



T3.2.2 RAPPORT DE REDUCTION DES COUTS DU SITE HYDROLIENNE

v2.0

Oct 2022

Historique des documents

Révision	Date	Description	Créé par	Révisé par	Approuvé par
2.0	Nov 2022	Version finale	CF	MY	SC
1.0	Avr 2022	Projet pour l'examen des partenaires TIGER	CF	GS	SC

Auteur principal : Ciaran Frost (ORE Catapult)

Clause de non-responsabilité

Les informations, analyses et recommandations contenues dans ce rapport de l'Offshore Renewable Energy Catapult sont fournies à titre d'information générale. Bien que nous nous efforcions de veiller à ce que les informations soient exactes, à jour et fournies de bonne foi, toutes les informations sont fournies " en l'état ", sur la base des informations fournies par le propriétaire de la technologie au moment précis de la rédaction et Offshore Renewable Energy Catapult ne donne aucune garantie d'exhaustivité, et ne fait aucune déclaration ou garantie de quelque nature que ce soit, expresse ou implicite, concernant l'exactitude ou la fiabilité des informations et leur adéquation à un usage particulier. Toute confiance accordée à ces informations l'est à vos propres risques et en aucun cas Offshore Renewable Energy Catapult ne pourra être tenu responsable de toute perte, de tout dommage, y compris, mais sans s'y limiter, les dommages indirects ou consécutifs ou toute perte ou tout dommage, quel qu'il soit, résultant de la confiance accordée à ces informations. En aucun cas Offshore Renewable Energy Catapult, ni aucun de ses employés, affiliés, partenaires ou agents, ne sera responsable envers vous ou envers quiconque de toute décision prise ou action entreprise.

Le présent rapport et son contenu sont confidentiels et ne peuvent être modifiés, reproduits ou distribués, en tout ou en partie, sans le consentement écrit préalable de Offshore Renewable Energy Catapult.

Contenu

1 Introduction	4
1.1 Motivation	4
1.2 Perspectives antérieures	6
1.3 But et objectifs	7
1.4 Le projet TIGER	7
1.5 Structure du rapport	8
2 État actuel du secteur	8
2.1 Les technologies	8
2.2 Marchés de l'énergie hydrolienne	10
2.2.1 ROYAUME-UNI	10
2.2.2 France	11
2.2.3 Le Canada	12
2.2.4 Reste du monde	13
2.3 Calendrier de déploiement des hydroliennes	13
2.3.1 2016	13
2.3.2 2017	13
2.3.3 2018	13
2.3.4 2019	13
2.3.5 2020	15
2.3.6 2021	15
2.3.7 2022	15
2.3.8 2023-2027	16
2.3.9 Résumé	16
2.4 Projets de recherche et subventions	16
2.5 Investissements du secteur privé	18
2.6 Résumé	19
3 Voie de la réduction des coûts	20
3.1 LCOE actuel	20

3.1.1 Estimations précédentes	20
3.1.2 Notre trajectoire de LCOE	21
3.2 Mécanismes de réduction des coûts à court et moyen terme (2022-2035)	25
3.3 Potentiel de réduction des coûts à plus long terme (2035+)	28
4 Examen des bénéfices pour l'industrie au sens large	30
4.1 Sites potentiels au Royaume-Uni et en France	30
4.1.1 Royaume-Uni	30
4.1.2 France	31
4.2 Bénéfices socio-économiques et potentiel d'exportation	31
4.2.1 Justification	31
4.2.2 L'industrie hydrolienne : contenu local et opportunités	31
4.2.3 Bénéfices d'une industrie commerciale dynamique	32
4.3 Bénéfices du système énergétique	33
4.3.1 Coûts du système énergétique des énergies renouvelables variables	33
4.3.2 Une énergie prévisible et cyclique	35
4.3.3 Bénéfices du système d'énergie hydrolienne dans un futur net-zéro	35
4.3.4 Autres études sur les bénéfices du système	37
5 Conclusions	39
5.1 État de l'industrie	39
5.2 La trajectoire du LCOE	40
5.3 Les bénéfices au sens large	41
5.4 Résumé et remarques finales	42
6 Recommandations	
6.1 Recommandations à l'intention des décideurs politiques	42
6.2 Travaux complémentaires	44
Annexe A. Le projet TIGER	54
Annexe B. Avantages et inconvénients de la technologie	56
Annexe C. Méthodologie de la trajectoire des LCOE	58
Annexe D. Détails de l'étude sur les bénéfices des systèmes énergétiques	61

Liste des figures

Figure 1 - Voie de réduction des coûts de l'énergie hydrolienne, telle que conçue par ORE Catapult en 2018 [2].	9
Figure 2 - Les leviers prioritaires de réduction des coûts au fur et à mesure du déploiement de la capacité hydrolienne, tels qu'imaginés par ETIP. [5]	11
Figure 3 - Les six sites hydroliens soutenus dans le cadre du projet TIGER.	13
Figure 4 - Pipeline actuel et futur de projets hydroliens par principe de fonctionnement, à partir de 2020 [18].	22
Figure 5 - Plate-forme sous-marine SIMEC Atlantis [28].	29
Figure 6 - A gauche : le connecteur NovaCan de Nova Innovation [30]. droite : Connecteur Q-Connect de Quoceant [31].	31
Figure 7 - Réduction du LCOE pouvant être obtenue par les facteurs de réduction des coûts examinés. L'augmentation du diamètre du rotor et de la puissance nominale représente la nature additive des deux innovations précédentes (en vert plus clair).	44
Figure 8 - Emplacements des projets d'énergie hydrolienne en cours de développement dans le cadre du projet TIGER.	45
Figure 9 - Exemple de taux journaliers de remorquage pour la manutention des ancres [92].	65
Figure 10 - Le "High Flow 4" (HF4), un concept de navire conçu par Mojo Maritime (maintenant James Fisher) pour soutenir les projets d'énergie hydrolienne [101].	65

Liste des tableaux

Tableau 1 - Sites hydroliens soutenus par le projet TIGER, y compris les principaux partenaires et les détails sur la technologie à déployer	14
Tableau 2 - Spécifications du site utilisé pour l'étude, dans le Raz Blanchard, Normandie, France	17
Tableau 3 - Dispositif et ferme de référence choisis pour l'analyse.	19
Tableau 4 - Production annuelle d'énergie (PEA) et coûts supposés pour le projet modélisé dans l'étude. Toutes les monnaies sont en £2021 sauf indication contraire.	21
Tableau 5 - Dispositifs hydroliens à l'échelle du service public déployés ou en cours de développement, avec les diamètres de rotor et les puissances nominales.	23

Tableau 6 - Changements dans l'PEA et les coûts pour l'innovation de l'augmentation du diamètre du rotor.	24
Tableau 7 - Changements dans l'PEA et les coûts pour l'innovation de l'augmentation de la puissance du dispositif.	25
Tableau 8 - Évolution de l'AEP et des coûts pour l'innovation combinant l'augmentation du diamètre du rotor et de la puissance du dispositif.	26
Tableau 9 - Changements dans les PEA et les coûts pour le moteur de réduction des coûts du moyeu sous-marin amélioré.	29
Tableau 10 - Changements dans le PEA et les coûts pour l'innovation d'amélioration du connecteur wet mate	32
Tableau 11 - Changements dans les PEA et les coûts pour le facteur de réduction des coûts des fondations sur pieux.	34
Tableau 12 - Évolution du PEA et des coûts de l'innovation relative à l'amélioration des matériaux des pales.	36
Tableau 13 - Changements dans les PEA et les coûts pour le facteur de réduction des coûts de la ferme de 100 MW.	39
Tableau 14 - Exemples de projets hydroliens en cours financés par le gouvernement. 1 Financé par le Fonds européen de développement régional (FEDER). 2 Financé par le programme Horizon 2020.	40
Tableau 15 - Changements dans l'PEA et les coûts (en termes réels de 2021 £) pour le facteur de réduction des coûts du WACC réduit.	42
Tableau 16 - Aptitude des six sites TIGER à mettre en œuvre les facteurs de réduction des coûts. Vert (H) : très approprié. Orange (S) : approprié. Rouge (L) : moins approprié	45

Acronymes

Acronyme	Description
CAPEX	Dépenses d'investissement
CfD	Contrats de différence
DECEX	Dépenses de démantèlement
ERDF	Fonds européen de développement régional
FCE	France (Manche) Angleterre
LCOE	Coût nivelé de l'énergie
O&M	Opérations et maintenance
OPEX	Dépenses opérationnelles
ORE Catapult	Catapulte pour les énergies renouvelables en mer
PPA	Contrat d'achat d'électricité
PTO	Prise de force
RO	Obligation en matière d'énergies renouvelables
ROCs	Certificats d'obligation pour les énergies renouvelables
ROV	Véhicule télécommandé
TSE	Énergie hydrolienne
WACC	Coût moyen pondéré du capital

Résumé exécutif

L'énergie hydrolienne (TSE) bénéficie d'un regain d'intérêt dans le monde entier, notamment au Royaume-Uni, en France et au Canada. En 2021, le gouvernement britannique s'est engagé à soutenir le secteur par le biais d'une aide aux revenus dans le cadre du CfD Allocation Round 4 (AR4), à hauteur de 20 millions de livres par an pour des contrats CfD de 15 ans, tandis qu'en France, il est question d'un accord d'achat d'électricité (AAE).

Ces vents contraires favorables du gouvernement sont prometteurs pour le secteur à court terme, en particulier lorsque la sécurité de l'approvisionnement revient à l'ordre du jour. Toutefois, pour tirer parti de cette situation, l'industrie doit être en mesure de démontrer qu'elle est sur la voie d'un faible coût de l'énergie (LCOE).

Le TSE présente des avantages considérables par rapport aux autres énergies renouvelables, notamment sa grande prévisibilité, sa régularité cyclique et le fait qu'il est totalement découplé d'autres ressources renouvelables comme l'éolien et le solaire. Cela signifie qu'elle peut fournir de l'électricité lorsque les autres sources d'énergie renouvelables ne sont pas en mesure de le faire, et qu'elle peut également réduire les coupures qui pourraient se produire en cas de conditions météorologiques extrêmes. Cependant, cela ne suffit pas. L'industrie doit prouver qu'elle produit potentiellement de l'énergie à un coût compétitif qui apporte des avantages au réseau et à l'économie au sens large, même si elle ne pourra peut-être jamais atteindre un prix comparable à celui de l'éolien offshore.¹

Dans ce rapport, nous examinons les principaux facteurs de réduction des coûts qui permettront à l'industrie d'atteindre cette compétitivité économique. Cette démarche a comporté les étapes suivantes :

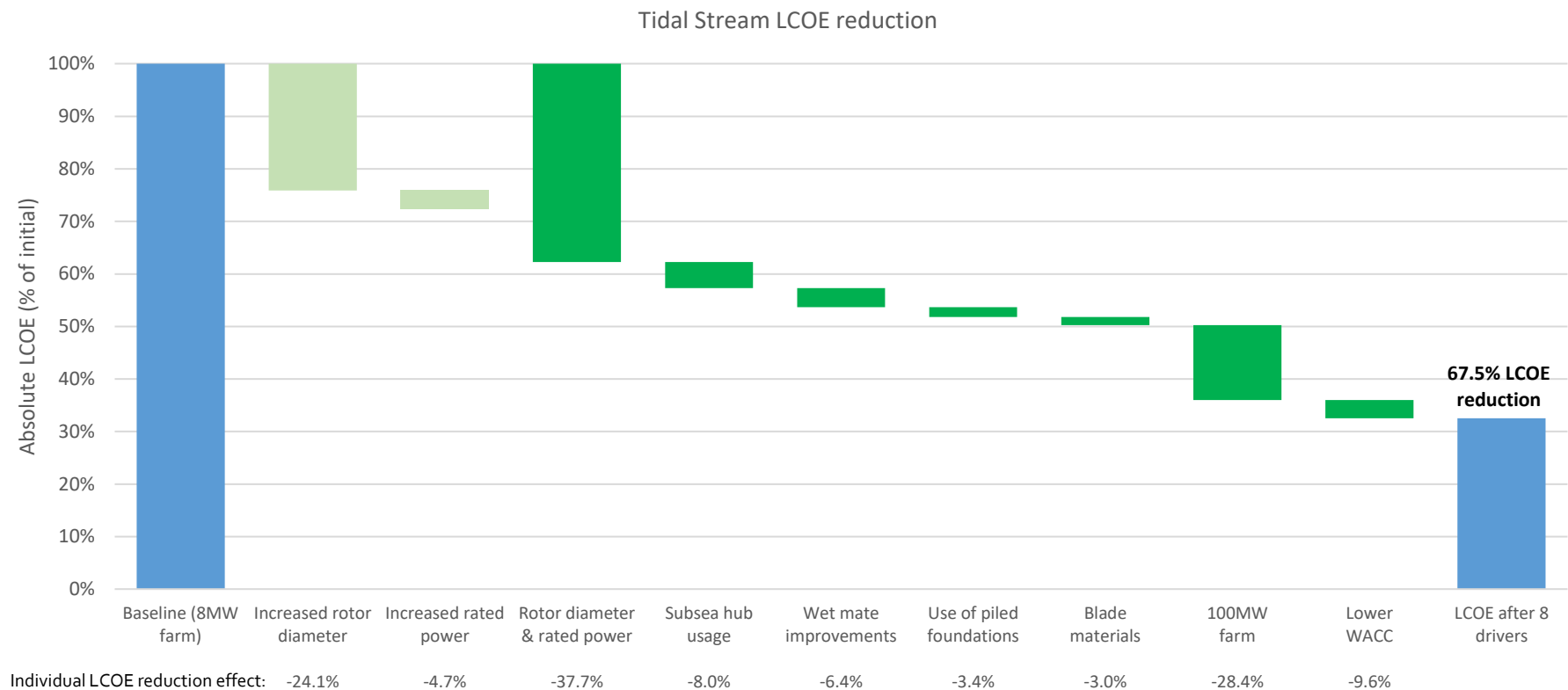
- Nous avons établi une liste de plus de 50 innovations et facteurs de réduction des coûts. Nous avons réduit cette liste à huit facteurs², ceux qui sont considérés comme présentant les avantages les plus significatifs en termes de réduction des coûts à court et moyen terme. Nous avons examiné la littérature pour mettre en évidence l'état actuel de la technique et résumer les bénéfices dans ces domaines.

Nous avons créé un modèle pour examiner les impacts de ces facteurs sur la production annuelle d'énergie (PEA), les coûts et le LCOE pour une ferme de référence. En 2021, nous avons supposé qu'il s'agissait d'une ferme de quatre dispositifs de 2 MW, mis en service.

¹ Comme en témoignent les prix de levée administrative du quatrième cycle d'allocation : 211 €/MWh pour l'énergie hydrolienne contre 46 €/MWh pour l'énergie éolienne offshore (prix de 2012) [104].

² Neuf, y compris l'impact combiné d'un diamètre de rotor plus grand et d'une puissance nominale plus élevée, qui ont été considérés ensemble comme un facteur supplémentaire.

- Nous avons estimé les impacts en utilisant les données des partenaires TIGER, une revue de la littérature et notre connaissance des mécanismes de réduction des coûts de l'éolien offshore.
- Nous avons comparé les moteurs, pour comprendre lesquels étaient les plus prometteurs, et nous les avons également discutés dans le contexte des sites marémoteurs de la région de la Manche (entre le Royaume-Uni et la France).



La réduction du LCOE qui peut être obtenue par les facteurs de réduction des coûts examinés. L'augmentation du diamètre du rotor et de la puissance nominale représente la nature additive des deux innovations précédentes (en vert plus clair).

L'impact conjoint des facteurs, montrant les améliorations relatives du LCOE qui pourraient être obtenues, est présenté à la page précédente. Nos conclusions et recommandations peuvent être résumées comme suit :

- Nous avons calculé que la réduction globale du LCOE résultant des huit innovations était de 67,5 %, ce qui ramène le LCOE à 99 £/MWh (78 £/MWh en monnaie £2012³). Cela inclut les bénéfices combinés de l'augmentation du diamètre du rotor de la turbine et de la puissance nominale, avec une réduction plus importante que la somme des deux facteurs individuels.
- Les facteurs de réduction du LCOE les plus significatifs sont l'augmentation du diamètre du rotor du dispositif et de la puissance nominale (réduction de 38 %), le passage à une ferme de 100 MW (réduction de 28 %), la réduction de 20 % du WACC (réduction de 10 %) et la mise en œuvre de plateformes sous-marines (réduction de 8 %).
- La majorité des moteurs pourraient être mis en œuvre d'ici à 2030, à l'exception des grandes économies de volume et de la réduction du CMPC, qui nécessiteraient une réduction supplémentaire des risques financiers.
- Il est possible d'adopter ces innovations sur l'ensemble des sites de la région de la Manche.
 - Les plus grands sites (capables de supporter plusieurs fermes de plus de 100 MW) comme le Raz Blanchard et l'île de Wight (PTEC et Portland Bill) pourraient tirer des avantages substantiels de rotors plus grands et d'économies de volume provenant de fermes plus importantes.
 - Les sites de taille moyenne (<100 MW) comme le Golfe du Morbihan pourraient bénéficier d'une réduction des coûts grâce à des économies de volume et à des améliorations techniques telles que l'amélioration des connecteurs humides et des matériaux des pales.
 - Les sites de petite et moyenne envergure (<50 MW) comme Ramsey Sound, Paimpol-Bréhat et Yarmouth Harbour (près de l'île de Wight) testeraient potentiellement la prochaine génération d'innovations de dispositifs dans des conditions de mer réelles, et les petits projets commerciaux bénéficieraient potentiellement d'innovations techniques ciblées.
- Nous recommandons les éléments suivants :
 - Poursuivre les recherches sur les rotors et les pales de plus grande taille, car ils constituent le meilleur moyen de réduire rapidement le LCOE. Des essais de durée de vie accélérée dans des installations telles que le banc d'essai de 50m

³ 2012 est l'année de référence pour les prix d'exercice du CFD.

de l'ORE Catapult et le FastBlade de l'Université d'Édimbourg pourraient être combinés à une modélisation technico-économique plus détaillée et à une validation sur le terrain. Les considérations relatives à la fabrication sont également essentielles, en particulier dans le contexte des matériaux potentiels de nouvelle génération comme les thermoplastiques.

- Établir un cadre de suivi des coûts ou un cadre similaire, afin que l'industrie puisse suivre les progrès réalisés par rapport à ces objectifs d'innovation et démontrer au gouvernement une trajectoire claire et crédible de réduction des coûts (y compris un examen par une tierce partie indépendante).
- Un alignement plus étroit entre les développeurs de la technologie hydrolienne et la communauté financière afin d'étudier plus en profondeur les dispositions de financement alternatives, qui débloquent un potentiel supplémentaire de réduction des coûts.

1. Introduction

L'énergie hydrolienne (TSE) est une technologie émergente passionnante. Alors que le déploiement à ce jour s'est largement limité à des turbines uniques et à la démonstration de la preuve de concept, l'industrie est à l'aube d'une nouvelle ère, avec 20 millions de livres sterling par an réservés par le gouvernement britannique pour l'industrie dans le cadre de l'Allocation Round 4 (AR4). Les résultats sont attendus en 2022 et pourraient se traduire par l'annonce de 30 à 40 MW de nouvelles capacités hydroliennes. La mise en service de ces projets pourrait avoir lieu dès 2025, bénéficiant des baux de sites déjà en place.

Les TSE présentent des bénéfices importants par rapport aux autres technologies renouvelables :

- Synergies étroites avec la technologie de l'éolien offshore. La plupart des concepts de dispositifs utilisent des rotors à axe horizontal avec des composants et des configurations de groupe motopropulseur similaires. Cela signifie que les chaînes d'approvisionnement de l'éolien offshore peuvent être utilisées avec un accès à des voies de réduction des coûts similaires.
- Les sites hydroliens ont tendance à être proches du rivage. Par exemple, en utilisant les flux hydroliens canalisés autour des promontoires et entre les îles. Cela réduit la quantité de câbles d'exportation et les coûts de transmission dans le système.
- Les flux hydroliens sont déterminés par les mouvements relatifs de la Terre, de la Lune et du Soleil. Cela signifie que la ressource hydrolienne est hautement prévisible et peut être prévue des centaines d'années à l'avance, ce qui réduit les exigences d'équilibrage du réseau et les coûts associés (par exemple les coûts de réduction et les coûts de mise en ligne d'une plus grande capacité à court terme).
- Les ressources hydroliennes sont totalement indépendantes d'autres ressources renouvelables, y compris l'énergie éolienne et solaire. Cette différence temporelle présente des avantages potentiels pour le système énergétique, en contribuant à fournir un approvisionnement plus constant et en réduisant les restrictions.

Malgré cela, le déploiement de la TSE a pris du retard par rapport à d'autres énergies renouvelables comme l'éolien et le solaire. La principale raison en est que la technologie est encore relativement coûteuse. La meilleure illustration en est le prix d'exercice administratif élevé pour AR4, 211 £/MWh contre 46 £/MWh pour l'éolien offshore, 47 £/MWh pour le solaire photovoltaïque commercial (>5MW) et 62 £/MWh pour l'éolien insulaire isolé [1].

Le succès à long terme de l'industrie dépend de sa capacité à concurrencer ces types d'énergies renouvelables. Ainsi, il existe de nombreuses voies possibles pour atteindre les objectifs britanniques et français de 2050 en matière de consommation nette zéro. Toute prime de prix accordée à l'hydrolien se fera en fin de compte aux dépens du

contribuable, pour que la preuve de la réduction des coûts et de la valeur assurera que l'industrie est soutenue par les gouvernements à l'avenir et peut apporter une contribution significative au réseau électrique.

De nombreux facteurs de réduction des coûts pourraient révolutionner le secteur, certains étant plus simples que d'autres. Cette étude décrit les principaux facteurs de réduction des coûts et les innovations ("facteurs") et quantifie l'impact sur le coût nivelé de l'énergie (LCOE) pour ceux qui sont considérés comme les plus importants.

1.1. Buts et objectifs

Le but de cette étude est :

Présenter les principaux facteurs de réduction des coûts dans le secteur de l'énergie hydrolienne en décrivant l'état actuel de la recherche et en quantifiant l'impact de ces facteurs sur le LCOE.

À cet effet, les objectifs suivants ont été définis :

- Identifier le plus possible de facteurs de réduction des coûts dans l'industrie TSE par le biais d'une révision de la littérature et d'un engagement avec des experts du secteur.
- Établir une courte liste d'innovations à analyser.
- Élaborer un cas de base de ferme hydrolienne 2022, en supposant une technologie appropriée, et déterminer les coûts représentatifs du projet à partir des données disponibles.
- Créer un modèle technico-économique sur Microsoft Excel pour examiner l'impact des différents facteurs de coût.
- Élaborer un cas de base de ferme hydrolienne 2022, en supposant une technologie appropriée, et déterminer les coûts représentatifs du projet à partir des données disponibles.
- Quantifier l'impact de chaque facteur sélectionné sur le LCOE afin de pouvoir les comparer.
- Évaluer les facteurs de réduction des coûts dans le contexte des six sites hydroliens actuellement soutenus dans le cadre du projet TIGER.

1.2. Révision de la littérature : priorités d'innovation

Il existe un consensus général au sein de l'industrie sur les obstacles à la réduction des coûts qui devraient être ciblés. Bien que les priorités diffèrent selon les différents concepts de dispositifs, certains thèmes sont prédominants dans l'ensemble de l'industrie. Cette section présente des études antérieures qui ont tenté de détailler et,

dans certains cas, de classer les principaux domaines d'intérêt. En particulier, cette étude a été élaborée pour s'appuyer sur la première étude mentionnée ci-dessous, publiée par ORE Catapult en 2018.

Réduction des coûts de l'énergie hydrolienne et houlomotrice et bénéfice industriel (2018) [2].

Dans ce rapport, les auteurs ont constaté que TSE pourrait atteindre un LCOE de 150 £/MWh avec 100 MW installés, diminuant à 90 £/MWh après 1 GW et à 980 £/MWh après 2 GW.

La trajectoire des coûts conçue est présentée dans la figure 1. Une grande partie de la réduction initiale a été envisagée en déployant des dispositifs dans l'eau, y compris des dispositifs de moins de 1 MW, afin d'acquérir rapidement des connaissances et de profiter des effets de réduction des coûts établis sur l'apprentissage. Des domaines clés dans lesquels des innovations techniques pourraient être utilisées ont été identifiés :

- Amélioration de la fiabilité et de la disponibilité
- Amélioration des structures et des amarrages
- Réduction des coûts d'exploitation en mer
- Amélioration des connecteurs électriques.

De plus, les auteurs ont identifié le coût du capital comme un facteur déterminant du LCOE. Ils prévoient que ce coût pourrait passer de 10 % en 2018 (les projets étant financés par des fonds propres, avec peu ou pas de dette) à 7,1 % d'ici à ce que 2 GW soient installés (25 % de dette à un taux d'intérêt de 4,5 % et 75 % de fonds propres à un rendement de 8 %). Ils reconnaissent toutefois que cette hypothèse est quelque peu conservatrice par rapport à l'éolien offshore (où le financement par emprunt a été plus important que prévu) et concluent qu'une réduction de 1 % du taux d'actualisation équivaut à une réduction d'environ 6 % du LCOE.

Pour l'avenir, les auteurs ont supposé des taux d'apprentissage à long terme de 13 % pour les dépenses d'investissement (CAPEX) et de 11 % pour les dépenses d'exploitation (OPEX) ; ces taux ont été vérifiés par rapport à la littérature et aux taux d'apprentissage historiques observés pour d'autres technologies renouvelables.

Énergie hydrolienne : Opportunities for Collaboration (2019) [3]

ORE Catapult a fait suite à l'étude avant avec cette publication. Elle décrit les domaines dans lesquels les principaux développeurs d'énergie hydrolienne devraient collaborer, en donnant la priorité à ceux qui pourraient faciliter le déploiement de la capacité et améliorer le potentiel d'exportation des sociétés britanniques. L'accent a été mis sur SIMEC Atlantis Energy, Nova Innovation et Orbital Marine Power, même si les thèmes identifiés étaient (et sont toujours) pertinents pour l'ensemble du secteur.

Le rapport suggère de mettre en place un plan d'action collaboratif pour réduire les coûts grâce à un apprentissage partagé. Les domaines prioritaires ont été identifiés comme suit :

- *Pales de turbines* : il est à noter que les pales d'hydroliennes peuvent coûter 3 à 4 fois plus cher par kg que les pales d'éoliennes en raison du coût élevé de l'outillage

et des faibles volumes. Les différences d'échelles des turbines et les conditions d'écoulement spécifiques au site rendent la collaboration difficile dans ce domaine.

- *Contrôle du pas* : comme les systèmes de contrôle du pas des éoliennes ne sont pas adaptés, il s'agit d'un domaine à développer. Tous les appareils ne disposent pas d'une commande de pas. Pour ceux qui en sont dotés, le système de contrôle du pas a un impact énorme sur le rendement, avec le potentiel d'augmenter les délais et les coûts.
- *Hubs sous-marins* : un moyen de réduire le coût du câblage vers la terre, plus pertinent pour les dispositifs de fond fixes.
- *Connecteurs wet mate* : des connecteurs adaptés pourraient réduire de 65 % le coût du déploiement et de la récupération des turbines. L'auteur note que les connecteurs wet mate n'est généralement pas conçu pour les applications hydroliennes et que des recherches supplémentaires sont nécessaires pour les intégrer dans les hubs sous-marins.
- *Déploiement et récupération des dispositifs* : Technologies qui pourraient permettre d'utiliser des navires plus petits et appartenant à des locaux afin de réduire la dépendance à l'égard des grands navires coûteux.

Le rôle des essais, de la validation et de la démonstration a également été présenté comme essentiel et pourrait permettre aux projets d'obtenir des coûts d'assurance plus faibles et de meilleures conditions de financement grâce à la réduction des risques.

Le rôle des essais, de la validation et de la démonstration a également été présenté comme essentiel et pourrait permettre aux projets d'obtenir des coûts d'assurance plus faibles et de meilleures conditions de financement grâce à la réduction des risques.

Enfin, l'auteur identifie les projets à grande échelle, l'accès à la dette commerciale et l'abandon des ancrages gravitaires comme des facteurs de coût importants.

Évaluation des besoins en matière d'innovation énergétique : Tidal Stream (2019) [4]

Cette étude a été conduite par Vivid Economics et commandée par le ministère britannique des affaires, de l'énergie et de la stratégie industrielle (BEIS). Une partie du travail a consisté à dresser la liste des innovations clés accessibles à l'industrie et des obstacles commerciaux qui empêcheraient ces innovations d'être pleinement utilisées. Ces obstacles ont été identifiés grâce à l'engagement de l'industrie, l'objectif de l'étude étant d'identifier les domaines prioritaires pour le financement public.

The system areas where innovation was judged to have the biggest cost reduction potential were:

- *Structure et moteur principal* : Mise en œuvre de nouveaux matériaux et amélioration de la conception des pales.

- *Prise de force (PTO) et contrôle* : Utilisation de générateurs à aimant permanent, systèmes de contrôle avancés pour minimiser la fatigue et améliorer le rendement, technologie améliorée pour le tangage et le lacet.
- *Fondations et amarrages* : des fondations et des systèmes d'amarrage plus économiques pour les dispositifs flottants, en s'inspirant de l'énergie éolienne offshore.
- *Opérations et maintenance (O & M)* : Améliorations visant à réduire le temps passé en mer et la durée des opérations, par exemple la surveillance métocéanique avancée, les systèmes de surveillance de l'état des navires, l'amélioration des processus et des procédures, et l'utilisation de véhicules télécommandés (ROV).
- *Rendement* : Amélioration de la modélisation des ressources afin d'améliorer la conception du système, de permettre une meilleure localisation des turbines et d'améliorer la connaissance de la fiabilité.

Ces domaines thématiques ont permis d'identifier 24 domaines d'innovation spécifiques, qui ont fait l'objet d'une évaluation qualitative, en fonction de leur impact sur la réduction des coûts et de leur capacité à réduire les futurs obstacles à l'entrée sur le marché. Des calendriers ont également été fournis. En général, les innovations dans la catégorie "structure et moteur principal" figurent en bonne place dans les classements, notamment la fabrication avancée de pales, la technologie nouvelle et améliorée des pales et les technologies avancées de prise de force. Ces innovations varient aussi selon qu'il s'agit de technologies fixes ou flottantes, l'accent étant mis sur l'exploitation et la maintenance pour les technologies fixes et sur les amarrages et les systèmes de contrôle pour les technologies flottantes.

ETIP Ocean : Agenda stratégique de recherche et d'innovation pour l'énergie océanique (2020) [5].

ETIP Ocean est un organe consultatif de la Commission européenne, qui travaille dans le cadre de la politique de recherche et d'innovation de l'UE : le plan stratégique pour les technologies énergétiques (plan SET) [6].

Cette étude a été réalisée par un consortium composé d'Ocean Energy Europe, de Technalia, de WAVEC et de l'Université d'Édimbourg. Elle met en évidence le rôle crucial que la recherche et le développement doivent jouer pour débloquer la réduction des coûts en présentant les principaux "domaines de défi" et, dans chacun d'eux, les "sujets prioritaires" qui apporteront le plus grand bénéfice au secteur durant 4 à 5 prochaines années. La figure 2 montre comment l'organisation prévoit l'évolution des priorités de recherche à mesure que la capacité est déployée et que l'industrie est pleinement commercialisée.

Les principaux défis à relever ont été identifiés comme suit :

- Les auteurs notent que les essais et les démonstrations, en particulier les essais en mer, sont essentiels pour améliorer la fiabilité, réduire les risques et diminuer

les coûts de l'ensemble du système, notamment dans les opérations maritimes. Ils soulignent également que l'échange de connaissances est un moyen important de soutenir le déploiement des technologies.

Concernant l'hydrolien, ils notent que les pales et les rotors constituent un domaine d'intérêt crucial pour améliorer la fiabilité et les performances du système dans son ensemble, l'érosion et la fatigue des bords des pales étant particulièrement problématiques.

- *Fondations, connexions et amarrage* : Les auteurs notent que des enseignements peuvent être tirés d'autres industries maritimes, par exemple la défense côtière, l'éolien offshore, le pétrole et le gaz. Pour les dispositifs flottants, les principales priorités consistent à améliorer les systèmes d'amarrage et de connexion rapide, ce qui facilitera et accélérera les opérations. En ce qui concerne les dispositifs fixes, ils considèrent que l'installation est un domaine clé sur lequel il faut se concentrer, car les fenêtres d'étalement de marée sont généralement petites.
- *Opérations maritimes* : Les actions requises dans cette catégorie comprennent la conception d'outils de modélisation plus avancés (c'est-à-dire permettant de simuler les opérations maritimes) et l'amélioration des processus et des systèmes de surveillance afin de mieux comprendre les conditions de travail et les limites opérationnelles.
- *Intégration du système* : Les solutions de cette catégorie permettraient de déployer l'énergie marine à la fois à grande échelle et pour des applications de niche, afin de démontrer la viabilité commerciale et d'encourager l'intérêt.

1.3. Le Projet TIGER

En 2019, le programme Interreg France (Manche) Angleterre a approuvé le plus grand projet Interreg de l'histoire. Le projet TSE Industry Energiser, connu sous le nom de TIGER, est un projet ambitieux de 45,4 millions d'euros (~38,76 millions de livres sterling), dont 29,9 millions d'euros (66%) proviennent du Fonds européen de développement régional via le programme Interreg France (Manche) Angleterre. Il a été conçu pour changer la donne dans le secteur du TSE européen en rassemblant les principaux développeurs du TSE pour qu'ils collaborent et partagent les meilleures pratiques afin d'accélérer le déploiement et d'apporter la preuve de la réduction des coûts.

Le projet TIGER a été lancé en octobre 2019 et s'achèvera en juin 2023. Il relève de la catégorie de financement des technologies à faible émission de carbone, dont l'autorité de gestion est le Conseil du comté de Norfolk. Ils cofinancent des projets collaboratifs entre des organisations du sud du Royaume-Uni et du nord de la France.

Le projet fournit de nouvelles conceptions pour des performances améliorées, des turbines moins coûteuses, ainsi que l'infrastructure et les équipements auxiliaires associés. Il établit des partenariats transfrontaliers afin de développer de nouvelles

technologies, de les tester et d'en faire la démonstration à plusieurs endroits dans la région de la Manche, et d'utiliser les enseignements tirés de ce développement pour présenter aux gouvernements britannique et français des arguments plus solides et plus rentables en faveur de l'intégration de l'énergie hydrolienne dans le mix énergétique futur.

Le projet TIGER démontrera que le TSE est une industrie en pleine maturité, capable d'atteindre une voie de réduction des coûts accélérée, et positionnera la région de la Manche au cœur du secteur :Addressing technology challenges.

- Résoudre les problèmes technologiques.
- Construire la chaîne logistique.
- Mise en service de nouveaux sites.
- Installation de nouvelles turbines.

Le projet vise à stimuler la croissance du TSE en autorisant une nouvelle capacité hydrolienne de plus de 10 MW sur des sites situés dans et autour de la région de la Manche, ce qui favorisera l'innovation et le développement de nouveaux produits et services. Cela conduira finalement à ce qui suit :

- Une réduction des émissions de gaz à effet de serre (environ 11 000 tonnes par an).
- Investissement dans les communautés côtières, entraînant une augmentation économique de la VAB de 13 millions d'euros (~11,1 millions de livres sterling) par



Figure 3 - Les six sites hydroliens soutenus par le projet TIGER.

an.

- Une réduction du coût de l'énergie hydrolienne pour atteindre l'objectif européen de 150 €/MWh (~128 £/MWh).

La capacité théorique totale de TSE dans la région de la Manche est de près de 4 GW, ce qui est suffisant pour alimenter jusqu'à trois millions de foyers. En prouvant que la production d'électricité par TSE peut être rentable à grande échelle, elle pourrait

devenir l'énergie renouvelable de prédilection dans les zones côtières soumises à de forts courants de marée dans le monde entier, contribuant ainsi à la croissance de la production d'énergie propre et verte et à la lutte contre l'urgence climatique.

TIGER renforcera les arguments en faveur de l'intégration de la TSE dans le mix énergétique du Royaume-Uni et de la France, en exploitant les économies d'échelle réalisées grâce à la fabrication en série et au déploiement de plusieurs appareils. Les communautés côtières utilisées comme ports de déploiement bénéficieront de retombées en termes d'investissement et de création d'emplois.

Sites

La figure 3 montre les six sites hydroliens qui sont soutenus par TIGER. Ils sont situés à l'intérieur ou à proximité de la Manche entre le Royaume-Uni et la France. Une grande variété d'échelles de sites potentiels est couverte : des sites commerciaux plus importants (le Raz Blanchard, PTEC), des sites de moyenne échelle (Golfe du Morbihan, Ramsey Sound) et des sites plus petits pour des tests et des démonstrations (Paimpol-Bréhat, Yarmouth Harbour). Les activités du projet TIGER, y compris les sociétés et les technologies à déployer, sont résumées dans le tableau 1.

Tableau 1 - Sites hydroliens soutenus par le projet TIGER, y compris les principaux partenaires et les détails sur la technologie à déployer

Site	Partenaires clés	Situation actuelle	Capacité à installer	Technologie à installer	Délai de déploiement
Ramsey Sound	Cambrian Offshore SW	Récupérer la turbine et l'installer	Jusqu'à 1 MW	À CONFIRMER	2022-23
Port de Yarmouth	QED Naval	Le site doit être autorisé et les turbines installées	Jusqu'à 300 kW	SubHub à l'échelle communautaire avec 3x Tocado T1 turbines	2022-23
Centre d'énergie hydrolien du Perpétuus (PTEC)	Orbital Marine Power, EMEC	Nouveau site, initialement entièrement autorisé en 2016, actuellement en cours de reconsentement.	30 MW	Orbital O2 à confirmer	Déploiement hors du champ d'application de TIGER (2025)

Le Raz Blanchard	Normandie Hydroliennes	Modification du consentement du site en cours, FEED	12 MW	à confirmer : variante probable de la série SIMEC AR2000	Déploiement hors du champ d'application de TIGER (2024-25)
	Hydroquest	Modification du consentement du site en cours, FEED	17 MW	Turbine Oceanquest de nouvelle génération	Déploiement hors du champ d'application de TIGER (2024-25)
Paimpol-Bréhat	EDF, SEENEHO, Hydroquest & EMEC	Déployé pour les tests et les démonstrations	1 MW	Oceanquest 1 MW	Déployé (récupération à l'été 2021)
	EDF, SEENEHO, BDI & Minesto	Déployé pour les tests et les démonstrations	100 kW	DG100	2022
	EDF, SEENEHO & BDI	Site de test à reconvertir	Divers	à confirmer :	à confirmer :
Morbihan Gulf	Morbihan Hydro Energies SAS	Nouveau site à approuver	500kW	Sabella turbines 2x D08 250kW	2022/23
Site	Key partners	Current status	Capacity to be installed	Technology to be installed	Timescale for deployment
Ramsey Sound	Cambrian Offshore SW	Recover turbine and install turbine	Up to 1MW	TBC	2022-23
Yarmouth Harbour	QED Naval	Site to be consented and turbines installed	up to 300kW	Community scale SubHub with 3x Tocardo T1 turbines	2022-23

Perpetuus Tidal Energy Centre (PTEC)	Orbital Marine Power, EMEC	New site, originally fully consented in 2016, currently going through re-consenting	30MW	Orbital O2 TBC	Deployment outside of scope of TIGER (2025)
The Raz Blanchard	Normandie Hydroliennes	Site consent variation in progress, FEED	12MW	TBC likely SIMEC AR2000 series variant	Deployment outside of scope of TIGER (2024-25)
	Hydroquest	Site consent variation in progress, FEED	17 MW	Oceanquest next generation turbine	Deployment outside of scope of TIGER (2024-25)
Paimpol-Bréhat	EDF, SEENEHO, Hydroquest & EMEC	Deployed for testing and demonstration	1MW	Oceanquest 1 MW	Deployed (retrieval summer 2021)
	EDF, SEENEHO, BDI & Minesto	Deployed for testing and demonstration	100kW	DG100	2022
	EDF, SEENEHO & BDI	Test site to be repurposed	Various	TBC	TBC
Morbihan Gulf	Morbihan Hydro Energies SAS	New site to be consented	500kW	Sabella turbines 2x D08 250kW	2022/23

1.4. Structure du rapport

Ce rapport se poursuit comme suit

La section 2 décrit la méthodologie de l'étude, notamment les sources de données, le choix du site (le Raz Blanchard) et le choix de la technologie pour l'étude de cas.

La section 3 décrit les facteurs examinés et présente les impacts individuels des LCOE.

La section 4 présente l'impact combiné de toutes les innovations.

La section 5 présente les résultats dans le contexte des sites TIGER.

La section 6 résume les résultats et les conclusions, en suggérant des recommandations pour l'industrie et pour les travaux futurs.

2. Methodologie

2.1. Choix des introducteurs de coûts

La démarche de l'étude a permis d'identifier les différentes innovations et les moteurs qui offrent un potentiel de réduction du LCOE dans l'industrie hydrolienne (ci-après dénommés "moteurs de réduction des coûts"). Ensuite, à l'aide d'un outil de modélisation ascendante des coûts, l'impact potentiel des LCOE des idées présélectionnées a été estimé.

La première étape a consisté à faire un brainstorming sur toutes les méthodes et innovations potentielles de réduction des coûts. Celles-ci provenaient des sources suivantes :

- Rapports et articles de presse accessibles au public
- L'expertise et les connaissances de la Catapulte ORE, et
- Innovations et améliorations de la conception identifiées par les partenaires TIGER.

Au total, 50 facteurs de réduction des coûts ont été identifiés. Si la majorité d'entre eux étaient axés sur l'EST, certains ont été identifiés dans le cadre d'études sur l'éolien offshore et ont également été jugés applicables à l'EST (par exemple, les améliorations apportées à la conception des systèmes d'amarrage des turbines flottantes, la surveillance de l'état des câbles électriques).

Cette longue liste a été réduite à 20 innovations grâce à une série d'ateliers et de réunions internes. Les innovations ont été sélectionnées sur la base des critères suivants :

- Considéré comme ayant un grand potentiel de réduction des coûts (par exemple en ayant un impact sur une partie coûteuse du dispositif ou du projet d'énergie hydrolienne).
- Un potentiel à court et moyen terme : les facteurs jugés comme ayant un faible impact avant 2035 ont été supprimés (ainsi, la mise en place de sous-stations, car à cette période, la plupart des fermes hydroliennes seront proches du rivage).
- Les moteurs moins tangibles ont été supprimés, par exemple les modèles jumeaux numériques, l'IA et les améliorations de l'apprentissage automatique pour réduire les coûts opérationnels et améliorer la fiabilité. Bien que ces éléments soient explicitement bénéfiques pour l'avenir, ils n'en sont qu'aux premiers stades de leur étude pour l'éolien offshore, une technologie plus mature, et les bénéfices de la réduction du LCOE sont donc difficiles à quantifier et ne sont

pas attendus avant longtemps. En général, ces facteurs difficiles à quantifier, sans données suffisantes, ont été supprimés.

Ces 20 facteurs ont été partagés avec les experts techniques de TIGER et ont été réduits à huit facteurs finaux à examiner. Ces facteurs étaient censés être les plus importants du point de vue de la réduction des coûts et pouvaient également être modélisés à l'aide des données disponibles auprès des partenaires de TIGER et des modèles de coûts d'ORE Catapult. Un cas combiné estimant l'impact de l'augmentation du diamètre du rotor de la turbine et de la puissance nominale a été ajouté, les facteurs finaux modélisés étant finalement les suivants :

1. Augmentation du diamètre du rotor des turbines
2. Augmentation de la puissance nominale des turbines
3. Augmentation du diamètre du rotor et de la puissance nominale (combinaison de 1 et 2)
4. Mise en œuvre de moyeux sous-marins
5. Amélioration des connecteurs wet mate.
6. Transition de la base gravitaire aux fondations sur pieux
7. Amélioration des matériaux des lames
8. Taille plus importante des exploitations (économies d'échelle améliorées)
9. Coût moyen pondéré du capital plus faible (WACC)

Toutes les innovations sont applicables aux concepts de dispositifs fixes et flottants.

2.2 Choix du site

Le site choisi pour l'analyse principale était le Raz Blanchard en Normandie, France. Il est considéré comme l'un des sites d'hydroliennes les plus prometteurs de toute l'Europe, voire du monde, des études antérieures indiquant qu'il pourrait supporter une capacité hydrolienne de plus de 2 GW [7] [8]. Actuellement, dans le cadre du projet TIGER, deux projets hydroliens obtiennent des autorisations modifiées dans la région :

1. Normandie Hydroliennes est un consortium composé du fournisseur d'hydroliennes Proteus Marine Renewables, d'AD Normandie et d'EFINOR. Il a repris une autorisation antérieure d'ENGIE et prévoit d'installer quatre dispositifs de 3 MW d'ici à 2025 [9].
2. Hydroquest est un développeur français d'énergie hydrolienne avec un axe horizontal, un concept de dispositif à l'échelle du service public. Il prévoit de déployer un ensemble de 17,5 MW d'ici à 2025 [10].

Les données sur la vitesse du flux hydrolien ont été fournies par l'Université de Caen Normandie, qui a simulé le flux dans Telemac. Ces données étaient une série temporelle de vitesses d'écoulement avec une résolution de quinze minutes. Dans le Raz Blanchard, un endroit à fort débit a été choisi pour l'analyse. L'emplacement spécifique a été choisi de manière quelque peu arbitraire en calculant la production annuelle d'énergie attendue pour la technologie de référence (comme décrit dans la

section 2.3) à travers les données fournies et en choisissant un point avec un rendement proche de 6 000 MWh/an et une profondeur d'eau appropriée (>38m).

Tableau 2 - Spécifications du site utilisé pour l'étude, dans le Raz Blanchard, Normandie, France

Paramètre	Unité	Valeur
Localisation	-	Le Raz Blanchard, Normandie, France
Courant hydrolien maximal au printemps (moyenne de la profondeur)	m/s	3.6
Profondeur de l'eau	m	38
Distance du port de construction/O & M	km	30-40 (Cherbourg)
Distance par rapport au rivage	km	5

2.3 Choix de technologie

Pour l'analyse de base, nous avons choisi un grand dispositif à l'échelle du service public. Il a été jugé le plus approprié pour le site de référence. Bien qu'il existe une multitude de dispositifs plus petits, inférieurs à 1MW, en cours de développement, adaptés aux eaux moins profondes et aux applications alternatives, les dispositifs à l'échelle industrielle sont largement considérés comme la clé pour libérer tout le potentiel de réduction des coûts de la technologie. Ces dispositifs présentent généralement une meilleure efficacité matérielle, avec des composants plus grands qui peuvent tirer parti des économies d'échelle. En outre, les rotors de plus grand diamètre présentent des surfaces balayées plus importantes et peuvent donc capter davantage d'énergie du flux. La tendance vers des dispositifs plus grands est généralement considérée comme le facteur le plus important dans la réduction du LCOE pour l'énergie éolienne offshore (par exemple [11], [12]), et nous nous attendons également à ce que ce soit le cas pour le TSE (bien que dans une moindre mesure car le diamètre du rotor est limité par la profondeur de l'eau).

Une configuration de rotor à axe horizontal a été choisie, car c'est le choix de conception dominant, en même temps en termes de dispositifs actuellement installés et de projets en cours de planification. Ce point est développé dans la section 3.1.

Pour la ligne de base, nous avons opté pour un réseau de quatre dispositifs. Cela est considéré comme représentatif de l'échelle actuelle de l'industrie. Les coûts ont été calculés en supposant une ferme installée en 2021. Ce scénario de base hypothétique peut être considéré comme un point de référence, l'utilisation d'estimations de coûts

actuels signifiants que l'impact des facteurs de coûts individuels peut facilement être isolé.

Nous avons décidé d'envisager un dispositif à fond fixe plutôt que flottant. Cela s'explique par le fait qu'il y a plus de concepts de dispositifs de ce type en cours de développement et que cela correspondait mieux aux données dont nous disposions. Toutes les innovations choisies sont également pertinentes pour les dispositifs flottants, et nous nous attendons à ce que les réductions en pourcentage calculées soient d'un ordre similaire.

Le tableau 3 montre les propriétés de l'hydrolienne choisie pour l'analyse. Elle a été vaguement établie sur une turbine Proteus Marine Renewables AR2000⁴, choisie pour plusieurs raisons :

- La conception est établie. La version précédente, l'AR1500 de 1,5 MW, a été installée à Meygen pendant plusieurs années et représente donc une technologie avec un déploiement commercial réel.
- La conception contient des caractéristiques qui englobent des aspects de la majorité des conceptions de dispositifs (turbine à axe horizontal, échelle de service, fondation fixe).
- Les données étaient facilement disponibles, car SIMEC Atlantis Energy était un partenaire du projet TIGER.

Tableau 3 - Dispositif de référence et ferme choisie pour l'analyse.

Paramètre	Unité	Valeur
Principe de fonctionnement	-	Axe horizontal
Puissance nominale	MW	2
Type de fondation	-	Base de gravité
Diamètre du rotor	m	20
Taille de la ferme	Units	4
	MW	8
Durée de vie du projet	years	25
Taux d'actualisation	%	8
Année de mise en service	-	2021
Devise	-	£ (2021)

2.4 Modélisation technico-économique

Un modèle LCOE a été créé pour examiner l'impact des facteurs de réduction des coûts sur les coûts, la production d'énergie et finalement le LCOE. Cela a permis d'augmenter ou de diminuer les valeurs de base en fonction des améliorations prévues par les innovations spécifiques. Le modèle a été créé sur Microsoft Excel, avec une feuille créée pour examiner chaque moteur. Il convient de noter que l'analyse est effectuée en termes réels, en monnaie £2021.

Le scénario de base a été créé en utilisant les données de coûts existantes. Ces données proviennent de divers partenaires TIGER et ont été combinées avec des données de l'équipe Analysis and Insights de l'ORE Catapult afin de formuler des coûts représentatifs pour le projet d'énergie hydrolienne. Ces sources peuvent être résumées comme suit :

- Les coûts des turbines ont été obtenus auprès de plusieurs partenaires TIGER et mis à l'échelle pour estimer le dispositif, comme présenté dans le tableau 3.
- Les coûts de développement ont été supposés représenter 3 % des CAPEX, comme cela a été utilisé pour l'étude de réduction des coûts ORE Catapult 2018 [13].
- Les coûts de fondation ont été estimés à l'aide des données de l'ORE Catapult provenant des fournisseurs de technologie et mis à l'échelle.
- Les coûts du système de transmission (hub sous-marin, câble d'exportation, sous-station terrestre) ont été estimés à l'aide des modèles de coûts d'ORE Catapult. Ces modèles ont été développés sur un certain nombre d'années et sont mis à jour trimestriellement. Ils sont principalement utilisés pour estimer les coûts et les LCOE pour l'industrie éolienne offshore et ont été utilisés dans de nombreuses publications (par exemple [13] [14]).

Le scénario de base suppose que chaque turbine est connectée à la côte par des câbles d'exportation individuels.

- Les coûts d'installation ont été obtenus auprès des partenaires TIGER.
- Les coûts d'exploitation et d'entretien ont été mis à l'échelle à partir de l'étude ORE Catapult 2018 [2] en tenant compte des données des partenaires TIGER et en examinant les coûts 2020 plus récents encourus à Meygen [15].

Le modèle estime tous les coûts du projet en termes réels de 2021 et produit des estimations des dépenses de développement (DEVEX), des dépenses d'investissement (CAPEX), des dépenses d'exploitation (OPEX) et des dépenses de déclassement (DECEX).

Le rendement énergétique a été calculé à l'aide de l'équation [16] :

$$P = \frac{1}{2} \rho_w c_p A U^3 \quad (1)$$

où ρ_w est la densité de l'eau de mer (1 023 kg/m³), c_p est le coefficient de puissance (supposé être de 0,41, par exemple en accord avec la phase 1A de Meygen [15]), A la surface balayée et U la vitesse d'écoulement. Il s'agit de la méthode standard de calcul de l'énergie hydrolienne en l'absence d'une courbe de puissance.

Les données de vitesse d'écoulement qui ont été fournies étaient des moyennes de profondeur. Elles ont été converties en vitesse d'écoulement à la hauteur du moyeu de la turbine, U_z , en utilisant l'équation [17] :

$$U_z = \left(\frac{z}{h\beta} \right)^\alpha U ,$$

où α est le coefficient de cisaillement (supposé être 1/7), β est le coefficient de rugosité (supposé être 0,3), h est la profondeur d'eau et z est la hauteur du moyeu du rotor avant le fond marin. Cela n'a eu qu'un impact marginal sur la vitesse d'écoulement, l'augmentant d'environ 3 % pour le scénario de base.

La puissance de sortie était limitée à la puissance nominale de la turbine, P_r , soit

$$P_{out} = \min \left(\frac{1}{2} \rho_w c_p A U^3, P_r \right) \quad (2)$$

Tableau 4 - Production annuelle d'énergie (PEA) et coûts supposés pour le projet modélisé dans l'étude. Toutes les monnaies sont en £2021, sauf indication contraire.

Paramètre	Unité	Valeur
PEA – brut	MWh/turbine/an	6,355
PEA – net		5,651
Facteur de capacité – brut	%	36.2
Facteur de capacité – net		32.2
CAPEX	£/MW	6,660,000
OPEX	£/MW/an	200,000
DECEX	£/MW	1,475,000
LCOE	£2021/MWh	305

	£2012/MWh ⁵	239
--	------------------------	-----

⁵ Conformément à l'année de base actuelle pour les prix d'exercice du CfD.

Enfin, des vitesses d'écoulement d'entrée et de sortie ont été appliquées. Elles ont été fixées à 0,5 m/s et 4 m/s, conformément aux données des partenaires TIGER.

3 Études de cas sur l'innovation

Cette section décrit les dix facteurs choisis, y compris la réduction des LCOE calculée.

3.1 Augmentation du Diametre du Rotor

Description

L'augmentation du diamètre du rotor se traduira par une augmentation du rendement énergétique, car l'augmentation de la production d'énergie est approximativement proportionnelle au carré du rotor, la plus grande surface balayée permettant de capter plus d'énergie de l'écoulement (voir l'équation (1)). Ceci peut être appliqué aux dispositifs flottants et fixes.

Matériaux/Methodes actuels

La grande majorité des hydroliennes ont une configuration à axe horizontal, comme c'est le cas pour l'énergie éolienne. C'est ce qu'illustre la figure 4, tirée des perspectives d'innovation de l'IRENA sur les technologies de l'énergie océanique [18].

Le tableau 5 présente les diamètres de rotor et les puissances nominales typiques d'un certain nombre de dispositifs à l'échelle d'un service public.

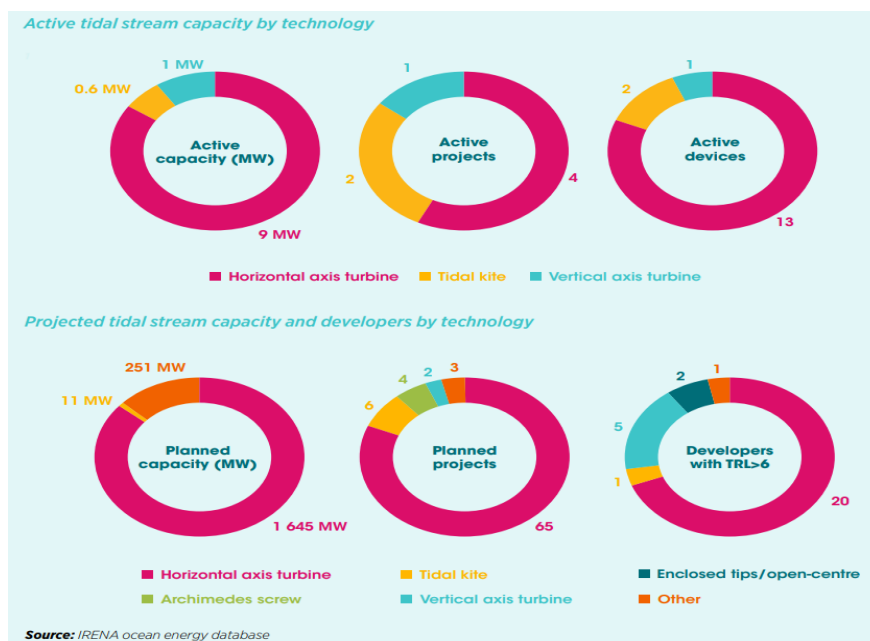


Figure 1 – Current and future pipeline of tidal projects by operating principle, as of 2020 [18].

Les diamètres des rotors ont généralement augmenté en taille et en performance. En 2008, le dispositif MCT Seagen contenait deux rotors de 16 m de diamètre avec une puissance nominale de 1,2 MW. Des rotors de 18 m de diamètre et d'une puissance de 1,5 MW ont ensuite été installés dans le cadre du projet Meygen en 2016. Les turbines modernes à l'échelle utilitaire, par exemple les dispositifs Orbital Marine Power et Magallanes installés à l'EMEC en 2021, ont des rotors de l'ordre de 20m. La prochaine génération de dispositifs devrait avoir des rotors dépassant 24m. Le tableau 5 présente les diamètres de rotor et les puissances nominales typiques d'un certain nombre de dispositifs à l'échelle industrielle. Les diamètres des rotors ont habituellement augmenté en taille et en performance. En 2008, le dispositif Seagen MCT contenait deux rotors de 16 m de diamètre pour une puissance nominale de 1,2 MW, suivis par des rotors de 18 m de diamètre pour une puissance de 1,5 MW dans le projet Meygen en 2016. Les turbines modernes à l'échelle utilitaire, par exemple les dispositifs d'Orbital Marine Power et de Magallanes installés à EMEC en 2021, ont des rotors de l'ordre de 20m. La prochaine génération de dispositifs devrait avoir des rotors dépassant 24m.

Dans le cadre du projet TIGER, nous avons rencontré un fabricant de pales hydroliennes, qui a déclaré que des rotors d'un diamètre allant jusqu'à 40 m seraient théoriquement possibles avec leurs machines et leurs approches actuelles. Au fur et à mesure que l'industrie gagne du terrain, il est possible que des fournisseurs de pales d'éoliennes établis, tels que Vestas et LM Wind Power (une filiale de GE), entrent sur le marché, ce qui pourrait réduire considérablement les coûts et augmenter les capacités de production.

La taille maximale du rotor sera limitée par la profondeur de l'eau sur le site. Le rotor aura besoin d'un dégagement, à la fois sous l'éolienne et avant, ce dernier s'appliquant aux dispositifs à fond fixe pour garantir que l'éolienne ne constitue pas un danger pour la navigation (10-15 m au-dessous de la plus basse marée astronomique (LAT)).

Tableau 5 - Dispositifs hydroliens à l'échelle des services publics déployés ou en cours de développement, avec diamètres de rotor et puissances nominales. *Notez que l'IP AR1500 appartient désormais à Proteus Marine Renewables.

Fournisseur de technologie	Dispositif	Diamètre nominal du rotor (m)	Puissance nominale (MW)	Date de mise en service
Orbital Marine Power	O2	21 (x2)	2 (2x1MW)	2021 (chute de Warness, EMEC) [19]
Proteus Marine Renewables	AR2000	20-24	2	TBC (Meygen) [20]

Magallanes	ATIR	19 (x2)	2 (2x1MW)	2021 (chute de Warness, EMEC) [21]
Andritz	Hydro Hammerfest HS1500	18	1.5	2016 (Meygen Phase 1A)
SIMEC Atlantis Energy	AR1500*	18	1.5	2016 (Meygen Phase 1A)
Sabella	D10-1000	10	1	2015 (île d'Ouessant, France) [22]
MCT	Seagen	16 (x2)	1.2 (2x0.6MW)	2008 (Strangford Lough) [23]
MCT	Seagen	16 (x2)	1.2 (2x0.6MW)	2008 (Strangford Lough) [23]

Approche de modelisation

Nous avons augmenté le diamètre du rotor de 20 m à 26 m, ce qui représente l'étape suivante du changement de diamètre du rotor envisagé pour la prochaine génération de dispositifs à l'échelle du service public. Cela a modifié le PEA tel que calculé dans l'équation 1.

Nous avons augmenté le coût de la pale, en le doublant approximativement. Cela représente les coûts supplémentaires de matériaux et de fabrication pour la production de pales plus grandes, et a été obtenu en appliquant des relations d'échelle de masse comme cela a été observé historiquement pour les pales d'éoliennes [24]. Nous avons supposé un niveau de coût fixe dans la fabrication des pales, indépendant de la longueur (égal à 15 % du coût de la pale), comme l'ont indiqué les développeurs d'éoliennes offshore dans d'autres projets de l'ORE Catapult.

Nous n'avons pas augmenté d'autres coûts. La masse supplémentaire des pales et les charges de poussée pourraient augmenter les coûts du groupe motopropulseur et des fondations. La difficulté supplémentaire de manipulation des pales pourrait augmenter les coûts d'assemblage et de chargement. Nous pensons que ces changements seraient négligeables par rapport au coût total du système et qu'ils nécessitent une étude conceptuelle et structurelle complète pour être correctement estimés. Pour cette raison, ils n'ont pas été inclus.

L'Impact sur L'PEA, le cout et le LCOE

Le tableau 6 montre l'impact du moteur sur l'AEP, les coûts et le LCOE. L'augmentation du diamètre du rotor a un bénéfice substantiel sur l'AEP, augmentant la capture

d'énergie par turbine de plus de 40%. Ce bénéfice est partiellement compensé par l'augmentation du coût des pales, ce qui entraîne une réduction du LCOE de 24 %.

Tableau 6 - Changements dans l'AEP et les coûts pour l'innovation de l'augmentation du diamètre du rotor .

Paramètre	Base	Changement par rapport à la ligne de base
PEA per turbine (net)	par turbine	40.2%
CAPEX	par MW	8.9%
OPEX	par MW par an	0.0%
DECEX	par MW	0.0%
LCOE	par MWh	-24.1%

Il s'agit d'un facteur de réduction des coûts important et accessible. En réalité, une certaine reconception du système serait nécessaire, et des lames aussi longues ne seraient pas non plus possibles sur tous les sites.

3.2 Augmentation de la puissance nominale

Description

L'augmentation de la puissance nominale pour un diamètre de rotor donné peut augmenter l'énergie produite, car la turbine génère plus de puissance à la vitesse d'écoulement nominale. Il existe généralement un couple optimal diamètre de rotor/puissance nominale qui maximise la production annuelle d'énergie (PEA) pour des conditions de débit données. Par exemple, si l'éolienne fonctionne habituellement bien en dessous de sa puissance nominale, un générateur plus petit sera logique car moins coûteux. Cela serait indiqué par un faible facteur de capacité.

L'augmentation de la puissance nominale d'une hydrolienne, indépendamment de l'augmentation du diamètre du rotor, entraînerait une augmentation du coût du système en raison de la taille plus importante du générateur et de la puissance plus élevée de l'électronique de puissance nécessaire. Les échelles de coût et de masse ne sont pas linéaires, ce qui signifie que les dispositifs plus grands de la même classe seront plus efficaces en termes de matériaux et sembleront plus favorables lorsqu'on examine des paramètres tels que la capacité nominale par tonne.

Matériaux/méthodes existants

Le tableau 5 indique la puissance nominale de plusieurs concepts de dispositifs à l'échelle du service public bien connus. Comme nous l'avons mentionné précédemment, il y a eu une évolution vers des dispositifs plus grands avec des puissances nominales plus élevées pour réaliser des économies d'échelle. Cela est évident lorsque l'on considère des fermes d'une capacité donnée. Par exemple, une ferme de 8MW composée de turbines de 1MW nécessiterait l'installation et la maintenance de huit dispositifs, contre seulement quatre dispositifs si leur puissance nominale était de 2MW.

Approche de modélisation

Nous avons considéré une turbine de 3 MW, soit une augmentation de la puissance nominale de 50 % par rapport au dispositif de base de 2 MW. Ceci est représentatif de

l'échelle des dispositifs de service public actuellement envisagés par des sociétés telles que Proteus et Orbital Marine Power.

Nous avons calculé un nouveau PEA en utilisant l'équation 2, en limitant la puissance de sortie à la valeur nominale de 3 MW.

Pour la turbine, les données fournies par les développeurs indiquent qu'il n'y aurait qu'une augmentation mineure de la masse (<5 tonnes) avec un groupe motopropulseur légèrement plus lourd ; nous supposons donc qu'aucun changement n'existe dans les coûts d'O & M, d'installation ou de DECEX par MW (puisque les mêmes navires pourraient finalement être utilisés). Nous avons supposé une légère augmentation du coût du groupe motopropulseur, dérivée des tendances d'échelonnement des coûts publiées précédemment par Segura et al [25].

L'Impact sur l'PEA, le cout et le LCOE

Le tableau 7 montre l'impact du facteur sur l'oep, les couts et le lcoe. la reduction de 33,3% de l'oepx et du decex represente le fait que, sur une base par turbine, les couts ont ete supposes rester les memes.

Tableau 7 - Changements dans l'AEP et les coûts pour l'innovation de l'indice d'appareil augmenté .

Paramètre	Base	Changement par rapport à la ligne de base
PEA par turbine (net)	par turbine	5.5%
CAPEX	par MW	-32.9%
OPEX	par MW par an	-33.3%
DECEX	par MW	-33.3%
LCOE	par MWh	-4.7%

Il n'y a qu'une augmentation marginale de l'PEA. Comme pour le rotor plus grand, cet effet est spécifique au site, et nous pensons que les bénéfices pourraient être plus importants sur différents sites.

Le résultat est une diminution du LCOE de 4,7 %. Bien qu'elle soit éclipsée par l'augmentation du diamètre du rotor, il s'agit d'une réduction substantielle qui devrait être étudiée plus avant, même si elle nécessite une nouvelle conception du système.

3.3 La combinaison du diamètre du rotor et de la puissance nominale augmente

Description

Cette augmentation est le résultat de la combinaison de l'augmentation du diamètre du rotor et de la puissance nominale décrite précédemment dans les sections 3.1 et 3.2. Comme mentionné, pour un profil de vitesse d'écoulement donné, il y aura une combinaison de diamètre de rotor et de puissance nominale qui conduira à la production d'énergie optimale.

Matériaux/méthodes existants

Une étude récente, financée par le programme TIGER et réalisée par l'Université de Plymouth, a développé un modèle numérique pour optimiser le diamètre du rotor et la puissance nominale pour des conditions de site données [26]. Ce modèle utilise des fonctions de coût, dérivées de la littérature, pour optimiser le coût énergétique nivelé de l'éolienne. Le modèle a été validé par rapport aux données publiques du projet Meygen. Les résultats préliminaires indiquent que l'optimisation du diamètre du rotor et de la puissance nominale peut réduire le CAPEX par unité d'énergie (c'est-à-dire la contribution du CAPEX au LCOE) jusqu'à 40%.

En raison des déploiements limités de dispositifs à ce jour, de telles optimisations n'ont pas été observées sur le terrain. On s'attend à ce que les développeurs essaient généralement de maximiser le diamètre du rotor sur les sites, en tirant parti de l'échelle des coûts et des bénéfices de performance mentionnés précédemment. La fabrication des pales est encore largement un processus manuel et implique la création de moules de pales pour la taille souhaitée. La construction de ces moules peut prendre des mois, et les machines les moins chères et les plus utilisées ne sont habituellement capables de produire qu'un petit nombre de pales (lots de 5 à 10 pales). Ainsi, il est probable que la taille des pales ne varie pas de manière significative dans un projet donné, car cela aurait des répercussions sur le coût et le délai de production des pales. À court ou moyen terme, nous prévoyons que les développeurs disposeront de différentes classes de turbines avec plusieurs options de taille de pale standard, dont une seule taille sera utilisée pour un projet donné.

Approche de modélisation

Nous avons combiné les coûts et les propriétés de la pale de 26 m et de la puissance nominale de 3 MW, comme indiqué précédemment dans les sections 3.1 et 3.2.

Impact sur le PEA, le coût et le LCOE

Le tableau 8 montre l'impact du pilote sur l'AEP, les coûts et le LCOE. Le rotor plus grand augmente la surface balayée de la turbine, ce qui accroît l'énergie pouvant être captée, et l'augmentation de la puissance nominale signifie que la turbine peut générer plus de puissance aux vitesses d'écoulement nominales.

Tableau 8 - Changements dans l'AEP et les coûts pour l'innovation combinée de l'augmentation du diamètre du rotor et de la puissance du dispositif.

Paramètre	Base	Changement par rapport à la ligne de base
PEA par turbine (net)	par turbine	71.6%
CAPEX	par MW	-27.0%
OPEX	par MW par an	-33.3%
DECEX	par MW	-33.3%
LCOE	par MWh	-37.7%

Cela permet une réduction significative du coût d'exploitation à long terme, qui est supérieure aux deux facteurs lorsqu'ils sont considérés indépendamment. La réduction de 38 % du LCOE est quelque peu idéalisée, car les exigences supplémentaires en matière d'exploitation et d'entretien ainsi que les exigences structurelles des plus grands composants n'ont pas pu être entièrement chiffrées. Malgré cela, il s'agit d'une réduction extrêmement importante qui montre la voie à suivre pour que la technologie hydrolienne puisse atteindre une compétitivité économique optimale par rapport aux autres formes d'énergies renouvelables. Il y a des similitudes directes avec la façon dont l'énergie éolienne offshore a pu faire baisser le LCOE si rapidement, l'augmentation de la taille des turbines étant un facteur clé.

3.4 Mise en œuvre du hub sous-marin

Description

Les hubs sous-marins sont utilisés pour connecter des réseaux d'hydroliennes au continent. Plutôt que de faire courir un câble sous-marin vers la terre pour chaque turbine séparément, ce qui ajoute un coût important, le concentrateur sous-marin est une boîte de jonction au fond de la mer qui combine les connexions en un seul câble d'exportation vers la terre.

Ce composant n'en est encore qu'à ses débuts, puisqu'un seul a été conçu et déployé à ce jour (par SIMEC Atlantis à Meygen). Par conséquent, d'importantes réductions de coûts pourraient être réalisées, à la fois grâce à l'amélioration de la conception et de la chaîne d'approvisionnement, à mesure que les unités sont produites et déployées en mer en plus grand nombre. De plus, à l'avenir, il est également prévu que davantage de turbines puissent être connectées à une seule unité, réduisant ainsi le nombre de hubs sous-marins et de câbles d'exportation nécessaires.

Matériaux/méthodes existants

Pour l'énergie éolienne offshore, dans la plupart des cas, les turbines sont reliées en chapelets à des sous-stations en mer. Celles-ci collectent et transmettent l'énergie de chaque turbine au continent via un seul câble. Cela permet de réduire les coûts, car moins de câbles sont nécessaires et les tensions peuvent être augmentées, ce qui réduit les pertes de transmission.

Jusqu'à présent, les projets d'énergie hydrolienne ont vu les turbines connectées individuellement à la terre ferme. Cette approche présente des avantages pour les petits projets initiaux, car elle signifie que la conception de l'architecture du système électrique est plus simple et qu'il est plus facile d'isoler et d'effectuer la maintenance des turbines individuelles en cas de défaillance. Au fur et à mesure de la maturation de la technologie, cette approche devient beaucoup moins viable économiquement, notamment pour les grands parcs, car les coûts de fourniture et d'installation des câbles deviennent prohibitifs. Les sous-stations offshore utilisées dans l'éolien en mer

sont extrêmement coûteuses et ne seront pas nécessaires pour les sites TSE typiques situés à moins de 5 km du littoral.²

La solution intermédiaire pour les TSE consiste à utiliser des concentrateurs sous-marins (ou boîtes de jonction) pour connecter de petits lots de dispositifs (4 à 10) à un nœud central. L'énergie combinée peut ensuite être amenée à terre par un seul câble d'exportation, ce qui réduit le coût de fourniture et d'installation du câblage nécessaire.

La plus simple fonction d'un hub sous-marin est de servir d'enceinte pour protéger des connexions électriques multiples. Dans l'environnement marin, les moyens de protection des hubs sous-marins seront plus complexes que ceux d'une boîte de jonction typique. Bien qu'il existe un large éventail de concepts submersibles, les concentrateurs utilisés dans les applications TSE n'en sont actuellement qu'à un stade de développement très précoce. Actuellement, les applications des hubs sous-marins comprennent l'exploitation et le gaz, les équipements marins, les véhicules submersibles et la production hydroélectrique [27].

Les hub sous-marin sont conçus pour être utilisés dans les systèmes TSE et en sont aux premiers stades de développement. La division Advanced Tidal Engineering and Services de SIMEC Atlantis Energy, aujourd'hui vendue à Proteus Marine Renewables, a mis en œuvre son propre concept de hub sous-marin⁷. Celui-ci peut connecter jusqu'à quatre turbines à un seul câble d'exportation. Il comporte également des connecteurs wet mate pour la connexion de chaque turbine, un connecteur dry mate conçu pour l'installation d'un câble d'exportation et un connecteur wet mate supplémentaire conçu pour la connexion d'un chariot d'instrumentation. Une illustration du hub sous-marin est présentée à la figure 5.

Proteus Marine Renewables a indiqué que le concentrateur sous-marin sera amélioré pour les projets futurs. Ils prévoient de développer une version de prochaine génération qui contiendra un transformateur interne afin de minimiser les pertes. Cependant, l'ajout d'un transformateur interne entraîne un poids supplémentaire substantiel pour la nouvelle conception.

² Substations are more of interest for further from shore ocean currents sites.

Les hubs sous-marins sont considérés moins critiques pour les concepts flottants. Ainsi, les dispositifs pourraient être interconnectés et enchaînés à l'intérieur de la coque de l'un des dispositifs [3]. Cela n'a pas encore été réalisé à ce jour et sera probablement exploré pour la prochaine génération de réseaux flottants. Modelling approach

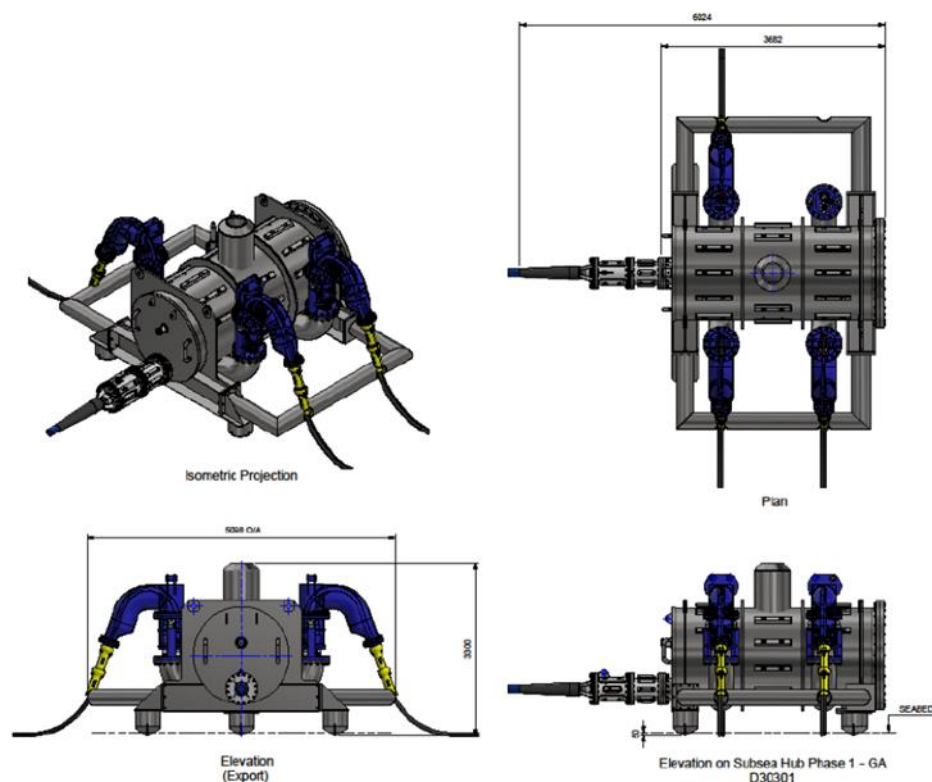


Figure 5 - Plate-forme sous-marine SIMEC Atlantis [28].

Dans le scénario de base, nous avons supposé que les quatre turbines sont connectées à la terre individuellement. Pour examiner le facteur de coût, nous avons inclus les CAPEX et OPEX pour un seul hub sous-marin et supposé un câble d'exportation du hub à la terre (contre quatre précédemment). Nous avons également supposé des coûts supplémentaires pour quatre "câbles inter-réseaux" de 200 m allant de chaque turbine au hub sous-marin.

Impact sur l'PEA, le coût et le LCOE

Le tableau 9 montre l'impact du pilote sur l'AEP, les coûts et le LCOE. La réduction des dépenses d'investissement est significative, attribuée à la réduction du nombre de câbles à fournir et à installer

Tableau 9 - Changements dans l'AEP et les coûts pour le moteur de réduction des coûts de la plateforme sous-marine améliorée.

Paramètre	Base	Changement par rapport à la ligne de base
PEA par turbine (net)	par turbine	0.0%
CAPEX	par MW	-11.1%
OPEX	par MW par an	0.0%

DECEX	par MW	0.0%
LCOE	par MWh	-8.0%

Le bénéfice global des hubs sous-marins est plus important pour les fermes éloignées des côtes, où le câblage peut être réduit davantage. Les améliorations technologiques pourraient également réduire les pertes dans le système, ce qui réduirait encore le LCOE, par exemple en installant des convertisseurs dans le hub sous-marin pour transformer l'énergie exportée à une tension plus élevée.

3.5 Normalisation et fabrication à grande échelle de connecteurs wet mate

Description

Les connecteurs wet mate peuvent être utilisés pour connecter des câbles électriques aux hydroliennes. Il s'agit notamment des câbles d'extraction d'énergie, souvent dotés d'une âme en fibre optique, qui permettent de contrôler et de surveiller le dispositif. Ils permettent d'effectuer la connexion/déconnexion sous l'eau.

Les connecteurs wet mate sont un élément à long délai de livraison et ont tendance à être assez chers et sur mesure pour l'application hydrolienne. Il s'agit d'un point d'intérêt pour déterminer comment une conception améliorée et un coût réduit des connecteurs wet mate pourraient réduire le LCOE.

Matériaux/méthodes existants

Comme indiqué précédemment, la majorité des concepts hydroliens sont entièrement immergés et fixés au fond de la mer. Les connecteurs wet mate permettent d'effectuer des connexions à la turbine sous l'eau sans avoir à récupérer le dispositif et à le sortir de l'eau (comme c'est le cas pour les connecteurs dry mate). Cela est avantageux car cela permet d'installer et d'exploiter les turbines plus facilement, plus rapidement et en toute sécurité.

Pour les fermes plus larges, il est prévu que des concentrateurs sous-marins soient nécessaires pour interconnecter les turbines entre elles afin de réduire le coût du câblage vers la côte (voir la section 3.4 pour une description de ces concentrateurs). Ces concentrateurs seront montés sur le fond marin afin que le câble d'exportation puisse être acheminé efficacement jusqu'à la côte. Les connecteurs wet mate sont donc également l'option privilégiée.

Les turbines flottantes peuvent plutôt utiliser des connecteurs à sec à l'intérieur de la coque du dispositif, par exemple l'Orbital O₂ treuille une "boîte de connexion" à travers un petit bassin lunaire où les connecteurs à sec sont branchés sur la turbine [29]. Ce facteur est donc moins pertinent pour ces dispositifs.

Il existe un large éventail de modèles de connecteurs wet mate développés spécifiquement pour fonctionner avec des convertisseurs hydroliens. Parmi les exemples plus récents qui ont obtenu un financement dans le cadre du programme Quick Connection Systems géré par Wave Energy Scotland, on peut citer :

- Le NovaCan de Nova Innovation utilisé avec leurs turbines M100-D en utilisant des composants rentables et disponibles sur étagère [30].
- Le système Q-Connect de Quoceant se compose de sous-systèmes modulaires qui peuvent être assemblés selon différentes configurations pour assurer une connexion électrique rapide et sûre entre les ondes et les dispositifs TSE [31].

Ces connecteurs sont illustrés dans la figure 6.

Pour les applications TSE, les conceptions de connecteurs wet mate sont largement personnalisées et, par conséquent, leur coût est élevé. Certaines tentatives de normalisation ont été faites, par exemple le connecteur 11 kV (7.6 MW) de MacArtney conçu dans le but de produire un "connecteur wet mate générique haute tension à faible coût" [32].

Grâce à TIGER, les fournisseurs de technologie et leurs fournisseurs nous ont dit que les connecteurs wet mate, bien qu'ils ne soient pas les composants de turbine les plus coûteux, sont notoirement difficiles à standardiser. Les exigences en matière de puissance et de contrôle varient d'une turbine à l'autre. Les fournisseurs existants ne sont généralement pas disposés à concevoir des connecteurs pour l'application de l'énergie hydrolienne, car l'industrie n'en est qu'à ses débuts.

Les développeurs hydroliens ont habituellement besoin de combiner plusieurs connecteurs du catalogue. Comme il s'agit de connecteurs peu courants, les fournisseurs hésitent à les garder en stock, car la demande globale pour ces produits est faible. Les délais de livraison sont donc longs.

Approche de modélisation

Les connecteurs wet mate sont un domaine de recherche actif, avec différentes sociétés qui développent leurs propres solutions propriétaires conçues pour des technologies spécifiques.

Nous considérons le cas où les améliorations apportées aux connecteurs wet mate pourraient conduire à des économies de coûts de 5 % dans le hub sous-marin et le câble d'exportation, à des réductions de coûts de 25 % dans les opérations maritimes (en raison d'une connexion/déconnexion plus rapide et d'une fiabilité améliorée) et à



Figure 6 – Left: Nova Innovation's NovaCan connector [30]. Right: Quoceant Q-Connect connector [31].

Figure 6 - A gauche : le connecteur NovaCan de Nova Innovation [30]. A droite : Connecteur Q-Connect de Quoceant [31].

une réduction de 25 % des coûts des connecteurs dans le sous-système de turbine.

Nous pensons qu'il s'agit là d'objectifs raisonnables de réduction des coûts à court et moyen terme, la réduction importante de **25 %** étant largement due à l'achat en gros et à l'adoption de processus d'appel d'offres plus compétitifs.

Impact sur l'PEA, le coût et le LCOE

Le tableau 10 montre l'impact du moteur sur l'AEP, les coûts et le LCOE. Les réductions des CAPEX et OPEX ont conduit à une réduction du LCOE de 6,4 %.

Tableau 10 - Changements dans le PEA et les coûts pour l'innovation d'amélioration du connecteur wet mate

Paramètre	Base	Changement par rapport à la ligne de base
PEA par turbine (net)	par turbine	0.0%
CAPEX	par MW	-5.8%
OPEX	par MW par an	-9.4%
DECEX	par MW	0.0%
LCOE	par MWh	-6.4%

Bien qu'elle n'atteigne pas le niveau des innovations précédentes, elle a tout de même un impact et constitue un domaine qui mérite d'être approfondi en matière de recherche et de développement.

Les principaux bénéfices de l'amélioration de ces composants seraient du point de vue des délais et de la chaîne d'approvisionnement, comme cela a été discuté dans d'autres livrables TIGER (voir le livrable T2.2.2 : Volume Manufacturing Roadmap [33]).

3.6 Transition vers les fondations sur pieux

Description

Les fondations monopiles sont le choix de fondation le plus courant pour les parcs éoliens en mer, avec 81 % de part de marché en Europe à la fin de 2020 [34]. Leurs avantages comprennent une conception relativement simple, une facilité de fabrication, un faible coût et une efficacité de l'espace, ce qui facilite le transport de plusieurs fondations sur un seul navire et leur préparation sur le quai avant l'installation. Les fondations en jacket sont ensuite les plus courantes, avec 10 % de la part de marché européenne à la fin de 2020 [34]. Ces fondations utilisent une structure plus complexe, fixée par des pieux plus petits, et sont conçues pour des eaux plus profondes (environ plus de 40 m de profondeur)

Malgré cela, ces fondations empilées ont été peu adoptées dans le secteur des hydroliennes. Cela s'explique notamment par le fait que les sites hydroliens ont tendance à être rocheux et que ces fondations doivent donc être forées, ce qui augmente le temps et le coût d'installation. Les faibles volumes actuellement requis par

l'industrie signifient également que les économies d'échelle ne peuvent pas être pleinement exploitées.

Les coûts des fondations dans le cadre de l'éolien offshore continuent de baisser. Avec la croissance de l'industrie hydrolienne, les économies de volume feront baisser le prix des fondations sur pieux. Ainsi, les chaînes d'approvisionnement de l'éolien en mer peuvent être utilisées plus efficacement (les fournisseurs étant disposés à fournir des commandes plus importantes à de meilleurs prix). Il est prévu que les fondations sur pieux deviennent dominantes à l'avenir. Des études ont estimé que ces fondations sur pieux pourraient réduire la masse de matériaux de 90 % [3], ce qui présente le grand bénéfice de permettre le transport et l'installation d'un plus grand nombre de fondations par un navire donné, réduisant ainsi les trajets vers et depuis le site.

Matériaux/méthodes existants

Les fondations par gravité sont actuellement le choix préféré pour les dispositifs à fond fixe. En effet, elles sont bien comprises et faciles à concevoir, et sont plus simples à installer sur les sites hydroliens car les fondations peuvent être abaissées sur le fond marin sans avoir à forer. Les développeurs attendent généralement l'étalement de marée ou la marée de morte-eau pour installer les fondations de ces turbines, et les fenêtres météorologiques appropriées peuvent être courtes. Voici quelques exemples de turbines installées avec ces types de fondations :

- Les quatre turbines de 1,5 MW à Meygen (fondations de 250 à 350 tonnes avec 1 200 tonnes de blocs de ballast [35]).
- Le dispositif D10 de 1 MW de Sabella qui a été déployé sur l'île d'Ouessant en 2016 avait une fondation pesant environ 450 tonnes [36].

Si les fondations varient en forme et en masse, elles se composent généralement d'une structure centrale en acier et d'un ballast en béton ou en acier.

Des dispositifs flottants ont également été déployés en utilisant des fondations à base de gravité (ancrages gravitaires). Par exemple le dispositif Orbital Marine Power O₂ installé à l'EMEC durant l'été 2021. La société a suggéré que des matériaux de rebut pourraient être utilisés comme ballast pour l'ancre gravitaire, réduisant ainsi les coûts et favorisant la durabilité par la réutilisation des matériaux [37].

Des dispositifs hydroliens ont été installés sur des monopiles. Les plus connus sont :

- Le dispositif Seagen de Marine Current Turbines (MCT), un dispositif à double rotor de 1,2 MW. Les rotors étaient montés sur un cadre, attaché à un monopile central de 3m de diamètre [38], et pouvaient être sortis de l'eau pour la maintenance. Ce dispositif a été installé à Strangford Lough en 2008.
- La "turbine à centre ouvert" OpenHydro a été installée sur une fondation monopile jumelée à l'EMEC en 2007 [39]. Il s'agissait de la première hydrolienne installée à l'EMEC, la fondation permettant de sortir la turbine de l'eau pour la

maintenance (de la même manière que le dispositif Seagen). Des concepts de dispositifs OpenHydro ultérieurs ont utilisé des bases gravitaires, par exemple le réseau prévu dans le Raz Blanchard, en France [40], et le démonstrateur raté installé dans la baie de Fundy [41].

L'objectif principal du monopile pour ces deux concepts était de permettre un accès facile au dispositif pour la maintenance, ce qui était important, car la technologie hydrolienne était à un stade de développement très précoce et sans les connaissances et la fiabilité améliorée que l'on connaît aujourd'hui. En conséquence, ces monopiles étaient très grands et perçaient la surface, et ne seraient pas aussi économiques pour les concepts de dispositifs actuels qui visent des empreintes plus petites et des coûts plus bas en étant capables de réduire la masse étrangère.

Les conceptions futures utiliseront des piles beaucoup plus petits, en tirant parti des chaînes d'approvisionnement de l'éolien offshore. Ces pieux en acier devront probablement être forés dans le fond marin, car les sites hydroliens sont généralement rocheux et les sédiments sont emportés par les courants de marée. Cela implique l'utilisation d'une pièce de forage individuelle ou d'un outil de forage inséré dans le pieu. Pour s'assurer que l'ajustement est adéquat, des outils d'alignement sont utilisés et un coulis est posé entre le trou et la fondation du pieu. Souvent, une cale ou une "douille" autoportante est pré-percée dans laquelle le pieu est ensuite injecté.

Approche de modélisation

Nous avons considéré que le passage d'une base gravitaire à une fondation monopieu permettait une réduction des coûts de fourniture des fondations de 75%. Cette hypothèse s'appuie sur les données des partenaires et est conforme aux études précédentes [2]. Nous avons augmenté le coût d'installation de 16% pour tenir compte de la nécessité d'un forage, et donc d'un temps d'installation plus long.

Cela suppose que les fondations soient prêtes à être commercialisées, ce qui devrait se produire à la fin des années 2020 avec le déploiement de réseaux plus importants. Nous prévoyons que des projets monopiles pourraient voir le jour au milieu ou au terme des années 2020, par exemple au Raz Blanchard (Normandie Hydroliennes et Hydroquest) ou dans les projets AR4 CfD au Royaume-Uni. Ces projets donneront une bonne indication précoce de la compétitivité des coûts et de la viabilité.

En réalité, il pourrait y avoir une légère augmentation des coûts durant la phase de développement. Ainsi, des études géophysiques du fond marin seront nécessaires pour la conception des piles. Cependant, ces coûts seraient relativement faibles et spécifiques au site et n'ont donc pas été inclus. L'exploitation et l'entretien ainsi que les inspections associées aux pieux devraient être semblables à celles d'une base gravitaire, et ce coût n'a ainsi pas été modifié. Finalement, bien que dans certaines juridictions, il soit nécessaire d'enlever complètement les piles du fond marin, laissant le fond marin comme avant l'installation, ceci n'est pas courant. Les piles pourraient être taillées, laissant le pieu dans le sol. Cela ajouterait un certain coût au stade du démantèlement. Cependant, ce coût serait insignifiant par rapport aux coûts plus larges

du projet, et serait également actualisé dans l'avenir selon la méthodologie de calcul du LCOE.

Impact sur l'AEP, le coût et le LCOE

Le tableau 11 montre l'impact du pilote sur l'AEP, les coûts et le LCOE. Une réduction de 3,4% du LCOE est significative et justifie une étude plus approfondie. La longueur et l'épaisseur des pieux dépendront du type d'appareil et du site, de sorte que ce bénéfice pourrait varier considérablement (jusqu'à $\pm 50\%$).

Nous nous attendons à ce que cette amélioration soit constatée pour les dispositifs flottants qui passent d'ancrages gravitaires à des ancrages à encastrement ou à des ancrages sur pieux, bien que dans une moindre mesure (car une partie du coût du système de fondation se trouve également dans les lignes d'amarrage et les connecteurs).

Tableau 11 – Changements dans le PEA et coûts pour le facteur de réduction des coûts de base.

Paramètre	Base	Changement par rapport à la ligne de base
PEA par turbine (net)	par turbine	0.0%
CAPEX	par MW	-4.8%
OPEX	par MW par an	0.0%
DECEX	par MW	0.0%
LCOE	par MWh	-3.4%

3.7 Matériaux avancés pour les pales

Description

Les pales sont un élément crucial des hydroliennes. Si la taille des rotors peut varier, comme nous l'avons vu dans la section 3.1, ceux-ci doivent dans tous les cas être conçus avec soin pour garantir des performances de fonctionnement et une capacité de survie élevées.

Ce moteur de réduction des coûts examine les réductions potentielles des coûts des pales grâce à l'utilisation de nouveaux matériaux. Les pales thermoplastiques en sont un exemple. Ces matériaux pourraient permettre de fabriquer des pales en utilisant des méthodes d'impression additive en 3D. Les pales peuvent également être recyclées ou réutilisées beaucoup plus facilement, car le polymère plastique peut être chauffé jusqu'à l'état liquide et remoulé. Bien que les matériaux soient actuellement plus chers, des études ont suggéré que ces matériaux pourraient réduire le coût des pales d'éoliennes de 10 % et la durée du cycle de production de 15 % à mesure que la technologie s'améliore et est largement adoptée [42]. Les réductions de coûts sont complétées par une réduction des besoins en énergie et en main-d'œuvre [43].

Des pales thermoplastiques sont actuellement testées sur l'une des turbines du dispositif de Verdant Power sur l'East River à New York [44]. Il s'agit d'une collaboration

entre le développeur de la technologie hydrolienne et le National Renewable Energy Laboratory (NREL). Les pales sont actuellement courtes (5 m), mais l'objectif est de les tester et de les faire passer à 10-15 m pour les futures catégories de dispositifs.

Les experts techniques travaillant sur TIGER se sont entretenus avec des développeurs de technologies concernant les futurs concepts de pales, qui indiquent que des économies de coûts allant jusqu'à 75 % pourraient être possibles.

Matériaux/méthodes existants

Les pales hydroliennes sont fabriquées en matériaux composites, généralement en plastique renforcé de fibres de verre (GRP). Des enseignements ont été tirés de l'industrie de l'éolien offshore pour les matériaux, les méthodes de simulation et la forme des pales, bien que les volumes de production et la taille des pales soient beaucoup plus petits. En général, les pales sont conçues pour être minces, ce qui améliore les performances hydrodynamiques et conduit à une meilleure production d'énergie [45]. La pénétration d'eau peut être un problème, car les pales sont immergées, ce qui peut réduire la durée de vie en fatigue de 1 à 3 ans [46]. Ce domaine de recherche en cours pourrait modifier les matériaux et les propriétés des pales utilisées pour les technologies futures.

Parmi les autres matériaux ayant fait l'objet de démonstrations, citons les pales en métal (généralement en acier), qui deviennent toutefois trop lourdes pour les grandes tailles, et la fibre de carbone, qui est toutefois plus chère [47] et particulièrement difficile à recycler [48].

Approche de modélisation

Nous avons supposé une réduction de 50 % du CAPEX des pales. Cela se situe dans la fourchette (10-75%) indiquée par les recherches actuelles.

Les coûts d'exploitation et d'entretien sont restés inchangés. Ceci est dû à deux raisons principales :

1. En raison d'un manque d'expérience d'exploitation dans le secteur, la proportion d'O & M attribuée aux pales est difficile à déterminer. Elle est susceptible de varier considérablement selon la taille des pales, leur conception et les conditions du site (par exemple, turbulences et écoulement instable).
2. L'impact des nouveaux matériaux des pales sur l'intégrité et la durée de vie des pales est un domaine de recherche en cours, avec des incertitudes dues au nombre limité d'essais réalisés à ce jour.

Nous nous attendons à ce que l'O&M diminue dans le monde réel, car il est peu probable que les développeurs se contentent de matériaux dont les performances

structurelles sont dégradées sur le terrain. Les implications plus larges seront mieux comprises à mesure que la recherche dans ce domaine s'améliorera.

Nous n'avons pas non plus tenu compte d'une éventuelle augmentation de l'AEP due aux nouveaux matériaux des pales, car tout bénéfice est encore largement inconnu.

Impact sur l'AEP, le coût et le LCOE

Le tableau 12 montre l'impact du moteur sur l'AEP, les coûts et le LCOE. La réduction de 50 % du coût des pales entraîne une réduction de 4,2 % du CAPEX total et un LCOE global de 3,0 %. Cela montre que les pales représentent une part importante du CAPEX du dispositif et justifient des recherches plus approfondies.

Cette estimation est quelque peu prudente, car les bénéfices d'O & M n'ont pas été inclus. Il existe également des bénéfices environnementaux plus larges ; par exemple, les lames thermoplastiques pourraient être recyclées, ce qui profite à une économie circulaire.

Tableau 12 - Changements dans l'AEP et les coûts pour l'innovation des matériaux des pales améliorées.

Paramètre	Base	Changement par rapport à la ligne de base
PEA par turbine (net)	par turbine	0.0%
CAPEX	par MW	-4.2%
OPEX	par MW par an	0.0%
DECEX	par MW	0.0%
LCOE	par MWh	-3.0%

3.8 Augmentation de la taille des fermes

Description

Le déploiement de fermes plus grandes, composées d'un plus grand nombre de dispositifs, est un moyen important de réduire le LCOE de manière significative. Ceci grâce à des économies de volume accrues, par des économies de coûts associées à l'achat de composants en gros. Dans le cadre de TIGER, les fournisseurs de technologie hydrolienne ont indiqué que les économies de coûts sur certains composants pourraient atteindre 50 % si l'on achetait des réseaux plus importants de 20 dispositifs (par rapport aux concepts principalement déployés à ce jour). Les autres coûts qui évoluent favorablement en fonction de la taille de la ferme sont les suivants :

- Installation et O & M : les coûts fixes de mobilisation et de démobilisation du navire sont répartis sur un plus grand nombre de turbines.
- Développement : L'augmentation de la superficie de la zone de location n'entraîne pas une augmentation linéaire des coûts associés (les activités de développement et de consentement seraient toujours effectuées par un nombre similaire de personnes dans un délai similaire).
- Transmission à terre : des sous-stations onshore seront nécessaires pour les fermes à grande échelle. Pour les fermes allant jusqu'à quelques centaines de mégawatts,

nous pensons qu'une seule sous-station sera suffisante. Les coûts du câblage de transmission à terre, de l'installation de la sous-station et des travaux de génie civil à terre resteraient très similaires, avec une petite différence due aux différences dans l'équipement électrique requis.

Des fermes plus grandes conduiront également à une chaîne d'approvisionnement plus experte et plus confiante. Certains fournisseurs hésitent à fournir et à conserver dans leurs stocks de petits lots de composants assez personnalisés si la croissance du marché n'est pas clairement démontrée. Le déploiement de fermes plus grandes créera des conditions plus favorables pour les développeurs de la technologie hydrolienne et augmentera la concurrence dans la chaîne d'approvisionnement, ce qui entraînera une baisse des coûts.

Une ferme plus grande, avec plus de turbines dans l'eau, entraînerait une plus grande traînée dans le flux hydrolien, et les turbines subiraient une réduction de leur production en raison des effets de sillage. Il pourrait être possible d'atténuer ce phénomène par une disposition astucieuse des turbines afin de tirer parti des effets d'interférence constructive. C'est un domaine de recherche en cours, par exemple [49] [50].

Matériaux/méthodes existants

Le Royaume-Uni compte actuellement deux réseaux d'hydroliennes :

1. Le Shetland Array a été le premier réseau d'énergie hydrolienne connecté au réseau au monde lorsque deux dispositifs ont été installés en 2016. Le Shetland Array est exploité par Nova Innovation et contient quatre de ses dispositifs M100. Chaque dispositif a une puissance nominale de 100 kW. Le dernier dispositif a été installé en octobre 2020, et il est prévu d'en installer deux autres ; ceci est financé dans le cadre du projet EnFAIT de 20 millions d'euros.⁸
2. SIMEC Atlantis possède et exploite un réseau de quatre dispositifs de 6 MW, Meygen Phase 1A. Il est situé dans le Pentland Firth entre les Orcades et le continent écossais. Il se compose de quatre dispositifs de 1,5 MW (trois Andritz Hydro Hammerfest et un Atlantis AR1500) et génère des revenus via l'obligation d'énergie renouvelable (RO)⁹ avec un contrat pour 5 certificats d'obligation d'énergie renouvelable (ROC) par MWh produit.

⁸ EnFAIT - Enabling Future Arrays in Tidal (consulté le 11/10/2022).

⁹ Précurseur de la CfD.

Ces deux projets sont relativement petits par rapport à la taille des parcs d'éoliennes en mer plus matures, où les réseaux de plus de 100 turbines ne sont pas rares. Bien que la ressource hydrolienne soit différente, avec des sites généralement plus limités par la géographie, comme la largeur du canal, l'ambition est de déployer des fermes à des échelles similaires afin d'exploiter pleinement les économies et les rendements.

Approche de modélisation

Nous avons modélisé une ferme de 100 MW composée de 50 dispositifs, chacun d'une puissance de 2 MW. Nous avons supposé qu'il y aurait des économies de coûts sur la plupart des composants des dispositifs, car les économies d'échelle plus importantes pourraient garantir des prix plus favorables auprès des fournisseurs. Nous avons estimé ces économies à 15% pour la plupart des composants des turbines, ce qui correspond aux réductions de coûts constatées par ORE Catapult pour les projets éoliens offshore.

Pour installer le dispositif et des fondations, nous avons calculé une réduction de 60% du coût par MW. Cela suppose l'utilisation d'un navire DP à 150 000 £ par jour pour l'installation, avec 10 jours nécessaires pour la mobilisation et la démobilisation, une prime de 20 % ajoutée pour tenir compte de l'attente des fenêtres météorologiques. La principale réduction de coût provient du fait que les coûts de mobilisation et de démobilisation ne sont encourus qu'une seule fois dans les deux cas (900 000 £ au total), répartis sur une capacité installée plus élevée (112,5 000 £/MW pour la ferme de 8 MW, contre 9 £/MW pour la plus grande ferme de 100 MW).

Pour l'O & M, nous avons calculé des réductions de 60% pour les inspections planifiées et de 8% pour de majeures réparations mineures non planifiées en utilisant un modèle Microsoft Excel dédié. Nous avons supposé que tous les dispositifs seraient inspectés lors d'une seule campagne annuelle. Cela signifie que, comme pour l'installation, les coûts de mobilisation sont répartis sur un plus grand nombre de dispositifs. La maintenance non planifiée n'est que légèrement améliorée, car il devient moins coûteux d'affréter le navire principal d'O & M sur le long terme plutôt que de devoir le mobiliser dès qu'il y a une panne (ce qui est l'approche privilégiée pour la petite exploitation). Nous avons supposé que les réparations mineures pourraient être effectuées à l'aide d'un grand bateau de travail multicat, les réparations majeures nécessitant un navire DP de grand tonnage.

The onshore electrical system accounts for a third of the LCOE reduction. This is because fixed costs of the onshore export cabling and substation are spread over the larger number of devices (we assumed a single substation would be required for both the 100MW and 8MW farms).

Le système électrique onshore représente un tiers de la réduction du LCOE. Cela s'explique par le fait que les coûts fixes du câblage et de la sous-station d'exportation à

terre sont répartis sur un plus grand nombre de dispositifs (nous avons supposé qu'une seule sous-station serait nécessaire pour les fermes de 100 MW et de 8 MW).

Impact sur l'AEP, le coût et le LCOE

Le tableau 13 montre l'impact du moteur sur l'AEP, les coûts et le LCOE. Le résultat est une réduction de plus de 28 % du LCOE, avec une réduction substantielle des coûts répartis sur les CAPEX, OPEX et DECEX.

La diminution du PEA est due aux pertes de sillage supposées. Il s'agit d'un chiffre indicatif et, en réalité, il variera en fonction de la disposition de la ferme, du régime d'écoulement et de la taille des turbines. Au fur et à mesure que l'apprentissage s'améliore, nous nous attendons à ce que ce chiffre diminue. Nous bénéficierons aussi d'une vérification sur le terrain lorsque la prochaine génération de réseaux sera déployée dans le cadre du CfD AR4 du Royaume-Uni.

Certains des autres facteurs de réduction des coûts mentionnés dans cette étude sont relativement "rapides", se concentrant sur des composants spécifiques qui pourraient être réalisés par une R&D ciblée (par exemple, une subvention). D'autre part, ce moteur nécessiterait d'importants investissements en capital : potentiellement des centaines de millions de livres. Il nécessiterait certainement une certaine forme de soutien financier et d'investissement du secteur privé. Par conséquent, nous pensons que ce moteur n'apparaîtra pas avant la fin des années 2020 (ou peut-être le début des années 2030), une fois que la technologie aura été correctement dé-risée et démontrée à l'échelle de petits réseaux (<10 turbines).

Tableau 13 - Changements dans l'AEP et les coûts pour le facteur de réduction des coûts de l'exploitation de 100MW.

Paramètre	Unités	Changement par rapport à la ligne de base
PEA per turbine (net)	par turbine	-11.4%
CAPEX	par MW	-33.1%
OPEX	par MW par an	-42.1%
DECEX	par MW	-60.0%
LCOE	par MWh	-28.4%

3.9 Réduction du coût moyen pondéré du capital

Description

À ce jour, l'industrie des énergies hydroliennes n'a vu qu'un petit nombre de dispositifs installés. Si la technologie a fait ses preuves, elle n'a pas été déployée à une échelle commerciale significative. Au fur et à mesure que la technologie sera déployée à plus grande échelle, la fiabilité et les performances s'amélioreront et permettront de réduire les risques. Cela améliorera le financement disponible pour les développeurs de technologies et de projets hydroliens, en leur donnant accès au financement par emprunt auprès de prêteurs commerciaux à des taux d'intérêt inférieurs (comme les obligations d'entreprise). En outre, les investisseurs se contenteront d'un coût des capitaux propres plus faible, car les projets peuvent démontrer des revenus et des flux

de trésorerie durables. Ces facteurs réduiront le coût pondéré du capital (WACC) garanti pour les projets et réduiront le coût effectif nivelé du projet.

Matériaux/méthodes existants

Dans le secteur de l'énergie hydrolienne, une grande partie du financement provient de subventions du secteur public pour compléter les importants investissements privés. Au Royaume-Uni et en France, les subventions de l'UE ont traditionnellement constitué une grande partie de ce financement, avec quelques projets récents et en cours présentés dans le tableau 14. Cependant, ces projets nécessitent souvent un certain niveau de financement complémentaire de la part du secteur privé.

Tableau 14 - Exemples de projets hydroliens en cours financés par le gouvernement. 1Financé par le Fonds européen de développement régional (FEDER). 2Financé par le programme Horizon 2020.

Projet/programme	Montant total	Cadre temporel	Organisme de financement	Développeurs de technologie hydrolienne	Thèmes
TIGRE [51]	€45.4M	2019-23	EU ¹ (€30M)	Hydroquest, Minesto, Orbital Marine Power (OMP), Proteus Marine Renewables, QED Naval, Sabella	• Déployer la technologie • Amélioration de la chaîne d'approvisionnement • Réduction des coûts
AVANT-2030 [52]	€26.7	2021-25	EU ² (€20.5M)	OMP	• Déployer la technologie • Production d'hydrogène • Fabrication en volume
EnFAIT [53]	€20M	2017-22	EU ² (€14.9M)	Nova Innovation	• Disposition des réseaux et interactions avec le sillage
Carbo4Power [54]	€7.8M	2020-2024	EU ² (€7M)	Sabella	• Matériaux des pales de rotor
SELKIE [55]	€5.2M	2020-2023	EU1	Aucun	• Outils logiciels
ÉLÉMENT [56]	€5M	2019-22	EU ²	Nova Innovation	• Systèmes de contrôle • IA

Saltire Tidal Energy Challenge Fund [57] (en anglais)	£3.4M	2019	Royaume-Uni (gouvernement écossais)	OMP	• Déploiement de la technologie
OPIN [58]	€2.6M	2018-22	EU ¹ (€1.5M)	Aucun	• Créer des réseaux industriels
VOLT [56]	£2M	2021-23	Royaume-Uni (gouvernement écossais)	Nova Innovation	• Fabrication en volume
EVOLVE [59]	€1M	2021-23	EU ²	OMP	• Impact sur le système énergétique

Certains promoteurs de projets hydroliens ont réussi à obtenir un succès notable grâce au crowdfunding, notamment :

- Orbital Marine Power a obtenu 1 million de livres sterling en crowdfunding en moins d'une semaine en 2020 [60]. La campagne a été hébergée sur Crowdcube, avec plus de 2 millions de livres sterling collectés à la fin de la campagne, la société donnant 5,41 % de son capital [61].
- Nova Innovation : Les campagnes ont inclus une campagne de 2019, par laquelle la société a levé 1,1 million de livres sterling (500 000 livres sterling initialement visées) [62], et plus récemment en 2021, où la société a levé plus de 2 millions de livres sterling sur la plateforme Seedrs (1 million de livres sterling initialement visées) [63].
- QED Naval : La société a collecté plus d'un million de livres en mars 2021, sur la plateforme de crowdfunding Seedrs, à partir d'un objectif initial de 350 000 livres [64]. L'offre finale était de 7,69% d'équité.

Certaines entreprises ont également obtenu un financement par emprunt en émettant des obligations :

- SIMEC Atlantis Energy a réussi 3,79 M£ en émettant une obligation sur la plateforme de crowdfunding Abundance en 2020, à un taux d'intérêt de 8% et arrivant à échéance en 2024 [65]. Ceci fait par suite d'une levée de 4,95M£ en 2017, via deux obligations.
- Orbital Marine Power a réussi 7 M£ en 2019, également via la plateforme Abundance. Il s'agissait du plus gros montant levé sur la plateforme à l'époque. Des débentures d'une durée de 2 à 5 ans ont été proposées, à des taux d'intérêt pouvant atteindre 12 % [66].

Enfin, il y a deux sociétés hydroliennes qui sont publiquement cotées :

- SIMEC Atlantis Energy – La Bourse de Londres (AIM)
- Minesto – La Bourse de Stockholm

Jusqu'à présent, la majorité du financement privé s'est faite par le biais de capitaux propres. Comme l'industrie est en grande partie pré commerciale, les sociétés doivent générer des flux de trésorerie soutenus, ce qui rend problématique l'endettement important, car les sociétés ne peuvent pas payer les intérêts. Les banques et autres prêteurs sont également réticents à prendre des risques et le type de risque de construction présent dans l'environnement marin constitue un obstacle à l'obtention de conditions de prêt favorables. De nombreux prêteurs considèrent la technologie comme trop risquée, notamment en raison des dépenses initiales élevées et des longues périodes de remboursement [67]. Cependant, cela changera à mesure que les fermes hydroliennes démontreront une activité opérationnelle soutenue à plus grande échelle.

L'énergie éolienne offshore a bénéficié d'un afflux considérable de capitaux au cours des cinq à dix dernières années, car la technologie n'est plus risquée et les prêteurs sont assurés d'un rendement constant. Cette évolution a été favorisée par des mécanismes de marché tels que le CfD, qui garantit un flux de revenus constant sur le marché de gros. L'augmentation du financement par emprunt pour la phase de construction a eu une influence considérable, ce qui a fait baisser le WACC de manière significative [68]. Ocean Energy Europe a déclaré qu'une réduction de 30 à 40 % des coûts des projets serait possible si les développeurs de projets pouvaient obtenir des taux d'intérêt à des niveaux similaires à ceux de l'éolien offshore [69].

Approche de modélisation

Notre modèle prévoit une réduction de 20 % du CMPC, qui passe de 8 % à 6,4 %. On peut s'attendre à ce que cette baisse se poursuive jusqu'au milieu des années 2030, à mesure que la technologie démontre sa viabilité commerciale à des échelles de réseau plus grandes et qu'elle peut utiliser des financements par emprunt à taux d'intérêt plus faibles.

Impact sur l'AEP, le coût et le LCOE

Le tableau 15 montre l'impact du moteur sur l'AEP, les coûts et le LCOE. Une réduction de 20% du CMPC entraîne une réduction de 10% du LCOE. Il s'agit d'un montant significatif, qui sera atteint à mesure que la technologie s'étend à des réseaux plus grands et que le secteur est capable d'attirer davantage d'investissements privés.

Tableau 15 - Changements dans l'AEP et les coûts (en termes réels de 2021) pour le facteur de réduction des coûts du WACC réduit.

Paramètre	Base	Changement par rapport à la ligne de base
PEA par turbine (net)	par turbine	0.0%
CAPEX	par MW	0.0%
OPEX	par MW par an	0.0%
DECEX	par MW	0.0%
LCOE	par MWh	-9.6%

4 Impact combiné des innovations

La figure 7 montre l'impact cumulé de l'application de tous les facteurs de réduction des coûts. L'impact individuel et combiné de l'augmentation du rotor et de la puissance nominale est illustré. Sous l'axe des abscisses, nous indiquons également les réductions individuelles en % du LCOE pour chaque innovation.

Nous avons constaté que les innovations combinées pouvaient réduire le LCOE de 67,5 %. Notre scénario de base ramènerait le LCOE à 99 £/MWh (78 £/MWh en £2012). La plupart de ces innovations (à gauche de la ferme de 100 MW) pourraient être réalisées au moment où les projets CfD de l'AR4 devraient être installés (d'ici 2026-28), ce qui équivaut à une réduction du LCOE de 50 %. À l'exception des matériaux avancés pour les pales, ces innovations seront probablement présentes dans une certaine mesure dans la prochaine génération de panneaux déployés pour l'AR4.

Nous nous attendons à ce que la première ferme de 100 MW soit déployée d'ici 2032, en supposant que l'énergie hydrolienne continue à avoir accès au soutien des revenus via CfD. En 2022, le gouvernement a récemment annoncé une modification du mécanisme CfD : la tenue d'enchères annuelles plutôt que bisannuelles, comme c'était le cas jusqu'à présent. Cela donne à l'industrie hydrolienne une certaine flexibilité et des occasions régulières de démontrer cette trajectoire de réduction des coûts par le biais des CfD attribués.

La situation en France est moins claire, car le gouvernement n'a pas encore annoncé de soutien officiel aux revenus. En février 2022, des discussions sont en cours concernant un contrat d'achat d'électricité (PPA). Deux projets sont en cours de développement dans le Raz Blanchard pour un total de 29MW : Hydroquest (17MW) et Normandie Hydroliennes (12MW). Si les modifications d'autorisation sont accordées, ces projets seront installés d'ici 2025/26 et pourraient constituer la base de réseaux plus importants de plus de 100 MW d'ici 2030.

Notre estimation du LCOE de 86 £/MWh (£2012) pour les sept premières innovations (jusqu'à et y compris la ferme de 100MW) dépasse l'étude précédente d'ORE Catapult, qui prévoyait environ 130 £/MWh après 200MW de déploiement cumulé. Nous n'avons inclus que les principaux moteurs tels que nous les avons jugés, et nous nous attendons donc à une possibilité accrue de réduction des coûts en dessous de ce niveau grâce à d'autres aspects. Il s'agit notamment de l'amélioration de la chaîne d'approvisionnement (y compris une concurrence accrue), de l'amélioration des procédures d'exploitation et de maintenance grâce à l'apprentissage par la pratique, et de la réduction des primes d'assurance au fur et à mesure de la démonstration de la technologie et de la réduction des risques. Les plus importants de ces facteurs sont décrits à l'annexe A.

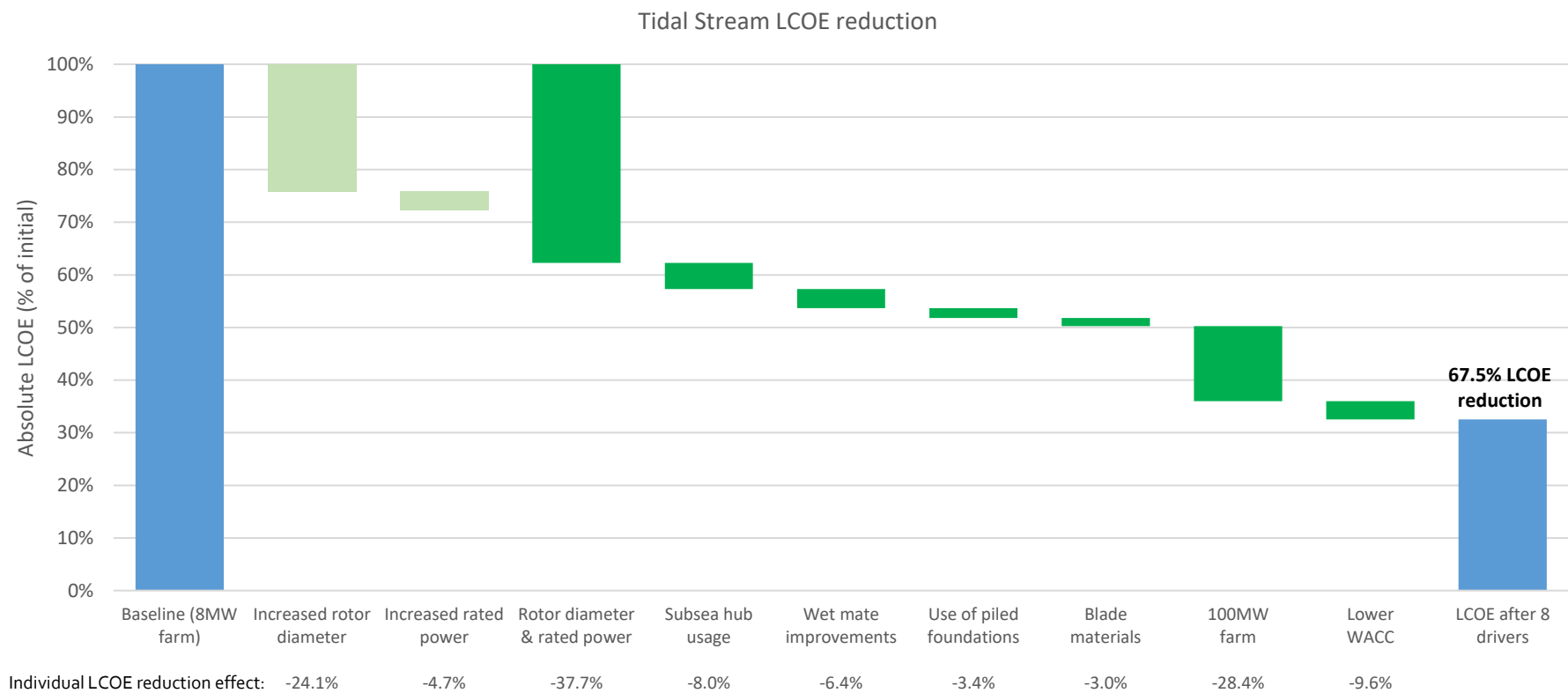


Figure 7 Réduction du LCOE pouvant être obtenue par les facteurs de réduction des coûts examinés. L'augmentation du diamètre du rotor et de la puissance nominale représente la nature additive des deux innovations précédentes (en vert plus clair).

5 Innovations dans le contexte des sites TIGER

Le projet TIGER fait progresser les projets hydroliens sur six sites européens, comme le montre la figure 8. Le tableau 16 résume l'adéquation des six sites aux facteurs de réduction des coûts examinés dans la section 3. Le vert indique les facteurs très appropriés, l'orange ceux qui sont généralement appropriés et le rouge ceux qui sont jugés moins appropriés.

Tableau 16 - L'aptitude des six sites TIGER à mettre en œuvre les facteurs de réduction des coûts. Vert (H) : très approprié. Orange (S) : approprié. Rouge (L) : moins approprié

Conducteur	le Raz Blanchard	Île de Wight	Morbihan Gulf	Ramsay Sound	Paimpol-Bréhat
Dispositifs plus grands (diamètre du rotor et puissance nominale)	H	H	L	S	L
Hubs sous-marins	H	H	S	S	L
Connecteurs wet mate	H	H	H	S	S
Fondations sur piles	H	H	S	S	S
Matériaux avancés pour les lames	S	S	H	H	H
Grandes fermes	H	H	S	L	L
WACC inférieur	H	H	S	L	L



Figure 8 - Sites de projets d'énergie hydrolienne en cours de développement dans le cadre du projet TIGER.

5.1 Sites commerciaux de grande taille

Le Raz Blanchard et l'île de Wight peuvent devenir de grands sites commerciaux. Il est possible de créer des fermes de plus de 100 MW, ce qui réduira les coûts grâce aux

économies de volume et permettra de réduire le CMPC grâce au financement par emprunt.

Ces sites couvrent des surfaces relativement importantes. Les profondeurs sont bien adaptées aux dispositifs à grand rotor pour débloquer de cruciales réductions de coûts.

L'essai d'innovations telles que des matériaux avancés pour les pales ne devrait pas être prioritaire pour les sites de ces régions, étant donné les bénéfices relativement faibles par rapport à l'augmentation de la taille des dispositifs et des exploitations. L'utilisation de matériaux de pales existants et éprouvés pourrait également être plus facile à fabriquer, ce qui permettrait de fabriquer et de déployer les dispositifs plus rapidement.

Les zones appropriées dans les environs de l'île de Wight sont généralement proches de la côte (par exemple, PTEC est à moins de 2 km). Nous pensons aussi donc qu'il y a moins de bénéfices à tirer de l'utilisation d'un hub sous-marin. Dans cette zone, il existe une bonne variété de site : deux sites à l'échelle commerciale en cours de développement (PTEC et Portland Bill) et un site d'essai en cours de développement près du port de Yarmouth (voir tableau 1).

5.2 Petits sites commerciaux et sites d'essai

Le Golfe du Morbihan est un site commercial plus petit. Dans la grande région de Bretagne, il pourrait y avoir des dizaines, voire des centaines de MW de capacité, pour qu'il pourrait y avoir des bénéfices en termes de coûts grâce à des économies de volume. Cela pourrait particulièrement être le cas si les conceptions de dispositifs établis sont produites et déployées dans toute la région.

La zone est un haut lieu d'activités de loisirs, y compris le tourisme et les usages récréatifs (par exemple, la plongée et les sports nautiques). Cette situation, combinée à des eaux relativement peu profondes, signifie que les dispositifs à rotor de plus grande taille ne sont probablement pas adaptés, car ils devront être éloignés d'autres usagers de la mer. Cela pourrait également être le cas pour les monopiles, qui pourraient causer des perturbations pendant l'installation. Nous pensons aussi que les dispositifs flottants seront moins adaptés, puisqu'ils peuvent présenter des risques pour la navigation. Les connecteurs wet mate seront donc intéressants et permettraient potentiellement de réduire les coûts.

Concernant l'île de Wight, les zones appropriées sont proches de la côte, avec des dispositifs et des câbles plus petits, pour que les plateformes sous-marines sont moins nécessaires.

Ramsey Sound et Paimpol-Bréhat sont des sites à plus petite échelle. Comme tels, nous pensons qu'ils ne seraient pas en mesure d'exploiter pleinement les bénéfices de réduction des coûts provenant d'économies d'échelle plus importantes.

Paimpol-Bréhat, propriété d'EDF et exploité par SEENEON, est un site d'essai, et il n'existe aucun projet de déploiement commercial d'un réseau. Il serait le mieux adapté

pour tester les technologies émergentes (par exemple, les matériaux des pales, les systèmes de surveillance et de mesure de l'état, les nouvelles fondations, les opérations maritimes, la vérification des performances et de la courbe de puissance, etc.)

Bien que Ramsey Sound soit une zone de fonds marins relativement petite, il existe un potentiel pour des réseaux à plus grande échelle dans les environs (par exemple, à St David's Head, où la société TEL prévoyait d'installer un réseau de 10 MW). Le fond marin est connu pour être rocheux et irrégulier, et il y a un canal de 80 m de profondeur dans le détroit. Il en résulte des conditions d'écoulement instables et fluctuantes [70], ce qui pourrait faire de cette zone un bon banc d'essai pour les pales hydroliennes et autres composants sensibles à la fatigue due à la marée.

6 Conclusions and recommendations

6.1 Conclusions

Dans cette étude, nous avons présenté les innovations les plus avant-gardistes et les facteurs de réduction des coûts qui font actuellement l'objet de recherches pour l'énergie hydrolienne. À partir de plus de 50 facteurs spécifiques de réduction des coûts, nous avons réduit le nombre de ces facteurs aux huit jugés les plus significatifs par le biais d'une série d'ateliers internes.

Nous avons quantifié la réduction des LCOE qui pourrait être obtenue si les moteurs étaient adoptés commercialement. Pour ce faire, nous avons d'abord construit un modèle LCOE sur Microsoft Excel. Nous avons modélisé une ferme de référence de quatre dispositifs de 2 MW, en supposant un axe horizontal, une technologie fixe inférieure mise en service en 2021. Nous avons ensuite fait varier les paramètres individuels en considérant les améliorations de coût et de performance qui pourraient être attribuées à chaque facteur de réduction des coûts. Ces facteurs d'amélioration ont été estimés à partir de la littérature, des tendances observées dans l'éolien offshore, et en utilisant les données des partenaires du projet TIGER.

De plus, nous avons pu quantifier la réduction du LCOE associée à chaque moteur (et l'impact combiné de l'augmentation du diamètre du rotor et de la puissance nominale de la turbine). De plus, nous pourrions comparer et discuter de chacun d'eux dans le contexte plus large de l'industrie et fournir des exemples de l'état actuel de l'art et des recherches en cours.

De plus, nous avons constaté que la combinaison de l'augmentation du diamètre du rotor et de la puissance nominale permettait la plus grande réduction du LCOE, estimée à 38 %. Cette innovation est spécifique au site, car les sites moins profonds limiteront la taille du rotor qui peut être déployé. La majeure partie de l'amélioration provient de l'augmentation du diamètre du rotor plutôt que de l'augmentation de la puissance. De plus, nous avons également constaté que l'augmentation de la taille de la ferme est très significative, avec une ferme de 100 MW réduisant le LCOE de 28 %. Ceci exclut l'effet de la réduction du WACC, considéré séparément. Une ferme plus grande permettrait de

meilleurs arrangements financiers et des conditions plus favorables de la part des prêteurs, donc cet impact est probablement plus important que celui modélisé.

Parmi les facteurs mineurs, citons l'amélioration des connecteurs wet mate (réduction de 6,4 % du LCOE), les matériaux avancés des pales (réduction de 3,0 % du LCOE) et les fondations sur pieux (réduction de 3,4 % du LCOE). Nous avons constaté que la combinaison des huit innovations individuelles (y compris les bénéfices combinés de l'augmentation du diamètre du rotor et de la puissance nominale) pouvait réduire le LCOE de 67,5 % par rapport au dispositif de base actuel.

Nous avons discuté des facteurs de réduction des coûts dans le contexte des sites TIGER. La réduction des coûts la plus importante peut être obtenue sur les sites les plus grands et les plus profonds : le Raz Blanchard et l'île de Wight. En effet, il y a de la place pour des fermes plus grandes (100 MW+), et l'eau est suffisamment profonde pour de grands dispositifs de rotor. Le Golfe du Morbihan est moins profond, et il y a plus de chevauchements avec d'autres utilisateurs de la mer ; il bénéficierait donc davantage d'innovations technologiques spécifiques : par exemple, des connecteurs wet mate et des matériaux avancés pour les pales, qui pourraient être démontrés sur des dispositifs plus petits. Ramsey Sound et Paimpol-Bréhat sont des sites à petite échelle, mieux adaptés aux essais, et seraient ainsi de bons endroits pour tester, à l'échelle, des innovations qui pourraient ensuite être appliquées à des fermes plus grandes sur des sites plus commerciaux (par exemple, les hubs sous-marins, les matériaux des pales, les stratégies de contrôle, les procédures logistiques).

Nous avons également présenté une liste d'innovations qui pourraient bénéficier à l'énergie hydrolienne. Ces bénéfices en termes de coût total de possession (LCOE) ont été quantifiés dans le cadre de l'étude, principalement en raison du manque de données et parce que beaucoup d'entre eux devraient se produire dans un avenir beaucoup plus lointain. Il s'agit notamment de la gestion des revêtements et de la corrosion, des nouvelles ancrages (par exemple, les boulons de roche), des améliorations des systèmes d'amarrage pour les dispositifs flottants, de l'utilisation croissante de la robotique et de l'intelligence artificielle (entre autres, pour l'exploitation et la maintenance, et la planification logistique) et des navires spécialement conçus pour le secteur.

6.2 Autres travaux

Cette étude pourrait être exploitée à l'avenir de plusieurs manières :

- L'étude pourrait être étendue pour considérer d'autres types de dispositifs de base (entre autres, les dispositifs flottants, les petits dispositifs fixes <500 kW). Bien que nous pensions que les résultats seraient représentatifs de l'industrie hydrolienne dans son ensemble, il y aura quelques différences, car il existe des différences dans des domaines de coûts et de performances spécifiques.
- Le modèle LCOE pourrait être conçu avec des calculs plus spécifiques aux sites, permettant de présenter le diagramme en cascade pour des sites spécifiques et en

considérant différentes technologies. Cela nécessiterait une plus grande participation des opérateurs de site et des développeurs de technologies pour obtenir les données de coûts nécessaires.

- Certains des facteurs examinés ont des répercussions qui vont au-delà du seul coût d'utilisation des combustibles. Il s'agit notamment de l'augmentation des possibilités d'emploi, de l'amélioration de la valeur ajoutée brute (VAB) pour les économies régionales et de la réduction des émissions de CO₂ pendant le cycle de vie du produit. Des travaux futurs pourraient également quantifier ces impacts.
- L'étude pourrait être étendue à d'autres applications hydroliennes : par exemple, la production d'hydrogène et le dessalement. Ces applications auront un rôle à jouer dans la décarbonisation de l'économie au sens large, et leurs voies spécifiques de réduction des coûts pourraient être explorées. Cela déterminerait les meilleures synergies entre l'hydrolien et ces systèmes.
- Cette étude s'est largement concentrée sur les facteurs de réduction des coûts qui pourraient être exploités à court ou à court terme (d'ici à 2035). De nombreuses innovations ont été envisagées, mais certaines ont été jugées trop éloignées dans le temps et manquaient de données pour être évaluées (par exemple, l'IA et la robotique, les navires spécialement construits). Ces innovations pourraient être intégrées dans une étude future, à mesure que les connaissances s'améliorent.
- Cette étude propose un contexte pour les innovations choisies, y compris les recherches actuelles. Le coût de l'investissement dans la recherche pour mettre les innovations sur le marché n'est pas quantifié et pourrait être considéré dans une étude future. Les subventions nécessaires dans différents domaines ont été estimées dans l'étude ETIP Ocean [5], comme résumé dans la section 1.2. Les travaux futurs pourraient s'appuyer sur cette estimation en examinant des innovations spécifiques, notamment en discutant avec les développeurs de technologies pour comprendre leurs besoins financiers.

6.3 Résumé final et recommandations

Cette étude a quantifié la réduction des coûts d'exploitation marginaux que huit innovations spécifiques¹⁰ pourraient apporter au secteur hydrolien. Le résultat est une réduction du LCOE de 67,5 %, ce qui contribuerait à rendre l'industrie plus compétitive en termes de coûts par rapport aux autres énergies renouvelables et à jeter les bases d'une industrie forte et dynamique. L'industrie dispose ainsi d'un objectif et d'un argumentaire économique, ce qui aidera l'énergie hydrolienne à devenir un succès au Royaume-Uni et en France, en assurant la sécurité énergétique et en contribuant de manière significative aux objectifs de zéro émission.

10 Neuf, y compris l'impact combiné d'un plus grand diamètre de rotor et d'une plus grande puissance nominale, qui ont été considérés ensemble comme un moteur supplémentaire.

Sur la base des connaissances acquises et des conclusions de cette étude, nous recommandons à l'industrie les actions suivantes pour que ces réductions de coûts deviennent une réalité :

Conception de la lame

- Cette étude a identifié l'augmentation du diamètre du rotor comme étant l'un des principaux facteurs de réduction des coûts. Ce point devrait être étudié plus en détail afin de comprendre pleinement les implications en termes de coûts et les propriétés des matériaux des pales plus grandes.
- Plusieurs installations d'essai sont capables de tester de grandes pales d'hydroliennes, par exemple, le banc d'essai de 50 m de l'ORE Catapult et l'installation FastBlade de l'Université d'Édimbourg. Ces essais (par exemple, des essais de fatigue accélérée) pourraient être combinés à des considérations économiques, en faisant appel à des fournisseurs comme A C Marine et Composites pour déterminer la faisabilité de ces grandes pales et améliorer l'estimation de la réduction du LCOE. Cela comprendrait également une analyse détaillée des tâches de maintenance et des impacts sur les temps d'arrêt et les défaillances des pales.

Cadre de suivi des coûts

- Les développeurs de technologies peuvent appréhender de partager les données nécessaires à la modélisation technico-économique, même sous NDA. Cela est compréhensible, car ces sociétés tiennent à conserver un avantage concurrentiel. Une certaine forme de partage des données sur les coûts est cruciale pour le succès de l'industrie, et une plus grande transparence est nécessaire pour démontrer les progrès réalisés. La vérification par une tierce partie indépendante est également importante. Ainsi, elle rend l'industrie plus crédible et atténue le risque que les sociétés « promettent trop et ne livrent pas assez » sur la viabilité économique, comme c'était le cas dans le passé.
- Nous pensons qu'une certaine forme de cadre de surveillance/partage des coûts est importante pour garantir que la réduction des coûts est démontrée, car c'est une préoccupation majeure du gouvernement. Cela pourrait prendre la forme du cadre de suivi de la réduction des coûts de l'éolien offshore. Il a été coordonné par ORE Catapult et a fonctionné de 2013 à 2018, créant un cadre crédible soutenu par le gouvernement pour juger des progrès de l'industrie et des améliorations spécifiques de l'innovation. Cependant, ce dispositif nécessite une masse critique de projets pour garantir que les données sur les coûts puissent être agrégées au niveau du secteur sans risquer de pouvoir rétro-calculer les coûts confidentiels des projets individuels.

Facteurs financiers

- L'étude était principalement centrée sur les facteurs technologiques, mais la réduction de 10% du LCOE pour une réduction de 20% du WACC était significative.
- Les sociétés peuvent être conseillées sur les moyens d'accéder à différents types de financement : par exemple, les approches de financement mixte, les obligations vertes, l'accès à la dette, la collecte de fonds propres par le biais, entre autres, du crowdfunding et de l'investissement providentiel.
- Les cautions et les assurances pour déclasser les dispositifs constituent également des obstacles, que l'industrie peine à obtenir à des taux raisonnables en raison d'un manque d'expérience opérationnelle générale dans le secteur. Dans le cadre de TIGER, une étude a été menée sur les modèles d'assurance adaptés au secteur. Un projet pilote est prévu pour créer un assureur captif de type société cellulaire protégée (PCC) afin de pallier l'incapacité du marché de l'assurance à fournir des produits d'assurance suffisamment solides pour permettre la démonstration et le déploiement commercial de nouveaux projets d'énergie marine.
- Nous recommandons aux décideurs politiques de travailler avec les développeurs de technologies pour comprendre le paysage financier dans lequel ils opèrent. Ainsi, des améliorations dans la façon dont les projets et les sociétés sont financés pourraient avoir des implications significatives pour la réduction du LCOE sans avoir besoin, par exemple, de subventions importantes pour la R & D.

Références

- [1] Département des affaires, de l'énergie et de la stratégie industrielle (BEIS), "CONTRATS DE DIFFÉRENCE : Methodology used to set Administrative Strike Prices for CfD Allocation Round 4", BEIS, 2021.
- [2] G. Smart et M. Noonan, " Tidal Stream and Wave Energy Cost Reduction and Industrial Benefit ", Offshore Renewable Energy Catapult, 2018.
- [3] M. Noonan, "Tidal Stream : Opportunities for Collaborative Action ", Offshore Renewable Energy Catapult, 2019.
- [4] Vivid Economics, "Energy Innovation Needs Assessment : Sub-theme report : Tidal Stream ", ministère britannique des affaires, de l'énergie et de l'industrie (BEIS), 2019.
- [5] ETIP Ocean, "Strategic Research and Innovation Agenda for Ocean Energy", ETIP Ocean, 2020.
- [6] ETIP Ocean, "ETIP Ocean : À propos", [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.etipocean.eu/about/etip-ocean/>. [Consulté le 21 janvier 2022].
- [7] Guernsey Press, " Tidal power plans for Alderney Race ", 7 mai 2018. [En ligne]. Disponible : <https://guernseypress.com/news/2018/05/07/tidal-power-plans-for-alderney-race/>. [Consulté le 01 01 2022].
- [8] Z. L. Z. L. Goss, D. S. Coles et M. D. Piggott, " Identifying economically viable tidal sites within the Alderney Race through optimization of levelized cost of energy ", Philosophical Transactions of The Royal Society A Mathematical Physical and Engineering Sciences, vol. 378, p. 2178, 2020.
- [9] SIMEC Atlantis Energy, "NORMANDY PREFECTURE APPROVES TRANSFER OF 12MW TIDAL POWER DEVELOPMENT LEASE FROM ENGIE TO NORMANDIE HYDROLIENNES," 22 juin 2020. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://simecatlantis.com/2020/06/22/normandy-prefecture-approves-transfer-of-12mw-tidal-power-development-lease-from-engie-to-normandie-hydroliennes/>. [Consulté le 24 mars 2022].
- [10] Hydroquest, " Description du projet et opportunités commerciales pour les fournisseurs : Projet TIGER/Raz Blanchard", TIGER, 2021.
- [11] BVG Associates, "Future renewable energy costs : offshore wind", InnoEnergy, 2017.
- [12] A. Durakovic, " Super-Sized Turbines and Offshore Wind Farms Bring 'Game-Changing' Cost Cuts - NREL ", OffshoreWind.biz, 8 novembre 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.offshorewind.biz/2021/11/08/super-sized-turbines-and-offshore-wind-farms-bring-game-changing-cost-cuts-nrel/>. [Consulté le 20 janvier 2022].

- [13] G. Smart, " Offshore Wind Cost Reduction : Recent and future trends in the UK and Europe ", Offshore Renewable Eenergy Catapult, 2016.
- [14] Centre d'excellence de l'énergie éolienne offshore flottante, "FLOATING OFFSHORE WIND : COST REDUCTION PATHWAYS TO SUBSIDY FREE", ORE Catapult, 2021.
- [15] Black and Veatch, "MeyGen Lessons Learnt Summary Report," Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS), 2020.
- [16] D. Coles, A. Angeloudis, Z. Goss et J. Miles, "Tidal stream vs. Wind energy : The value of cyclic power when combined with short-term storage in hybrid systems", *Energies*, vol. 14, no. 4, pp. 1-17, 2021.
- [17] M. Lewis, S. Neill, P. Robins, M. Hashemi et S. Ward, "Characteristics of the velocity profile at tidal-stream energy sites", *Renewable Energy*, vol. 114, pp. 258-272, 2017.
- [18] IRENA, "Innovation outlook : Ocean energy technologies ", Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abu Dhabi, 2020.
- [19] " 'Most powerful' tidal turbine generating electricity at EMEC ", *The Engineer*, 29 juillet 2021. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.theengineer.co.uk/orbital-o2-orbital-marine-power-emec/>. [Consulté le 11 janvier 2022].
- [20] Simec Atlantis Energy, " PARTNERSHIP AGREED WITH GENERAL ELECTRIC TO DEVELOP THE WORLD'S LARGEST TIDAL STREAM TURBINE ", 14 mai 2019. [En ligne]. Disponible : <https://simecatlantis.com/2019/05/14/partnership-agreed-with-general-electric-to-develop-the-worlds-largest-tidal-stream-turbine/>. [Consulté le 11 janvier 2022].
- [21] EMEC, " Magallanes ATIR : résumé des informations sur le projet ", EMEC, 2020.
- [22] Sabella, "Pales et rotor hydroliens : Design and Improvement", ETIP Ocean, 2020.
- [23] P. Fraenkel, "Development and testing of Marine Current Turbine's SeaGen 1.2MW tidal stream turbine," in *ICOE 2010*, Bilbao, 2010.
- [24] P. Brøndsted, H. Lilholt et A. Lystrup, "Composite materials for wind power turbine blades," *Annual Review of Materials Research* , vol. 35, pp. 505-538, 2005.
- [25] E. Segura, R. Morales et J. A. Somolinos, "Cost assessment methodology and economic viability of tidal energy projects," *Energies*, vol. 10, no. 11, pp. 1-27, 2017.
- [26] Coles ; Daniel S. ; Mackie ; Lucas ; White, David ; Miles, Jon, "Cost modelling and design optimization of tidal stream turbines", in *European Wave and Tidal Energy Conference (EWTEC)*, Plymouth, 2021.

[27] Polycase, "6 Applications for Underwater Junction Boxes", [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.polycase.com/techtalk/outdoor-electronic-enclosures/underwater-junction-boxes.html>.

[28] MayGen, "Subsea Hub Decommissioning Programme", 2020. [En ligne]. Disponible : https://simecatlantis.com/wp-content/uploads/2020/03/Subsea-Hub-Decom_Prog_v2.0.pdf#:~:text=Subsea%20Hub%20Decommissioning%20Programme%20CONFIDENTIAL%20The%20next%20stage,additional%20turbines%20being%20installed%20at%20the%20MeyGen%20site.

[29] Orbital Marine Power, "Orbital O2.2 Tidal Turbine : EMEC Berth 6, Fall of Warness, Eday, Orkney Project Information Document", 2021.

[30] G. McPherson, "Proven subsea electrical connector solutions for marine energy", Nova Innovation, 2021. [En ligne]. Disponible à l'adresse <https://etipocean.eu/assets/Uploads/ETIP-Ocean-Connectors-Nova-Innovation-210511-SHARED.pdf>.

[31] Centre européen des énergies marines, "Communiqué de presse : Le Centre européen pour l'énergie marine (WES) a reçu 1,4 million de livres sterling pour les systèmes de connexion à l'énergie des vagues ", 2020. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.emec.org.uk/press-release-wes-awards-for-wave-energy-connection-systems/>.

[32] Energy Technologies Institute, " Wet-mate Connector ", [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.eti.co.uk/programmes/marine/wet-mate-connector>.

[33] ORE Catapult, "T2.2.2 TIGER Volume Manufacture Roadmap", 2022.

[34] Wind Europe, " Offshore Wind in Europe : Key trends and statistics 2020 ", Wind Europe, 2021.

[35] SIMEC Atlantis, " Meygen ", [En ligne]. Disponible à l'adresse <https://simecatlantis.com/projects/meygen/>. [Consulté le 25 janvier 2022].

[36] Offshore Energy, " Sabella récupérera l'hydrolienne D10 cet été ", 25 avril 2016. [En ligne]. Disponible : <https://www.offshore-energy.biz/sabella-to-retrieve-d10-tidal-turbine-this-summer/>. [Consulté le 25 janvier 2022].

[37] Orbital Marine Power, "Orbital Marine Power : Document d'information sur le projet de turbine hydrolienne Orbital O2.2 ", 2021.

[38] J. Bail, Advanced Fibre-Reinforced Polymer (FRP) Composites for Structural Applications, Cambridge : Woodhead Publishing Limited, 2013.

[39] Centre européen des énergies marines, "SUCCESSFUL INSTALLATION OF FIRST TIDAL TURBINE", 8 février 2007. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante :

<https://www.emec.org.uk/successful-installation-of-first-tidal-turbine/>. [Consulté le 25 janvier 2022].

[40] COMMISSION EUROPÉENNE, " Aide d'État SA.46874 (2017/N) - France - Projet pour une énergie océanique ", COMMISSION EUROPÉENNE, Bruxelles, 2018.

[41] Offshore Energy, " Muddy waters hold OpenHydro turbine broken at bay's bottom ", 9 novembre 2018. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.offshore-energy.biz/muddy-waters-hold-broken-openhydro-turbine-at-bays-bottom/>. [Consulté le 25 janvier 2022].

[42] CleanTechnica, " NREL Explores Innovative Manufacturing Approach For Next-Generation Wind Turbine Blades ", 1er novembre 2021. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://cleantechnica.com/2021/11/01/nrel-explores-innovative-manufacturing-approach-for-next-generation-wind-turbine-blades/>. [Consulté le 13 janvier 2022].

[43] R. E. Murray, J. Scott, D. Snowberg, D. Berry et D. Cousins, " Techno-economic analysis of a megawatt-scale thermoplastic resin wind turbine blade ", Renewable Energy, vol. 131, pp. 111-119, 2019.

[44] NREL, " New thermoplastic blades for coastal Tidal Energy turbines ", Energy Post, 15 septembre 2021. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://energypost.eu/new-thermoplastic-blades-for-coastal-tidal-energy-turbines/>. [Consulté le 13 janvier 2022].

[45] Atantis Resources, "AR1500 tidal turbine," 2016.

[46] C. R. Kennedy, V. Jaksic, S. B. Leen et C. M. Ó. Brádaigh, " Fatigue life of pitch- and stall-regulated composite tidal turbine blades ", Renewable Energy, vol. 12, pp. 688-699, 2018.

[47] P. Alam, D. Mamalis, C. Robert, A. D. Lafferty et C. O. Bradaigh, "Mechanical properties and damage analyses of fatigue loaded CFRP for tidal turbine applications," in Proceedings of the 12th European Wave and Tidal Energy Conference (EWTEC), Cork, Ireland, 2017.

[48] AMS, " La fibre de carbone, l'environnement et l'avenir du recyclage ", 12 août 2019. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://ams-composites.com/carbon-fibre-the-environment-and-the-future-of-recycling/>. [Consulté le 12 janvier 2022].

[49] D. Haverson, J. Bacon, H. C. Smith, V. Venugopal et Q. Xiao, " Cumulative impact assessment of tidal stream energy extraction in the Irish Sea ", Ocean Engineering, vol. 137, p. 417-428, 2017.

[50] M. A. Almoghayer, D. K. Woolf, S. Kerr et G. Davies, "Integration of tidal energy into an island energy system - A case study of Orkney islands", Energy, vol. 242, 2022.

- [51] TIGER, "Welcome to TIGER", 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://interregtiger.com/>. [Consulté le 14 janvier 2022].
- [52] Orbital Marine Power, "Orbital dirigera le projet pionnier d'énergie hydrolienne FORWARD-2030", 2021. [En ligne]. Disponible à l'adresse <https://orbitalmarine.com/eu-backs-orbital-lead-project-2030/>. [Consulté le 14 janvier 2022].
- [53] EnFAIT, "Aperçu du projet EnFAIT", 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.enfait.eu/>. [Consulté le 14 janvier 2022].
- [54] Office des publications de l'UE, "New generation of offshore turbine blades with intelligent architectures of hybrid, nano-enabled multi-materials via advanced manufacturing", 6 janvier 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://cordis.europa.eu/project/id/953192>. [Consulté le 14 janvier 2022].
- [55] SELKIE, "WHAT IS SELKIE ?", 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.selkie-project.eu/>. [Consulté le 14 janvier 2022].
- [56] ELEMENT, "ELEMENT : Le projet ", 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://element-project.eu/about-the-project/>. [Consulté le 14 janvier 2022].
- [57] Gouvernement écossais, " 3,4 millions de livres sterling pour l'énergie hydrolienne ", 26 août 2019. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.gov.scot/news/gbp-3-4m-for-tidal-energy/>. [Consulté le 14 janvier 2022].
- [58] OPIN, "OPIN - Ocean Power Innovation Network", 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.nweurope.eu/projects/project-search/opin-ocean-power-innovation-network/>. [Consulté le 14 janvier 2022].
- [59] Université d'Édimbourg, "EVOLVE : Economic Value of Ocean Energy", Université d'Édimbourg, 2021. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <http://www.policyandinnovationedinburgh.org/evolve.html>. [Consulté le 14 janvier 2022].
- [60] Energy Voice, " Thanks a million from Orbital Marine Power for crowdfunding help ", 9 décembre 2020. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.energyvoice.com/renewables-energy-transition/wave-tidal/uk-wave-tidal/284575/orbital-marine-power-crowdfunding/>. [Consulté le 20 janvier 2022].
- [61] Crowdcube, "Orbital Marine Power," 2020. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.crowdcube.com/companies/orbital-marine-power-limited/pitches/ZpvG7q>. [Consulté le 20 janvier 2022].
- [62] Crunchbase, " Equity Crowdfunding - Nova Innovation ", 2019. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : https://www.crunchbase.com/funding_round/nova-innovation-equity-crowdfunding--8c8277a9. [Consulté le 20 janvier 2022].

[63] A. Garanovic, " Nova Innovation reaps multi-million crowdfunding reward ", Offshore Energy, 21 décembre 2021. [En ligne]. Disponible à l'adresse <https://www.offshore-energy.biz/nova-innovation-reaps-multi-million-crowdfunding-reward/>. [Consulté le 20 janvier 2022].

[64] Seedrs, "QED Naval," 2021. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.seedrs.com/qed-naval>. [Consulté le 20 janvier 2022].

[65] P. Ranscombe, " SIMEC Atlantis raises £3.79m through Abundance's green crowdfunding site ", 5 février 2020. [En ligne]. Disponible à l'adresse <https://www.insider.co.uk/news/simec-atlantis-raises-379m-through-21433954>. [Consulté le 20 janvier 2022].

[66] Centre européen des énergies marines (EMEC), "PRESS RELEASE : ORBITAL MARINE POWER RAISE £7 MILLION THROUGH CROWDFUNDING," 14 janvier 2019. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.emec.org.uk/press-release-orbital-marine-power-raise-7-million-crowdfunding/>. [Consulté le 20 janvier 2022].

[67] S. Klaus, " Financial and Economic Assessment of Tidal Stream Energy - A Case Study ", Int. J. Financial Stud, vol. 8, 2020.

[68] G. Hundleby, " LCOE - coût moyen pondéré du capital (WACC) ", BVG Associates, 3 juin 2016. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://bvgassociates.com/lcoe-weighted-average-cost-capital-wacc/>. [Consulté le 13 janvier 2022].

[69] R. Toplensky, " Ocean Energy Needs a Lift to Go Mainstream ", The Wall Street Journal, 3 janvier 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : https://www.wsj.com/articles/ocean-energy-needs-a-lift-to-go-mainstream-11641213181?st=exp3fyuzneqnczcp&reflink=desktopwebshare_permalink. [Consulté le 20 janvier 2022].

[70] M. Harrold et P. Ouro, " Rotor loading characteristics of a full-scale tidal turbine ", Energies, vol. 12, p. 1035, 2019.

[71] Enviromental-engineering.tech, " THERMALLY SPRAYED ALUMINIUM PROTECTS OFFSHORE WIND FARMS ", [En ligne]. Disponible sur : <https://www.environmentalengineering.org.uk/news/thermally-sprayed-aluminium-protects-offshore-wind-farms-7594/>. [Consulté en janvier 2022].

[72] Power Technology , " Arkona Offshore Wind Farm, Baltic Sea ", Power Technology , 18 décembre 2020. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.power-technology.com/projects/arkona-offshore-wind-farm-baltic-sea/>. [Consulté en janvier 2022].

[73] R. Vezza, " Anti-biofouling strategy for operators : a systems approach for the tidal energy industry (abstract) ", The University of Edinburgh, 2019.

- [74] D. Meseguer Yebra, S. Nyborg Rasmussen, C. Weinell et L. Thorslund Pedersen, "Marine Fouling and Corrosion Protection for Off-Shore Ocean Energy Setups," in 3rd International Conference on Ocean Energy (ICOE), Bilbao, 2010.
- [75] Projet NEMMO, "First blade panels hit the water for biofouling tests", projet NEMMO, 19 février 2020. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <http://nemmo.eu/2020/02/19/first-biofouling-tests/>. [Consulté le 24 mars 2022].
- [76] Projet NEMMO, "Fish scales inspire new anti-fouling surfaces", projet NEMMO, 6 mai 2020. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <http://nemmo.eu/2020/05/06/fish-scales-inspire-new-anti-fouling-surfaces/>. [Consulté le 24 mars 2022].
- [77] Centre européen des énergies marines, "PRESS RELEASE : SME INSTALLS SUBSEA ROCK ANCHORS AT EMEC TIDAL SITE ", 28 juin 2016. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.emec.org.uk/press-release-sme-installs-subsea-rock-anchors-at-emec-tidal-site/>. [Consulté le 26 janvier 2022].
- [78] R. Whitlock, " SeaRoc to help build a novel tidal energy foundation system ", Renewable Energy Magazine, 4 mars 2015. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : https://www.renewableenergymagazine.com/ocean_energy/searoc-to-help-build-a-novel-tidal-20150304. [Consulté le 26 janvier 2022].
- [79] Sustainable Marine, " Swift Anchors - Une approche plus écologique de l'ancrage marin ", [En ligne]. Disponible sur : <https://www.sustainablemarine.com/post/swift-anchors-a-greener-approach-to-marine-anchoring>. [Consulté le 26 janvier 2022].
- [80] M. Borg, M. W. Jensen, S. Urquhart, M. T. Andersen, J. B. Thomsen et H. Stiesdal, "Technical Definition of the TetraSpar Demonstrator Floating Wind Turbine Foundation", Energies, Aalborg, Danemark, 2020.
- [81] N. Ford, " Floating wind mooring shifts from steel to synthetic fibres ", 23 septembre 2020. [En ligne]. Disponible à l'adresse <https://www.reutersevents.com/renewables/wind/floating-wind-mooring-shifts-steel-synthetic-fibres>. [Consulté le 26 janvier 2022].
- [82] Renew.BIZ, "Ideol team targets new floating mooring solution", septembre 2020. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://renews.biz/62870/ideol-team-targets-new-floating-mooring-solution/>. [Consulté en janvier 2022].
- [83] OffshoreWind.biz, " Lankhorst Dyneema Tethers WindFloat Atlantic ", 20 novembre 2018. [En ligne]. Disponible : <https://www.offshorewind.biz/2018/11/20/lankhorst-dyneema-tethers-windfloat-atlantic/>. [Consulté le 26 janvier 2022].
- [84] Dyneema, " Cordes d'amarrage permanentes ", [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : https://www.dsm.com/dyneema/en_GB/applications/ropes-lines-slings-chains/permanent-mooring-ropes.html. [Consulté le 26 janvier 2022].

[85] R. Damiani, "3D Printed Concrete Suction Anchors (3DSA) : Executive summary", The Carbon Trust, 2021.

[86] D. Snieckus, "From 3D-printed anchors to nacelle-mounted cranes, floating wind kit lands Scottish funds", RECHARGE, 14 mars 2020. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.rechargenews.com/wind/from-3d-printed-anchors-to-nacelle-mounted-cranes-floating-wind-kit-lands-scottish-funds/2-1-773448>. [Consulté en janvier 2022].

[87] Renew.BIZ, "Marine Contractor invests in unmanned surface vessels", septembre 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://renews.biz/72505/marine-contractor-invests-in-unmanned-surface-vessels/>. [Consulté en janvier 2022].

[88] BladeBug, "BladeBug : SAFE. RAPIDE. ADAPTABLE", [En ligne]. Disponible sur : <https://bladebug.co.uk/>. [Consulté le 26 janvier 2022].

[89] D. Vryhof, "Stevtensioner", Delmar Vryhof, [En ligne]. Disponible sur : <https://delmarvryhof.com/products/installation-equipment/stevtensioner/>. [Consulté en janvier 2022].

[90] Renew.BIZ, "Scots grant £1.4m to reduce wave power costs", 15 juillet 2020. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://renews.biz/61678/scots-grant-14m-to-reduce-wave-power-costs/>. [Consulté le 01 2022].

[91] O. Kirkenby et A. Jebsen Mikkelsen, " Optimizing Jack-up Vessel Chartering Strategies for Offshore Wind Farms ", Université norvégienne des sciences et technologies, 2016.

[92] C. Maisondieu, L. Johanning et S. Weller, " Best practice report - Installation Procedures (MERIFIC Project) ", 2014.

[93] A. Spyroudi, " Impact of oil price in offshore wind ", Offshore Renewable Eenergy Catapult, Glasgow, 2020.

[94] Mojo Maritime, " HF4 - Conception d'un navire DP pour soutenir les énergies renouvelables offshore ", dans DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE, Houston, 2014.

[95] A. Vazquez et G. Iglesias, " Capital costs in tidal stream energy projects - a spatial approach ", Energy 2016, 2016.

[96] D. Coles et al, " A revision of the UK and British Channel Islands practical tidal stream energy resource ", Proc Math Phys Eng Sci, vol. 477, 2021.

[97] Renew.BIZ, "Scotland launches North Sea Simulator for offshore sector", 2021. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://renews.biz/72399/scotland-launches-north-sea-simulator-for-offshore-energy-sector/>. [Consulté en novembre 2021].

[98] C. Soraghan et A. Lewin, " Spare Parts Management in Offshore Wind ", Offshore Renewable Energy Catapult, 2017.

[99] Nova Innovation Ltd, "Marine Scotland License Application : Shetland Tidal Array Extension - Schedule and Method Statement ", 2018.

[100] Renewables.biz, " EDF installe une turbine OpenHydro ", 20 janvier 2016. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://renewables.biz/44435/edf-installs-openhydro-turbine/>. [Consulté le 25 janvier 2021]. [101] Offshorewind.biz, " Mojo Maritime Wins Award for Hi Flo 4 ", 4 décembre 2014. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.offshorewind.biz/2014/12/04/mojo-maritime-wins-award-for-hi-flo-4/>. [Consulté le 25 janvier 2022]. [102] A. Buljan, " Huadian Heavy Charters Mega Jack-Up Capable of Installing 20 MW Offshore Wind Turbines ", Offshorewind.biz, 4 janvier 2022. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.offshorewind.biz/2022/01/04/huadian-heavy-charters-mega-jack-up-capable-of-installing-20-mw-offshore-wind-turbines/>. [Consulté le 25 janvier 2022]. [103] A. Spyroudi, " Cost modelling analysis of floating wind technologies : assessing the potential of TLPWIND ", Offshore Renewable Energy Catapult, 2016. [104] Département des affaires, de l'énergie et de la stratégie industrielle, " Contracts for difference : Methodology used to set Administrative Strike Prices for CfD Allocation Round 4 ", BEIS, Londres, 2021.

Annexe A Liste d'innovation étendue

Nous décrivons ici d'autres innovations identifiées durant ce projet. Elles ont été jugées comme ayant un impact limité sur le secteur, comme n'étant pas réalisables à court ou long terme (avant 2035) ou comme ayant un bénéfice moins direct dans la réduction du LCOE.

Descriptions des principales innovations

Système complet

- **Revêtements et gestion de la corrosion**
 - De nouveaux revêtements, tels que l'aluminium par projection thermique, sont développés par l'industrie de l'énergie éolienne offshore pour réduire le temps de fabrication et les exigences d'inspection et de maintenance. Ils sont également applicables à l'industrie hydrolienne.
 - La méthode de projection thermique d'aluminium développée par Ramboll consiste à projeter de l'aluminium fondu sur le monopile avant de le sceller avec une résine synthétique. Cela remplace entièrement la nécessité d'appliquer des anodes sacrificielles sur les monopiles. Le projet de parc éolien Arkona a été le premier à appliquer cette méthode et a été complètement mis en service en 2019 [71] [72].
 - Ces nouveaux revêtements sont les plus utiles pour la fondation et la structure principale du dispositif, qui sont généralement métalliques (coque du dispositif flottant ou tour et nacelle du dispositif fixe).
 - De nouveaux revêtements ont été étudiés pour atténuer l'encrassement biologique, par exemple des revêtements en silicone pour les pales et des revêtements en cuivre pour des composants tels que les échangeurs de chaleur [73]. Les revêtements antisalissures peuvent être des peintures antisalissures chimiquement actives ou des revêtements anti-adhérents [74]. Un récent projet d'étude de l'encrassement biologique est le projet NEMMO, dans le cadre duquel des solutions telles que les revêtements gélifiés [75] et les micro-textures innovantes qui imitent les écailles de poisson [76] sont utilisées pour élaborer des solutions d'encrassement biologique.

Substructure

- Ancrages à boulons rocheux pour les systèmes hydroliens flottants à grande échelle

- Ces ancrages ont été testés par des sociétés telles que Sustainable Marine [77] et McLaughlin & Harvey & SeaRoc [78].
- L'ancre Swift de Sustainable Marine est actuellement étudiée pour d'autres applications, comme l'aquaculture, et présente des avantages tels qu'une empreinte carbone considérablement réduite, un profil bas et un impact environnemental faible, ainsi qu'un temps de court installation de 30 minutes à marée basse [79].
- Réduction potentielle du LCOE. Abandon des ancrages à gravité au profit d'une solution à faible CAPEX/DECEX installée sur une plate-forme de forage et des bateaux de travail à faible coût.
- La conception de l'éolienne flottante Tetraspar utilise principalement des connexions par boulons et goupilles pour sa sous-structure, comme pour l'éolienne, ce qui permet une meilleure modularité et une adaptabilité simplifiée aux méthodes logistiques actuelles du secteur éolien [80]. Ces connexions pourraient également être utilisées pour les dispositifs hydroliens afin de permettre une connexion/déconnexion rapide du système d'amarrage.

Lignes d'amarrage

- De nombreuses idées et innovations enregistrées pour les lignes d'amarrage ont vu le jour où sont à l'étude dans l'énergie éolienne offshore flottante. Selon le concept du dispositif, elles pourraient aussi avoir un potentiel dans l'industrie hydrolienne.
- **Différents modèles de connecteurs**
 - L'utilisation d'amortisseurs/de dispositifs de réduction de la charge ou de systèmes de connexion rapide pourrait potentiellement permettre l'utilisation de :
 - Des chaînes plus courtes
 - Exigences relatives aux petits diamètres de chaîne
 - Réduire le besoin de redondance supplémentaire
 - Réduction du temps de connexion
- **Passage d'une configuration caténaire à une conception semi-taut.**
 - Permet de réduire la longueur des lignes d'amarrage, et donc le coût.
- **Utilisation de nouveaux matériaux**

- Des conceptions améliorées en nylon ou des conceptions synthétiques plus avancées. Ils réduiront la masse du système, le rendant plus facile à manipuler et permettant d'utiliser des navires plus petits et moins coûteux pour l'installation. Ils sont également résistants à la corrosion et peuvent présenter de meilleures performances (par exemple, réduction de la fatigue due à la flexion [81]).
- Développer des matériaux plus « robustes » qui ne doivent pas être manipulés avec autant de soin, ce qui peut entraîner des contretemps dans l'installation, une double manipulation, etc.
- Modification du matériel/de la conception pour réduire l'encrassement biologique.
- De nouvelles solutions d'amarrage synthétiques sont actuellement étudiées par Ideol et Bridon-Bekaert Ropes Group, qui se sont associés pour développer des solutions d'amarrage innovantes pour l'énergie éolienne offshore flottante [82]. Un autre exemple est celui du fournisseur de fondations flottantes Principle Power, qui s'est associé à Dyneema et a utilisé son câble d'amarrage Lankhorst dans le cadre du projet WindFloat Atlantic [83]. Dyneema affirme que son câble DM20 a un diamètre inférieur de 30 % à celui du câble en polyester et qu'il est 70 % plus léger [84].

Ancrages

Ancrages imprimés en 3D

- Il pourrait s'agir de béton ou de fabrication additive d'acier.
- Moins de matériel nécessaire
- Possibilité d'ancrage moins coûteux. Les ancrages à succion en béton, une fois entièrement commercialisés, pourraient réduire les coûts de fabrication d'environ 75 % par rapport aux ancrages en acier et le LCOE de 1,2 à 2,1 % pour un parc éolien flottant de 1 GW [85].
- Potentiel de réduction de l'espace nécessaire et possibilité de les fabriquer au port.
- Une société qui cherche à atteindre cet objectif est par exemple RCAM Technologies, qui a reçu plusieurs financements pour faire avancer sa conception de fabrication d'ancrage en béton imprimés en 3D [86].

Transmission

- **Sous-station pour hydrolien**

- Les projets d'énergie hydrolienne se situent généralement à proximité du littoral (dans un rayon de 5 km) et exploitent les flux de marée concentrés par des caractéristiques naturelles telles que les canaux entre les îles et les flux de marée autour des promontoires.
- Comme nous l'avons vu à la section 3.4, les hubs sous-marins sont la solution privilégiée par l'industrie pour les transmissions et pour réduire le câblage nécessaire.
- À mesure que les projets prennent de l'ampleur et s'éloignent des côtes (par exemple, les dispositifs ciblant les courants océaniques), les sous-stations offshore pourraient constituer une alternative à moindre coût : elles permettent de réduire le coût du câblage, de réduire l'installation et l'exploitation, et la maintenance associée à de nombreux concentrateurs sous-marins et de permettre l'exportation d'énergie à des tensions plus élevées, réduisant ainsi les pertes de transmission.

Installation et O&M

- **Augmenter l'utilisation de la robotique**

- En raison de conditions de site plus défavorables, les systèmes autonomes peuvent devenir une solution précieuse pour augmenter la fenêtre météo et réduire le temps nécessaire à la réalisation des levés ou à l'exploitation et à la maintenance. La possibilité d'effectuer des relevés entièrement à distance réduira également le risque et le coût de la présence d'un navire habité au large.
- Le blue et le DriX sont des exemples de conceptions actuelles de navires de surface sans équipage qui reçoivent des investissements. Le USV à risque peut naviguer pendant sept jours à sept nœuds ou plus de dix jours à vitesse réduite [87].
- L'inspection de l'énergie éolienne est rendue de plus en plus facile grâce à l'utilisation de drones, par exemple pour inspecter les pales. De nouvelles solutions robotiques sont aussi à l'essai, entre autres le robot BladeBug, qui aide les techniciens à inspecter et à réparer [88]. Ces technologies sont sûrement utilisées pour l'hydrolienne, en particulier les dispositifs avec des éléments de piéçage de surface.

- **Amélioration du processus d'installation des amarres**

- Des dispositifs d'installation qui peuvent simplifier et accélérer le processus, soit par des conceptions de connexion différentes, soit par des systèmes de tension optimisés.
- . Un exemple de l'un de ces systèmes est le STEVTENSIONER, qui est essentiellement un embrayage de raccourcissement de chaîne avec la chaîne d'amarrage connectée aussi et une chaîne de réaction qui la traverse. Cela peut rendre l'installation plus simple et moins coûteuse [89].

- **Amélioration du processus de chargement**

- Réduire le temps de chargement ou réduire/supprimer le besoin de barges ou d'autres équipements d'usine.
- Connecteurs Wetmate aux bons voltages/systèmes de libération rapide
- Permettre l'utilisation de ROVs pour déconnecter la turbine
- Un exemple de ces systèmes à libération rapide est le connecteur PALM d'Apollo, qui utilise un mécanisme de verrouillage passif pour assurer la connexion et le transfert de charge entre l'éolienne et le système d'amarrage [90].

- **Propriété du navire**

- Lors des entretiens avec les développeurs de technologies hydroliennes dans le cadre du projet TIGER, nombre d'entre eux ont fait part de leur souhait de posséder et d'exploiter leurs propres navires afin de réduire les coûts du projet.
- Même si certains promoteurs possèdent et exploitent de petits bateaux de travail pour faciliter les opérations, aucun ne possède les plus gros navires nécessaires à l'installation ou à l'exploitation et à la maintenance.
- Les tarifs d'affrètement des navires peuvent être élevés, en particulier pour les navires de grande taille, tels que les jack-up, utilisés pour installer des dispositifs d'utilité publique sur le fond marin. Par exemple, des études ont suggéré que l'affrètement d'un navire peut représenter 70 % des OPEX à vie pour l'éolien offshore [91].
- En étant propriétaires de leur navire, les développeurs n'auraient à payer que le carburant consommé, la main-d'œuvre et la maintenance du navire, ce qui réduirait le coût des opérations maritimes.

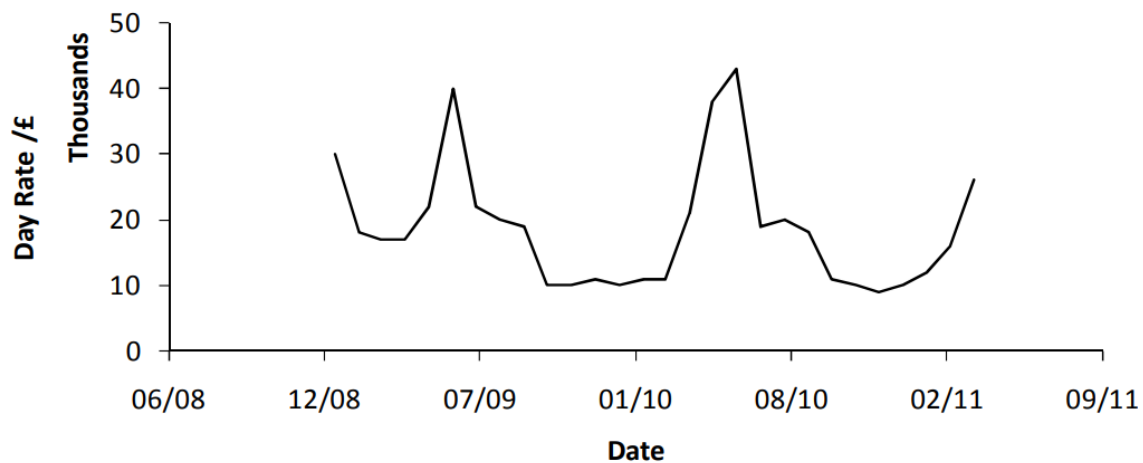


Figure 9 - Exemple de taux journaliers de remorquage pour la manutention des ancrs [92].

- Les prix au comptant des navires peuvent considérablement varier, en fonction de la disponibilité, de la saisonnalité et du prix du pétrole [92] [93], de l'ordre de $\pm 50\%$. Un exemple de ce phénomène est illustré à la figure 9. Outre la possibilité de coûts élevés, l'incertitude est également problématique, car elle rend les futurs flux de trésorerie associés aux projets plus incertains, et donc plus risqués pour les investisseurs qui préfèrent des rendements constants.
- **Des navires spécialement conçus pour l'énergie hydrolienne**
 - Le secteur de l'énergie éolienne offshore constate que l'offre de navires est de plus en plus restreinte et qu'il est difficile de répondre à la demande..
 - L'énergie hydrolienne utilise généralement des navires de l'industrie pétrolière et gazière, lorsqu'ils sont disponibles. Ceux-ci ne sont pas



Figure 10 - Le "High Flow 4" (HF4), un concept de navire conçu par Mojo Maritime (maintenant James Fisher) pour soutenir des projets d'énergie hydrolienne [101].

conçus pour l'installation d'hydroliennes, par exemple un fonctionnement stable dans des courants de marée extrêmes. Les navires dotés d'une capacité de positionnement dynamique (DP) peuvent être utilisés, mais ils sont généralement coûteux.

- Certaines sociétés ont exploré la possibilité de navires spécialement conçus pour les hydroliennes. Par exemple, en 2014, Mojo Maritime (aujourd'hui James Fisher) a présenté un concept de catamaran d'une capacité de levage de 250 tonnes conçu pour gérer le cycle de vie complet d'une ferme hydrolienne (y compris l'installation des fondations, l'installation des turbines, la pose des câbles et le démantèlement) [94]. Une visualisation de ce concept est présentée à la figure 10. Cependant, il n'a finalement pas progressé, car l'industrie n'a pas progressé aussi vite que prévu.
- L'avantage de ces navires serait qu'ils seraient conçus spécifiquement pour les dimensions et les masses typiques des hydroliennes, ce qui signifie qu'ils pourraient être conçus pour être plus petits et mieux à même de fonctionner dans des environnements marémoteurs extrêmes.

Autres innovations

Ces innovations sont généralement moins tangibles et plus pertinentes pour l'éolien offshore/les technologies TSE spécifiques.

Innovation	Composant	Description
Utilisation d'ancrages partagés - godets d'aspiration ou pieux	Ancrages	Réduire le nombre d'ancrages nécessaires sur le chantier
New materials	Ancrages	Développer des matériaux plus "robustes" qui ne doivent pas être manipulés avec autant de soin, ce qui peut entraîner des retards dans l'installation, une double manipulation, etc.
Système de déconnexion optimisé avec les amarres et le câble en un seul point de déconnexion.	Câbles dynamiques	Réduire le temps de déconnexion pendant l'O&M.
Boîte d'épissure	Câbles dynamiques	Une boîte d'épissure qui relie deux câbles de réseau dynamique et leur

		permet d'être stockés sur le fond marin lorsqu'une turbine est remorquée au port. Cela permet au réseau de continuer à fonctionner lorsqu'un dispositif est retiré.
Conception du câble	Câble d'exportation	On estime que les câbles des dispositifs hydroliens représentent 13% des coûts CAPEX [95]. Des recherches récentes démontrent qu'un fond marin rocheux peut avoir une large couche limite de fluide et une friction élevée du fond marin, en raison de sa robustesse. La stabilité observée des câbles d'exportation utilisés à MeyGen, qui n'ont pas pu être certifiés comme stables en utilisant l'approche de conception conventionnelle, va dans ce sens [96].
Surveillance et inspection des amarres	Lignes d'amarrage	Un système de surveillance de la charge permettant d'identifier les contraintes exercées sur les lignes d'amarrage et de déterminer quand une maintenance est nécessaire. Le système de surveillance sera intégré à un ressort existant, qui sert également d'amortisseur sur les lignes d'amarrage et est alimenté par le mouvement des lignes.
Simulateur de mer/navire	O&M	Une suite de simulation immersive qui transformera les approches du démantèlement offshore et des projets d'infrastructure d'énergie renouvelable en mer du Nord a été lancée dans le nord-est de l'Écosse [97]. Elle offre un moyen sans risque de tester les procédures d'exploitation et de maintenance.
Apprentissage machine	O&M	Les progrès des systèmes d'enregistrement des données à bord, combinés aux techniques d'apprentissage automatique, ouvrent la possibilité de prédire avec précision les effets de l'encrassement et de

		déterminer quand un nettoyage est nécessaire.
Jumeaux numériques	O&M	L'utilisation d'un jumeau numérique peut offrir une approche permettant de réduire l'incertitude dans la prédiction de la fiabilité. Les outils de conception validés sont l'un des principaux besoins pour atteindre un coût énergétique nivelé (LCOE) compétitif sur le marché.
Optimisation des accès sur site O&M	O&M	Une stratégie d'exploitation et de maintenance optimisée permettra d'équilibrer la maintenance préventive et réactive afin de minimiser les temps d'arrêt (maximiser le PEA) tout en maintenant le total des dépenses d'exploitation à un faible niveau.
Augmenter la hauteur du hub/tour par rapport au fond de la mer	Rotor	Les vitesses d'écoulement sont maximales autour de la surface libre et minimales au niveau du fond marin. L'augmentation de la hauteur du moyeu des fondations fixes augmenterait leur rendement énergétique.
Systèmes multirotors	Rotor	Utiliser des interférences constructives pour augmenter la production d'énergie, tirer parti d'un blocage local, etc.
Régulateur de pas optimisé pour la vitesse moyenne et la vitesse nominale	Rotor	Utilisation de la technologie de pointe du secteur éolien pour l'adapter aux dispositifs houlomoteurs et hydroliens.
Logiciel de surveillance des conditions	Substructure (flottante)	Logiciel de surveillance de l'état qui utilise les points de données d'accélération et de mouvement facilement disponibles d'un dispositif flottant houlomoteur/hydrolien pour

		extrapoler la façon dont la structure plus large réagit aux contraintes. Ce logiciel est destiné à l'origine à l'énergie éolienne offshore flottante, mais pourrait également être appliqué au secteur des vagues et de l'hydrolien.
Optimisation de la stabilité en roulis	Substructure (flottante)	Minimiser le roulis de la plate-forme pour permettre des diamètres de rotor plus importants.
Réduction de la masse de la structure de la nacelle	Turbine	Utilisation des données enregistrées lors de la conception pour réduire la masse de la nacelle, car elle est probablement surdimensionnée.
Système de freinage optimisé	Turbine	Suppression du frein d'arbre mécanique à grande vitesse, ce qui réduit les dépenses d'investissement et les besoins de maintenance.
Optimisation de la structure de la nacelle pour l'accès	Turbine (flottante)	Augmenter le franc-bord pour l'accès sur site, le remplacement des nacelles dans l'eau. Les dispositifs flottants pourraient bénéficier de la fonction "Plug and Play", qui permet de réduire les temps d'arrêt.
Optimisation de l'actionnement du levage des jambes	Système complet	Permet d'utiliser des rotors plus grands pour le dispositif O2 flottant Orbital Marine Power. Modularité Plug and Play.
Amélioration de la conception des jambes pour réduire le CAPEX	Système complet	Réduit la masse et permet une approche de fabrication à moindre coût pour le dispositif O ₂ flottant d'Orbital Marine Power.
Conception du moulage	Système complet	Utilisez les pièces moulées comme alternative aux fabrications complexes en acier.

Conception pour la redondance du système	Système complet	Augmentation potentielle du CAPEX pour introduire une redondance supplémentaire du système afin de réduire les pertes OPEX et PEA dues aux interventions O&M pendant la durée de vie du projet. De même, des aspects du système pourraient être supprimés pour réduire les coûts, lorsqu'une redondance supplémentaire n'est pas nécessaire. Un exemple pourrait être le nombre de lignes d'amarrage pour un dispositif flottant. En général, la clé sera de concevoir le système complet dans une perspective de coût.
Contrôle de l'inventaire	Système complet	La gestion des pièces de rechange a été utilisée dans d'autres industries mais pourrait également être appliquée aux énergies renouvelables en mer. Une étude menée sur une période de 10 ans dans l'industrie aéronautique a montré une réduction de 30% des temps d'arrêt non programmés, une réduction de 20% de la valeur des pièces de rechange et une amélioration de 30% de la disponibilité des pièces de rechange [98].