

Mais pourquoi diable chercher à convertir des énergies renouvelables en mer ?

Réflexions sur le potentiel et la capacité des Energies Marines Renouvelables à contribuer à la transition énergétique mondiale et française en particulier

Antoine RABAIN, Bernard MULTON, Michel PAILLARD



L'océan, des quantités gigantesques d'énergie particulièrement difficiles à valoriser - Crédit photo : Michel Paillard

Résumé

Cet article porte sur le rôle et le potentiel de contribution des principales sources d'énergies marines renouvelables (EMR) en réponse à l'enjeu de transition énergétique mondiale, dont l'urgence est désormais bien établie. Il se veut le plus factuel possible, tant sur les filières EMR qui pourraient demain contribuer massivement à l'approvisionnement en énergie, que sur le bien-fondé des politiques de

soutien à la Recherche & Développement (R&D) et à l'industrialisation de ces technologies nouvelles qui ont émergé ces dernières décennies en France et à l'international.

L'expérience partagée et complémentaire des trois co-auteurs dans ce domaine s'étale sur près de 40 ans, des premiers projets de R&D datant des années 1980, en passant par le redémarrage progressif des investissements au début du XXI^e siècle, jusqu'aux projets en déploiement préindustriel ou commercial les plus récents.

Leur démonstration s'établit en plusieurs étapes :

Après un rappel des fondamentaux du secteur et de la place grandissante de l'électricité dans le mix énergétique mondial, les co-auteurs s'interrogent, en prenant appui sur de nombreuses références, sur la capacité des filières terrestres industriellement matures à atteindre les indispensables objectifs de décarbonation et de soutenabilité. Ils soulignent alors l'intérêt de considérer d'autres filières émergentes dont les EMR font partie.

Antoine Rabain

Conseil expert de la transition énergétique et de l'économie maritime, Président de GECKOSPHERE.

Bernard Multon

Ex-enseignant chercheur, ENS Rennes et laboratoire SATIE-CNRS (SATIE = Systèmes et Applications des Technologies de l'Information et de l'Energie).

Michel Paillard

Ex-chef de projet EMR à l'Ifremer (Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer).

Un panorama quasi-exhaustif de ces nombreuses filières EMR (on en dénombre au moins 7) permet par la suite d'établir un bilan de situation complet des différentes technologies. La notion de leur Potentiel Techniquement Exploitable (PTE) est alors définie, et bien que les unités d'œuvre ne soient pas idéalement comparables, les EMR apparaissent clairement comme un gisement stratégique, comme l'a montré fin 2019 l'Agence Internationale de l'Énergie dans son dernier rapport sur l'éolien en mer.

Mais le potentiel de réponse à la demande électrique mondiale ne peut représenter l'unique critère d'arbitrage pour justifier d'investir dans le déploiement de ces nouvelles technologies: d'autres volets sont largement abordés: acceptabilité sociale, impacts environnementaux, géopolitique et dépendance, création d'emplois et réindustrialisation... sans omettre, bien entendu, l'attractivité économique relative des EMR face aux autres filières décarbonées.

Sur ce dernier point majeur, les co-auteurs développent une vision systémique intégrant l'ensemble des paramètres nécessaires à la comparaison des coûts complets de production de l'électricité produite. Les enjeux d'intégration et de traitement de

la variabilité de certaines filières renouvelables sont pleinement pris en compte, et le lecteur pourra ainsi, selon ses propres sensibilités, se forger une véritable conviction sur l'intérêt de développer ou non ces nouvelles filières, en France ou ailleurs.

Pour les trois auteurs, l'éolien en mer dit «posé» et surtout «flottant» représente la filière des EMR offrant, de loin, le plus grand potentiel au niveau mondial, ce qui ne doit pas faire négliger, en particulier au niveau local, d'autres filières EMR moins matures, à l'image de l'hydrolien (courants de marée), la houlogénération (énergie des vagues) ou encore l'Énergie Thermique des Mers (différentiels de températures des eaux chaudes en surface et des eaux froides profondes).

La seconde partie de cet article met en perspective l'intérêt des EMR et leurs conditions de développement, puis se focalise davantage sur le contexte français: la conviction des auteurs s'exprime alors davantage, en prônant un investissement rapide et plus important sur ces filières stratégiques pour mener à bien la transition énergétique nationale, en Métropole et dans les DOM.

Energie et électricité dans le monde: définitions et chiffres clés

1. Énergie primaire et énergie finale

Appréhender les enjeux globaux de transition énergétique nécessite d'abord de distinguer la consommation d'énergie primaire de celle d'énergie finale. L'énergie primaire correspond aux ressources brutes d'énergie disponibles dans la nature, sur terre ou en mer. On les classe en non renouvelables (les stocks de matières fossiles et fissiles) et renouvelables. Trois phénomènes naturels sont à l'origine des ressources renouvelables: le soleil, de loin le plus prolifique (ressource avoisinant 1 million de PWhp par an¹) et ses sous-produits (hydraulique, éolien, houle, courants de circulation thermohaline, biomasse), la chaleur produite des profondeurs de la terre (géothermie, environ 300 PWhp par an) et les mouvements de marée (environ 25 PWhp par an) dus (essentiellement) à l'interaction gravitationnelle Terre-Lune-Soleil.

Quant à l'énergie finale, elle est issue des transformations de ces formes primaires via différentes technologies de convertisseurs. Ainsi, peuvent-elles être commercialisées et utilisées dans les divers processus nécessaires au métabolisme de nos sociétés. Parmi les formes d'énergie finale, on distingue les combustibles (solides, liquides ou

gazeux), la chaleur et l'électricité. Chacune de ces formes peut être issue d'un mix d'énergies primaires plus ou moins varié.

L'électricité, forme emblématique d'énergie finale, est issue d'un mix de toutes les formes primaires². En 2018, elle représentait près de 19% de l'ensemble de l'énergie finale consommée dans le monde avec une production totale de 26,5 PWh. Le reste, soit 81%, correspond aux combustibles ainsi qu'à la production de chaleur. À noter que cette part de l'électricité était de moins de 3% en 1940, et qu'elle est amenée à augmenter fortement dans les années à venir. En effet, l'électricité se révèle l'un des vecteurs³ clés, sinon le plus pertinent, capable de décarboner quasiment tous les secteurs énergétiques. Ceci parce qu'elle peut aisément être issue des énergies renouvelables (EnR), dont la part dans le mix électrique mondial a désormais dépassé les 25%. Cette part a cru ces dix dernières années avec un taux moyen de près de 6%/an, donc supérieur à l'augmentation de la production électrique toutes filières confondues (2,7%/an). Ainsi on observe une double croissance progressive et contributive sur le long terme: la part grandissante d'électricité dans le mix énergétique mondial d'une part, et la montée en puissance des renouvelables d'autre part

1 PWhp = pétawattsheures primaires (10¹⁵ Wh), soit 1 000 milliards de kWhp. À titre de comparaison, la consommation actuelle mondiale finale toutes énergies confondues est de l'ordre de 160 PWhp

2 B. Multon, Électricité dans le mix énergétique mondial: dynamique d'évolution et interprétations. Encyclopédie de l'énergie, sept. 2019. <https://www.encyclopedie-energie.org/lelectricite-mix-energetique-mondial/>

3 On appelle vecteur une forme d'énergie, issue bien sûr d'énergie(s) primaire(s), capable d'être aisément transportée et distribuée. On emploie ce terme notamment pour l'électricité, les combustibles gazeux et la chaleur distribués via des réseaux.

2. Pénétration des énergies renouvelables terrestres et marines

Devant ces perspectives favorables aux EnR, il est utile de quantifier les potentialités des filières renouvelables les plus matures et déjà installées dans le paysage énergétique international. L'hydraulique, qui représente encore aujourd'hui près des 2/3 de la production électrique renouvelable mondiale, continue de croître, mais à un rythme bien plus faible qu'auparavant (de l'ordre de + 20 GW/an de nouvelles capacités), et surtout de façon beaucoup moins rapide que l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque (PV). Les taux de croissance annuels de ces deux filières technologiquement matures sont en effet de respectivement + 20% et + 50% en moyenne

sur la période 2008-2018, et font état de perspectives très favorables dans les prochaines décennies. Dans la plupart des scénarii de référence (AIE, IPCC, IRENA⁴...), ces deux sources représentent à elles seules plus de 80% de l'accroissement en capacités électriques d'ici à 2050. Aujourd'hui, les nouvelles capacités installées chaque année dans le monde sont d'environ + 50 GW/an pour l'éolien terrestre et + 100 GW/an pour le solaire PV. Alors qu'elles représentaient moins de 8% de la production électrique en 2019 (Cf. figure 1), les projections hautes définies d'ici à 2050 par des entités de référence comme l'AIE et l'IRENA aboutissent à un mix électrique à plus de 60% issu de ces deux filières renouvelables.

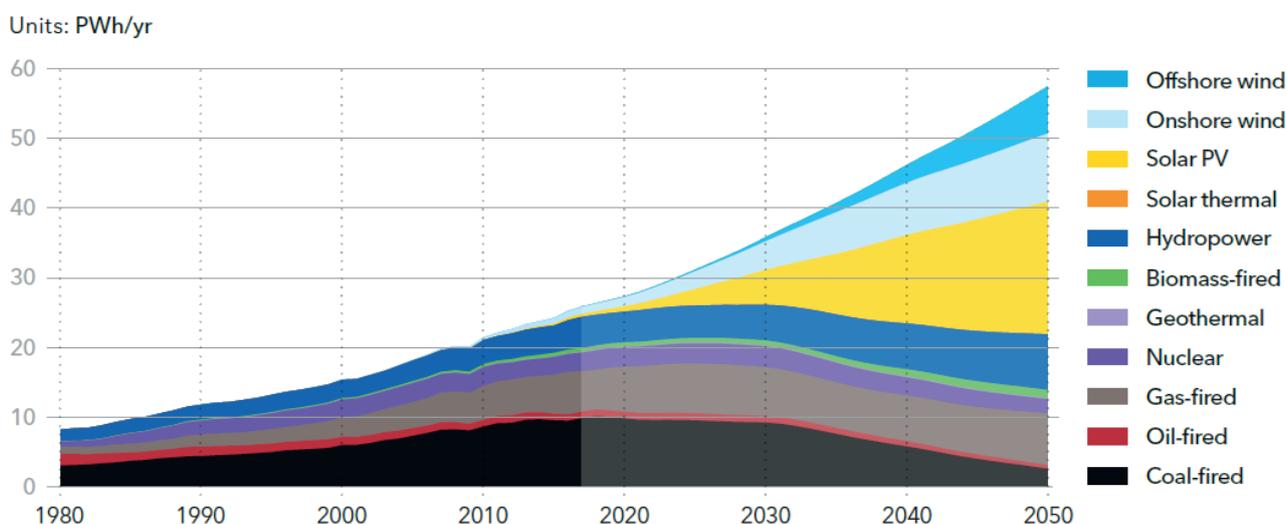


Figure 1 : Prospective électrique à horizon 2050 essentiellement fondée sur le développement accéléré de l'éolien terrestre et du solaire PV - Source: Energy Transition Outlook de DNV GL⁵ sur la base de données issues de l'AIE (2018) et de l'IRENA (2019)

Dans ce scénario fondé sur une électrification massive des usages, les trajectoires de croissance à 2050 font état d'un doublement de la demande électrique mondiale par rapport à aujourd'hui. Cela correspond à une croissance annualisée de 2,6%. Bien qu'à cet horizon les énergies fossiles représentent encore environ 20% du mix, l'exercice à l'échelle internationale peut sembler pour beaucoup ambitieux, alors que de nombreux scénarii nationaux, fondés sur un mix électrique entièrement renouvelable en 2050, ont été publiés ces dernières années. Indépendamment de ce décalage, cette vision prospective est relativement « conservatrice » car fondée sur un déploiement massif des seules filières renouvelables terrestres, ou quasi : l'éolien en mer correspondant, à cet horizon, à seulement 10% environ de la production d'électricité toutes filières confondues, sans contributions significatives des autres EMR.

Des incertitudes grandissantes pèsent en effet sur les systèmes actuels de production d'EnR majoritairement terrestres. Outre les limites sociales et environnementales associées à la construction de grands barrages, les grandes installations hydrauliques sont par exemple directement touchées par la dégradation déjà constatée de leur productible due à l'affaiblissement croissant des réserves en eau douce. Cet affaiblissement est d'ailleurs partiellement issu du dérèglement climatique dont les impacts devraient aller en s'amplifiant. Signalons également les risques liés aux capacités de refroidissement des échangeurs de certaines centrales thermiques classiques et nucléaires (moins de débit, eaux plus chaudes), réduisant ainsi leur capacité de production électrique durant les périodes de canicule.

En outre, d'autres critères d'ordre plus général, relatifs aux énergies renouvelables terrestres ou

4 AIE: Agence Internationale de l'Énergie (IEA en anglais: International Energy Agency), GIEC: Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (IPCC en anglais: Intergovernmental Panel on Climate Change) IRENA: International Renewable Energy Agency

5 DNV-GL, Energy Transition Outlook 2019. A global and Regional Forecast to 2050. DNV-GL nov. 2019, <https://eto.dnvgl.com/2019/download>

propres aux grandes filières actuelles que sont l'éolien terrestre et le solaire PV, pourraient grever les perspectives ambitieuses qui leur sont associées. En France, certaines recommandations du Groupe de Travail National Éolien⁶ pourraient y contribuer, en particulier celle concernant l'impact paysager, même si le développement amorcé de parcs écocitoyens montre que l'implication directe de la population facilite l'acceptabilité des projets. Un certain nombre de développeurs de projets à taille humaine et bien ancrés localement déploie ce type de dispositifs nouveaux, à l'image d'Akuo Energy, Arkolia ou encore Valorem. Nous y reviendrons en détail afin de mieux souligner que si le potentiel technique des EnR terrestres est encore gigantesque (et d'ailleurs

bien supérieur aux besoins, y compris dans le cadre d'une électrification massive), leurs projections annoncées dans le cadre de plusieurs scénarii «CO₂ compatibles», qu'elles soient fondées sur un mix 100% renouvelable ou non, semblent difficilement atteignables.

Dans ce sens, les incertitudes vis-à-vis de la dynamique d'évolution du mix électrique et surtout du potentiel de réponse des filières renouvelables terrestres industriellement matures incitent à poursuivre la recherche et développement de technologies nouvelles, les EMR représentant selon nous l'une des voies les plus prometteuses.

Diversité des filières EMR et maturités échelonnées

Tout d'abord, avant de caractériser leurs potentiels de contribution à la transition énergétique mondiale, rappelons que les Energies Marines Renouvelables (EMR) rassemblent des ressources bien différentes : courants marins, vents en mer, houle, ou encore gradients thermiques et de salinité des eaux. Actuellement, il s'agit essentiellement de systèmes de production d'électricité, mais nous aborderons plus loin les perspectives concernant les autres applications telles que la production de froid et de combustibles renouvelables ou encore les autres coproduits

possibles (eau douce...). De par cette diversité, elles font ainsi appel à une très grande variété de technologies de conversion⁷.

Nous différencions ainsi par la suite les filières EMR selon leurs technologies de conversion, leurs degrés de maturité, ou encore leurs marchés d'application (cf. figure 2) ; et nous approfondissons davantage celles présentant des conditions de développement favorables à court ou moyen termes.

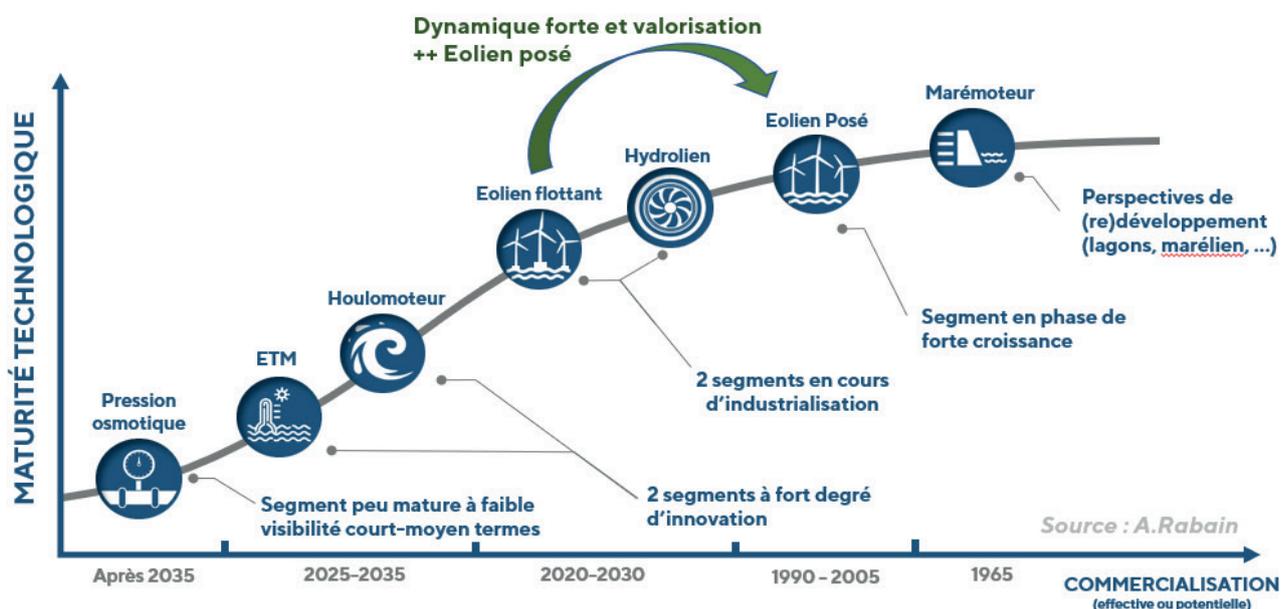


Figure 2 : De la diversité des EMR : des maturités technologiques échelonnées | Source : Antoine Rabain (2010, actualisée en 2018)

6 https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/DP_Groupe_Travail_eolien_2018.pdf

7 B. Multon (coordinateur), «Energies marines renouvelables, aspects généraux, éolien, marémoteur et hydrolien», Hermès, oct. 2011 et «Marine Renewable Energy Handbook», Wiley ISTE, 2012.

M. Paillard & al. Ouvrage collectif : Energies renouvelables marines - Etude prospective à l'horizon 2030 éditions Quae 2009. <https://bit.ly/3a5aoid>

M. Paillard, B. Multon et M.Boeuf, Energies marines renouvelables dans « Valorisation et économie des ressources marines », ISTE Editions 2014. <https://bit.ly/2RsstjM>

M. Paillard, Quand l'électricité viendra du large, Hors-série Spécial Mer, revue l'Éléphant, Août 2015 <https://lelephant-larevue.fr/thematiques/sciences-et-environnement/energies-marines/>

M. Paillard & al. Ouvrage collectif : Les Energies renouvelables marines - Synthèse d'une Etude prospective à l'Horizon 2030 édition Ifremer Juillet 2008, <https://bit.ly/2VnckNf>

1. Le marémoteur, filière historique des EMR

Le marémoteur (voir note 8) valorise les savoir-faire issus des barrages hydrauliques tels qu'ils ont été développés depuis plus d'un siècle, mais cette fois en exploitant le marnage, autrement dit la variation d'amplitude des marées. L'usine de La Rance, dotée d'une capacité de 240 MW, génère en Bretagne une production EMR de l'ordre de 500 GWh/an depuis 1967, d'ailleurs comptabilisée dans la production hydraulique. Cette installation, pionnière au niveau mondial, reste de loin l'ouvrage qui a produit le plus de kWh cumulés au sein de la filière marémotrice internationale. Un faible nombre de projets a vu le jour depuis ; en particulier des petites centrales de quelques MW ou dizaines de MW, hormis en Corée du Sud, avec l'usine de Sihwa et ses 252 MW opérationnels depuis 2011. L'explication de cette faible expansion est principalement environnementale (modification des flux marins dans l'estuaire, impacts sur la biodiversité locale, envasements, etc.) ou encore d'ordre logistique (contraintes de circulation

des navires avec nécessité d'écluses). Cette filière doit aujourd'hui réaliser une mue technologique permettant à ses promoteurs d'envisager un redéploiement de ces projets à court ou moyen terme, avec un respect des exigences environnementales de plus en plus prégnantes. Ainsi, il est désormais exclu de fermer un estuaire pour construire un nouvel édifice, en France et ailleurs. À noter enfin que l'attractivité de la filière, avec son concept innovant de maréliennes⁸, réside davantage dans la construction d'infrastructures « multi-usages ». Celles-ci ne reposent pas uniquement sur la seule production d'électricité renouvelable, mais aussi sur d'autres activités telles que l'aquaculture, la plaisance ou le tourisme. À ce sujet, un groupe d'experts a corédigé un Livre Blanc faisant état des conditions de réinvestissement de ces technologies. Publié en 2019 par la Société Hydrotechnique de France (SHF), il traite de façon systématique les enjeux techniques, juridiques, environnementaux, technologiques et socio-économiques du « nouveau marémoteur »^{9 & 10}.



Figure 3 : Usine marémotrice de La Rance (240 MW), mise en service en 1966 sur l'estuaire de La Rance entre Dinard (à gauche) et Saint-Malo (à droite) – Crédit photo : Bernard Multon

2. L'éolien en mer

L'éolien en mer ou offshore (voir notes ^{8 & 11}) valorise les vents en mer, plus forts et plus réguliers qu'à terre. En outre, le fait de pouvoir installer des systèmes de plus grandes tailles - les dernières turbines offshore dépassent les 10 MW (l'Haliade-X de General Electric atteint 12 MW) permet de baisser les coûts plus rapidement que ce que l'industrie éolienne a réalisé à terre. Dans cette filière, il est en outre utile de différencier l'éolien « posé » du « flottant », ce dernier étant moins mature, mais qui fonde une partie de ses développements sur le posé.

La technologie dite posée fait référence à des systèmes installés sur des fondations (posées ou en-

foncées dans le sol) jusqu'à environ 60 m de profondeur. Exploitant le savoir-faire acquis dans le secteur des hydrocarbures offshore, cette industrie repousse les frontières de la profondeur et de l'éloignement des côtes pour atteindre des sites dotés des meilleures ressources. C'est ce qui a conduit au développement de technologies flottantes adaptées aux conditions technico-économiques de l'éolien et de la production électrique dans des zones où les profondeurs dépasseront les limites du posé. Les pionniers de l'éolien flottant se concentrent aujourd'hui sur des zones de profondeur variant entre 50 et 200 m, en considérant notamment les limites de coûts et de maintenance des lignes d'ancrage, y compris en intégrant les dernières innovations prometteuses à partir de matériaux synthétiques.

8 La marélienne ou « tidal garden » est un concept innovant qui résulte de la combinaison d'un bassin marémoteur avec des hydroliennes, permettant de réduire les impacts environnementaux des ouvrages d'art et d'éviter les conséquences de l'obstruction des estuaires. Voir l'article : F. Lemperrière, Utilisation innovante des hydroliennes. Techniques de l'Ingénieur, RE178 v1, 2014.

9 D. Aelbrecht, L. Deroo, C. Le Visage, A. Rabain, Quel avenir pour le marémoteur en France ? Vers un nouveau modèle de développement territorial, La Houille Blanche, n° 3, 2017, <https://bit.ly/34qkAjX>

10 Société Hydrotechnique de France, Un nouveau regard sur l'énergie des marées, Livre Blanc Nouveau marémoteur, SHF 2019 - https://www.shf-hydro.org/151-livre_blanc_maremoteur-40.html

11 G. Beslin, B. Multon, Encyclopédie de l'énergie, respectivement en 2016 et 2020 :
Énergie éolienne : de son gisement à ses aérogénérateurs, <https://bit.ly/3b0MyFk>
La production d'électricité éolienne de nos jours. État de l'art. Mise en perspective, <https://bit.ly/2XmuiCx>

Quant aux technologies posées, commercialisées depuis 1991, elles sont largement matures et désormais compétitives. Le marché de l'éolien posé est d'ailleurs entré en plein boom en Europe depuis 2008. Sa capacité installée à la fin 2019¹² était de plus de 29 GW, dont la très grande majorité en Europe (22 GW), même si la Chine (39% des capacités nouvellement installées en 2019) et les États-Unis en particulier investissent depuis peu dans ces technologies de manière très ambitieuse.

Début 2020, l'éolien flottant ne faisait encore référence à aucune production commerciale mais à des premières fermes pilotes de quelques éoliennes

raccordées au réseau, notamment en Ecosse et au Portugal. En France, quatre projets d'envergure sont en développement, et sont portés par EDF Renouvelables, Eolfi (racheté par Shell en décembre 2019), Engie et Quadran. D'autres projets flottants sont aussi en développement en dehors de l'Europe (États-Unis, Taïwan, Japon, Corée du Sud, etc.), ce qui laisse présager un démarrage de marché pour l'horizon 2025 sur plusieurs continents en parallèle. Considérant ces éléments, et en particulier la dynamique de croissance actuelle du marché de l'éolien posé, l'éolien en mer est déjà, et probablement pour longtemps, la première filière EMR en termes de production d'électricité.



Figure 4: Parc éolien posé de Belwind 1 (55 éoliennes de 3 MW) situé à 47 km au large de Zeebrugge (Belgique)
Crédit photo: Hans Hillewaert, Wikipedia

3. L'hydrolien ou la récupération de l'énergie cinétique des courants de marée

L'hydrolien (voir note ⁸) exploite le flux du courant des marées, des fleuves (donc non EMR), voire des courants de circulation thermohaline. Plusieurs gammes de technologies dont les architectures et zones valorisables sont très différentes, laissant présager la structuration non pas d'un seul mais de plusieurs marchés hydroliens¹³. Certains pionniers du maritime tels que les PME françaises Sabella et Hydroquest, ou encore le Britannique Atlantis Resources, considèrent que leurs tests de prototypes en condition réelle sont suffisamment avancés pour viser une commercialisation de leur technologie dans le milieu de la décennie 2020. Leur stratégie se focalise sur la récupération des courants de marées dont la prédictibilité (facilitation de l'insertion de cette production électrique dans les réseaux) est excellente puisque leur origine réside dans des phénomènes astronomiques. Il nous semble en revanche nécessaire de différencier ces applications maritimes avec celles des hydroliennes fluviales et

estuariennes, dont les tailles sont limitées par la profondeur. En outre, les conditions de marché ne reposent pas sur les mêmes fondamentaux que ceux des projets en mer, plus capitalistiques car consistant à immerger des systèmes plus imposants. Les diamètres peuvent en effet dépasser 15 mètres, et les puissances unitaires atteignent 2 MW, contre à peine 100 kW pour les turbines fluviales. En termes de maturité, de nombreuses technologies fluviales ont aussi atteint un degré suffisamment avancé pour viser une industrialisation et une commercialisation dans la prochaine décennie, le milieu fluvial restant moins hostile et les conditions d'opération et de maintenance moins complexes qu'en mer. Quant aux courants de circulation thermohaline, dont la conversion a été un temps considérée via ce type de technologies, leurs conditions d'opération sont actuellement jugées trop contraignantes (profondeur et distance à la côte souvent trop importantes, vitesses du flux trop faibles, mises à part quelques situations particulières comme le Déroit de Floride, où le Gulf Stream ne passe qu'à 8 km des côtes, faisant toujours l'objet de projets).

12 GWEC, Global wind report 2019, Global Wind Energy Council, march 2020. <https://gwec.net/global-wind-report-2019/>

13 Cf. pour approfondissement ce panorama général des filières de l'hydrolien réalisé par Antoine Rabain lors de la conférence « Paris Energie Hydrolienne » datant de février 2017 : <https://www.youtube.com/watch?v=aTITnyXJVuc&t=650s>

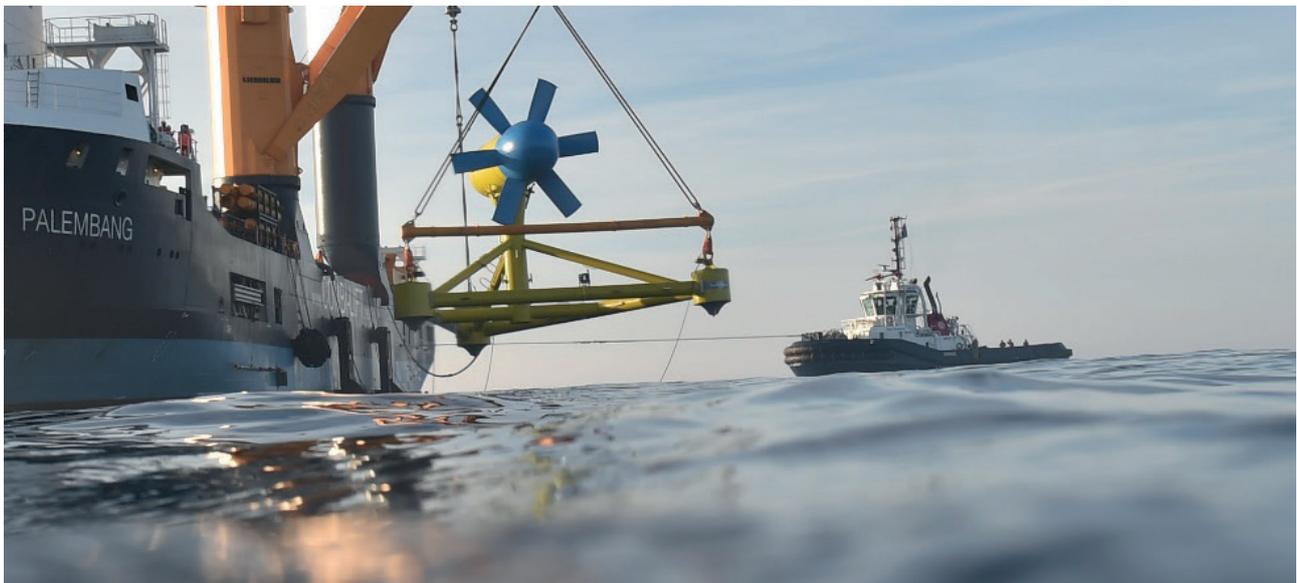


Figure 5: Mise à l'eau (2015) de l'hydrolienne Sabella D10 (1 MW) dans le Fromveur (Ouessant) – Crédit photo : Sabella

4. La houlogénération ou récupération de l'énergie de la houle et des vagues

La houlogénération (voir notes ^{8 & 14}) exploite l'énergie des vagues, peine aujourd'hui à franchir les jalons R&D clés que sont la validation des démonstrateurs en mer. Cependant, un nombre significatif de prototypes, souvent à échelle réduite comme le dispositif français SEAREV¹⁵, ont été testés en bassin ces vingt dernières années, mais également en mer (Pelamis, CETO, Penguin...), notamment sur des sites d'essais. Ceux-ci ont accueilli plusieurs technologies très différentes ces dernières années en Écosse (EMEC), en Espagne (Bimip) ou encore en France (Semrev). D'autres projets plus avancés visent le développement de fermes pilotes dotées de plusieurs unités, à l'image du projet WaveRoller au Portugal. L'environnement particulièrement hostile (notamment des amplitudes de puissance extrêmes), la nature des technologies - dont certaines font état d'architectures radicalement nouvelles - et la difficulté de valorisation des savoir-faire existants issus des industries maritime et énergétique n'aident pas à crédibiliser les projets auprès des investisseurs. Ainsi, la plupart des grands acteurs du secteur de l'énergie se sont désengagés de ces technologies depuis 2015 (hormis quelques-uns comme le monégasque SBM offshore, un industriel de référence du secteur parapétrolier). Ils laissent aux start-up et PME innovantes, à l'instar du Français GEPS Techno, le soin de développer la ou les technologies gagnantes. Aujourd'hui on dénombre ainsi au niveau mondial plus de 150 technologies, dont très peu vraisemblablement arriveront au terme de leur cycle de R&D, voire convaincront les

développeurs d'investir dans des premiers projets pilotes puis commerciaux.

5. L'énergie des gradients thermiques

L'Énergie Thermique des Mer (ETM ou OTEC¹⁶) (voir notes ^{8 & 17}) fait aussi état de verrous techniques importants et non levés à l'heure actuelle. Elle pourrait être l'une des clés d'accès à l'autonomie énergétique des îles en zone tropicale, car elle permet une production de base et pilotable via la conversion en continu des différentiels de températures entre les eaux chaudes de surface et les eaux froides profondes (au-delà de 800 m, ce qui nécessite des bathymétries appropriées pour accéder à cette ressource, à des distances de la côte acceptables). Mais il sera sans doute difficile, pour les technologies ETM, d'atteindre des coûts attractifs pour les continents, c'est pourquoi les développements de projets ETM ont jusqu'alors concernés uniquement certaines zones non interconnectées (ZNI). En effet, la plupart des ZNI dépendent massivement des énergies fossiles, et, outre des émissions de gaz à effet de serre spécifiques élevées (en g CO₂/kWh), elles supportent des coûts de production électrique beaucoup plus élevés que dans les zones interconnectées (parfois jusqu'à 10 fois les prix de marché de gros de l'électricité européenne, dépassant 300 ou 400 €/MWh). En outre, une majorité d'entre elles sont présentes dans des sites favorables pour l'ETM, entre les Tropiques du Cancer et du Capricorne, où les eaux chaudes de surface dépassent en moyenne durant l'année 24°C voire au-delà. Cette caractéristique clé contribue à diminuer la longueur de la conduite d'eau froide (un différentiel

14 B. Multon (coordinateur), «Énergie thermique, houlogénération et technologies de conversion et de transport pour les énergies marines», Hermès, mars 2012.

15 Le houlogénérateur SEAREV (Système Électrique Autonome de Récupération de l'Énergie des Vagues) a fait l'objet de travaux de recherche menés, de 2003 à 2013, à l'école centrale de Nantes puis abandonnés : <https://fr.wikipedia.org/wiki/Searev>

16 OTEC: Ocean Thermal Energy Conversion

17 G. Nihous, Énergie thermique des mers: concept et ressources et Énergie thermique des mers: histoire et perspectives. Encycl. de l'énergie 2015, <https://bit.ly/2yR8Rzd> et <https://bit.ly/3cbsFMe>.

de température d'au minimum 20°C est nécessaire pour viser des rendements acceptables). Toutefois, les barrières techniques, concernant justement la conduite d'eau froide profonde (très longue et de grand diamètre), sont peut-être encore plus importantes que pour les autres EMR. Ceci est d'autant plus critique pour les projets ETM flottants, compte tenu des contraintes de liaisons entre la plateforme et la ou les conduites. Seuls quelques grands industriels experts des systèmes complexes maritimes investissent dans la R&D, à l'image de Naval Energies (une filiale de Naval Group) et de Lockheed Martin. Récemment, le gouvernement sud-coréen a financé une usine ETM de 1 MW installée à terre. Ce projet a été développé par le Korea Research Institute of Ships and Ocean Engineering (KRISO) et devrait être livré à Kiribati en 2020 pour une mise en service en 2021. Ceci montre que cette technologie conserve un intérêt pour les sites insulaires, à court ou moyen terme.

6. La conversion de l'énergie des gradients de salinité (ou de la pression osmotique)

La pression osmotique (voir note ⁸), enfin, est aujourd'hui encore trop peu mature, et fait l'objet de trop peu de projets R&D pour envisager, avec une visibilité suffisante, un déploiement commercial avant 2030, voire au-delà. C'est probablement la disponibilité d'un gradient de salinité significatif dans les nombreux fjords qui a motivé l'industriel nordique Statkraft de réaliser des essais sur une petite unité de quelques kW en Norvège autour de 2010. Outre les difficultés foncières d'accès au littoral, les impacts environnementaux associés à son exploitation (usines à l'interface des eaux douces et salées, aux embouchures des fleuves) représentent des risques sérieux.

7. Les autres ressources énergétiques marines

Les ressources géothermiques marines, celles des courants de circulation thermohaline ainsi que la biomasse marine sont restées en retrait pour la production d'énergie, entre autres parce qu'elles font peser des risques environnementaux jugés excessifs. L'exploitation des macro-algues et des micro-algues pour la production de biocarburants a certes été envisagée un temps, notamment aux États-Unis, où des investissements significatifs ont été déployés lors des crises pétrolières, puis arrêtés lorsque les cours revenaient à peu près à la normale. Mais on sait désormais que la culture mas-

sive en mer d'espèces de macro-algues pourrait aggraver le déclin de la biodiversité locale. Quant aux micro-algues, elles sont aujourd'hui plutôt étudiées dans des cultures en bassins à terre ou en photo-bioréacteurs, et sont davantage considérées pour des applications à haute valeur ajoutée, notamment dans la pharmacologie, la cosmétique ou encore la nutrition.

Enfin, le solaire photovoltaïque flottant¹⁸ commence à émerger avec des modules marinisés: début 2020, Quadran a par exemple installé la plus grande usine PV flottante, d'une puissance de 5 MW, aux Seychelles. Si la ressource théorique (rayonnement solaire) est considérée comme énorme, les structures, nécessairement en surface, doivent résister à la violence des éléments (vent et houle), et faire face à d'autres problèmes majeurs, comme la lutte contre le biofouling¹⁹ et la corrosion, ainsi que la réalisation d'ancrages compétitifs. Cette technologie commence à se développer dans des sites peu exposés comme par exemple certains lagons. Il sera également essentiel de bien évaluer leur impact environnemental, notamment en lien avec les effets de l'absorption de lumière en surface sur les organismes vivants. Des concepts de modules articulés pour sites en mer ouverte sont déjà proposés par des entreprises (par exemple par le norvégien Moss maritime AS), cependant sans réalisation de taille industrielle à ce jour.

8. Les sous-produits de la conversion des EMR: eau froide/climatisation, eau douce...

Devant ce panorama général différenciant l'état de maturité et de développement actuel des différentes EMR, soulignons que toutes ces technologies EMR n'ont pas vocation à produire uniquement de l'électricité renouvelable, même si cela reste leur principale fonction. C'est le cas en particulier dans l'ETM, principalement par des installations à terre, avec la production d'eau douce, la valorisation des eaux froides profondes²⁰ dont la production de froid renouvelable. Ces applications sont d'ailleurs plus accessibles technologiquement parlant, et plusieurs projets «SWAC» - Sea Air Water Conditioning - sont par exemple en opération dans le monde, ainsi que des «pompes à chaleur eau de mer», notamment en Méditerranée dans le sud de la France. Enfin, certains développements dans la houlogénération visent aussi la production d'eau douce, en réponse aux enjeux de raréfaction de cette ressource dans certains sites insulaires.

18 World Bank Group, ESMAP, SERIS, Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report - Executive Summary. World Bank Group, oct. 2018.

19 L'immersion en milieu marin d'un matériau est accompagnée automatiquement de la formation d'un voile biologique et la fixation d'organismes vivants. Leur développement crée le biofouling (bialsissures). Ces organismes fixés sur les structures marines en affectent leur fonction.

20 Citons aussi, bien que cela sorte du périmètre des EMR, le récent lancement commercial de production d'eau minérale issue des grandes profondeurs via la société française OFW Ships (pour Ocean Fresh Water) et son navire «Odeep One». Un exemple d'activité nouvelle valorisant la qualité des eaux profondes des océans.

Potentiels des ressources marines renouvelables

Dans un contexte où les EnR matures risquent de ne pouvoir se déployer pleinement à terre, considérer les potentiels de contribution des différentes filières EMR se justifie-t-il ? De plus en plus d'acteurs économiques et institutionnels sont convaincus que, pour résoudre l'équation climatique d'ici à 2050, les besoins d'EnR sont tels qu'on ne saurait se passer de nouvelles sources à fort potentiel et proches des principales zones de consommation. Rappelons que selon l'ONU, plus de 40% de la population mondiale – soit 2,5 milliards d'habitants – vit à moins de 100 km des côtes. De ce point de vue, l'analyse du potentiel des ressources valorisables issues des océans nous semble représenter un préalable pour affiner l'évaluation de l'attractivité des EMR. Pour commencer, nous proposons de rappeler les définitions, sources d'ambiguïté, de ressources et réserves et de fournir des données actualisées concernant les sources non renouvelables.

1. Ressources et réserves des énergies non renouvelables

Dans le cas des énergies fossiles²¹, les ressources énergétiques (sous-entendu primaires) représentent la totalité des stocks géologiques, et sont estimées avec une précision assez faible. Elles valent pour les fossiles : plus de 12 000 Gtep²² (à plus de 90% du charbon) et pour les fissiles (uranium) environ 240 Gtep²³. Quant aux réserves identifiées comme techniquement et économiquement accessibles, elles valent environ 1 000 et 75 Gtep, respectivement pour les fossiles et fissiles. Leurs valeurs sont susceptibles d'évoluer compte tenu des nouvelles découvertes, mais surtout de l'évolution des technologies d'extraction et de la conjoncture économique (prix auquel on accepte de les payer). Ces formes primaires sont ensuite transformées en énergie finale, dans le cas de l'électricité, avec des rendements de l'ordre de 30 à 60%.

En ce qui concerne le cas particulier de la filière électronucléaire, qui permet une production d'électricité bas carbone, elle n'a, sur la base des technologies actuelles (fission de l'isotope 235 de l'uranium), qu'une faible capacité à lutter contre le réchauffement climatique. Les raisons résident entre autres dans le temps de déploiement excessif²⁴ et le trop

modeste potentiel de contribution à la production d'énergie finale : la filière compte en effet aujourd'hui pour environ 10% de la production mondiale d'électricité, et par conséquent, vu que l'électricité représente 19% de l'énergie finale, environ 1,9% de l'ensemble de l'énergie finale mondiale. En outre, les réserves en uranium sont relativement faibles et conduisent à un potentiel d'environ 25 Gtep ou 290 PWh cumulés d'électricité, compte tenu d'un rendement de conversion de l'ordre de 33%, ce qui correspond à 17 fois la production mondiale d'électricité d'origine fossile en 2018.

Quant aux énergies fossiles, elles sont en réalité en bien trop grande quantité relativement à leur potentiel d'action sur le dérèglement climatique (environ 100 ans et 1 000 ans, respectivement sur la base des réserves et ressources, au rythme actuel de consommation tous usages confondus). Le plus difficile sera sans doute de s'interdire de les brûler, sachant que les technologies de capture et séquestration de carbone risquent fort de ne pas tenir leurs promesses, ou tout du moins dans les délais qui sont ceux de l'urgence climatique.

2. Et pour les énergies renouvelables : notion de Potentiel Techniquement Exploitable

Pour revenir à l'ensemble des EnR, la valeur de la « ressource » annuelle (de flux et non de stock) est plutôt bien quantifiée, de l'ordre de 7 000 fois la consommation annuelle primaire de l'humanité. Elle est essentiellement pourvue par le soleil, donc disponible pour encore quelques milliards d'années. Quant aux « réserves », le terme est ici mal approprié. On parle plutôt de « Potentiel Techniquement Exploitable » (PTE), une notion qui dépend aussi des technologies disponibles et de leurs efficacités technico-économiques.

Si nous considérons la seule production d'électricité, les technologies évoluent vite (surtout le photovoltaïque et l'éolien, aux potentiels de loin les plus élevés), leurs coûts diminuent et leurs PTE croissent mécaniquement. Cette diminution est essentiellement obtenue grâce à l'augmentation du rendement photovoltaïque, à la baisse de la dépense d'énergie grise²⁵, ou encore à l'accroissement du facteur

21 BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe), 2018 BGR Energy Study. data and developments Concerning German and Global energy supplies, August 2019.

22 Gtep = giga tonnes équivalent pétrole (1 milliard de tep), unité d'énergie primaire (1 Gtep = 11,6 PWhp)

23 Les réserves et ressources en uranium naturel sont annuellement réévaluées et publiées dans le « Red Book » (Uranium 2018: Resources, Production and Demand) par la NEA et l'IAEA. Les réserves ou « Identified resources, recoverable » valent environ 8 Mt à moins de 260 \$/kg (très faibles concentrations), dont la moitié dans la tranche 130 à 260 \$/kg, qui était encore exclue des quantifications en 2007. Quant aux ressources, en excluant celles à extrêmement faible concentration (phosphates, eau de mer), elles sont évaluées à 24 Mt, qui se répartissent en : « Identified resources » : 10,6 Mt, « Prognosticated resources and speculative resources » : 7,5 Mt et « Reported undiscovered resources » : 5,9 Mt.

Sur la base de la fission de l'isotope 235 contenu dans l'uranium naturel (et après enrichissement), la valeur énergétique (en chaleur primaire) d'une tonne d'uranium vaut environ 10 ktep. Par conséquent, en faisant abstraction des filières non matures et au développement improbable (neutrons rapides et thorium), les réserves et les ressources valent respectivement environ 75 et 240 Gtep de chaleur primaire.

24 M. Schneider et al., World Nuclear Industry Status Report 2019, © A Mycle Schneider Consulting Project, Paris, Budapest, sept. 2019.

25 L'énergie grise (embodied energy en anglais) est l'énergie primaire consommée en dehors de la phase d'usage d'un produit.

de charge²⁶ des éoliennes (voir notes ^{13 & 27}). Celui-ci peut aisément dépasser 3 000 heures annuelles en zone terrestre (il est important de noter que c'est une question de choix de dimensionnement des turbines et pas seulement une question de gisement éolien).

Les superficies maritimes couvrant plus de 70% de la totalité de la planète, la majeure partie de la « ressource » éolienne s'y trouve, mais les conditions de leur exploitation en mer sont plus difficiles qu'à terre. Ainsi, l'arrivée des technologies éoliennes flottantes est en train de bouleverser la valeur du PTE de l'éolien offshore. Le potentiel réel, qui prend en compte les nombreuses contraintes d'accessibilité, dont les conflits d'usage, est généralement plus difficile à définir. Il peut varier d'un pays à l'autre, en fonction des réglementations, mais aussi en raison de la perception culturelle des enjeux, une donnée d'entrée que nous pensons trop souvent négligée ou sous-évaluée dans le cadre de l'évaluation du potentiel des renouvelables en général.

3. Ressources et PTE des Énergies Marines Renouvelables (EMR)

Le tableau 1 fournit, sur la base des plus récentes connaissances scientifiques, une évaluation d'ordre 1 des ressources primaires et des potentiels techniquement exploitables des différentes formes d'énergies marines disponibles pour une conversion en électricité. Il est normal que la ressource primaire ETM (énergie thermique des mers) soit dominante car elle est directement liée au rayonnement solaire, lui-même dominant. Le vent, qui a pour origine les écarts de températures atmosphériques, est un sous-produit du rayonnement solaire. Enfin, la houle, elle-même un sous-produit du vent, car due à ses frottements sur la surface des océans, se place à un niveau 2 de dégradation de l'énergie solaire. Notons que les courants de circulation thermohaline, dont nous avons délibérément écarté l'utilisation massive, sont eux-mêmes des produits de dégradation de l'énergie solaire au même titre que les vents.

Energies annuelles	Energie thermique des mers (ETM)	Cycles hydrologiques		Marées		
		Eolien offshore	houle	Barrages	Courants	
Ressource primaire (PWh _p)	400 000	30 000		25		
PTE électrique (PWh _e)	44	posé	flottant	0,9 à 3	0,6	0,9
		87	330			

Tableau 1 : Ordres de grandeurs des ressources énergétiques primaires (en PWh primaires) des principales sources marines et de leur potentiel techniquement exploitable (PTE) en production électrique (en PWh_e).

Dans le cas de l'énergie thermique des mers (ETM), le potentiel technique a été défini compte tenu de limites environnementales (voir note 17). Il est toutefois relativement élevé car il fait abstraction du fait que la maturité technologique est encore faible et du fait que les débouchés pour la production d'électricité, dans les zones tropicales associées, sont relativement limités. D'autres arguments penchent en revanche pour le développement de ce type de technologie dans les îles, comme nous l'avons déjà souligné plus haut : il semble que l'éolien terrestre, pourtant économiquement compétitif, ne pourra pas se développer, tout au moins à moyen terme, dans certains sites très touristiques intertropicaux du Pacifique et de l'Océan Indien, alors que les climatiseurs consomment énormément d'énergie. En

effet, la préservation de la nature et des paysages peut être considérée comme essentielle pour l'attractivité de ces sites. Quant au solaire PV, dont la production serait plus en phase avec les besoins et les coûts encore plus bas sous ces latitudes très ensoleillées, son développement dépend des types de site et de la disponibilité du foncier voire, pour les lagons, de la compatibilité des usages avec l'installation de centrales solaires flottantes.

En ce qui concerne l'éolien offshore, le potentiel technique a été réévalué en octobre 2019 par l'AIE²⁸ à 87 et 330 PWh_e par an respectivement à des profondeurs de moins de 60 m (éolien posé sur fondation) et comprises entre 60 et 2 000 m (éolien flottant), confirmant le rôle clé de cette filière mari-

Il s'agit de celle qui a servi à le fabriquer, l'installer, puis à le démonter et à le recycler, mais également à assurer sa maintenance durant sa vie. Dans le cas de la production d'électricité à partir de ressources renouvelables, cette énergie doit être largement compensée durant la vie du système, ce qui est bien entendu le cas avec les installations éoliennes et photovoltaïques.

26 Le facteur de charge (Fc) est le rapport de l'énergie annuelle produite divisée par la puissance nominale (nombre d'heures équivalent à pleine puissance, Nhepp) divisé par le nombre total d'heures annuelles (8 760). Ainsi, un Nhepp de 3 000 h équivaut à un Fc de 34%.

27 B. Chabot, Updating the characteristics and the performance of the wind turbines and the wind farms of the silent wind power revolution (SWR), oct. 2015

28 International Energy Agency, Offshore Wind Outlook 2019. Oct. 2019, <https://bit.ly/3c8Qp3i>

time dans la transition énergétique mondiale à venir. Ces derniers chiffres de l'AIE sur l'énorme potentiel de l'éolien offshore semblent faire référence, c'est pourquoi nous avons fait le choix de retenir ces données nouvelles et récentes. Toutefois, nous pensons que la ressource à moyen terme de l'éolien flottant se trouve à des profondeurs inférieures à 200 m et non 2 000 m, compte tenu notamment de l'état actuel de la technologie des ancrages. Cette limite ne grève toutefois pas le statut de l'éolien offshore, qui représente bien la filière dont le potentiel de contribution est le plus important des EMR et de loin²⁹.



Figure 6: L'éolienne flottante Windfloat
Crédit photo: Principle Power

Le PTE de la houlogénération, issu de la publication de Gunn en 2012³⁰ particulièrement bien argumentée, est relativement faible (0,9 PWh par an³¹). Cette faiblesse est principalement liée à une hypothèse de distance de la côte limitée à 50 km (en éolien offshore posé, on installe désormais couramment à 100 km, voire au-delà en Mer du Nord). Nous proposons donc une extrapolation très et sans doute trop empirique du PTE, jusqu'à environ 3 PWh, en considérant qu'il sera possible de valoriser des sites houlomoteurs stratégiques au-delà de 50 km des côtes et avec des technologies plus efficaces que celle qui a servi de référence dans l'étude citée (le Pelamis P2, une technologie abandonnée depuis). Ce potentiel est en tout cas non négligeable, et sans doute que, parmi les technologies les moins matures, c'est autour de cette filière que la R&D devrait se renforcer ces prochaines années, au regard des besoins dans de nombreux sites exposés isolés. Soulignons que plusieurs pays du nord de l'Europe

et la Grande-Bretagne en particulier, soutiennent de nombreux projets de démonstration, contrairement à la France qui reste peu engagée dans ce domaine.

La ressource ainsi que le potentiel de conversion des effets de marée ont été établis à partir des références³² qui permettent de distinguer les PTE des usines marémotrices (exploitation de l'énergie potentielle) et des turbines sous-marines ou hydroliennes (énergie cinétique des courants). L'impact environnemental des barrages d'estuaires est élevé, c'est pourquoi il est peu probable que le potentiel correspondant soit exploité dans son entièreté, ou même de façon significative. Cependant, le PTE des installations maréliennes (voir plus haut pour leur définition) n'a pas été évalué à partir de méthodologies similaires, un groupe d'experts (voir note 12) ayant établi le potentiel de marché du nouveau marémoteur accessible à horizon 2025 à 40 TWh/an, ce qui ne correspond qu'à quelques pourcents du PTE mondial établi. Enfin, concernant l'hydrolien, la rareté des sites explique son relativement faible PTE. Ce dernier, s'il reste sensiblement plus important que celui des barrages, est également limité, dans certains sites, par les contraintes de libre circulation des navires. En effet, ces contraintes conduisent à placer les turbines dans des zones suffisamment profondes, avec des architectures pour la plupart totalement immergées, là où l'intensité des courants est un peu plus faible et donc le potentiel de production moins important (la puissance des turbines est proportionnelle au cube de la vitesse des courants).

4. Des Potentiels Techniquement Exploitable (PTE) évolutifs

Devant ces repères chiffrés, il est important d'intégrer que les valeurs de PTE estimées pour les différentes filières EMR sont susceptibles d'évolutions importantes en fonction des développements technologiques mais aussi de critères politiques, sociétaux et économiques. Bien entendu, ces potentiels resteront toujours significativement inférieurs aux valeurs des ressources primaires correspondantes, notamment pour des raisons environnementales et de contraintes de partage de l'espace maritime.

Soulignons enfin le décalage entre un PTE et un potentiel de production à une échelle de temps relativement courte pour le secteur de l'énergie, à savoir 20 ou 30 ans. Ainsi, au-delà des valeurs de PTE,

29 A. Rabain, L'éolien offshore flottant est doublement stratégique pour la France. La Tribune, oct. 2018, <https://bit.ly/34rfUdt>
C. Josset, Energies marines, la nouvelle vague. L'Express, 05 avril 2018, <https://bit.ly/2VgAhWU>

30 K. Gunn and C. Stock-Williams, Quantifying the global wave power resource, *Renew. Energy* 44, 2012.

31 Ce chiffre pourra sembler anormalement faible par rapport à ceux que l'on trouve dans de nombreux rapports. La publication de Gunn précise ceci: « The world's theoretical wave power resource is estimated to be 2.11 +/- 0.05 TW to 95% confidence, with equal amounts in the northern and southern hemispheres. As a worldwide average, 4.6% of this is estimated to be extractable by the illustrative WEC array chosen. However, this number is to be treated with caution since the array is sparse and the device is not tuned to each wave climate. ». Les 2,1 TW sont à multiplier par 8760h annuelles, soit 16,5 PWh primaires et seuls 4,6% sont extractibles (énergie électrique), c'est à dire 0,85 PWh électriques.

32 M. Le Boulluec, L'exploitation de la ressource hydrocinétique: état de l'art, Conférence Énergies renouvelables en mer, Seatech Week, Brest, 20-21 oct. 2004.

M. Benoit, J.F. Dhedin et G. Mattaralo, Énergies marines hydrolienne et houlomotrice. Exemples de projets et de travaux de R&D. Conf. Institut Coriolis, 24 sept. 2010, <https://bit.ly/2y6sN0q>

B. Dal Ferro, «Wave & Tidal: scale of the opportunity», Séminaire franco-britannique sur les Énergies Marines, Le Havre, 19-20 janv. 2006.

dont les principes d'évaluation diffèrent d'ailleurs entre filières, il reste nécessaire, pour caractériser le potentiel de contribution des EMR à 2050, d'identifier concrètement les conditions de démarrage et de développement de chacune de ces filières émergentes à des échelles locales plutôt qu'au niveau mondial.

Si la pleine mesure du potentiel attractif des EMR et l'examen de leur maturité ne suffisent pas, quels autres critères déterminants doit-on considérer pour qualifier le développement progressif et potentiellement significatif de la production renouvelable en mer à un horizon de 30 ans ?

Un développement à grande échelle, comment ?

Le milieu marin est sans doute le plus hostile pour y « produire » de l'énergie. Alors, au-delà de son potentiel gigantesque, pourquoi aller en mer ?

1. Un progrès rapide des technologies de conversion en électricité, mais également en hydrogène

Sur un volet technique et technologique tout d'abord, la première raison est liée aux contraintes d'acceptabilité qui peuvent limiter le potentiel réel accessible à terre. Mais en mer, surtout pour l'éolien, c'est l'intensité et la régularité des vents, ainsi que la possibilité d'un surdimensionnement des turbines relativement à leur puissance (permettant d'accroître encore un facteur de charge déjà élevé) qui pourraient constituer un avantage compétitif majeur. Ainsi des fermes éoliennes offshore pourraient assez aisément fournir une production électrique « quasiment de base », avec des facteurs de charge non pas deux mais trois fois plus importants qu'à terre et pouvant largement dépasser 60%. Les perspectives de production dans les prochaines années privilégieront ainsi des fermes éoliennes de grandes dimensions, de l'ordre d'un ou plusieurs GW par projet (celle de Hornsea 1 par exemple, mise en service en 2019 au Royaume Uni, a une puissance nominale de 1,2 GW), avec des turbines de puissance unitaire supérieure à 10 MW. Ainsi dimensionnées de la sorte, elles conduiront à un fort écrêtage de la puissance, permettant d'améliorer sensiblement les contraintes d'intégration de cette énergie renouvelable variable. Dans le cas d'une production éolienne plus fortement fluctuante au rythme de l'intensité des vents (turbines moins « toilées », donc à plus faible facteur de charge), il peut être aussi intéressant d'exploiter la complémentarité temporelle existante avec les autres sources (par exemple la houle par rapport au vent et au soleil, déjà eux-mêmes complémentaires, surtout au niveau saisonnier). La diversification des sources permet globalement d'améliorer l'effet de foisonnement et de mieux lisser la production globale. Toutes ces

mesures pourraient ainsi contribuer à diminuer les coûts de traitement de la variabilité (via des centrales thermiques d'appoint ou des moyens de stockage).

Notons enfin qu'à titre plus prospectif, il est envisagé de produire en mer et à grande échelle du combustible renouvelable de synthèse à très bas coût (notes 14 & ³³). Des navires effectueraient alors leur transport vers les grands pôles de consommation (voir Figure 7), ce qui, en passant, décuplerait les potentiels des EMR, et en particulier celui de l'ETM, dont la zone d'utilisation directe ne pourra se faire, comme nous l'avons déjà souligné, que dans les îles relativement peu consommatrices d'énergie. Sur ce terrain, l'hydrogène renouvelable occupe une place prédominante dans la recherche de solutions, mais les conditions de réalisation de son déploiement massif ne sont pas acquises aujourd'hui. Pour devenir compétitif, l'hydrogène renouvelable devra être issu de solutions à très faible coût, comme la voie thermo-chimique solaire ou la production massive en haute mer via l'électrolyse de l'eau. De plus en plus de projets voient le jour depuis quelques années, avec une certaine accélération dans les niveaux de production et de performances annoncés, même si les éléments de coûts ne sont que trop rarement communiqués. Les pays du Nord de l'Europe, comme la Belgique avec l'un des projets annoncés comme les plus importants sur la zone portuaire d'Ostende, ont le plus d'ambition dans ce domaine. En France, Réseau de Transport d'Electricité (RTE) va tester la production d'hydrogène renouvelable via les éoliennes offshore du futur parc de Dunkerque³⁴. Devant autant d'ambitions affichées, et malgré quelques réserves sur le déploiement massif de ce type de technologies à court terme, la production massive d'hydrogène renouvelable en mer gagne en crédibilité auprès des acteurs de l'énergie et du maritime, alors qu'elle était jugée, il y a encore quelques années, tout simplement inaccessible avant 2030 voire au-delà.

33 A. Babarit et al., Energy and economic performance of the FARWIND energy system for sustainable fuel production from the far-offshore wind energy resource, EVER conf., 2019.

34 Rapport RTE de janvier 2020 sur « La transition vers un hydrogène bas carbone: https://www.rte-france.com/sites/default/files/rapport_hydrogene_vf.pdf



Figure 7 : Représentation d'une usine offshore de production d'hydrogène à partir d'énergie éolienne.
Source: Global Wind Report 2019 (voir note 12)

2. La prise de conscience de l'urgence de développer des solutions locales durables

Au-delà des considérations techniques et technologiques, d'autres raisons de poids laissent présager un développement accéléré des EMR à court et moyen termes. L'énergie reste un enjeu de souveraineté nationale, et la notion d'indépendance énergétique une empreinte structurante en matière de géopolitique internationale. Les pays occidentaux ont depuis plus de 50 ans soutenu le développement de leurs champions nationaux dans l'exploitation d'hydrocarbures offshore - la production pétrolière et gazière en mer représente depuis plusieurs décennies environ 30% de la demande mondiale. C'est dans cet esprit que certains États souhaitent ainsi pleinement valoriser leurs ressources renouvelables en mer à des fins d'indépendance énergétique et de politique industrielle. Les marchés de l'énergie sont mondiaux, et les technologies des filières EnR les plus matures (hydraulique, éolien terrestre, solaire photovoltaïque, etc.) largement acquises à de grands groupes consolidés, dont quelques français. Dans ce sens, les EMR apparaissent comme des leviers de développement d'emplois industriels nouveaux à fort potentiel d'exportation, y compris dans l'éolien offshore. Des usines sont opérationnelles à St-Nazaire et Cherbourg, et le seront bientôt au Havre ainsi qu'à Brest. Ces villes consacrent une partie du développement des installations portuaires à l'éolien flottant. Sur ces technologies émergentes à fort potentiel, les régions du sud de la France verront aussi très probablement l'installation d'usines, à Port-La-Nouvelle et/ou à Fos-Sur-Mer, afin de répondre au développement de l'éolien flottant sur l'ensemble du pourtour méditerranéen (non accessible aux technologies posées). À noter que cette réalité industrielle se déploie alors même qu'Alstom (technologie Haliade) et Areva Wind ont été absorbés respectivement au sein de l'américain General Electric et de l'allemand Siemens. Dans ce

dernier cas, la technologie d'Areva Wind, devenue Adwen après fusion avec Gamesa, n'a pas survécu à l'intégration dans Siemens, ce qui n'a pas empêché le leader mondial allemand des turbines offshore d'investir, en Normandie, dans deux usines de génératrices et de pales de dernière génération pour alimenter ses projets. Ce relatif succès industriel, avant même la mise en production d'une première ferme éolienne dans les eaux françaises, peut certes interroger et laisser quelques regrets sur la stratégie industrielle française. Il n'en reste pas moins qu'il illustre concrètement l'attractivité géographique de la France sur le marché européen de l'éolien en mer, une meilleure visibilité sur les perspectives du marché national, ou encore d'autres atouts tels que l'étendue de sa ressource énergétique en mer, ainsi que les savoir-faire de ses acteurs industriels dans l'économie maritime civile et militaire.

3. La compétitivité de certaines filières enfin au rendez-vous

Dans un autre registre encore, l'attractivité économique des filières EMR³⁵ apparaît comme un élément déterminant, sinon le plus critique, lorsqu'il s'agit de considérer un déploiement massif d'une nouvelle technologie à court et moyen termes. De ce point de vue, la compétitivité globale des EnR s'accélère, en particulier pour l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque depuis que leur capacité installée cumulée dépasse plusieurs centaines de GW au niveau mondial. Pour les EMR, les tendances concernant les économies d'échelle sont encore plus favorables pour les filières dotées de ressources significatives, et mêmes prouvées telles que l'éolien offshore posé, alors que le parc mondial dépasse à peine 25 GW de puissance installée (l'éolien terrestre cumule actuellement plus de 600 GW de capacités installées en opération dans le monde). À titre d'illustration, citons le parc offshore de Dunkerque, récemment attribué à un prix de vente garanti de 44 €/MWh³⁶,

35 A. Rabain, La viabilité économique des énergies marines comme condition nécessaire de leur développement en France et à l'international. Paralia, juin 2012, <https://bit.ly/3c74X3r>

36 Les prix garantis représentent un nouvel outil de soutien politique en France, et font suite aux tarifs garantis d'achat préférentiel

rejoignant les prix les plus compétitifs européens. Les Hauts-de-France, comme certaines régions au Danemark, en Angleterre, en Belgique ou encore en Allemagne, bénéficient de sites très favorables pour ce type de technologies, avec, outre des vents forts et réguliers, des profondeurs faibles et des sols sédimentaires facilitant l'installation des fondations, sur des superficies importantes et, si besoin, éloignées des côtes.

Dans ce sens, après une période de validation technologique, de retour d'expériences et de dérisquage opérationnel, l'éolien offshore flottant pourra

se développer, à court terme, en projets de grande ampleur supérieurs au GW installé, comme l'éolien posé actuellement. Ainsi, l'éolien flottant devrait atteindre une compétitivité suffisante et contribuer à décarboner massivement le mix électrique mondial, comme la houlogénération, mais à plus long terme.

Par ailleurs, l'hydrolien et l'ETM pourront émerger localement, certes sans prétendre à une contribution significative au niveau mondial, mais pouvant représenter des filières régionales de transition énergétique et de développement industriel.

Quelles filières EMR et dans quel timing pour un développement massif ?

1. La maturité de l'éolien offshore

Les énergies marines renouvelables doivent-elles être placées au cœur de la transition énergétique et industrielle ? Considérant les éléments précédents, les intérêts stratégiques pour chaque filière EMR

sont variables selon les acteurs économiques et politiques du globe. Aujourd'hui l'éolien en mer (posé et flottant) et, dans une moindre mesure, l'hydrolien (du fait de son potentiel relativement limité même si bien identifié) font état des attentes les plus fortes pour la prochaine décennie (figure 8).

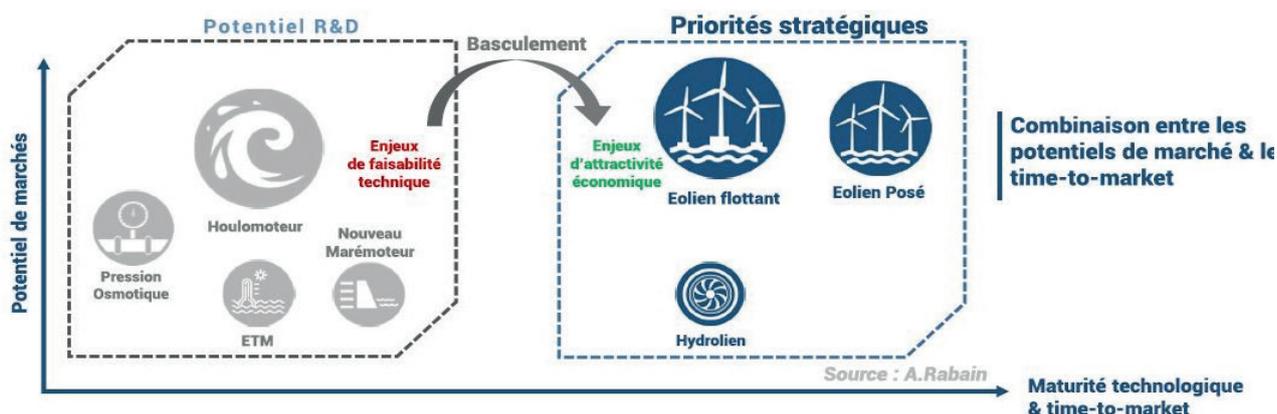


Figure 8 : Panorama des EMR et segmentation stratégique - Source : Antoine Rabain (2018)

Leur maturité technologique avancée, en particulier pour l'éolien posé, contribue à diminuer les risques des projets et donc les coûts de financement. En outre, certains pays ou régions dotés de ressources EMR attractives revendiquent clairement aujourd'hui une volonté de les valoriser pleinement, à l'image, pour l'éolien offshore, du Nord de l'Europe, des États-Unis ou de la Chine ; ou pour l'hydrolien des collectivités territoriales de Normandie et de Bretagne en France, de la baie de Fundy au Canada ou encore de l'Asie du Sud-Est.

Lorsqu'une dynamique concurrentielle s'installe, comme on l'observe aujourd'hui pour l'éolien posé, les prix chutent bien plus rapidement encore que ce que nous avons pu constater pour les filières EnR

terrestres depuis 15 ans. Ce qui a étonné le monde entier, y compris les experts les plus avisés. L'éolien offshore posé atteint aujourd'hui des niveaux de coûts de production de l'ordre de 50 €/MWh sur les sites les plus favorables. Gageons que ces seuils de compétitivité seront atteints, voire dépassés pour l'éolien offshore flottant d'ici à 2035, révélant pleinement la filière de l'éolien en mer comme la première source de production renouvelable à terme.

Concernant les autres filières EMR, leur maturité technologique moins avancée et un certain nombre de barrières technico-économiques grèvent aujourd'hui leur visibilité en termes de démarrage commercial et de perspectives à long terme. Sans pour autant les délaisser, car correspondant toutes

de l'électricité EnR. S'inspirant du modèle britannique dit des « Contracts for Difference » ou CfD, il permet à l'opérateur lauréat de l'appel d'offre de garantir un minimum de rémunération (dans notre exemple à 44 €/MWh). Ce dernier - ou via un tiers - doit dorénavant vendre l'électricité produite par son parc sur le réseau : si les prix de marché sont inférieurs au seuil défini, alors l'Etat remboursera la différence à l'opérateur (par exemple 9 €/MWh dans notre exemple si le prix de vente est de 35 €/MWh), alors que si le prix de vente est supérieur, c'est à l'opérateur de rembourser le « trop perçu » à l'Etat (16 €/MWh dans notre exemple si l'électricité s'est vendue à 60 €/MWh).

à des marchés spécifiques et parfois même vitaux à des niveaux régionaux, elles pourraient représenter des potentiels de contribution bien plus importants, notamment si le vecteur hydrogène s'imposait à moyen terme.

Considérant l'ensemble de ces éléments, accélérer le développement industriel des projets éoliens offshore, en particulier flottants, apparaît comme une stratégie essentielle pour répondre à temps aux enjeux du dérèglement climatique et de contribuer à positionner la transition énergétique mondiale dans le bon timing d'un scénario «2°C» compatible. Dans cette perspective, il sera nécessaire de soutenir de façon plus importante la R&D à la fois sur ce qui est encore à améliorer sur ces filières éoliennes (par exemple les ancrages synthétiques), et sur les autres filières prometteuses pour permettre leur développement à moyen terme. Dans ce sens, l'hydrolien représente la technologie la plus proche de l'industrialisation, de même pour le nouveau marémoteur si ses conditions de réalisation et d'acceptabilité étaient réunies. Quant à la houlogénération et l'ETM, elles font surtout référence à des filières plus localisées à court terme et dont les forts potentiels ne pourront s'exprimer, le cas échéant, qu'à plus long terme.

Ainsi, nous retiendrons en substance que :

1. L'éolien offshore, posé et flottant, dispose du plus fort PTE parmi l'ensemble des EMR. Son potentiel de contribution à la transition énergétique mondiale est gigantesque et d'ores et déjà bien engagé, en particulier en Europe. La filière, qui s'internationalise dans tous les continents, pourrait s'imposer dans les 15 prochaines années comme l'un des plus grands marchés du renouvelable, avec des projets de grandes tailles (>1 GW) et à bas coûts ;
2. Les courants de marées correspondent à une ressource certes limitée, mais prédictible, dense et bien identifiée au niveau local. Cette filière EMR pourrait ainsi contribuer à court terme à une transition «régionale» plutôt que mondiale, avec un ensemble de technologies disparates très proches de la maturité ;
3. La houlogénération représente une ressource relativement importante, mais doit encore faire ses preuves pour envisager un déploiement important - des applications plus locales sont d'ailleurs privilégiées aujourd'hui ;
4. L'ETM dispose d'une ressource théorique énorme, mais ne saurait en l'état actuel des technologies se diffuser au-delà des zones insulaires

intertropicales, dont les besoins en énergie sont largement plus limités que ceux des continents.

2. Impacts sur l'environnement, des écobilans meilleurs que ceux issus des non renouvelables

Les EnR, qui ont très peu d'impacts sur l'environnement durant leur phase d'usage, sont parfois accusées d'une consommation excessive d'énergie grise telle que ces systèmes ne rembourseraient pas leur dette énergétique, ce qui est absolument faux pour les filières matures que sont l'éolien et le photovoltaïque. Ainsi, le concept d'EROEI (Energy Returned On Energy Invested), parfois employé pour démontrer la plus grande performance des solutions non renouvelables, devrait permettre des comparaisons plus robustes vis-à-vis de chacune des filières, renouvelables ou non, mais à condition de le compléter de critères de soutenabilité³⁷. Hélas, nous manquons de données robustes sur les filières EMR, sauf pour celle de l'éolien posé. Dernier point, il est de plus en plus souvent fait mention du fait que les moyens de conversion des ressources renouvelables nécessiteraient de très grandes quantités de ressources minérales, voire de terres rares critiques³⁸. Qu'en est-il vraiment ?

Dans le cas de l'éolien offshore posé, les écobilans sont largement meilleurs que ceux issus des sources non renouvelables. Par exemple, l'investissement en énergie grise pour leur seule fabrication est «remboursé» en quelques mois, alors que la durée de vie est de l'ordre de 25 à 30 ans³⁹. En outre, les besoins de matières premières restent également raisonnables, eu égard aux autres besoins non énergétiques⁴⁰. Le démantèlement est parfaitement réalisable et les matériaux sont pour la plupart recyclables, comme il a été démontré lors de la déconstruction, en 2017, de la première ferme offshore de Vindeby mise en service en 1991. Quant aux terres rares, elles sont effectivement utilisées pour réaliser les aimants permanents des machines à entraînement direct destinées à la réduction des coûts de maintenance, mais elles ne sont absolument pas indispensables. S'il fallait s'en passer, cela n'aurait pas de conséquences majeures pour la filière. On sait en effet réaliser des génératrices de grande puissance sans aimants mais associées à des multiplicateurs à engrenages mécaniques dont la fiabilité s'est considérablement améliorée ; d'ailleurs de nombreux constructeurs d'éoliennes offshore commercialisent toujours cette technologie (par exemples MHI-Vestas et Siemens-Gamesa, les deux plus grands acteurs du secteur).

37 L'EROEI soutenable est égal au rapport de la totalité de l'énergie fournie durant la vie du système sur l'énergie primaire non renouvelable dépensée sur cette même vie. De ce point de vue, toutes les solutions à base de ressources non renouvelables sont dotées d'un EROEI soutenable inférieur à 1 donc inacceptable dans une logique de développement durable. Voir : B. Multon, Soutenabilité énergétique: rôle de l'électricité. Les défis de la soutenabilité énergétique, ENS Rennes, 25 oct. 2018. <https://bit.ly/2RswZie>

38 Citons notamment l'ouvrage de Guillaume Pitron «La guerre des métaux rares. La face cachée de la transition énergétique et numérique» qui a, depuis sa parution en janvier 2018, fait l'objet de réactions critiques argumentées dont celles de Cédric Philibert (expert IEA) publiées dans Alternatives Economiques (5 avril 2018) et dans l'Obs (15 mars 2018). En effet, si quelques technologies photovoltaïques et éoliennes font appel à des terres-rares, elles sont relativement marginales et il est tout à fait possible de s'en passer.

39 DeepResources, EROI of Offshore Wind, July 2017, <https://bit.ly/34pAFq2>

40 B. Multon, Développement mondial de l'éolien et criticité des matières premières. Encyclopédie de l'Énergie et Echosciences, juin 2019. <https://www.echosciences-grenoble.fr/articles/xcc>

Sur ce sujet, nous pensons qu'il est plus légitime de s'interroger plus globalement sur l'industrie minière elle-même, qui use souvent de pratiques peu recommandables d'un point de vue social et environnemental. Il nous semble ainsi urgent d'y remédier quel que soit l'accroissement de coût engendré car c'est la condition sine qua non de la soutenabilité du développement de l'humanité. C'est avec de tels raisonnements qu'il apparaît que la seule voie possible pour un monde réellement soutenable est

d'aller vers une plus grande sobriété, associée à une diminution de l'ensemble des besoins de matières premières et à leur recyclage total. C'est d'autant plus vrai que l'exploitation, souvent contestée, des ressources minérales sous-marines est d'ores et déjà engagée et qu'il est essentiel d'accroître la connaissance des procédés d'extraction et de leurs impacts sur un milieu méconnu et sans aucun doute fragile⁴¹.

Quelle implication des EMR dans le mix énergétique mondial ?

1. Industrialisation, ingénierie financière, stockage et foisonnement au service des EMR

Pour revenir aux perspectives de développement propres aux EMR, l'analyse d'attractivité de chaque technologie doit non seulement s'appuyer sur des approches rationnelles fondées sur la décomposition des « coûts matières », mais aussi intégrer une analyse économique globale incluant les externalités. Dans ce sens, l'augmentation du productible par watt installé, notamment grâce aux turbines de plus grand diamètre ainsi qu'à l'ingénierie financière des projets⁴², représente d'après nos calculs une part majeure des baisses constatées ces dernières années, au moins pour un tiers. Les effets d'échelle liés à l'industrialisation de la filière ont, eux aussi, largement contribué à faire baisser le coût de l'éolien en mer posé⁴³.

De même, les coûts de traitement de la variabilité (externalités) doivent être intégrés à l'analyse de compétitivité globale. Leur évaluation est complexe et peut conduire à des valeurs significativement différentes selon les solutions adoptées. Celles-ci peuvent être fondées sur l'exploitation de la flexibilité disponible des moyens de production variable tels que l'éolien ou le photovoltaïque⁴⁴, l'ajout de systèmes de stockage d'énergie, l'appui de centrales thermiques flexibles utilisant des combustibles renouvelables et la gestion de la demande⁴⁵. En outre, la composition du mix électrique dans lequel s'insèrent les nouveaux moyens de production, joue un rôle majeur, ainsi que la planification de leur déploiement à long terme.

Les solutions techniques existantes sont variées, en

particulier celles permettant de donner de la flexibilité aux installations éoliennes et photovoltaïques, voire de l'inertie (comme dans le cas des groupes tournants hydrauliques et thermiques). Parmi les nombreux paramètres influents sur les besoins de flexibilité, la composition du mix électrique programmé à une échéance déterminée constitue le plus important. Ensuite, selon la localisation géographique et les conditions climatiques associées, il est aussi possible d'optimiser la composition spatiale (répartition géographique) et temporelle du mix énergétique, cette dernière afin de maximiser la complémentarité temporelle des sources variables vis-à-vis de la demande. Par exemple, l'Europe bénéficie d'une excellente complémentarité entre les ressources éolienne (plus intense en hiver) et solaire (été), ce qui a déjà fait l'objet de travaux scientifiques⁴⁶. Enfin, il ne faut pas confondre coûts d'accès au réseau (liés aux infrastructures éventuellement nécessaires et donc à la structure existante du réseau), et coûts d'équilibrage (ceux que nous avons qualifiés de « traitement de la variabilité »). Ces derniers sont compris entre 5 et 13 €/MWh d'après une synthèse publiée dans le Journal de l'Éolien⁴⁷. Cela n'affecte pas beaucoup la compétitivité des filières renouvelables variables, notamment par rapport au nouveau nucléaire (110 €/MWh dans le cas de l'EPR d'Hinkley Point en Angleterre), ou encore aux perspectives de renchérissement progressif du coût de production de l'électricité carbonée issue des centrales thermiques au charbon ou au gaz.

2. La contribution des EMR pour une maritimisation maîtrisée de l'économie mondiale

Enfin, et toujours pour élargir les perspectives de

41 Les travaux de recherche font l'objet de conférences internationales comme « Underwater Mining Conference » <https://www.underwatermining.org/>

42 A. Rabain, Innovative and alternative sources of funding for ocean energy. Commission Européenne 2014, <https://bit.ly/3c9bUB0>

43 A. Rabain, La guerre des prix sur le marché de l'éolien offshore européen. Le Monde de l'Énergie, mars 2018. <https://www.lemondedelenergie.com/guerre-prix-eolien-offshore/2018/03/21>

44 Une certaine flexibilité est possible par exemple en fonctionnant de façon sous-optimale ce qui permet de conserver une marge à la hausse, sachant que celle à la baisse ne pose pas de problème. Dans le cas de l'éolien, on peut également exploiter dans une certaine mesure une partie de l'énergie cinétique stockée dans la turbine, sachant que la présence d'un convertisseur électronique de puissance découple la vitesse de rotation de la fréquence du réseau et permet, en outre, le contrôle de la puissance réactivé utile pour participer au réglage de la tension (donc accessible aussi aux installations PV).

45 Appelée également « Demand Side Management ». Il s'agit d'agir sur les charges disposant d'une certaine flexibilité, telles que les chauffe-eaux, les autres dispositifs de chauffage (disposant d'inertie), la recharge de véhicules électriques à batteries...

46 D. Heide et al., Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future highly renewable Europe, Renewable Energy, 2010.

47 V. Boulanger, Énergies variables. Quels coûts d'intégration au système ? Journal de l'éolien n°19, 2016.

développement des EMR à plus long terme, il est aussi important de considérer les «EMR pour la mer» et non seulement pour la terre. Autrement dit, il faut regarder aussi ces filières comme des solutions d'approvisionnement énergétique répondant aux besoins des activités installées en mer, et non plus seulement des moyens de production dont l'électricité a uniquement vocation à être rapatriée à terre et injectée sur les réseaux. Ces filières permettront en effet d'accompagner de façon durable et d'accélérer de façon vertueuse la «maritimisation de l'économie mondiale»⁴⁸, une tendance qui pourrait s'amplifier à condition que ces projets maritimes satisfassent les exigences de développement durable. Nous observons notamment, avec à la fois intérêt et précaution, les premiers projets de ce type, par exemple des parcs éoliens flottants produisant de l'électricité pour des plateformes offshore de production pétrolière. Ces projets, dont on peut reprocher l'incohé-

rence de voir des EnR soutenant le développement de projets d'exploitation d'hydrocarbures, doivent être compris comme des prémisses à d'autres, plus prospectifs, faisant notamment référence au concept de «Plateformes Offshore Multi-Usages (POMU)» initié par des acteurs français tels que Naval Group. Ces nouvelles installations modulaires de grandes dimensions visent l'implantation d'activités économiques en mer - existantes ou nouvelles - autonomes en énergie, avec une approche fondée sur les principes de symbioses industrielles et plus généralement d'économie circulaire, ainsi que sur la valorisation durable des ressources en mer dont les EMR font partie. Ces dernières ne verront le jour que si elles répondent à l'ensemble des exigences de notre siècle⁴⁹ : au-delà des enjeux technico-économiques ou géopolitiques, les aspects sociétaux et environnementaux seront en effet critiques.

L'ambition française dans ce domaine est-elle à la hauteur des enjeux ?

1. Une histoire chaotique

En France, les premiers projets EMR datent des années 1930 (prototypes ETM de Georges Claude, voire note 17) et des années 1960 (réalisation de la centrale marémotrice de la Rance). Suite au choc pétrolier de 1973, des travaux de R&D ont été menés à la fois sur le solaire, sur l'éolien, sur la houle ainsi que sur l'ETM avec un fort soutien public. Comment se fait-il que la France, qui fut pionnière dans le domaine des EnR, soit à la traîne depuis ? Lors du contre-choc pétrolier de 1986, le gouvernement, qui investissait massivement dans l'électronucléaire, a réduit drastiquement les crédits affectés à ces travaux. Pendant ce temps, ses voisins allemands et danois poursuivaient leurs investissements jusqu'à devenir aujourd'hui leaders dans ces domaines, dans l'éolien et le solaire notamment. Il faudra attendre dix années, 1996, pour qu'un premier appel à projets (Eole 2005) permette d'amorcer la filière éolienne terrestre en France (seulement 53 MW installés en 2000). En mer, un premier projet au large de Dunkerque, issu de ce même appel à projet, était porté par une Société d'Économie Mixte avec trois industriels (Total, Shell et Jeumont), mais ne surviendra pas à un manque de concertation lors du choix du site. Dans la même période, Total développait un projet en Méditerranée, au large de Port la Nouvelle. Il sera abandonné également.

Toutefois, en 2001, un GT interministériel, coordonné par le SGMer⁵⁰, a été chargé d'élaborer une véritable politique en matière d'éolien en mer. Cette étude, remise en décembre 2002, préconisait de développer quelques sites éoliens offshore pilotes à partir d'une planification spatiale, en concertation, suivie d'appels d'offres⁵¹. Mais cette stratégie ne fut mise réellement en œuvre que près d'une dizaine d'années plus tard. Ainsi, l'absence d'ambition pour un réel développement de la filière éolienne offshore au cours des années 2000 a été marquée par quelques initiatives incohérentes. Il s'agit d'une part, d'un appel d'offres, en 2004, retenant le projet le moins disant, celui de 105 MW à Veulettes-Sur-Mer (parc de la Côte d'Albâtre) qui ne survivra pas à 9 années de procédures. Puis en 2006, c'est la publication d'un tarif garanti d'achat préférentiel de 130 €/MWh pour l'éolien offshore suivie en 2007, d'un tarif de 150 €/MWh pour les autres énergies marines, tarifs insuffisants dans le contexte technico-économique des filières en France à l'époque. Certains y verront une volonté de saboter des filières à peine émergentes. En 2005, était confié à l'ADEME le développement d'un outil d'aide à la décision destiné aux services de l'Etat pour la planification de zones de développement de parcs éoliens offshore, en concertation avec l'ensemble des parties prenantes, en vue de futurs appels d'offres. Cet outil, finalisé en 2007, sera développé après 2009 par le CEREMA⁵², à la

48 A. Rabain, La maritimisation de l'économie a démarré. L'Usine Nouvelle, nov. 2014. <https://www.usinenouvelle.com/article/la-maritimisation-de-l-economie-a-demarre.N300048>

49 Une étude de préfaisabilité lancée en 2015 par le Grand Port Maritime de Guyane a permis de qualifier les conditions techniques, environnementales, juridiques et socio-économiques d'un port offshore multi-usages de 20 hectares construit à plusieurs kilomètres au large de Degrad-Des-Cannes. Dans ce projet de grande ampleur, plusieurs activités cohabiteraient ensemble, autant institutionnelles (surveillance maritime, science océanographique, etc.) qu'économiques (transbordement de conteneurs, aquaculture, réparation navale, bases logistiques et de soutien aux navires de pêche ou d'export de vracs secs, etc.). Ce projet, s'il se réalisait, engagerait alors une nouvelle vision stratégique de ce territoire ultra-marin tournée vers l'espace maritime et la valorisation durable de ses ressources marines.

50 SGMer : Secrétariat général de la mer

51 Secrétariat Général de la Mer, Énergie éolienne en mer. Recommandations pour une politique nationale, nov. 2002. <https://www.vie-publique.fr/sites/default/files/rapport/pdf/034000204.pdf>

52 CEREMA : Centre d'études et d'expertises sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement

demande de la Préfecture Maritime de l'Atlantique en vue de la préparation de futurs appels d'offres faisant suite aux Grenelle de l'Environnement et de la Mer. Ce rapide historique montre à quel point le développement de l'éolien en mer n'était pas dans les priorités gouvernementales. Ainsi, il aura fallu attendre les lois Grenelle (Grenelle II en 2010) pour voir inscrit un objectif de 6 000 MW installés en 2020 en éolien offshore posé suivi de deux premiers appels d'offres en 2011 et 2013. La simplification du cadre juridique n'interviendra qu'après le milieu des années 2010 comme pour la restriction au droit au recours contre les projets éoliens.

2. Début des années 2020 ; années du décollage de l'éolien offshore en France ?

Au début de 2020, il n'y a toujours aucune éolienne en mer (sauf un démonstrateur de machine flottante), et seuls 6 projets issus des premiers appels d'offres étaient en cours de développement pour un total de l'ordre de 3 000 MW, loin de l'objectif du Grenelle, dont 2 400 MW devraient être en opération en 2025. Un 7e projet de 600 MW, au large de Dunkerque, puis un projet en Normandie de 1 000 MW, seront vraisemblablement opérationnels dans la seconde moitié des années 2020 ainsi qu'un certain nombre de ceux issus des nouveaux appels d'offres de 1 GW/an annoncés dans la PPE⁵³. Cela induit de s'assurer que la planification énergétique de ces objectifs par façade maritime soit bien déclinée et anticipée en termes de planification spatiale par les instances en charge sur chacune des façades (Documents Stratégiques de Façade - DIRM⁵⁴).

Dans ce sens, et conformément au projet de loi de Transition Énergétique du 26 septembre 2019, la réduction de 75 à 50% d'électricité nucléaire dans le mix électrique, dorénavant programmée pour 2035, doit impérativement s'accompagner à la fois d'un programme, sérieux et suivi, de maîtrise de l'énergie et d'une stratégie ambitieuse de développement des énergies renouvelables, conjointement à la programmation de l'arrêt progressif de 14 réacteurs nucléaires. Ces arrêts, annoncés le 27 novembre 2018 par le Président de la République sont précisés dans le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). La PPE doit s'appuyer sur l'ensemble des filières sans occulter les freins, comme l'acceptabilité pour l'éolien terrestre. Ainsi, comme l'indique l'AIE, la filière éolienne offshore, notamment l'éolien

flottant, moins soumise à ces rejets, devrait contribuer à atteindre cet objectif à condition qu'elle soit considérée à son juste niveau dans la programmation, ce qui n'est pas le cas actuellement.

3. La spécificité française montre ses failles avec la montée de la compétitivité des EnR

Devant ces enjeux si spécifiques à la France, se pose la question du coût global de cette transition et de la capacité de l'État français à soutenir convenablement l'ensemble des filières énergétiques, anciennes et nouvelles. Sans intégrer ici les sujets éminemment complexes du financement public ou de la prise en charge de tout ou partie des dettes ou des risques d'exploitation d'EDF⁵⁵, sachant que le programme du « grand carénage » et les futurs EPR demandés en 2019 incitent aujourd'hui à poser sereinement la question de la maîtrise des coûts. Ces derniers restent à ce stade incertains, pour ne pas dire prohibitifs, y compris en retenant des hypothèses de baisse des investissements suite à l'expérience issue des premiers EPR construits⁵⁶. Enfin, il ne faut pas oublier les risques associés à l'ensemble de la filière nucléaire, notamment ceux de la gestion des déchets (miniers, de fission et de démantèlement). Tout ceci doit être comparé aux coûts de la plupart des technologies renouvelables, qui sont d'ores et déjà plus compétitives (y compris en incluant les coûts de traitement de leur variabilité : voir plus haut), et dans une dynamique d'amélioration très forte. Le nucléaire suit des tendances contraires, avec notamment une hausse des coûts liée au grand carénage destiné, entre autres, à réduire le risque, désormais reconnu officiellement d'accident majeur à faible probabilité (dissémination massive de radionucléides).

4. La France va-t-elle à nouveau manquer le train des EMR, comme elle l'a fait sur les renouvelables terrestres ?

Si, depuis le début des années 2010, notamment avec les financements des Investissements d'Avenir, on constate une évolution modeste mais positive, les objectifs de la PPE 2019-2028 ne sont pas à la hauteur des enjeux du potentiel de l'ensemble des EMR de la France : les professionnels des filières EMR ainsi que des élus ont d'ailleurs réagi à plusieurs reprises auprès des Ministères concernés⁵⁷. Si on retient sa dernière version de la PPE publiée le 20

53 PPE pour consultation publique du 20 janvier 2020 : http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/ppe_pour_consultation_public.pdf

54 DIRM : Direction Interrégionale de la Mer

55 EDF, opérateur historique national et encore de très loin le plus gros producteur d'électricité en France, est une entreprise majoritairement détenue par l'Etat français (à plus de 83%) et le plus grand exploitant mondial d'un parc nucléaire.

56 Le premier projet EPR, Olkiluoto III en Finlande, est en construction depuis 2005, avec une mise en service initialement prévue pour 2009, reportée plusieurs fois : la dernière pour mars 2021, selon les informations communiquées début 2020. De même pour Flamanville-3, un chantier démarré en 2007 dont la mise en service était prévue en 2012 et actuellement reportée à 2022 selon les dernières informations publiées.

57 Les représentants des filières de l'éolien en mer (FEE : Fédération Énergie Éolienne) et des EMR plus généralement (SER : Syndicat des Énergies Renouvelables), ainsi que les Présidents de la plupart des Régions maritimes, se sont exprimés à plusieurs reprises sur ce point, notamment par l'intermédiaire de tribunes, en attirant l'attention sur les enjeux de planification de volumes suffisants pour permettre la structuration de filières industrielles et la création d'emplois associés en France. Voir : A. Rabain, Lettre ouverte au Gouvernement français cosignée avec 8 autres entrepreneurs français des EMR : « Coup de poing dans l'eau salée ! », déc. 2018, <https://bit.ly/2UXnNnR>

janvier 2020 et encore soumise à enquête publique, le développement amorcé de l'éolien posé puis flottant est jugé globalement satisfaisant par les grands donneurs d'ordre de la filière. Toutefois, on peut se poser la question du risque de rupture de charge pour l'ensemble des entreprises sous-traitantes, qui représentent des parties prenantes critiques pour créer et pérenniser des filières locales. Par ailleurs, le texte en l'état de cette PPE n'est pas satisfaisant en raison de l'absence de soutien concernant les autres filières EMR émergentes, alors que certaines d'entre elles figuraient dans la précédente PPE. Ainsi, que ce soit pour la métropole ou pour les Outremer, pas d'hydrolien, ni de houlomoteur, ni d'ETM, alors que les coûts énergétiques dans les îles, notamment, appellent à un développement massif des EnR et des EMR en particulier.

Qu'en sera-t-il de la suite et de l'après 2030 ? L'éolien offshore français, qui représente le deuxième potentiel européen, est susceptible de contribuer massivement à terme à la production électrique métropolitaine, et ceci à coûts maîtrisés. Ces deux éléments – potentiel de contribution et compétitivité relative – devraient être considérés comme suffisamment attractifs voire déterminants. D'autant plus que l'éolien en mer contribuera, comme les autres EMR émergentes dans une moindre mesure, à développer de nouvelles industries et les emplois associés⁵⁸. Dans cette perspective, il faut soutenir et encourager les acteurs nationaux de la R&D qui candidateront au sein d'Horizon Europe sur les nouvelles technologies de l'Énergie, le nouveau programme cadre européen. Celui-ci prolonge H2020 qui fut dans la lignée des outils de financements publics européens historiques les plus importants pour le développement des filières EMR.

Plus généralement, à l'heure des objectifs déclarés de neutralité carbone à atteindre bien avant la fin du siècle, la plupart des scénarii répondant à cette ambition tablent sur une baisse des consommations d'énergie, à l'instar du scénario négaWatt⁵⁹, qui considère une forte réduction à l'horizon 2050 (facteur 2,3 sur l'énergie finale). Si cette trajectoire peut sembler trop ambitieuse vis-à-vis des tendances actuelles, ce scénario 100% renouvelable fait appel aux énergies marines renouvelables avec 115 TWh/an d'éolien offshore et d'autres énergies telles que l'hydrolien et la houlogénération pour 14 TWh/an. Cette projection représente, dans ce scénario, environ un quart des 480 TWh d'électricité primaire⁶⁰ du mix complet de production nationale à horizon

2050, illustrant le caractère déterminant que pourraient (voire devraient) jouer les EMR dans la politique énergétique de la France.

Pour rester sur le contexte français et des questions de fond sur l'évolution de la part du nucléaire dans la mise en œuvre d'une transition énergétique à coûts maîtrisés, la part des renouvelables électriques doit croître le plus rapidement possible, épousant ainsi davantage leurs perspectives mondiales. De ce point de vue, les EMR et en particulier les projets de parcs éoliens offshore géants (capacités de l'ordre du GW, à comparer à des dizaines de MW pour les parcs terrestres) représentent un levier déterminant pour aller dans ce sens. Selon l'article de janvier 2020 d'Alain Grandjean et al.⁶¹, le coût du MWh à Flamanville ne sera pas inférieur à 150 € et celui de l'EPR d'Hinkley Point en Angleterre à 110 €. Ces chiffres sont à comparer aux coûts complets de production hors externalités de l'éolien en mer, qui se situent en moyenne pour les projets européens les plus récents entre 50 et 70 €/MWh, raccordement compris. A noter que le récent projet de Dunkerque, d'une capacité de 600 MW, a été attribué à EDF Renouvelable au prix de 44,5 €/MWh, mais n'intègre plus le coût du raccordement comme c'était le cas pour les projets précédents. L'évaluation de ce dernier varie le plus souvent selon les projets entre 10 et 20 €/MWh (fonction principalement de la distance qui sépare la sous-station en mer du poste de raccordement à terre, de la bathymétrie et de la nature des sols).

Dans une approche plus globale encore, et toujours selon Alain Grandjean, il conviendrait de majorer ce coût, en France, d'environ 10% pour tenir compte des pertes de stockage, d'environ 5 €/MWh pour couvrir les coûts des capacités pilotables supplémentaires nécessaires, ainsi que du différentiel de coût dans les réseaux qui pourrait être de 10 à 20 €/MWh. Cette analyse montre ainsi que, dans tous les cas de figure, le nouveau nucléaire est aujourd'hui moins pertinent sur le plan économique que les filières renouvelables incluant l'éolien en mer.

Au-delà de ces considérations technico-économiques, nous souhaitons aussi souligner la criticité des enjeux sociétaux pour réussir cette transformation, ces derniers devant être considérés dans tout projet énergétique, renouvelable ou non. Par exemple - mais ce n'est ici qu'une approche directe de cet enjeu bien plus large - le déploiement de méthodes nouvelles de concertation auprès des

58 A. Rabain, Et si on ajoutait le « I » de l'industrie à la PPE ? L'Usine Nouvelle, déc. 2018, <https://bit.ly/2XqO3Zq>

59 Association négaWatt, Scénario nW 2017-2050: <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2017-2050>

Pour les détails des filières, voir le document «Hypothèses et Résultats» accessible en ligne: https://negawatt.org/IMG/pdf/scenario-negawatt_2017-2050_hypotheses-et-resultats.pdf

60 On parle ici d'électricité primaire car le scénario négaWatt traite l'ensemble des filières énergétiques. Le méthane renouvelable y joue un rôle essentiel avec deux provenances, d'une part la fermentation de déchets biologiques (méthanisation) et d'autre part la méthanation. Cette dernière voie consiste à exploiter les excès de production électrique pour produire de l'hydrogène et le combiner avec du CO₂ renouvelable pour générer du méthane (CH₄). Les grandes capacités de stockage de gaz existantes offriraient alors la possibilité, entre autres usages, de produire de l'électricité via des turbines à gaz flexibles pour compenser la variabilité de la production solaire et éolienne. Dans ces conditions, une partie non négligeable de l'électricité dite primaire servirait à produire du méthane. Ainsi, en énergie finale, ce sont 250 TWh qui seraient délivrés sous forme électrique et 266 TWh sous forme de méthane (méthanisation et méthanation).

61 A. Grandjean, F. Lemperrière et C. Philibert. Peut-on se passer en France d'énergie nucléaire? Enerpresse, Etudes et Documents, N°12491, 16 janv. 2020, <https://bit.ly/2y73lrg>

usagers de la mer et du grand public initié par la loi ESSOC⁶² est un signe positif pour renforcer les conditions de réalisation de ces nouveaux développements. On retiendra en particulier les séances de consultation pilotées en France par le Comité National du Débat Public (CNDP), et organisées en amont du lancement des prochains appels d'offres de l'éolien offshore français. Elles permettent d'inclure de nouveaux critères pour le choix des lauréats et des évolutions dans les pondérations de l'ensemble des critères (compétitivité, distance du parc à la côte, création d'emplois locaux, cohérence du projet avec les usagers, mesure des impacts environnementaux et de leur suivi, etc.).

Au final, le développement des filières EMR que nous considérons comme stratégiques - l'éolien offshore

posé et flottant d'abord, l'hydrolien, le nouveau marémoteur, l'ETM et la houlogénération ensuite - ne peut que résulter d'un changement de modèle énergétique, et bien plus encore en y incluant les enjeux sociétaux (création d'emplois notamment) et environnementaux. En couplant ces enjeux à l'implacable dynamique engagée sur les marchés des EnR dans le monde, tout ceci devrait inciter nos politiques à mieux considérer les atouts des acteurs français dans ce domaine et celui des EMR en particulier, où les places sont encore à prendre pour une bonne partie des chaînes de valeur des différents marchés associés. Plusieurs pays d'Europe du Nord sont sur cette trajectoire pour l'éolien en mer. Qu'en sera-t-il en France ? C'est aujourd'hui qu'il faut s'engager dans ce sens !



Hywind, le premier démonstrateur d'éolienne flottante installée en 2009 dans le fjord d'Åmøy en Écosse
Crédit photo : Lars Christopher, Flickr, Wikimedia Commons, CC by-sa 2.0

62 Loi ESSOC : Etat au Service d'une Société de Confiance
<https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000037307624&categorieLien=id>