts d'exploitation, et souvent une plus faible rentabilité ; elles présentent des risques accrus en comparaison d'autres investissements ou d'autres formes d'énergie, et nécessitent des financements à long terme à des taux raisonnables.

Il convient donc de mettre en valeur la rentabilité du projet: pour cela on devra bien entendu prendre en compte les aides et subventions mises en place par les gouvernements.

À noter que des tarifs de rachats pour les énergies marines ont été mis en place en France et au Portugal.

- Risques.
 - Les risques perçus dans le cas des Énergies Renouvelables:
 - Risques physiques et techniques liés à la nouveauté de certaines technologies, concernant le lancement des projets, la construction, l'exploitation, la maintenance.
 - Risques spécifiques à ER: disponibilité de la ressource, performances, demande pour l'énergie produite, sécurité des revenus.
 - Risques financiers tenant à la fiabilité du promoteur.
 - Risques commerciaux.

7. ACE: Action concertée Énergie 2003 du Ministère de la Recherche (DR) avec CNRS et DGA.

- Risques des pays (notamment risques macroéconomiques, réglementations environnementales) et naturels (cyclone dans le cas des énergies marines pour les RUP).

Les porteurs de projets n'ont pas eux-mêmes généralement la faculté de couvrir les risques de leurs emprunts. Une des clés du montage financier sera de répartir ce risque entre les sponsors, partenaires institutions d'aides. Pour cela, il sera important de mettre en place une campagne de promotion permettant d'attirer des investisseurs privés et donc partager le risque.

5.3.2. Exemple de fond d'investissement actuellement opérationnel.

On cite pour mémoire les deux fonds de financement actuellement actifs en France et au Portugal.

- FIDEME:

Le FIDEME est un fond d'investissement de 45 millions d'euros, doté à hauteur de 15 millions d'euros par l'ADEME et 30 millions d'euros par des investisseurs qualifiés. Il apporte un financement «mezzanine» entre les fonds propres des promoteurs de projets et la dette bancaire classique. Les

fonds apportés par l'ADEME dans le dispositif ne sont pas rémunérés et sont remboursés après ceux prêtés par les investisseurs qualifiés.

Le FIDEME finance des projets utilisant des technologies connues et éprouvées, et non des innovations technologiques dans le secteur des énergies renouvelables : pour l'heure, les énergies marines ne peuvent prétendre à ce type de financement, ces technologies doivent encore être éprouvées.

Le montant maximum du projet est limité à 2.25 millions d'euros. Un apport en fonds propre minimal de 10 à 20 % doit être observé. Le montant maximal de financement que le FIDEME peut apporter est limité à 20 à 25% du projet.

- NovEnergia:

Parmi les fonds d'investissements disponibles en Europe, figure le fond NovEnergia. Ce fond fait appel à des capitaux portugais qui impliquent la Banque Centrale Portugaise et des fonds de pensions. Le fond NovEnergia est fermé sur 12 ans: les actionnaires ne peuvent se retirer sur cette période. Les actionnaires ne touchent pas de dividendes car les bénéfices sont réinvestis à travers le fond. Le capital disponible est de 50 millions d'euros et la levée de fonds intervient dès qu'un projet d'EE/ENR est approuvé.



7 Recommandation sur les Études à Mener

7.1. VIS-À-VIS DU MILIEU.

Le recueil d'informations géomatiques et les entretiens réalisés dans le cadre de ce projet ont montré pour l'ensemble des RUP un manque de connaissance du milieu marin et notamment le milieu physique. Une campagne de modélisation fine et de mesure in situ par les services de l'État des régions est un premier pas vers le développement de ces nouvelles technologies qui permettra au développeur de définir le concept adapté au contexte local.

En Annexe sont présentés les comptes rendu des entretiens menés dans toutes les Région Ultrapériphériques.

7.2. VIS-À-VIS DES OPÉRATIONS.

Études préliminaires (mesures physiques in situ du potentiel, géotechnique, bathymétrie, ...):

- Réalisation d'une étude géophysique pour caractériser le fond marin et postérieurement une étude géotechnique (d'un coût élevé) pour caractériser le substrat du fond marin.
- Réalisation d'une étude des différentes charges du vent. Une étude initiale des sites obtenus par les études prospectives est à réaliser. Les informations différentes des tours météorologiques situées sur la côte est très utile si la qualité des données est suffisante. Pour cette phase initiale d'étude, les informations du réseau de Météo France remplissent les conditions requises.

L'industriel de développement de l'éolienne dispose des outils appropriés et des modèles météorologiques propres et un Département de Météorologie avec l'expérience dans la gestion et le développement de modèles météorologiques et techniques propres de prédiction. Grâce à ces techniques et le support des tours météorologiques de la côte, ils évalueront énergétiquement une série de sites et obtiendront la production prévue (MWh/an) dans chaque parc éolien marin.

Dans une deuxième phase d'évaluation énergétique, l'installation d'un mât de mesure en mer sur le site pour pré-

ser et définir précisément la ressource et donc la production électrique prévue. Le coût de cette installation est élevé (approximativement 1,2 M€) et par conséquent il est nécessaire d'avoir des garanties dans l'avancement du projet avant d'investir.

- Réalisation d'une étude préliminaire marées (statistiques).
- Réalisation d'une étude préliminaire des conditions de houles (statistiques):

L'industriel de développement de l'énergie houlomotrice dispose des outils appropriés et des modèles météorologiques propre et un département de météorologie avec l'expérience dans la gestion et le développement de modèles météorologiques et techniques propres de prédiction:

- Des levés topobathymétriques relativement précis (au sondeur multifaisceaux).
- Des mesures in situ de la houle et des courants.
- Une étude de faisabilité comprenant une étude d'agitation, des prédimensionnements et une évaluation des prix pour un type de système donné.
- Une étude géotechnique permettant de définir les caractéristiques des sols et comprenant une analyse précise des fonds basée sur des plongées.
- Les études d'impact faisant suite à l'AVP.
- Les procédures administratives (demande de concession du DPM, Enquête publique Bouchardeau...).
- Demandes de subventions (FEDER, ADEME...).

- Étude de définition.
- Faisabilité.
- Avant projet.
- Démarches réglementaires.
 - Étude d'impact.
 - Concertation publique.
 - Autorisation d'occupation du domaine public maritime.
 - Autorisation d'exploiter.
 - Procédure d'obligation de rachat de l'énergie.
- Projet. Maitrise d'oeuvre. Les études de maîtrise d'œuvre:

- Avant Projet (AVP), Projet.
- Document de Consultation des Entreprises (DCE), etc...
- Phase «Conception»:
 - Projet.
 - Assistance aux Contrats de Travaux.
- Phase «Travaux»:
 - Visa.
 - Direction de l'Exécution des Travaux.
 - Assistance aux Opérations de Réception.

8 Programme de Valorisation des Ressources Marines

Le projet vise à évaluer le potentiel de l'exploitation des ressources marines comme source d'énergie renouvelable.

- À partir de l'identification des techniques déjà développées ou en cours de développement dans le monde, et des conditions de fonctionnement existant en bibliographie (phase 1).
- Sur la base des résultats de l'outil d'aide à la décision SIG (Outil SIG «SIG RUP» d'évaluation de la faisabilité face à l'environnement) qui détermine les zones à fort potentiel par RUP, en se basant sur des données disponibles et homogène à l'échelle de la zone d'étude (phase 2) (l'outil leur est fourni, et permet l'insertion de nouvelles données locales ou des pondérations des paramètres de décision).
- Des études de cas sur la base de simulation par région des outils d'aide à la décision développés dans le cadre du projet (Outil VBA (Visual Basique développé sous Excel) «Module Eco») sont réalisées et proposées aux régions, l'outil leur est fourni.

Cette partie vise à proposer un scénario de développement énergétique technique visant à valoriser les ressources marines «Les filières énergie renouvelables marines les plus appropriées». Cette analyse est basée sur les résultats de l'outil SIG et fait ressortir les zones où le potentiel technique est supérieur à 80%.

Note: de multiples scénarios sont sans doute possibles, et ils dépendent des choix politiques de chaque région. Ce rapport a pour vocation de proposer une aide technique au choix de développement.

8.1. MÉTHODOLOGIE DE L'ÉLABORATION DES SCÉNARIOS.

L'élaboration des scénarios se déroule en plusieurs phases. La première consiste à analyser les résultats fournis par l'outil d'aide à la décision SIG et la détermination des zones à fort potentiel par RUP. Notre expertise nous a mené à retenir les zones dont le potentiel est supérieur à 80% du potentiel maximum.

Les conclusions de cette analyse permettent de retenir les filières les mieux adaptées et les potentiels énergétiques correspondant à la zone identifiée.

Les études de cas consistent à intégrer des données caractérisant les zones identifiées dans le SIG à l'outil économique «Module Eco» outil VBA (Visual Basique) développé sous Excel afin, sur la base d'hypothèses valables à un moment donné, de calculer la rentabilité. Cette analyse permet de comparer les différentes zones d'implantation et les filières à un moment donné.

Les hypothèses retenues pour les études de cas dans le module économique sont les suivantes:

- Les coûts d'investissement se basent sur l'analyse bibliographique et sur des équipements représentatifs qui ont une maturité technologique suffisante. C'est le cas du Pelamis 0,75 MW d'Ocean Power Delivery ou de l'éolienne Multibrid M5000 5MW qui par leurs retours d'expérience permettent d'avoir une approche de coûts relativement fiable.
- Les taux de rachat de l'électricité ont été fixés sur les derniers arrêtés de rachat de l'électricité par région (estimé sans autre information à 0,15 €/kWh).
- Les taux de subventions fixé à 50% se basent sur des exemples issus de projets R&D sur les énergies renouvelables ayant obtenus des aide sur des fonds du FIDEM (cf. chapitre 5.3).
- Enfin le budget d'investissement a été fixé à 200 millions d'euros pour permettre de comparer les filières entre elles. Le budget retenu permet ainsi de réaliser des projets dans toutes les filières, l'ETM nécessitant des investissements très importants pour atteindre un seuil de rentabilité.
- Un surcoût cyclonique de 10% a été retenu pour l'ensemble des RUPs. Ce surcoût a été retenu pour les secteurs Espagnols et Portugais afin d'estimer le Surcoût dues aux tempêtes pouvant survenir dans ces régions et qui peuvent avoir des intensités équivalentes à celles des tempêtes cycloniques.

Pour la récupération de l'énergie de la houle, nous avons choisi de retenir le Pelamis et nous nous sommes basés sur les spécifications données par le constructeur pour déterminer le taux de perte (20%) et l'emprise équivalente sur les vagues (7m) afin que la production soit équivalente à celle annoncée. Les coûts de maintenance ont été estimés à 3%, soit le double de ceux d'un OTEC (cf. rapport de VEGA).

L'outil «Module Eco» VBA permet alors d'analyser et de comparer les filières d'un point de vue économique à un moment donné caractérisé par les données de la bibliothèque. Ainsi à partir des données de sortie, il est possible de déterminer quelles sont les filières les mieux appropriées à la zone que l'on étudie.

Les critères suivants ont été retenus pour permettre la comparaison technico-économique des projets:

- Production énergétique en GWh/an.
- Seuil de rentabilité.
- Coût en € du kWh.

Un certain nombre d'hypothèse ont été prise en compte afin de permettre cette analyse économique :

- Sur la technologie, par le choix de paramètres techniques (densité de puissance, puissance nominale...).
- Sur les coûts d'investissement, une valeur minimale et une valeur maximale, qui permet d'envisager des hypothèses favorables et défavorables.
- Sur les surcoûts (bathymétriques, distances, cyclonique) avec une notion de seuil.
- Sur les coûts d'exploitation et de maintenance, les taux de pertes.
- Sur le tarif de rachat de l'énergie (estimation).
- Sur de taux d'actualisation.
- Sur le taux de subvention : retenu 50%.

Cette approche permet d'envisager la rentabilité d'une filière dans une région donnée, et de comparer les filières; cependant, elle ne permet pas de réaliser l'économie d'un projet en particulier: cette analyse ne doit pas être interprétée comme telle.

Cette analyse ne doit pas écarter le développement d'une filière car:

- Le potentiel (synthèse de l'outil SIG) reflète la somme (pondérée à 1) du potentiel de la filière au regard de la ressource, d'un critère lié à la bathymétrie et de la distance à la côte. Aucune pondération supplémentaire n'a été appliquée à un des paramètres. Il appartient aux décideurs d'appuyer tel ou tel paramètre en fonction de leur projet de développement.

Par exemple en intégrant un paramètre de pondération supérieur à 1 sur le potentiel lié à la ressource on peut favoriser le développement d'une filière particulière au-delà des autres aspects techniques donc économiques en augmentant mécaniquement sa valeur.

- Les hypothèses prises pour l'analyse économique de la filière sur une région sont accessibles également en mode «modification des paramètres» ce qui permet également aux décideurs de valoriser une filière qu'ils souhaitent développer.

Il est possible de modifier par exemple le taux d'aide fixé à 50%. Si le développeur s'engage auprès de lui sur des coûts d'investissements inférieurs aux valeurs bibliothèques (fournies de manière égalitaire sur l'ensemble des régions et à valeur par défaut sur le scénario le plus défavorable par rapport à la fourchette de la valeur disponible en bibliographie).

8.2. PERTINENCE DU PROJET ET DE LA TECHNOLOGIE PROPOSÉE.

Une synthèse de l'état de l'art est réalisée en 2.2, elle présente de manière succincte et non exhaustive les technologies actuellement déployables à l'échelle mondiale. L'approche comparative des filières technologiques, de leurs perspectives actuelles et des étapes successives nécessaires pour le développement d'un projet, ont permis d'esquisser la hiérarchisation suivante en fonction de l'état d'avancement technologique des équipements.

Tableau 9. Rappel du 2: Hiérarchisation en fonction de l'état d'avancement technologique.

Filière technologique	Stade de développement de la technologie	Hiérarchisation	Horizon de la maturité technologique (an)
Éoliennes ancrées	Réalisation - Commercialisation	1	disponible
Usines houlomotrices - Système à Corps Oscillant on shore	Réalisation	2	disponible
Usines houlomotrices - Système à Corps Oscillant off shore	Réalisation - Commercialisation	2	disponible / ou à 5 ans
Centrales ETM	Essais – pré-commercialisation	3	A environ 10 ans
Usines houlomotrices - Système à Corps Oscillant off shore	Essais prototype	3	A environ 10 ans
Usines houlomotrices - Système à déferlement off shore	Essais prototype	3	A environ 10 ans
Hydrolienne technologie Hélice	Essais prototype	3	A environ 10 ans
Hydrolienne technologie Venturi	Essais prototype	3	A environ 10 ans
Hydrolienne technologie roue à aube	Développement - Concept	4	A environ 10 - 15 ans
Hydrolienne technologie turbines Darrieus	Développement - Concept	4	A environ 10 - 15 ans
Éoliennes flottantes	Développement - Concept	4	A environ 20 ans
Éoliennes à bases flottantes	Développement - Concept	4	A environ 20 ans

En conclusion de cette hiérarchisation: en fonction des objectifs des régions de développer des projets en Recherche et Développement ou de faciliter le développement industriel de projets de production d'électricité, le choix de la technologie à privilégier est différent et ce tableau synthétise les informations pouvant aider à la décision.

8.3. FAISABILITÉ DU PROJET ET INTÉGRATION DANS L'ENVIRONNEMENT.

Le tableau suivant présente une synthèse pour l'ensemble des RUP de l'analyse des cartes issues de l'outil SIG:

- La carte présentant la ressource naturelle issue des données brutes nommées dans l'outil de visualisation «cartes traitées»: elles représentent le gisement disponible en énergie renouvelable sans aucune considération technique liée aux équipements.
- La carte de potentiel traduit l'exploitation des ressources naturelles par les équipements à ce jour disponibles ou en phase de recherche et développement dans le monde, tels que décrits dans l'état de l'art. Les paramètres techniques

et les coefficients de pondérations (pondération =1 retenue) appliqués sont précisés dans le rapport de spécification du système et issus des résultats des questionnaires aux professionnels des filières.

- La carte de synthèse qui intègre à la carte de potentiel, la notion de conflit d'usage et des enjeux environnementaux déjà identifiés et cartographiés par les régions. Une hiérarchisation de ces contraintes et de ces enjeux est effectuée et précisée dans le rapport de spécification du système.

Tableau 10. Synthèse préliminaire des potentiels par région et par filière.

	Houle		Gradient Thermique des mers		Vent		Courants de marées et courants généraux	
	Ressource	Synthèse des potentialités	Ressource	Synthèse des potentialités	Ressource	Synthèse des potentialités	Ressource	Synthèse des potentialités
Martinique	Moyenne à faible	Bonne potentialités: 75 - 80 %	Très forte	Très très bonne potentialités: 80 - 90 %	Moyenne	Bonnes Potentialités: 50 à 80%	Insuffisante	Potentialité nulle
Guadeloupe	Moyenne à faible	Bonnes potentialités: 60%	Très forte	Très très bonne potentialités: 80 - 90 %	Moyenne	Bonne à Fortes Potentialités: 50 à 80%	Insuffisante	Potentialité nulle
Guyane	Moyenne à faible	Potentialités faible à moyenne	Moyenne	Potentialités moyennes: 40 à 60%	Insuffisante	Bonne à Fortes Potentialités 50 à 80%	Insuffisante	Potentialité nulle
Réunion	Forte	Très bonne potentialités: 75 - 90%	Moyenne	Potentialités moyennes: 40 à 60%	Moyen à forte	Très bonne Potentialités 50 à 90%	Insuffisante	Potentialité nulle
Canaries	Moyen à forte	Très très bonne potentialités: 75 - 100 %	Insuffisante	Potentialité nulle	Moyen à forte	Très bonne Potentialités 50 à 90%	Insuffisante	Potentialité nulle
Madère	Très forte	Très très bonne potentialités: 75 - 100 %	Insuffisante	Potentialité nulle	Forte	Très bonne Potentialités 50 à 90%	Insuffisante	Potentialité nulle
Açores	Très forte	Très bonne potentialités: 75 - 85%	Insuffisante	Potentialité nulle	Forte à très forte	Très bonne Potentialités 50 à 90%	Insuffisante	Potentialité nulle

NB Cette synthèse ne prend pas en compte l'approche économique des scénarios de développement énergétique et représente une hiérarchisation relative aux données brutes observées sur l'ensemble des RUP.

8.4. CONTRAINTES OPÉRATIONNELLES ET ÉCONOMIQUES.

8.4.1. Éolienne Offshore.

- Éoliennes ancrées

Les conditions d'un bon site éolien offshore pour une éolienne ancrée sont les suivantes :

- Zone de bonne ressource éolienne (plus de 2700 h équivalent pleine puissance).
- Bathymétrie appropriée (actuellement inférieure à 20 m).
- Distance à la côte d'au moins 2-3 milles nautiques (1 à 2 km) pour les aspects visuels et paysagers.
- Bonne infrastructure d'évacuation électrique (raccordement + réseau).
- Fond marin avec un bon compactage, sans dureté excessive.
- Conditions météorologiques pas trop sévères.
- Absence de zones environnementale protégées.
- Absence de zones touristiques.
- Absence de conflits d'usage avec d'autres activités comme la navigation, la pêche, les activités, industrielles d'extraction de sables.

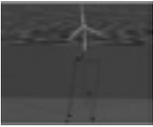
- Proximité d'un port industriel.

Ces conditions sont incompatibles avec celles observées pour les Régions Ultrapériphériques. A court terme, le déploiement d'éolienne offshore tel qu'elle est actuellement commercialisée n'est pas envisageable. L'intérêt pour les RUP est la recherche-développement sur les techniques alternatives, comme les éoliennes flottantes, afin de permettre à ces concepts d'émerger et ainsi de mettre en valeur leur potentiel en ressource vent.

- Éoliennes Flottantes.

Les caractéristiques mentionnées dans la littérature pour les différents concepts d'éoliennes flottantes ont été relevées et analysés à l'aide d'un modèle simple d'évaluation des volumes et des masses, en prenant en compte les diverses forces décrites au paragraphe 4.2.3 et les critères de non résonance à la houle et aux autres excitations mécaniques (Étude ADEME). Le cadre restreint de cette étude ne permet pas de discuter tous les résultats, mais simplement de tirer les conclusions principales.

Les éléments précédents permettent de dresser une comparaison préliminaire en termes de quantités de matériaux requis.

Illustration	Type	Cas considéré	Masse d'acier	Masse de béton	Ratio acier (kg/kW)	Ratio béton (kg/kW)
	Flotteur lesté (SPAR)	Éolienne inclinée sous le vent 5 MW	1.290 t	5.400 t	258	1.080
	Plateforme à lignes tendues (TLP)	NREL 5 MW	920 t	4.000 t	184	800
	Multi-flotteurs	Trifloater 5 MW	2.295 t	0	459	0

Résultats: les chiffres contenus dans les tableaux précédents semblent indiquer que le seul concept flottant susceptible d'avoir un avenir économique est la technologie «Plateforme à lignes tendues». Toutefois, il est bon de nuancer cette conclusion. Pour faire comprendre la complexité du problème, rappelons que les comparaisons ont été effectuées pour des éoliennes de 5 MW. Or, les effets d'échelle peuvent avoir des conséquences inattendues.

8.4.2. Usines houlomotrices.

La résistance et la durabilité de l'équipement sont des critères majeurs, dès le choix du concept et du design de base de ce type d'installation.

Il existe un seul modèle offshore commercialisé: le Pelamis développé par Ocean Power Delivery au Portugal. Le Pelamis est conçu pour résister aux plus fortes tempêtes et la partie la plus lourde de la maintenance serait réalisée en zone abritée, impliquant un remorquage.

Le système SEAREV[®] est conçu pour résister aux conditions extrêmes. C'est un facteur très important du développement de ce système. Le SEAREV est un système entièrement fermé sans aucun mécanisme en contact avec l'environnement extérieur, ce qui est un avantage dans les conditions extrêmes. Le système d'amarrage du système est étudié et dimensionné suivant les normes strictes de l'offshore pétro-

lier pour résister aux conditions extrêmes (études en simulation numérique et essais de résistance en bassin de houle). Le SEAREV peut ainsi être installé dans les sites présentant un très fort potentiel de houle et pourra aussi résister aux conditions extrêmes qui varient d'un site à un autre. Le SEAREV dispose d'un mode de déballastage d'eau pour réduire son tirant d'eau à moins de 5 mètres, pour remorquage à terre.

8.4.3. Hydroliennes.

La zone d'étude, qui couvre toutes les Régions Ultrapériphérique, ne présente pas de potentiel de ressource suffisant pour l'exploitation ou le déploiement des hydroliennes développées actuellement en Europe (courant supérieur à 2 m/s en vitesse annuelle moyenne).

8.4.4. Centrales Énergies Thermique des Mers.

Les centrales ETM sur barge semblent intéressantes compte tenu de la morphologie des côtes et des fonds.

Des systèmes combinés avec une désalinisation ou de la production d'hydrogène, modules indépendants non raccordables, semblent très attractifs, dans la perspective de programmes d'essais in situ dans la zone d'étude, compte tenu des potentiels énergétiques identifiés.

8.5. ELABORATION DES SCÉNARIOS PAR RÉGION.

8.5.1. Secteur France.

Martinique

État des lieux.

La consommation finale d'énergie de Martinique a été multipliée par 2,2 en 20 ans, du fait principalement:

- De la demande de transport (plus de 65 % de la consommation totale).
- Des usages spécifiques de l'électricité qui ont fortement augmenté (consommation x 3,7).

Les énergies renouvelables assurent 5% de la consommation d'énergie (bagasse, énergie solaire, micro hydraulique).

La progression de la demande en électricité a conduit la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) à lancer un appel d'offre remporté par la Compagnie de Cogénération du Galion; la future centrale thermique, basée à Trinité devrait produire 40 MW.

A l'horizon 2009-2010, un projet prévoit l'installation d'une centrale Bagasse Charbon, sur le même site.

Un projet de gazoduc transcaribéen est également à l'étude depuis 2002. Il doit relier Trinidad à cinq îles des petites Antilles (Barbade, Sainte Lucie, Martinique, Dominique et Guadeloupe).

Une promotion des énergies renouvelables est lancée par les différents acteurs pour parvenir à une meilleure maîtrise de la demande d'électricité. D'ici 2010, l'État Français a pour objectif de voir les énergies renouvelables représenter 21 % de la consommation nationale. Compte tenu des spécificités de l'île, cette proportion n'est aujourd'hui que d'environ 6%.

En 2005, le PRME (EDF/Région/ADEME) a poursuivi ses actions en faveur de la MDE (campagne de distribution de lampes à basse consommation).

En 1996, les ministères du logement, de l'industrie, de l'Outre-mer, EDF, l'ADEME et PROMOTELEC ont lancé l'opération ECODOM qui visait à améliorer le confort thermique des logements. Ce label est délivré aux constructions avec des critères liés à l'économie d'énergie. Le PRME, courant 2006 prévoit de supprimer ce label et de proposer une offre alternative.

Le contrat de projet État Région 2007-2013 (février 2007) prévoit trois axes en faveur des énergies renouvelables.

- Mise en œuvre d'un Plan Climat.
- Création d'un Observatoire Régional de l'Énergie et des Gaz à Effet de Serre.
- Valorisation des Énergies renouvelable.

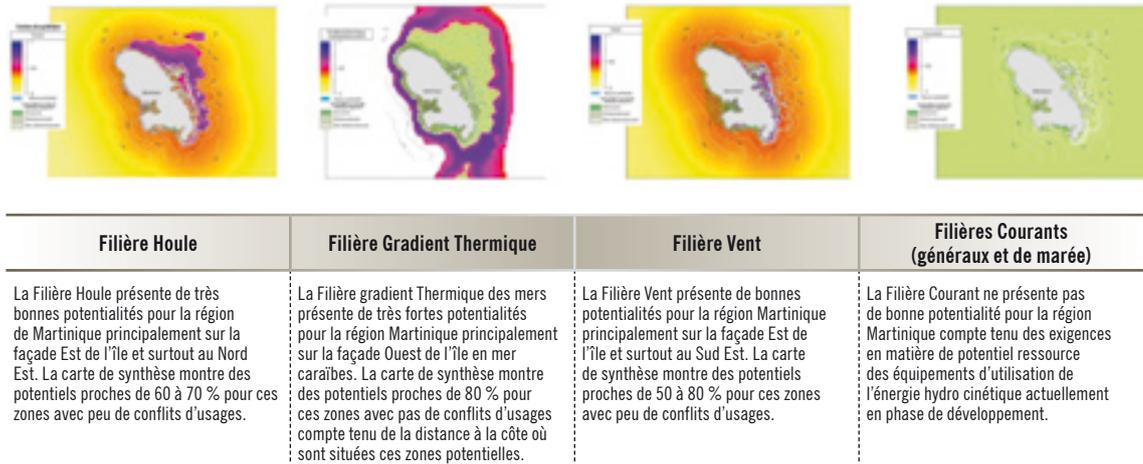
La proposition de création d'un Observatoire de l'Énergie et des Gaz à Effet de Serre en Martinique découle du constat de la faiblesse des données disponibles sur le secteur énergétique et du besoin de doter Martinique d'un outil d'évaluation et de suivi de la politique énergétique mise en œuvre.

Objectifs.

- Augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité en Martinique: passer de 5 à 13 % (ce chiffre dépend aussi de l'évolution de la consommation).
- Soutien aux projets innovants (énergie de la mer).

Analyse des potentialités.

Figure 8. Extraits des cartes de synthèse des Filières Houle, Gradient Thermique des mers, Vent et Courants (généraux identiques à marée en potentiel). Région Martinique.



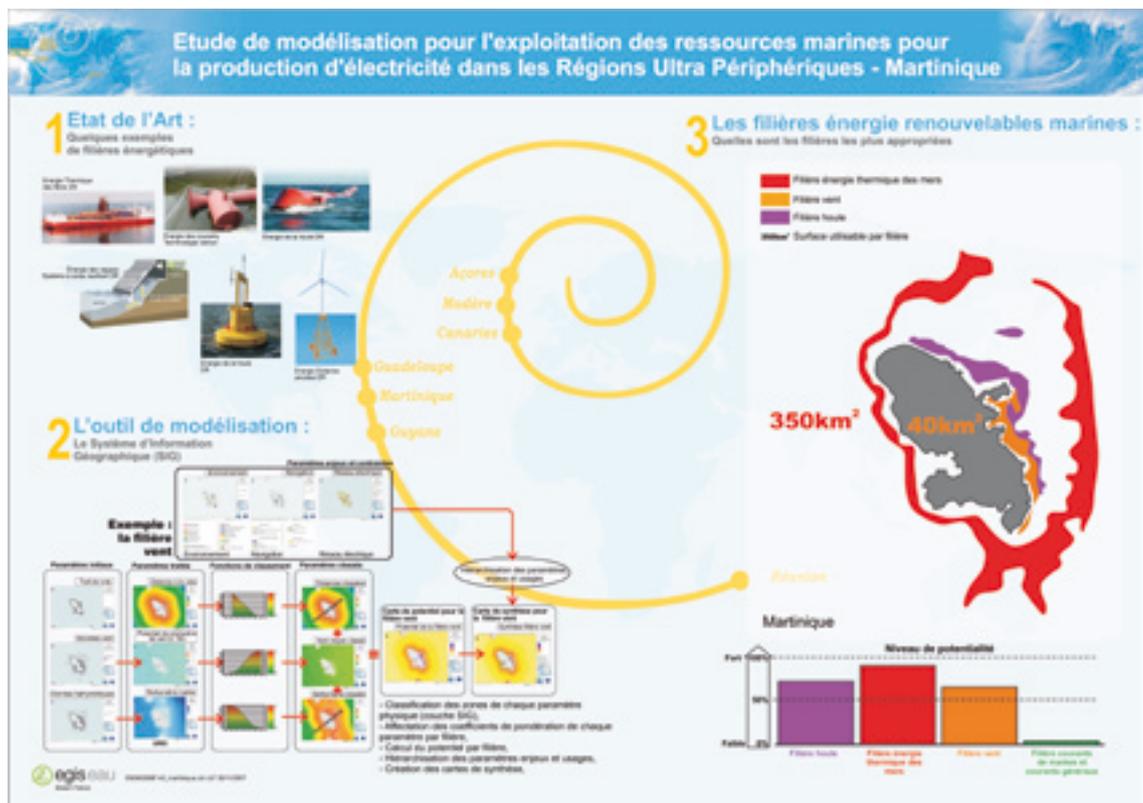
- Présélection des filières les mieux appropriées.

Les filières présentant les meilleures potentialités pour la région de Martinique sont les filières qui comptent des zones de potentiel supérieur à 80%, compte tenu des critères techniques retenus dans l'outil SIG.

Gradient Thermique: environ 350 km² de surface utilisable à l'intérieur de la zone étudiée.

Filière Vent: environ 40 km² de surface utilisable à l'intérieur de la zone étudiée.

Figure 9. Synthèse des potentialités. Région Martinique.



Guadeloupe

État des lieux.

En 2005, la production d'électricité en Guadeloupe (hors îles du nord) s'est élevée à 1 500 GWh. 86 % de l'énergie livrée sur le réseau est produite à partir des énergies fossiles Fioul et charbon); le solde soit 14 %, à partir des sources renouvelables notamment l'eau, le vent, le soleil, la chaleur des profondeurs de la terre et de la biomasse. Afin de réduire la dépendance énergétique de Guadeloupe, un Programme Régional de Maîtrise de l'Énergie a été élaboré dans le cadre du contrat-plan 2000/2006. La mise en place de cette politique s'inscrit dans le cadre du développement des énergies renouvelables et de maîtrise de l'énergie.

- La production d'électricité de base.

Le parc de production comporte d'une part, des équipements récents dont la disponibilité est bonne (au-dessus des 80% définie) et des moyens plus anciens (EDF essentiellement). Ces derniers, moins disponibles, sont en outre non-conformes à l'arrêté du 11 août 1999 (rejets atmosphériques). Ils bénéficient de dérogations dont les échéances arrivent à terme entre 2009 et 2011.

- La maîtrise de l'énergie.

La promotion de Lampes à Économie d'Énergie, d'appareils électriques performants, du label Ecodom et de la démarche HQE (Haute Qualité Environnementale) dans la construction, permettent de limiter l'augmentation de la consommation énergétique de l'île.

- Les énergies renouvelables produites en Guadeloupe.
- L'électricité d'origine hydraulique (production de 23,8 GWh en 2005).
- la centrale thermique bagasse-charbon (22% des besoins en électricité de Guadeloupe en 2005).
- L'énergie éolienne (10 fermes éoliennes pour une production de 24,6 GWh en 2005).
- La centrale géothermique de Bouillante (production électrique de 95,3 GWh en 2005).
- L'énergie solaire (plus de 4.000 installations dénombrées).

Il convient donc de développer les énergies renouvelables avec une ouverture d'échanges avec les pays de la Caraïbe.

L'ADEME et la Région Guadeloupe en partenariat avec EDF mènent depuis 1994, une politique de développement des

énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie qui a conduit Guadeloupe à avoir le mix énergétique le plus diversifié de l'ensemble des DOM.

Avec une moyenne de 5 % d'augmentation de la demande par an (pouvant atteindre 15 % sur certaines îles de l'archipel), le système électrique est confronté à la fois à des contraintes au niveau de la production, du transport et de la distribution.

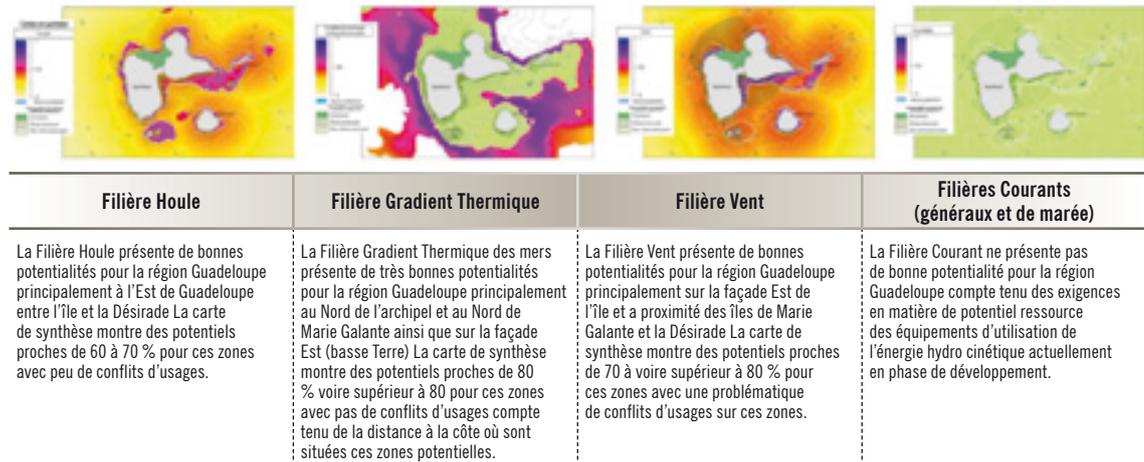
Le contexte énergétique régional est marqué par une forte croissance des consommations d'énergie. Cette évolution est encore plus marquée pour l'électricité dont les consommations ont augmenté au rythme de 4,8% par an sur la période 2000/2004. La réalisation et la mise en œuvre des actions proposées dans le cadre des contractualisations (programme opérationnel et contrat de projet) doivent permettre à la région Guadeloupe de tirer partie des gisements d'économie d'énergie et des ressources énergétiques endogènes dans une perspective de développement durable.

Le contrat de projet État Région 2007-2013 (février 2007) prévoit les axes suivants en faveur des énergies renouvelables.

- Lutte contre le changement climatique et maîtrise de l'énergie.
- La mise en place du pôle de compétitivité en Guadeloupe autour de la valorisation des ressources naturelles en milieu tropical, insulaire et à risques avec 2 axes de développement: matériaux et énergies renouvelables.
- Valorisation des énergies renouvelable. Les objectifs d'une plus grande autonomie énergétique et d'une meilleure sécurisation doivent être poursuivis. Afin de réduire la dépendance énergétique des hydrocarbures et de répondre aux besoins du développement durable, il importe de poursuivre une politique de maîtrise de la consommation d'énergie et le développement des énergies renouvelables pour lesquels Guadeloupe a développé un projet de pôle de compétitivité (éolienne, solaire, géothermie, bagasse, micro-centrales hydrauliques).
- La mise en œuvre du programme régional de maîtrise de l'énergie et de promotion des énergies renouvelables.
- Développer de nouvelles filières d'énergies renouvelables telles que la géothermie basse température, la biomasse, les énergies de la mer.

Analyse des potentialités.

Figure 10. Extraits des cartes de synthèse des Filières Houle, Gradient Thermique des mers, Vent et Courants (généraux identiques à marée en potentiel). Région Guadeloupe.



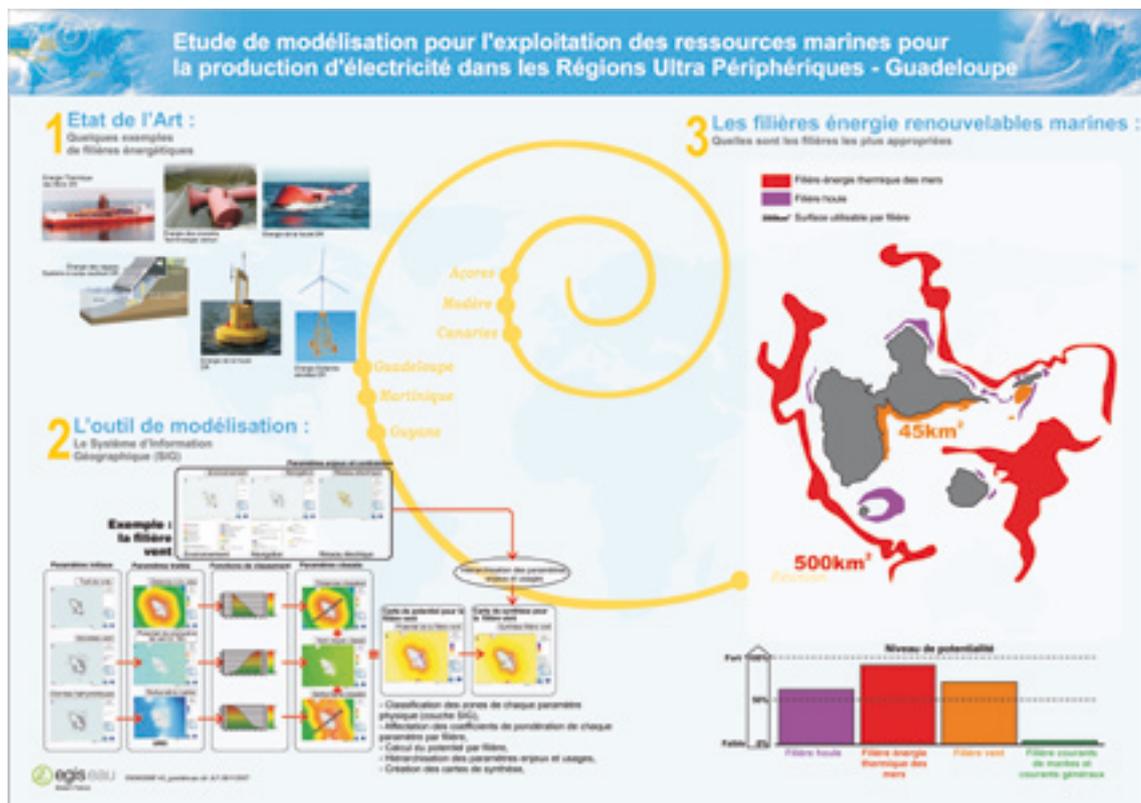
- Présélection des filières les mieux appropriées.

Les filières présentant les meilleures potentialités pour la région Guadeloupe sont les filières qui comptent des zones de potentiel supérieur à 80% compte tenu des critères techniques retenus dans l'outil SIG.

Gradient thermique: environ 500 km² de surface utilisable à l'intérieur de la zone étudiée.

Filière Vent: environ 45 km² de surface utilisable à l'intérieur de la zone étudiée.

Figure 11. Synthèse des potentialités. Région Guadeloupe.



Guyane

État des lieux.

Le taux de croissance énergétique annuel moyen a été de 3% sur la période 1995-2000, puis de 3,4% sur 2000-2004.

La consommation est très dépendante de la bonne santé du secteur spatial (le Centre Spatial Guyanais a représenté en 2003 directement 20% de la consommation).

Le développement des énergies renouvelables en Guyane est prévu dans le cadre du Bilan Prévisionnel Pluriannuel 2007-2015.

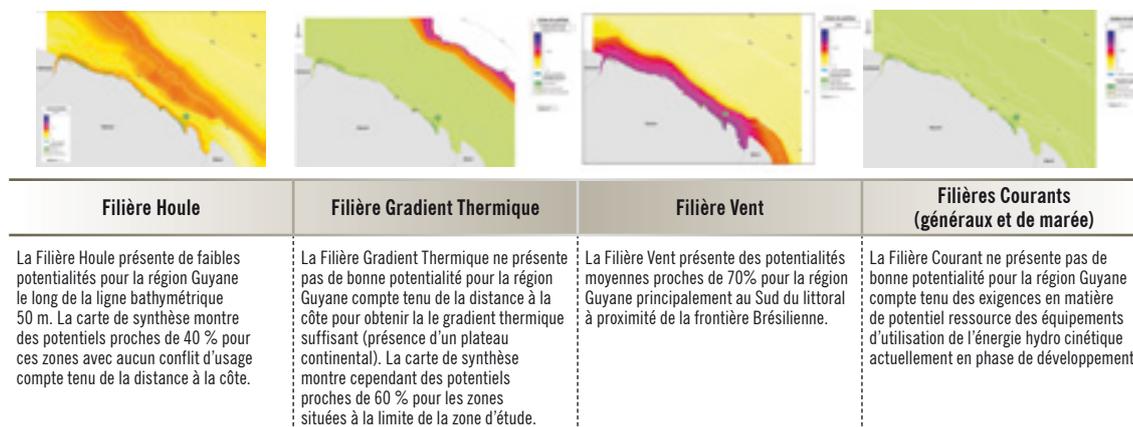
Tableau 11. Prévion de développement des EnR.

	2005	2010	2015
P installée (MW)			
Biomasse	0	2	5
Eolien	0	5	10
Photovoltaïque	0	5	10
Productible (GWh)			
Biomasse	0	15	38
Eolien	0	11	21
Photovoltaïque	0	8	17

Le déclassement à venir des diesels de Dégradation des Cannes engendrera la construction d'une unité de production d'énergie 100 MW. Le projet d'interconnexion Guyane-Surinam de 30 MW permettrait à la fois de satisfaire le prochain besoin de base identifié et d'améliorer la sécurité d'alimentation de Saint-Laurent du Maroni qui est aujourd'hui en antenne sur le réseau HTB du littoral.

Le problème de l'équilibre entre l'offre et la demande et de la sécurité du réseau électrique se pose spécifiquement en Guyane à cause de la forte proportion en énergie renouvelable hydraulique dans la production. Les raisons sont liées :

- À l'aléa d'hydraulicité.
- À l'aléa de disponibilité: manœuvre aléatoire de fonctionnement du parc thermique.

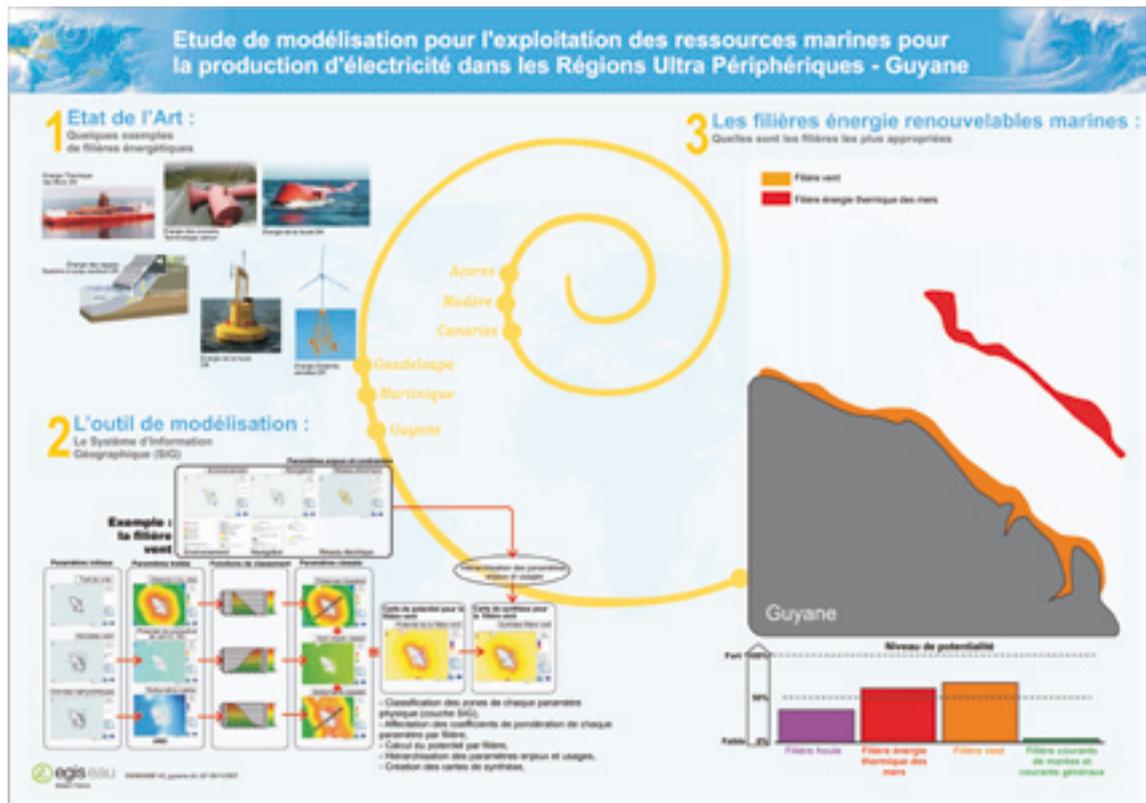
Analyse des potentialités.**Figure 12. Extraits des cartes de synthèse des Filières Houle, Gradient Thermique des mers, Vent et Courants (généraux identiques à marée en potentiel). Région Guyane.**

- Présélection des filières les mieux appropriées.

Aucune filière ne présente des potentialités supérieures à 80% pour la région Guyane compte tenu des critères techniques retenus dans l'outil SIG.

La filière vent présente cependant des potentialités moyennes proches de 70% pour la région Guyane principalement au Sud du littoral.

Figure 13. Synthèse des potentialités. Région Guyane.



Réunion

État des lieux.

La production électrique provient pour 64% des énergies primaires fossiles (pétrole et charbon) et 36% des énergies renouvelables (bagasse, hydraulique, solaire thermique, huiles usagées, autres ER (éolienne et PV)).

La production d'électricité est actuellement assurée par :

- Les centrales de bagasse-charbon de Bois-Rouge et du Gol.
- Deux centrales thermiques classiques du Port.
- Les centrales hydrauliques situées sur la Rivière de l'Est et le Bras de la Plaine.
- Le solaire (chauffe-eau).
- L'énergie voltaïque (centrales).
- L'énergie éolienne (parcs éoliens).
- La valorisation du bois d'énergie.

Le PRERURE est le Plan énergétique Régional pluriannuel de prospection et d'exploitation des Énergies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Énergie. Il définit sur une période de vingt-cinq ans le contenu d'une politique de demande et d'offre énergétique centrée sur l'amélioration de l'efficacité énergétique et la valorisation des énergies renouvelables disponibles à Réunion. L'Observatoire de l'Énergie Réunion (OER), animé par l'Agence Régionale de l'Énergie Réunion (ARER), s'inscrit dans le PRERURE mené par la Région Réunion. Outil d'observation et d'information sur la situation énergétique de l'île de Réunion, l'observatoire traduit la volonté des différents partenaires de se doter d'un instrument spécifique d'appui aux actions de maîtrise de l'énergie et de développement des énergies renouvelables ainsi que d'évaluation de ces actions. Certaines données fournies dans cet état des lieux proviennent du bilan énergétique 2006 réalisé dans ce cadre.

Ce PRERURE intervient dans un contexte marqué par une forte croissance des consommations d'énergie à La Réunion. La très forte augmentation de la consommation d'énergie primaire de l'île est principalement satisfaite par l'importation d'hydrocarbures et de charbon. En 2006, la consommation d'énergie primaire de l'île est de 1.208,5 Ktep (incluant le carburéacteur). En 2000, la consommation primaire d'énergie

(CEP) de l'île s'élevait à 1.043,5 Ktep⁹. En 2000, le taux de dépendance énergétique était de 81 %, en 2005 de 87% et en 2006 de 86%. Pour comparaison la consommation d'énergie primaire en France métropolitaine en 2006 est de 273,2 Mtep (en données réelles, c'est-à-dire sans correction climatique) soit 4 fois moins qu'à Réunion.

L'accroissement de la population, combiné à l'élévation du niveau de vie, entraînera une inflation de la demande en électricité de l'ordre d'environ 7% par an.

La production en énergie renouvelable augmente mais ne peut toutefois pas suivre et satisfaire l'explosion des besoins énergétiques. La part des ENR (Énergie Nouvelles Renouvelables), couverte principalement par l'énergie hydroélectrique, est passée de 50 % à 20% sur la période de 1981 à 2000. Dans un même temps, on note une très forte demande d'électricité et qui a été multipliée par 4,5 en 20 ans, passant de 390 GWh à 882 GWh (source: ADEME, Atlas de l'environnement). Aussi, à l'avenir, la priorité doit être donnée à la valorisation et au développement des déchets, la géothermie, l'électricité voltaïque et l'énergie éolienne et de travailler en parallèle sur la Maîtrise de la Demande en Énergie (MDE).

Avec un réseau électrique vulnérable, face aux conditions climatiques exceptionnelles, l'objectif est d'enterrer 90 % des nouveaux réseaux HTA.

La consommation d'énergie finale décrit les consommations des utilisateurs finaux (hors secteur énergétique). La consommation totale d'énergie finale s'élève à 846 Ktep et se répartit de la manière suivante en 2006:

- Électricité: 203 Ktep.
- Carburants pour les transports: 534 Ktep.
- Chaleur: 62 Ktep.
- Carburants et combustibles pour l'agriculture, l'industrie et le résidentiel-tertiaire: 47 Ktep.

9. Tonne équivalent pétrole (Tep): quantité de chaleur obtenue par la combustion parfaite d'une tonne de pétrole.

Le parc de production de l'île est présenté ci-dessus et traduit la puissance mise à disposition sur le réseau au 31 décembre 2006.

	Typologie	Puissance installée par centrale (MW)	Total puissance installée (MW)	Commune
Fioul Gazole	Centrale du Port Ouest: Moteurs diesel	125	228	Le Port
	Centrale du Port Ouest: TACs	62		Le Port
	Port Est: TAC	41		Le Port
Charbon Bagasse	CT Bois Rouge	100	210	St André
	CT Gol	110		St Louis
Hydraulique	Takamaka I	17	121	St Benoît
	Takamaka II	26		St Benoît
	Bras de la Plaine	5	Le Tampon	
	Langevin	4	St Joseph	
	Rivière de L'Est	67	St Rose	
	Bras des Lianes	2	Bras Panon	
Autres EnR	Ferme éolienne de Sainte-Suzanne	4	10	Ste Suzanne
	Ferme éolienne de Sainte-Rose	6		Ste Rose
	Systèmes photovoltaïques	3	3	Sur toute l'île*
		Total puissance installée (MW)	572	

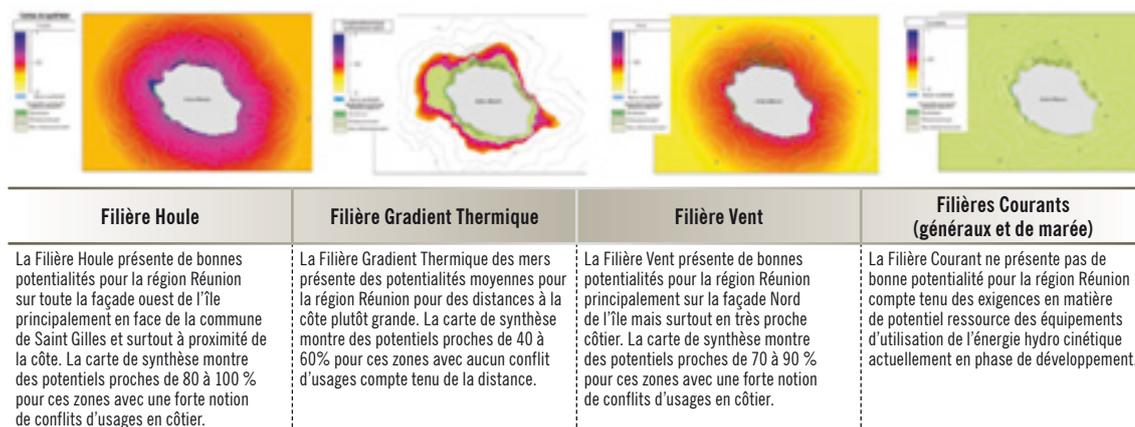
Source: EDF/CTBR/CTG. Auteur: OER.

Le parc de production de l'île est présenté ci-dessus et traduit la puissance mise à disposition sur le réseau au 31 décembre 2006. Le contrat de projet État Région 2007-2013 (2007) prévoit les axes suivants qui favorisent notamment le développement des énergies renouvelables:

- Soutenir la maîtrise de l'énergie, et favoriser la fourniture d'énergies respectueuses de l'environnement.

- Soutenir les entreprises en matière de protection de l'environnement et de maîtrise de l'énergie.
- Respecter l'environnement (utilisation de matériaux recyclables ou recyclés, économie d'énergie, normes HQE).
- Réaliser un plan de climat régional.

Figure 14. Extraits des cartes de synthèse des Filières Houle, Gradient Thermique des mers, Vent et Courants (généraux identiques à marée en potentiel). Région Réunion.



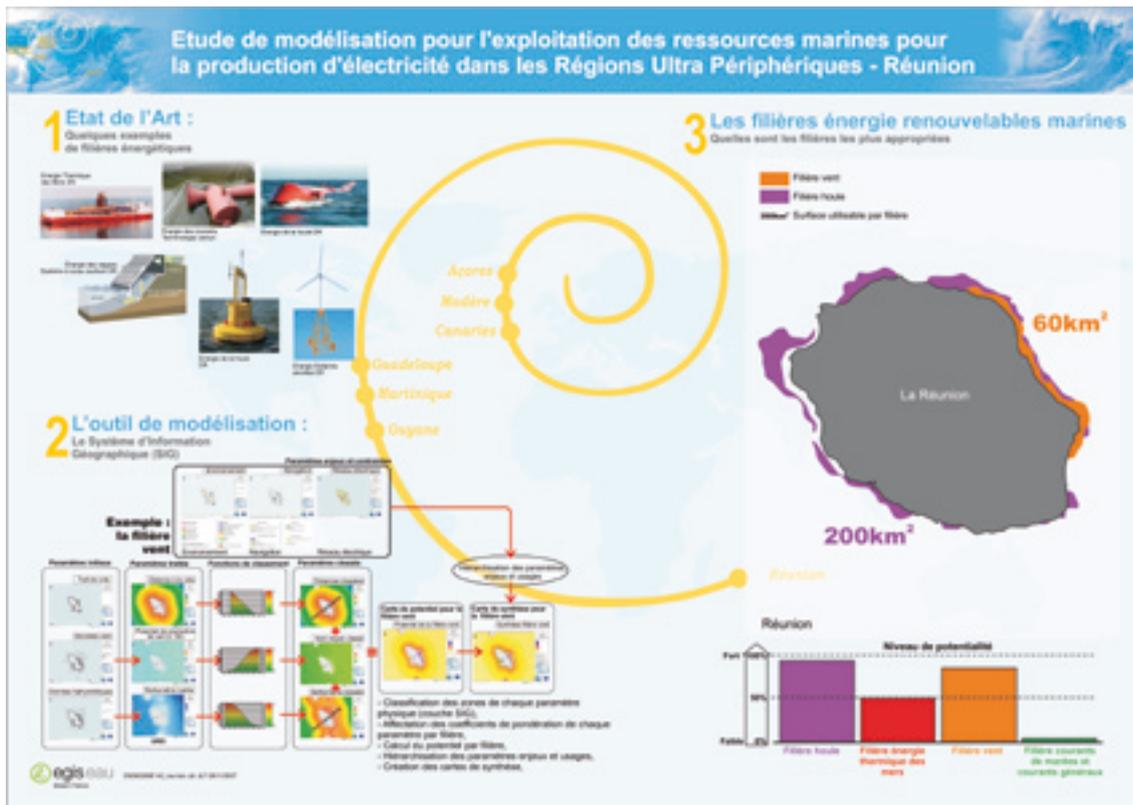
- Présélection des filières les mieux appropriées.

Les filières présentant les meilleures potentialités pour la région Réunion sont les filières qui comptent des zones de potentiel supérieur à 80% compte tenu des critères techniques retenus dans l'outil SIG.

Filière Houle: environ 200 km² de surface utilisable à l'intérieur de la zone étudiée.

Filière Vent: environ 60 km² de surface utilisable à l'intérieur de la zone étudiée.

Figure 15. Synthèse des potentialités. Région Réunion.



8.5.2. Secteur Espagne.

Canaries

État des lieux.

Dans le PECAN (Plan Énergétique des Canaries) une planification du développement des énergies renouvelables est réalisée à court à moyen terme.

L'énergie éolienne sera encore l'énergie renouvelable la plus significative des Îles Canaries. L'objectif est d'atteindre une puissance installée de 1.025 MW pour l'année 2015.

En ce qui concerne l'énergie solaire thermique, l'objectif est d'atteindre une surface installée de 460.000 m² pour l'année 2015, face aux 58.000 m² actuelles.

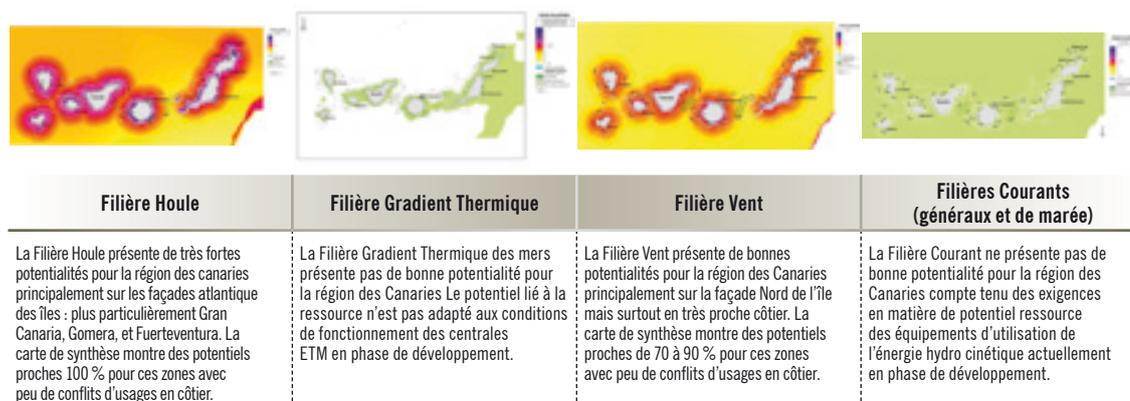
Dans le cas de l'énergie solaire photovoltaïque, l'objectif est d'installer 160 MW pour la 2015.

Les autres objectifs sont d'atteindre 13 et 50 MW pour l'énergie mini-hydraulique et l'énergie des vagues, respectivement.

Les Îles Canaries ont pariées sur un objectif de 30% de la production électrique au moyen de sources d'énergies renouvelables, au 2015. Cette prévision est incluse dans le PECAN (Plan Energético de Canarias).

Analyse des potentialités.

Figure 16. Extraits des cartes de synthèse des Filières Houle, Gradient Thermique des mers, Vent et Courants (généraux identiques à marée en potentiel). Région Canaries.



- Présélection des filières les mieux appropriées.

Les filières présentant les meilleures potentialités pour la région des îles Canaries sont les filières qui comptent des zones de potentiel supérieur à 80% compte tenu des critères techniques retenus dans l'outil SIG.

Filière Houle: environ 2.000 km² de surface utilisable à l'intérieur de la zone étudiée.

Filière Vent: environ 650 km² de surface utilisable à l'intérieur de la zone étudiée.

Figure 17. Synthèse des potentialités. Région Canaries.



8.5.3. Secteur Portugal.

Madère

État des lieux.

Dans le secteur d'énergie électrique il n'existe pas de législation spécifique pour Madère, par conséquent se montre la législation au niveau national:

La production d'énergie électrique à partir des énergies renouvelables est considérée PRE (Production en Régime Spécial) et elle est régie par la Direction Générale Géologie et Énergie.

Projet Wavepumps.

Dans le cadre du programme INTERREG IIIB une structure expérimentale devrait bientôt être immergée à 25 mètres sur la côte Est de l'île, à une distance de 300 à 500 mètres de la côte. Ce convertisseur d'énergie se compose de cinq flotteurs reliés à une structure immergée et ancrée. Les mouvements

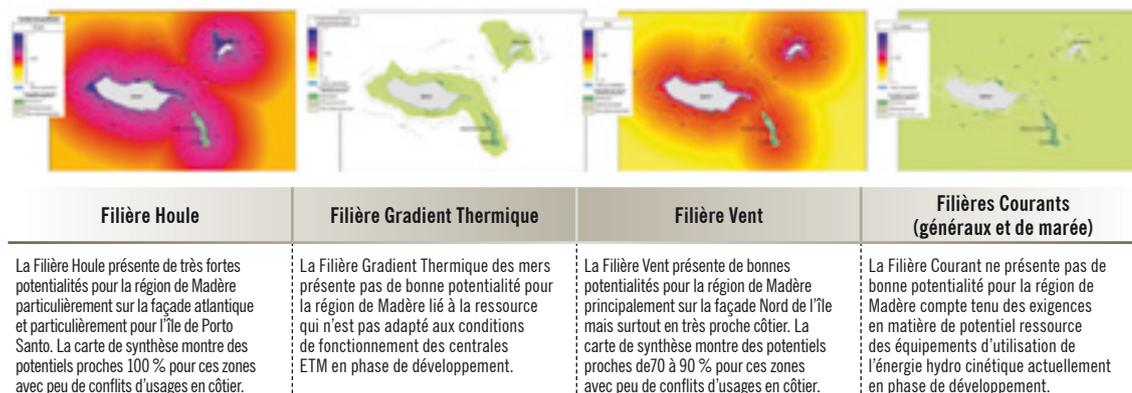
de la houle entraînent les flotteurs dans un mouvement oscillatoire vertical, permettant d'actionner une génératrice de courant de 100 kW.

Atlas des vagues.

Des atlas ont été réalisés afin de déterminer et de cartographier l'énergie potentielle des vagues de l'archipel de Madère. Ces atlas contiennent un ensemble de statistiques sur le climat et sur les ressources énergétiques des vagues dans des eaux de petite profondeur (typiquement 50 m). Ils peuvent servir à déterminer l'emplacement le plus adéquat pour l'installation de générateurs houlomoteurs.

Analyse des potentialités.

Figure 18. Extraits des cartes de synthèse des Filières Houle, Gradient Thermique des mers, Vent et Courants (généraux identiques à marée en potentiel). Région Madère.



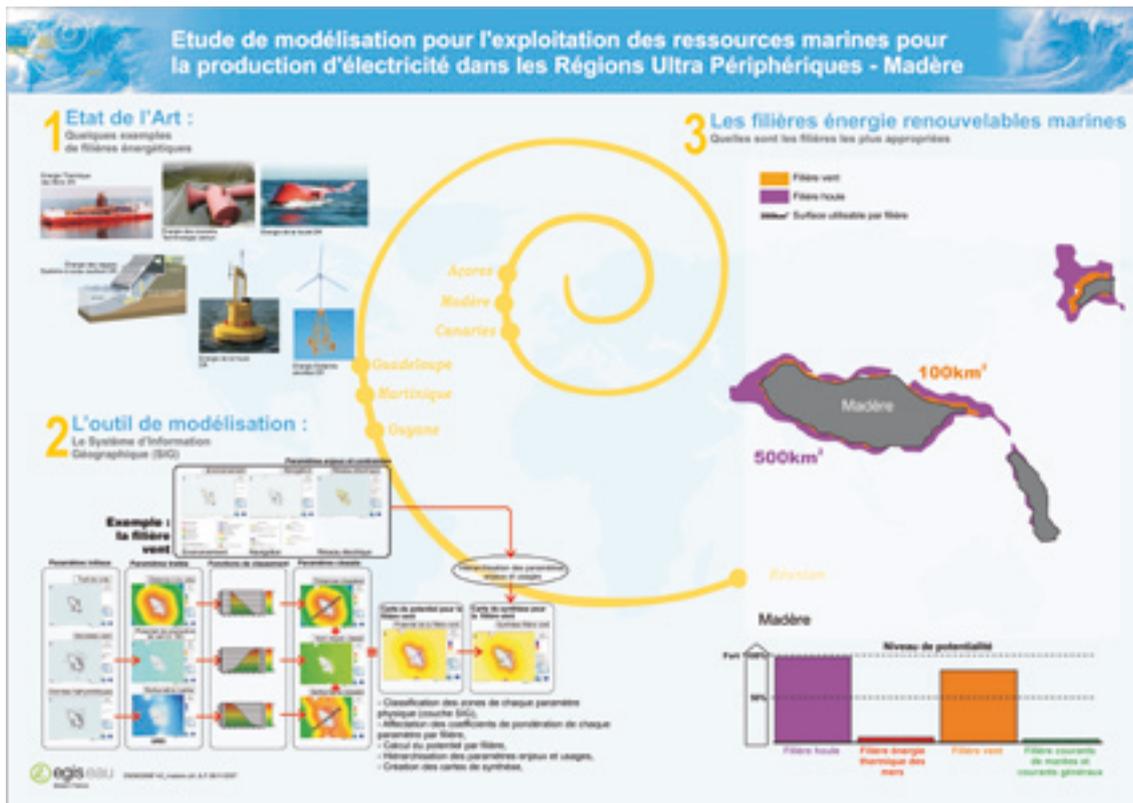
- Présélection des filières les mieux appropriées.

Les filières présentant les meilleures potentialités pour la région de Madère sont les filières qui comptent des zones de potentiel supérieur à 80% compte tenu des critères techniques retenus dans l'outil SIG.

Filière Houle: environ 500 km² de surface utilisable à l'intérieur de la zone étudiée.

Filière Vent: environ 100 km² de surface utilisable à l'intérieur de la zone étudiée.

Figure 19. Synthèse des potentialités. Région Madère.



Açores

État des lieux.

La production d'énergie électrique à partir d'énergies renouvelables est considérée PRE (Production en Régime Spécial) et elle est réglée par la Direction Générale Géologie et Énergie.

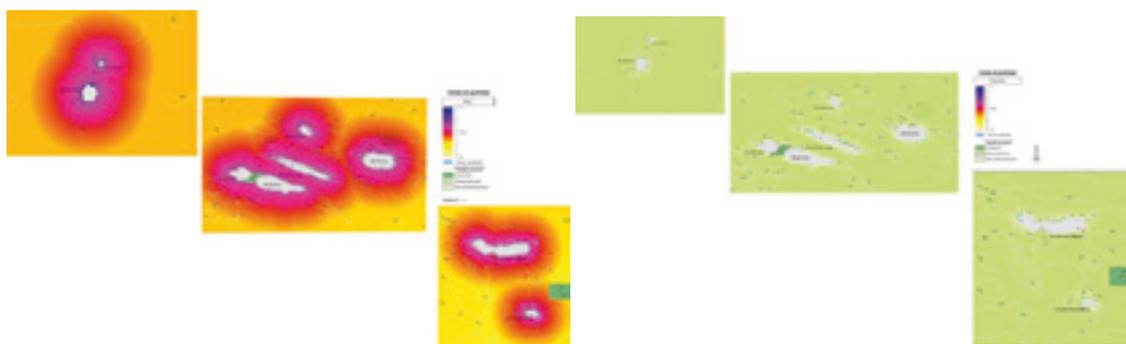
Des investissements sont et seront débloqués afin d'augmenter la part des énergies renouvelables dans la production électrique des Açores pour la période 2007-2011. Ces investissements permettront d'augmenter de 51,33 MW la part des énergies renouvelables.

Investissements pour de futurs moyens de production 2007-2011	Futur potentiel
Centrales hydrauliques	6.835 kW
Parcs éoliens	12.500 kW
Centrales géothermiques	23.000 à 32.000 kW
Total des puissances électrique des futures installations	51.335 kW

Source: Service Énergie des Açores.

Analyse des potentialités.

Figure 20. Extraits des cartes de synthèse des Filières Houle, Gradient Thermique des mers, Vent et Courants (généraux identiques à marée en potentiel). Région Açores.



Filière Houle	Filière Gradient Thermique	Filière Vent	Filières Courants (généraux et de marée)
La Filière Houle présente de très bonnes potentialités pour la région des Açores particulièrement sur les zones de très proche côtier et les façades Nord. La carte de synthèse montre des potentiels proches 100 % pour ces zones et 80% pour les zones un peu plus éloignées de la côte avec peu de conflits d'usages en en façades Nord des îles.	La Filière Gradient Thermique des mers ne présente pas de bonne potentialité pour la région des Açores lié à la ressource qui n'est pas adaptée aux conditions de fonctionnement des centrales ETM en phase de développement.	La Filière Vent présente de très bonnes potentialités pour la région des Açores principalement sur la façade Nord de l'île mais surtout en très proche côtier. La carte de synthèse montre des potentiels proches de 80 à 90 % pour ces zones avec peu de conflits d'usages en côtier.	La Filière Courant ne présente pas de bonne potentialité pour la région des Açores compte tenu des exigences en matière de potentiel ressource des équipements d'utilisation de l'énergie hydro cinétique actuellement en phase de développement.

- Présélection des filières les mieux appropriées.

Les filières présentant les meilleures potentialités pour la région des Açores sont les filières qui comptent des zones de potentiel supérieur à 80% compte tenu des critères techniques retenus dans l'outil SIG.

Filière Houle: environ 1.000 km² de surface utilisable à l'intérieur de la zone étudiée.

Filière Vent: environ 300 km² de surface utilisable à l'intérieur de la zone étudiée.

Figure 21. Synthèse des potentialités. Région Açores.



Remarque: la notion de potentialité d'un projet est intimement liée à l'économie de ce dernier. C'est pourquoi, pour un projet pré-défini, il conviendrait de traduire les paramètres (ressource, bathymétrie et distance à la côte) en notion économique afin de comparer leur poids et ainsi de définir les coefficients de pondération. Ces derniers permettraient une analyse technico-économique cartographique des potentiels au niveau d'un projet pré-défini.

