



PROJET ADEM 1 :

LES HYDROLIENNES



Groupe 12 A
Mai 2005

Sommaire

Introduction.....	3
PARTIE 1 : LES RESSOURCES	4
1) <i>Les phénomènes physiques</i>	4
1.1) Le phénomène des marées.....	4
1.2) Les courants de marée	6
2) <i>Mesure et modélisation des courants</i>	7
2.1) Appareils classiques	7
2.2) Profileurs à effet Doppler	9
2.3) Logiciels de modélisation.....	10
3) <i>Législation et sites potentiels</i>	11
3.1) Législation française et internationale.....	11
3.2) Conditions nécessaires pour l'implantation d'hydroliennes.....	13
3.3) Étude de sites potentiels	13
PARTIE 2 : CONCEPTION.....	16
1) <i>Étude des structures porteuses</i>	16
1.1) La corrosion	16
1.2) Autres contraintes.....	18
2) <i>Étude des pales : Le cas des hydroliennes à axe vertical</i>	18
2.1) Principe de fonctionnement :.....	18
2.2) Comparaison hydrolienne / éolienne	20
2.3) Puissance maximale extraite : La loi de Betz	21
3) <i>Étude de différentes technologies</i>	22
3.1) La technologie à axe horizontal.....	22
3.2) La technologie à axe vertical.....	24
3.3) La technologie « hydroplane »	25
PARTIE 3 : IMPLANTATION ET MAINTENANCE	27
1) <i>Conditions à respecter</i>	27
1.1) Problèmes liés à l'implantation des hydroliennes.....	27
1.2) Caractéristiques des hydroliennes	27
2) <i>Implantation</i>	28
2.1) Fondations des hydroliennes installées en mer.....	28
2.2) Une Démarche de l'implantation	29
2.3) Les autres Démarches.....	30
3) <i>Maintenance</i>	31
PARTIE 4 : TRANSPORT ET PRODUCTION D'ELECTRICITE.....	33
1) <i>La Production</i>	33
1.1) La génératrice synchrone.....	33
1.2) La génératrice asynchrone (génératrice à induction).....	35
2) <i>Transport et Raccordement au réseau</i>	38
2.1) Raccordement indirect au réseau électrique	38
2.2) Le câblage	40
2.3) Le raccordement et les caractéristiques de l'électricité produite	40
PARTIE 5 : ÉCONOMIE	42
1) <i>Coûts fixes du projet</i>	42
1.1) Coûts de développement [4].....	42
1.2) Coûts de fabrication, d'installation, d'exploitation, de maintenance et d'assurance [1]	43

2) <i>Coût unitaire d'énergie</i>	45
2.1) Production annuelle d'énergie	45
2.2) Amortissement du capital et coût de génération	46
3) <i>Dimensionnement et points cibles commerciaux</i>	46
3.1) Dimensionnement de l'unité de production	46
3.2) Coûts : effets de volume	47
3.3) Points cibles commerciaux	48
3.4) Recommandations	50
PARTIE 6 : ACCEPTABILITE ET ENVIRONNEMENT	52
1) <i>La situation actuelle : Une gestion de l'électricité qui bouge</i>	52
1.1) Une Croissance démographique importante [25]	52
1.2) Une croissance économique impliquant de nouveaux besoins en électricité [25]	52
1.3) L'extinction des énergies fossiles [25]	54
1.4) Changement Climatique et effet de serre (Kyoto)	54
1.5) Projets pour l'avenir	56
2) <i>La politique d'EDF</i>	56
2.1) Un souci constant de l'environnement [27]	56
2.2) La certification ISO 14001 [27]	57
2.3) Une R & D de plus en plus favorisée	57
2.4) Un effort constant pour les énergies renouvelables	57
3) <i>Les hydroliennes</i>	58
3.1) Une énergie d'exploitation prometteuse et peu polluante	58
3.2) Une construction et une mise en place polluante [2], [28]	58
3.3) Impact sur les usagers de l'espace maritime : animaux et pêcheurs [2],[29]	59
3.4) Etudes complémentaires et acceptabilité	60
4) <i>Acceptabilité</i>	61
4.1) Les Enjeux : le partage de l'espace maritime	61
4.2) Les usages concurrents	61
5) <i>Points forts et avantages</i> :	62
5.1) Par rapport aux autres technologies de production d'énergie	62
5.2) Par rapport aux autres énergies renouvelables et notamment aux éoliennes :	62
ORGANISATION DU TRAVAIL	64
IMPRESSION DU GROUPE	65
Conclusion	66
Remerciements	67
Bibliographie	68

Introduction

Dans le cadre du projet d'ADEM1 (première partie de l'Activité de Découverte de l'Entreprise et des Métiers de l'ingénieur) proposé par l'Ecole Centrale Paris en collaboration avec EDF, notre groupe a été amené à réaliser une étude sur les différents aspects de développement d'une technologie récente : les hydroliennes. Cette technologie innovante, englobant de nombreux enjeux aussi bien techniques qu'économiques ou environnementaux, vise à utiliser une ferme d'hydroliennes pour produire de l'énergie.

Cette étude a été encadrée par M. Violeau, ingénieur-chercheur à EDF R&D, ainsi que par nos tuteurs Mme Modaressi et M. Gaudillat. Le groupe s'est organisé autour de plusieurs grands axes dans son étude. Nous avons abordé essentiellement les problèmes théoriques (étude des ressources et conception des usines), les problèmes pratiques (la maintenance et l'implantation d'une part, et le transport et la production de l'autre), et enfin des problèmes qui touchent aussi le métier d'ingénieur, à savoir le modèle économique ainsi que l'acceptabilité et l'impact sur l'environnement de ce type de projet.

Quant à l'utilité d'une telle étude, elle réside principalement dans le formidable challenge qu'attend l'énergie au XXI^{ème} siècle. L'Homme devra apprendre à se passer d'énergies fossiles dont les ressources sont limitées et dont l'impact sur le climat est désormais avéré, et devra se tourner progressivement vers d'autres types d'énergie, notamment celles dont les ressources sont renouvelables, à l'instar des hydroliennes.

Ce projet d'implantation de fermes d'hydroliennes permettra dans un premier temps d'alimenter des zones dont le raccordement à un réseau pré-existant serait coûteux (zones enclavées). Il pourrait ultérieurement, avec la maturité et le recul nécessaires, offrir une alternative viable à la production d'énergie à long terme.

PARTIE 1 : LES RESSOURCES

Minfei Dai, Élodie Flamand, Thibault Le Guen

Avant d'installer un parc d'hydroliennes, il est nécessaire d'étudier précisément les ressources du lieu considéré. Pour cela, il faut connaître le phénomène physique des courants de marée et mesurer la vitesse des courants.

1) Les phénomènes physiques

1.1) Le phénomène des marées

L'explication de l'effet de marée est apparue très progressivement car la civilisation occidentale est née en Méditerranée où ce phénomène ne se manifeste presque pas. Pythéas (VI^{ème} siècle avant JC) et Posidonius (I^{er} siècle avant JC) qui s'étaient aventurés au-delà de Gibraltar pensèrent à l'influence de la Lune en observant la coïncidence du mouvement des marées et des phases de la Lune. Newton (XVII^{ème}) permit les premières explications et prévisions. Laplace étudia les résonances des oscillations des différents bassins et finalement Henri Poincaré résolut complètement le problème en 1909.

Expliquons physiquement ce phénomène. Considérons une particule M de masse m à la surface de la Terre. Soit \mathcal{R}_0 le référentiel héliocentrique supposé galiléen, \mathcal{R}_1 le référentiel géocentrique en translation elliptique par rapport au soleil.

Soit \vec{f} la somme des forces exercées sur cette particule à l'exception des forces gravitationnelles, \vec{a} l'accélération de la particule, R_1 le rayon de la Terre, \vec{G} le champ gravitationnel terrestre et \vec{G}' le champ gravitationnel exercé en M par les autres astres (par exemple, la Lune, le Soleil, etc.). En appliquant le principe fondamental de la dynamique dans \mathcal{R}_1 , on obtient :

$$m \vec{a}_{M/R1} = \vec{f} - m \vec{a}_e + m (\vec{G}_M + \vec{G}_M') \quad \text{où } \vec{f}_e = -m \vec{a}_e \text{ est la force d'inertie d'entraînement}$$

D'après le théorème du centre d'inertie dans le référentiel \mathcal{R}_0 galiléen, on a :

$$M_T \vec{a}_{T/R0} = \vec{F} \quad \text{où } \vec{F} \text{ représente la somme des forces gravitationnelles exercées par tous les autres astres sur la Terre et } M_T \text{ la masse de la Terre.}$$

On suppose que la Terre et les astres ont une répartition de masse à symétrie sphérique. Pour les calculs de gravitation, on les assimile à des masses ponctuelles confondues avec leur centre en utilisant le théorème de Gauss. On a alors :

$$\vec{F} \approx M_T \vec{G}_T'$$

$$\text{d'où } \vec{a}_{T/R0} \approx \vec{G}_T' \text{ et } \vec{a}_e \approx \vec{G}_T'$$

$$\text{et } \boxed{\vec{a}_{M/R1} = \frac{\vec{f}}{m} + \vec{G}_M + (\vec{G}_M' - \vec{G}_T')}$$

L'effet de marée fait intervenir la différence entre le champ gravitationnel en M et en T. $\vec{G}_M' - \vec{G}_T'$ représente ce terme de marées.

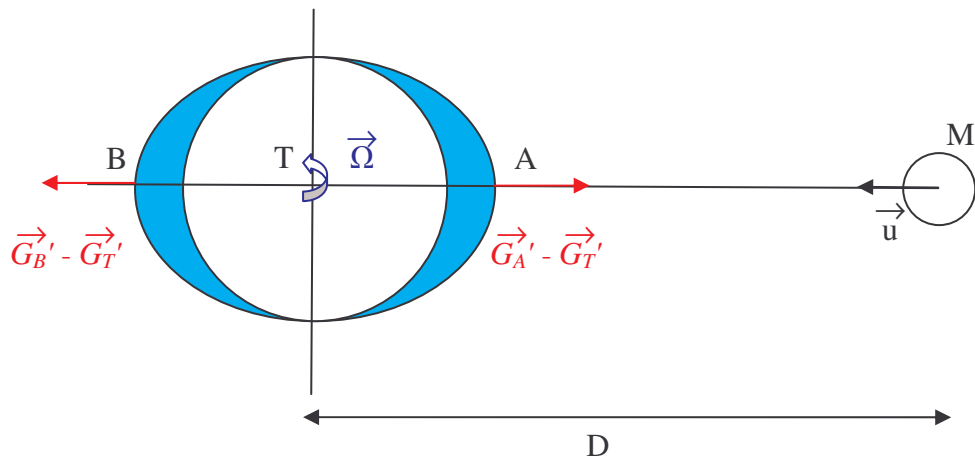


Figure 1 : Le phénomène de marée

On simplifie le problème en ne faisant intervenir qu'un seul astre de masse M' , situé à la distance D de la Terre, avec $D \gg R_T$. On suppose que l'astre est dans le plan équatorial et que les océans se répartissent uniformément à la surface de la Terre.

On a le développement limité suivant, comme $\vec{G}_A' - \vec{G}_T' = -G M' \left[\frac{1}{(D - R_T)^2} - \frac{1}{D^2} \right] \vec{u}$ avec G : constante gravitationnelle :

$$\boxed{\vec{G}_A' - \vec{G}_T' \approx 2 \frac{R_T}{D} \vec{G}_T'}$$

Dans ce problème, les ordres de grandeurs sont les suivants :

$$D_S = 150. 10^6 \text{ km} \quad R_T = 6\,400 \text{ km}$$

$$G = 6,672. 10^{-11} \text{ SI} \quad M_S = 33\,000 M_T$$

Le champ gravitationnel dû au soleil au centre de la Terre est $\|\vec{G}_{S(T)}'\| = 6. 10^{-3} \text{ m.s}^{-2}$. Le terme de marée vaut environ $5. 10^{-7} \text{ m.s}^{-2}$

Par contre, pour la Lune, $D_L = 380\,000 \text{ km}$, $M_L = \frac{M_T}{81}$, donc $\|\vec{G}_{L(T)}'\| = 3,4. 10^{-5} \text{ m.s}^{-2}$ et le terme de marée vaut 10^{-6} m.s^{-2}

On remarque que le champ gravitationnel dû au soleil est environ 200 fois plus grand que celui lié à la Lune. Néanmoins, le terme de marée lié à la Lune est le double de celui du Soleil. Seuls la Lune et le Soleil ont un rôle important lors des marées : l'influence des autres astres est totalement négligeable.

Influence de différents astres sur les marées terrestres			
LUNE	SOLEIL	VENUS	JUPITER
1,296 (69%)	0,595 (31%)	$7. 10^{-5}$	$6. 10^{-6}$

Figure 2 :

Influence de différents astres sur les marées terrestres

Le phénomène des marées se déroule de la façon suivante. La Lune, proche de la Terre, exerce sur les masses d'eau une force attractive suffisamment forte pour les "déplacer". Lorsque la Lune se situe à la verticale d'un point de la surface océanique, les masses d'eau se gonflent : c'est ce qu'on appelle la **pleine mer**. Le même phénomène se produit au même instant aux antipodes. A l'inverse, c'est la **basse mer** pour tous les lieux où l'on voit la Lune à l'horizon. [13]

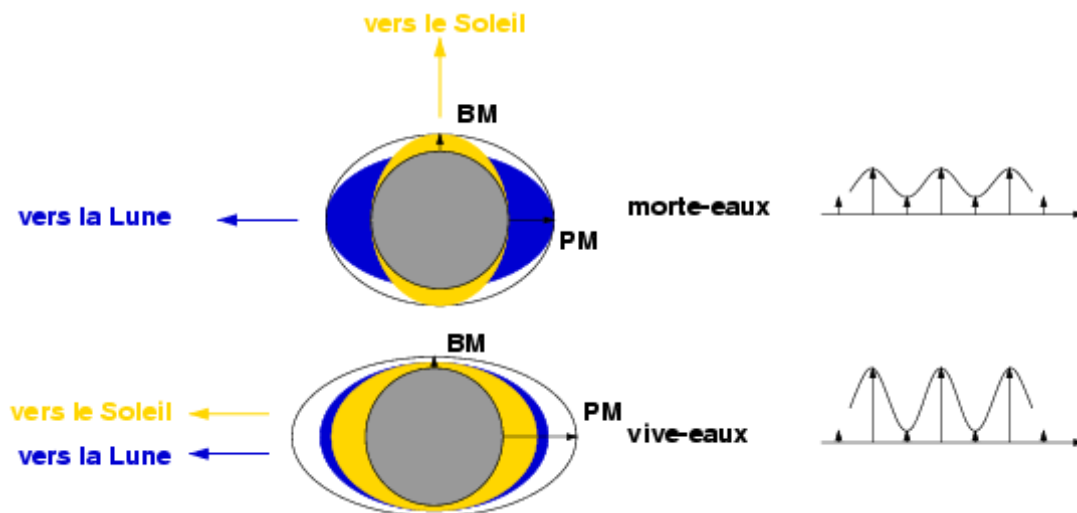


Figure 3 : Influences du soleil et de la lune lors des morte-eaux et des vive-eaux

L'action du Soleil se limite, à cause de sa position éloignée de la Terre, à renforcer ou s'opposer aux effets de la Lune. Lorsque ces astres sont **en quadrature**, perpendiculaires par rapport à la Terre, leurs influences se contrarient : ce sont les **morte-eaux**. Au contraire, lorsque les trois axes sont alignés, phénomène de **syzygie**, le Soleil accentue l'effet de la Lune : c'est l'époque des **grandes marées** ou **vives eaux**.

Par conséquent, cette combinaison linéaire des marées lunaires et des marées solaire explique le phénomène d'alternance des marées de forte amplitude (vive-eaux) et de faible amplitude (morte-eaux) toutes les semaines environ.

En outre, la rotation de la Lune autour de la Terre et de la Terre sur elle-même ayant un caractère périodique, on comprend que le rythme des marées ait lui-même ce caractère. En réalité, le cycle de pleine mer et basse mer se répète toutes les 12h25 créant un retard de 50 minutes tous les jours car, pendant que la Terre fait un tour sur elle-même, la Lune tourne aussi un peu (de 1/28ème de tour). La Lune se retrouve donc exactement au dessus du même point un peu plus tard, soit en 24h50'28". Ainsi, comme la Lune tourne autour de la Terre en 28 jours, par conséquent l'oscillation a une période de 14 jours. Le cycle de vive-eaux et morte-eaux ne se répète pourtant pas à l'identique, les coefficients de marées sont plus forts à l'équinoxe et plus faibles aux solstices. Ces modulations plus lentes sont dues à la variation d'autres paramètres orbitaux.

1.2) Les courants de marée

Générés par le phénomène des marées, les courants de marée apparaissent en fonction du déplacement des eaux.

Les courants de marée sont périodiques grâce à la périodicité des marées, et ils se manifestent différemment au large et près des côtes. Au large, ils sont giratoires et font le tour de l'horizon pendant une marée complète. Ils tournent, sous l'influence de la force de Coriolis, vers la droite dans l'hémisphère Nord et vers la gauche dans l'hémisphère Sud.

La proximité des côtes transforme le courant giratoire en courant alternatif : il se propage dans une direction pendant la première moitié de la marée et dans la direction opposée pendant la seconde moitié. Le courant qui suit la marée montante est alors appelé **courant de flot** et celui qui accompagne la marée descendante le **courant de jusant**. [6]

Cependant, le courant de marée est déphasé par rapport à la marée; ce déphasage est quasi nul près des côtes et augmente lorsque l'on s'éloigne vers le large. Ainsi, les "renverses" de courant de marée ne correspondent pas nécessairement aux étales de marée : dans la Manche, les renverses de courant se produisent à la mi-marée.

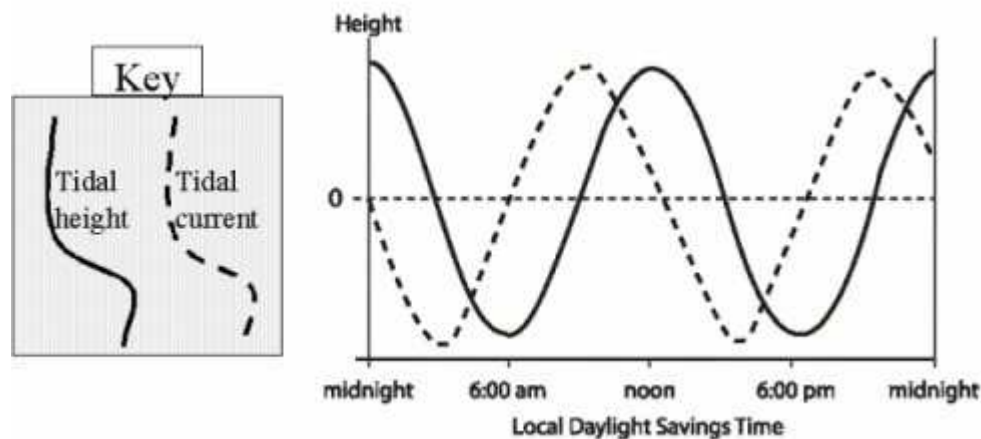


Figure 4 : Relation entre les marées et les courants de marée

D'autre part, la vitesse d'un courant de marée est proportionnelle à l'amplitude de la marée et varie selon la morphologie côtière : elle augmente par exemple dans les passages resserrés (chenal) et au niveau de « pointes ». Les courants sont ainsi fréquemment accélérés dans la Manche, dans le raz de Portland, au cap Lizard ...

2) Mesure et modélisation des courants

2.1) Appareils classiques

Pour pouvoir déterminer les emplacements optimums des champs d'hydroliennes, il est nécessaire de faire des cartographies précises des vitesses des courants. Les appareils les plus anciens et les plus répandus actuellement mesurent les courants en un point fixe et sont

appelés **courantomètres à hélice**. Ils sont soit posés au fond soit, le plus souvent, fixés sur une ligne de mouillage.

L'appareil reste mouillé sur une période comprise entre deux jours et un mois pour obtenir des résultats suffisamment significatifs. Les courants mesurés sont ensuite analysés de manière à ne conserver que la partie du courant liée à la marée. En effet, cette composante est la seule prévisible et permanente. Il faut alors retrancher les composantes liées aux vents par exemple. Ces derniers sont de toute manière généralement restreints à la surface, même s'ils influent sur toute la colonne d'eau par diffusion. Quant aux courants de fond, ils sont surtout importants près des pôles lorsque des masses d'eau très froides, résultant de la fonte partielle des glaces en été, circulent par le fond à cause de leur densité supérieure aux eaux « normales ». C'est pour cela que les constructeurs cherchent aujourd'hui surtout à exploiter les courants de marée de moyenne profondeur qui sont réguliers sur une large hauteur d'eau.

Les informations obtenues ont permis d'élaborer les premiers atlas de courants de marée. Ces atlas ont servi de référence lors de simulation numérique comme celle de la figure 5 réalisée à l'aide du logiciel Telemac 2D. [7]

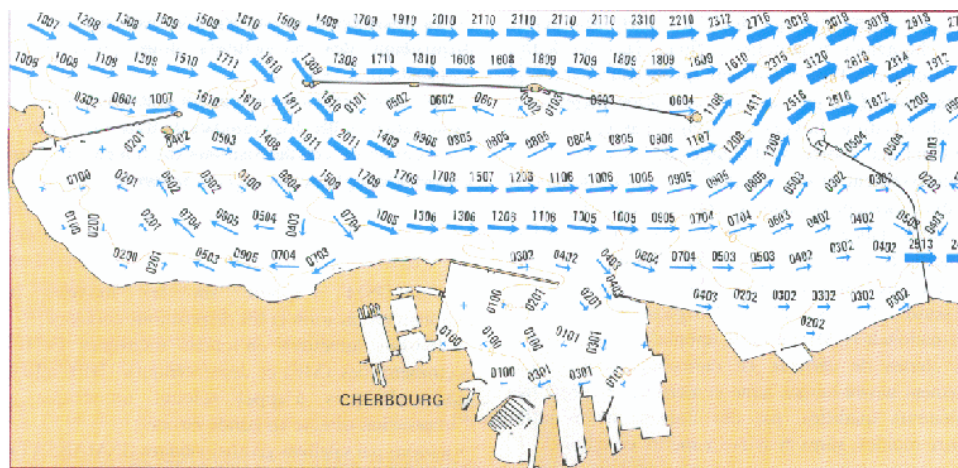


Figure 5 : Cartographie des courants en baie de Seine

Cependant, ces **mesures** sont souvent **très difficiles à réaliser dans la pratique** et ceci pour des raisons d'ordres variés.

Tout d'abord, le mouillage de l'appareil est une opération qui peut s'avérer difficile car elle doit être faite in situ et ne peut donc, en particulier, s'appuyer sur des infrastructures côtières stables. La pose des lignes de mouillage est une opération particulièrement complexe quand les conditions météorologiques deviennent difficiles.

De plus, les mesures sont dans certains cas difficiles, comme par exemple dans les chenaux de navigation à l'instar du raz Blanchard. Cette zone est particulièrement intéressante mais le trafic maritime dense perturbe les résultats.

En outre, les courants côtiers ont une grande variabilité géographique, ce qui limite considérablement la portée de chaque mesure. C'est pour cela qu'il faut réaliser un maillage relativement serré sans toutefois multiplier inutilement le nombre de mesures. Enfin, la

séparation entre la part du courant due aux forces astronomiques et celle due aux autres causes n'est pas toujours facile. L'exploitation des résultats s'en trouve alors affecté.

2.2) Profileurs à effet Doppler

L'arrivée sur le marché des profileurs à effet Doppler a permis de limiter considérablement certains de ces problèmes. Le principe de la mesure du courant par un profileur est de déterminer la vitesse des particules ou micro-organismes présents dans l'eau à l'aide de l'effet Doppler et de supposer que cette vitesse est égale à celle de l'eau. L'effet Doppler est un changement de fréquence d'une onde (mécanique, acoustique, électromagnétique...) perçue par un observateur et émise par un émetteur en mouvement par rapport à l'observateur. Ce changement de fréquence est directement relié à la vitesse relative de l'émetteur par rapport à l'observateur.

Le profileur émet des ondes sonores à l'aide d'un transducteur, à une fréquence donnée, souvent plusieurs milliers de kHz. Ces ondes se réfléchissent partiellement sur les particules ou micro-organismes présents dans l'eau. On remarquera tout de suite que la présence dans l'eau de ces particules ou micro-organismes est indispensable au fonctionnement d'un profileur. Une partie des ondes sonores réfléchies par les particules revient au transducteur : ces ondes reçues ont subi un effet Doppler, en raison du déplacement des particules.

La mesure de la vitesse des particules à l'aide de l'effet Doppler peut être effectuée soit en déterminant le changement de fréquence, soit en déterminant le changement de phase. La plupart des profileurs utilisent le principe du changement de phase pour déterminer la vitesse des particules. Pour mesurer les trois composantes de la vitesse en un point donné, le profileur doit émettre simultanément au moins trois faisceaux d'ondes acoustiques. Le problème est de mesurer la vitesse des courants sur toute une colonne d'eau. On peut le résoudre en divisant la colonne d'eau en un certain nombre de cellules d'égale hauteur. Dans chaque cellule, le profileur calcule un vecteur vitesse moyen, en appliquant une fonction de pondération variant sur la hauteur de la cellule et ayant le plus de poids au centre de la cellule. Cet appareil permet de réaliser de nombreuses corrections. Par exemple, la correction des mouvements de roulis et de tangage peut être obtenue à l'aide d'appareils de type inclinomètre alors que la correction du cap est obtenue à l'aide d'un gyrocompas.

Ces profileurs présentent cependant certaines limites. Par exemple, la présence de bulles dans l'eau ou de remous peut limiter la profondeur de pénétration du signal, voire même empêcher le bon fonctionnement de l'appareil. De plus, les eaux fortement chargées en matières en suspension nécessitent d'utiliser les appareils émettant à des fréquences basses (300 kHz), ce qui implique en contrepartie une précision moins grande des mesures.

La principale difficulté de l'analyse et de l'interprétation des mesures de courant provient de la grande quantité d'informations fournies et de la difficulté de trouver un moyen de représenter clairement les évolutions du champ de courant en fonction du temps. Si l'on veut utiliser les mesures d'un profileur pour valider un modèle numérique, on doit réaliser des moyennes des mesures, à la fois spatiales et temporelles, afin de se rapprocher des résultats intégrés fournis par le modèle.



Figure 6 : Photo d'un profileur à effet Doppler

En France, le service hydrographique et océanographique de la marine (SHOM) possède, par exemple, un appareil tel que celui de la figure 6.

2.3) Logiciels de modélisation

Ces appareils de mesure permettent de contribuer à la validation de logiciels de modélisation. Ces programmes progressent beaucoup actuellement en raison de l'augmentation des capacités des microprocesseurs et des techniques de simulation numérique.

EDF a toujours joué un rôle de pionnier dans ce domaine. Le groupe a par exemple créé et développé le logiciel TELEMAC-2D qui permet de réaliser des cartographies très précises des sites. Le système TELEMAC est un puissant outil intégré de modélisation dans le domaine des écoulements à surface libre. Utilisé dans le cadre de très nombreuses études partout dans le monde, il est devenu l'un des grands standards dans son domaine. Les différents modules de simulation utilisent des algorithmes performants basés sur la méthode des éléments finis. L'espace est discrétisé sous forme de maillage non structuré à éléments triangulaires, ce qui permet en particulier de raffiner le maillage dans les zones présentant un intérêt particulier. [8]

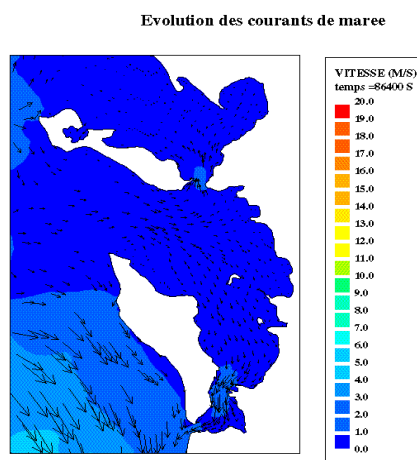


Figure 7 : Répartition spatiale des courants de marée obtenue par simulation numérique

A partir de telles cartes, on peut déterminer les puissances mécaniques que fournirait un champ d'hydrolienne à partir de la formule suivante :

$$P = \frac{1}{2} \eta \rho A V^3$$

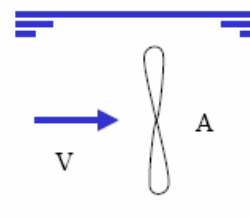
P : puissance

η : rendement

ρ : masse volumique du fluide

A : aire de référence

V : vitesse de courant



Cette loi est valable pour une faible perturbation de la vitesse du courant par l'hélice.

En effet, on a alors en une seconde, une masse transférée $m = \rho A S$

$$\text{Alors } P = \eta \left(\frac{1}{2} m V^2 \right) = \frac{1}{2} \eta \rho A V^3$$

Ce modèle est valable aussi dans l'air pour les éoliennes. La différence de masse volumique entre l'eau et l'air permet d'expliquer pourquoi, à puissance égale, les hydroliennes ont des tailles beaucoup plus petites que les éoliennes. Comme $\rho_{\text{eau}}/\rho_{\text{air}} = 800$, on peut en effet se contenter de sections beaucoup plus petites. Par exemple pour une production de 1 MW, les pales d'une éolienne doivent mesurer 55 m de diamètre, celles d'une hydrolienne 16 m. [11]

3) Législation et sites potentiels

3.1) Législation française et internationale

a) Les enjeux maritimes :

Bien qu'apparaissant comme une solution énergétique intéressante, l'implantation de parcs d'hydroliennes pose des problèmes de conflits d'usage. En effet, les zones maritimes revendiquées pour l'implantation de tels parcs sont déjà le cadre de nombreuses activités et leurs utilisateurs manifestent leur réticence face à l'apparition de tels projets. La question du développement de cette filière est donc un enjeu majeur en matière de politique maritime et doit s'inscrire dans la perspective d'une réflexion globale sur la gestion de la mer et le développement de son exploitation. [14]

b) Le cadre juridique de la mer :

Le droit en mer est en fait spécifique et incomplet, et les règles applicables, nombreuses, sont souvent différentes de celles applicables en droit terrestre. Le droit international est, pour l'essentiel, défini par la Convention Internationale des Nations Unies sur le Droit de la Mer qui a été établie à Montego Bay en 1982. Le droit reconnaît en mer **plusieurs zones** dont le statut juridique est spécifique :

- **les eaux intérieures**, situées entre la côte et la ligne de base. La ligne de base est, en fait, constituée soit par la laisse des plus basses mers appelée alors « ligne de base normale », soit par une suite de segments joignant des points à proximité de la côte, nommée « ligne de base droite ». Sur le territoire français métropolitain, il s'agit pour l'essentiel de lignes de base droites.
- **la mer territoriale**, qui s'étend jusqu'à 12 milles (22,2 km) de la ligne de base
- **la zone économique exclusive (ZEE)**, qui s'étend au-delà de la mer territoriale jusqu'à 200 milles (370 km) des lignes de base. En France, les profondeurs dans la ZEE dépassent souvent les 100 m.

- **le plateau continental** sur lequel les États côtiers peuvent, dans certains cas, étendre leur juridiction au-delà de la limite de la ZEE. Pour la France, les extensions possibles du plateau continental ne concernent que les grands fonds (plusieurs centaines à plusieurs milliers de mètres)
- au-delà, en **haute mer**, seul le droit international s'applique en matière d'exploitation de ressources marines.

La France dispose d'une mer territoriale adjacente à toutes ses côtes. Elle a défini une ZEE presque partout, à l'exception de la Méditerranée (où la haute mer commence aux limites de la mer territoriale) et de la zone des îles Anglo-normandes.

Lors de l'installation de parcs d'hydroliennes, il est donc nécessaire de prendre en considération les différentes législations en fonction de l'emplacement choisi.

c) Choix d'une politique de développement de la mer [14]

Le choix d'une zone d'implantation est un facteur primordial pour un parc hydrolien. Ce choix peut être assuré soit par les opérateurs, soit par l'État. Néanmoins, toute solution intermédiaire est envisageable.

Dans le premier cas, l'État ne fixe que des règles générales et laisse les opérateurs libres de rechercher eux-mêmes des sites susceptibles d'accueillir leur projet. Faute de politique explicite, c'est la méthode employée par défaut pour l'instant. L'opérateur doit donc financer des études préalables sur les impacts potentiels sur l'environnement et les usages avant de disposer d'une évaluation de la faisabilité réelle de son projet. Face au coût élevé de ces études, les opérateurs essaient de « réserver des zones » en demandant une concession d'occupation du domaine public maritime. Ces autorisations sont cependant susceptibles de recours de la part des concurrents ou des autres usagers de la zone. Une solution envisageable serait la mise en concurrence sur chaque site d'intérêt, l'opérateur retenu s'engageant alors à financer les études.

Dans le deuxième cas, c'est l'État, gestionnaire de l'espace maritime qui définirait les zones qui seront offertes aux opérateurs pour l'implantation de parcs hydroliens. Pour cela, il devrait disposer d'études suffisantes pour déterminer les zones préférentielles pour l'implantation de tels parcs, lieux où les caractéristiques physiques sont acceptables et où les conflits potentiels sont minimaux. Pour assurer un point de vue objectif, cette étude devrait être assurée sur un financement public par un organisme indépendant. Dans ce cas, les risques liés aux incertitudes des procédures ou aux arbitrages des différents usages relèvent de l'État. Seuls restent à la charge de l'opérateur les risques industriels et opérationnels.

3.2) Conditions nécessaires pour l'implantation d'hydroliennes

Pour installer un parc d'hydroliennes, il faut que la vitesse moyenne de pointe soit supérieure à 2 m/s. Il est cependant possible d'utiliser des courants plus lents à condition qu'ils soient réguliers. Il est également nécessaire que la profondeur d'eau soit de 20 à 40 m à basse mer.

Les courants marins constituent d'importantes ressources naturelles inexploitées. Les ressources énergétiques associées à ces courants sont estimées, d'après le LNHE (Laboratoire National Hydraulique et Environnement) d'EDF R&D, à 450 TWh/an pour la planète et à 10 TWh/an pour la France. L'exploitation, même partielle, de ces ressources pourrait donc contribuer de façon considérable au marché mondial de l'énergie et réduire de ce fait les émissions de CO₂. [10]

On peut remarquer sur la carte ci-contre que les ressources françaises les plus importantes sont situées dans la Manche et au large de la Bretagne.

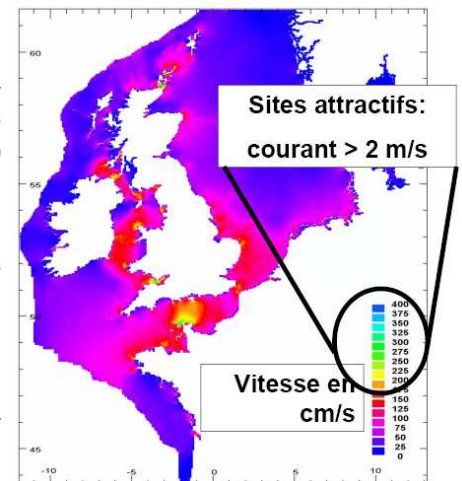


Figure 8 : Ressources en France

3.3) Étude de sites potentiels

Le principal impact des hydroliennes sur les ressources est l'effet de sillage qu'elles génèrent. Si l'on considère un couloir où l'on implante des hydroliennes, on constate en effet l'apparition d'une dénivellation et d'une modification de la vitesse du courant. Cette vitesse augmente en partie supérieure et diminue au fond en aval de l'hydrolienne, comme on peut le voir sur le schéma de la figure 9 ci-dessous.

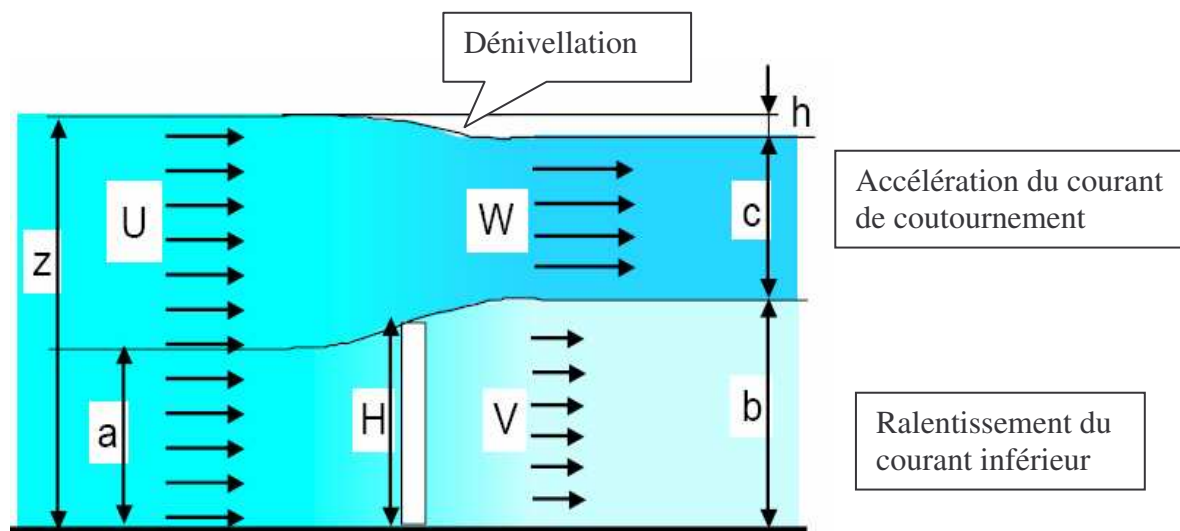


Figure 9 : Effet de sillage

De plus, cet effet de freinage est amplifié lorsque l'on associe successivement des hydroliennes. Si l'on considère un chenal de 50 m de profondeur, de 10 km de long et de 1 km de large, on constate que la vitesse du courant diminue lorsque la puissance installée augmente. Si l'on accepte une diminution de la vitesse de 10%, on obtient une puissance maximale récupérable de 10 MW/km² quelle que soit la dénivellation ΔH . Il faut, de ce fait, prendre en considération cette diminution de vitesse lors de l'implantation de parcs hydroliens puisque la vitesse du courant sera plus faible dans les dernières hydroliennes : il est donc nécessaire de maintenir un espacement minimal entre les hydroliennes.

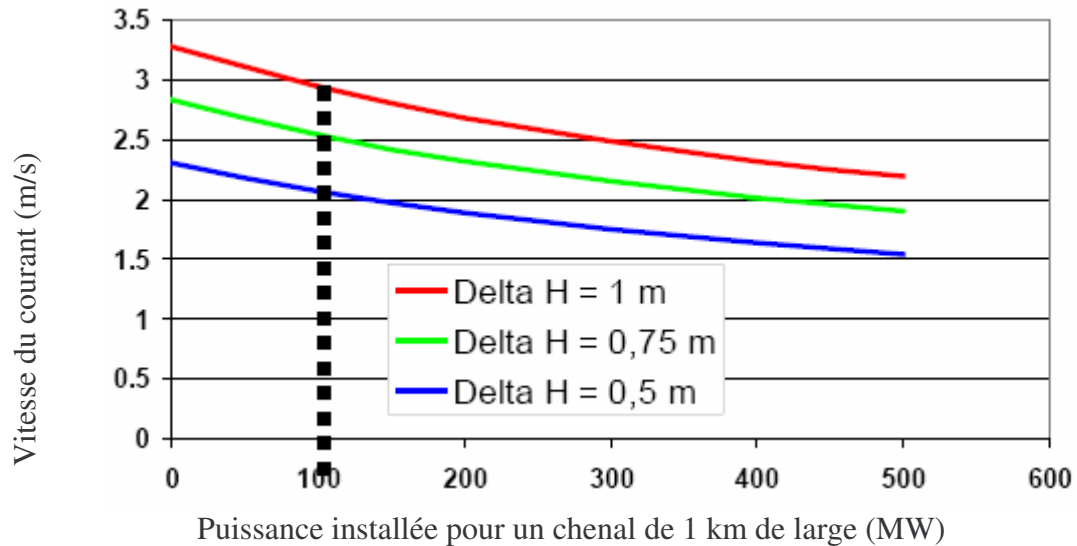


Figure 10 : Effet de freinage

En outre, la dénivellation est d'autant plus importante que le courant est fort. Toutefois, pour des courants élevés, le rendement des installations est plus grand. Ainsi, pour une capacité des installations de 100 MW pour le chenal précédent, le rendement est inférieur à 65 % pour une dénivellation de 0,5 m alors qu'il est proche de 100% pour une dénivellation supérieure à 0,75 m. [12]

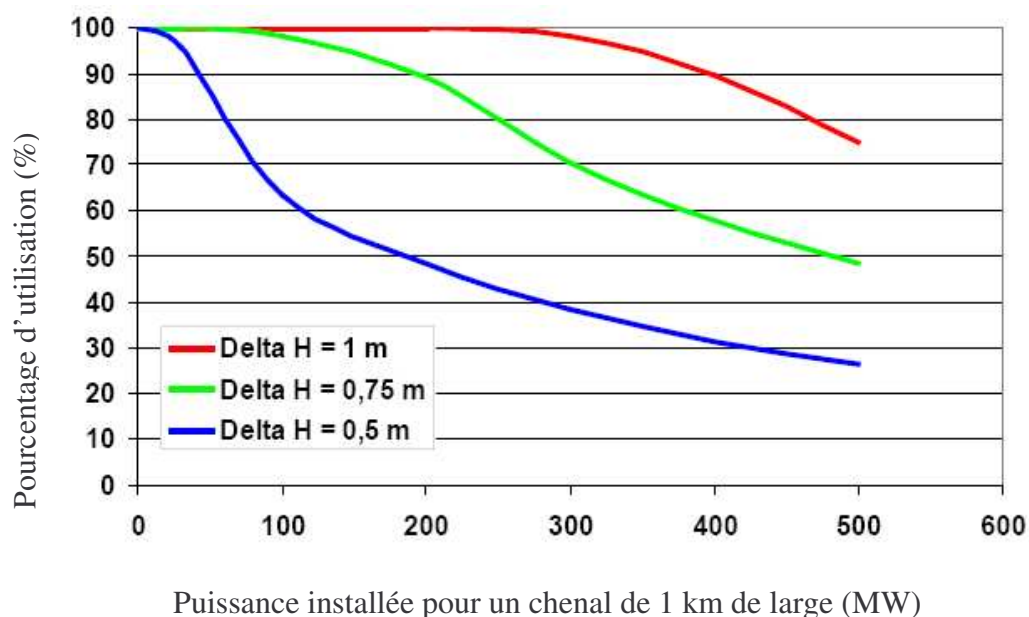


Figure 11 : Optimisation de l'utilisation des ressources

En tenant compte de ces paramètres, on peut déterminer la puissance optimale récupérable sur un parc d'hydroliennes. Prenons l'exemple du Raz Blanchard, site faisant partie du Domaine Public Maritime situé entre l'île anglo-normande d'Aurigny et la presqu'île du Cotentin. Le site utilisable respecte les contraintes exigées : la profondeur varie de 30 à 50 m et la vitesse est supérieure à 2 m/s et peut même atteindre 5 m/s. Si l'on considère que le site utilisable s'étend sur 12 km de long et 7 km de large, on obtient une puissance moyenne récupérable de 840 MW avec une puissance produite de 10 MW /km². L'étude de ce site a en fait montré qu'en installant différentes hydroliennes de puissance optimale (de 11 MW à 150 MW) on peut obtenir une puissance de 845 MW. [11]

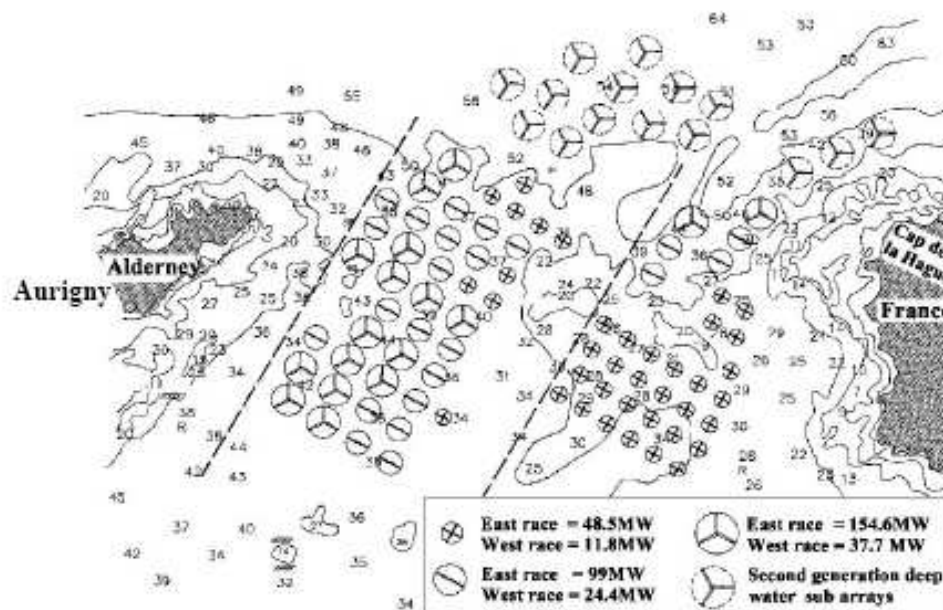


Figure 12 : Schéma du parc hydrolien du Raz-Blanchard

PARTIE 2 : CONCEPTION

Nicolas Guillaumin, Yann Moisan

1) Étude des structures porteuses

Il est fort probable que l'**acier** soit le matériau utilisé pour fabriquer les structures porteuses des hydroliennes. En effet, il présente les caractéristiques mécaniques recherchées et il est relativement bon marché. Mais il est **principalement composé de fer**, très sensible à la corrosion.

1.1) La corrosion

a) Rappels sur la corrosion

La corrosion est régie par l'équation bilan : $2 \text{Fe} + 3/2 \text{O}_2 \rightarrow \text{Fe}_2\text{O}_3$
Elle occasionne une formation de rouille à la surface de l'acier.
Le sel, dissout dans l'eau de mer (Na^+ , Cl^-), joue le rôle de catalyseur.

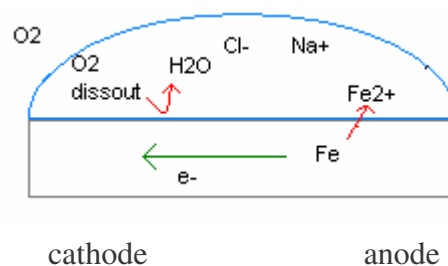


Figure 13 : *Expérience de la goutte d'Evans (schéma)*

b) Les solutions

Pour lutter contre ce phénomène aux conséquences désastreuses sur les pâles, on peut utiliser différentes solutions pratiques.

Tout d'abord, d'**autres matériaux** comme l'aluminium peuvent être utilisés. Avec ces métaux, il y a passivation, c'est à dire formation d'une couche étanche et protectrice d'oxyde : Al_2O_3 . Cet oxyde isole Al du milieu oxydant, la corrosion s'arrête. Néanmoins, pour la construction de pâles d'hydroliennes, l'emploi de l'aluminium est beaucoup trop onéreux.

Il est aussi possible d'**isoler l'acier** par l'emploi de peinture ou de gaine en plastique. De plus, on peut réaliser une galvanisation de l'acier en trempant l'acier solide dans du zinc fondu. Ceci est possible car, à la température de fusion du zinc, le fer se trouve à l'état solide. En outre, on peut utiliser de l'acier inox mais celui-ci est beaucoup plus cher que l'acier « habituel ».

Enfin, la solution industriellement la plus efficace est l'**utilisation d'une anode sacrificielle**, dont le principe est expliqué ci-dessous. Pour faire une anode sacrificielle, on

met le fer en contact avec un métal plus réducteur que lui comme le zinc. En effet, si l'on met en contact un morceau de zinc avec un morceau d'acier, dans un environnement oxydant, comme par exemple le milieu marin, le zinc va alors s'oxyder à la place du fer.

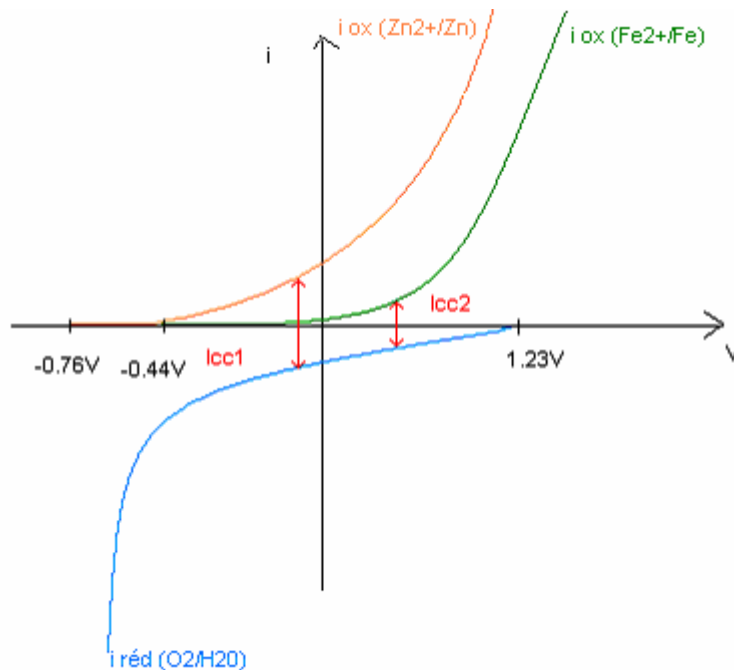


Figure 14 : Diagramme Intensité - Potentiel des couples : O_2/H_2O ; Fe^{2+}/Fe ; Zn^{2+}/Zn .

On trouve, en traçant le diagramme $I=f(V)$ (cf. figure 14), que l'intensité de court-circuit I_{cc1} est supérieure à l'intensité de court-circuit I_{cc2} , c'est donc le zinc qui va s'oxyder et non pas le fer. Le fer sera alors protégé tant qu'il y aura du zinc.

Il faudra cependant changer régulièrement ces anodes puisque le zinc solide aura tendance à disparaître.

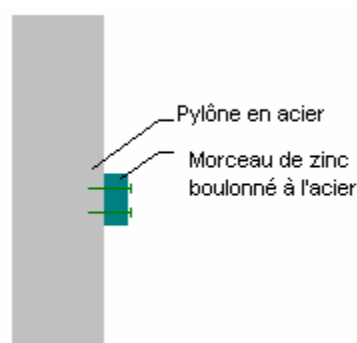


Figure 15 : pylône en acier protégé par une anode sacrificielle

Cette technique est utilisée depuis longtemps pour protéger les plateformes pétrolières et les navires en acier. La compagnie Marine Current Turbine prévoit aussi une épaisseur plus importante d'acier pour les pylônes en prévision de ce qui va être oxydé ainsi qu'une protection par anode sacrificielle. Cette solution semble être d'un bon rapport qualité/prix.

1.2) Autres contraintes

a) les organismes vivants et algues

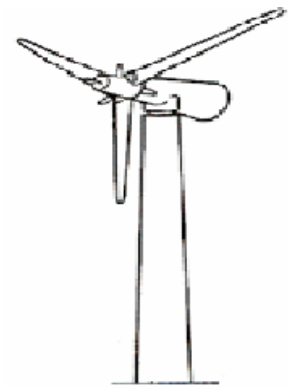
Ils peuvent se fixer sur les pales réduisant le rendement. Pour limiter ce risque, on utilise de l'antifouling (c'est une peinture utilisée pour protéger les navires des organismes marins qui se collent aux coques). C'est un problème récurrent sur les coques des bateaux.

b) les longues algues

Ces dernières peuvent gêner la rotation des pales. Pour lutter contre ces problèmes, la société Marine Current Turbines Ltd prévoit une hélice mobile sur son pylône afin de faciliter la maintenance et le nettoyage.

2) Étude des pales : Le cas des hydroliennes à axe vertical

Figure 16 : Dessin d'hydrolienne à axe vertical



2.1) Principe de fonctionnement :

Une hydrolienne capte l'énergie cinétique du courant et la convertit en un couple qui fait tourner les pales du rotor. Les pales sont l'élément déterminant d'une hydrolienne. Elles doivent donc être conçues avec un soin tout particulier.

Le flux d'eau, à son arrivée à proximité du bord d'attaque, va se séparer en deux parties : l'une, l'extrados, va passer du côté bombé de la pale et l'autre partie, l'intrados, va passer du côté plus plat. L'eau qui passe du côté bombé est accélérée par rapport à l'eau qui passe de l'autre côté. Une dépression va se créer du côté bombé, ce qui engendre la portance qui va faire tourner la pale autour de son axe.

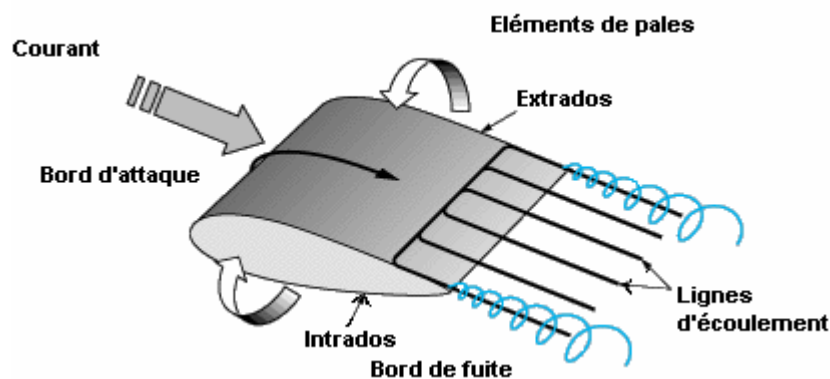


Figure 17 : Principe d'une hydrolienne

Les pales sont cependant soumises à des fatigues importantes dont les causes essentielles sont variées. Tout d'abord, l'érosion du bord d'attaque par le sable et l'eau modifie la forme de la pale, ce qui fait baisser le rendement. De plus, la force centrifuge exerce une traction sur le moyeu et le poids des pales occasionne aussi des efforts importants. D'autre part, les changements de direction du courant provoquent des moments alternés et des efforts gyroscopiques. Enfin, il y a des variations de poussée sur la pale au moment où l'eau passe devant le pylône. En effet, la présence du pylône sur le chemin du courant va modifier le profil de vitesse de l'eau. Cela entraîne des mouvements de battements.

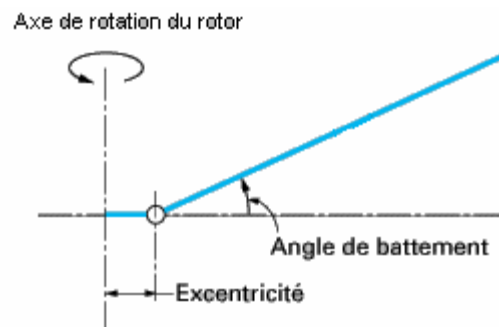


Figure 18 : le phénomène de battement

Le couplage entre le mode vibratoire du pylône et de l'hélice peut provoquer une augmentation de l'amplitude de ces mouvements de battements. Le couplage doit donc, à tout prix, être évité sous peine d'entraîner de graves dégâts voire la destruction de l'hydrolienne.

Les principaux modes de vibration de pales sont calculés par optimisation en modifiant la répartition des masses dans chaque pale. Il est possible d'adapter une pale à une hydrolienne en situation de construction avec des fréquences propres dans un domaine où il n'y a pas de résonance entre la structure de la machine et les excitations aérodynamiques. La technologie des pales creuses, qui accepte ces ajustements, permet de réduire considérablement les contraintes et les fatigues et, de ce fait, de garantir une meilleure longévité de la machine, tout en espaçant les délais de visite de maintenance.

C'est ainsi que les **matériaux utilisés** pour la réalisation des pales sont **variés** et ont bénéficié de **nombreux progrès**, particulièrement ceux grâce aux technologies utilisées pour les pales d'hélicoptère et les éoliennes.

Les alliages d'aluminium de construction sont parfois utilisés. Mais, ces alliages sont principalement utilisés pour des pales assez petites (moins de 20 m de longueur) car les métaux sont soumis à d'importantes fatigues.

Les matériaux composites leur sont souvent préférés. Leur intérêt est de permettre la réalisation de toutes les formes et dimensions, ainsi que d'obtenir les caractéristiques mécaniques exactes recherchées : pale vrillée, changement de profil. On peut, en effet, faire varier la quantité de matière le long de la pale, c'est-à-dire passer d'un profil ne possédant qu'une peau très mince en extrémité, à un profil plein en pied de pale.

Les produits de base utilisés sont les tissus de verre, le Kevlar, le carbone. On trouve actuellement des tissus composés de plusieurs matériaux tels que : la fibre de verre, le Kevlar,

la fibre de carbone, seuls ou associés, dans différents gommages et différents tissages. Les résines sont variées, les résines époxydes étant les plus courantes.

Ces types de matériau sont utilisés principalement pour leur résistance à la corrosion et pour leurs qualités (faible masse, bonne tenue en fatigue, etc.), aussi bien pour de petites pales que pour de plus grandes. Avec le carbone, les gains de masse sont considérables mais il reste un matériau cher. Ainsi, la société HAMMERFEST STRÖM, prévoit de réaliser des pales (de 15 à 16 m de diamètre) en composite renforcé par de la fibre de verre.

2.2) Comparaison hydrolienne / éolienne

La puissance extraite par l'hydrolienne est proportionnelle à la surface balayée par le rotor, à la masse volumique de l'eau et grossièrement, au cube de la vitesse du courant incident comme il l'a été démontré dans la première partie. Pour évaluer la puissance disponible, une comparaison avec les éoliennes s'impose.

a) La densité de l'eau

L'énergie cinétique contenue dans un objet en déplacement est proportionnelle à sa masse volumique (ou son poids). Plus l'eau est dense, plus la partie de l'énergie récupérable par l'hydrolienne est importante. À une pression atmosphérique normale et à une température de 15 degrés Celsius, l'eau pèse environ 1000 kg par mètre cube. Cependant, la masse volumique peut varier en fonction de la température, de la salinité et de la teneur en sédiments (mais avec des variations négligeables pour les phénomènes qui nous intéressent ici). Dans les mêmes conditions de température et de pression, la masse volumique de l'air est de 1,225 kg par mètre cube, c'est-à-dire environ 800 fois inférieure à celle de l'eau.

b) La vitesse incidente du courant

Les projets actuels prévoient d'exploiter des zones où le courant possède une vitesse moyenne comprise entre 1,8 et 3,5 m/s contre environ 15 m/s pour la vitesse optimale pour la plupart des éoliennes.

c) La surface balayée par le rotor

Les projets actuels d'hydroliennes prévoient des pales de 15 m de diamètre alors que les éoliennes ont couramment des diamètres d'environ 50 m. Les infrastructures sont alors de taille beaucoup plus réduite.

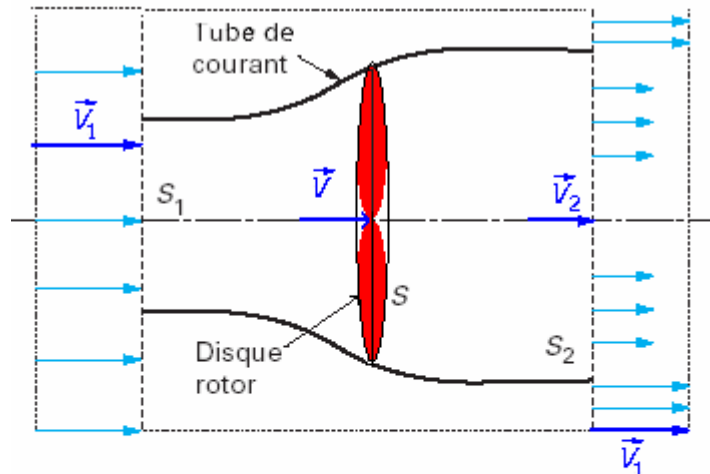
La puissance récupérée par l'hydrolienne et l'éolienne est, comme nous venons de le voir, grossièrement de la forme $P = \frac{1}{2} \rho S V^3$ (où ρ désigne la masse volumique du fluide considéré, S la surface balayée par le rotor, et V la vitesse du fluide incident).

On peut remarquer que c'est surtout la différence de masse volumique entre l'eau et l'air qui explique les différences de dimension entre les deux objets. On peut, en effet, diviser la longueur des pales d'une éolienne donnée pour fabriquer une hydrolienne et pourtant récupérer une puissance comparable.

2.3) Puissance maximale extraite : La loi de Betz

Grâce à la loi de Betz, on peut déterminer le rendement maximal des hydroliennes. En faisant des bilans de puissance entre ce qui arrive vers le rotor et ce qui en repart, on trouve, en respectant les notations de la figure 19, une puissance extraite qui s'exprime :

$$P = \frac{1}{2} (\rho S V) (V_1^2 - V_2^2)$$



- avec V_1 vitesse axiale initiale du vent
 S_1 surface à l'entrée du tube de courant
 V vitesse du vent dans le plan du rotor
 S surface du rotor
 V_2 vitesse du vent à l'aval du rotor
 S_2 surface à l'aval du rotor

Figure 19 : Vitesse de l'eau au voisinage de l'hydrolienne

On trouve que la force exercée sur le rotor vaut $\rho S V (V_1 - V_2)$. Puis on montre que $V = \frac{1}{2} (V_1 + V_2)$. On recherche ensuite la puissance maximale que l'on peut récupérer. On l'obtient pour $V_2/V_1 = 1/3$.

Avec ce choix de, on obtient le rendement rotor maximal en puissance qui est d'environ 60%. C'est la **loi de Betz**. Ce résultat révèle que malgré tous les progrès que l'on aura beau réaliser, **on ne pourra jamais extraire plus de 60% de l'énergie des courants**. De plus, il faut savoir que, dans la réalité, les prototypes atteignent seulement 40% en rendement rotor, et que, après conversion en énergie électrique, le rendement global se situe aux alentours de 20-25%.

3) Étude de différentes technologies

Une étude préalable est nécessaire avant toute mise en place d'un nouveau concept d'hydrolienne : les paramètres à prendre en compte lors de la conception d'une hydrolienne sont la vitesse des courants, les forces de poussée, la profondeur d'eau, la nature du fond marin, l'éloignement des côtes et la spécificité de l'environnement marin telle que la salinité de l'eau, la population végétale ou le régime des vagues, lié aux conditions météorologiques. Tous ces paramètres permettent de déterminer le choix de la structure porteuse et du type de turbine.

3.1) La technologie à axe horizontal

a) Cas de Marine Current Turbines

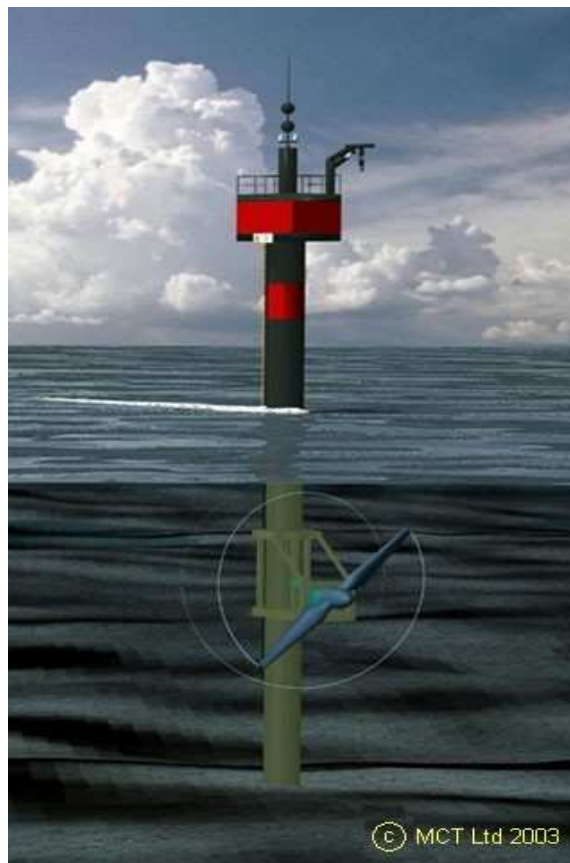


Figure 20 : Turbine à axe horizontale MCT Ltd

▪ Description

Ces turbines sont constituées de bi-pales à axe horizontal d'un diamètre avoisinant les 20m et elles peuvent produire une puissance comprise entre 500 et 1000 kW. Leur pieu en acier est fixé dans le fond marin. Elles comprennent un générateur conventionnel. Un système de contrôle, placé dans une cabine à 7m au-dessus de la mer, permet une surveillance facilitée. Leur rendement énergétique est estimé à environ 27%.

- Avantages

L'avantage principal de cette technologie est la possibilité de réaliser la maintenance hors de l'eau. On notera également la possibilité d'installer la turbine en double rotor et donc d'accroître la production pour un pilier donné. D'autre part, la grande adaptabilité de la structure porteuse et la possibilité de faire pivoter le bras autour du pieu sont deux autres atouts non négligeables. Enfin, ce modèle laisse espérer une durée de vie importante (20 ans) et il est à noter que peu de génie civil est à mettre en place pour sa réalisation.

- Inconvénients

Toutefois, cette technologie est limitée par la profondeur marine qui ne peut excéder les 100 m et par une vitesse moyenne du courant relativement faible puisqu'elle doit être comprise entre 2,25 et 2,5 m.s⁻¹. De plus, le trafic maritime est restreint sur le site puisque les structures dépassent le niveau de la surface de la mer.

b) Cas de Hammerfest Strom AS



Figure 21 : Ferme d'hydroliennes (projet Hammerfest Strom AS)

- Description

Il s'agit d'un pieu tripode long de 20 m fixé par gravité au fond de la mer sur lequel est fixé un rotor à 3 pales de 10 m de long. Ces pales sont en matériaux composites renforcés par de la fibre de verre afin d'allier résistance et hydrodynamique. Cette hydrolienne est équipée d'un générateur conventionnel d'une puissance voisine de 600 kW par machine.

- Avantages

L'implantation des turbines à 17 m sous la surface procure à cette installation un net avantage sur ses concurrentes puisqu'elle rend la navigation possible au-dessus des champs d'hydroliennes. De plus, il est possible de l'installer à proximité des côtes puisque la discrétion visuelle et acoustique est assurée.

- Inconvénients

Il s'agit là d'un système peu compact et dont la profondeur maximale d'implantation n'est que de 50 m. Les experts de Hammerfest Strom AS ont noté des légers mouvements de sédiments observés sur la zone d'essai et des fuites d'huile du multiplicateur sur les prototypes, mais ce risque est commun à toutes les technologies.

3.2) La technologie à axe vertical

a) Ponte Di Archimede

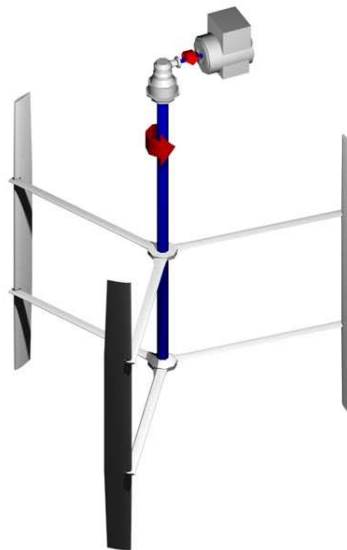


Figure 22 : Hydrolienne à axe verticale (projet Ponte Di Archimede)

- Description

Ce prototype est constitué d'une plate-forme flottante ancrée en 4 points reliée à un générateur synchrone 3 phases. Les 3 pales en acier sont recouvertes de résine de carbone et sont portées chacune par 2 bras radiaux en fibre de verre. La puissance obtenue est de 120 kW pour un courant de $3,5 \text{ m.s}^{-1}$, ce qui correspond à un rendement d'environ 23%.

- Avantages

Un des plus gros atouts de ce modèle est que le sens de rotation est indépendant du sens du courant. De plus, le couple de démarrage étant très important, le démarrage peut se faire de manière autonome. On notera également la flexibilité de la structure porteuse par rapport à la profondeur du site et la possibilité de placer le générateur hors de l'eau. Enfin, l'impact environnemental reste très faible.

- Inconvénient

L'éventuelle cavitation agit sur toute la pale.

3.3) La technologie « hydroplane »

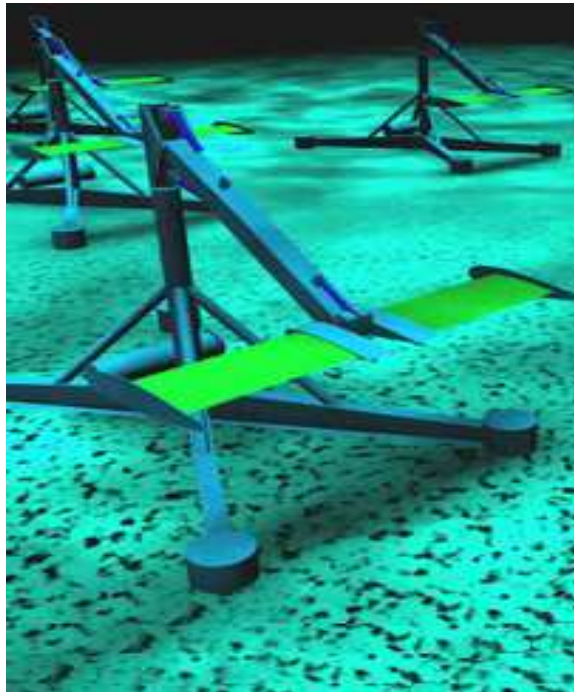


Figure 23 : Structure hydroplane

▪ Description

La structure porteuse – d’une hauteur d’environ 20 m – est un trépied fixé sur le fond océanique par gravité. L’« hydroplane » fait face au courant mais son angle d’attaque est variable, l’amplitude maximale étant d’environ 50°. Les oscillations du bras entraînent le pompage du fluide qui alimente un moteur hydraulique couplé à un générateur électrique. On estime la puissance dégagée à 150 kW, soit un rendement de 20%.

▪ Avantages

L’avantage principal de l’« hydroplane » est – du fait de la forme des pales – l’absence quasi-totale de risque de cavitation. De plus, tout comme la technologie développée par Hammerfest Strom AS, la navigation au dessus du site est possible car le système est totalement immergé.

▪ Inconvénients

Le seul inconvénient de ce prototype est que la profondeur marine doit être inférieure à 100 m.

Conclusion : quelle technologie choisir pour un site donnée ?

- Les technologies les plus puissantes sont les 2 structures à axe horizontal : elles permettent chacune de dégager une puissance d'environ 300 kW.
- La technologie la moins coûteuse est la structure à axe horizontal de Marine Current Turbines : le coût d'installation des turbines du prototype est de 1366 € / kW.
- Pour les grandes profondeurs, les ingénieurs préféreront soit la plate-forme ancrée avec turbine à axe vertical (Ponte Di Archimede) soit l'hydroplane déposée au fond de la mer (The Engineering Business).
- Pour les fonds malléables, il est préférable d'avoir recours également à la plate-forme ancrée avec turbine à axe vertical (Ponte Di Archimede) ou bien à l'hydroplane déposée au fond de la mer (The Engineering Business).
- Pour ce qui est des zones à fort trafic maritime, l'hydroplane (The Engineering Business) et la turbine à axe horizontal (Hammerfest Strom AS) sont à privilégier.
- Pour les zones de courant élevé, la technologie de prédilection est, en premier lieu, la turbine à axe vertical (vitesse maximale : $3,5 \text{ m.s}^{-1}$), juste devant l'hydroplane dont la vitesse maximale d'utilisation est de $2,7 \text{ m.s}^{-1}$.

PARTIE 3 : IMPLANTATION ET MAINTENANCE

Nizar Haj Taieb, Alexander Nölle

La réalisation de ce nouveau projet de production de courant électrique au moyen d'hydroliennes demande beaucoup d'étapes de travail dont la maintenance et l'implantation de ces hydroliennes.

1) Conditions à respecter

1.1) Problèmes liés à l'implantation des hydroliennes

Les hydroliennes rencontrent, comme les éoliennes offshore, une forte opposition des pêcheurs qui craignent de casser leurs filets dans ces installations métalliques. En réalité, seuls les gros chalutiers se verraient interdire l'approche des hydroliennes, les petits bateaux de pêche disposant de lignes et de casiers pourront accéder à ces zones devenues de véritables sanctuaires à poisson.

Il faudra aussi tenir compte de l'armée qui pourrait causer de gros dommages avec ses sous-marins et de la marine marchande qui emprunte habituellement ces routes.

1.2) Caractéristiques des hydroliennes

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

- se maintenir en place et résister aux forces hydrodynamiques du courant
- turbiner au mieux le flux d'eau du flot et du jusant pour produire de l'énergie mécanique
- transformer l'énergie mécanique en énergie électrique
- exporter la production électrique vers le réseau à terre
- ne nécessiter qu'un minimum de maintenance
- gêner au minimum la navigation et le milieu vivant
- produire une énergie à un coût acceptable

Pour ces différentes raisons, une bonne implantation est indispensable.

Prenons tout d'abord l'exemple des éoliennes offshore. Celles-ci ont des structures de grande taille (environ 100m) qui sont installées en mer par des navires équipés de grues. Le navire est muni de jambes s'appuyant sur le fond, ce qui assure la stabilité malgré les vagues. Pour que les opérations de levage puissent se dérouler efficacement, il faut que le vent soit modéré. On considère que la période estivale est relativement favorable, et on s'efforce de planifier les opérations de montage ou de maintenance lourde durant la belle saison.

Dans le cas des hydroliennes, les conditions sont radicalement différentes. Il existe des périodes parfaitement prévisibles de mortes eaux pendant lesquelles les courants sont très faibles, ces périodes durent 2 à 3 jours et se renouvellent 2 fois par mois. Dans les périodes de production, la durée de la renverse du courant n'octroie qu'une vingtaine de minutes de courant relativement calme. La périodicité et les horaires des interventions peuvent être prédits avec précision d'après les tables de marée, corrigées en fonction des conditions météorologiques. Les techniques d'installation, de relevage, ainsi que les procédures

correspondantes doivent tenir compte de ces particularités. La profondeur à laquelle les hydroliennes sont installées est modérée (quelques dizaines de mètres). Il serait envisageable d'intervenir sur les machines avec des plongeurs. Toutefois, une plongée doit avoir une durée minimale (à cause des paliers de décompression) et ne peut pas s'inscrire dans une période de courant modéré. Les courants forts posent de gros problèmes de sécurité et exigent des techniciens parfaitement formés à ce type d'intervention. Il est indispensable de concevoir l'ensemble des équipements afin que les interventions de plongeurs soient réduites au strict minimum.

2) Implantation

2.1) Fondations des hydroliennes installées en mer

Le plus grand défi lancé à l'énergie offshore est la réduction des coûts : le câblage sous-marin, d'un côté, et les fondations, de l'autre, ont jusqu'ici fait de l'énergie offshore une option coûteuse.

Cependant, de nouvelles technologies de fondation et le développement d'hydroliennes sont maintenant sur le point de rendre l'énergie hydrolienne exploitable à des profondeurs d'eau dépassant les quinze mètres de profondeur.

a) L'acier est moins cher que le béton

Deux compagnies d'électricité et trois bureaux d'ingénieurs danois ont réalisé ensemble une étude pionnière en 1996-1997 sur la conception et les coûts des fondations installées en mer (actuellement le rapport est seulement disponible en danois). L'étude a conclu que, dans le cas de fondations destinées à un parc, l'acier est beaucoup plus compétitif que le béton.

Il semble que toutes les nouvelles technologies de fondation soient rentables. En tout état de cause, le coût marginal de la construction des parcs à des profondeurs très grandes s'est avéré bien moindre que ce que l'on avait estimé au début.

b) 50 ans de durée de vie

Contrairement à l'opinion habituellement reçue, la corrosion ne constitue pas un problème majeur lorsqu'une structure d'acier est installée en mer. Les expériences des plates-formes de forage pétrolier ont montré qu'il est en fait possible de les protéger contre la corrosion par l'emploi de cathodes (électriques). De plus, les fabricants fourniront automatiquement les hydroliennes avec une peinture d'une classe de protection très élevée.

Les fondations des plates-formes de l'industrie pétrolière ont normalement une durée de vie d'environ 50 ans. C'est également la durée de vie estimée pour les fondations d'acier étudiées dans le rapport susmentionné.

c) Les enjeux de l'implantation

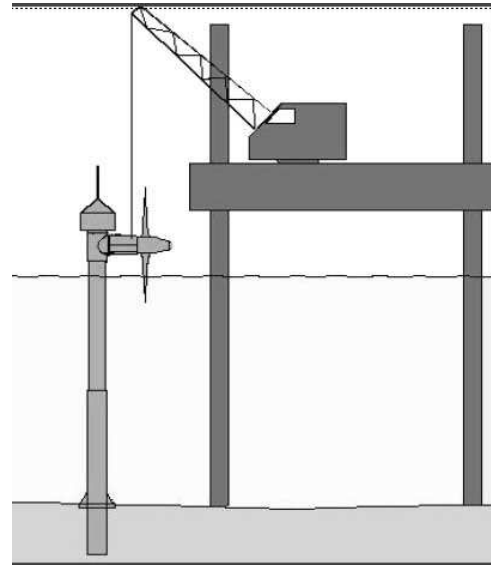
Il s'agit d'abord de déterminer les besoins spécifiques correspondants à chaque type d'hydrolienne. Il faut ensuite choisir le bon lieu assurant la fixation la plus stable dans un site potentiel donné. Il est enfin nécessaire de mettre en évidence les contraintes environnementales (voir la partie 6 concernant l'environnement).

2.2) Une Démarche de l'implantation

a) Projet Seaflow: « Monopile »

Ce projet a été développé par Seacore (entreprise anglaise). Un prototype a été installé à Lynmouth, au Nord du Devon au Royaume-Uni. Il est constitué d'une tour d'acier pouvant faire jusqu'à 4 m de diamètre et fixée par un perçage dans le sol marin. Son installation se fait avec une plateforme à quatre piliers.

Figure 24 : Installation d'une hydrolienne à l'aide d'une plateforme 4 piliers



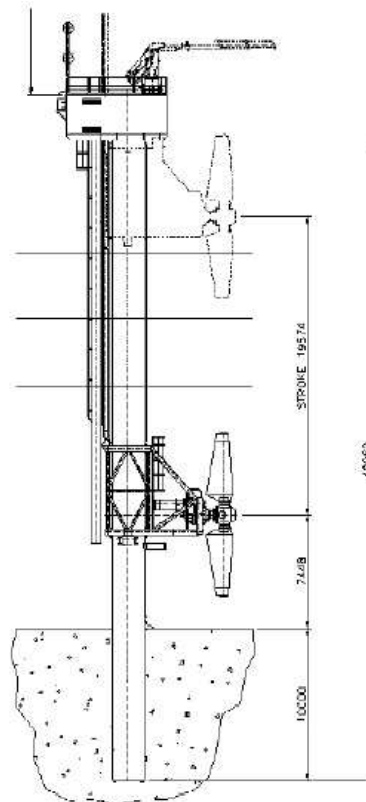
b) L'installation du Seaflow

On fait descendre la tour de montage avec une grue. Puis, on creuse le sol par l'intermédiaire d'une perceuse pour avoir des trous de 15 à 20 m de diamètre.

Ensuite, on installe la base inférieure de l'hydrolienne en la fixant avec du béton.

Finalement, on installe les autres composants de l'hydrolienne.

Figure 25 : Schéma de l'hydrolienne du projet Seaflow



c) Les limites de Seafloor

Pour chaque plateforme, on a un nombre maximum de deux hydroliennes. Il est, par ailleurs, impossible de réaliser l'installation lorsque la mer est agitée (vagues de plus de deux mètres et vent trop fort).

De plus, la profondeur maximale des hydroliennes est de 50 mètres.



Figure 26 : Implantation d'une éolienne offshore (même principe pour l'hydrolienne)

2.3) Les autres Démarches

- **Ponte di Archimede – Projet Enermar**

Le lieu d'implantation de ces hydroliennes est à Ganzirri dans le détroit de Messine. Les hydroliennes sont situées à une distance de la côte d'environ 150 mètres et leur profondeur varie de 18 à 25 mètres. L'installation se fait à l'aide d'une plateforme flottante, ancrée en 4 points. Cependant, les hydroliennes peuvent également être installées par bateau.

- **Hammerfest Strom AS**

Pour ce projet, le site est à Kvasundlet, en Norvège. Les hydroliennes sont placées à une profondeur de 50 m maximum et leur fixation se fait par gravité, leur poids étant de 200 tonnes, avec un pieu tripode.

- **The Engineering Business Ltd. – Stingray**

Leurs prototypes sont installés à Yell sound, dans les îles Shetland, à une profondeur de 30 mètres. La fixation se fait par gravité avec un trépied et l'installation par une descente via un système de câbles depuis un bateau.

3) Maintenance

L'objectif est de minimiser la fréquence de la maintenance.

Les principales opérations de maintenance à réaliser sont de plusieurs types. Tout d'abord, il est nécessaire de changer les composants. Pour cela, il faut donc que la construction soit durable. Il faut aussi réaliser des opérations de nettoyage et, de ce fait, il est nécessaire de choisir le design optimal et de trouver les lieux appropriés. Il faut parfois aussi changer les matériaux de consommation.

La maintenance et la réparation des hydroliennes nécessitent l'utilisation de bateaux et sont, de ce fait, difficiles et dangereuses. Cependant, quelques changements au niveau du design pourraient être pris pour réduire la difficulté et la fréquence des procédés de maintenance. Une installation levant l'unité de la turbine au dessus de l'eau permet, par exemple, de faire la maintenance sur une plateforme ou un bateau. Tous les composants importants de la turbine peuvent ainsi être apportés à l'intérieur du bateau.

La maintenance se fait autrement à l'aide de robots spéciaux ou avec des plongeurs qui changent les câbles et assurent la maintenance des fondations.

Par ailleurs, il faut utiliser des lubrifiants avec une viscosité très importante, des joints de haute qualité, des coussinets et des hélices suffisamment forts pour réduire la fréquence de la maintenance.



Figure 27 : Maintenance d'une hydrolienne à l'aide d'un bateau



Figure 28 : Plongeurs pour la maintenance (gauche) et utilisation de robots (droite)

PARTIE 4 : TRANSPORT ET PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Nicolas Chapuis, David Guégan

1) La Production

La génératrice convertit l'énergie mécanique en énergie électrique.

Les génératrices des hydroliennes diffèrent un peu des autres types de génératrices raccordées au réseau électrique. Une des raisons expliquant cette différence est que la génératrice d'une hydrolienne doit pouvoir fonctionner avec une source de puissance (c'est-à-dire le rotor de l'hydrolienne) qui fournit une puissance mécanique (un couple) très variable.

1.1) La génératrice synchrone

a) Principes des génératrices (ou moteurs) triphasées

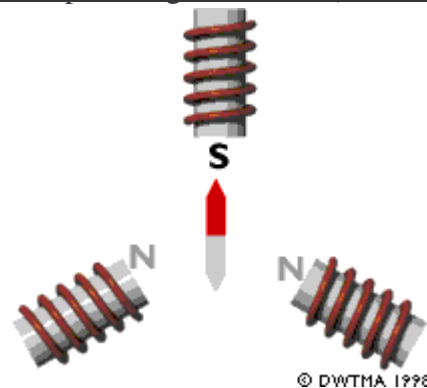


Figure 29 : Schéma d'une génératrice triphasée

L'ensemble des génératrices (ou moteurs) triphasées utilisent un champ magnétique tournant. Sur la figure ci-dessus, on peut observer trois électroaimants dans un cercle. Chaque électroaimant est raccordé à sa propre phase dans un réseau électrique triphasé.

Chacun des électroaimants produit alternativement un pôle sud et un pôle nord vers le centre. Les lettres sont marquées en noir lorsque le magnétisme est fort, et en gris clair lorsque le magnétisme est faible. La fluctuation du magnétisme correspond exactement à celle de la tension de chaque phase. Lorsqu'une des trois phases atteint son maximum, le courant circule dans les deux autres dans le sens inverse et à demi-tension. Comme le courant traversant chacun des trois aimants se trouve toujours décalé d'un tiers de période par rapport au précédent, le champ magnétique fera un tour entier par cycle.

b) Fonctionnement d'un moteur synchrone

L'aiguille aimantée (avec le pôle nord marqué en rouge) suivra le champ magnétique de façon très précise, faisant exactement un tour par cycle. Dans un réseau à 50 Hz, l'aiguille fera 50 tours par seconde, c'est-à-dire : $50 \times 60 = 3.000$ tours par minute.

En fait, sur la figure ci-dessus, il s'agit d'un moteur synchrone bipolaire à aimant permanent. Si l'on dit que le moteur est synchrone, c'est parce que l'aimant au centre tourne à une vitesse constante qui est synchrone avec la rotation du champ magnétique.

La raison pour laquelle on dit que c'est un moteur bipolaire est qu'il a un pôle nord et un pôle sud. On pourrait peut-être dire qu'il y a plutôt trois pôles sur le schéma, mais le fait est que l'aiguille de compas est soumise à l'attraction du total des champs magnétiques autour de son propre champ magnétique. Si l'aimant tout en haut est un pôle sud fort, les deux aimants situés en bas formeront ensemble un pôle nord fort.

On dit que le moteur est à aimant permanent parce que l'aiguille de compas au centre est un aimant permanent et non un électroaimant. Il est également possible de construire un vrai moteur en remplaçant l'aiguille de compas par un aimant permanent fort, ou bien par un électroaimant qui maintient son magnétisme grâce à une bobine (roulée autour d'un noyau de fer et alimentée de courant continu).

On appelle la construction avec les trois électroaimants le **stator** du moteur, étant donné qu'une partie du moteur reste statique, c'est-à-dire au même endroit. Si l'aiguille de compas est appelée le **rotor**, c'est évidemment parce qu'elle effectue des rotations.

c) Fonctionnement d'une génératrice synchrone

Si l'aimant est forcé de tourner (au lieu de laisser le courant du réseau électrique le mouvoir), on verra qu'il fonctionne comme une génératrice, retournant du courant alternatif au réseau. Il est cependant nécessaire de disposer d'un aimant plus fort pour pouvoir produire beaucoup d'électricité. Plus la force (le couple) utilisée est grande, plus la production d'électricité sera importante bien que la génératrice continue à fonctionner à exactement la même vitesse, celle-ci étant déterminée par la fréquence du réseau.

Il est également possible de la débrancher complètement du réseau et de créer son propre réseau électrique triphasé en couplant des ampoules électriques aux trois bobines roulées autour des électroaimants. Cependant, si on débranche la génératrice du réseau principal, il faudra la faire tourner à une vitesse de rotation constante afin de produire du courant alternatif à une fréquence constante. Par conséquent, avec ce type de génératrice, on optera normalement pour un raccordement indirect au réseau.

Dans la pratique, des génératrices synchrones à aimants permanents sont très peu utilisées. Il y a plusieurs raisons à cela : d'abord, les aimants permanents tendent à se démagnétiser lorsqu'ils travaillent dans les champs magnétiques puissants à l'intérieur de la génératrice. De plus, les aimants forts (fabriqués à partir de métaux rares tels que le néodyme) coûtent assez chers, malgré la baisse des prix qui a eu lieu dernièrement.

d) Hydroliennes avec des génératrices synchrones

Dans le rotor d'une hydrolienne avec une génératrice synchrone, on installe normalement des électroaimants alimentés par le courant continu du réseau électrique. Comme le réseau électrique fournit du courant alternatif, il faut le convertir en courant continu avant qu'il soit envoyé aux bobines roulées autour des électroaimants du rotor.

Les électroaimants du rotor sont branchés au courant au moyen de brosses et de bagues collectrices fixées à l'arbre de la génératrice.

1.2) La génératrice asynchrone (génératrice à induction)

L'image ci-dessous montre les principes fondamentaux de la génératrice asynchrone, principes qui ressemblent beaucoup à ceux présentés aux pages précédentes. En fait, c'est seulement le rotor qui a l'air différent, comme on peut le voir un peu plus loin.

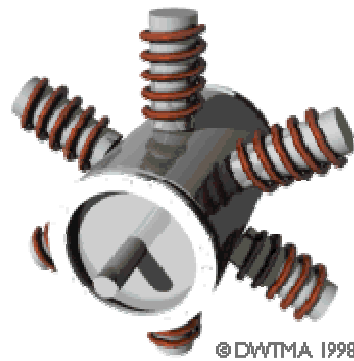


Figure 30 : Schéma d'une génératrice asynchrone

La plupart des hydroliennes du monde utilisent une génératrice asynchrone triphasée à cage (d'écureuil), appelée aussi génératrice à induction, pour produire du courant alternatif. Ce type de génératrice n'est en fait que très rarement utilisé, sauf dans l'industrie éolienne et dans les petites centrales hydrauliques. Nonobstant, on a une assez bonne connaissance de cette technique.

Le fait curieux de ce type de génératrice est qu'elle fût originalement conçue comme un moteur électrique. En fait, un tiers de la consommation mondiale d'électricité est utilisé pour faire fonctionner des moteurs à induction qui actionnent des machines, pompes, ventilateurs, compresseurs, ascenseurs et d'autres types d'équipement requérant la conversion de l'énergie électrique en énergie mécanique.

Un avantage de cette génératrice est qu'elle est très fiable et relativement peu onéreuse par rapport à d'autres types de génératrices. Elle a également quelques caractéristiques mécaniques qui la rendent très appropriée pour la conversion de l'énergie hydrolienne (glissement de la génératrice ainsi qu'une certaine capacité de surcharge).

a) Le rotor à cage d'écureuil

Le composant principal de la génératrice asynchrone est le rotor à cage d'écureuil. On l'appelle parfois seulement un rotor à cage.



Figure 31 : Schéma d'un rotor à cage

C'est en fait le rotor qui distingue la génératrice asynchrone de la génératrice synchrone. Le rotor comporte un certain nombre de barreaux en cuivre et en aluminium reliés électriquement entre eux par deux cercles en aluminium situés aux deux extrémités.

Sur l'image ci-dessous, on peut voir le rotor muni d'un noyau de fer qui comporte plusieurs fines lames d'acier isolées avec des trous pour les barreaux conducteurs en aluminium. Le rotor est placé au centre du stator qui, également dans ce cas, est un stator à quatre pôles raccordé directement aux trois phases du réseau électrique.

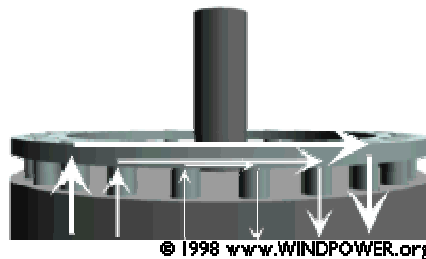


Figure 32 : Schéma d'un rotor muni d'un noyau de fer

b) Fonctionnement du moteur

Lorsque le courant est connecté, la machine commence à tourner comme un moteur, à une vitesse légèrement inférieure à la vitesse synchrone du champ magnétique tournant produit par le stator. Comment cela se produit-il ?

Si nous regardons les barreaux du rotor montré ci-dessus, nous avons un champ magnétique tournant qui se meut par rapport au rotor. Ce champ magnétique induit un courant fort dans les barreaux du rotor qui, eux, étant court-circuités par les deux cercles situés à leurs extrémités, n'offrent que très peu de résistance au courant.

Le rotor crée ainsi ses propres pôles magnétiques qui tour à tour sont entraînés par la force électromagnétique issue du champ magnétique tournant du stator.

c) Fonctionnement de la génératrice

On peut désormais se demander ce qui se passe si le rotor tourne exactement à la vitesse synchrone de la génératrice par exemple 1500 tours par minute, comme c'était le cas pour la génératrice synchrone tétrapolaire de la page précédente. La réponse est bien simple : il ne se passe rien ! Comme le champ magnétique tourne exactement à la même vitesse que le rotor, aucun phénomène d'induction ne se produira dans le rotor, et il n'y aura donc aucune interaction entre le rotor et le stator.

Par contre, si on dépasse la vitesse de 1500 tours par minute, le rotor tournera à une vitesse supérieure à celle du champ magnétique tournant, ce qui signifie que le stator commence à induire un courant fort dans le rotor. Plus le rotor tourne vite, plus grande sera la puissance transférée comme une force électromagnétique au stator et ensuite convertie en électricité.

d) Glissement de la génératrice

La vitesse d'une génératrice asynchrone varie en fonction du couple de rotation qui lui est appliqué. Dans la pratique, la différence entre la vitesse de rotation à la puissance maximale et celle à vide est très petite, d'environ 1 %. Cette différence exprimée en pourcentage de la vitesse synchrone est également appelée le glissement de la génératrice. Ainsi, une génératrice tétrapolaire fera 1500 tours par minute à vide si elle est raccordée à un réseau électrique à 50 Hz. Si la génératrice fonctionne à sa puissance maximale, elle tournera à 1515 tours par minute.

Le fait que la génératrice augmente ou diminue légèrement sa vitesse en fonction des variations du couple est un caractère mécanique très utile, avant tout parce que cela réduit l'usure du multiplicateur (à cause d'une réduction du couple maximal). C'est l'un des atouts les plus importants du choix d'une génératrice asynchrone au lieu d'une génératrice synchrone pour une éolienne raccordée directement au réseau électrique.

e) Ajustement automatique des pôles du rotor

Ce qui donne au rotor à cage sa finesse, c'est qu'il s'adapte automatiquement au nombre de pôles du stator. Le même rotor peut donc être utilisé avec une grande variété de nombre de pôles.

f) Nécessité d'un raccordement au réseau

Dans le paragraphe sur la génératrice synchrone à aimants permanents, on a pu voir comment une telle génératrice peut fonctionner sans être raccordée au réseau électrique.

Il n'en est pas de même pour la génératrice asynchrone, son stator ayant besoin d'être alimenté en courant afin de créer le champ magnétique nécessaire pour le fonctionnement de la génératrice.

g) Changement du nombre de pôles de la génératrice

Il paraît logique de croire qu'un stator contenant deux fois plus d'aimants coûte deux fois plus cher. Cela n'est cependant pas le cas. De toute manière, comme on peut le voir sur l'image, les génératrices (et les moteurs) sont normalement conçues avec un grand nombre d'aimants dans le stator (les enroulements à bobine autour du stator ne sont pas montrés sur l'image).

On conçoit le stator ainsi pour minimiser la brèche d'air entre le rotor et le stator. En même temps, il est nécessaire d'assurer le refroidissement des aimants. En réalité, le fer du stator est constitué d'un grand nombre de minces lames d'acier isolées (d'une épaisseur de 0,5 mm) qui sont assemblées pour former le stator. Cette disposition empêche la diminution de l'efficacité de la génératrice par suite des courants de Foucault provoqués dans le fer du stator.

Le problème lié à l'augmentation du nombre de pôles d'une génératrice asynchrone à cage d'écureuil se limite en fait à la connexion des aimants voisins, connexion qui peut être réalisée de deux façons différentes : soit en prenant un groupe d'aimants et en les connectant à la même phase au fur et à mesure que l'on se déplace dans le stator, soit en changeant à la phase suivante, chaque fois que l'on arrive à un nouvel aimant.

h) Génératrice à nombre de pôles variable pouvant fonctionner à deux vitesses

Il est cependant plus fréquent de munir les hydroliennes modernes d'une génératrice à nombre de pôles variable, c'est-à-dire d'une génératrice qui (selon la forme de connexion des aimants du stator) peut fonctionner avec différents nombres de pôles, et donc à une vitesse de rotation variable.

Il arrive que les génératrices soient construites selon le principe de « deux en un », ce qui leur permet de fonctionner alternativement comme par exemple une génératrice de 400 kW ou une de 2000 kW, et à deux vitesses différentes. Cette conception est de plus en plus utilisée par les constructeurs d'éoliennes.

Savoir s'il vaut la peine ou non d'employer une double génératrice ou un plus grand nombre de pôles pour les courants faibles dépend de la distribution des vents sur le site en question, et du prix supplémentaire de génératrice à pôles variable comparé au prix que le propriétaire de l'éolienne peut obtenir pour l'électricité produite. Il faut en effet tenir compte du fait que le contenu énergétique des vents faibles n'est pas très élevé.

Cependant, une bonne raison pour choisir le système d'une double génératrice est le fait qu'il permet à l'hydrolienne de tourner à une vitesse de rotation basse lors des périodes de courants faibles. Cela améliore l'efficacité d'un point de vue aérodynamique, tout en diminuant les nuisances sonores engendrées par les pales du rotor (ce qui constitue en général uniquement un problème à des vitesses faibles du courant).

2) Transport et Raccordement au réseau

Une hydrolienne peut être construite avec une génératrice synchrone ou asynchrone raccordée au réseau sous plusieurs formes, directement ou indirectement. Le raccordement direct au réseau signifie que la génératrice est raccordée directement au réseau à courant alternatif (triphase en général).

Par opposition, il existe le raccordement indirect au réseau qui signifie que le courant produit par l'hydrolienne traverse une série de dispositifs électriques ajustant le courant de façon à correspondre à celui du réseau. Avec une génératrice asynchrone, un tel ajustement a lieu automatiquement.

2.1) Raccordement indirect au réseau électrique

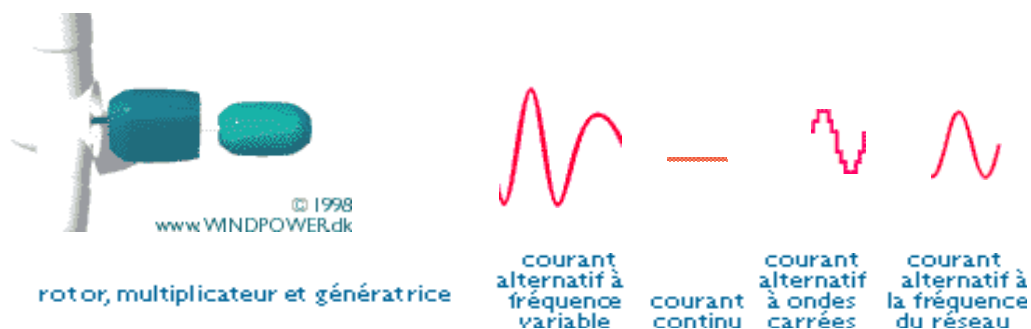


Figure 33 : Principe du raccordement au réseau

- *Production de courant alternatif (CA) à fréquence variable*

La plupart des hydroliennes fonctionnent à vitesse quasi-constante avec raccordement direct au réseau. Cependant, si une hydrolienne est raccordée indirectement au réseau, elle fonctionne dans son propre petit réseau séparé à courant alternatif, comme vous pouvez le voir sur la figure 31. Ce réseau est contrôlé électroniquement (par l'emploi d'un inverseur) de façon à permettre la variation de la fréquence du courant alternatif dans le stator de la génératrice. Ainsi, il est possible de faire fonctionner une hydrolienne à une vitesse de rotation variable, ce qui signifie que l'hydrolienne produit du courant alternatif à exactement la même fréquence variable que celle s'appliquant au stator.

La génératrice peut être soit synchrone, soit asynchrone. De même, l'hydrolienne est souvent équipée d'un multiplicateur, tout comme c'est le cas sur l'image ci-dessus. Si sa génératrice est munie de nombreux pôles comme il est expliqué par la suite, elle peut cependant fonctionner sans multiplicateur.

- *Conversion en courant continu (CC)*

Le courant alternatif à fréquence variable n'est pas utilisable dans le réseau électrique public. Par conséquent, il faut d'abord le convertir en courant continu. La conversion de courant alternatif à fréquence variable en courant continu est réalisée par l'emploi de thyristors et de grands transistors de puissance.

- *Conversion en courant alternatif à fréquence fixe*

On convertit ensuite le courant continu (fluctuant) en un courant alternatif à exactement la même fréquence que celle du réseau électrique (par l'emploi d'un transformateur). La même conversion peut également être obtenue en utilisant des thyristors ou des transistors.

Les thyristors ou les transistors sont de grands interrupteurs semi-conducteurs fonctionnant sans pièce mécanique. Le courant alternatif obtenu par un transformateur a l'air assez difforme à première vue, ne ressemblant pas du tout à la courbe sinusoïdale lisse du courant alternatif. A la place, on obtient toute une série de fluctuations brusques tant de la tension que du courant.

- *Filtrage du courant alternatif*

Il est cependant possible d'atténuer les ondes de forme rectangulaire en faisant appel à des inductances et à des condensateurs appropriés formant un mécanisme dit de filtrage du courant alternatif. Comme expliqué ci-après, le filtrage ne permet cependant pas d'effacer complètement l'apparence ébréchée de la courbe de tension.

- *Avantages du raccordement indirect au réseau : vitesse variable*

L'avantage principal d'un raccordement indirect au réseau est qu'il permet de faire fonctionner l'hydrolienne à une vitesse variable. Ainsi, il est possible d'augmenter la vitesse de rotation du rotor lors des augmentations de courant, tout en stockant l'énergie supplémentaire sous forme d'énergie rotative. Cela requiert évidemment un système de contrôle très intelligent qui est en mesure de distinguer une vraie rafale de courant des simples

vitesse élevées du courant. De cette manière, on arrive à réduire le couple maximal (réduisant l'usure du multiplicateur et de la génératrice) ainsi que les charges de fatigue de la tour et des pales du rotor.

Un autre avantage est la possibilité de contrôler la puissance réactive (c'est-à-dire le déphasage du courant par rapport à la tension dans le réseau de courant alternatif), améliorant ainsi la qualité de puissance du réseau électrique. Cela peut être très utile, surtout dans le cas d'une hydrolienne raccordée à un réseau électrique faible.

En théorie, la vitesse variable peut également comporter un léger avantage en termes de production annuelle, étant donné qu'elle permet de faire fonctionner une hydrolienne à la vitesse optimale de rotation selon la vitesse du courant. Cependant, d'un point de vue économique, l'avantage ainsi obtenu est si négligeable qu'il ne mérite même pas d'être mentionné.

- *Inconvénients du raccordement indirect au réseau*

L'inconvénient principal du raccordement indirect au réseau est son coût. Comme nous venons de l'apprendre, l'hydrolienne aura besoin d'un rectificateur et de deux inverseurs, l'un pour contrôler le courant du stator, et l'autre pour produire le courant de sortie. Actuellement, il semble que le prix de l'électronique de puissance excède les gains liés à la construction d'hydroliennes plus légères, mais il est possible que cette tendance changera au fur et à mesure que le prix de l'électronique de puissance diminuera. Les statistiques sur le fonctionnement d'hydrolienne utilisant de l'électronique de puissance (publiées par l'institut allemand ISET) indiquent également que la disponibilité de ces machines est un peu inférieure à celle des machines conventionnelles, à cause de défaillances de l'électronique de puissance.

D'autres inconvénients sont la perte d'énergie lors du processus de conversion courant alternatif – courant continu – courant alternatif ainsi que la distorsion harmonique du courant alternatif que l'électronique de puissance peut introduire dans le réseau électrique. Une distorsion harmonique se produit lorsque le processus de filtrage mentionné ci-dessus est imparfait, laissant quelques sons harmoniques (multiples de la fréquence du réseau) dans le courant de sortie.

2.2) Le câblage

Le câblage sous-marin nécessaire pour raccorder les parcs éoliens offshore au réseau électrique principal de la terre ferme est une technologie bien connue. Il faut enterrer les câbles sous-marins afin de réduire le risque d'endommagement dû à l'équipement des pêcheurs, des ancres, etc. Si le fond de mer le permet, la solution la plus économique est de laver (à grande eau en utilisant des jets à haute pression) les câbles dans le fond marin au lieu de les enterrer ou de les enfouir.

2.3) Le raccordement et les caractéristiques de l'électricité produite

Sur les hydroliennes (avec une puissance de l'ordre de 500 à 1000 kW), la tension générée est le plus souvent un courant alternatif triphasé de 690 V en courant alternatif. Le courant est ensuite conduit à travers un transformateur situé juste à côté de l'hydrolienne (ou bien à l'intérieur) pour augmenter la tension à approximativement 10 000 à 30 000 V, selon le standard du réseau électrique local.

Les grands constructeurs fournissent tant des modèles d'hydroliennes de 50 Hz (pour la quasi-totalité des réseaux électriques du monde) que des modèles de 60 Hz (pour le réseau électrique américain).

Il est probable que des connexions de 30 à 33 kV seront utilisées pour les grands parcs offshore hydrolien de 120 à 150 MW. Au milieu de chaque parc, il y aura probablement une plate-forme avec un transformateur ainsi que d'autres types d'équipement. Le raccordement au réseau principal sera assuré par l'emploi de connexions de 150 kV. La puissance réactive est liée au changement de phase du courant alternatif.

Les câbles sous-marins auront une capacitance (capacité électrique) élevée, ce qui peut être utile pour fournir de la puissance réactive aux parcs. La solution optimale sera en fait d'intégrer dans le système une sorte de puissance de compensation, réactive et variable, selon la configuration précise du réseau. Si la distance au réseau principal est considérable, le raccordement des parcs par des connexions courant continu à haut voltage peut constituer une alternative intéressante.

PARTIE 5 : ÉCONOMIE

Karim Chbani, Andre Koepl

La puissance électrique, disponible par exploitation des courants marins dans le monde, a un ordre de grandeur de 5TW (Isaac and Seymour 1976), et présente plusieurs avantages à savoir :

- la prédictibilité, car le moteur de ces courants est la gravité et non pas le climat ou la météorologie,
- le respect de l'environnement,
- la densité d'énergie élevée,
- l'accessibilité des ressources.

Toutefois, l'extraction de cette énergie est limitée par des questions d'ordre pratique aux zones à forte charge se situant près des côtes, ce qui fait des détroits et des bras de mer des implantations privilégiées.

Différents paramètres influent une prise de décision concernant un investissement dans un projet de ferme d'hydroliennes : principalement les capitaux nécessaires à un investissement de ce type, ainsi que les coûts variables d'exploitation et de maintenance. L'étude de ces paramètres pourra donc mener à un diagnostic sur la viabilité de tels projets, et conditionnera l'investissement dans des technologies d'extraction d'énergies propres. Les principaux investisseurs et acteurs d'un projet (cité à titre d'exemple) sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Entreprise	Rôle dans le projet
Marine Current Turbines (MCT)	Société principale
IT Power (ITP)	Assistance technique générale
Seacore	Technologie en mer
Bendalls Engineering	Fabrication en acier
Corus Group	Fournisseurs en acier
Pirelli UK	Spécialistes marins en câble
ISSET (Kassel University)	Courant électrique et systèmes de commande
Friedrich Flender AG	Spécialistes en boîte de vitesse
Loher AG	Appareillage électrique en mer

Tableau 1 : Le consortium du projet MCT

Dans la suite de ce chapitre, nous retiendrons le projet MCT pour illustrer l'aspect économique d'un tel projet.

1) Coûts fixes du projet

1.1) Coûts de développement [4]

Marine Current Turbines Ltd voit son programme de développement des turbines maritimes débuter par des phases de recherche et de développement allant jusqu'à la fabrication commerciale. Une première concession d'un million d'euro a été reçue de la

Commission européenne pour les coûts de R&D et ceci a été suivi d'une concession du gouvernement Britannique pour le coût de la première phase du travail d'une valeur de £960.000. Les associés allemands ont reçu également une concession de 150.000 € de leur gouvernement. Le plan de la compagnie est de finir la phase initiale de R&D d'ici 2006, et de commencer les installations commerciales à ce moment-là. On prévoit que des installations d'une capacité de 300 MW seront installées avant 2010.

Le programme de la R&D est organisé la manière suivante :

- La **phase 1** (1999-2003) est consacrée à l'installation du premier grand système expérimental de rotor de 300kW et de 11m de diamètre monté sur un pylône à Lynmouth, Devon, UK. Il utilise un « dump load » au lieu d'un raccordement à l'aide de grilles. Cette phase a coûté 3,3 M£.
- La **phase 2** (2003-2005) est marquée par la conception, la fabrication, l'installation et l'essai du premier système jumeau "normal" de rotor de puissance entre 750 à 1200kW. Il sera relié à une grille et fonctionnera avec l'écoulement dans les deux directions. On s'attend à ce que cette phase coûte approximativement 4,5M£ en prenant en compte le raccordement de grille.
- La **phase 3** consiste en l'installation (2004-2005) de la première petite "ferme" des turbines de marée reliant l'ensemble avec le système de la phase 2, ainsi que probablement 3 à 4 unités supplémentaires pour donner une puissance globale pour le système d'environ de 4MW à 5MW. Ce projet sera en partie financé par le revenu tiré de la vente de l'électricité.

Cependant, il pourra y avoir plusieurs phases finales du programme de R&D dans la connexion des turbines les unes aux autres dans la grille.

1.2) Coûts de fabrication, d'installation, d'exploitation, de maintenance et d'assurance [1]

Les coûts ont été estimés pour tous les aspects d'une turbine. Trois dimensions différentes ont été proposées. Les caractéristiques des turbines sont exposées dans le tableau ci-dessous (tableau 2).

Diamètre des pales (m)	Vitesse nominale (m/s)	Vitesse maximum (m/s)	Puissance nominale (kW)
10	2	4	97
15	2	4	217
20	2	4	386

Tableau 2 : Caractéristiques des turbines pour trois dimensions différentes

Les différents coûts se répartissent de la manière suivante. Tout d'abord, les coûts en capitaux de turbine et d'assemblage ont été calculés sur la base d'un prototype unique, et incluent donc certains coûts d'installation, qui ne seraient pas répercutés pour d'autres machines identiques. Le tableau 3 représente les coûts reliés directement à la turbine et à son support.

Diamètre des pales (m)	Puissance nominale (kW)	Coût combiné (£)
10	97	214000
15	217	375000
20	386	623000

Tableau 3 : Coûts combinés des turbines et structures de support

Ces estimations des coûts ont été construites en utilisant une table détaillée des coûts de composants tels ceux donnés dans le tableau suivant (cf. tableau 4) et qui concernent une turbine ayant un diamètre de pale de 20 m.

Hardware costs (£)				
Assembly	Item	Qty	Rounded cost	Rounded Subtotal
Rotor	Rotor pattern	1	43 200	
	Rotor blades	4	99 700	
	Blade roots	4	16 200	
	Rolor hub	1	21 900	
	Rotor faring	1	4 300	
	Sub-total:			
Drivetrain	Main shaft	1	11 700	
	Seal assembly	1	3 000	
	Main bearings	2	3 000	
	Gear box	1	103 000	
	Generator	1	14 100	
	Sundries (Coupling, cooling system. . .)			5 000
Sub- total:				140 000
Nacelle	Nacelle body + fittings	1	29 100	
	Sub-total:			29 100
<i>Nacelle mounting and laising mechanism</i>	Nacelle support sleeve + attachment	1	16 200	
	Slewing head and drive	1	16 300	
	Lifting gear	1	29 300	
	Control platform	1	24 300	
	Sub-tolal:			
<i>Pile</i>	Monopile + skirt	1	93 100	
	Pile mast	1	4 000	
	Lower yaw bearing	1	3 300	
	Sub-total:			
<i>Elec/rical & con/rol</i>	Turbine controls/safety system		19 300	
	Standard switchgear		27 000	
	Sub-total			46 000
<i>Sundries</i>	11 kV transformer	1	5 000	
	Electrical cabling		3 000	
	Bilge pump & discharge		1 000	
	Warning lights		1 000	
	Battery and charger		500	
	Sub-total			
TOTAL				598 000
System Assembly				25 000
HARDWARE TOTAL				623 000

Tableau 4 : Coûts pour une unique turbine de 20m de diamètre, de puissance nominale 386 kW

Il existe aussi des frais financiers pour le câble au fond de la mer reliant la turbine au rivage. Des évaluations ont été basées partiellement sur l'expérience des projets antérieurs et partiellement sur des estimations des coûts des entrepreneurs potentiels.

En outre, le coût pour relier le système au réseau électrique doit être pris en considération. Il dépend de l'emplacement individuel et de la nature de l'infrastructure électrique locale.

De plus, le coût pour installer la turbine et le support est non négligeable. Ces chiffres sont basés sur des références commerciales pour l'installation d'une pile lit-montée en utilisant une installation élévatrice. Une estimation des coûts est présentée dans le tableau 5, les coûts étant indépendants de la taille de la turbine.

Tâche	Coût (£)
Mobilisation et transport	150000
Forage et installation de pile (7 jours)	70000
Installation de turbine (3 jours)	30000
TOTAL	250000

Tableau 5 : Coûts d'Installation

D'autre part, le coût d'assurance a été étudié dans le rapport [2] et est exposé dans le tableau 7.

Enfin, les coûts d'opération et de maintenance sont quantifiés dans l'étude [1]. Ils ont été exprimés comme des taux annuels proportionnels à tous les frais financiers. Le chiffre de 3% a été retenu.

La prise en compte de la maintenance doit comporter une réduction du facteur efficace de charge. On prévoit qu'un dispositif de génération puisse être sujet à des inspections relativement fréquentes mais que l'intervention principale serait beaucoup moins régulière.

2) Coût unitaire d'énergie

2.1) Production annuelle d'énergie

L'étude [1] estime les coûts annuels pour chaque unité en multipliant ceux-ci par le nombre d'unités pour donner le coût annuel pour l'arrangement choisi.

L'analyse a privilégié les emplacements en particulier les sites de Bluemull Sound et Fall of Warness. Le tableau 6, basé sur des simulations, reprend les facteurs de charge des turbines pris en compte dans le tableau 2.

Le facteur de charge [3] est un pourcentage indiquant la différence entre la quantité d'électricité utilisée par un consommateur pendant une période donnée et la quantité qui aurait été employée si l'utilisation était restée au niveau de la demande la plus élevée du consommateur pendant le temps plein. Le terme est également employé pour exprimer le pourcentage de la capacité d'un service d'énergie - tel que la canalisation de centrale ou de gaz - qui est utilisée dans une période donnée.

Ces chiffres sont exceptionnellement élevés pour une énergie renouvelable (à comparer avec les 25% environ pour les éoliennes [24]), reflétant l'intérêt de l'utilisation des hydroliennes.

Site	Facteur de Charge réalisable (%)	Détail
Bluemull Sound	45 - 56	Basé sur les mesures expérimentales et les simulations sur ordinateur
Fall of Warness	47 - 51	Basé sur des calculs

Tableau 6 : Facteurs théoriques de charge

2.2) Amortissement du capital et coût de génération

Selon [5], l'amortissement du capital est le taux d'intérêt utilisé pour escompter de futures marges brutes d'autofinancement. Il est aussi communément appelé taux de capitalisation. Un chiffre fréquemment cité pour des projets « de bien public » était 5% [1] bien que les estimations approchant 20% ne soient pas incongrues. On a supposé que 8% représente un chiffre réaliste pour des projets d'énergie renouvelable.

Les coûts prévus de génération étaient inférieurs à 7 p/kWh à un taux d'escompte de 8%. Ces données étaient, au moment de la rédaction cet article en 1995, meilleures que la plupart des estimations des coûts de puissance de vague et meilleures que ceux réalisées par des systèmes de génération d'énergie éolienne. On avait même suggéré que, alors que le pilier de soutien représente une proportion importante du coût global de n'importe quel système de marée, deux turbines pourraient être montées sur chaque structure de fond de la mer. Aucune estimation des coûts détaillés de cette option n'a été considérée mais il est probable qu'une réduction de 20% des coûts précédents pourrait être réalisable. Les coûts de génération seraient inférieurs à 5 p/kWh, ce qui permettait au projet de garantir sa rentabilité.

Puisque l'actuel prototype se sert de deux turbines et que l'on est déjà dans un niveau de recherche et développement très avancé, on conclut que les estimations de réduction de 20% prévues pour les coûts dus aux systèmes de double turbines, ont été fiables, selon [1]. On peut donc s'en servir pour estimer les impacts économiques de l'implantation commerciale des hydroliennes de MCT.

3) Dimensionnement et points cibles commerciaux

3.1) Dimensionnement de l'unité de production

Le schéma énergétique étudié est celui de l'installation d'une ferme de 5 hydroliennes, dont la puissance unitaire est de 5 MW. Toutefois, on peut grâce aux chiffres avancés extrapoler les coûts pour une ferme de 30 unités.

La principale différence entre des petites et des grandes installations réside en la complexité des connexions électriques entre les unités de production et le système de contrôle.

En effet, dans l'étude préliminaire développée, les 5 hydroliennes sont reliées par un feeder en anneau de 11kV, lui même connecté à une sous-station sur le littoral. Dans une plus grande installation, d'une taille avoisinant les 30 unités, ces dernières sont divisées par groupes de 5 interconnectés comme spécifié ci-dessus, ces feeders étant connectés à un collecteur offshore qui transforme la puissance, idéalement par des feeders radiaux de 33kV.

En ce qui concerne des installations encore plus grandes, on suivra le même schéma, en divisant par sous-unités de 30 hydroliennes.

En outre, le commutateur principal devra être assez complexe, car il devra gérer efficacement les phases de démarrage et d'arrêt de production, pour éviter de perdre du temps utile de production. De telles phases sont assez fréquentes, car elles ont lieu toutes les six heures environ.

3.2) Coûts : effets de volume

La principale raison de la réduction des coûts du kWh est un effet de volume. Plus on produit d'énergie, moins les coûts fixes auront une influence sur le prix final. On représente dans le tableau suivant le pourcentage des coûts fixes par rapport au total des coûts du projet.

Item	BBV cost		BBV cost		BBV cost	
	(£)	%ages	(£)	%ages	(£)	%ages
Number of units in scheme	1	1	5	5	30	30
CAPITAL COSTS						
1 MW baseline unit						
Power train	288132	13.32%	1440660	21.69%	8643960	25.99%
Mono-pile (fabrication)	261241	12.08%	1306205	19.67%	7837232	23.56%
On-pile electrical plant	138000	6.38%	690000	10.39%	4140000	12.45%
Omitted items	13800	0.64%	69000	1.04%	414000	1.24%
Assembly and transport	26229	1.21%	131145	1.97%	786870	2.37%
Sub-total	727402	33.63%	3637010	54.76%	21822062	65.61%
Additional offshore items						
5MW substations	0	0.00%	266000	4.00%	1596000	4.80%
30MW substations	0	0.00%	0	0.00%	883000	2.65%
Support piles	0	0.00%	0	0.00%	497602	1.51%
Sub-total	0	0.00%	266000	4.00%	2976602	8.95%
Installation						
Mono-pile (complete)	688812	31.85%	1271804	19.15%	3377433	10.15%
Submarine cabling	489167	22.62%	804979	12.12%	1127479	3.39%
Sub-total	1177979	54.47%	2076783	31.27%	4504912	13.54%
Onshore items						
RPA sub-station	25000	1.16%	60000	0.90%	1800000	5.41%
Spares	21307	0.99%	119833	1.80%	763148	2.29%
Sub-total	46307	2.14%	179833	2.71%	2563148	7.71%
Overhead items						
Surveys and permissions	92100	4.26%	110520	1.66%	184200	0.55%
Installation plant provision	Incl	Incl	Incl	Incl	Incl	Incl
Design (power, electrical plant)	21307	0.99%	63920	0.96%	255679	0.77%
Management and profit	97584	4.51%	307981	4.64%	956002	2.87%
Sub-total	210991	9.76%	482421	7.26%	1395881	4.20%
TOTAL CAPITAL COST	2162679	100.00%	6642047	100.00%	33262604	100.00%
Cost / kW	2163		1328		1109	
ANNUAL COSTS						
Insurance	15500	25.60%	77500	33.94%	465000	37.68%
Seabed rent etc	2000	3.30%	10000	4.38%	60000	4.86%
Maintenance	43045	71.10%	140866	61.68%	709018	57.46%
TOTAL ANNUAL COST	60545	100.00%	228366	100.00%	1234018	100.00%
Cost / kW	61		46		41	

Tableau 7 : Coûts fixes et coûts annuels

Bien que des installations additionnelles soient nécessaires pour des installations de taille plus grande, le coût généré n'a pas d'influence significative sur cet effet de volume, et reste de l'ordre de 5 à 10%.

Le coût du kWh produit baisse de plus de 30% dans ce cas précis.

Toutefois, on a supposé dans cette étude que le coût unitaire de chaque composant ne varie pas selon la taille de la commande. Cependant, l'acheteur possède un pouvoir de négociation dans son achat, surtout en ce qui concerne les systèmes électriques, où une réduction de 20% n'est pas rare. Ainsi, une baisse de 9% sur le coût total annuel peut être espérée si un achat groupé est effectué.

Donc en résumé, pour une unité de production à 30 hydroliennes.

Taux d'escompte *	5%	10%	15%
Coût de l'énergie produite p/kWh			
Sans achat groupé	3.77	5.15	6.79
Avec achat groupé	3.36	4.56	6.00

Tableau 8 : Taux d'escompte envisageables et coûts de l'énergie produite associés

* On définit le **taux d'escompte** comme étant le taux d'intérêt qu'une banque centrale applique pour des emprunts à court terme souscrits par des établissements financiers.

Ce taux possède une influence sur le coût de l'énergie, vu que d'importants fonds d'investissement ont besoin d'être levés.

3.3) Points cibles commerciaux

On a donc vu que si on exclut les coûts de développement, les meilleurs sites sont capables de produire de l'énergie dont le coût varie entre 3 et 7 p/kWh. Ce coût reste assez élevé, hormis pour alimenter des communautés qui seraient isolées et dont le coût de raccordement au réseau serait élevé.

On peut affirmer que l'extraction d'énergie par hydrolienne deviendrait commercialement attractive dès que le coût descendrait vers les 2-3 p/kWh, en excluant les bonus « énergie propre », ou d'autres subventions du gouvernement

Cette partie se base sur le scénario de 30 MW, et définit les cibles à atteindre si on veut effectivement abaisser ce coût de production.

a) Capital et coûts annuels

En pratique, les coûts annuels sont reliés au capital. Ainsi, une baisse de 2% de capital mène généralement à une réduction de 1% du coût annuel. Une étude a donc estimé les coûts unitaires de l'énergie en couplant avec une augmentation de la production d'énergie.

Réduction	Coûts du capital			
Coûts annuels	0%	20%	40%	60%
0%	4.05	3.47	2.90	2.33
20%	3.82	3.25	2.68	2.11
40%	3.59	3.02	2.45	1.88
60%	3.37	2.80	2.22	1.65

Tableau 9 : Pourcentages de réduction des coûts de capitaux lors d'une baisse des coûts annuels et dans le cas où il n'y aurait pas d'augmentation de production

Réduction	Coûts du capital			
Coûts annuels	0%	20%	40%	60%
0%	3.64	3.16	2.64	2.12
20%	3.47	2.95	2.43	1.91
40%	3.27	2.75	2.23	1.71
60%	3.06	2.54	2.02	1.50

Tableau 10 : Pourcentages de réduction des coûts de capitaux lors d'une baisse des coûts annuels et dans le cas où il y aurait une augmentation de production de 10%

b) Production d'énergie annuelle

Cette production dépend de l'efficacité du rotor et de la transmission d'énergie, ainsi que du temps d'utilisation de l'unité de production. L'efficacité totale a été évaluée à 45%, en prenant comme données de base le rendement des éoliennes à 45%. En ce qui concerne la disponibilité de l'usine, on l'évalue à 95%, en comptant les arrêts pour inspection, la maintenance et la réparation.

c) Coûts de la transmission (rotor et générateur)

Une réduction des coûts de la transmission de 30 à 60% semble raisonnable, compte tenu des réductions de commande groupée, ainsi que d'un développement approprié.

d) Support mono-pile (installation incluse)

Ce support doit prendre compte la variabilité des vagues (cf. p.6) qui peuvent devenir extrêmes, ainsi que des effets de corrosion (cf. p 16), ce qui donne une durée de vie minimale de 25 ans. On peut donc viser 20 à 55% de réduction des coûts, car ce coût dépend grandement du coût de l'hydrolienne ainsi que de la disponibilité des machines. Si les potentiels commerciaux le justifient, des plates-formes d'installation dédiées peuvent être construites et utilisées.

e) Équipement électrique offshore

Le prix de l'équipement électrique utilisé est basé sur celui utilisé dans les centrales conventionnelles. Des réductions, en poids et en coût peuvent être effectuées en utilisant une technologie sur mesure, comme cela a pu être fait pour les éoliennes. On peut alors viser de 35 à 65% d'économie, même si du développement est encore nécessaire pour avoir les mêmes niveaux de sécurité et disponibilité.

f) Équipement électrique onshore

Les économies restent assez modestes comparées à ce qui peut être fait pour les équipements offshore, et touchent à la connexion au réseau principal. Elles se situent autour de 15 à 20%.

g) Développement et design

Une réduction de 25 à 30% dans ces coûts peut être réalisée. Cette partie concerne la prospection, le coût des pièces détachées et du développement. Une réduction ne ferait que retraduire les économies faites sur les autres composants mécaniques et électriques.

h) Coût du capital et coûts annuels

Ils ne font que refléter les économies faites sur les composants individuels, et résultent des autres points cibles. Une réduction de 20 à 40% peut être envisagée.

3.4) Recommandations

Pour améliorer la production d'énergie annuelle, le développement dans plusieurs domaines est encore à réaliser. Ce qui suit est une liste non exhaustive des améliorations encore requises pour arriver à intéresser les investisseurs :

a) Production annuelle d'énergie

La forme des pales peut encore être optimisée. Une amélioration des contours et des extrémités permet de réduire le profil hydrodynamique, donc de réduire les effets de la cavitation, sans pour autant nuire à la sécurité.

Le compromis coût-sécurité doit être évalué. Le dispositif doit être capable de supporter des conditions extrêmes. Pour cela, un dimensionnement rigoureux est opportun pour réduire des sur-spécifications.

Les dépôts sur les pales peuvent nuire au profil hydrodynamique, donc réduire l'efficacité des pales.

Il faut définir la distance entre les hydroliennes précisément. Étant donné que les zones de forts courants sont limitées, il est utile d'optimiser l'occupation de l'espace marin, pour ne pas trop perturber le courant et créer des zones de turbulence.

b) Équipement électrique offshore

Il faudrait utiliser une technologie dérivée de celles des éoliennes. On pourrait aussi faciliter un monitoring à distance.

Il est, de plus, indispensable de penser au mieux le câblage. Le câblage se complexifie en effet avec l'augmentation du nombre d'hydroliennes. En ce qui concerne le câblage onshore, la technologie est largement éprouvée.

c) Transmission et générateur

La technologie est arrivée à maturité, toutefois deux points peuvent encore être améliorés. Il serait, d'une part, intéressant d'augmenter la capacité installée par unité de production. On pourrait aussi éliminer la transmission en utilisant un couplage magnétique direct. Ceci permettra de réduire le coût initial du système.

d) Support monopile

Du développement est encore nécessaire à la fois sur l'équipement et sur les techniques d'installation, qui représentent la plus grande partie des coûts.

Il serait indispensable d'effectuer une analyse dynamique des phénomènes. La technologie actuelle s'appuie sur une analyse statique des forces, ce qui oblige à introduire une marge de manœuvre que l'on doit réduire sans nuire à la sécurité.

Les études doivent aussi être poursuivies quant au développement de plateformes adaptées à l'installation en eau profonde où les courants sont plus forts.

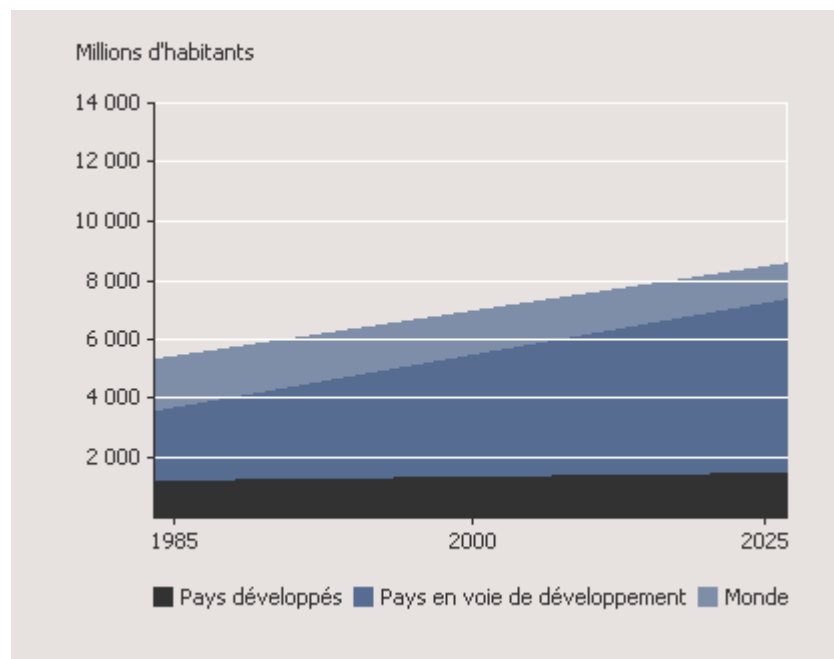
PARTIE 6 : ACCEPTABILITE ET ENVIRONNEMENT

Éric Ehram, Laurent Laskowski

1) La situation actuelle : Une gestion de l'électricité qui bouge

1.1) Une Croissance démographique importante [25]

La population mondiale se chiffre aujourd'hui à environ 6 milliards, elle est amenée à augmenter de plus de 3 milliards d'ici 2050. De plus, si on espère électrifier la part de population qui n'a pas accès à l'électricité soit 2 milliards de personnes actuellement, le bilan s'élève à une électrification de 5 milliards de personnes d'ici 2050, ceci sans compter l'augmentation des besoins en énergie de chacun.



© Microsoft Corporation. Tous droits réservés.

Courbes de population mondiale

Figure 34 : évolution démographique mondiale

1.2) Une croissance économique impliquant de nouveaux besoins en électricité [25]

A l'importante croissance démographique actuelle qui a pour conséquence une plus grande demande mondiale d'électricité vient s'ajouter la croissance économique de nombreux pays en voie de développement. D'ici 2030, la demande mondiale d'énergie passera alors à plus de 15000 milliards de Tep (Tonnes équivalent pétrole : 1 Tep = 4500 kWh) contre 9000 actuellement, augmentation due principalement à l'émergence de l'Inde et de la Chine. De plus les habitudes de consommation changeront peu, et l'offre restera très largement dominée

par les trois grandes énergies fossiles disponibles en quantité suffisante du moins pour l'instant et (pense-t-on) au cours du siècle à venir (charbon, pétrole et gaz).

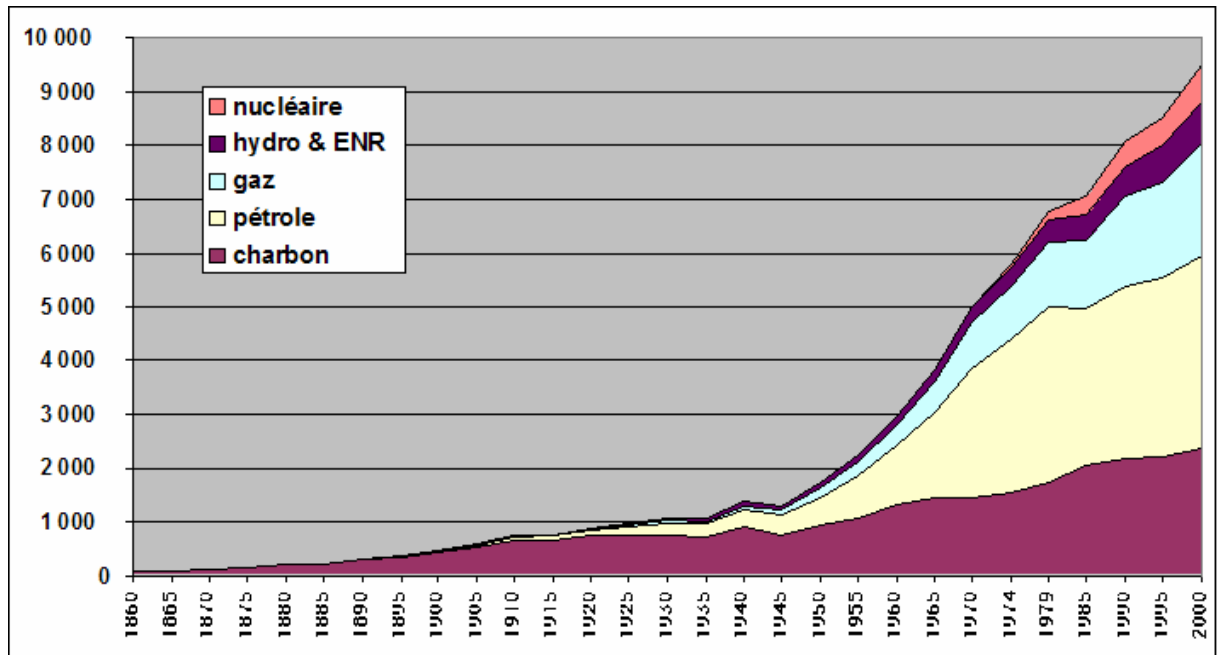


Figure 35 : Consommation totale d'énergie commerciale de l'humanité en Mtep

1.3) L'extinction des énergies fossiles [25]

L'Exploitation des énergies fossiles qui a tendance à globalement augmenter se présente en réalité comme une solution temporaire de facilité. En effet si la production d'électricité dans le monde est globalement assurée à 85 % par les énergies fossiles (40% pour le pétrole, 25% pour le charbon et 23% pour le gaz naturel), d'ici 2050 les réserves d'énergie fossile seront considérablement amoindries. En effet les énergies fossiles ont une durée très limitée dans le temps car les réserves en pétrole et gaz seront épuisées d'ici à environ 60 ans. Les réserves en charbon sont plus abondantes (environ 200 ans de réserve).

1.4) Changement Climatique et effet de serre (Kyoto)

Qu'est-ce que l'effet de serre ?

Il s'agit d'un phénomène de réchauffement de l'atmosphère induit par des gaz (notamment le dioxyde de carbone - CO₂) qui la rendent opaque au rayonnement infrarouge émis par la Terre.

Quels sont les principes généraux de l'effet de serre ?

L'atmosphère agit avec l'énergie thermique produite par les rayons du soleil, de la même manière qu'une serre horticole qui crée des conditions de végétation meilleures que dans la nature. Grâce aux gaz à effet de serre que contient l'atmosphère et qui lui font jouer le rôle de vitre, elle laisse une partie du rayonnement solaire arriver jusqu'au sol. En retour, la Terre renvoie vers l'espace une partie de cette énergie sous forme de chaleur que l'atmosphère piège et rediffuse.



Figure 36 : l'effet de serre

Quels sont les avantages et les inconvénients de l'effet de serre ?

- **Avantages** :
 - L'effet de serre est avant tout un phénomène naturel. Il est favorable à la vie. Il permet à notre planète de connaître une température moyenne de +15°C et non de -18°C s'il n'existait pas ;
- **Inconvénients** :
 - l'enrichissement de l'atmosphère en gaz à effet de serre (gaz carbonique, méthane, protoxyde d'azote et quelques autres) par les activités humaines fait courir le risque d'un réchauffement global de la planète, donc d'une modification de son climat. Avec comme conséquences : la fonte progressive des glaciers et d'une partie des glaces polaires, une lente élévation du niveau des mers, une avancée des déserts, une modification du régime des cours d'eau, ou encore le développement de certaines maladies comme le paludisme.

Une planète qui se réchauffe : [29]

Le changement climatique résulte en très grande partie de l'effet de serre, et donc de l'émission massive des gaz qui en sont responsables (dont le CO₂). Si on continue à exploiter les énergies fossiles de la sorte, les conséquences du réchauffement climatique en fin du prochain siècle seront catastrophiques. La carte suivante présente l'avenir présumé de la planète en 2050 sous ces conditions.

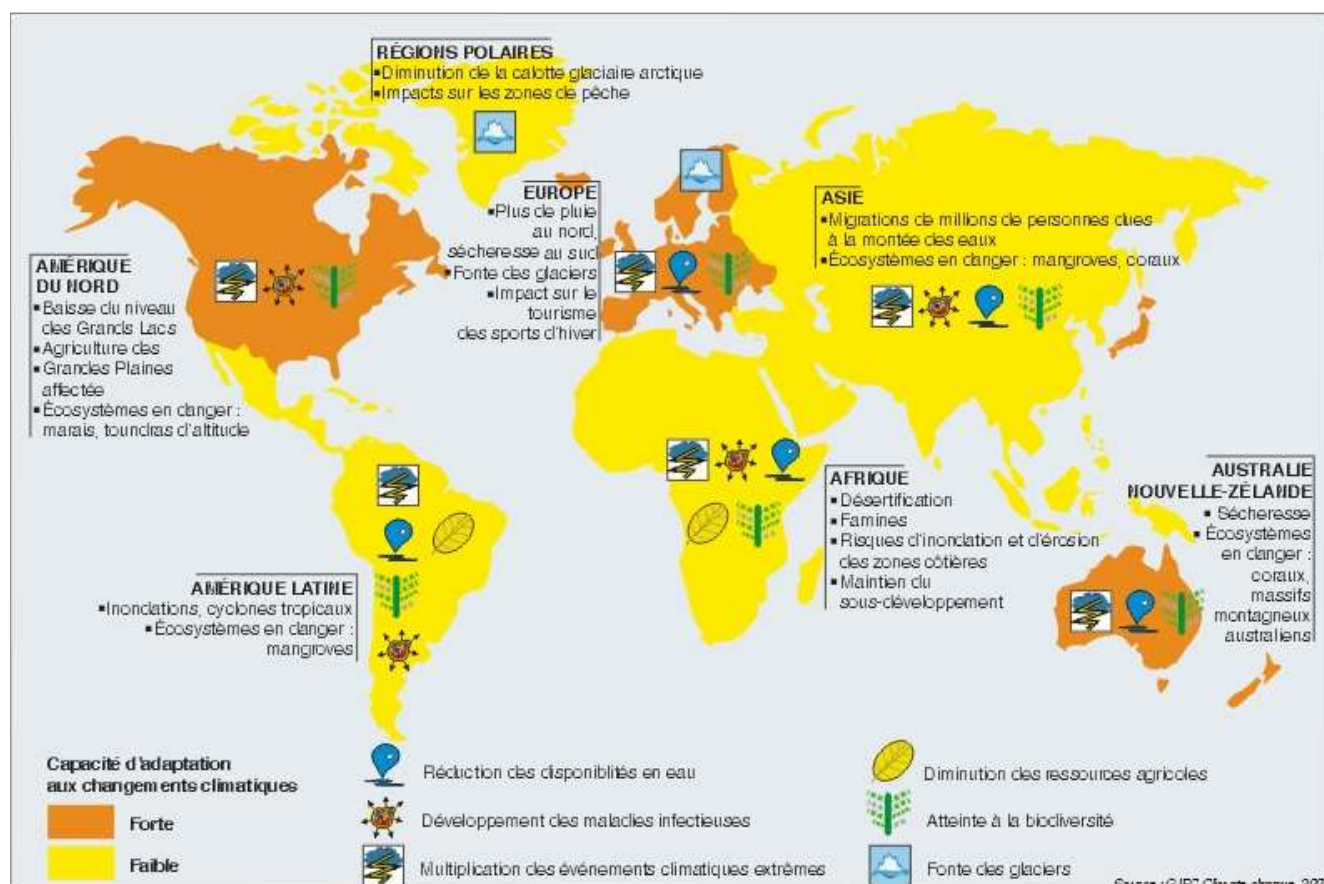


Figure 37 : les conséquences d'un réchauffement climatique excessif

C'est notamment pour éviter cet avenir qu'en 1997 de nombreux pays, dont la France, signent le protocole de Kyoto qui régule l'émission de gaz à effet de serre dans le but de réduire cette dernière de 5 % entre 2008 et 2012.

1.5) Projets pour l'avenir

Avec l'augmentation démographique, la croissance de nombreux pays en développement, la tentative de maîtrise de l'émission de gaz à effet de serre afin de freiner le réchauffement climatique, mais aussi les réserves limitées en énergies fossiles, le développement d'énergies renouvelables et non polluantes est devenu indispensable. Si pour l'instant la part d'énergies renouvelables dans la production d'électricité est comparable à une goutte d'eau dans l'océan, celle-ci doit être amenée à augmenter, pour cause en 2000 le potentiel mondial estimé des énergies renouvelables était de 3 365 Mtep (soit plus d'un tiers des besoins actuels).

2) La politique d'EDF

2.1) Un souci constant de l'environnement [27]

En faisant de l'environnement une priorité, EDF entend agir en groupe responsable et prendre toutes les mesures pour identifier et réduire l'impact de ses installations sur les milieux naturels. En effet, depuis ces dernières années, EDF a fait de l'environnement sa priorité en développant un système de management de l'environnement visant à conformer la plupart de ses secteurs à la norme ISO 14001. A titre d'exemple en avril 2002, l'AFAQ (Association

Française pour le management et l'Amélioration de la Qualité) accordait la certification ISO 14001 au Groupe EDF pour ses principales activités, sur la base d'un échantillonnage d'environ quarante unités auditées avec succès.

À la manière de quelques grands groupes internationaux (IBM, British Telecom...), le Groupe EDF a retenu l'option d'un seul certificat ISO 14001 et d'un seul certificateur pour son système de management environnemental. Ce certificat est le plus gros certificat mondial qui, selon AFAQ, a valeur d'exemplarité.

2.2) La certification ISO 14001 [27]

La certification ISO 14001 constitue une reconnaissance indépendante internationale, elle confère à l'entreprise une distinction concurrentielle et lui permet de renforcer ses relations de confiance avec les fournisseurs, les clients et l'administration. Elle conduit aussi à mieux maîtriser les risques et les coûts, mobiliser le personnel, valoriser l'image de marque de l'entreprise.

La norme ISO 14001 repose sur trois exigences fondamentales qui doivent se retrouver dans l'engagement de la direction à son plus haut niveau et notamment pour sa politique environnementale :

- respect de la réglementation environnementale,
- prévention des pollutions,
- amélioration continue, notamment des performances environnementales.

2.3) Une R & D de plus en plus favorisée

D'après Pierre Gadonneix, PdG d'EDF, la politique d'EDF est de se favoriser la recherche et le développement pour les énergies renouvelables : « L'avenir de l'énergie ne se lit pas dans nos réserves mais dans les décisions que nous prenons ». De plus ce dernier explique : « ...c'est une vision dynamique que je souhaite, notre première ressource doit être notre capacité d'innovation ! » (Propos recueillis lors du forum de l'OCDE le 2 mai 2005). Concrètement la R & D d'EDF pèse plus de 400 millions d'euros, et représente plus de 2400 employés et 3 laboratoires.

2.4) Un effort constant pour les énergies renouvelables

Avec une telle politique les domaines d'application de la R&D d'EDF sont très diversifiés, ils concernent en premier lieu le nucléaire, directement suivi des énergies renouvelables.

Celles-ci se décomposent elles-mêmes en plusieurs secteurs tels que :

- l'éolien
- l'hydraulique (dont l'hydrolien, qui nous intéresse ici particulièrement)
- la biomasse
- le solaire
- le géothermique

Parmi ces énergies renouvelables et peu polluantes, les hydroliennes même si elles ne sont pour l'instant qu'en cours d'expérimentation, semblent très prometteuses en présentant un fort potentiel et de nombreux avantages dans le cadre du respect de l'environnement. (source : Propos de Claude Jeandron : Directeur adjoint de la Direction de l'Environnement et du

Développement Durable du groupe EDF retenus lors de la table ronde sur le 'futur de l'énergie' à l'école Centrale de Paris le 18 avril 2005)

3) Les hydroliennes

3.1) Une énergie d'exploitation prometteuse et peu polluante

En tant qu'énergie renouvelable, et donc inépuisable, l'hydrolienne présente un avantage majeur. Celui-ci est renforcé par une émission de polluant nulle pendant son exploitation. Par exemple l'énergie hydrolienne permet d'éviter la pollution par émission de CO₂, responsable en grande partie de l'effet de serre. Classiquement pour la production d'1kWh quand l'électricité tirée de l'exploitation de pétrole produit 800g de CO₂ et celle provenant du charbon plus de 900g, l'énergie hydrolienne en produit 0.

En plus de ça, part rapport à 'son principal concurrent : l'éolienne', l'hydrolienne est moins visible puisque située en mer et majoritairement immergée, moins bruyante, totalement prévisible (on peut prévoir les courants marins avec plus de précision que les vents)

3.2) Une construction et une mise en place polluante [2], [28]

Pollutions dues aux matériaux composant l'hydrolienne :

Oxyde de zinc dans la mer dus à la corrosion de l'anode sacrificielle

Le problème de l'acier : l'hydrolienne est certes peu polluante mais la fabrication de l'acier qui est la matière principale de sa constitution produits des polluants en grande quantité.

Sa production implique nécessairement la production de divers polluants tels que

- le CO₂
- le CO
- des NO_x
- des SO_x
- des rejets de particules, et de composés organiques volatils
- autres déchets toxiques tels que Pb, Cd, Ni, NH₃, dioxines et furannes.

Bruits et autres problèmes relatifs à la construction :

Des études montrent que les bruits de basse fréquence émis durant la construction ne risqueraient pas d'interférer avec les ondes émises par les cétacés. De plus, pour les bruits émis lors du fonctionnement de l'hydrolienne, non seulement les fréquences ne devraient pas interférer avec les mammifères marins, mais ceux-ci seraient moins importants que ceux émis par la vibration des structures des éoliennes en mer. Les véritables inquiétudes concernent le dérangement occasionné pour la reproduction des oiseaux et des phoques qui empruntent des chemins sous-marins bien déterminés pendant cette période. Dans le cas où la construction de l'édifice se trouverait sur un tel chemin, le problème pourra être évité en planifiant la construction en dehors de la période de reproduction des espèces concernées.

Pollution de la mer :

Le principal problème serait l'éventuelle fuite d'huile provenant de la boîte de réduction de vitesse, mais dans tous les cas, cette émission serait de très faible volume et serait rapidement dissoute.

Impact Visuel :

L'impact visuel de l'installation en mer est minime, la majeure partie de la structure étant totalement immergée. Le principal impact visuel proviendrait de la station de transformation de signal électrique sur la terre ferme ainsi que les câbles de transmission.

Respect des fonds marins :

Quant au fond marin celui-ci devrait être quelque peu remué par la construction, mais cette perturbation serait de faible ampleur et ne toucherait qu'une faible surface, de même les effets concernant les dépôts de sédiments seraient minimes. De plus la construction ne risque pas de perturber le plus la faune et la flore, du moins à long terme.

Impact géologique :

Le problème vient ici du tracé des câbles sous l'océan, en effet, celui-ci devra éviter tout site protégé, particulièrement les SSSI (Sites of Special Scientific Interest).

3.3) Impact sur les usagers de l'espace maritime : animaux et pêcheurs [2],[29]

La pêche :

La pêche devra être interdite dans les environs des parcs hydroliens, les filets et les lignes de pêche risquant de s'emmêler dans les rotors des turbines. Cela dit, les zones de forts courants sont peu fréquentées pour la pêche, ainsi les désagréments des hydroliennes vis-à-vis de la pêche ne seront pas importants. Malgré cela les pêcheurs qui sont généralement sceptiques quant aux nouveautés marines, c'est pourquoi des études supplémentaires sont indispensables pour prouver la possibilité d'une coexistence entre les parcs hydroliens et les communautés de pêcheurs.



Figure 38 : Chalutier

Problèmes pour les autres usagers :

Tous les problèmes avec les autres usagers de la mer devraient être évités en choisissant des zones maritimes exclusives où le trafic est notamment faible.

Respect des animaux :

En ce qui concerne le respect des poissons et des mammifères marins le risque de collision avec les pales de la turbine est très faible, cela pour deux raisons principales.

D'abord, les animaux de tailles faibles à moyennes auraient tendance à être repoussés par les remous situés autour des pales. Ensuite, les animaux plus importants tels que les phoques, les baleines ou les dauphins ont tendance à éviter les transporteurs ainsi que leurs hélices. Il semble ainsi logique d'estimer qu'ils auraient un comportement similaire face aux turbines.

Cependant, des études complémentaires restent à mener. En effet comme la préservation des mammifères marins est un phénomène très médiatique, des études complémentaires sont nécessaires pour ne pas nuire à la popularité des hydroliennes. On pourrait procéder à des analyses par ordinateurs modélisant les impacts causés sur un gros animal lors de son passage dans les pales de l'hydrolienne. Le meilleur des tests resterait une surveillance des turbines pour voir si les animaux s'en approchent, même si une telle étude nécessiterait un matériel sophistiqué pour détecter la présence des animaux et déterminer s'ils sont ou non percutés par la turbine.



Figure 39 : Baleines

3.4) Etudes complémentaires et acceptabilité

Comme on l'a vu, l'implantation d'une hydrolienne est l'objet de multiples études environnementales, nombreuses d'entre elles sont encore à mener comme par exemple l'étude

des effets combinés de plusieurs hydroliennes dans un parc. A ces études viennent s'ajouter le problème d'acceptabilité du champ d'hydroliennes.

4) Acceptabilité

4.1) Les Enjeux : le partage de l'espace maritime

Comme cela a été introduit dans la partie sur les ressources, le droit international et le droit français reconnaissent en mer plusieurs zones, dont le statut juridique est spécifique.

Le statut foncier du sol et du sous-sol de la mer a de plus été défini ainsi que les droits des États côtiers à réglementer les usages et les implantations d'installations permanentes en mer, et à exploiter les ressources naturelles dans les zones sous leur juridiction.

On peut rappeler également que la France est entourée d'une mer territoriale et qu'elle a défini presque partout une ZEE sauf en Méditerranée (où la haute mer commence aux limites de la mer territoriale) et pour les îles Anglo-normandes. Toutefois, elle est en passe de définir en Méditerranée une « Zone de protection écologique » (ZPE), où elle s'autorisera à réglementer uniquement en matière de protection et de préservation du milieu marin. Mais ces règlements s'appliqueront aussi aux parcs éoliens et hydroliens.

Les droits et devoirs de l'État côtier dans ces zones sont très sommairement résumés ci-dessous en ce qui concerne l'implantation de parcs hydroliens en mer. Dans les eaux intérieures, l'État côtier est souverain : il peut exploiter l'énergie hydrolienne, et réglementer l'implantation d'installations en mer. Dans la mer territoriale, il est aussi souverain, mais doit autoriser le passage inoffensif des navires étrangers. Dans la zone économique exclusive, enfin, il peut, sous réserve des contraintes inhérentes à la navigation maritime, exploiter souverainement les ressources biologiques et non biologiques dont les énergies éolienne et hydrolienne, et réglementer l'implantation de structures fixes comme les plates-formes ou tours, ou câbles, mais doit en général permettre la navigation.

On peut rappeler par ailleurs qu'en droit interne. Tout d'abord, la mer en tant qu'élément liquide n'a pas de statut juridique, et ne peut être concédée. De plus le fond et le sous-sol de la mer territoriale et des eaux intérieures appartiennent au territoire national car ils font partie du « domaine public maritime », ou DPM. Un titre de concession est cependant nécessaire pour occuper le domaine public maritime. En outre, le fond et le sous-sol de la zone économique exclusive n'ont pas de statut clair, et il n'existe actuellement pas de texte réglementaire général y régissant l'implantation de structures fixes ou de câbles.

4.2) Les usages concurrents

Il n'existe en mer pas de zonage « physique » : a priori, toute la mer est ouverte à tout type d'activité. C'est pourquoi à part quelques cas très particuliers comme la navigation ou la pêche, toutes les activités y sont donc potentiellement concurrentes.

La liste qui suit, non exhaustive et non hiérarchisée, illustre la variété des usages et des acteurs ou facteurs avec lesquels les parcs hydroliens peuvent interférer :

- pêche (chalutage, dragage, ligne, filets, casiers...)
- nautisme (plaisance)
- navigation (dont mouillage)
- plongée
- protection du patrimoine (archéologique, etc.)
- zones réservées diverses (militaires, civiles : écopage d'hydravions de lutte contre l'incendie, dépôts de dragage, de munitions, etc.)
- tourisme littoral (importance du paysage marin)
- communications (câbles sous-marins, faisceaux hertziens)
- dispositifs de concentration de poisson, récifs artificiels...
- exploitations de minéraux ou d'hydrocarbures
- recherche scientifique marine
- dragages et rejets de dragage
- transports de fluides (pipe-lines, gazoducs, conduites d'eau...) ou d'énergie
- ramassage d'algues
- cultures marines (conchyliculture, pisciculture, algoculture...)
- faune (poissons, coquillages, oiseaux, mammifères marins, etc.) et zones privilégiées (zones de reproduction...)
- flore (algues...)
- parcs naturels
- préservation de la qualité du littoral et du milieu marin (qualité de l'eau, paysages, biodiversité, etc.)

Il est à remarquer que ces usages se concentrent pour la plupart dans les zones littorales, du fait des faibles profondeurs et de la proximité de la côte qui constituent aussi des paramètres déterminants pour l'implantation de parcs hydroliens. Certaines régions, notamment les abords d'estuaires et les ports, correspondent même à des densités encore plus fortes d'activité humaine.

5) Points forts et avantages :

5.1) Par rapport aux autres technologies de production d'énergie

D'une part, il s'agit d'une énergie propre, car elle n'utilise que l'énergie cinétique des courants marins et ne produit donc pas de déchets, contrairement aux énergies fossiles ou au nucléaire.

De plus, ce mode de production d'énergie possède un très fort potentiel car la ressource en énergie de ces courants est considérable et totalement renouvelable.

5.2) Par rapport aux autres énergies renouvelables et notamment aux éoliennes :

Du fait de la forte densité de l'eau par rapport à l'air, la force exercée sur les pales est supérieure dans le cas des hydroliennes. Cela entraîne une taille des pales plus petite pour un

rendement équivalent d'où un encombrement réduit et des nuisances faibles, ce qui facilite l'accueil de leur implantation auprès des populations locales.

Il n'est pas rare que la faune, et notamment les oiseaux soient gênés par les éoliennes, et parfois des accidents mortels arrivent, des oiseaux étant heurtés par les pales. Ce n'est bien sûr pas le cas des hydroliennes, car la vitesse de rotation des pales n'est pas suffisante pour être dangereuse pour la vie sous-marine.

Les éoliennes sont souvent montrées du doigt comme étant responsables de nuisances sonores. En effet, le niveau sonore au voisinage d'une éolienne peut dépasser les 55dB. En revanche, les rotors d'une hydrolienne étant immergés, ne produisent pas de son audible à la surface. Pour la même raison les nuisances visuelles sont quasi-inexistantes, car les hydroliennes sont immergées.

Un des principaux avantages de l'hydrolienne sur l'éolienne est sa forte prédictibilité, car contrairement aux vents, les courants peuvent être prévus.

On peut résumer la comparaison sur le tableau suivant :

	Renewable resource	Low capital cost	Low running cost	Minimal environmental impact	Predictable	Minimal visual impact	Modular
Fossil	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✗
Nuclear	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✗
Wind	✓	✗	✓	✓	✗	✗	✓
Solar	✓	✗	✓	✓	✗	✗	✓
Hydro	✓	✓	✓	✗	✓	✗	✗
Wave	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✓
Marine Current	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓

Tableau 10 : tableau comparatif des différents types de production d'énergie

ORGANISATION DU TRAVAIL

L'École Centrale Paris propose à ses étudiants dès le début de la première année un contact avec le monde de l'entreprise. Suite à la visite du site d'EDF à Chatou, nous avons ainsi été invités à mettre en place le projet d'Adem 1 et à choisir l'étude d'un objet complexe.

Très rapidement, nous avons été intéressés par le sujet proposé par l'ingénieur-chercheur d'EDF R&D, M.Violeau : les hydroliennes. Dès le mois de novembre, lors de la réunion consécutive à la visite d'entreprise, nous avons ainsi commencé à réfléchir avec lui sur les différents aspects de ce sujet. Nous devions en effet découper l'étude en sous-thèmes à étudier en binôme ou trinôme. Ces thèmes et les groupes correspondants furent également décidés lors d'une réunion en groupe, pour arriver à cette répartition : les ressources (Minfei Dai, Elodie Flamand, Thibault Le Guen), la conception de l'hydrolienne (Nicolas Guillaumin, Yann Moisan), la maintenance et l'implantation (Nizar Haj Taieb, Alexandre Nölle), le transport et la production de l'électricité (Nicolas Chapuis, David Guégan), l'économie (Karim Chbani, Andre Koeppel) et l'acceptabilité et l'environnement (Eric Ehram, Laurent Laskowski). Nous avons ensuite réalisé un planning en tenant compte des réunions prévues dans l'emploi du temps et en rajoutant un certain nombre, chacune correspondant à une échéance précise dans l'avancement du travail.

La suite de l'étude s'est alors faite principalement par petit groupe, tout en rendant compte de notre avancement à l'ensemble du groupe au cours des réunions réparties dans l'année.

Pour commencer une étude bibliographique a permis à chaque groupe de cerner son sujet et de réaliser une ébauche de plan qu'il devait ensuite présenter aux autres. Ensuite, chaque binôme a effectué une présentation PowerPoint de sa partie faisant apparaître les points clés devant le groupe et les tuteurs. La rédaction du rapport final a été l'étape suivante, le groupe s'étant accordé sur un résumé d'une longueur de 5 à 10 pages par partie. Il ne restait plus alors qu'à rédiger une introduction et une conclusion générale pour le rapport final, ainsi que quelques parties annexes concernant l'organisation du travail ou les enseignements retirés de cette étude. Ce rapport a été relu par M. Violeau pour approbation.

Enfin, le travail à fournir étant sous forme de soutenance orale complétant le rapport final, il a fallu préparer cette soutenance, en réalisant une version définitive de la présentation PowerPoint, et en préparant la présentation orale qui l'accompagne. Pour cela, une séance de répétition de la soutenance en présence des tuteurs a été mise en place.

IMPRESSION DU GROUPE

Après plusieurs mois d'études sur les hydroliennes, nous avons pu prendre conscience de l'utilité du travail en groupe. En effet, ce sujet nous a permis de nous ouvrir à une autre dimension du monde de l'entreprise à savoir le partage des tâches contrairement au travail en classes préparatoire qui se faisait de manière beaucoup plus individuelle. Cette nouvelle approche pédagogique du travail semble être une clé de la vie en entreprise.

Pour ces raisons, nous remercions toutes les personnes qui nous ont aidés à atteindre cet objectif essentiellement nos tuteurs qui nous ont encadrés tout au long de cette étude ainsi que l'équipe de Recherche et Développement d'EDF. Nous souhaitons remercier tout particulièrement M. Damien Violeau qui nous a apporté une aide précieuse, notamment en fournissant la documentation technique sur les hydroliennes.

En outre, cette étude nous a permis de mieux nous connaître et de mettre en pratique les notions théoriques du travail en groupe que nous avons apprises lors d'un stage de Sciences Humaines. Celui-ci portait sur l'apprentissage de méthodes efficaces de travail en groupe notamment en ce qui concerne la communication entre ses différents membres.

De plus, l'étude de sujets précis a permis à chaque groupe d'acquérir des connaissances dans un domaine particulier. Par exemple, le groupe ayant travaillé sur les ressources a pu revoir le phénomène de marée et comprendre le principe des courants de marée qui régissent le fonctionnement des hydroliennes. Cette étude nous a également fait connaître les appareils qui servent à la modélisation de ces courants : courantomètre, profileur à effet Doppler et logiciels de modélisation. Nous avons enfin eu un aperçu de la législation concernant le droit maritime et avons appris quelles étaient les conditions nécessaires à l'implantation d'hydroliennes.

De manière plus générale, cette activité nous a sensibilisés à l'importance du développement d'énergies renouvelables, alternatives indispensables aux énergies fossiles et nucléaires.

Finalement, tous les membres du groupe ont été satisfaits de leur travail dans un cadre agréable et détendu.

Conclusion

Dans la situation actuelle de développement durable, notamment dans le contexte des recherches de nouvelles sources d'énergies ne rejetant pas de gaz à effet de serre, les hydroliennes semblent se placer comme une solution de production d'énergie propre et renouvelable. Cette technologie est d'autant plus intéressante qu'elle se base notamment sur le principe de fonctionnement des éoliennes, technologie maîtrisée depuis longtemps. Il est intéressant de noter qu'elle ne possède pas les défauts de celle-ci, notamment les gênes sonores et visuelles. De plus, la présence sur le littoral français de nombreuses zones de forts courant de marée fait que la France possède un réservoir d'énergie propre qu'elle n'a pas intérêt à négliger. On peut aussi remarquer que les hydroliennes ne semblent pas trop affecter l'environnement dans lequel elles seront placées.

Il y a bien sûr aussi des obstacles à surmonter. Ils consistent, comme nous l'avons vu, en des problèmes d'ingénierie et de maintenance qui sont en passe d'être réglés. En fait, ces problèmes, dus à l'exploitation en milieu marin, ne sont de véritables obstacles que par leurs coûts et non par les défis techniques qu'ils représentent. En effet, les coûts d'installation sont encore élevés, ce qui rend l'électricité ainsi produite relativement chère.

Les hydroliennes semblent donc être actuellement une solution pour les zones éloignées des centrales « classiques ». A plus long terme, on peut imaginer que, si on réussit à diminuer leurs coûts d'exploitation, les hydroliennes pourront trouver leur place parmi les nouvelles sources d'énergie qu'il va falloir découvrir afin de se passer des énergies fossiles. Il est en effet important de noter que cette source d'énergie est propre, renouvelable, sans danger pour l'environnement et que sa production est parfaitement prédictible.

Remerciements

Nous souhaitons remercier tout particulièrement M. Damien Violeau, qui a été notre ingénieur référent à EDF pendant toute la durée de notre étude. Il a en effet eu l'initiative de ce sujet original et intéressant en début d'année. Puis, il nous a aidés à trouver de la documentation sur ce sujet et il a répondu à nos questions, avec l'aide de son collègue, Cyrille Abonnel, que nous remercions également. Enfin, nous remercions vivement M. Violeau pour avoir corrigé ce présent rapport ainsi que le support de notre présentation.

Nous voulons aussi remercier nos tuteurs, M. Pierre Gaudillat et Mme Arezou Modaressi, qui nous ont guidés au début de cet ADEM, et en particulier Mme Modaressi qui a assisté à certaines réunions de groupe.

Bibliographie

- [1] “An Assessment of Tidal Streams as Energy Sources in Orkney and Shetland”, Underwater Technology, Volume 21, Number 2, Autumn 1995
- [2] <http://www.engineering.lancs.ac.uk/REGROUPS/LUREG/REPORTS/tidalDTI.pdf>
- [3] http://www.energy.ca.gov/glossary/glossary-1.html#load_factor
- [4] <http://www.marineturbines.com/home.htm>
- [5] http://www.investorwords.com/1478/discount_rate.html
- [6] <http://www.enseeiht.fr/hmf/travaux/CD9899/travaux/optsee/hym/info/hym.htm>
Il s'agit d'un site de l'Enseeiht présentant la nature et l'origine des courants de marée.
- [7] <http://www.ifremer.fr/lpo/cours/instrumentation/#La%20courantom%E8trie>:
Cette page mentionne tous les appareils utilisés pour mesurer les courants.
- [8] http://generationsfutures.chez.tiscali.fr/obj_renouvelable/hydrolienne.htm
Ces documents très complets montrent l'avancement des projets hydroliens en France et notamment en Bretagne.
- [9] http://www.ifremer.fr/dtmsi/colloques/seatech04/mp/proceedings_pdf/presentations/4.%20courants_marins/MCT.pdf
Cette page d'un constructeur, Marine Current Turbine Ltd, explique les raisons qui ont motivé le choix de l'emplacement de leurs hydroliennes. Il compare aussi la production d'électricité avec les objectifs théoriques.
- [10] http://www.ifremer.fr/dtmsi/colloques/seatech04/mp/proceedings_pdf/presentations/1.%20contexte/ECRIN.pdf
Ce document présente les différentes solutions d'énergie renouvelable de la mer et en particulier les hydroliennes.
- [11] http://www.ifremer.fr/dtmsi/colloques/seatech04/mp/proceedings_pdf/presentations/4.%20courants_marins/IFREMER.pdf
Ce site de l'Ifremer expose des modèles simplifiés pour le calcul de l'énergie cinétique des énergies renouvelables en mer.
- [12] http://www.ifremer.fr/dtmsi/colloques/seatech04/mp/proceedings_pdf/presentations/4.%20courants_marins/SAIPEMHXE.pdf
Ce document présente la puissance produite par une ferme d'hydroliennes en fonction des conditions d'installation ainsi que les problèmes causés par leur implantation.

[13] <http://www.ifremer.fr/lpo/cours/maree/forces.html>

Cette page explique le phénomène des marées.

[14] <http://lesrapports.ladocumentationfrancaise.fr/BRP/034000204/0000.pdf>

Ce rapport, rédigé par le Secrétariat Général de la Mer, présente les recommandations pour une politique nationale concernant l'énergie éolienne.

[15] *Fundamental applicable to the utilisation of marine current turbines for energy production* de Bahaj et Myers

[16] <http://www.windpower.org/de/pictures/offshore.htm>

Ce site présente les installations éoliennes.

[17] www.*techniques*-*ingenieur*.fr <<http://www.techniques-ingenieur.fr/>>

[18] <http://www.windpower.org/composite-8.htm>

[19] <http://fr.wikipedia.org/wiki/Corrosion>

[20] <http://www.engb.com/>

[21] <http://www.e-tidevannsenenergi.com/index.htm>

[22] <http://www.floridahydro.com/>

[23] http://www.pontediarchimede.it/dyn_pda/main.mv?global_language=US

[24] http://encyclopedie.snyke.com/articles/energie_renouvelable.html

[25] L'expansion mai 2005

[26] www.manicore.com

[27] www.edf.fr

[28] http://www.ccme.ca/assets/pdf/iron_steel_summary_meraf_f.pdf

[29] http://www.ladocfrancaise.gouv.fr/dossier_international/climat/1constat/partie1_1.shtml

Annexes

Annexe 1. Valeurs approchées pour la conception de ligne de base (Baseline)

Variable	Baseline value
Peak current velocity on mean spring tide	3.0 m/s
Depth at low tide	30m
Tidal range	5m
Distance to shore station	3km
Rotor tip speed	12 m/s
Average rotor efficiency	45%
Starting current velocity	0.7 m/s
Peak stress in pile	140 N/mm ²
Annual operation and maintenance costs	3% of capital cost

Annexe 2. Caractéristiques techniques principales pour la conception de ligne de base

Characteristic	Baseline value
Rated current velocity (delivering rated output of 1 MW)	2.3 m/s
Annual energy output	3469 MWh
Rotor diameter	15.9m
Rotor rated speed	14.4 rpm
Load factor	0.40
Rotor mechanical output power	560 kW
Gearbox mass	9.38t
Generator mass	3.58 t
Total electrical output power (two rotors)	1000 kW
Cross-arm dimensions (depth x chord)	0.95 m x 3.80 m
Cross-arm length	18.97 m
Total weight (cross-arm + collar)	11.3 t + 17.3 t
Lower pile diameter, thickness	4.22 m, 27.7 mm
Upper pile diameter, thickness	2.53 m, 15.4 mm
Total pile length (lower pile + upper pile)	30.71 m + 28.17 m
Total weight (pile + fittings)	105.0 t + 48.3 t
Pod equivalent diameter	7.0m
Pod height	8.0m