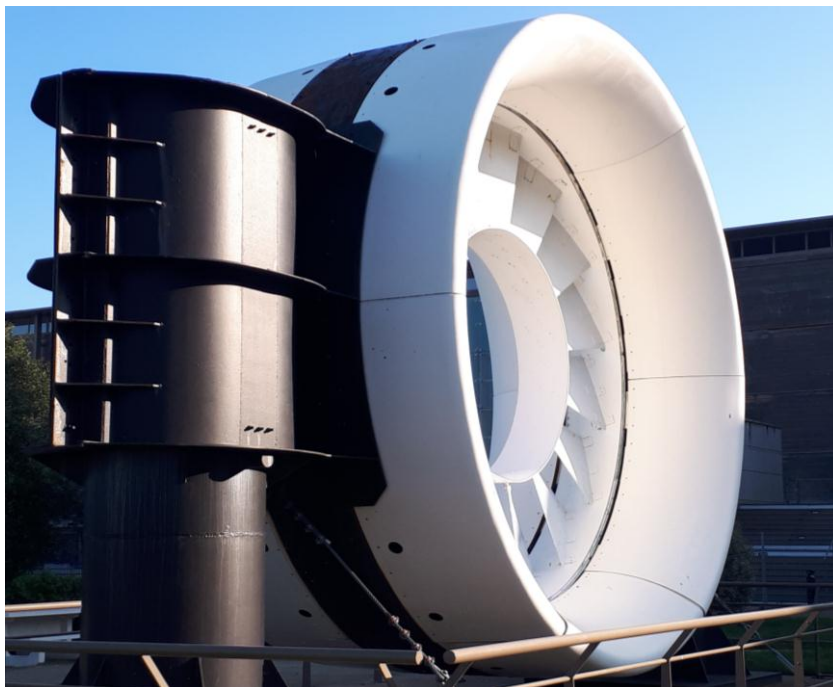


MÉMOIRE TECHNIQUE DE FIN D'ÉTUDES
Présenté pour l'obtention du
Diplôme d'Etudes Supérieures de la Marine Marchande

Nouvelles technologies : les hydroliennes

Auteur

Nils JUIN



Prototype d'hydrolienne Openhydro à Cherbourg, février 2019

Mémoire préparé sous la direction de : M. BARTHELEMY L., professeur à l'ENSM

Année scolaire de soutenance : 2018/2019

Abstract :

This paper will deal with electric generation by the mean of hydrokinetic turbines, mostly on a national basis, but still with a short look on what is happening abroad.

To understand the potential for growth of this new technology, we will try to focus on its key features, on a technical angle.

We will next attempt to assess the size and accessibility of the resource in order to understand the potential it may offer.

The energetic strategy being a national (even a global) concern, an analysis based on the latest political decisions will allow to determine what is the trending about hydro turbines in France presently.

Then we will attach to give a non-exhaustive, but hopefully significant overview of the projects that are being carried out in the world at this time.

To finish with identifying the settings of the concept, we will take a look on the legal regulations applying to this field.

The aim of this document is to help the reader making his opinion about the hope that could be placed in seeing someday hydrokinetic turbines become a commercial and industrial reality in a fluctuating context.

Keywords :

Hydrokinetic turbine, tidal stream, marine renewable energy

Résumé :

Ce mémoire traitera de la production d'électricité par source hydrolienne, principalement à l'échelle nationale, mais avec tout de même quelques ouvertures sur le contexte mondial.

Afin d'essayer de comprendre les perspectives de développement de cette nouvelle technologie, nous tenterons de définir les points clefs de son fonctionnement, d'un point de vue technique sans rentrer dans le détail.

Pour comprendre la potentielle portée de cette énergie marine renouvelable, nous nous attacherons à évaluer l'importance du gisement, ainsi que ses caractéristiques.

La stratégie énergétique étant un enjeu national (et même mondial), une analyse de la politique menée dans ce domaine essaiera de déterminer la tendance actuelle en France.

Afin d'illustrer cette analyse, nous nous efforcerons de réaliser un tour d'horizon, certes non exhaustif mais se voulant représentatif, à la fois du point de vue des choix technologiques, mais aussi de la maturité du secteur hydrolien en France, et dans le monde.

Enfin, pour finir de cerner le cadre entourant le concept, nous effectuerons un balayage des règles applicables dans le domaine.

Cet ouvrage a pour but d'éclairer le lecteur sur l'intérêt que l'on peut porter aux hydroliennes, dans un contexte assez mouvant où les changements d'opinion sont fréquents, ainsi que sur la probabilité de les voir se démocratiser un jour, et à quel rythme.

Mots-clés :

Hydroliennes, courants de marée, énergie marine renouvelable

Fiche synthétique :

Confrontés à la croissance des besoins énergétiques au niveau mondial, liée à la montée en puissance de régions fortement peuplées en Asie notamment, mais aussi à des habitudes de consommation prises dans le monde occidental à une époque où la conscience de notre impact sur l'environnement était faible, nous faisons aujourd'hui face à des enjeux écologiques considérables. Notre consommation de matières fossiles en vue de satisfaire ces besoins étant fortement impliquée dans la dégradation de notre milieu, le recours à d'autres sources énergétiques devient impérieux, et il convient dès lors d'étudier toutes les pistes. Puisque les bassins de population ont tendance à se concentrer vers les côtes, une production dont la source serait relativement proche paraît tout indiquée, ce qui nous amène à considérer l'énergie hydrolienne avec intérêt.

Afin d'aider le lecteur à se faire une opinion éclairée sur le sujet, la première partie de ce mémoire sera consacrée à une description technique assez générique des hydroliennes, s'intéressant aux principales orientations dans le développement de ces machines.

L'étape suivante aura pour objectif d'apporter les informations permettant d'appréhender tout le potentiel de la ressource, en la quantifiant d'une part, et en jugeant son aptitude à être exploitée d'autre part, que la France est un terrain propice au développement de ces nouvelles sources d'énergies renouvelables.

Pour illustrer cette première partie, un état des lieux des projets actuellement menés sera ensuite proposé. Bien qu'il soit difficile, voire impossible, de tous les répertorier, nous nous efforcerons de présenter une gamme représentative du foisonnement d'idées dont les turbiniers font preuve pour adapter au mieux les machines aux différents milieux susceptibles de les voir s'implanter, laissant entrevoir l'enthousiasme des entrepreneurs français dans le domaine.

En dehors des considérations techniques, l'avenir de la filière hydrolienne, puisqu'elle est encore au stade de la recherche & développement, est étroitement lié aux investissements qui lui sont consacrés. Dans la seconde partie de cette étude, nous nous proposons d'exposer les ambitions de la politique énergétique menée sur le plan national, éclairant ainsi les perspectives d'évolution probables à court et moyen terme pour l'hydrolien. Nous montrerons ainsi le climat peu encourageant qui s'est installé dernièrement.

Pour la dernière partie, c'est l'axe réglementaire qui servira à évaluer le crédit que l'on peut apporter à l'hydrolien, sur le plan de la sécurité d'abord, en observant le processus de certification d'une installation, puis du point de vue environnemental, point crucial qui permet à l'exploitation de l'énergie hydromarine d'être véritablement considéré comme une stratégie viable en matière de développement durable.

SOMMAIRE

| | |
|--|----|
| INTRODUCTION | 7 |
| 1 Intérêt de l'hydrolien | 8 |
| 1.1 La technologie dans les grandes lignes | 8 |
| 1.2 Une ressource présente au niveau national..... | 14 |
| 2 Le contexte | 16 |
| 2.1 La volonté politique..... | 16 |
| 2.2 Etat d'avancement des projets | 21 |
| 3 Le cadre réglementaire | 32 |
| 3.1 La certification..... | 32 |
| 3.2 Du point de vue de l'environnement..... | 34 |
| CONCLUSION | 37 |
| BIBLIOGRAPHIE & PERSONNES CONTACTEES | 38 |
| TABLE DES ILLUSTRATIONS | |

INTRODUCTION :

Confrontés à des besoins énergétiques croissants, et parallèlement à des enjeux environnementaux nouveaux, nous nous voyons dans l'obligation de trouver des solutions permettant de répondre à ce paradoxe : produire plus en réduisant notre impact écologique. Les énergies renouvelables s'inscrivent en plein dans la transition qui s'opère, et il importe de ne négliger aucune piste en la matière, puisqu'il paraît peu probable qu'une technologie unique soit la réponse à notre problématique.

En ce début d'année 2019, alors que le photovoltaïque et l'éolien offshore montent en puissance dans divers pays, la filière hydrolienne semble avoir subi un coup d'arrêt suite à l'abandon du projet de première ferme pilote en France, et au désengagement d'un de ses leaders, Naval Group via sa filière Naval Energies.

Quel est le paysage actuel des projets dans le domaine ? Que manque-t-il à l'hydrolien pour passer du stade expérimental à l'exploitation commerciale à grande échelle ? Quels verrous technologiques ou économiques bloquent ? L'hydrolien semble-t-il toujours aussi prometteur, et même viable ?

Afin d'aider le lecteur à évaluer la portée de l'hydrolien dans le paysage de la production électrique, voici quelques chiffres et rappels d'ordres de grandeurs :

- Puissance (nominale) d'une hydrolienne marine : 2 MW
Pour une production électrique annuelle de 6 GWh
Coût de production d'un MWh : entre 123 € et 571 €
Potentiel hydrolien récupérable en France : 3 à 6 GW

- Puissance d'une éolienne (les plus grandes à ce jour) : 12 MW (Haliade X 12 MW)
Pour une production électrique annuelle de 38 GWh
Coût de production d'un MWh : entre 130 € et 329 € (offshore) source ADEME

- Puissance d'un réacteur nucléaire (type EPR) : 1 600 MW
Pour une production électrique annuelle de 10 TWh
Coût de production d'un MWh : entre 60 € et 110 €

- Consommation électrique annuelle française : 500 TWh

1 Intérêt de l'hydrolien

1.1 La technologie dans les grandes lignes

Le principe fondamental de l'hydrolienne consiste à transformer une énergie primaire (le courant de marée) en une énergie mécanique (rotation la turbine), puis à la convertir en énergie électrique. Chaque étape de cette conversion est imparfaite et a donc un rendement. En les multipliant, on obtient le rendement global de l'installation. Pour une hydrolienne, la puissance primaire s'exprime ainsi :

$$P_{\text{primaire}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3$$

Avec :

ρ : masse volumique du fluide en kg/m^3

S : surface du capteur hydrolien en m^2

v : vitesse du fluide en m/s

Cette expression permet de comprendre la différence de taille à puissance équivalente entre des éoliennes et hydroliennes de puissances similaires, puisque la puissance est proportionnelle à la densité du fluide concerné, or l'eau de mer est environ 800 fois supérieure à celle de l'air.

Puissance récupérable :

La théorie de Betz (Betz-Lanchester pour certains) définit la puissance maximale exploitable pour une machine rotative (qu'elle soit éolienne ou hydrolienne, à flux axial ou transverse) à travers laquelle circule un fluide. Elle établit que la limite maximale théorique récupérable est égale à $16/27^{\text{ème}}$ (soit environ 59%) de la puissance du fluide en entrée, et cela quand la vitesse v_1 de ce fluide en amont du rotor sera divisée par trois, après son passage, par trois pour atteindre v_2 .

Démonstration :

Supposons que la vitesse moyenne de l'eau traversant la surface S balayée par le rotor est égale à la moyenne de la vitesse moyenne de v_1 et de v_2 .

La masse de l'air traversant la surface balayée par le rotor en une seconde est égale à :

$$m = \rho \cdot S \cdot (v_1 + v_2) / 2$$

La puissance P extraite du courant par le rotor est égale à la masse multipliée par le carré de la diminution de la vitesse du vent (selon la seconde loi de Newton) : « Dans un référentiel Galiléen, si le vecteur vitesse V_g du centre d'inertie d'un solide varie, la somme $F=\Sigma f$ des forces qui agissent sur lui n'est pas nulle. Sa direction et son sens sont ceux de la variation de V_g entre deux instants proches. »

$$P = \frac{1}{2} \cdot m \cdot (v_1^2 - v_2^2)$$

En remplaçant m dans cette équation par le résultat de la précédente, on obtient :

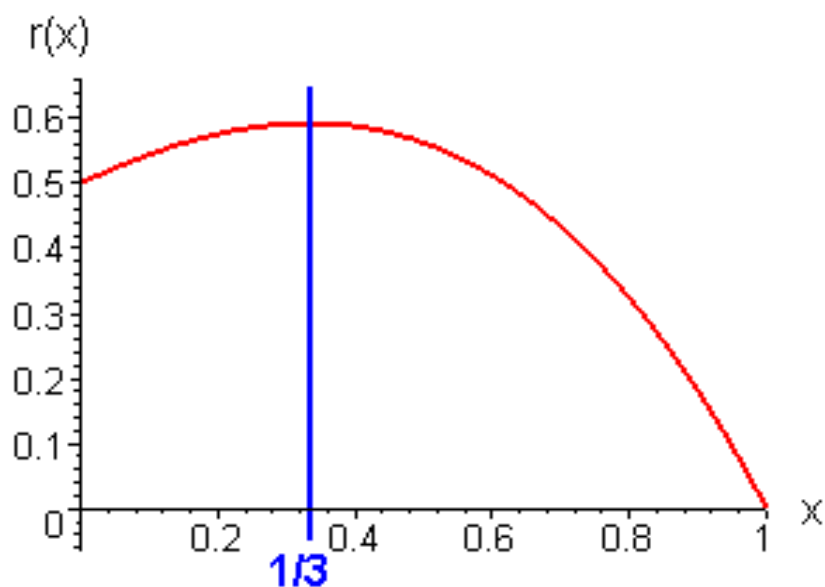
$$P = \frac{1}{2} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \cdot \rho \cdot S \cdot (v_1 + v_2) / 2$$

$$P = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot S \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2)$$

En faisant le rapport de la puissance extraite P sur la puissance primaire, on obtient :

$$P / P_{primaire} = [\frac{1}{4} \cdot \rho \cdot S \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2)] / [\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v_1^3]$$

En traçant la courbe, on s'aperçoit qu'elle passe par un maximum à 0,59 quand le rapport des vitesses en amont et en aval du rotor est égal à un tiers.



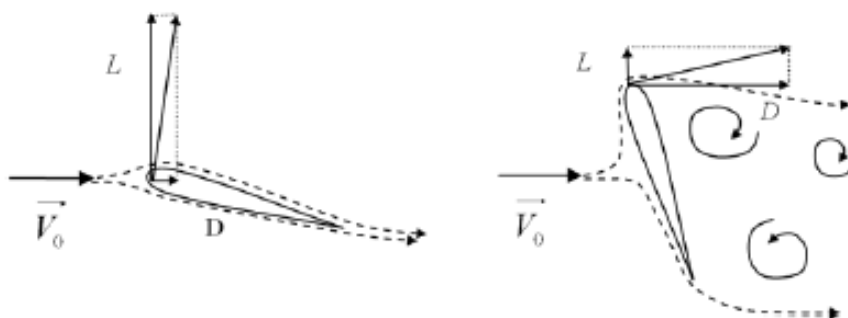
[Figure 1] – Graphique illustrant la démonstration de la limite de Betz, (v_2/v_1) en abscisse, $(P/P_{primaire})$ en ordonnée – Benoît Chauvet – 2005

Cette valeur limite de 59% reste cependant théorique, puisque le confinement, qu'il soit dû à un carénage ou à la proximité d'autres hydroliennes dans le cas d'un parc, est susceptible de faire varier cette valeur. Cela reste toutefois un bon ordre d'idée.

À cette limite théorique vient s'ajouter le rendement de la turbine en elle-même. Celui-ci diffère selon le type de turbine utilisée. Une pale soumise à l'action du courant voit s'exercer principalement deux forces : la portance, et la trainée.

La trainée étant un phénomène dit « visqueux », elle génère le frottement des filets d'eau les uns contre les autres, ce qui engendre une dissipation d'énergie (sous forme de chaleur). La portance ne crée pas ce genre de dégradation, on préférera donc aux turbines utilisant la trainée (Savonius, ou roues à aubes par exemple) celles mues par la portance (mais qui génèrent tout de même une trainée malheureusement).

Le phénomène de biofouling¹, contre lequel aucune méthode de lutte à long terme n'a encore été trouvée, accroît considérablement la trainée, et de ce fait dégrade le rendement des machines.



[Figure 2] – Forces de portance L et de trainée D sur une aile – Energies marines renouvelables, Bernard Multon – 2010

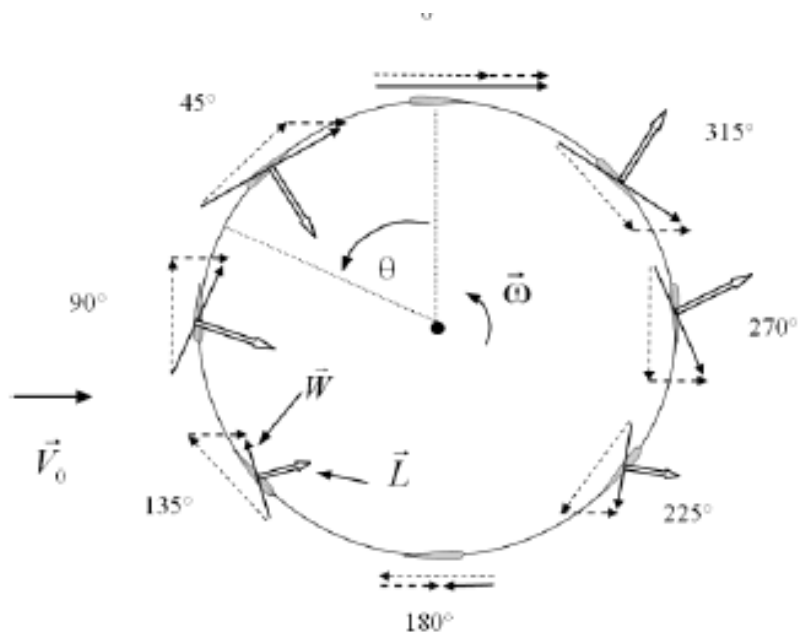
S'il fallait classer les turbines, on pourrait les répartir en deux groupes : les turbines à flux axial, et celles à flux transverse.

Les premières sont, dans leurs conditions de fonctionnement nominales (vitesse du courant, angle d'incidence des filets d'eau) légèrement plus performantes, mais beaucoup sont conçues avec des pales dont les deux profils sont symétriques, afin de pouvoir fonctionner sans changement de configuration pendant le flot ou le jusant. De plus, la vitesse variable du courant² fait que le rotor ne travaillera que rarement dans des conditions optimales. Dans ce cas, on sacrifie quelque peu son rendement au profit du coût de production de l'élément, ainsi que de sa robustesse.

¹ Biofouling : formation d'une couche d'origine animale ou végétale sur une structure immergée.

² On considère généralement que le courant est exploitable à partir d'une vitesse de 2,5 m/s, la limite haute étant généralement supérieure à la vitesse maximale du courant. Le Raz Blanchard, plus fort courant d'Europe, atteint 6 m/s.

Les secondes sont un peu moins performantes d'un point de vue théorique, car elles génèrent une fois et demie plus de trainée en raison notamment de l'incidence variable du courant sur les pales. Ce désagrément constitue également leur force d'une certaine manière, puisqu'elles sont insensibles à la direction des filets d'eau, ce qui les rend plus facilement adaptables à leur milieu.

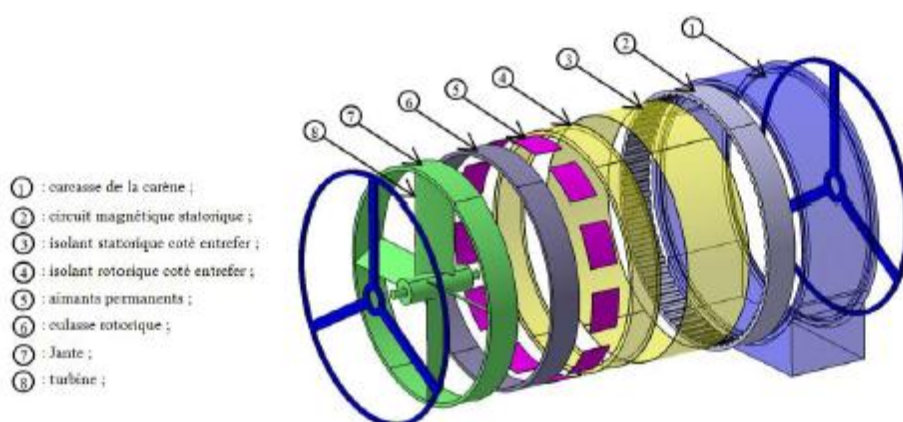


[Figure 3] – Triangle des vitesses et efforts au cours de la rotation d'une pale – *Energies marines renouvelables, Bernard Multon, – 2010*

L'adjonction d'un carénage à la turbine est possible dans le cas des hydroliennes au regard de leurs dimensions relativement contenues (comparativement aux éoliennes). On peut également les classer en deux catégories : ceux à effet venturi, et les diffuseurs. Par effet d'entonnoir ils permettent d'accroître virtuellement la veine courant dans laquelle se situe le rotor. Ainsi l'entreprise Australienne Tidal Energy sur son hydrolienne DHVT (turbine à flux transverse et axe vertical avec un diffuseur) a pu atteindre en pratique la limite de la loi de Betz. On remarquera qu'un carénage contrarie l'omni-directionnalité des turbines à flux transverse.

Une fois le courant transformé en énergie mécanique exploitable, il doit être converti en énergie électrique. Si pour des raisons de coût à l'investissement, les éoliennes sont fréquemment équipées de génératrices asynchrones à double alimentation (dites GADA) - par similitude, on peut envisager leur utilisation dans le domaine hydrolien. Mais leur fiabilité moyenne au vu du retour d'expérience dans l'éolien, la présence de pièces d'usure (contacts glissants pour l'excitation du rotor), la nécessité d'une maintenance régulière (le nombre de pôles limité implique la présence d'une démultiplication, donc de vidanges), couplés aux conditions difficiles rencontrées dans un milieu subaquatique fortement sédimenté et corrosif, ainsi qu'à la difficulté technique et au coût que représente une intervention offshore sont autant de contre-indications.

Les génératrices synchrones à aimants permanents (GSAP) sont plus chères à l'acquisition, mais présentent certains atouts qui font qu'elles sont la solution majoritairement employée par les turbiniers. Les GSAP permettent de travailler sur une plus grande plage de vitesse, et donc un gain de l'ordre de 15% par rapport à une GADA en exploitant les courants marins sur une plus grande plage horaire. Comme elles peuvent s'affranchir d'une démultiplication, la maintenance se trouve réduite d'autant. Enfin, il est possible d'intégrer les aimants en périphérie du rotor, et donc le stator directement dans le carénage s'il en existe un (cela est valable aussi bien pour les turbines axiales que radiales). Outre un gain en encombrement, cette option, dite Rim Driven (illustrée sur le schéma ci-dessous), permet d'obtenir un rendement légèrement supérieur, du fait de la minimisation des pertes mécaniques, et dans le cas de la turbine axiale, en évitant la perturbation des filets d'eau due à la nacelle.



[Figure 4] – Génératrice à aimants permanents à flux axial à grand diamètre avec entrefer immergé - *European Journal of Electrical Engineering, Lavoisier – 2013*

Puisque la vitesse de rotation du rotor est directement liée à celle du flux d'eau (au moins pour les hydroliennes dont le pas des pales n'est pas pilotable, c'est-à-dire la majorité à l'heure actuelle) elle n'est donc pas maîtrisée, bien que prédictible. La fréquence du courant produit varie elle aussi, ce qui rend indispensable l'utilisation d'un convertisseur de fréquence. On procède à une double conversion, d'alternatif à continu dans un premier temps, puis inversement afin de pouvoir injecter le courant produit sur le réseau, qui lui est invariant à 50 Hz (en Europe continentale). À l'heure actuelle, la technologie qui s'impose en la matière est le double pont à MLI³. Le transport de cette électricité est la phase suivante, et là encore, il existe plusieurs options :

- Acheminer le courant alternatif tel qu'il est produit jusqu'à une station de conversion à terre. L'avantage est que cela permet d'extraire toute la partie commande des turbines, et donc de s'épargner les problèmes de fiabilité et de maintenance liés au milieu marin. En revanche, cela impose de relier chaque hydrolienne à la terre, ce qui implique un

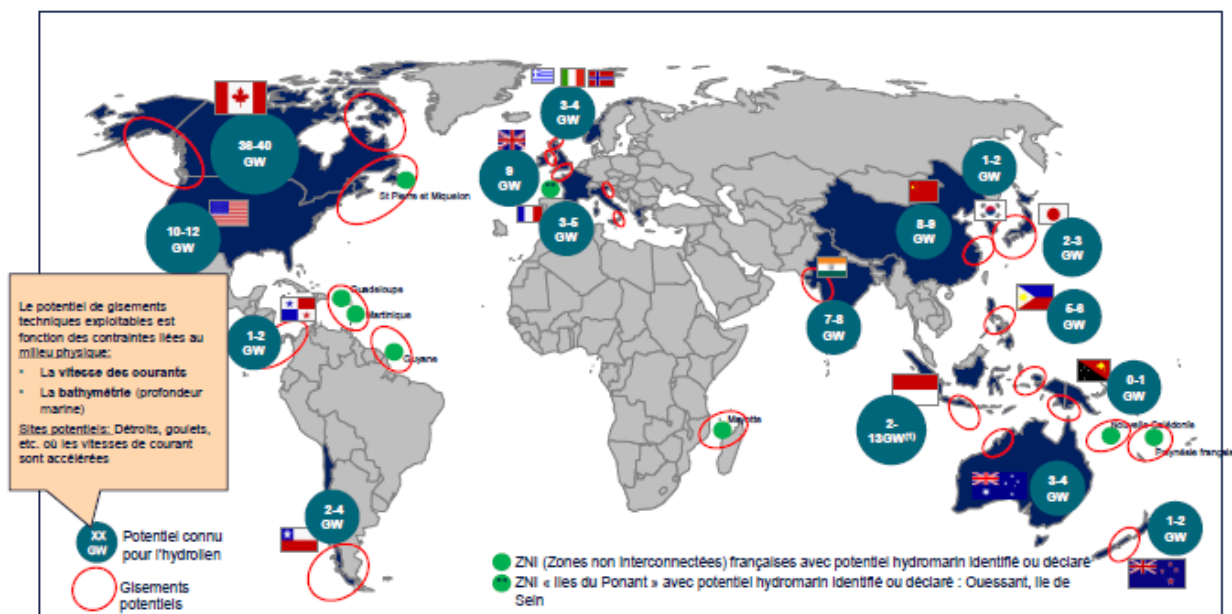
³ MLI : Modulation de Largeur d'Impulsion

coût important en matériaux (dans le cas d'une ferme commerciale comptant un nombre conséquent de machines), et limite la distance possible entre le site de production et le point d'atterrage (pertes par effet Joule importantes si la tension n'est pas relevée, pertes par effet capacitif d'un câble sous-marin en alternatif).

- Acheminer le courant vers la terre via une ligne unique après conversion de fréquence, la station de conversion se trouvant en mer à faible distance des hydroliennes, d'où un gain sensible en quantité de conducteurs, et donc une économie substantielle.
- Acheminer vers la terre un courant continu, ce qui permet un raccordement des hydroliennes entre elles via un hub situé en mer. Là encore, on réalise une économie sur le cuivre, mais également sur les pertes en lignes, le courant continu ne générant pas d'effet capacitif dans le conducteur sous-marin, il ne se crée pas de puissance réactive dans le câble. Cette technique est en plein développement car elle offre également l'avantage de pouvoir relier des réseaux non synchrones (*e.g.* France / Angleterre, zones non-interconnectées, ...), mais n'a été rendue possible que tardivement grâce aux progrès de l'électronique de puissance permettant l'élévation de tension continue, jusqu'alors uniquement maîtrisée en alternatif.

1.2 Une ressource présente sur le territoire

On estime généralement le potentiel mondial exploitable pour l'hydrolien à 100 GW, répartis sur tous les continents, aussi bien à proximité de territoires densément peuplés, que de zones insulaires (souvent non interconnectées car isolées, pour ces zones l'hydrolien offre une véritable alternative aux centrales thermiques).



[Figure 5] – Répartition du gisement d'énergie hydrolienne dans le monde – Etude stratégique de la filière hydrolien marin, ADEME – 19 novembre 2018

La France a la chance d'être particulièrement bien pourvue en la matière, puisqu'elle dispose du second potentiel Européen (derrière le Royaume Uni et ses 10 GW) avec 3 à 6 MW suivant les estimations. À titre de comparaison, un EPR fournit 1,6 GW.

La répartition géographique des zones exploitables présente également un double intérêt : l'une d'entre elle est située à proximité d'un réseau de transport électrique de forte capacité, et leur éloignement mutuel est le gage d'un lissage assez favorable de la production dans le temps (puisque l'hydrolien est prédictible, et c'est là l'un de ses grands atouts).

Une étude produite pour la Direction Générale de l'Energie et du Climat⁴ définit les zones potentiellement exploitables sur le territoire Français. Partant du constat qu'à l'heure actuelle aucun turbinier n'a prouvé sa supériorité par rapport aux autres, ces zones doivent répondre à un ensemble de critères permettant la mise en œuvre de chacune des solutions proposées. Elles ont été définies d'après la méthode suivante :

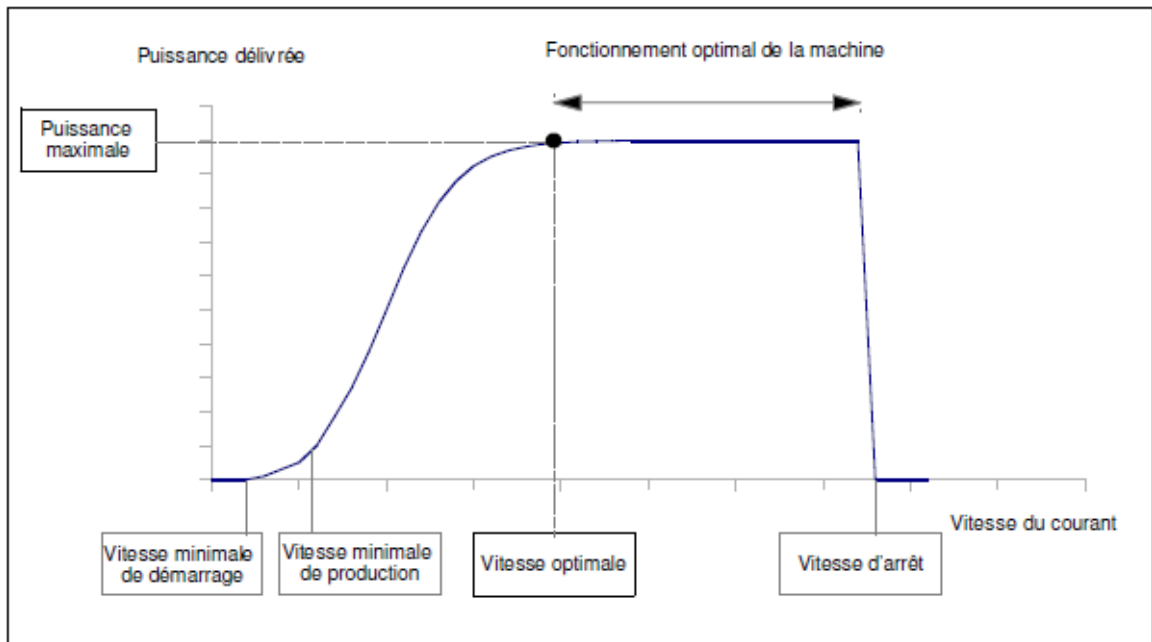
- Choix des indicateurs, et d'un outil pour les évaluer
- Choix d'une pondération en fonction de l'impact technico-économique

⁴ Les données brutes qui ont servi à réaliser cette étude proviennent du SHOM, de l'IGN, de l'IFREMER, et du CETMEF.

- Superposition des données pondérées pour établir une carte

Six indicateurs ont été retenus, il s'agit de :

1. L'énergie surfacique du flot, puisque la puissance maximale fournie par une hydrolienne en dépend directement. La meilleure note est obtenue lorsque la vitesse du courant est comprise entre la vitesse minimale nécessaire pour que la turbine délivre son maximum de puissance, et la vitesse à partir de laquelle elle n'est plus en mesure d'être exploitée (vitesse périphérique trop élevée, ...)



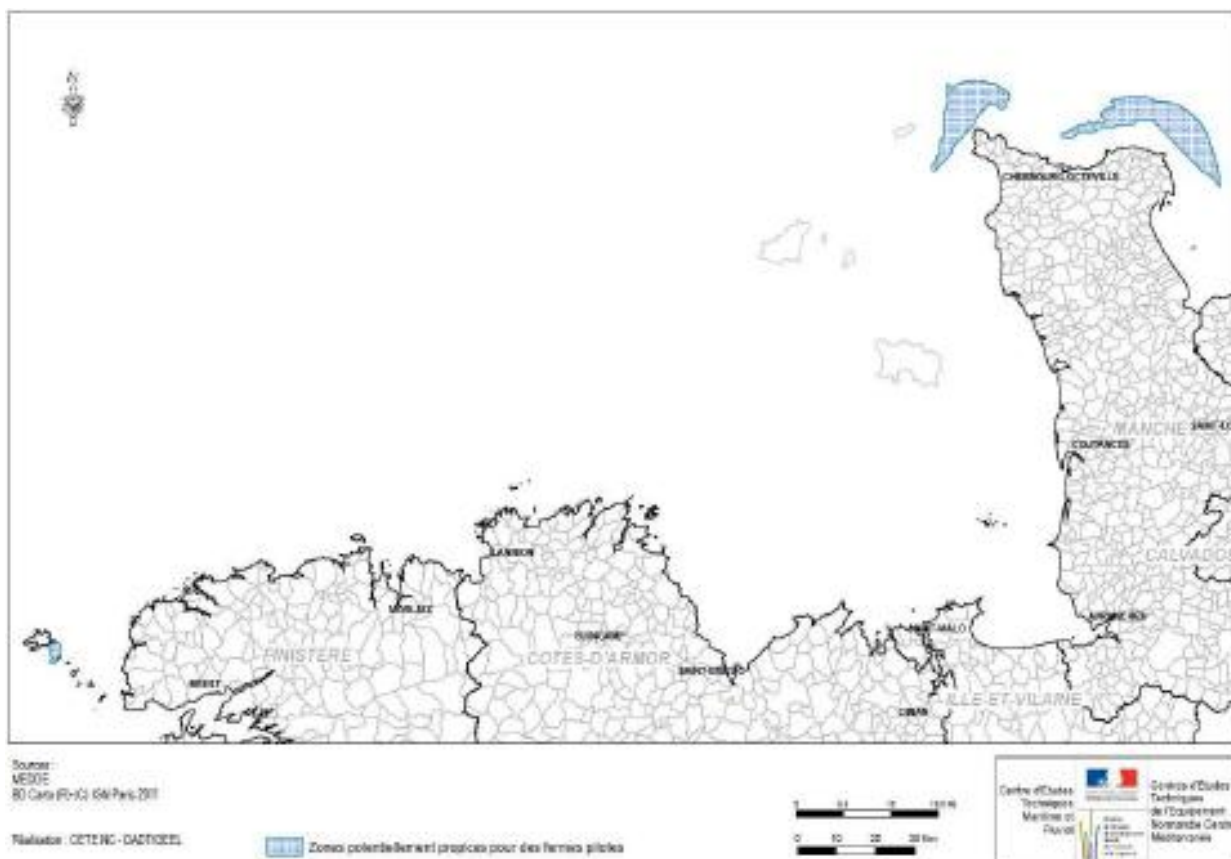
[Figure 6] – Production électrique délivrée en fonction de la vitesse du courant – CEMTEF – 2013

2. La distribution des vitesses des courants de mortes eaux et vives eaux, qui fournit une indication sur la quantité d'électricité que l'on peut espérer produire sur le site pour une période donnée. Cet indicateur prend en compte les variations de vitesse du courant en fonction des coefficients de marée.
3. La profondeur, qui implique une difficulté croissante pour la pose, la maintenance, l'exploitation, ainsi que la sollicitation du matériel à mesure qu'elle augmente, et donc un LCOE⁵ croissant également. Cet indicateur n'a pas la même incidence sur toutes les technologies (flottant / mouillé / fixation gravitaire)
4. La pente des fonds, qui représente une gêne pour la pose des hydroliennes principalement.

⁵ LCOE : Levelized Cost of Energy, coût actualisé de l'énergie en français, c'est-à-dire le prix complet d'une énergie sur la durée de vie de l'équipement qui la produit.

5. La nature du substrat, qui a une incidence à la fois sur l'usure des machines (abrasion, encrassement des paliers, étanchéité), la difficulté de pose, et le flux d'eau (effet d'affouillement).
6. La disponibilité par rapport à la houle, celle-ci ayant une influence sur la vitesse du courant, et donc la production des turbines ainsi que les efforts qui s'y appliquent.

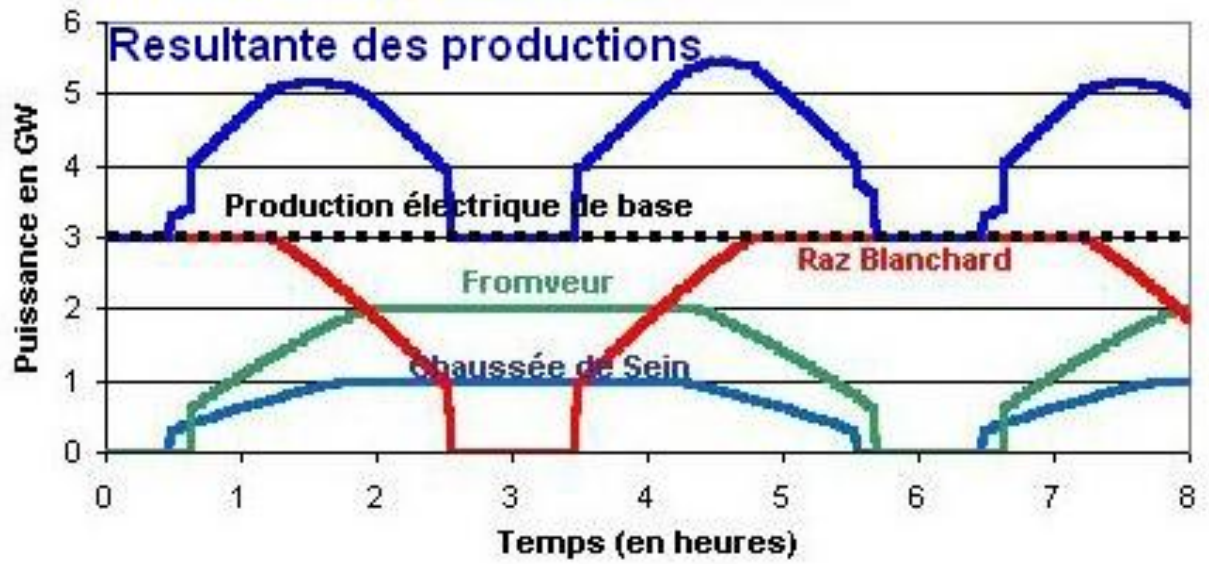
Une fois superposées, les données collectées font apparaître les zones indiquées sur la carte ci-dessous.



[Figure 7] – Zones souhaitables pour l'implantation de projets hydroliens - SHOM, IGN, IFREMER, CETMEF – 2013

Il en ressort trois zones, d'Ouest en Est : le passage du Fromveur, le Raz Blanchard, et le Raz de Barfleur (d'autres sources comme Ocean Energy Europe mentionnent également la Chaussée de Sein et les Héaux de Bréhat qui n'ont pas été retenus ici).

Puisque les courants exploités dépendent de la marée, ils suivent donc (sur la façade Atlantique française) un rythme semi diurne. Si géographiquement, la Chaussée de Sein est proche du passage du Fromveur, tout comme le Raz Blanchard l'est du Raz de Barfleur, il existe tout de même un décalage entre ces deux ensembles tout à fait bénéfique pour le lissage de la production électrique, comme l'illustre le diagramme suivant.



[Figure 8] – Production hydrolienne des sites majeurs – Plaidoyer pour l’hydrolien, Hervé MAJASTRE – [sd]

2 Le contexte

2.1 La volonté politique

Afin de bien appréhender le processus de développement de l'hydrolien, il est important d'observer les décisions politiques qui encadrent les EnR⁶. Faire un parallèle chronologique entre la législation et les divers projets permet d'observer à quel point le secteur est fragile, car il nécessite des investissements si conséquents que rares sont les acteurs capables de concrétiser un projet sans être lourdement subventionnés.

On peut citer les principaux textes de référence en la matière depuis le milieu des années 2000 :

- Loi du 13 Juillet 2005 (n°2005-781), dite POPE, qui est un Programme d'Orientation de la Politique Energétique, et dont l'article 4, notamment, fixait l'objectif de satisfaire 10% de nos besoins énergétiques à partir de sources d'énergies renouvelables à l'horizon 2010 (atteint en 2007).
- Le Grenelle de l'environnement (2007), et la loi du 3 août 2009 (n°2009-967) relative à sa mise en application, fixaient un nouvel objectif à 23% d'EnR dans la production française d'ici 2020.
- En août 2015, un texte capital, la Loi sur la Transition Energétique et la Croissance Verte (LCTEV) définissant un échelonnement des paliers à atteindre sur les 35 prochaines années :

En 2020 :

- 23 % de la consommation d'énergie d'origine renouvelable.

En 2025 :

- 50 % de la production d'électricité d'origine nucléaire.

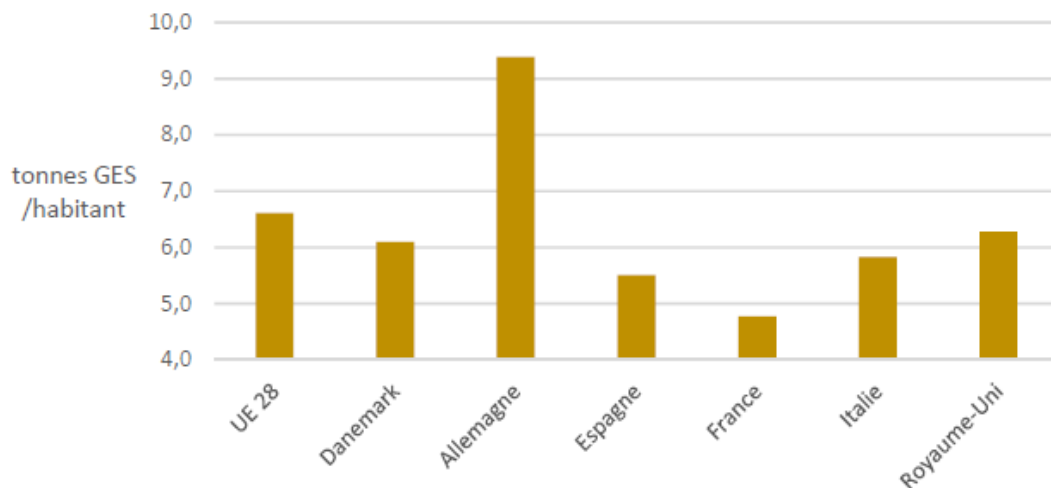
En 2030 :

- 32 % de la consommation d'énergie d'origine renouvelable
- 40 % de la production d'électricité d'origine renouvelable

Afin d'y parvenir, des outils de mise en œuvre ont été créés. Il s'agit, d'une part, de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), et d'autre part de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE).

⁶EnR : Energies Renouvelables. Par extension, EmR pour les énergies marines renouvelables.

La production électrique française étant déjà faiblement carbonée par rapport à celle des autres grandes nations Européennes (cf. graphique ci-dessous), puisqu'elle se base principalement sur les centrales nucléaires, le domaine de l'hydrolien est plus directement concerné par la PPE, qui est un décret du premier ministre définissant les priorités du gouvernement et identifiant les leviers permettant d'atteindre les objectifs précédemment cités.



[Figure 9] – Emissions de gaz à effet de serre imputables à la consommation d'énergie (2015) – Eurostat pour la Cour Des Comptes – 2016

La première PPE fut élaborée en 2016 et couvrait les périodes 2016 / 2018, et 2018 / 2023. Dans le tableau ci-dessous, on peut voir que deux appels d'offres pour des projets hydroliens sont programmés. Le premier (deuxième semestre 2016) a été attribué au projet Normandie Hydro de Naval Group (ex DCNS), et concernait la création d'une ferme pilote dans le Raz Blanchard, pour une puissance de 14 MW, soit 7 turbines de 2 MW.

| CALENDRIER prévisionnel | 2016 | | | | 2017 | | | | 2018 | | | | 2019 | |
|--------------------------|-------------------------|--|--------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------------|--------------------|--------------------|---------------------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 |
| Solaire (Sol) | | Lancement AO tri-annuel | | Echéance 1 (500MW) | | Echéance 2 (500MW) | | Echéance 3 (500MW) | | Echéance 4 (500MW) | | Echéance 5 (500MW) | | Echéance 6 (500 MW) |
| Solaire (bâtiments) | | Lancement AO tri-annuel | | Echéance 1 (150MW) | Echéance 2 (150MW) | Echéance 3 (150MW) | | Echéance 4 (150MW) | Echéance 5 (150MW) | Echéance 6 (150MW) | | Echéance 7 (150MW) | Echéance 8 (150MW) | Echéance 9 (150 MW) |
| Biomasse | Lancement AO tri-annuel | | Echéance 1 (50 à 100 MW) | | | | Echéance 2 (50 à 100 MW) | | | | Echéance 3 (50 à 100 MW) | | | |
| Méthanisation | Lancement AO tri-annuel | | Echéance 1 (10 MW) | | | | Echéance 2 (10 MW) | | | | Echéance 3 (10 MW) | | | |
| Eolien en mer | | Lancement d'un AO et des études techniques mutualisées | | | | | | | | | | | | |
| Petite hydro-électricité | | Lancement AO n°1 | | Echéance AO n°1 | Attribution AO n°1 | | Lancement AO 2 éventuel | | Echéance AO 2 | | Attribution AO2 | | | |
| Hydrolien | | | Lancement AO n° 1 | | | | | | | | | | Lancement AO n° 2 | |
| Eolien flottant | | | Lancement AO n° 1 | | | | | | | | | | | |

AO : appel d'offres.

[Figure 10] – Tableau prévisionnel des appels d'offres en EnR – Journal officiel de la République Française 28 octobre 2016

Seulement, depuis cette date, un certain nombre d'éléments sont venus assombrir l'avenir de la filière hydrolienne :

- Outre-Manche, le gouvernement décide de mettre en concurrence l'énergie hydromarine avec les autres EnR en dépit de la faible maturité de la filière, dans le cadre des Contracts for Difference fin 2017. Cela n'a pas d'incidence directe sur la politique française, mais témoigne tout de même d'un certain scepticisme, d'autant plus que le Royaume Uni est un acteur majeur dans le domaine.

- Entre la première et la seconde version de la PPE, un rapport de la Cour des Comptes intitulé « le soutien aux énergies renouvelables » est paru (mars 2018). Il met l'accent, entre autres, sur le fait qu'une proportion importante du budget alloué aux énergies renouvelables va au développement des énergies électriques (4 587 M€ en 2016), tandis que paradoxalement, une part bien plus modeste est destinée aux énergies thermiques (689 M€ en 2016) qui, par leur destination finale (remplacement de chaudières au fioul ou au gaz notamment) sont plus à même de faire baisser les émissions de gaz carbonique.

- Le discours de M. Nicolas Hulot, alors ministre de la transition écologique, à l'assemblée nationale en juin 2018, qui déclare :

« Les coûts de production des hydroliennes présentées aujourd'hui par les professionnels apparaissent, il faut en convenir, très élevés, même à long terme et même par rapport à l'éolien offshore. On doit donc envisager des appels d'offres commerciaux, continuer la recherche et le développement de ces technologies en accompagnant les différents acteurs, notamment dans le cadre de coopérations internationales. Et c'est dans cette perspective, pour identifier précisément le potentiel de l'énergie hydrolienne qu'avec l'ADEME nous avons demandé une étude complémentaire.»

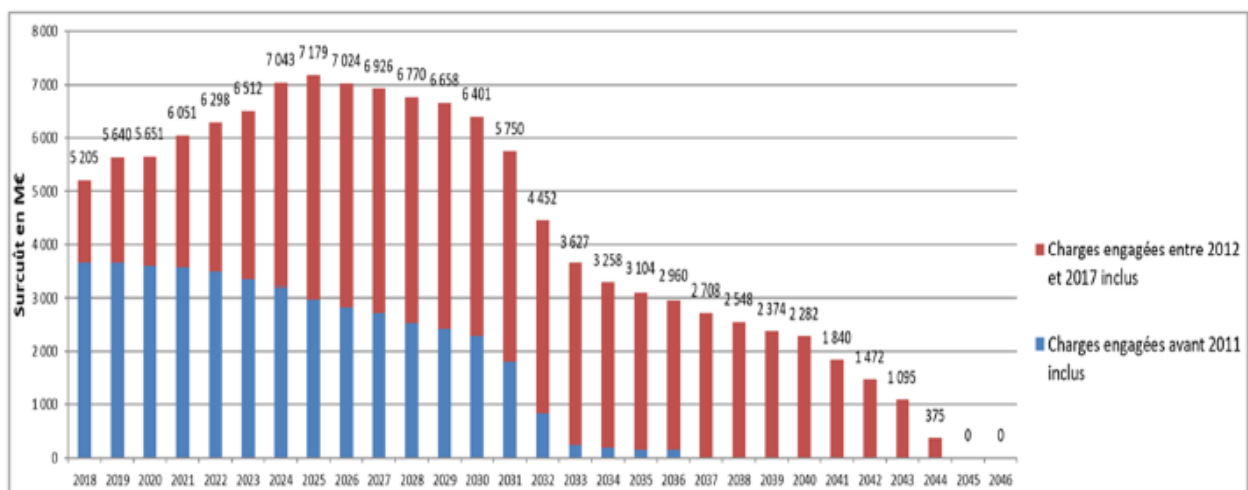
Cette étude, réalisée par le cabinet Corporate Value Associates, a été publiée le 19 novembre 2018. Elle annonce des LCOE allant de 216 à 365 €/MWh à l'horizon 2021. Ces chiffres sont à comparer avec les tarifs de rachat de l'éolien offshore, renégociés à 150 €/MWh à l'été 2018.

De plus, les contrats précédemment passés coûtent cher. En effet, le soutien aux EnR se fait, en dehors des subventions à la R&D (via les appels d'offres nationaux notamment, mais aussi par les collectivités territoriales, plus particulièrement les régions Bretagne et Normandie, les plus concernées par le sujet) grâce à un mécanisme d'obligation d'achat. Quel que soit le coût de l'énergie sur le réseau à un instant t , l'électricité d'origine renouvelable est employée prioritairement (même s'il existe d'autres sources moins onéreuses disponibles sur le réseau à cet

instant), et surtout à un tarif (payé par EDF, à son tour remboursé de la différence par l'Etat) garantissant la rentabilité de l'installation à son exploitant. Ces tarifs sont négociés en amont de la mise en service, et pour des périodes allant de 15 à 20 ans, c'est-à-dire environ la durée de vie d'un parc éolien ou hydrolien.

En outre, une fois la réponse à un appel d'offre validée, la solution proposée par le lauréat était figée, et ne pouvait évoluer avec les progrès réalisés dans l'intervalle de temps nécessaire à la mise en œuvre du projet. Quand on sait que la période de recours possible à l'encontre dudit projet peut s'étaler sur cinq ans, on comprend que pour une technologie encore jeune, bien des améliorations ont pu apparaître, entraînant une baisse considérable du prix du MWh (à titre d'exemple, pour les appels d'offres en éolien offshore de 2011 et 2013, le prix d'achat du MWh a été fixé aux alentours de 215 €, tandis que son prix moyen en France se situe plutôt autour de 36 €, et que les producteurs concernés estiment que s'ils peuvent apporter des modifications à leurs projets ce coût pourrait être ramené à 150 €). Cette pratique a été modifiée depuis le 28 mai 2016, et le prix d'achat est désormais indexé sur le coût de production constaté, pour les contrats passés ultérieurement.

Ces éléments mis bout à bout font que le budget dédié aux EnR pour les années à venir est déjà considérablement entamé par le coût de contrats passés depuis le milieu des années 2000 (d'après la CRE⁷, « pour les cinq prochaines années, 94 % des charges prévisionnelles en matière d'EnR sont d'ores et déjà engagées. 84 % du montant des charges de 2023 relèveront encore de dépenses engagées avant 2017 ») et qui continueront à peser de plus en plus jusqu'en 2025, comme l'illustre le graphique ci-dessous.



[Figure 11] – Prévision d'évolution des dépenses à venir au titre des engagements pris jusqu'à fin 2017 (soutien aux EnR électriques et au biométhane injecté) – CRE – 2016

⁷ CRE : Commission de Régulation de l'Energie

La PPE a été révisée en 2018, et le sera tous les cinq ans à l'avenir. Voici les objectifs concernant les EnR électriques qui en ressortent :

- Doublement des capacités de production d'électricité renouvelable par rapport à 2017 (102 à 113 GW en 2028)
- 74 GW en 2023, soit +50% par rapport à 2017

Si ces objectifs peuvent paraître encourageants, on s'aperçoit vite qu'en matière d'électricité hydromarine, ils ont été revus à la baisse, et même que cette solution n'est plus mentionnée.

« L'Union européenne a ainsi adopté un objectif de 32% d'énergies renouvelables au niveau européen pour 2030 (sur l'ensemble des vecteurs : électricité, gaz et chaleur). Cette dynamique a contribué à la forte baisse des coûts de production des énergies renouvelables électriques, qui font du solaire au sol ou de l'éolien des sources très compétitives aujourd'hui, tant que les systèmes électriques ne nécessitent pas l'ajout de stockage pour gérer l'intermittence de ces sources d'électricité. [...] Les principales filières permettant d'atteindre l'objectif seront l'hydroélectricité, le solaire photovoltaïque (PV) et l'éolien terrestre, puis progressivement l'éolien en mer dont la production augmentera au cours de la seconde période de la PPE.

Ce sont les filières les plus compétitives : les fortes baisses de coûts observées dans ces filières permettent le développement de capacités importantes avec des soutiens publics réduits par rapport aux projets antérieurs que nous payons actuellement car le soutien aux énergies renouvelables électriques s'échelonne sur 15 à 20 ans après leur mise en service. [...] Plusieurs filières de production d'électricité d'origine renouvelable ont démontré leur compétitivité et constitueront une part significative du mix électrique de long terme, au moins jusqu'au niveau où un massif besoin de stockage d'électricité apparaîtra. »

Source - Ministère de l'environnement, de l'énergie, et de la mer - PPE 2018 intégralité

Précisons que dans ce texte, le terme « hydroélectricité » désigne la production des barrages.

Il peut néanmoins paraître regrettable de ne pas développer d'autres solutions que celles qui sont citées avant que n'apparaisse ce besoin de stockage en sachant qu'il sera inévitable, spécialement quand l'un des atouts majeurs de la source hydromarine est sa prédictibilité, et que le gisement français garanti un assez bon lissage de la production.

Et, si le scepticisme des autorités quant à l'hydrolien laissait encore place au doute, en observant le calendrier prévisionnel des appels d'offre pour la période s'étalant jusqu'à 2023 (ci-dessous), on s'aperçoit que nulle part ne figure de projet hydrolien.

| Calendrier prévisionnel (date de lancement des procédures) | 2019 | | | | 2020 | | | | 2021 | | | | 2022 | | | | 2023 | | | | 2024 | | | |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------|--------|--------|--------|------|--------|--------|--------|------|--------|--------|--------|------|--------|--------|--------|------|
| | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 |
| Hydro-électricité | 35 MW | | | | 35 MW | | | | 35 MW | | | | 35 MW | | | | 35 MW | | | | 35 MW | | | |
| Eolien terrestre | | 0,5 GW | 0,5 GW | 0,6 GW | | 0,8 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW |
| Solaire (Sol) | | 0,8 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW | | 1 GW |
| Solaire (bâtiments) | 300 MW | 300 MW | 300 MW | | 300 MW | 300 MW | 300 MW | | 300 MW | 300 MW | 300 MW | | 300 MW | 300 MW | 300 MW | | 300 MW | 300 MW | 300 MW | | 300 MW | 300 MW | 300 MW | |

Tableau 6 : Calendrier des appels d'offres pour développer les EnR électriques

| Date d'attribution de l'AO | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | >2025 |
|----------------------------|------------------------------------|--|-----------------------------------|---------------------------------------|------------------------------|------------------------------|---|
| Eolien flottant | | | 250 MW Bretagne (120 €/MWh) | 250 MW Méditerranée (110 €/MWh) | | 250-500 MW selon les prix | 1 projet de 500 MW par an, posé ou flottant selon les prix et le gisement |
| Eolien posé | 500 MW Dunkerque (<70 €/MWh) | 1000 MW Manche Est Mer du Nord (65 €/MWh) | | | 1000 – 1500 MW (60 €/MWh) | | |

Tableau 7 : Calendrier des appels d'offres pour l'éolien offshore (les dates indiquées sont les dates auxquelles un lauréat sera sélectionné, en fin de procédure de dialogue concurrentiel ; les prix indiqués sont les prix cibles des appels d'offres sur la base desquels seront fixés les prix plafonds des appels d'offres)

[Figure 12] – Ministère de l'environnement, de l'énergie, et de la mer - PPE 2018 intégralité

2.2 L'état des projets

Bien que les décisions les plus récentes aillent plutôt à l'encontre du développement de l'hydrolien, il existe, en France et ailleurs, un certain nombre de projets dont le taux d'aboutissement varie, mais qui permettent sans exception d'obtenir un retour d'expérience indispensable au passage au stade industriel et commercial de la technologie.

Cette partie n'a pas vocation à être exhaustive, tant il existe des structures de tailles diverses et variées, et dont le nombre change sans arrêt au gré des créations, liquidations, ou regroupements entre turbiniers et énergéticiens. Le but ici est simplement d'exposer un panel de projets à la fois diversifiés sur le plan des options technologiques, et suffisamment aboutis pour espérer atteindre un jour le stade industriel et commercial. On peut répartir ces projets en différentes familles en fonction des technologies retenues. Parmi celles-ci, on trouve :

1. des turbines pilotables à flux axial :

- Andritz / Atlantis :

Ces deux firmes collaborent dans le cadre du projet Meygen sur le site de Pentland Firth au nord de l'Ecosse. C'est le plus ambitieux à l'heure actuelle, et il se divise en plusieurs phases.

La première (1A), actuellement achevée, consiste en la mise en place de quatre turbines de 1,5 MW (l'une construite par Atlantis, l'AR 1500, les trois autres par Andritz, les AH 1000 MK1). Ces turbines sont maintenues en place par gravité, leur poids étant d'environ 300 tonnes (plus 1200 tonnes de ballast). Chacune est raccordée à la terre par un câble individuel directement posé sur le fond marin, puis passant dans un perçage horizontal avant de rejoindre la station à terre. Cette station élève la tension fournie par les turbines à 33 kV afin de l'exporter sur le réseau local via une connexion dédiée pouvant supporter 14,9 MW. Deux autres stations seront réalisées au cours de la phase 1.

La suivante (la 1B, en cours) consiste à déployer quatre turbines supplémentaires de puissance équivalente, reposant sur un nouveau type de fondation, et devant permettre de prouver que les coûts d'exploitation actualisés peuvent être considérablement diminués.

La phase 1C prévoit l'installation de 49 turbines supplémentaires (soit une puissance de 73,5 MW, pour un coût estimé à 483 M€), et devrait se dérouler à partir de l'année 2019, jusqu'en 2021.

La phase 2 projette de continuer à développer les infrastructures (turbines et stations) jusqu'à atteindre la capacité maximale du réseau local, soit 252 MW.

La phase 3, quant à elle, repose sur l'estimation du potentiel du site de Meygen à 398 MW. Elle supposerait l'augmentation de capacité du réseau terrestre afin de pouvoir exploiter pleinement ce potentiel.



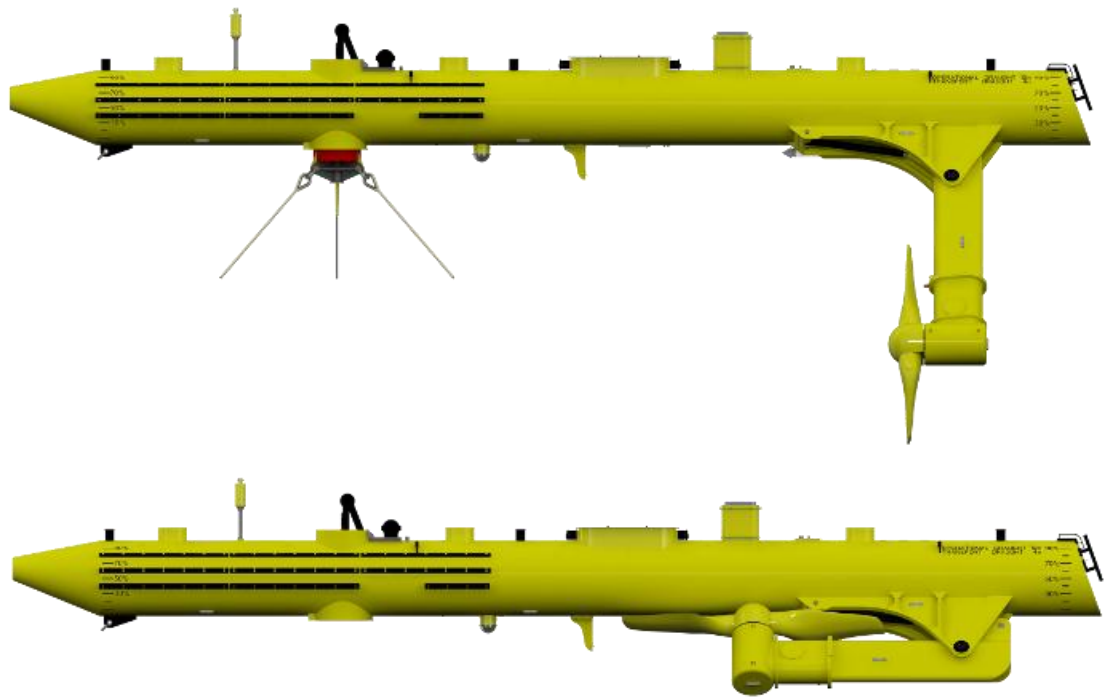
[Figure 13] – AR 1500 – site web Atlantis

En octobre 2018, une joint-venture a été créée entre la région Normandie et la société Atlantis (qui vise plus le rôle d'exploitant que de turbinier), visant à exploiter le potentiel du Cotentin suite à l'abandon du projet de ferme pilote par Naval Energies.

- **Orbital Marine Power (Anciennement Scotrenewables) :**

Au stade du pilote unitaire, une hydrolienne de 2 MW, la SR 2000 est en test en Ecosse (Fall of Warness) depuis octobre 2016. Actuellement, la société récolte des données environnementales pour un projet de ferme de 10 MW dans l'archipel des Orcades.

La conception de cette machine a été orientée dans le but de simplifier au maximum les opérations de maintenance et d'installation, donc le coût d'exploitation. Dans cette optique, la SR 2000 est une machine flottante sous laquelle deux turbines se déplient en phase de production, et se replient en phase de convoyage, comme l'illustrent les images ci-dessous. La partie émergente sert également pour effectuer la maintenance, ainsi l'ensemble des opérations offshore peut être réalisé en se dispensant de navire spécialisé.



[Figure 14] – SR 2000 en mode production (en haut) et en mode transport (en bas) – orbitalmarine.com

2. Des turbines non pilotables à flux axial :

- **Sabella :**

Malgré sa petite taille (Sabella est une TPE), l'entreprise est considérée par l'ADEME comme une référence dans le domaine. Elle en est au stade du pilote unitaire. La Sabella D10 est un prototype à l'échelle 1, d'une puissance d'un MW pour un diamètre de 10 m et un poids de 450 tonnes (dont une centaine pour la nacelle). Après avoir été immergée dans le passage du Fromveur (entre Ouessant et Molène) pendant un an de 2015 à 2016, et avoir été la première hydrolienne à injecter du courant sur le réseau français (cette information reste toutefois à relativiser car on parle ici du réseau d'une Zone Non Interconnectée, Ouessant), la Sabella D10, ou du moins sa nacelle, a été remontée puis ramenée à terre pour une période de révision, de maintenance, et d'amélioration. En octobre 2018, elle a été remise en place par 55 m de fond, puis reconnectée au réseau Ouessant dans la foulée. Ceci marque le début d'une nouvelle phase de test devant durer trois ans. La phase commerciale ne devrait intervenir qu'une fois cette période terminée.

Sabella utilise un système d’ancrage gravitaire, c’est-à-dire uniquement posé sur le fond marin (ce qui minimise l’impact et diminue le coût d’installation). La nacelle, qui, pour faciliter les opérations de maintenance peut être désolidarisée du socle en trépieds, comporte une génératrice synchrone à aimants permanents, entraînée par un rotor à pas fixe constitué de six pales en carbone.



[Figure 15] – L’hydrolienne Sabella D10 était immergée dans le passage du Fromveur le jeudi 25 juin – lemarin.fr – 2015

Parallèlement, la société développe les D12, ainsi qu’un projet de ferme hydromarine de trois hydroliennes, soutenues par une unité de stockage à terre, pour alimenter un réseau isolé aux Philippines d’ici la fin de l’année 2020.

- **Openhydro :**

Société Irlandaise à l’origine, Openhydro avait été rachetée par Naval Group via sa filiale Naval Energies, et était le projet soutenu par EDF.

Leur hydrolienne Arcouest est un modèle à centre ouvert (prétendument pour laisser le passage à la faune, mais cet argument peut paraître un peu fantaisiste étant donné la faible vitesse de rotation de l’hélice, et l’espace disponible autour des machines) utilisant une génératrice Rim driven, et dont l’entrefer est immergé.

Plusieurs projets d’envergure ont vu le jour, dont deux hydroliennes immergées sur le site des Héaux de Bréhat, expérimentation qui fut abandonnée à l’automne 2017 au profit de celle en baie de Fundy, au Canada. Pour ce projet, nommé Cape Sharp Tidal,

deux turbines de 2 MW ont été testées et raccordées au réseau en partenariat avec l'énergéticien local, Emera. La première avait été déployée et raccordée en novembre 2016, puis retirée en juin 2017 après que des problèmes de déformation et de corrosion aient été rencontrés. La seconde a été mise en place le 22 juillet 2018, puis connectée deux jours plus tard.

Le projet Normandie Hydro, qui avait remporté l'appel d'offre lancé par l'ADEME en 2016, consistait en une ferme pilote de 7 turbines de 2 MW dans le Raz Blanchard, couplé à une usine de production spécialement construite. Suite au désengagement de l'Etat, n'ayant aucune commande ferme pour son usine et voyant les perspectives de subventions se fermer, Naval Energies a décidé de cesser tout investissement dans l'hydrolien (annonce faite le 26 juillet 2018, soit deux jours après le raccordement de l'hydrolienne en baie de Fundy, et un mois et demi après l'inauguration de l'usine d'assemblage à Cherbourg) et Openhydro fut ainsi mise en liquidation. (à titre anecdotique, tout le matériel de l'usine n'étant jamais entrée en service a été vendu aux enchères le jeudi 14 février dernier, dont un prototype d'hydrolienne de 20 m de diamètre vendu pour le la ferraille, 1000 €)



[Figure 16] – Vue d'artiste d'une hydrolienne – EDF / DCNS

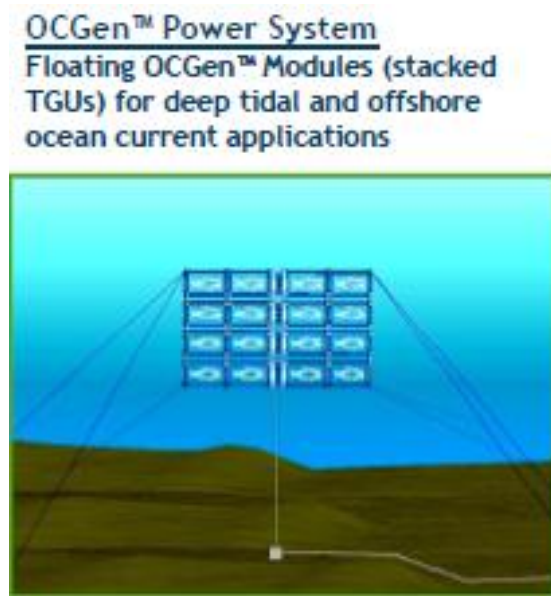
3. Les turbines à flux transverse :

- ORPC :

Ocean Renewable Power Company est une firme originaire du Maine qui développe des hydroliennes à flux transverse et axe horizontal, aussi bien fluviales que marines, en partenariat avec Rolls Royce qui produit les génératrices à aimants permanents. Subventionnée par le gouvernement des USA, la compagnie a récemment obtenu une concession de huit ans en Alaska, qu'elle s'emploie actuellement à déployer.

ORPC, qui a fait le choix de rotors hélicoïdaux (qui génèrent moins de trainée que les rotors en « H ») et horizontaux affirme avoir placé toute l'électronique de puissance hors de l'eau, dans le but d'optimiser la fiabilité des turbines.

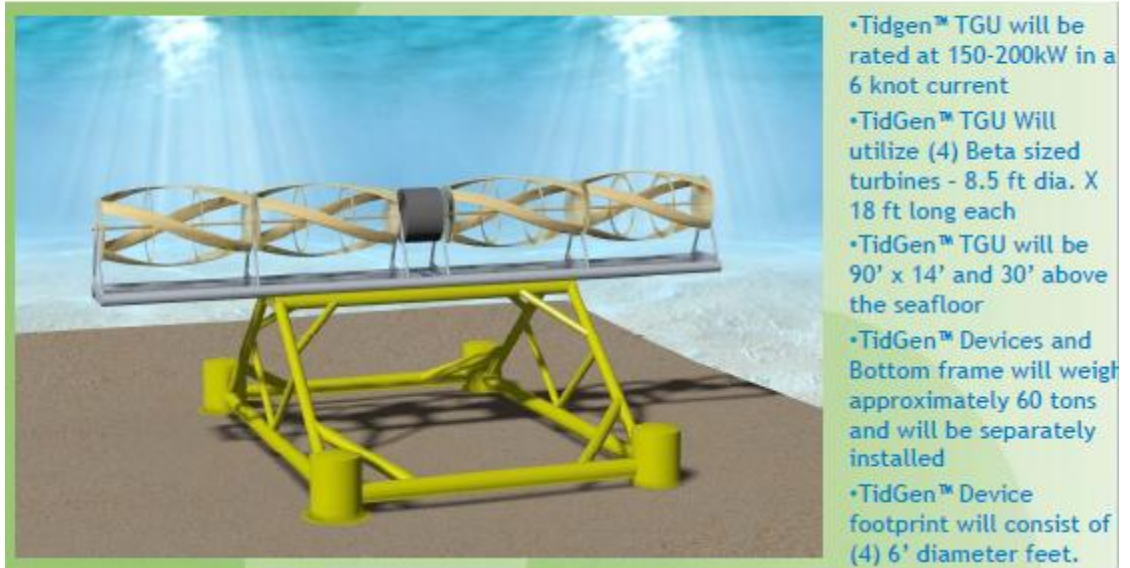
La gamme marine se compose de plusieurs modèles :



[Figure 17] – OCCGen – site web orpc.co

L'OCCGen, prévue pour l'exploitation des courants en des lieux éloignés des côtes, est maintenue entre deux eaux par un système de mouillage.

TidGen™ Device - a closer look

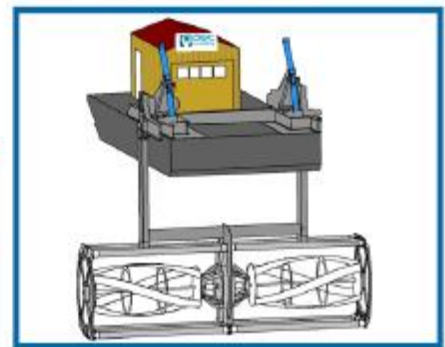
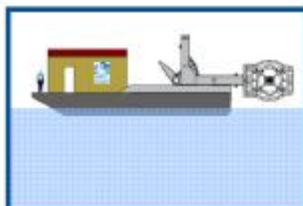


[Figure 18] – TidGen – site web orpc.co

La TidGen, modèle côtier de dimensions plus modestes, à fixation gravitaire.

The Energy Tide 2

- Barge Facts:
 - ◆ 60' long x 24' wide with 6' hull side
 - ◆ Displacement capacity of 75 tons
- Beta TGU deployed 21' below water (TGU center)
- Variable voltage, variable frequency electrical output converted into grid-compatible power
- Includes state-of-the-art environmental monitoring equipment (Didson, Simrad, etc.)
- System operations monitored using 4 underwater cameras (2 color, 2 black & white)
- Operational parameters monitored & data recorded
- Anchored in Cobscook Bay, ME using a 4-legged single point mooring system



[Figure 19] – Energy Tide 2 – site web orpc.co

L'energy Tide, modèle implanté sur barge flottante.

- Hydroquest :

À l'origine spécialisée dans le petit hydrolien fluvial, cette société Grenobloise a développé un partenariat avec un chantier naval, les Constructions Mécaniques de

Normandie à Cherbourg, s'offrant ainsi un outil industriel puissant ainsi qu'une expertise dans le domaine maritime.

Depuis le 21 décembre 2018, une ferme de quatre hydroliennes Hydroquest River 2.80, d'une puissance de 80 kW chacune est en service. Cette ferme à vocation commerciale est en fonction sur le Rhône, et bénéficie d'une concession pour les 18 prochaines années. Si le système de fixation des turbines diffère de celui envisagé pour la version marine du produit (l'hydrolienne fluviale, Hydroquest River, est installé sous une barge mouillée dans le lit du fleuve, tandis que la version marine, Oceanquest, sera posée sur le fond), bien des options techniques sont similaires, à commencer par le rotor à flux transverse. Cette solution a été retenue afin de « permettre une plus grande flexibilité et de mieux profiter du gisement (environ 50 MW/km²) » d'après M. J-F. Simon, président de la société, car elle permet de superposer plusieurs étages de rotors, et ainsi de faire varier à moindre coût la puissance de la machine en fonction de la profondeur d'eau disponible. De plus, le rotor à axe vertical permet de placer la génératrice hors du flux, et ainsi d'éviter les perturbations qui affectent la partie centrale des turbines à axe vertical (hors machines à centre ouvert type Openhydro).

Un prototype marin à l'échelle un, d'une puissance d'un MW est actuellement en cours de réalisation aux CMN, et devrait être acheminé vers le site de test de Paimpol-Bréhat au printemps 2019. Une prochaine version de 2,5 MW est déjà à l'étude.

Grâce à l'expérience acquise et à la fiabilité démontrée en fluviale, M. Simon espère voir les coûts, des assurances notamment, diminuer pour atteindre à l'horizon 2025 (environ) un prix de revient du MWh inférieur à 100 €. Notons que ce chiffre est sensiblement inférieur aux estimations que l'on trouve dans le rapport commandé par l'ADEME et publié fin 2018 (entre 158 et 337 €/MWh suivant les scénarios).



[Figure 20] – Hydrolienne d'Hydroquest – Plaquette descriptif technique Hydroquest

3 Le cadre réglementaire

3.1 La certification

La production d'électricité par source hydromarine étant encore au stade expérimental, la réglementation ainsi que les critères de certification⁸ qui s'y rapportent sont nécessairement eux aussi sujets à des évolutions majeures. Néanmoins, la complexité d'exploitation d'une telle source, tant du point de vue de la conception, que de l'installation, du raccordement au réseau terrestre, ou même de la maintenance, est telle qu'il est indispensable de poser un minimum de jalons garants du respect de l'environnement, de la sécurité matérielle et humaine, ainsi que des performances optimales du système visé. Dans cet objectif, des sociétés de classification telles que le Bureau Veritas ou DNV GL travaillent à créer des méthodes d'évaluation et les publient, permettant ainsi aux concepteurs de s'appuyer sur ces bases pour développer leurs produits.

Ce processus de certification est long et complexe, les règles en matière de sécurité, de résistance des matériaux, de calculs de contraintes, de durée de vie attendue, et de champ d'application auxquelles il se réfère fait l'objet d'un accord préalable entre le turbinier et la société de classification. Une fois les bases de l'étude établies, le schéma type du processus se déroule selon les étapes suivantes :

Certification du prototype :

Cette première étape consiste premièrement à déterminer les risques auxquels le prototype sera soumis (risque « d'abordage », conditions climatiques extrêmes, composants défaillants), ainsi que leurs possibles conséquences sur le fonctionnement de la machine et la sécurité. Cette évaluation est réalisée par le concepteur, la certification consiste uniquement à contrôler le sérieux de ce travail.

Puis c'est la conception de la machine qui est étudiée selon les axes suivants : les forces auxquelles elle sera soumise, la résistance de la structure, le comportement du rotor, et la vraisemblance des méthodes de calcul employées (puisque c'est encore au concepteur qu'il revient de produire ces études).

Le prototype subit alors une phase d'essais en mer, qui sont analysés (et éventuellement comparés aux essais en bassin ou à échelle réduite s'il y en a eu).

⁸ La certification consiste à vérifier la bonne application de règlements ou de standards nationaux et internationaux. C'est une compétence qui appartient aux gouvernements mais peut être déléguée, généralement à des sociétés de classification.

Si le prototype franchit ces épreuves avec succès, il se voit délivrer un certificat valable pour un maximum de trois ans.

Certification des composants :

Cette deuxième étape consiste à évaluer, indépendamment les uns des autres, les composants principaux de l'hydrolienne, qui est ainsi décomposée : structure porteuse et dispositif d'ancrage, turbine (pales, rotor, nacelle, et tuyère), et enfin la partie électrotechnique. À chaque fois, le corpus réglementaire de référence est rappelé - l'étude se déroule suivant le même raisonnement que pour le prototype, mais elle inclut cette fois un contrôle de qualité de réalisation avant la mise à l'épreuve. Une fois passé, ce certificat a une validité de cinq ans.

Certification de type et de projet :

Pour cette troisième étape, c'est l'ensemble de l'hydrolienne qui est évalué, les différents modules ayant déjà été testés séparément, il s'agit de vérifier que le comportement de la machine en service correspond bien aux attentes théoriques. On observe donc les fonctions de sécurité, les performances dans différentes conditions (ce sont ces relevés de puissance qui feront foi par la suite), ainsi que la cohérence entre les efforts appliqués à l'hydrolienne en théorie, et en pratique.

Si les essais révèlent que la machine répond conformément aux standards, un certificat de type lui est décerné pour une période maximale de cinq ans. La validité de ce certificat est soumise à un contrôle sur la base d'un rapport annuel fourni par l'exploitant, ainsi qu'un contrôle structurel, habituellement réalisé tous les deux ans.

Enfin, le certificat de projet concerne la validation d'une installation plus vaste comprenant plusieurs hydroliennes (ayant leur certificat de type).

Tout le cycle du projet est pris en compte, de la construction aux opérations de remorquage, l'installation des machines, la surveillance en phase d'exploitation, en passant par la maintenance. Seule la phase de déconstruction en est exemptée.

La validité de ce certificat court sur une période définie au cas par cas par la société de classification (en consultation avec l'exploitant) et qui vise à couvrir la durée de vie du parc hydrolien en mer. Celui-ci est soumis à des contrôles périodiques, ainsi qu'à l'évaluation d'un rapport annuel des paramètres de conduite, de maintenance, et de défaillance. Tout événement anormal survenant dans l'exploitation doit être rapporté au plus vite à la société de classification afin qu'elle décide si le certificat peut être maintenu.

3.2 Du point de vue de l'environnement

Pour être perçues comme une alternative crédible écologiquement parlant, les hydroliennes se doivent d'avoir un impact maîtrisé sur leur environnement.

On parle souvent de leur bonne acceptabilité par la population, contrairement aux éoliennes terrestres, du fait qu'elles sont invisibles (à l'exception de l'hydrolien flottant ou sur pieux émergents). Cependant les premiers projets d'hydroliennes ont souvent été présentés comme une menace pour les pêcheurs qui pensaient que la pêche leur serait totalement impossible dans les champs d'hydroliennes s'ils ne voulaient pas endommager leurs appareils. Les lieux favorables à l'implantation des hydroliennes se situent en effet très souvent dans les zones de pêches fortement exploitées. Si cela peut être vrai pour les hydroliennes flottantes ou sur barges flottantes, cela ne se justifie pas pour tous les autres modèles d'hydroliennes, les hélices étant disposées sur les fonds marins dans des zones où les courants sont trop forts pour pratiquer la drague, les chalutiers pourront pratiquer la pêche sans désagrément.

Par ailleurs, il convient de s'assurer qu'elles n'affecteront pas trop irrémédiablement la faune, la flore, ainsi que la topographie d'un site avant de les implanter.

Sur la faune marine, il est courant de lire que l'implantation d'hélices en milieu sous-marin bouleverserait la vie de la faune marine et surtout celle des poissons qui se déplacent le plus souvent aux grés des courants. Il est en effet facile d'imaginer des poissons happés par une hélice. En réalité la vitesse de rotation des pales est trop lente pour affecter de quelque manière que ce soit la vie des poissons. A titre d'exemple l'entreprise «Sabella» a mené des expériences pour évaluer l'impact des hydroliennes sur l'environnement. Du point de vue environnemental, leurs tests n'ont révélé aucune augmentation anormale de la mortalité des poissons, ni de modification du comportement de la faune marine dans le secteur d'implantation de l'hydrolienne, ils ont cependant remarqué que le socle et l'armature de l'hydrolienne étaient devenus un vrai récif ou un grand nombre d'espèces avaient trouvées refuge (ce qui peut d'ailleurs constituer un désagrément pour le fonctionnement. C'est ce que l'on appelle le biofouling, phénomène contre lequel nous ne savons pas lutter de manière efficace et écologique à l'heure actuelle puisque nous avons recours à des agents biocides).

On peut également s'interroger sur l'influence des hydroliennes sur la dispersion des sédiments et sur une possible déviation du courant entraîné par la rotation de l'hélice (on se rappelle la loi de Betz, qui veut que le rendement maximal d'une hélice soit atteint quand la vitesse du courant qui la traverse est divisée par trois entre amont et aval). Une expérience simple montre que le passage de l'eau au travers des pales crée des perturbations à l'arrière de l'hydrolienne. Ces perturbations entraînent une dispersion des sédiments plus importante que la normale mais il a été démontré que

cette dispersion n'a aucun effet majeur sur le dépôt des sédiments dans les zones d'implantation des hydroliennes.

Il est clair que tout projet d'implantation d'hydroliennes se doit de présenter un solide dossier démontrant l'impact environnemental éventuel. Voici le contenu du dossier réglementaire à remettre dans le cadre de la création d'un parc hydrolien (marin) :

« Dans le cas d'une création de parc hydrolien en mer, il pourra être envisagé de déposer les dossiers suivants :

- Etude d'impact : ce type de projet est soumis à étude d'impact, conformément aux articles L 122-1 et suivants du Code de l'Environnement,
- Demande d'autorisation au titre du Code de l'Environnement : cette autorisation couvre les travaux réalisés sur le milieu marin. Elle permet au pétitionnaire de poser les machines et de procéder à l'installation du câble sur le sol ou à son ensouillage dans le sous-sol de la mer,
- Demande de demande d'occupation du domaine public maritime : le dossier a pour objet l'obtention de l'autorisation d'occuper le domaine public maritime pendant toute la durée d'exploitation du parc,
- Dossier d'évaluation des incidences Natura 2000 (L.414-4 du code de l'Environnement),
- Dossier d'enquête publique qui est codifiée par :
 - les articles R.214-6 et suivants du Code de l'Environnement,
 - le décret relatif aux installations marines de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et aux aménagements légers mentionnés à l'article L.146-6 du Code de l'Urbanisme,
 - le décret n°2004-308 du 29 mars 2004 relatif aux concessions d'utilisation du domaine public maritime en dehors des ports,
- Demande de permis de construire pour la poste de livraison à terre,
- Déclaration au titre de la « Loi sur l'Energie » : cette procédure est régie par le décret n°2000-877 du 7 septembre 2000 pris en application de l'article 6 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Elle nécessite, pour toute installation de production d'électricité, soit une autorisation, soit une déclaration (lorsque la puissance est inférieure à 4.5MW, une déclaration doit être déposée auprès du Ministère chargé de l'Energie).
- Dans le cas d'un projet à caractère expérimental : pour le projet Paimpol-Bréhat, une hydrolienne a été testée en conditions réelles : l'objectif était de vérifier les choix techniques et améliorer les performances et les conditions d'installation pour limiter les risques industriels et environnementaux. Cette machine n'a pas été raccordée au réseau (période de test : 3 mois). Deux demandes spécifiques d'autorisation temporaires ont été déposées (comprenant une étude d'impact et une évaluation des incidences au titre de la législation Natura 2000) :
 - Une demande d'occupation temporaire du Domaine Public Maritime,
 - Une demande d'occupation temporaire au titre du Code de l'Environnement. »

DREAL de Basse-Normandie, Analyse du cadre juridique, rapport final, février 2012

Dans l'optique de favoriser les bonnes pratiques en matière de respect de l'environnement, France Energies Marines en partenariat avec DCNS, EDF, et l'Ifremer a lancé le projet « Ghydro » avec

pour finalité l'édition du « Guide d'évaluation des impacts environnementaux pour les technologies hydroliennes en mer », rédigé en 2013. Il se destine aussi bien aux autorités environnementales qu'aux développeurs de projets hydroliens, ou aux bureaux d'études.

A titre d'illustration, voici la liste des 7 éléments répartis en 2 catégories (environnement physique et environnement biologique) qui y figure :

Environnement physique :

- Fonds marins
- Océanographie
- Bruit sous-marins

Environnement biologique

- Benthos
- Halieutique
- Mammifères marins
- Avifaune

Ce guide préconise que, pour chacune des rubriques ci-dessus, le projet d'étude d'impact environnemental présente une étude détaillée de l'état initial du site, puis les différentes méthodes d'identification et d'analyse des changements écologiques potentiels, l'identification des impacts cumulés et une description du programme de suivi environnemental, et enfin les mesures d'atténuation des impacts et les lacunes et programmes de recherche proposés.

CONCLUSION

L'hydrolien, malgré le manque de maturité de la filière, présente des atouts qu'on ne peut lui enlever. D'un point de vue environnemental premièrement, puisqu'il constitue une source propre, renouvelable, et surtout prédictible. Les choix nationaux en matière de stratégie énergétique, et en particulier le développement de centrales nucléaires, font que le pays dispose d'ores et déjà d'un mix énergétique relativement peu carboné, d'un approvisionnement fiable, et d'un prix de revient de l'électricité assez faible. Parallèlement, les investissements réalisés pour l'intégration des énergies marines renouvelables peuvent être perçus comme démesurés, déstabilisant pour le réseau, et d'un faible impact du point de vue de la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre. C'est pourquoi, après une brève période d'engouement, la politique actuelle tend à délaissier la filière hydrolienne trop jeune pour être immédiatement compétitive, au profit d'autres voies dont le potentiel, en termes quantitatifs, est bien plus important, mais dont la production fluctuante ne pourra répondre aux mêmes besoins. L'économie réalisée aujourd'hui risque donc de se payer plus tard, et pousse à se questionner sur l'esprit de la politique de développement durable actuellement menée.

D'un point de vue économique ensuite, les études prouvant que potentiel de l'hydrolien est suffisant pour atteindre le stade industriel sont légions, notamment en France. De plus, le tissu industriel, ainsi que la richesse du gisement font du pays un leader dans le domaine, ce qui se manifeste aujourd'hui par la profusion d'entrepreneurs à s'être lancés dans le développement de concepts variés, par leur implication dans des projets en dehors des frontières. Sans l'appui des autorités, la perte de ce leadership paraît imminente, et les retombées en termes d'emplois que l'on peut espérer risquent de ne jamais se faire sentir.

En dépit de ces aléas, un cadre normatif se structure tout de même autour des hydroliennes. Fruit du travail d'organismes publics et privés, il est le garant de la sécurité de l'exploitation, de la fiabilité de la technologie, et bien sûr, du respect de l'environnement. Il représente donc un gage de crédibilité et de professionnalisme du secteur, et bien que contraignant par certains aspects, il constitue un pilier sur lequel pourra s'appuyer l'industrie hydrolienne, si toutefois elle parvient à prendre de l'ampleur.

BIBLIOGRAPHIE

ADEME. Etude stratégique de la filière hydrolien marin, 19 Novembre 2018

ADEME. Coût des énergies renouvelables en France, 2016

Bureau Veritas. NI 631 Certification scheme for marine renewable energy technologies, novembre 2016

Cour des Comptes. Le soutien aux énergies renouvelables. mars 2018

Det Norske Veritas Germanischer Lloyd. ST 0164 Tidal turbines, octobre 2015

Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie - Direction Générale de l'Énergie et du Climat. Étude multicritère pour la définition du potentiel hydrolien en France métropolitaine, 2013

Direction Régionale de l'Environnement, l'Aménagement, et du Logement. Energies marines et perspectives économiques, 2015

Direction Régionale de l'Environnement, l'Aménagement, et du Logement de Basse-Normandie. Détermination du potentiel hydrolien en Basse-Normandie : Analyse du cadre juridique, rapport final, février 2012

France Energies Marines. Guide d'évaluation des impacts environnementaux pour les technologies hydroliennes en mer, 2013

GARLAND, Thierry. Relations entre le fond marin et les EmR. SHOM, Paris énergie hydrolienne, 2 février 2017

MERCIER, Guillaume. Modélisation de parcs d'hydroliennes à flux transverse avec une méthode d'équivalence. Mécanique des fluides [physics.class-ph]. Université de Grenoble, 2014

Ministère de l'environnement, de l'énergie, et de la mer. Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. Journal officiel de la République Française, 28 octobre 2016

Ministère de la transition écologique et solidaire. Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.
Journal officiel de la République Française, 4 décembre 2018

BENBOUZID Mohamed, ASTOLFI Jacques-André, BACHA Seddik, CHARPENTIER Jean-Frédéric, MACHMOUN Mohamed, MAITRE Thierry, ROYE Daniel. Concepts,
Modélisation et Commandes des Hydroliennes, 2011

DJEBARRI Sofiane, CHARPENTIER Jean-Frédéric, SCUILLER Franck, BENBOUZID Mohamed. Génératrice à aimants permanents à flux axial à grand diamètre avec entrefer immergé :
Éléments de conception et analyse des performances pour un cahier des charges d'hydrolienne.
European Journal of Electrical Engineering, Lavoisier, 2013

Syndicat des Energies Renouvelables. Filière de l'hydrolien en mer en France : Retour
d'expérience technologique, état des lieux et perspectives de la filière, Juin 2018

PERSONNES CONTACTEES

M. SIMON Jean-François., président Hydroquest
M. GREAU Guillaume, responsable projet CMN
M. LEMARCHAND Gaby, cadre chez ABB Power Grids

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Page de couverture - *Prototype d'hydrolienne Openhydro à Cherbourg - photo Nils JUIN - février 2019*

Page 9 - [Figure 1] - *Graphique illustrant la démonstration de la limite de Betz, (v_2/v_1) en abscisse, ($P/P_{primaire}$) en ordonnée – Benoît Chauvet - 2005*

Page 10 - [Figure 2] - *Forces de portance L et de traînée D sur une aile – Energies marines renouvelables, Bernard Multon - 2010*

Page 11 - [Figure 3] - *Triangle des vitesses et efforts au cours de la rotation d'une pale - Energies marines renouvelables, Bernard Multon, -2010*

Page 12 - [Figure 4] — *Génératrice à aimants permanents à flux axial à grand diamètre avec entrefer immergé - European Journal of Electrical Engineering, Lavoisier – 2013*

Page 14 – [Figure 5] – *Répartition du gisement d'énergie hydrolienne dans le monde – Etude stratégique de la filière hydrolien marin, ADEME - 19 Novembre 2018*

Page 15 – [Figure 6] – *Production électrique délivrée en fonction de la vitesse du courant – CEMTEF - 2013*

Page 16 – [Figure 7] – *Zones souhaitables pour l'implantation de projets hydroliens - SHOM, IGN, IFREMER, CETMEF – 2013*

Page 17 – [Figure 8] – *Production hydrolienne des sites majeurs – Plaidoyer pour l'hydrolien, Hervé MAJASTRE – [sd]*

Page 19 - [Figure 9] – *émissions de gaz à effet de serre imputables à la consommation d'énergie - Eurostat pour la Cour Des Comptes - 2015*

Page 19 – [Figure 10] - *Tableau prévisionnel des appels d'offres en EnR – Journal officiel de la République Française - 28 octobre 2016*

Page 21 – [Figure 11] – *prévision d'évolution des dépenses à venir au titre des engagements pris jusqu'à fin 2017 (soutien aux EnR électriques et au biométhane injecté) – CRE - 2017*

Page 23 – [Figure 12] - *Ministère de l'environnement, de l'énergie, et de la mer - PPE 2018 intégralité – 2018*

Page 25 – [Figure 13] – *AR 1500 – site web Atlantis -*

Page 26 – [Figure 14] - *SR 2000 en mode production (en haut) et en mode transport (en bas) - orbitalmarine.com*

Page 27 – [Figure 15] – *L'hydrolienne Sabella D10 était immergée dans le passage du Fromveur le jeudi 25 juin 2015 – lemarin.fr - 2015*

Page 28 – [Figure 16] – *Vue d'artiste d'une hydrolienne – EDF / DCNS*

Page 29 – [Figure 17] - *OCGen – site web <http://www.orpc.co/>*

Page 30 – [Figure 18] – *TidGen – site web <http://www.orpc.co/>*

Page 30 – [Figure 19] – *Energy Tide 2 – site web <http://www.orpc.co/>*

Page 31 – [Figure 20] - *Hydrolienne d'Hydroquest – Plaquette descriptif technique Hydroquest – site web Hydroquest : <http://www.hydroquest.net/>*