



La voie de la réduction des coûts de l'énergie Hydrolienne au Royaume-Uni et en France

V1.0

Octobre 2022

Historique des documents

Révision	Date	Description	Origine	Révisé par	Approuvé par
1.0	22 octobre	Version complète du rapport	CF	SC, GS, TK	SC

Auteur principal : Dr Ciaran Frost (ORE Catapult)

Mentions légales

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 d'aucune sorte, expresse ou implicite, concernant l'exactitude ou la fiabilité des informations et l'adéquation à un usage particulier. Toute confiance accordée à ces informations se fait à vos propres risques et en aucun cas Offshore Renewable Energy Catapult ne pourra pas être tenu responsable de toute perte, de tout type. En aucun cas, Offshore Renewable Energy Catapult, ou ses employés, affiliés, partenaires ou agents, ne seront responsables envers, vous ou toute autre personne pour toute décision prise ou action entreprise sur la base des informations incluses dans ce rapport, même s'ils ont été informés de la possibilité de tels dommages.

Contenu

1	Introduction	5
1.1	Motivation	5
1.2	Perspectives précédentes	8
1.3	But et objectifs	8
1.4	Le projet TIGER	9
1.5	Structure du rapport	9

2	État actuel du secteur	10
2.1	Technologies	10
2.2	Marchés des courants de marée	12
2.2.1	ROYAUME-UNI	12
2.2.2	France	13
2.2.3	Canada	14
2.2.4	Reste du monde	15
2.3	Calendrier de déploiement des hydroliennes	15
2.3.1	2016	15
2.3.2	2017	16
2.3.3	2018	16
2.3.4	2019	16
2.3.5	2020	18
2.3.6	2021	18
2.3.7	2022	18
2.3.8	2023-2027	19
2.3.9	Résumé	19
2.4	Projets de recherche et subventions	19
2.5	Investissement du secteur privé	21
2.6	Résumé	23
3	Parcours de réduction des coûts	24
3.1	LCOE actuel	24
3.1.1	Estimations précédentes	24
3.1.2	Notre trajectoire de LCOE	25
3.2	Mécanismes de réduction des coûts à court et moyen terme (2022-2035)	30
3.3	Potentiel de réduction des coûts à plus long terme (2035+)	35
4	Examiner les avantages pour l'ensemble de l'industrie	36
4.1	Sites potentiels au Royaume-Uni et en France	36
4.1.1	ROYAUME-UNI	37
4.1.2	France	37
4.2	Avantages socio-économiques et potentiel d'exportation	38
4.2.1	Justification	38

4.2.2	L'industrie des courants de marée : contenu local et opportunités	38
4.2.3	Avantages d'une industrie commerciale dynamique	39
4.3	Avantages du système énergétique	41
4.3.1	Coûts du système énergétique des énergies renouvelables variables	41
4.3.2	Une puissance prévisible et cyclique	42
4.3.3	Avantages du système de courants de marée dans un futur net-zéro	43
4.3.4	Autres études sur les avantages du système	45
5	Conclusions	47
5.1	État de l'industrie	47
5.2	La trajectoire des LCOE	48
5.3	Les avantages plus larges	49
5.4	Résumé et remarques finales	51
6	Recommandations	51
6.1	Recommandations pour les décideurs politiques	51
6.2	Autres travaux	53
Annexe A.	Le projet TIGER	63
Annexe B.	Avantages et inconvénients de la technologie	66
Annexe C.	Méthodologie de la trajectoire des LCOE	68
Annexe D.	Détails de l'étude sur les avantages des systèmes énergétiques	71

Liste des figures

Figure 1 - Dispositifs de quatre des principaux développeurs de dispositifs de courant de marée. En haut à gauche : SIMEC Atlantis AR1500 ; En haut à droite : Orbital Marine Power O2 ; en bas à gauche : Sabella D10 ; En bas à droite : Hydroquest OceanQuest. ...	6
Figure 2 - Trajectoire du coût nivelé de l'énergie (LCOE) avec le déploiement cumulé au Royaume-Uni, tel que conçu par ORE Catapult en 2018.	8
Figure 3 - Déploiements historiques et à venir d'hydroliennes. Les formes (chacune représentant un seul déploiement d'hydrolienne) sont classées en fonction de l'emplacement, du type de technologie, de la puissance nominale et du fait que le projet bénéficie ou non d'un soutien public permanent.	17
Figure 4 - Projection du marché britannique et français de TSE et trajectoires des LCOE associés pour les trois dispositifs et les neuf scénarios de coûts examinés.	27
Figure 5 - Trajectoire du LCOE en fonction de la capacité installée pour les neuf scénarios, en considérant le marché britannique et français. La trajectoire précédente dérivée par ORE Catapult en 2018 est également représentée.	28
Figure 6 - Sensibilité du LCOE moyen aux projections de marché optimistes et pessimistes.	29
Figure 7 - Réduction du LCOE pouvant être obtenue grâce à huit facteurs de réduction des coûts. L'augmentation du diamètre du rotor et de la puissance nominale représente la nature additive des deux innovations précédentes (en vert plus clair).	32
Figure 8 - Trajectoires potentielles des LCOE au-delà de 2035 selon différentes hypothèses de TCAC et de taux d'apprentissage (TA).	35
Figure 9 - LCOE amélioré pour cinq technologies différentes (diamants bleus), tiré du rapport Electricity Generation Costs 2020 [80].	42
Figure 10 - L'énergie hydrolienne ajouté aux systèmes énergétiques dans les trois scénarios de capacité examinés et les technologies qu'il a remplacées.	44
Figure 11 - Portefeuille optimal de production d'électricité pour un LCOE de 40 £/MWh et 50 £/MWh pour le courant l'énergie hydrolienne.	45

Liste des tableaux

Tableau 1 - Principaux fournisseurs d'énergie hydrolienne (en gras) et dispositifs, classés par échelle et par type de fondation/principe de fonctionnement. Les entrées en noir sont des dispositifs qui ont été déployés dans le monde réel. Les entrées en bleu sont des dispositifs en cours de développement.	Error! Bookmark not defined.
Tableau 2 - Les quatre projets réussis qui ont obtenu des CfD lors du quatrième tour d'allocation.	13

Tableau 3 - Exemples de projets en cours financés par le gouvernement sur les courants de marée. ¹ Financé par le Fonds européen de développement régional (FEDER).	
² Financé par le programme Horizon 2020.	20
Tableau 4 - Avantages et inconvénients des différents aspects technologiques.....	66
Tableau 5 - Les six turbines qui ont été initialement considérées pour l'analyse des LCOE.	68
Tableau 6 - Projections du marché supposées pour la trajectoire de base de l'industrie de TSE.	69
Tableau 7 - Hypothèses de marché de base, optimistes et pessimistes examinées.....	70

Acronymes

Acronyme	Description
AR4	Allocation des contrats de différence - 4ème série
CAGR	Taux de croissance annuel composé
CAPEX	Dépenses d'investissement
CRMF	Cadre de suivi de la réduction des coûts
EMEC	Centre européen des énergies marines
FEDER	Fonds européen de développement régional
ESC	Catapulte des systèmes énergétiques
FiT	Tarif de rachat d'électricité
FORCE	Centre de recherche océanique de Fundy pour l'énergie
IRR	Taux de rendement interne
LAT	Marée astronomique la plus basse
LCOE	Coût nivelé de l'énergie

MEC	Conseil des énergies marines
MEW	Énergie marine au Pays de Galles
OPEX	Dépenses opérationnelles
Catapulte ORE	Catapulte pour les énergies renouvelables en mer
PPA	Contrat d'achat d'électricité
SER	Association française du commerce des énergies renouvelables
SMEIG	Groupe de travail écossais sur l'industrie de l'énergie marine
TIGRE	Projet de dynamisation de l'industrie hydrolienne
TSE	Énergie hydrolienne
WACC	Coût moyen pondéré du capital

Résumé exécutif

L'énergie hydrolienne (TSE) est une forme émergente et passionnante d'énergie renouvelable. La nature entièrement prévisible de la ressource hydrolienne rend TSE unique parmi les énergies renouvelables. Cela pourrait lui conférer une place clé dans notre système énergétique comme forme hautement prévisible d'énergie de haute qualité, améliorant la sécurité énergétique.

TSE est une technologie disruptive avec un historique réussi et croissant de déploiements et de démonstrations de dispositifs durant dix dernières années. En 2020, l'industrie européenne atteindra une production de 60 GWhs. [1]. Malgré cela, le soutien politique au secteur a été irrégulier. Cela a ralenti les investissements et le développement technologique, par rapport à des alternatives comme l'énergie solaire et l'énergie éolienne en mer qui ont bénéficié d'un financement public important pour le développement et de subventions pour la production d'énergie. Par conséquent, il n'a pas été possible de réduire les coûts en déployant des réseaux à l'échelle commerciale, et il n'y a qu'une poignée de projets au Royaume-Uni et en France à ce jour, alors que les marchés fusionnent dans le monde entier.

Malgré les vents contraires historiquement difficiles, l'industrie remontrée une importante capacité de réduction des coûts. En 2018, ORE Catapult a estimé le coût énergétique nivelé (LCOE) de TSE à 300 £/MWh. Au Royaume-Uni, en 2022, quatre projets (40,8 MW) ont obtenu des CfD à 178 £/MWh¹, pour une mise en service de 2025 à 27. Cela indique une réduction du LCOE supérieure à 40 %² avec peu ou pas de soutien aux revenus depuis 2016.

Bien que la prévisibilité élevée de TSE justifie une prime de prix, en raison des coûts inférieurs encourus dans le système énergétique plus large, il est crucial que TSE continue à réduire ses coûts pour devenir compétitive par rapport aux autres formes d'énergie. Dans ce rapport, nous analysons la trajectoire de réduction des coûts de TSE en considérant les marchés britannique et français. L'objectif principal de ce travail est de :

Évaluer et quantifier les tendances de réduction des coûts observées dans l'industrie marémotrice grâce aux connaissances récentes acquises dans le cadre du projet TIGER (Tidal Stream Industry Energiser) et d'autres sources.

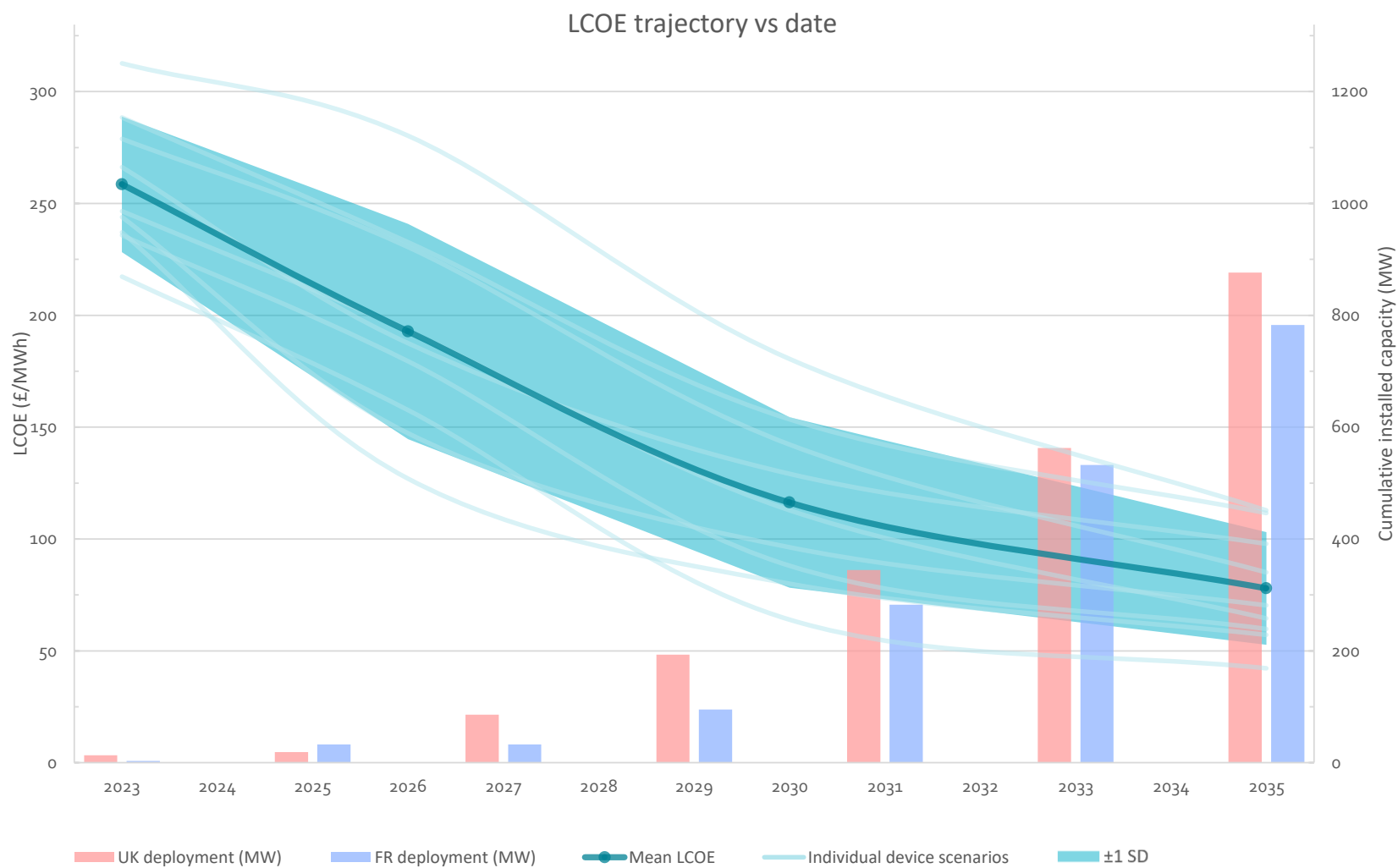
Grâce aux données des fournisseurs de technologie TSE et de l'équipe d'analyses et de réflexion de l'ORE Catapult, nous avons créé une trajectoire de LCOE représentative de l'industrie. Celle-ci est présentée ci-dessous. Elle considère trois concepts de dispositifs de pointe à l'échelle des services publics et neuf scénarios de coûts au total, analysés

¹ Cette estimation et celle d'ORE Catapult sont exprimées en devise de 2012, l'année de base actuelle pour les prix d'exercice du CfD.

² Le prix d'exercice du CfD sera supérieur au LCOE réel car il inclut le rendement pour le développeur du projet.

pour élaborer une trajectoire de LCOE appropriée. Les principales estimations de LCOE sont les suivantes :

- Actuellement, nous estimons que le LCOE de TSE est de 259 ± 30 £/MWh.
- En 2026, le LCOE de TSE tombera à 193 ± 48 £/MWh.



Projection du marché britannique et français de TSE et trajectoires des LCOE associés pour les trois dispositifs et les neuf scénarios de coûts examinés.

- En 2030, le LCOE de TSE tombera à 116±38 £/MWh.
- D'ici à 2035, le LCOE de TSE tombera à 78±25 £/MWh

Ces estimations supposent un déploiement cumulé de TSE de 877 MW au Royaume-Uni et de 783 MW en France d'ici à 2035. L'estimation britannique fait écho au sentiment du Conseil britannique de l'énergie marine (MEC), qui demande au gouvernement britannique de fixer un objectif de 1 GW d'énergie marine d'ici à 2035. L'estimation française reflète la demande actuelle des fournisseurs français auprès du gouvernement.

Outre la trajectoire des LCOE, ce rapport met également en avant des avantages supplémentaires en matière de TSE afin de faire progresser le récit économique. Ces bénéfices proviennent de projets TIGER et de projets tiers, et sont résumés par les messages clés suivants :

- *Mécanismes de réduction des coûts* : Dans le rapport, nous décrivons les principaux mécanismes de réduction des coûts pour le secteur de TSE. Ceux-ci aideront l'industrie à atteindre son potentiel de 78±25 £/MWh d'ici à 2035. Les principaux domaines identifiés comprennent des dispositifs à rotor et à puissance nominale plus grands (38% de réduction du LCOE), des économies de volume provenant de fermes plus grandes (28-50% de réduction du LCOE) et la réduction du WACC (une réduction de 20% du WACC entraîne une réduction de 10% du LCOE).

Dans le cadre d'une étude TIGER distincte, décrite dans ce rapport, nous avons identifié huit facteurs de réduction des coûts qui pourraient réduire le LCOE de 67,5 % au total. Dans l'hypothèse d'un LCOE actuel de 259 £/MWh, ces facteurs réunis permettraient de réduire le LCOE à 84 £/MWh et sont réalisables d'ici à 2035.

À plus long terme, nous prévoyons que TSE pourrait atteindre 60 £/MWh en 2042 et 50 £/MWh en 2047.

- *Avantages socio-économiques* : TSE offre des avantages socio-économiques importants. Les parcs TSE sont plus denses en énergie que l'éolien offshore, ce qui signifie que les parcs peuvent être plus compacts, ce qui réduit les problèmes avec les autres utilisateurs de la mer. Les avantages socio-économiques comprennent un contenu local élevé dans les projets (plus de 80 %), une forte création d'emplois par MW (plus d'ETP par MW que pour l'éolien offshore) et une valeur ajoutée brute de 5 à 19 milliards de livres sterling d'ici à 2050. Le Royaume-Uni a également la possibilité de capter 25 % de la valeur du marché international par le biais des exportations.
- *Avantages pour le système énergétique* : La nature totalement prévisible de TSE est parfaite pour jouer un rôle dans le système énergétique, en réduisant les coûts associés à la réduction de la consommation et la nécessité d'une capacité de réserve de gaz en raison de l'inadéquation entre l'offre et la demande. TSE a la disposition de remplacer autant les combustibles fossiles que d'autres formes d'énergie renouvelable.

Une étude financée par TIGER a estimé que TSE pourrait permettre de réaliser des économies de 100 à 600 millions de livres par an dans le système énergétique d'ici à 2050. Elle pourrait aussi réduire de 40 % la disposition de production de gaz des centrales à cycle combiné dans le système d'énergie nette zéro.

Le projet EVOLVE examine des questions similaires. Les premiers résultats indiquent que 1 GW d'énergie houlomotrice et marémotrice permettrait potentiellement d'économiser 114 millions de livres sterling par an dans le système énergétique, car la diversité du bouquet énergétique aide à mieux adapter l'offre à la demande.

À partir de cette étude, nous recommandons ce qui suit aux décideurs politiques au Royaume-Uni et en France :

- **S'engager sur des objectifs de déploiement de l'industrie.** Nous soutenons la demande du MEC au gouvernement britannique de s'engager à atteindre un objectif de 1 GW d'énergie marine d'ici à 2035. TSE pourrait représenter de 850 à 950 MW de cette production. Nous approuvons aussi les objectifs de déploiement (équivalant à 750 MW d'ici à 2035) en cours de discussion avec le gouvernement français.
- **Garantir que TSE dispose d'une voie d'accès sécurisée au marché.** Au Royaume-Uni, nous soutenons le maintien de la limite actuelle de TSE dans les prochains cycles de CfD. En France, nous soutenons les discussions en cours entre les développeurs de projets et les régulateurs.
- **Rationaliser les processus d'autorisation.** La réduction des délais d'autorisation à un an, comme cela est envisagé pour l'éolien offshore au Royaume-Uni, renforcera la réserve de projets et garantira la construction de la prochaine génération de projets. En France, le délai entre l'attribution et la mise en service des projets de nouvelle génération est de 6 ans, mais nous pensons qu'il pourrait être raccourci avec le temps.

Ces trois actions amélioreront la confiance du secteur privé, ouvriront de nouvelles voies de financement pour TSE et accéléreront considérablement le processus de réduction des coûts.

1 Introduction

1.1 Motivation

Partout dans le monde, les gouvernements sont en train de décarboniser leurs systèmes énergétiques pour lutter contre le changement climatique. De nombreux pays, dont le Royaume-Uni [2] et la France [3] se sont engagés à atteindre des émissions nettes nulles de gaz à effet de serre (GES) d'ici à 2050. Cet objectif est conforme aux conditions de l'accord de Paris de 2015, signé par 190 pays. Pour atteindre cet objectif, il est crucial de construire un marché de l'électricité robuste et résilient, largement exempt de sources de combustibles fossiles.

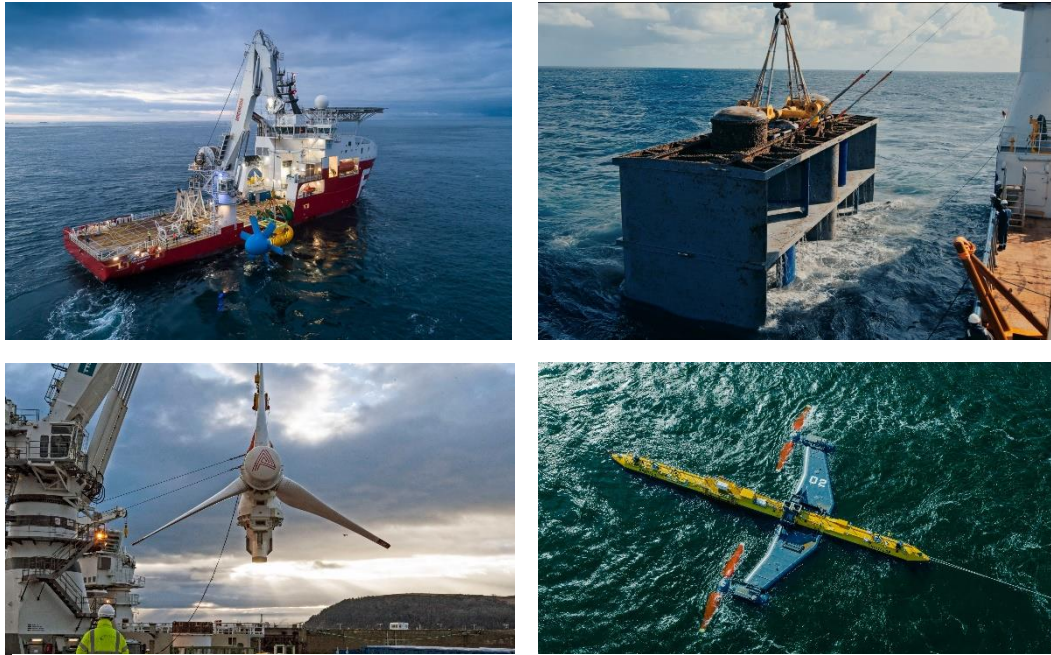


Figure 1 - Dispositifs de quatre des principaux développeurs de dispositifs de courant de marée. En haut à gauche : SIMEC Atlantis AR1500; En haut à droite : Orbital Marine Power O2 ; en bas à gauche : Sabella D10 ; En bas à droite : Hydroquest OceanQuest.

Au Royaume-Uni, comme pour de nombreuses économies développées, la part de l'électricité renouvelable a considérablement augmenté ces dernières années. La croissance de la capacité renouvelable installée de 2000 à 2018 est passée de 1,4 GW à 42,1 GW, soit un TCAC de 21 % [4]. Cette augmentation a été dominée par l'éolien et le solaire. Par exemple, en 2020, l'éolien et le solaire ont produit 28 % du total de l'électricité produite, contre 2,7 % en 2010 [5].

Le succès mondial de ces technologies renouvelables a été rendu possible par plusieurs facteurs. Le plus important est l'effondrement des coûts de ces deux technologies. Le secteur de l'éolien en mer a bénéficié de l'augmentation de la taille et de la puissance nominale des turbines, ce qui a réduit le coût par MW installé grâce à de meilleures économies d'échelle. Les ventes aux enchères concurrentielles, par exemple, le mécanisme des contrats pour différence (CfD) au Royaume-Uni, se sont avérées très efficaces pour faire baisser les coûts et réduire l'incertitude pour les développeurs de projets et les investisseurs en fournissant un flux de revenus stable. En outre, l'amélioration des mécanismes de financement (tels qu'un meilleur accès à l'assurance et une dette à taux d'intérêt plus faible) a permis de réduire le coût énergétique moyen pondéré (LCOE).

Outre ces technologies renouvelables bien établies, on s'intéresse de plus en plus aux technologies plus anciennes qui peuvent apporter des avantages supplémentaires et complémentaires. L'une de ces technologies est l'énergie hydrolienne (TSE). Les dispositifs consistent en des rotors entièrement immergés qui tournent avec le flux de l'eau. Quatre des principaux dispositifs TSE sont présentés dans la Figure 1.

Des études ont estimé que 11,5 GW d'énergie hydrolienne pourraient être déployés dans les eaux du Royaume-Uni et des îles anglo-normandes [6]. La ressource pratique

pourrait correspondre à 34 TWh/an, soit 11 % de la demande actuelle d'électricité. En France, l'Observatoire des énergies marines a estimé la capacité pratique de TSE à 4,5 GW [7]. Ce chiffre est cohérent avec les estimations historiques de 3 à 5 GW publiées par le gestionnaire du réseau de transport français RTE [8].

L'énergie hydrolienne est une technologie très prometteuse pour un certain nombre de raisons :

- L'industrie est sur une trajectoire de forte réduction des coûts malgré un manque historique de soutien financier et un faible nombre de dispositifs déployés. Bien que le LCOE actuel soit plus élevé que celui des alternatives³, le marché est suffisamment vaste pour que le LCOE atteigne les prix compétitifs du marché de gros si l'industrie suit une trajectoire équivalente à celle observée pour d'autres énergies renouvelables.
- La ressource marémotrice est totalement prévisible et peut être prévue des centaines d'années à l'avance. L'énergie hydrolienne est donc très bien adaptée à un rôle dans le futur système énergétique, car elle réduit les restrictions, l'inadéquation entre l'offre et la demande, et les besoins en capacité de réserve. Finalement, cela réduit le coût de l'ensemble du système énergétique.
- La ressource est également découplée de l'énergie éolienne et solaire, avec des pics quotidiens réguliers. Le profil cyclique récurrent de la production d'électricité permet à TSE de bénéficier de synergies importantes avec le stockage sur batteries, car le profil de production garantit que les batteries resteront chargées et atténue les risques de décharge profonde.
- Il existe des chaînes d'approvisionnement nationales solides au Royaume-Uni et en France. Des projets récents ont été fabriqués et déployés avec 80 à 90 % de contenu local, par exemple, le déploiement en 2021 du dispositif Orbital O₂ sur le site des chutes de Warness [9]. Il existe aussi un potentiel d'exportation important pour le Royaume-Uni et la France, comme la plupart des développeurs de technologies sont situés dans ces pays.

Les décideurs politiques ont explicitement indiqué que TSE doit ramener le coût de l'énergie à un niveau où elle peut offrir un bon rapport qualité-prix. Il est aussi reconnu qu'il s'agit d'une industrie jeune et émergente qui a besoin de soutien pour atteindre cet objectif. Cela se reflète dans le plan stratégique de mise en œuvre des technologies énergétiques (plan SET) de la Commission européenne pour l'énergie océanique. Publié à l'origine en 2017, ce plan fixe un objectif de 100 €/MWh d'ici à 2030[10]. [10]. Le plan SET a été révisé en 2021, affirmant un objectif intermédiaire de 150 €/MWh d'ici à 2025

³ Comme en témoignent les résultats du CfD AR4 annoncés en juillet 2022: prix de compensation de 178,54 £/MWh pour le l'énergie hydrolienne, contre 45,99 £/MWh pour le solaire et 37,35 £/MWh pour l'éolien offshore. [95].

et des buts de déploiement de 100 MW d'énergie marine (houlomotrice et marémotrice) d'ici à 2025 et de 1 GW d'ici à 2030. [11].

Ce rapport évalue les avantages de TSE, en mettant particulièrement l'accent sur la trajectoire de réduction des coûts, afin de mettre en contexte le rôle que TSE peut jouer dans les systèmes énergétiques britannique et français.

1.2 Perspectives précédentes

En 2018, l'Offshore Renewable Energy Catapult (ORE Catapult) a publié un rapport présentant des perspectives de LCOE pour le secteur des TSE [12]. Ce rapport comprenait une trajectoire permettant de TSEimer comment le LCOE pourrait être amené à baisser avec un déploiement croissant, illustrée dans la 2 et une analyse de la VAB et des emplois ETP qui seraient créés. La conclusion de haut niveau était la suivante :

"L'énergie hydrolienne a le potentiel d'atteindre un LCOE de 150 £ par MWh à partir de 100 MW installés, puis de 90 £ par MWh depuis 1 GW et de 80 £ par MWh depuis 2 GW. D'autres réductions sont possibles si l'on se concentre davantage sur l'innovation et si l'on continue à réduire le coût du capital pour atteindre les niveaux de l'éolien offshore."

L'étude a été citée de nombreuses fois par l'industrie et, depuis sa publication, a bien servi de point de ralliement pour l'industrie. La présente étude a été conçue comme une mise à jour du rapport de 2018, intégrant les développements et connaissances récents.

1.3 But et objectifs

L'objectif de ce travail est d'évaluer et de quantifier les tendances de réduction des coûts observées dans l'industrie marémotrice grâce à les connaissances récentes acquises dans le cadre du projet TIGER (Tidal Stream Industry Energiser) et d'autres sources.

Overall LCOE Trajectory – Tidal System

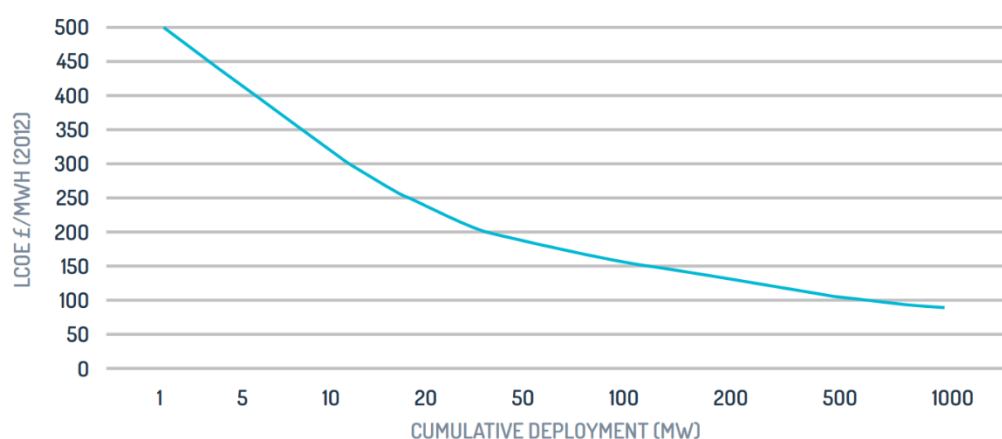


Figure 2 - Trajectoire du coût nivelé de l'énergie (LCOE) avec le déploiement cumulé au Royaume-Uni, tel que conçu par ORE Catapult en 2018.

Il a été conçu pour fournir une évaluation actualisée, en s'appuyant sur les travaux précédents de l'ORE Catapult de 2018, et pour tracer une voie de réduction des coûts crédible et tierce pour le secteur.

Le rapport tente d'atteindre ce but en réalisant les objectifs suivants :

- Élaborer une nouvelle trajectoire de LCOE, établie sur des preuves actualisées, représentative de la technologie EST visant le marché de gros.
- Décrire les développements récents dans le secteur des courants de marée au Royaume-Uni, en France et dans le reste du monde afin de mettre ce travail en contexte.
- Présenter les résultats clés de TIGER et d'autres projets qui contribuent à faire avancer le récit de la réduction des coûts.
- Encapsuler le récit plus large du courant hydroléon en incluant des commentaires sur les bénéfices supplémentaires, y compris les bénéfices socio-économiques, le contenu local et les bénéfices du système énergétique.

Ce travail a été financé et réalisé dans le cadre du projet TIGER. Bien que l'accent soit mis sur les marchés britannique et français, qui sont au cœur du projet TIGER, l'analyse et les idées sont conçues pour être représentatives de l'industrie mondiale.

1.4 Le projet TIGER

TIGER est un projet de 48,4 millions d'euros, dont 68 % proviennent du Fonds européen de développement régional via le programme Interreg France (Manche) Angleterre.

L'objectif de TIGER est d'accélérer l'innovation, la réduction des coûts et les chaînes d'approvisionnement dans le secteur des courants marins en soutenant six projets dans la région de la Manche (entre le Royaume-Uni et la France). Il s'agit d'un projet hautement collaboratif, réunissant 18 partenaires de projet. Cela concerne les centres de recherche, de développeurs de technologies de turbines, de développeurs de projets et d'universités.

Des informations plus détaillées sur TIGER peuvent être trouvées dans Appendix A.

1.5 Structure du rapport

Ce rapport se poursuit au *chapitre 2* en examinant l'état actuel du secteur. Il comprend des commentaires sur les principaux concepts de dispositifs, les marchés et les progrès réalisés depuis la précédente étude Catapult de 2018 sur la réduction des coûts.

Chapitre 3 présente notre trajectoire actualisée des LCOE pour l'industrie, formulée à l'aide de données sur les coûts réels fournies par les fournisseurs de technologies.

Chapitre 4 traite des bénéfices et avantages plus larges de l'industrie marémotrice, y compris le contenu local, les avantages socio-économiques et les économies de coûts du système énergétique grâce à une source d'énergie hautement prévisible.

Chapitre 5 résume les conclusions et les messages clés de l'étude.

Chapitre 6 se termine par des recommandations à l'intention des décideurs politiques.

2 Situation actuelle du secteur

Cette section résume l'état actuel de l'industrie des courants marins. Elle comprend un aperçu des technologies, des principaux marchés et des projets.

2.1 Technologies

Error! Reference source not found. présente les principaux fournisseurs de technologie du marché et leurs appareils à l'heure actuelle. Ceux-ci ont été classés en fonction de la puissance nominale, du type de fondation et du principe de fonctionnement.

Si l'industrie a connu une forte convergence vers des concepts à axe horizontal, à l'image de l'industrie de l'énergie éolienne, certains développeurs travaillent sur des axes verticaux (notamment Hydroquest) et d'autres types de décollage entièrement motorisés (comme les cerfs-volants).

Certains fournisseurs travaillent sur des dispositifs à micro-échelle pour les systèmes au fil de l'eau. Ceux-ci peuvent être classés comme étant inférieurs à 100 kW, les principaux marchés étant les communautés éloignées et les systèmes hors réseau. Par exemple, le RivGen d'ORPC a été déployé en 2019 et a été utilisé pour alimenter un village isolé en Alaska. L'échelle de ces unités signifie que les générations successives peuvent être testées et déployées rapidement grâce à des navires de petite taille et facilement disponibles. Si les coûts sont relativement élevés pour l'énergie qu'elles produisent, le prix de l'énergie sur les marchés cibles typiques est également plus élevé, car il peut être coûteux de transporter des carburants traditionnels comme le diesel vers des endroits aussi éloignés.

Ces dernières années, la majorité des fournisseurs de technologie ont mis au point des dispositifs de petite et moyenne taille, de l'ordre de 0,1 à 1 MW. Ce type de dispositif offre un bon compromis entre la production d'énergie et le coût d'investissement initial. Les dispositifs peuvent être produits et installés pour quelques millions de livres, par rapport à des dizaines de millions pour les dispositifs plus grands, ce qui rend ces projets plus adaptés au financement par subventions. Il y a aussi des endroits où l'eau est peu profonde (moins de ~30 m LAT) où un dispositif à l'échelle du service public ne conviendrait pas, car un dégagement est nécessaire au-dessus et en dessous du rotor.

Tableau 1 - Principaux fournisseurs d'énergie hydrolienne (en gras) et dispositifs, classés par échelle et par type de fondation/principe de fonctionnement. Les entrées en noir sont des dispositifs déployés dans le monde réel. Les entrées en bleu sont des dispositifs en cours de développement.

	« Micro-échelle » <100 kW	« Petite échelle » 100 kW - 1 MW	« Échelle de service public » >1 MW
Fondation fixe Turbine à axe horizontal	Guinard Energies Nouvelles (FRA) P66, P154 ORPC (USA) RivGen	Nova Innovation (GBR) M100, turbine de 200kW QED Naval (GBR) Conception de la communauté Subhub Sabella (FRA) D08, D10, D12 SIMEC Atlantis (GBR) AR500 Verdant Power (USA) TriFrame Gen5 Hydrowing (GBR) HW500, HW1000	Andritz Hydro Hammerfest (AUT) Turbine Mk1 1,5MW SIMEC Atlantis (GBR) AR1500, AR2000, AR3000 Hydrowing (GBR) HW1500
Fondation fixe Turbine à axe vertical	Systèmes énergétiques Instream (CAN) Système de turbine hydrocinétique de 25 kW		Hydroquest (FRA) Oceanquest 1, Oceanquest 2
Fondation fixe Autre	Minesto (SWE) Dragon 4	Minesto (SWE) DG100, DG500 Seacurrent (NLD) TidalKite	Minesto (SWE) Dragon 12
Fondation flottante Turbine à axe horizontal		Orbital Marine Power (GBR) SR250 (ScotRenewables) Marine durable (GBR) PLAT-I 4,63, PLAT-I 6,40 Aquantis (USA) Remorqueur à énergie hydrolienne	Magallanes (ESP) ATIR Orbital Marine Power (GBR) O2, SR2000 (ScotRenewables)
Fondation flottante Turbine à axe vertical	GKinetic (IRL) CEFA12	Aschelous Energy Ltd (GBR) Plate-forme FITS	
Fondation flottante Autre		BigMoon Power (USA) Quille cinétique (prototype) Quille cinétique (~0,5MW)	

Les dispositifs plus petits présentent des avantages, notamment en matière d'exploitation et de maintenance. Les dispositifs capables d'utiliser des navires plus petits et plus facilement disponibles présentent un avantage particulier à l'heure actuelle en raison de la crise énergétique que l'on observe en 2022. Le prix élevé du pétrole et l'augmentation subséquente de l'activité dans le secteur de l'O & M ont eu pour effet de faire grimper les prix au comptant des navires et de réduire leur disponibilité [13]. [13] [14].

Enfin, il existe des entreprises qui développent des dispositifs à l'échelle de services publics plus importants. Ceux-ci présentent l'avantage d'une plus grande surface balayée par le rotor et d'économies d'échelle, ce qui se traduit en fin de compte par un LCOE plus faible. C'est ce que prouve le récent cycle de CfD au Royaume-Uni (plus de détails à ce sujet sont fournis dans la section 2.2.1). 2.2.1), où tous les CfD pour l'énergie hydrolienne ont été obtenus par des fournisseurs à l'échelle des services publics. Bien que moins chers par MW/par MWh, ces dispositifs représentent des investissements en capital plus importants et un soutien financier plus important est donc nécessaire pour déployer des réseaux.

2.2 Marchés de marée

2.2.1 ROYAUME-UNI

Le Royaume-Uni est le premier marché de l'énergie hydrolienne au monde. Comme nous l'avons déjà mentionné, on estime que 11,5 GW de capacité TSE pourraient être déployés au Royaume-Uni et dans les îles Anglo-Normandes [6]. [6]ce qui permettrait de répondre à 11 % de la demande d'électricité du Royaume-Uni. La répartition géographique est bonne : les sites de projets appropriés se trouvent en Angleterre, au Pays de Galles, en Irlande du Nord et en Écosse. Ce dernier pays abrite le Centre européen des énergies marines (EMEC), le premier centre d'essai au monde où des turbines marémotrices grandeur nature peuvent être déployées dans des conditions de mer réelles⁴.

Le soutien du gouvernement à TSE a été varié. Avant 2016, plusieurs sites ont bénéficié d'un soutien aux revenus via le régime d'obligation d'utilisation des énergies renouvelables (RO). Cela a changé en 2016 : l'OI a été remplacée par le mécanisme des contrats sur la différence (CfD) et TSE a dû entrer en concurrence avec des technologies plus établies. En conséquence, les années suivantes, TSE n'a pas pu accéder au soutien aux revenus, limitant le déploiement à des projets de démonstration à une seule turbine.

La perception de TSE est devenue beaucoup plus positive ces dernières années. Les démonstrations technologiques de premier plan ainsi que l'amélioration de l'organisation du secteur, par exemple, le travail de groupes tels que :

- Marine Energy Wales (MEW), fondée en 2016.
- Le groupe de travail écossais sur l'industrie de l'énergie marine (SMEIG), fondé en 2017.
- Le Conseil de l'énergie marine (CEM), fondé en 2018.

Le MEC, composé des principaux développeurs d'énergie marine, a joué un rôle particulièrement important dans la mise en relation de l'industrie et du gouvernement et dans la sensibilisation aux avantages plus larges du soutien du secteur. Il s'est notamment engagé auprès des ministres par le biais de réunions APPG. Une activité

⁴ Pour plus d'informations, consultez le site <https://www.emec.org.uk/> (consulté le 08/08/2022).

notable a été l'organisation d'un voyage à l'EMEC pour la ministre de l'Énergie de l'époque, Anne-Marie Trevelyan, afin de voir en personne des dispositifs marémoteurs. [15].

En 2021, l'intérêt pour ce secteur a également augmenté en raison de la hausse des prix du pétrole et de l'attention accrue portée à la sécurité énergétique. La nature prévisible de l'hydrolienne est un avantage clé, et est discutée dans la section 4.3.

En novembre 2021, il a été annoncé que le secteur de l'énergie hydrolienne avait obtenu une enveloppe de 20 millions de livres par an dans le cadre du CfD Allocation Round 4 (AR4). Quatre offres ont été retenues, pour une capacité totale de 40,8 MW et un prix d'exercice de 178,54 £/MWh (15 % de moins que le prix d'exercice administratif fixé pour TSE). [16]. Ces projets, présentés dans le 2 devraient être mis en service de 2025 à 2027. La disposition du Royaume-Uni bénéficiant d'un soutien financier passera ainsi de 10,4 MW aujourd'hui à 51,2 MW en 2027, soit une augmentation de 400 %.

Table 1 - Les quatre projets réussis qui ont obtenu des CfD lors du quatrième cycle d'allocation.

Développeur de projet	Nom du site	Localisation	Taille du projet (MW)	Technologie anticipée	Puissance prévue de la turbine	Année de mise en service
SIMEC Atlantis	Meygen	Écosse	28	Correction de	2	2026/27
Magallanes Renovables	Morlais	Pays de Galles	5.62	Flottant	1.5	2025/26
Orbital Marine Power	Eday 2	Écosse	4.8	Flottant	2.4	2026/27
	Jour 1	Écosse	2.4	Flottant	2.4	2026/27

2.2.2 France

La France est un marché de premier plan pour l'énergie hydrolienne. Des études ont estimé qu'une capacité de 3 à 5,5 GW pourrait être déployée [17]. [17] [18]. La zone la plus prometteuse est le Raz Blanchard, entre le littoral normand et l'île anglo-normande d'Aurigny, avec une disposition estimée à 2 GW [19]. Certaines études ont estimé que la disposition dans cette région, en tenant compte également des eaux territoriales d'Aurigny, pourrait atteindre 3,9 à 5,1 GW [20]. [20].

Des projets d'exploitation commerciale de l'énergie hydrolienne dans le Raz Blanchard ont été élaborés en 2013. Deux demandes de bail ont été soumises et accordées : une par ENGIE et une par EDF Renewables. En 2020, elles ont été transférées respectivement à Normandie Hydroliennes et à Hydroquest. [21]. Ces sociétés modifient actuellement les termes de leur bail : augmentation des dispositions de leurs

fermes pilotes à 12MW⁵ et 17,5MW⁶ respectivement. Les deux sociétés prévoient de mettre en service ces fermes à l'horizon 2025/26, sous réserve de financement.

La France abrite plusieurs sites d'essais de premier plan. SEENEOH exploite un site d'essai à Bordeaux et soutient EDF sur le site de Paimpol-Bréhat, transformé en le plus grand site d'essai de TSE en France. En avril 2019, le développeur français Hydroquest a installé son dispositif OceanQuest de 1 MW à Paimpol-Bréhat pendant environ 29 mois, financé par le projet TIGER. [22]. Le site fait l'objet d'améliorations en matière d'infrastructure et de connexion, par exemple, en septembre 2022, le câble sous-marin a été remplacé par un nouveau câble drymate qui permet d'installer des dispositifs sans recourir à des plongeurs... [23].

L'ADEME, l'Agence française pour la transition écologique, a historiquement financé des projets et des recherches sur TSE par le biais de subventions. L'ADEME a adopté une approche par étapes selon laquelle un projet doit d'abord obtenir une subvention en capital, puis les discussions sur le tarif de rachat (FiT) peuvent commencer. Il n'existe pas de mécanisme officiel de soutien des revenus pour TSE en France. Cependant, Normandie Hydroliennes et Hydroquest sont en discussions bilatérales avec le gouvernement français pour soutenir leurs projets Raz Blanchard. Ce processus est soutenu par le Syndicat français du commerce des énergies renouvelables (SER). L'industrie française souhaiterait que le gouvernement s'engage sur 2,5 GW de futurs appels d'offres pour l'hydrolien. Cette capacité serait mise aux enchères de 2025 à 2033 en trois phases, en se concentrant principalement sur le Raz Blanchard.

2.2.3 Canada

Depuis un certain temps, le Canada est un fervent partisan du TSE. Les principaux marchés sont les projets à grande échelle, notamment dans la baie de Fundy, et les turbines au fil de l'eau à petite échelle pour les communautés éloignées.

La baie de Fundy, en Nouvelle-Écosse, est la plus grande amplitude de marée du monde. Des études ont indiqué que 2,5 GW d'énergie pourraient être extraits avec une variation de moins de 5 % de l'amplitude des marées, avec un maximum potentiel de 7 GW [24]. [24]. La question clé pour le Canada est d'améliorer l'infrastructure du réseau pour faire face au GW potentiel de production de TSE disponible dans les régions éloignées du réseau de transmission.

Le Fundy Ocean Research Centre for Energy (FORCE), situé dans le passage Minas, a été créé en 2009 et sert de site d'essai pour les premiers dispositifs et réseaux commerciaux. Les dispositifs déployés comprennent OpenHydro (2016 et 2018), Kinetic Keel de BigMoon Power (2018) et PLAT-I de Sustainable Marine (2017 et 2022). Le site dispose d'une capacité de 30 MW qui sera déployée dans les années à venir [25]. [25].

⁵ <https://simecatlantis.com/tidal-stream/raz-blanchard/> (consulté le 17/10/2022)

⁶ <https://www.hydroquest.fr/en/flowatt-en/> (consulté le 17/10/2022)

La province de Nouvelle-Écosse offre depuis plusieurs années un tarif d'alimentation (FiT) aux promoteurs de projets marémoteurs. Trois projets prévus à FORCE ont des accords de 15 ans : Le projet Pempa'q de Sustainable Marine (9 MW), BigMoon Power (9 MW) et le projet Uisce Tapa de DP Energy (9 MW). [26]. Ces projets ont des FiT de 530 \$CAN/MWh. [18]soit l'équivalent de 343 £/MWh (à partir de juillet 2022).

2.2.4 Reste du monde

Outre les pays précités, d'autres pays remarquables sont les États-Unis, la Chine, l'Indonésie et le Japon. Parmi les projets intéressants réalisés récemment par TSE dans le monde, on peut citer :

- Le déploiement du TriFrame de Verdant Power dans l'East River de New York, y compris un essai en première mondiale de pales marémotrices en thermoplastique. [27].
- Le déploiement du cerf-volant Dragon Class D4 de Minesto dans les îles Féroé, y compris un contrat d'achat d'électricité signé avec la compagnie d'électricité SEV. [28].
- Plusieurs turbines de démonstration en Chine de LHD, de l'Université ZJU et de Chine Three Gorges, entre autres.
- Déploiement du SIMEC Atlantis AR500 dans les îles Goto, au Japon [29].

2.3 Calendrier de déploiement des hydroliennes

Figure 3 est une chronologie montrant les déploiements mondiaux de turbines marémotrices depuis 2016. Elle indique également les déploiements de turbines prévus jusqu'en 2027, lorsqu'ils sont connus.

Les déploiements de turbines sont classés en fonction du lieu, du type de technologie, de la puissance nominale et du fait que les projets bénéficient ou non d'un soutien financier à long terme via le mécanisme CfD ou RO.

2.3.1 2016

En 2016, les premiers réseaux d'hydroliennes ont été déployés. Les plus notables étaient le réseau de Meygen de 6 MW, qui est encore aujourd'hui le plus grand réseau d'hydroliennes au monde et le Shetland Tidal Array de Nova Innovation. Les deux projets britanniques reçoivent des ROC dans le cadre du système RO, qui a été entièrement remplacé par le système CfD en avril 2017[30]. [30]. Comme mentionné précédemment, 2016 a vu la suppression d'une limite de 100 MW de CfD pour l'énergie houlomotrice et marémotrice [31]. [31]. Cela signifie que l'énergie hydrolienne a dû entrer en concurrence avec l'éolien offshore, dont le coût est beaucoup plus faible, ce qui a mis fin à l'accès au soutien des revenus.

2.3.2 2017

Il y a eu peu de déploiements en 2017. Cela s'explique par le fait que les développeurs se sont concentrés sur l'exploitation de la grande quantité de technologies déployées en 2016 et par l'incertitude causée par la suppression du CfD ringfence. L'expansion du réseau Shetland de Nova Innovation et le test d'une turbine de 650 kW par l'université de Zhejiang (ZJU) ont été notables cette année. [32]. La ZJU a joué un rôle actif dans l'industrie chinoise de TSE, en testant divers dispositifs à différentes échelles depuis des plateformes flottantes depuis 2004.

2.3.3 2018

2018 a vu la liquidation d'OpenHydro, annoncée par leur société mère Naval Energies quelques jours seulement après le déploiement de leur turbine sur le site d'essai FORCE au Canada... [33]. En 2020, il a été informé que BigMoon Power reprendrait le poste d'amarrage de FORCE, avec un contrat d'achat d'électricité (CAE) de 475 dollars canadiens/MWh, mais à condition de retirer la machine OpenHydro existante du fond marin [34].

Cette année a également vu des installations de développeurs qui sont maintenant des noms importants dans le secteur : L'installation PLAT-I de Sustainable Marine à FORCE, le déploiement D10 de Sabella à l'île d'Ouessant (France) et le déploiement DG500 de Minesto à Holyhead Deep (Pays de Galles, Royaume-Uni).

2.3.4 2019

2019 a vu des déploiements notables de turbines de démonstration sur des sites d'essai. Le développeur français Hydroquest a installé son dispositif OceanQuest à axe vertical à Paimpol Bréhat grâce à un financement du projet TIGER. Le développeur espagnol Magallanes Renovables a installé sa plateforme flottante ATIR de 2 MW à EMEC pour des tests dans le cadre du projet Ocean 2G, financé par le programme Horizon 2020 de l'UE. [35]. Enfin, Minesto a redéployé son dispositif DG5000 pour de nouveaux tests à Holyhead Deep.

Historic and announced tidal turbine deployments (2016-2027)

As of July 2022

Note: specific positioning of deployments within the year are approximate

TIGER TIDAL STREAM
INDUSTRY
ENERGISER

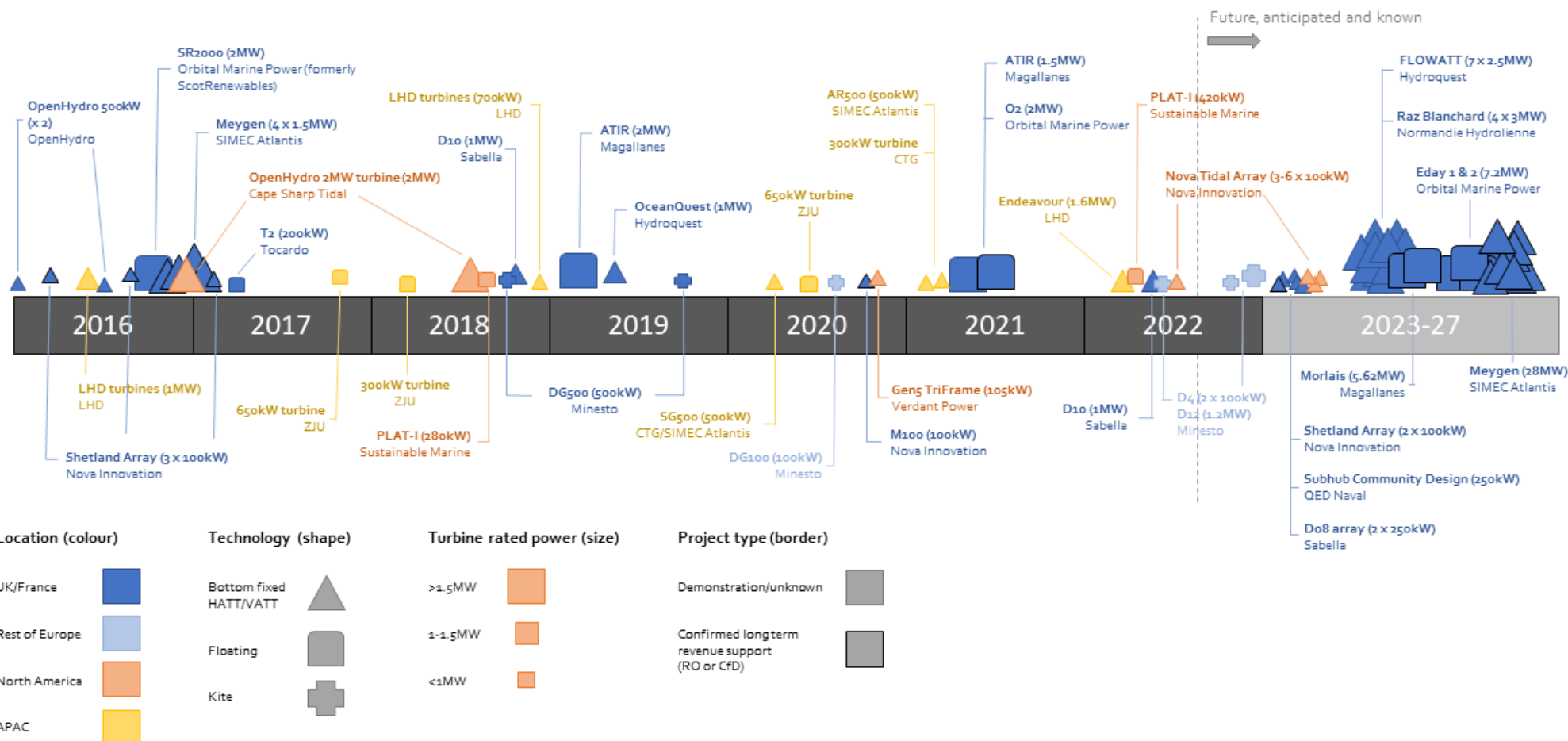


Figure 3 - Déploiements historiques et à venir d'hydroliennes. Les formes (chacune représentant un seul déploiement d'hydrolienne) sont classées en fonction de l'emplacement, du type de technologie, de la puissance nominale et du fait que le projet bénéficie ou non d'un soutien public permanent.

2.3.5 2020

L'année 2020 a été caractérisée par des déploiements de dispositifs à plus petite échelle. Minesto a déployé son DG100 aux îles Féroé, ouvrant la voie à de futurs projets. Nova Innovation a étendu son réseau marémoteur des Shetland avec une quatrième turbine, sa première turbine à entraînement direct.

Verdant Power a installé son TriFrame dans l'East River de New York. SIMEC Atlantis a également partagé ses connaissances avec Chine Three Gorges, une importante compagnie d'électricité chinoise appartenant à l'État, qui a collaboré à la mise en place d'une turbine de 500 kW.

2.3.6 2021

L'année 2021 a vu un regain d'intérêt pour le secteur des courants marins, avec un changement de taille des turbines. L'Orbital Marine Power O₂ a été installée sur le site de Falls of Warness en juillet, le site ayant accès à un soutien financier par le biais des ROC. Ce dispositif de 2 MW est conçu pour fonctionner pendant les 15 prochaines années, et l'entreprise l'a proclamé comme *"l'hydrolienne la plus puissante du monde."* [36]. Cette dernière a aussi vu le déploiement de la plateforme ATIR améliorée de Magallanes à l'EMEC et le déploiement d'une turbine de 500 kW par SIMEC Atlantis au Japon.

Ces déploiements très médiatisés, ainsi que les projets réussis des années précédentes, ont contribué à améliorer l'image de l'industrie, historiquement considérée comme coûteuse par rapport aux autres solutions. Cela a contribué au succès de l'industrie dans l'obtention d'un soutien financier pour le CfD britannique en 2022, ce qui a permis d'annoncer 40,8 MW de nouvelle capacité marémotrice (voir section 2.2.1). 2.2.1).

2.3.7 2022

Jusqu'à présent, l'année 2022 a été marquée par des déploiements de turbines très intéressants. La turbine Endeavor de 1,6 MW, fabriquée par LHD en Chine, a été présentée comme la plus grande turbine marémotrice chinoise produite et montre que l'industrie gagne du terrain [37]. [37]. Elle porte la disposition de la centrale marémotrice de LHD Zhoushan à 3,3 MW (si l'on ajoute les déploiements de 2016 et 2018), et il est prévu de l'étendre à plus de 7 MW.

Au Canada, Sustainable Marine a déployé sa plate-forme flottante de 420 kW, équipée de quatre rotors Schottel. Il s'agit du premier dispositif marémoteur flottant à exporter de l'énergie vers le réseau canadien [38]. [38] et bénéficie d'un soutien financier via un contrat d'achat d'électricité.

Sabella a redéployé son dispositif D10 de 1 MW à l'île d'Ouessant pour des tests supplémentaires. Ce projet a été partiellement financé dans le cadre du projet TIGER.

Minesto a achevé la conception de son nouveau cerf-volant marémoteur "Dragon Class", en faisant état de performances améliorées et de coûts réduits. La société a

déployé le D4 de 100 kW aux îles Féroé et prévoit de le faire suivre d'un deuxième dispositif de 100 kW et de 1,2 MW plus tard dans l'année.

À partir d'août 2022, Nova Innovation se prépare également à installer sa première turbine dans le Petit Passage en Nouvelle-Écosse (le projet Nova Tidal Array), suivie de 2 à 5 autres turbines en 2023. L'objectif final est de déployer un réseau de 1,5 MW.

2.3.8 2023-2027

Outre le réseau de Nova Innovation à FORCE, l'entreprise prévoit également d'ajouter des turbines supplémentaires à son réseau marémoteur des Shetland en 2023. Parmi les autres projets d'installations marémotrices prévus pour 2023-2024, citons l'installation de 2 × 250 kW de Sabella dans le golfe du Morbihan, en France, et le déploiement de 250 kW (3 × 85 kW) du Subhub de QED Naval dans le port de Yarmouth, au Royaume-Uni. Ces deux projets sont en attente de décisions d'autorisation.

En 2025, Hydroquest et Normandie Hydroliennes (une JV inclus le fournisseur de turbines SIMEC Atlantis) prévoient d'installer des projets dans le Raz Blanchard, en France, pour un total de 29,5 MW. Les deux projets en sont au stade de l'autorisation et des discussions sont en cours avec l'organisme de réglementation français concernant le soutien aux revenus.

Les 40,8 MW alloués dans le cadre du quatrième cycle d'allocation de CfD du Royaume-Uni (AR4) seront déployés en 2025-2027. La totalité de cette capacité devrait être constituée de turbines à l'échelle des services publics (2 MW+), avec un mélange de dispositifs fixes et flottants.

2.3.9 Résumé

Comme on peut le constater, l'année 2016 a été marquée par un regain d'activité, notamment vers la fin de l'année, la plupart des déploiements de turbines ayant eu lieu au Royaume-Uni. L'énergie hydrolienne a perdu l'accès à l'aide au revenu en 2016, le Royaume-Uni favorisant les enchères CfD agnostiques sur le plan technologique, ce qui signifie que le secteur n'a pas pu concurrencer les énergies renouvelables plus établies. Cela a conduit à quelques années calmes, l'accent étant mis sûr pour la démonstration et les essais de prototypes à plus petite échelle (<1 MW).

L'année 2021 a été une année charnière pour le secteur, avec deux déploiements de dispositifs flottant à l'échelle des services publics (Magallanes ATIR et Orbital O₂) et l'annonce d'une restriction pour le secteur dans le quatrième rapport d'évaluation britannique. La capacité de 40,8 MW annoncée au Royaume-Uni en 2022 est prévue pour 2025-2027 et pourrait être le début d'une nouvelle ère commerciale pour TSE.

2.4 Projets de recherche et financement des subventions

Certains des dispositifs mentionnés ci-dessus ont été déployés grâce à des subventions. Un résumé des projets récents et en cours financés par des subventions est présenté dans le Table 2. En plus de TIGER, mentionné précédemment, d'autres projets importants incluent :

- *Le projet Morlais* au Pays de Galles a obtenu un financement FEDER de 37,6 millions d'euros de l'UE, administré par le Welsh European Funding Office (WEFO). Ce financement est utilisé pour développer l'infrastructure du site, y compris la transmission terrestre et les travaux de génie civil, et sera probablement le dernier projet britannique financé par une subvention de l'UE.
- Le projet *FORWARD-2030* est dirigé par Orbital et explore l'intégration de son dispositif flottant avec la production d'hydrogène et le stockage des batteries. Il prévoit également le déploiement d'une seconde turbine sur le site O₂ de Falls of Warness.
- *Le projet EnFAIT* (Enabling Future Arrays In Tidal) est dirigé par Nova Innovation. Le projet étudie différents agencements de réseaux et les effets de sillage en repositionnant les turbines de leur réseau des Shetland.
- *Carbo4Power*, dirigé par l'Université technique nationale d'Athènes, étudie les matériaux avancés pour les pales des éoliennes et des hydroliennes. Les matériaux hybrides issus de la nano-ingénierie ont le potentiel d'améliorer autant les performances opérationnelles que la durabilité des pales, tout en réduisant le coût de l'énergie.

Table 2 - Exemples de projets financés par le gouvernement sur les courants de marée qui sont en cours. ¹Financé par le Fonds européen de développement régional (FEDER). ²Financé par le programme Horizon 2020.

Projet/programme	Montant total	Cadre temporel	Organisme de financement	Fournisseurs de technologie marémotrice	Thèmes
TIGRE [39]	€45.4M	2019-23	UE ¹ (30 MILLIONS D'EUROS)	• Minesto • Orbital Marine Power • QED Naval • Sabella • SIMEC Atlantis	• Déploiement de la technologie • Améliorer la chaîne d'approvisionnement • Réduction des coûts
Morlais [40]	€37.6M	2022	UE ¹ via le gouvernement gallois	Aucun (directement)	• Développement du site • Infrastructures terrestres
FORWARD-2030 [41]	€26.7M	2021-25	UE ² (20,5 MILLIONS D'EUROS)	Orbital Marine Power	• Déploiement de la technologie • Production d'hydrogène • Fabrication en volume

MAECI [42]	€20M	2017-23	UE ² (14,9 MILLIONS D'EUROS)	Nova Innovation	• Disposition des réseaux et interactions avec le sillage
Carbo4Power [43]	€7.8M	2020-2024	UE ² (7 MILLIONS D'EUROS)	Sabella	• Matériaux de lame avancés
SELKIE [44]	€5.2M	2020-2023	UE (4,2 MILLIONS D'EUROS) ¹	Aucun	• Outils logiciels
ÉLÉMENT [45]	€5M	2019-23	UE ²	Nova Innovation	• Systèmes de contrôle • AI
NEMMO	€5M	2019-22	UE ²	Magallanes Renovables	• Conception et matériaux des lames
Fonds de défi pour l'énergie hydrolienne de Saltire [46]	£3.4M	2019	Royaume-Uni (gouvernement écossais)	Orbital Marine Power	• Déploiement de la technologie
OPIN [47]	€2.6M	2018-22	UE ¹ (1,5M€)	Aucun	• Créer des réseaux industriels
VOLT [45]	£2M	2021-23	Royaume-Uni (gouvernement écossais)	Nova Innovation	• Fabrication en volume
EVOLVE [48]	€1M	2021-23	UE ²	Orbital Marine Power	• Impact sur le système énergétique

La recherche couvre l'ensemble de la chaîne de valeur : de la fabrication et de la science des matériaux aux outils logiciels, en traversant les systèmes de contrôle, les déploiements technologiques et l'analyse des systèmes énergétiques.

L'UE est prête à poursuivre le financement de l'énergie hydrolienne avec quatre appels à propositions sur l'énergie océanique annoncés dans le projet de programme de travail Horizon Europe. Cela fait suite à un appel lancé au début de l'année 2022 pour la *démonstration de rotor, de pales et de systèmes de contrôle innovants pour les dispositifs d'énergie hydrolienne*. Il n'est pas encore clair si les entreprises basées au Royaume-Uni seront en mesure de soumissionner pour les futures subventions Horizon, avec une décision attendue fin 2022/début 2023. Le Trésor britannique s'est engagé à garantir le financement de tout projet financé par l'UE sera contracté avant la fin de décembre 2022.

2.5 Investissement du secteur privé

Historiquement, le secteur de l'énergie hydrolienne a utilisé des subventions publiques pour déployer des démonstrateurs technologiques. Récemment, on a constaté une

augmentation d'autres sources de financement, notamment le crowdfunding, les obligations vertes et les débentures.

Parmi les développeurs de technologies qui ont obtenu des fonds par le biais du crowdfunding, on peut citer :

- Orbital Marine Power a apporté 1 million de livres sterling en crowdfunding en moins d'une semaine en 2020. [49]. La campagne a été hébergée sur Crowdcube, avec plus de 2 millions de livres sterling collectées à la fin de la campagne, et la société a donné 5,41 % de son capital. [50].
- 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). [51] 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 prévu). [52].
- QED Naval : La société a levé 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. [53]. L'offre finale était de 7,69% d'équité.

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

- SIMEC Atlantis a levé 3,79 millions de livres 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. [54]. Cette levée fait suite à une levée de 4,95M£ en 2017, via deux obligations.
- Orbital Marine Power a levé 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 %.... [55].

En 2022, la société a réalisé une autre émission d'obligations, levant 4 millions de livres sterling par le biais d'une émission d'obligations à 12 ans. [56].

- En 2022, Sabella a levé 2,5 millions d'euros en émettant des obligations sur la plateforme GwenneG à un taux de 8,5 %. [57].

La certitude qu'offre le soutien aux recettes permet de débloquer des flux de financement plus favorables. On l'a vu récemment avec le déploiement de l'O2 d'Orbital Marine Power en 2021. Grâce au soutien financier constant que le projet est censé générer par le biais du système d'OI, la société a pu obtenir un financement de 4 millions de livres sterling de la Scottish National Investment Bank pour soutenir l'entretien continu de la turbine [56]. [56]. Orbital Marine Power a noté que :

"Cet investissement reconnaît le rôle que les technologies marémotrices peuvent jouer dans la fourniture d'une énergie propre et prévisible et s'inscrit dans la mission de la Scottish National Investment Bank, qui consiste à soutenir la transition de l'Écosse vers une énergie nette zéro. L'investissement de la Banque dans cette technologie émergente démontre également son rôle de banque de développement en attirant des financements commerciaux supplémentaires vers de nouveaux marchés." [56]

Au fur et à mesure que la technologie marémotrice s'éloigne des risques et que les projets deviennent plus importants, les entreprises auront un meilleur accès à un financement par emprunt à faible taux d'intérêt. Cela réduira le coût moyen pondéré du capital (WACC) des projets, ce qui augmentera les flux de trésorerie futurs et la rentabilité des projets.

2.6 Résumé

Depuis la mise à jour de 2018 d'ORE Catapult sur TSE, des succès notables ont été enregistrés dans le secteur, notamment :

- Sur le site UK, une nouvelle génération de projets de marée est soutenue avec 20 millions de livres sterling alloués dans le CfD AR4 de 2022 (40,8 MW de capacité recevant des CfD de 178,54 £/MWh). Ces projets comprennent un mélange de dispositifs flottants et fixes. Les quatre projets devraient être installés de 2025 à 2027.
- Ailleurs au Royaume-Uni, Orbital Marine Power a installé son O₂ sur le site de Falls of Warness. Le déploiement, d'une durée de 15 ans, bénéficie d'un soutien financier par l'intermédiaire de la RO et a attiré des investissements de la Scottish National Investment Bank.
- Le marché français de l'hydrolien a connu une progression notable, avec Hydroquest et Normandie Hydroliennes qui ont développé des sites dans le Raz Blanchard. Cette disposition combinée de 29,5 MW pourrait être déployée en 2025/26 si un soutien financier peut être convenu.
- Le marché est en plein essor au Canada sur le site d'essai FORCE. En 2022, Sustainable Marine a exporté de l'électricité vers le réseau à partir d'un dispositif marémoteur flottant pour la première fois au Canada. Les projets de DP Energy, Sustainable Marine, Nova Innovation et BigMoon Power ont conclu des accords d'achat d'énergie, avec 30 MW alloués à FORCE.
- Une somme importante a été investie dans des projets de R&D par le biais de subventions. Cela inclut le projet TIGER (45,4 millions d'euros au total), FORWARD-2030 (26,7 millions d'euros au total), EnFAIT (20 millions d'euros au total) et Carbo4Power (7,8 millions d'euros au total). Un soutien a également été apporté pour aider les projets commerciaux et déployer la technologie. Les exemples incluent le financement FEDER de l'UE pour Morlais (37,6 millions d'euros) et le

Saltire Tidal Energy Challenge fund du gouvernement écossais à Orbital Marine Power (3,4 millions de livres).

3 La voie de la réduction des coûts

Dans cette section, nous présentons une interprétation du paysage actuel de la réduction des coûts de TSE. Nous décrivons la situation actuelle de l'industrie en termes de LCOE, nous décrivons les innovations clés qui permettront de réduire les coûts à l'avenir. Nous présentons aussi une trajectoire de LCOE afin de déterminer comment les LCOE vont diminuer à l'avenir.

3.1 LCOE actuel

3.1.1 Estimations précédentes

Bien qu'il y ait eu une convergence notable dans l'industrie de TSE ces dernières années, il existe encore une variété de concepts de dispositifs différents (comme décrit dans la section 2.1). Il est donc difficile de définir un LCOE représentatif pour l'industrie, car il est fortement influencé autant par le dispositif que le site.

Dans l'évaluation précédente de la réduction des coûts de TSE de l'ORE Catapult, telle que présentée dans la section 1.2 nous avons estimé un LCOE de 300 £/MWh en 2018. Cette estimation a été formulée grâce à l'engagement de plusieurs fournisseurs de technologies TSE avec des concepts de dispositifs à différentes échelles. Il s'agit d'une moyenne industrielle représentative obtenue en donnant une plus grande pondération aux projets TSE les plus récents. Depuis cette étude, de nouvelles études ont fourni des estimations du LCOE :

- En février 2019, le livrable D3.9 du projet EnFAIT a été publié sous le titre *LCOE & Financial Models*. [58]. Dirigée par Wood Group, l'étude a évalué la voie du LCOE de TSE pour comprendre à quel moment elle deviendrait commercialement viable.

Le LCOE des projets de démonstration pré-commerciaux a été estimé à 345-520 €/MWh pour les turbines de 1,5-2 MW et à 472-784 €/MWh pour les turbines de moins de 1 MW. Pour les premières installations de réseaux, le LCOE est passé à 262 €/MWh pour les fermes de 2 à 10 MW, puis à 160 €/MWh pour les fermes de 20 à 200 MW. Ces chiffres ont été obtenus en supposant des taux d'apprentissage prudents de 10% pour les CAPEX et 7% pour les OPEX et un taux d'actualisation de 8%.

- En octobre 2019, le BEIS a publié l'*évaluation des besoins énergétiques de l'énergie hydrolienne*, le travail étant dirigé par Vivid Economics. Il a indiqué une estimation du LCOE de 300 £/MWh pour l'énergie hydrolienne fixe et un LCOE de 200 £/MWh pour l'énergie hydrolienne flottant. Le chiffre de l'hydrolienne flottante est plus bas que ce à quoi nous nous attendions à l'heure actuelle et nous n'avons pas été en mesure de le valider.

- L'IRENA, dans son rapport 2020 *Innovation Outlook : Ocean Energy Technologies*, a estimé une fourchette de 0,2-0,45 USD/kWh (environ 158-355 £/MWh en 2021). Les auteurs notent que :

"En raison du stade relativement précoce du cycle de vie de toutes les technologies de l'énergie des océans, leurs LCOE sont difficiles à prévoir et incertains."

- En 2021, Coles et al. ont estimé la réduction des LCOE observée ces dernières années pour les projets opérationnels [6] en s'appuyant sur les résultats de l'étude de réduction des coûts de l'ORE Catapult [12]. Les auteurs ont calculé un LCOE d'approximativement 240 £/MWh en 2021 et ont noté une réduction approximative de 25 % du LCOE après le déploiement des premiers 8 MW au Royaume-Uni.

3.1.2 Notre trajectoire de LCOE

Grâce à les estimations de coût et de rendement des développeurs de technologies TSE, nous avons calculé une trajectoire représentative du LCOE de base pour guider l'industrie. Pour ce faire, nous avons modélisé trois principales technologies de dispositifs à l'échelle du service public :

1. Une turbine à axe horizontal à fond fixe.
2. Une turbine flottante à axe horizontal.
3. Une turbine à axe vertical à fond fixe.

Nous avons envisagé des scénarios originelles, optimistes et pessimistes pour chaque technologie. Il s'agissait de rendre compte des incertitudes liées à des éléments de coût spécifiques, à des paramètres financiers (par exemple, le WACC) et aux variations entre les sites potentiels. Pour le point de départ, nous avons considéré des projets hypothétiques « actuels », en considérant les coûts si les projets devaient être construits en 2022/23.

Nous avons calculé les futures projections de LCOE pour chaque combinaison technologie/scénario grâce à une approche établie sur le taux d'apprentissage. De plus, nous avons modélisé le développement de capacités spécifiques à chaque technologie pour le Royaume-Uni, la France, le Canada et le "reste du monde" et avons supposé des taux d'apprentissage de l'ordre de 13 à 17 % pour tous les scénarios.

Le résultat est neuf trajectoires individuelles de LCOE. De plus, nous avons examiné le LCOE moyen et l'écart type entre les scénarios afin d'indiquer l'incertitude et la fourchette à laquelle on peut s'attendre entre les différentes technologies, les marchés et les sites individuels.

Une description plus détaillée de la méthodologie peut être trouvée dans Appendix C.

Trajectoire du LCOE dans le temps

Figure 4 montre les neuf trajectoires individuelles de LCOE⁷, y compris la moyenne et l'écart type, pour le scénario de marché de base. Les trajectoires de déploiement cumulatives associées pour le Royaume-Uni et la France sont également indiquées. Le LCOE moyen actuel (2023) pour les scénarios examinés est de 259 £/MWh, avec un écart type de 30 £/MWh. Il convient de noter qu'il s'agit d'un scénario hypothétique. Il ne tient pas compte des innovations à venir et des facteurs de réduction des coûts qui seront observés dans les projets AR4 britanniques à venir.

⁷ Notez que les trajectoires individuelles sont anonymisées pour préserver la confidentialité commerciale. Le LCOE est également présenté en termes réels de £2012 car il s'agit de la base de référence actuelle du prix d'exercice du CfD.

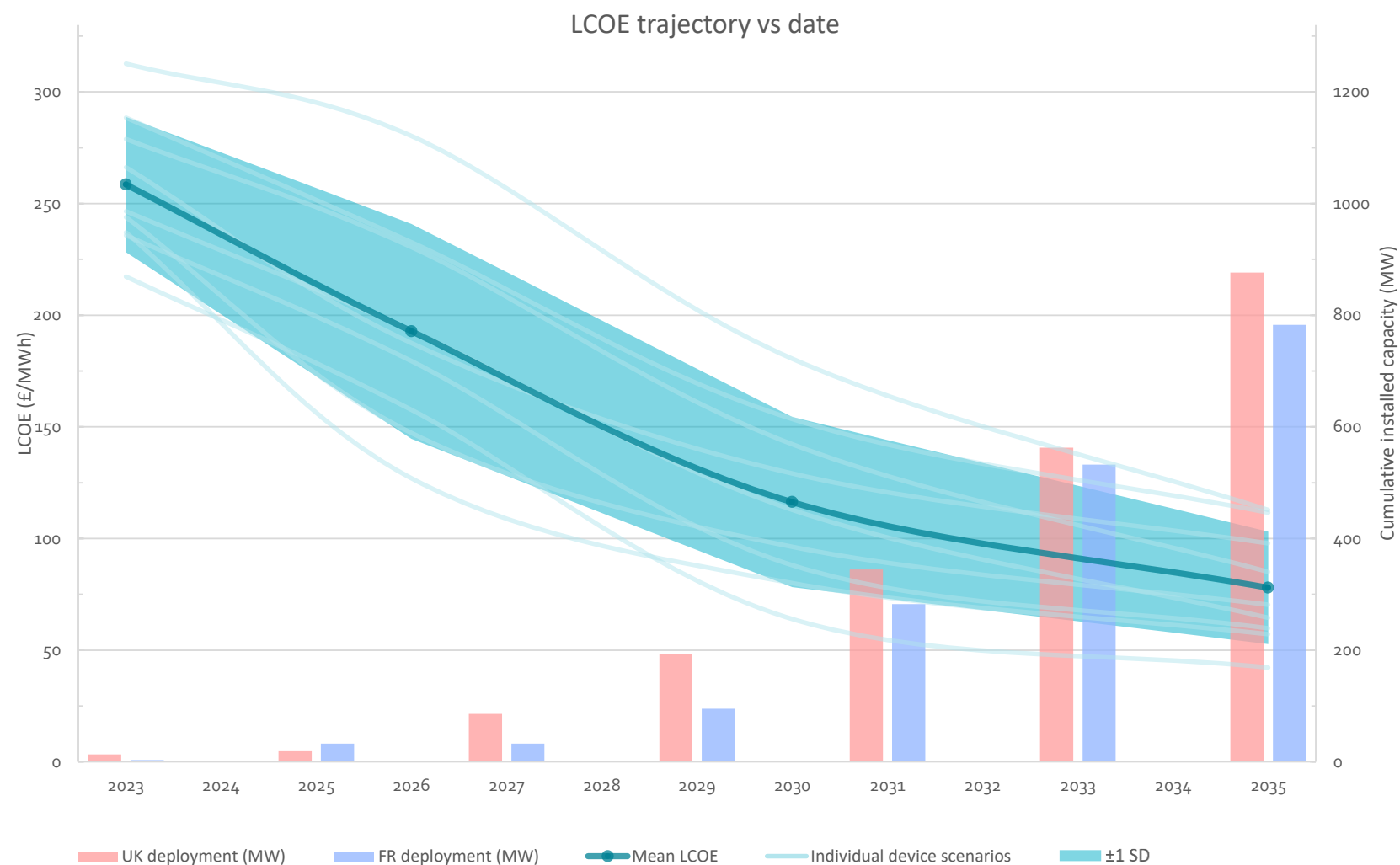


Figure 4 - Projection du marché britannique et français de TSE et trajectoires des LCOE associés pour les trois dispositifs et les neuf scénarios de coûts examinés.

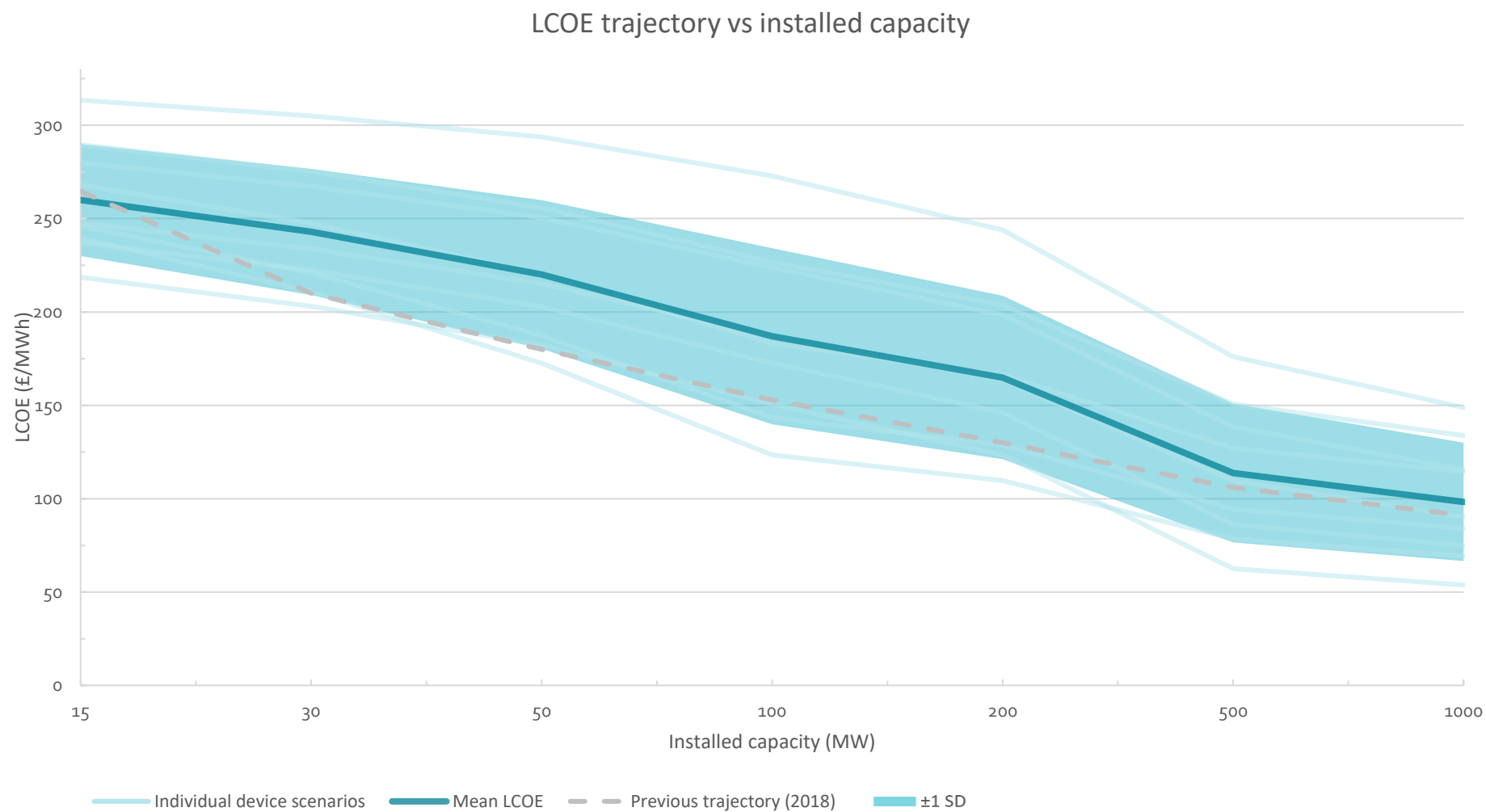


Figure 5 - Trajectoire du LCOE en fonction de la capacité installée pour les neuf scénarios, en considérant le marché britannique et français. La trajectoire précédente dérivée par ORE Catapult en 2018 est également représentée.

En 2026, nous prévoyons un LCOE moyen de 193 £±48/MWh. Ce chiffre est supérieur au prix d'exercice de 178 £/MWh de l'AR4 et peut s'expliquer par deux raisons :

1. Les trois projets AR4 ont bénéficié d'investissements antérieurs dans l'infrastructure du réseau (à Meygen, Morlais et EMEC) et sont entièrement autorisés. Nos chiffres représentent les nouveaux projets et le coût total du projet sur toute sa durée de vie, en supposant que ces activités n'aient pas été réussies.
2. Nos scénarios de référence comprennent des projets britanniques et français. Le marché français est moins mature que le marché britannique, et l'inclusion des scénarios français augmente donc le LCOE mixte de 15%.

L'écart entre les projets est important, allant de 127 £/MWh pour le dispositif le moins cher dans le cas optimiste à 280 £/MWh pour le dispositif le plus cher dans le scénario pessimiste. La moyenne a été choisie comme base de notre trajectoire, car elle offre l'image la plus juste et la plus représentative de l'industrie.

Sur la base de notre analyse, nous prévoyons que les LCOE représentatifs en 2030 et 2035 seront respectivement de 116±38 £/MWh et 78±25 £/MWh. Ceci dans l'hypothèse d'un déploiement mondial de 730 MW d'ici à 2030 et de 2,6 GW d'ici à 2035.

Trajectoire du LCOE par rapport à la capacité déployée

Figure 5 montre les trajectoires de LCOE en comparaison à la capacité installée cumulative prévue pour le Royaume-Uni et la France. Cela peut être assimilé aux ambitions de chaque pays, par exemple, si le Royaume-Uni devait déployer 1 GW de manière isolée.

D'ici à ce que 1 GW soit installé au Royaume-Uni et en France, nous prévoyons que le LCOE aura chuté à 98 £±32 /MWh. Cela s'aligne sur les 90 £/MWh prévus dans l'étude précédente de l'ORE Catapult. Dans nos prévisions de base, nous prévoyons que cette étape pourrait être atteinte de 2032 à 2033.

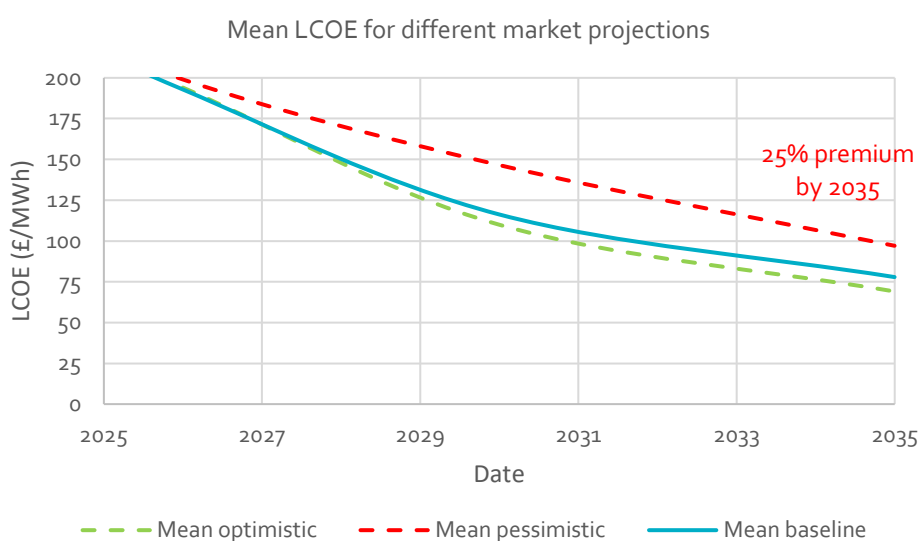


Figure 6 - Sensibilité du LCOE moyen aux projections optimistes et pessimistes du marché.

Sensibilité du LCOE aux prévisions du marché

Nos prévisions de marché de base supposent une disposition installée mondiale de 2,6 GW d'ici à 2035, ce qui équivaut à un TCAC de 39 %. Ce chiffre est comparable à la tendance mondiale observée historiquement pour l'éolien offshore (par exemple, l'AIE a calculé un TCAC de 30 % de 2010 à 2018[59]). [59]).

Nous avons examiné la sensibilité des neuf scénarios aux prévisions du marché mondial. Nous avons considéré des cas optimistes et pessimistes, estimés respectivement à 3,4 GW et 1 GW.

Figure 6 montre la sensibilité du LCOE moyen au déploiement du marché. Pour le scénario optimiste, le LCOE moyen est réduit à 70 £±20/MWh d'ici à 2035 : une diminution de 11 % par rapport au scénario de référence. Inversement, pour le scénario pessimiste, le LCOE moyen augmenterait à £97±25/MWh d'ici à 2035 : une augmentation de 25% par rapport au scénario de base. Ce profil de risque/récompense asymétrique illustre la raison pour laquelle le secteur a besoin d'un soutien financier initial pour favoriser le déploiement et réduire le LCOE. Pour permettre le processus de réduction des coûts, il est essentiel de mettre les dispositifs en service dès le début.

3.2 Mécanismes de réduction des coûts à court et moyen terme (2022-2035)

TSE dispose de solides mécanismes de réduction des coûts à court et moyen terme. Car l'industrie n'en est qu'à ses débuts, les dispositifs ont été historiquement surdimensionnés pour démontrer la preuve du concept et assurer l'opérabilité. Au fur et à mesure que le secteur se commercialise, nous verrons les coûts baisser, car les dispositifs sont optimisés pour minimiser les coûts et maximiser les revenus. Il existe également un fort potentiel de réduction des coûts grâce aux économies de volume : production en masse de générations successives de dispositifs et introduction d'une plus grande automatisation dans les approches de fabrication.

D'ici à 2030, les domaines suivants offriront le plus grand potentiel de réduction des LCOE :

- **Un diamètre de rotor et une puissance nominale du dispositif plus grands :** Les dispositifs à plus grand diamètre de rotor ont une plus grande surface balayée, ce qui améliore la capture d'énergie. Cela peut être renforcé par l'augmentation de la puissance nominale du dispositif qui permet de capter plus d'énergie à des vitesses d'écoulement nominales. La recherche de TIGER a calculé que le LCOE pourrait être réduit de 38% en considérant des turbines de 3MW et 26m de diamètre de rotor par rapport à des turbines de 2MW et 20m. [60]. Cette ampleur est reflétée dans

d'autres études, par exemple Coles et Walsh ont estimé que le déploiement de turbines AR2000 à Meygen par rapport aux AR1500 réduirait le LCOE de 20%⁸ . [61].

⁸ AR1500: diamètre du rotor de 18 m, puissance nominale de 1,5 MW. AR2000: Diamètre du rotor 20m, puissance nominale 2MW.

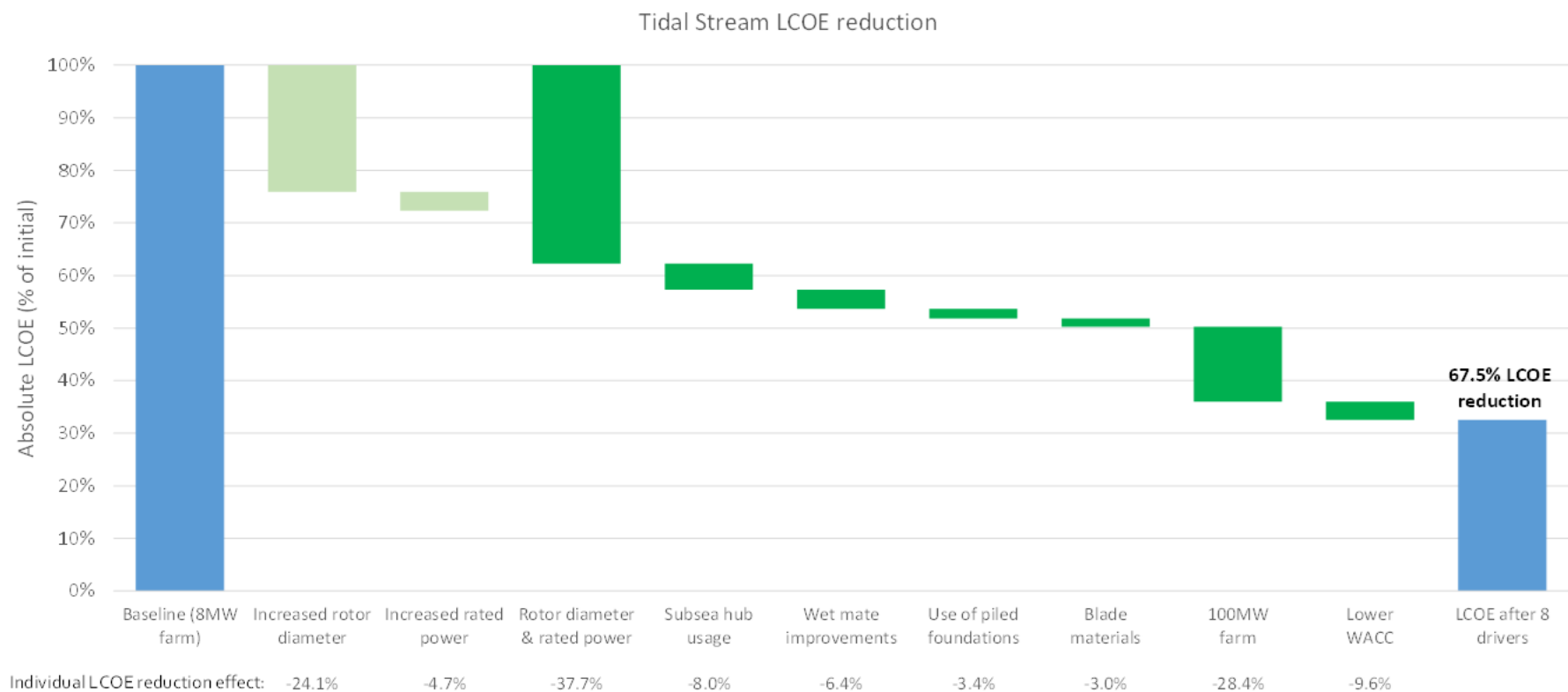


Figure 7 - Réduction du LCOE pouvant être obtenue par huit facteurs de réduction des coûts. L'augmentation du diamètre du rotor et de la puissance nominale représente la nature additive des deux innovations précédentes (en vert plus clair).

- **Économies de volume grâce aux grandes exploitations :** Des exploitations plus grandes feront baisser les coûts des composants grâce à un pouvoir d'achat plus important et à des économies de volume. Les coûts fixes, par exemple, ceux liés à la mobilisation des navires et à l'intégration des sous-stations terrestres, sont répartis sur un plus grand nombre de dispositifs. Il en résulte une diminution du coût par MW installé.

La réduction du LCOE en passant de projets de 2-10 MW à des projets de 20-200 MW a été estimée à 40% par Wood dans son rapport sur le projet EnFAIT [58]. La recherche de TIGER a estimé une réduction de 28% du LCOE en augmentant la taille des fermes de 8 MW à 100 MW. [60].

- **Réduction du WACC :** À mesure que les projets commerciaux deviennent plus importants et plus nombreux, il sera plus facile d'obtenir un financement à taux d'intérêt réduit par la dette (par opposition aux fonds propres, plus courants jusqu'à présent). Les banques et les sociétés d'investissement seront plus disposées à prêter à TSE, car la technologie devient de moins en moins risquée, ce qui réduit le CMPC associé aux projets. L'accès au CfD donnera également aux projets des revenus stables et réduira le risque, ce qui offrira aux tiers plus de confiance pour prêter. Une réduction du CMPC de 8 % à 6,4 % (soit une diminution de 20 %) réduirait le LCOE de 9,6 % [60]. [60].
- **Fondations sur pieux :** On observe une tendance croissante des fondations fixes vers les solutions sur pieux (monopieux et pieux à tige). Alors que les sites de TSE ont tendance à être rocheux et nécessitent donc un forage, les pieux sont beaucoup plus légers et plus faciles à assembler et à transporter que les fondations par gravité. Les fondations sur pieux peuvent aussi être déployées sur un plus grand nombre de sites, car elles sont moins sensibles aux gradients du fond marin.

Les données fournies par les partenaires de TIGER indiquent que les fondations sur pieux utiliseraient 90 % moins d'aciers que des fondations équivalentes à base de gravité [62]. Cela équivaldrait à des fondations 75 % moins chères, ce qui se traduirait par une réduction de 3,4 % du coût d'exploitation à long terme. [60].
- **Conceptions innovantes d'encres et de systèmes d'amarrage :** Il existe plusieurs facteurs de réduction des coûts accessibles aux types de dispositifs flottants. Il s'agit notamment d'ancres innovantes à profil bas (par exemple, ancres à boulon de roche, ancres Raptor), de matériaux et d'amortisseurs de lignes d'amarrage permettant de réduire les charges et les besoins de maintenance, et d'arrangements d'amarrage optimisés dans lesquels les lignes d'amarrage sont partagées entre plusieurs dispositifs flottants.

Les premières études de faisabilité réalisées par les partenaires TIGER ont indiqué que les ancrages à boulons de roche et les amortisseurs d'amarrage pourraient réduire le LCOE de 9,5 % et 0,4 % respectivement⁹.

- **Rotors et pales avancés** : Les pales des TSE sont l'un des composants qui pourraient bénéficier le plus de l'innovation. Les domaines de recherche en cours comprennent les matériaux avancés pour les pales (par exemple, les pales thermoplastiques, les pales en acier inoxydable et les pales en acier inoxydable). [27]), le contrôle individuel du pas des pales pour améliorer le rendement et réduire les charges dans des conditions extrêmes, et la conception de pales plus simples et plus faciles à fabriquer, composées de moins de pièces. Les matériaux avancés des pales réduiraient potentiellement le LCOE de 3 % [60]. [60] et le contrôle individuel du pas de 6,4 %¹⁰.
- **Groupe motopropulseur** : Les fournisseurs de turbines s'efforcent d'améliorer la modularité des systèmes de transmission afin d'en faciliter l'accès pour l'exploitation et la maintenance. Certains développeurs passent également à des turbines à entraînement direct pour améliorer la fiabilité du système. Par exemple, Nova Innovation a présenté un générateur à entraînement direct sur sa quatrième turbine Shetland Array qui aurait « réduit d'un tiers le coût de l'énergie hydrolienne » [63]. [63].
- **Matériaux de la prochaine génération** : La nécessité d'améliorer les matériaux a été identifiée comme un domaine clé de la R&D par des entités telles que le ministère américain de l'Énergie [64]. [64] et ETIP OCEAN [65]. La première organisation, par le biais du Water Power Technologies Office, a organisé un atelier fin 2021 avec plus de 100 participants pour comprendre comment les matériaux et la fabrication pourraient être améliorés. Les domaines prioritaires identifiés comprenaient les revêtements et les matériaux glissants pour réduire le biofouling, des résines plus résistantes pour améliorer la résistance des pales et des processus de fabrication moins coûteux.
- **Amélioration des opérations en milieu marin** : À ce jour, l'expérience d'exploitation des EST en milieu marin est limitée. Dans les années à venir, avec la prochaine série de projets commerciaux prévus pour 2025-2027 au Royaume-Uni, il existe des possibilités d'améliorer la compréhension. Il s'agit notamment de la stratégie d'affrètement des navires, de la modification des procédures ou des équipements pour améliorer les conditions de travail des navires (et la durée des fenêtres météorologiques) et de la modification de la conception des turbines et de la réduction de la masse pour améliorer la facilité des opérations. À terre, il existe

⁹ Estimation du partenaire TIGER.

¹⁰ Estimation du partenaire TIGER.

également des possibilités d'améliorer la gestion des stocks, particulièrement la gestion des pièces de rechange et l'optimisation pour réduire l'accumulation excessive de stocks.

Dans le cadre d'un projet TIGER distinct (T3.2.2), nous avons évalué huit facteurs de réduction des coûts afin d'identifier l'impact sur le LCOE. Il s'agit de rotors plus grands, d'une puissance nominale plus élevée, de matériaux avancés pour les pales, de fondations sur pieux et d'améliorations des connecteurs humides. Nous avons constaté que les huit facteurs pouvaient réduire le LCOE de TSE de 67,5 %, comme le montre la Figure 7. Près de 40 % de la réduction provient de l'augmentation du diamètre du rotor et de la puissance nominale, dont l'effet cumulé est supérieur à la somme des innovations individuelles.

3.3 Potentiel de réduction des coûts à plus long terme (2035+)

Figure 8 montre les prévisions à plus long terme, au-delà de 2035, en fonction du TCAC du marché et des taux d'apprentissage des coûts. En partant de la base de référence de 78 £/MWh en 2035, nous pensons que 60 £/MWh pourraient être atteints en 2042 et 50 £/MWh en 2047. Cette évolution pourrait être accélérée si la croissance du marché est plus rapide que prévu et si les taux d'apprentissage peuvent atteindre 17 %, comme cela a été calculé pour l'industrie naissante. [6].

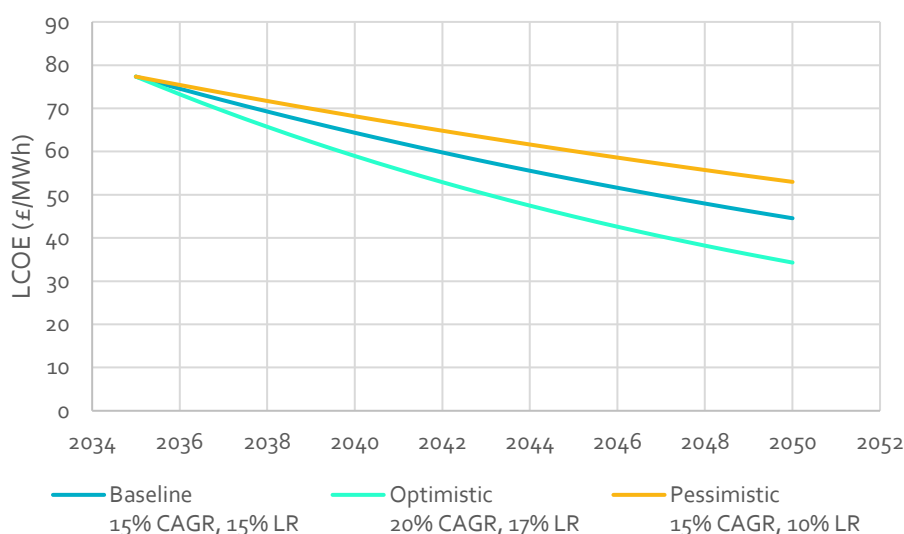


Figure 8 - Trajectoires potentielles des LCOE au-delà de 2035 selon différentes hypothèses de TCAC et de taux d'apprentissage (TA).

Le TCAC et les taux d'apprentissage supposés sont comparables à ceux qui ont été observés pour des technologies plus établies, par exemple, le taux d'apprentissage à long terme de l'éolien offshore a été calculé à 14 % [66]. [66].

Le principal mécanisme de réduction des coûts dans l'éolien offshore a consisté à augmenter la taille des turbines. Cette voie est moins viable pour TSE, car les sites sont contraints par la profondeur de l'eau, ce qui limite la taille du rotor qui peut être déployé. Nous pensons plutôt que la réduction des coûts à long terme résultera de

l'augmentation des économies de volume et des améliorations de la fabrication, avec un processus de fabrication hautement automatisé. L'empreinte au sol relativement faible des hydroliennes, par rapport aux éoliennes par exemple, permettra de construire des fermes de grande taille et compactes. L'optimisation de l'agencement des réseaux, grâce à éventuellement les effets de blocage locaux pour améliorer l'extraction d'énergie, contribuera à réduire encore le LCOE.

Au sein du marché, il existe des opportunités pour les dispositifs fixés au fond et les dispositifs flottants, car les deux ont leurs mérites (pour une comparaison, voir Appendix B). Malgré cela, nous nous attendons également à voir une plus grande convergence dans les concepts de dispositifs. comme cela a été le cas pour l'éolien offshore, parce que les enchères concurrentielles pousseront le marché vers un plus petit nombre de solutions. Cela réduira la nature sur mesure des composants des EST et fera des turbines EST des systèmes "prêts à l'emploi".

Nous voyons aussi une place pour les dispositifs à faible débit et au fil de l'eau qui augmenteraient la taille du marché au-delà des ~11,5 GW et ~4,5 GW estimés pour le Royaume-Uni et la France respectivement. L'industrie gravite naturellement vers les sites à plus forte ressource dans un premier temps. comme cela a été le cas pour l'industrie éolienne. Cependant, les sites à faible débit deviendront plus viables à mesure que la technologie arrivera à maturité et que la proposition commerciale sera convenablement dérisquée.

La ressource marémotrice, cyclique et prévisible, est aussi bien adaptée à un rôle dans le système énergétique. Les systèmes TSE peuvent être associés à des capacités de stockage de batteries ou de production d'hydrogène, par exemple, pour améliorer l'offre commerciale et ouvrir de nouveaux marchés. Ces avantages pour le système énergétique sont examinés dans la section 4.3 ci-dessous.

4 Examen des avantages plus larges de l'industrie

Lors de l'évaluation du potentiel de TSE, nous devons regarder au-delà du LCOE et d'examiner l'offre plus large. Bien que la technologie soit actuellement plus chère que d'autres formes d'énergie. comme on peut le voir à la section 3, elle présente des avantages indéniables qui peuvent achever les autres formes d'énergie.

4.1 Sites potentiels au Royaume-Uni et en France

Comme cela a été mentionné, il existe un potentiel de déploiement multi-GW au Royaume-Uni et en France. La plupart de ces sites sont proches de la côte (<5 km) ce qui réduit le coût et la complexité du câblage sous-marin. Cela réduit également l'impact sur l'environnement et la santé, et la sécurité associée à la construction et aux opérations sous-marines.

L'un des principaux avantages des TSE est le faible encombrement des dispositifs, qui permet de créer des fermes compactes à haute densité énergétique. Une recherche récente de l'Université de Manchester, financée par TIGER, suggère des densités de

puissance moyennes pour les fermes marémotrices de l'ordre de 35-50 MW/km.²[67]. Ce chiffre est bien plus élevé que les 4-7 MW/km² observés en moyenne pour les parcs éoliens offshore [68] [69]. Le fait de pouvoir rapprocher les dispositifs réduit aussi les coûts associés aux câbles des réseaux, à l'installation et à l'exploitation et à la maintenance (grâce à la réduction de la consommation de carburant des navires et du temps passé en mer).

4.1.1 ROYAUME-UNI

Au Royaume-Uni, il existe une bonne répartition géographique des sites dans les quatre pays constitutifs :

- L'Écosse possède le plus grand potentiel de TSE du Royaume-Uni. Le Pentland Firth, entre le continent écossais et les Orcades, a un potentiel de plusieurs GW. Il existe aussi de nombreux sites dans les Western Isles, les Orcades et les Shetland. Dans ces régions, des communautés insulaires isolées pourraient bénéficier de projets à plus petite échelle pour réduire la dépendance au diesel.
- L'Angleterre dispose de sites remarquables sur la côte sud, à proximité des centres de population, qui pourraient fournir une capacité de plus de 500 MW (PTEC, au large de la côte sud de l'île de Wight, et Portland Bill). Il existe aussi des sites à faible débit en Cornouailles, par exemple, l'île de Scilly et le Cap Cornouailles, et au large de TSE de l'Angleterre.
- Le Pays de Galles possède le site de Morlais, dans le nord. Ce site a une disposition estimée à 240 MW [70] et c'est là que Magallanes Renovables a obtenu un CfD en juin 2022. D'autres sites autour du Pays de Galles comprennent Bardsey Sound et Ramsey Sound qui pourraient produire des dizaines de MW.
- L'Irlande du Nord abrite Strangford Lough, où des développeurs tels que Minesto, Gkinetic et QED Naval ont effectué des essais. C'est aussi là qu'a été déployée la première turbine TSE à l'échelle du MW dans le monde : la turbine MCT SeaGen en 2008. Le Crown Estate a historiquement fourni des baux pour d'autres sites au large de la côte nord (Torr Head et Fair Head, estimés à 100 MW chacun).

Les dépendances de la Couronne des îles anglo-normandes (bailliage de Guernesey et bailliage de Jersey) ont aussi accès à d'importantes ressources de TSE. Par exemple, des études ont estimé la capacité de production réaliste d'Alderney Race à 1,4 GW (y compris les eaux françaises) [20].

4.1.2 France

Le côté français de la course d'Aurigny, le Raz Blanchard, dispose d'une disposition estimée à 2-3 GW. L'un des principaux avantages de ce site est sa proximité avec le chantier naval de Cherbourg, qui est utilisé pour les activités éoliennes en mer, et le fait qu'il soit proche des centres de population de Normandie. Il existe également une

proximité avec le réseau de transmission, la centrale nucléaire de Flamanville étant située à environ 20 km au sud du Raz Blanchard.

Ailleurs en France, on observe des flux de marée notables dans le passage du Fromveur (près de l'île d'Ouessant, où Sabella a fait des essais), le golfe du Morbihan et le Raz Barfleur [7].

4.2 Avantages socio-économiques et potentielles d'exportation

4.2.1 Justification

L'un des principaux avantages de tout projet d'infrastructure, petit ou grand, est la valeur socio-économique qu'il réinjecte dans l'économie. Les projets souhaités sont ceux qui peuvent dynamiser les chaînes d'approvisionnement régionales et nationales en créant de la valeur. Celle-ci est généralement mesurée en termes de valeur monétaire, de la valeur ajoutée brute (VAB) et d'emplois créés en équivalent temps plein (ETP).

Le contenu local des projets est la proportion du coût du projet qui est fournie à proximité géographique du projet. Il peut être considéré sur une base régionale ou nationale. Un contenu local plus élevé est souhaité afin que les avantages économiques du projet soient conservés par les communautés locales et le gouvernement qui ont approuvé le projet.

L'industrie britannique de l'éolien en mer a un objectif de 60 % de contenu local, comme convenu entre le gouvernement et l'industrie dans le cadre du contrat sectoriel de 2019. [71]. L'estimation la plus récente du contenu local pour les projets éoliens offshore britanniques est de 48 % [72]. [72] dont la majorité dans l'exploitation et la maintenance. D'autres secteurs à fort contenu local comprennent les activités de la phase de développement, la fabrication des pales, l'installation et l'infrastructure de transmission [73]. [73].

Un avantage supplémentaire d'un contenu local élevé est la réduction des émissions associées au transport des composants depuis, l'étranger.

4.2.2 L'industrie des courants de marée : contenu local et opportunités

À ce jour, les projets d'hydroliennes ont été réalisés avec un contenu national très élevé :

- Nova Innovation a livré les trois premières turbines de son parc des Shetland avec plus de 80 % de contenu écossais. Sur ce total, 25 % des dépenses du projet ont été effectuées dans les Shetland, ce qui procure des avantages économiques locaux directs. Cela démontre un avantage clé des projets marémoteurs localisés.
- Orbital Marine Power a livré son dispositif O₂ en 2021 avec un contenu britannique à 80 %. [36]. Il s'agissait notamment de charpentes métalliques écossaises, de pales provenant du sud de l'Angleterre et d'ancres du Pays de Galles.

- Hydroquest a livré son dispositif Oceanquest de 1 MW à Paimpol-Bréhat grâce à 80% de contenu français. Ce dispositif sera reproduit pour leur projet FloWATT de 17,5 MW dans le Raz Blanchard.
- Normandie Hydroliennes (une JV inclus SIMEC Atlantis) a analysé la chaîne d'approvisionnement française pour son réseau Raz Blanchard et a conclu que jusqu'à 100% de l'unité de turbine pourrait être fournie par des entreprises françaises.

Les développeurs de technologies ont réitéré leur désir de maintenir un contenu national élevé dans la mesure du possible, et des niveaux similaires de contenu britannique sont prévus pour les projets AR4 à venir. Il est même possible d'améliorer encore ces chiffres impressionnants, par exemple, Orbital Marine Power a indiqué précédemment que 95 % de contenu britannique pourrait être possible pour les projets futurs. [74].

La majorité du contenu non britannique se trouve dans le groupe motopropulseur, par exemple, les roulements, la boîte de vitesses et le générateur. SKF, une entreprise suédoise, est un fournisseur clé de ces composants pour plusieurs fabricants de turbines.

Grâce à des discussions avec la chaîne d'approvisionnement en énergie marine, SMEIG a identifié plusieurs domaines clés sur lesquels l'Écosse et le Royaume-Uni pourraient capitaliser pour maintenir les entreprises nationales à l'avant-garde de la chaîne d'approvisionnement. [75]. Ces domaines sont les suivants

- Intégration du système
- Développement de l'électronique de puissance et des systèmes de contrôle
- Création d'installations permettant la fabrication, l'assemblage à quai, la mise en service à sec, le déploiement des dispositifs et l'exploitation et la maintenance.

Ils ont recommandé au gouvernement écossais de créer un "Centre d'excellence pour les énergies marines renouvelables". Cela permettrait de développer davantage les capacités locales et de soutenir la formation de la main-d'œuvre, afin d'éviter que des goulets d'étranglement dans la chaîne d'approvisionnement ne se forment et n'entravent pas le déploiement des projets.

4.2.3 Les avantages d'une industrie commerciale dynamique

Comme l'industrie de TSE n'en est encore qu'à ses débuts, les avantages socio-économiques ont été modestes et localisés. Les avantages de la prochaine génération de projets commerciaux, à savoir les 40,8 MW attribués dans l'AR4 britannique et les projets français dans le Raz Blanchard, sont à un stade trop précoce pour être déterminés. Cela s'explique par le fait que la sélection des technologies et les activités d'approvisionnement sont en cours.

Potentiel de GVA et d'ETP

ORE Catapult a analysé la VAB et les emplois ETP-année créée par la fabrication, l'assemblage et le déploiement du dispositif O₂ d'Orbital en 2021. Orbital a fourni une ventilation des coûts d'O₂, y compris les coûts d'ingénierie non récurrents. Ceux-ci ont été utilisés pour calculer la VAB et les emplois équivalents ETP pour chaque catégorie de coûts en attribuant des codes de classification industrielle standard (SIC) et en les comparant aux tableaux d'entrées-sorties pour déterminer les multiplicateurs de calcul appropriés.

La VAB du dispositif O₂ a été calculée à 10,6 millions de livres, dont 40 % de VAB directe. On estime que la construction du dispositif O₂ a créé 49 années ETP directes et 45 années ETP indirectes, soit un total de 94 années ETP.

L'analyse a été mise à l'échelle pour considérer une ferme de 20 MW de dispositifs O₂. Les coûts des unités subséquentes ont été diminués en fonction d'un taux d'apprentissage de 13 %, conformément aux études antérieures [12]. Les emplois ont été calculés à 46 ETP-années par MW (directs et indirects). Ce chiffre dépasse les 15 à 25 ETP par MW estimés pour l'énergie éolienne et solaire dans d'autres études [76]. [76] [77] [78].

En 2022, dans le cadre du projet ELEMENT, INNOSEA a examiné les avantages socio-économiques du déploiement de 1 MW de TSE dans quatre pays : la France, le Royaume-Uni, l'Italie et la Norvège [79]. Ils ont envisagé trois scénarios : des estimations de contenu de base, un contenu élevé (100%, reflétant le contenu européen total) et un contenu faible (50%). Ils ont déterminé qu'un tel projet pourrait générer de 13,7 à 27,4 millions d'euros de valeur ajoutée brute locale et soutenir 47,4 à 94,8 ETP par MW pendant la phase de construction. La base de référence de 60,6 ETP/MW se compose de 36 ETP directs et indirects, en accord avec les 46 ETP estimés par l'étude Catapult/Orbital.

Prévisions à long terme

Le Policy and Innovation Group de l'université d'Édimbourg a récemment estimé que TSE pourrait apporter entre 5 et 17 milliards de livres de valeur ajoutée à l'économie britannique d'ici 2050. [10]. Ils ont examiné des scénarios d'ambition "faible" et "élevée" et ont supposé que les objectifs de capacité et de LCOE du plan énergétique SET de l'UE étaient atteints. Dans le cas d'une ambition élevée, ils ont estimé que le Royaume-Uni pourrait conserver 25 % de la valeur internationale générée par l'exportation de biens et de services dans le monde entier, ce qui représente les trois quarts de la VAB. L'étude, qui utilise le modèle ESME de l'Energy Systems Catapult (ESC), suppose un déploiement britannique prudent de 6 GW d'ici 2050. Ce chiffre est bien inférieur au potentiel de plus de 10 GW que possède le Royaume-Uni. [6] La valeur ajoutée brute pourrait donc dépasser ce chiffre si le déploiement est plus agressif.

4.3 Avantages du système énergétique

4.3.1 Coûts du système énergétique des énergies renouvelables variables

La plupart des énergies renouvelables sont variables et non répartissables, ce qui signifie qu'elles ne sont pas intrinsèquement disponibles à la demande. Bien que les coûts de l'énergie éolienne et solaire puissent être inférieurs à ceux des combustibles fossiles, la nature variable de ces énergies renouvelables signifie qu'elles ajoutent des coûts au système énergétique global de plusieurs manières différentes. Il s'agit notamment de :

1. Le coût des mises à niveau du réseau pour transporter l'électricité de l'endroit où elle est produite vers les principaux centres de population où elle est nécessaire (par exemple, l'éolien terrestre de l'Écosse vers l'Angleterre).
2. Le coût de la capacité de réserve nécessaire pour garantir que la demande de pointe puisse être couverte à tout moment, par exemple, pendant les accalmies des ressources éoliennes ou solaires.
3. Le coût de la réserve flexible à court terme et à commutation rapide pour assurer la stabilisation de la tension du réseau, toujours en cas d'accalmie ou d'excès de ressources en énergie renouvelable.
4. Le coût de l'écrêtement, c'est-à-dire les paiements effectués aux propriétaires d'exploitations agricoles pour limiter la production d'électricité lorsqu'il y a trop de production.

Des mécanismes d'équilibrage sont mis en place pour garantir que l'offre d'énergie puisse correspondre à la demande en temps réel sans provoquer de perturbation de la fréquence du réseau. Les erreurs de prévision des énergies renouvelables variables signifient souvent que la production de combustibles fossiles conventionnels doit être mise en ligne pour répondre à la demande et stabiliser la tension du réseau. Le coût associé à cette situation a augmenté au fur et à mesure que la proportion d'énergies renouvelables intermittentes sur le réseau a augmenté.

Outre les prévisions à court terme, les fluctuations à plus long terme des ressources renouvelables intermittentes peuvent également être problématiques pour le système énergétique dans son ensemble et avoir des implications importantes pour la sécurité énergétique. Par exemple, en 2021, la vitesse du vent a été inférieure à la moyenne au Royaume-Uni. Cela signifie que le gaz a dû fournir davantage de production, épuisant les réserves et augmentant encore les prix déjà élevés du gaz. Cette augmentation de l'utilisation du gaz s'accompagne aussi d'une augmentation des émissions de gaz à effet de serre, ce qui entrave les efforts du Royaume-Uni pour atteindre ses objectifs de zéro émission en 2050.

Une étude récente qui a tenté de quantifier les coûts supplémentaires pour le système énergétique a été publiée par le ministère britannique des affaires, de l'énergie et de la stratégie industrielle (BEIS) : *Electricity Costs 2020* [80] (Coûts de l'électricité en 2020).

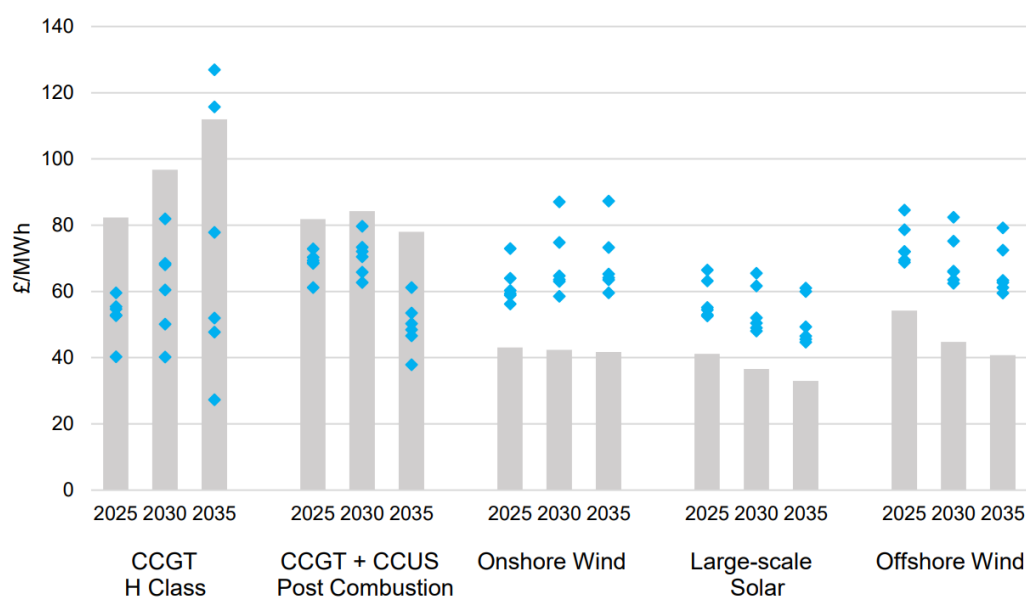


Figure 9 - LCOE amélioré pour cinq technologies différentes (diamants bleus), tiré du rapport *Electricity Generation Costs 2020* [80].

Cette étude a introduit le concept de LCOE amélioré, une mesure combinant les coûts des projets conventionnels et les coûts encourus au sein du réseau électrique (en tenant compte de l'emplacement de la production, de son calendrier et de l'équilibrage nécessaire). Cette méthode a été élaborée par Frontier Economics et publiée dans son rapport de 2016 : *Whole power system impacts of electricity generation technologies* [81] (Impacts des technologies de production d'électricité sur l'ensemble du réseau électrique)

En tenant compte de ces coûts de système supplémentaire, le BEIS a estimé que le LCOE de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire à grande échelle était de 20 à 100 % plus élevé que leurs estimations de base dans certains scénarios, comme le montre la figure suivante Figure 9 (les différents scénarios sont représentés par les diamants bleus).

4.3.2 Une puissance prévisible et cyclique

L'énergie hydrolienne est générée par les mouvements relatifs entre la Terre, la Lune et le Soleil. Cela signifie qu'elle est découplée d'autres ressources renouvelables et qu'elle peut être prévue des centaines d'années à l'avance. Cela rend la production d'énergie plus ferme et plus fiable, avec des pics constants de flux de marée chaque jour.

Frontier Economics a souligné que l'énergie hydrolienne n'augmentera pas les coûts d'équilibrage, car les marées peuvent être prédites avec une "quasi-certitude". [81]. Ils notent également que, comme aucune corrélation n'existe entre les ressources hydroliennes et éoliennes, elles se complètent bien pour assurer une production d'électricité plus régulière et diversifier l'approvisionnement en énergie.

La crise énergétique actuelle trouve son origine dans le déséquilibre entre l'offre et la demande due à la pandémie de COVID-19 exacerbée par une année de faible vent en 2021 (épuisant les réserves de gaz européennes) et le conflit Russie-Ukraine. L'énergie prévisible fournie par TSE protégerait les consommateurs contre les hausses volatiles des prix du gaz en réduisant la quantité de gaz distribuable nécessaire pour équilibrer le réseau électrique.

4.3.3 Les avantages du système de marée dans un futur net-zéro

Fin 2021, ORE Catapult a mené une étude financée par TIGER pour quantifier les impacts de l'énergie hydrolienne sur le réseau électrique. L'objectif était d'obtenir des informations sur les aspects suivants :

- Les énergies hydroliennes peuvent-elles réduire les coûts de l'ensemble du réseau électrique ?
- Quelle capacité marémotrice pourrait être déployée de manière économique, compte tenu de l'ampleur et des coûts d'autres énergies renouvelables ?
- Quel LCOE est nécessaire pour justifier le déploiement à grande échelle de l'énergie hydrolienne, du point de vue du coût du système ?

La modélisation du système énergétique a été confiée à l'Imperial College London (ICL), qui a modélisé différents scénarios à l'aide de son modèle Integrated Whole Energy System (IWES). En 2050, le principal résultat de l'IWES est le coût net de l'ensemble du système énergétique. Pour plus de détails sur le modèle IWES et la méthodologie de recherche, voir Appendix D.

L'étude a examiné le système énergétique britannique de 2050 en supposant que l'objectif du gouvernement, le "net zéro", avait été atteint.

Principales conclusions

Les résultats de la simulation ont permis de mieux comprendre comment l'énergie hydrolienne pourrait avoir un impact sur l'équilibre du système énergétique de 2050. Dans l'ensemble, des analyses, la modélisation IWES a montré ce qui suit :

- Avec un LCOE de 50 £/MWh, de l'énergie hydrolienne pourrait réduire les coûts du système de 100 millions de livres par an. Cette économie s'élève à 600 millions de livres par an pour un LCOE de 40 £/MWh.
- L'énergies hydroliennes a déplacé en même temps les technologies d'énergie renouvelable et les centrales à gaz naturel (CCG), comme l'indique la Figure 10. Dans le scénario de base, on a constaté que l'énergie hydrolienne réduisait la capacité des centrales à cycle combiné au gaz naturel de 40 %, passant de 8,1 GW à 4,9 GW.
- En général, plus de la moitié du gaz britannique est importé. [82]En général, plus de la moitié du gaz britannique est importé [82], avec des prix récents extrêmement élevés en raison d'événements géopolitiques, et donc une industrie marémotrice

nationale florissante pourrait contribuer de manière significative à l'amélioration de la sécurité énergétique.

- Pour un LCOE de 40 £/MWh, le modèle a recommandé d'installer la quantité maximale de l'énergie hydrolienne sur le système (modélisé comme 20 GW). À 50 £/MWh, le système optimal contenait 3,1 GW d'énergie hydrolienne. Les compositions du système énergétique sont présentées dans la Figure 11. Le dernier LCOE est 42% supérieur au LCOE 2050 supposé pour l'éolien offshore (35 £/MWh), ce qui montre qu'une prime pour l'énergie hydrolienne est justifiée, par rapport à l'installation d'éoliennes supplémentaires, car elle améliore la diversité des productions renouvelables.
- Le seuil de rentabilité du LCOE de l'énergie hydrolienne est de 49-55 £/MWh, en fonction de la capacité installée. En dessous de ce niveau, l'hydrolien offre des avantages directs en termes de coûts pour le réseau et remplacera les énergies renouvelables moins chères (par exemple, l'éolien en mer et la biomasse avec CSC).
- Les avantages en termes de coûts étaient plus importants lorsque la ressource

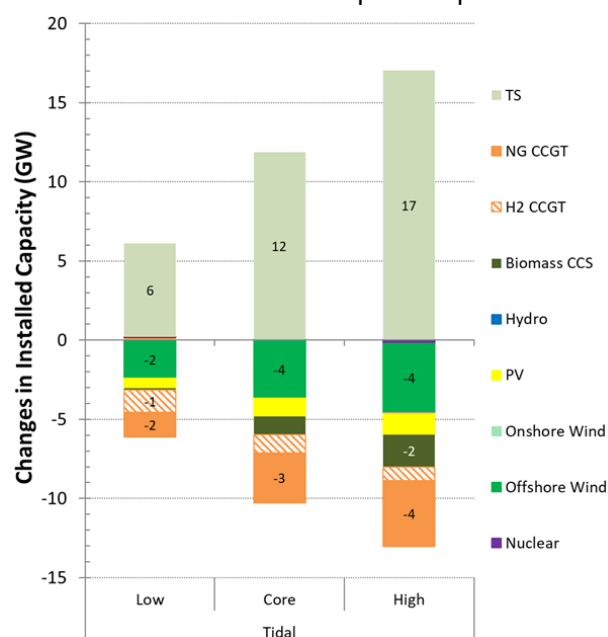


Figure 10 - L'énergie hydrolienne ajouté aux systèmes énergétiques dans les trois scénarios de capacité qui ont été examinés et les technologies qu'il a déplacées.

éolienne était plus faible, la technologie devenant plus compétitive en termes de coûts. L'utilisation du scénario éolien P5 (au lieu de P50 dans le cas de base) a permis d'augmenter la réduction des coûts du système marémoteur à 800 millions de livres sterling par an, avec un coût d'opportunité d'environ 72 livres sterling/MWh.

- Le cas de base était de considérer le coefficient de puissance moyen démontré au projet Meygen [83]. Cela représente l'efficacité de la turbine à convertir le flux de

marée en énergie¹¹. En augmentant ce coefficient de 20% (pour représenter les améliorations technologiques futures), on obtient une économie de 1,1 milliard de livres par an sur le coût du système pour un LCOE de 40 £/MWh et une économie similaire de 100 millions de livres par an pour un LCOE de 50 £/MWh.

La principale conclusion de cette étude est sans doute le coût d'équilibre de l'énergie hydrolienne de 49-55 £/MWh en 2050. Bien que certains aspects de la technologie marémotrice justifient une majoration de coût (par exemple, la prévisibilité élevée), d'un point de vue purement économique, il s'agit du niveau que la technologie marémotrice doit atteindre pour commencer à réduire les coûts du système énergétique global. Pour un déploiement de 10 GW, ce niveau de LCOE pourrait être atteint d'ici à 2050 avec un taux d'apprentissage de l'ordre de 10-15%.

4.3.4 Autres études sur les avantages du système

Ces dernières années, d'autres tentatives ont été faites pour quantifier les avantages de TSE pour le système.

Évaluation des besoins en matière d'innovation : Bénéfices cumulés d'ici à 2050 (2019)

En 2019, le BEIS a chargé l'ESC d'analyser l'avantage de la technologie des courants marins pour le système énergétique, publié dans le cadre de ce rapport 2019¹². L'ESC a utilisé son modèle Energy System Modelling Environment (ESME), un modèle de système énergétique complet qui simule le réseau électrique britannique.

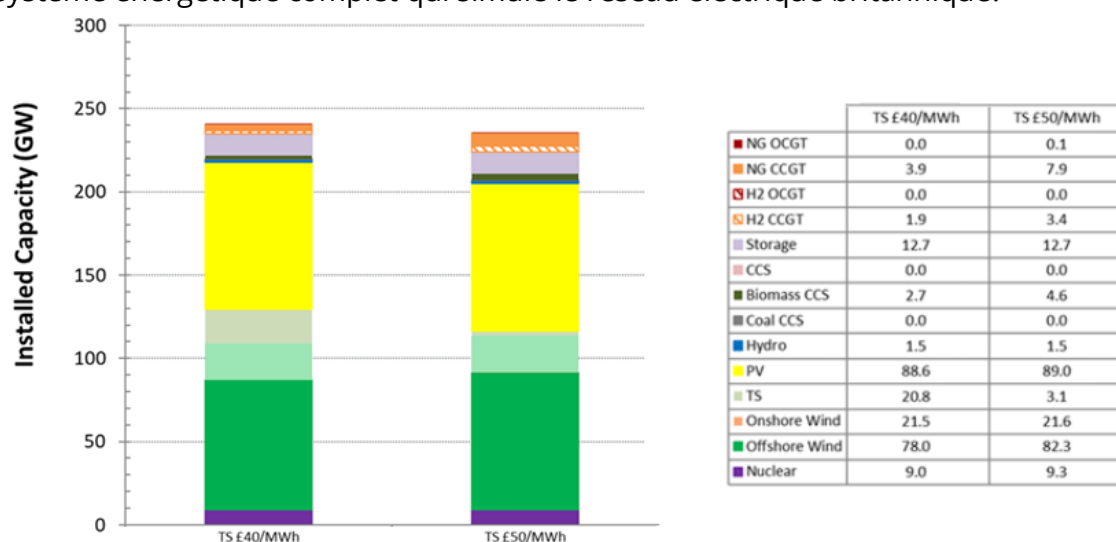


Figure 11 - Portefeuille optimal de production d'électricité pour un LCOE de 40 £/MWh et de 50

¹¹ "Water to wire", jusqu'à ce que l'énergie soit exportée à terre. Des pertes supplémentaires de 4 % ont été ajoutées pour tenir compte de la disponibilité et des pertes électriques.

¹² BEIS, *Energy innovation needs assessment: tidal stream* (2019).

Dans leur scénario "innovant", ils ont modélisé une réduction des coûts d'investissement de 40 % et une amélioration du facteur de capacité de 30 à 39 % progressivement de 2020 à 2050.

Leurs résultats ont montré que l'énergie hydrolienne pourrait réduire les coûts du système de manière cumulative de 1,8 milliard de livres sterling d'ici à 2050. 16 GW de disposition marémotrice ont été installés d'ici à 2050, la majorité d'entre eux étant construite de 2040 à 2050, car ils ont supposé que les énergies renouvelables moins coûteuses seraient préférées dans les années précédentes.

Le faible montant de la réduction des coûts ¹³ combiné au fait que la majeure partie du déploiement se fait après 2040 fait de cette étude une estimation conservatrice et pessimiste.

Projet EVOLVE : Réduire le coût de la répartition (2022)

Le projet EVOLVE (Economic Value of Ocean Energy) est un projet d'un million d'euros qui étudie la valeur économique de l'inclusion de fermes d'énergie marine dans les marchés européens. [84]. Le consortium du projet, dirigé par Aquatera, comprend l'Université d'Édimbourg, WavEC et Orbital Marine Power.

Le projet comprend une analyse du système énergétique britannique à l'aide d'un modèle de répartition temporelle qui fait correspondre l'offre et la demande d'électricité dans le système énergétique. Les premiers résultats ont indiqué que, pour 2030, 1 GW d'énergies marines renouvelables (EST et énergie houlomotrice) pourrait réduire le coût total de répartition du marché de 1 %, ce qui équivaut à une économie de 114 millions de livres par an dans le système énergétique [85]. [85]. Le 1 GW d'énergie marine a également conduit à une réduction de 3% des émissions de carbone avec 300G Wh de moins de production de gaz. Si l'on porte à 10 GW la quantité d'énergie marine installée, la réduction des coûts du système atteint 860 millions de livres. Il convient de noter qu'il s'agit de coûts-avantages bruts et qu'ils ne tiennent pas compte du coût du soutien financier des technologies marines renouvelables.

Le projet est en cours, et d'autres études sont prévues pour examiner le scénario "zéro net en 2050" ainsi que les marchés irlandais et portugais de l'énergie.

Université d'Aalborg : La capacité de TSE à supplanter les autres énergies renouvelables (2022)

Une recherche de doctorat de l'Université d'Aalborg, axée sur les îles Féroé, a révélé que TSE peut remplacer des technologies de production plus matures [86]. En considérant des solutions 100 % renouvelables, 72 MW de TSE pourraient réduire la capacité globale du système de 18 % en 2030, y compris une réduction de 79 MW d'énergie solaire, 66 MW d'énergie éolienne, 9 MW d'énergie hydraulique et 1 MW de stockage par batterie. La raison en est la nature prévisible et cyclique de la ressource et

¹³ À titre d'exemple, notre rapport de 2018 sur la réduction des coûts an estimé à 90 £/MWh après l'installation de 1 GW, soit une réduction de 70 %, contre 40 % après l'installation de 18 GW dans l'étude ESME BEIS.

le fait que les principaux sites marémoteurs des îles Féroé sont déphasés, ce qui signifie que TSE peut fournir une puissance constante tout au long de la journée.

5 Conclusions

Cette étude a évalué le récit de la réduction des coûts entourant TSE. Elle a notamment permis d'établir une trajectoire actualisée de réduction des LCOE qui peut être utilisée pour suivre et évaluer les progrès de l'industrie durant 15 prochaines années.

Ce chapitre résume les principales conclusions et constatations de l'étude et propose des recommandations aux décideurs politiques et aux fournisseurs de technologies.

5.1 État de l'industrie

Au chapitre 2 nous avons résumé les progrès récents de l'industrie de TSE, y compris des commentaires sur les technologies clés, les marchés internationaux et les déploiements de turbines depuis 2016.

Technologies

TSE est une technologie dynamique et passionnante. Il existe un grand nombre de fournisseurs de technologie avec des échelles de dispositifs, des principes de fonctionnement et des marchés cibles différents.

Cette diversité dans l'industrie est une bonne chose, car elle permettra de réduire les coûts grâce à la concurrence. Cela signifie également qu'il y a plus de chances de développer des solutions à coût optimisé en tirant profit de un plus grand nombre d'idées et de façons de penser différentes.

Il est aussi clair que l'industrie a connu une convergence notable : par exemple, les 2/3 des appareils présentés dans le **Error! Reference source not found.** sont des turbines à axe horizontal.

Différents sites seront adaptés à certains concepts de dispositifs. Les sites peu profonds conviendront aux dispositifs à rotor plus petit. Au fur et à mesure de la maturation de l'industrie et du développement de sites à débit plus élevé, l'industrie se tournera vers des sites à faible débit (<2 m/s max. marée de printemps) qui seront particulièrement attrayants pour les technologies alternatives comme les cerfs-volants.

Marchés

Le Royaume-Uni reste le marché mondial le plus attractif avec un potentiel de plus de 10 GW, la présence d'un grand nombre de fournisseurs de technologie et d'institutions de recherche et une chaîne d'approvisionnement naissante. La clôture circulaire de TSE dans l'AR4 a été un soutien important de l'industrie et les 40,8 MW de capacité à 178 £/MWh étaient un prix d'exercice inférieur à ce que beaucoup avaient prévu.

L'importance croissante accordée à la sécurité énergétique nationale offre à TSE une occasion importante de renforcer sa disposition comme source d'énergie renouvelable complémentaire, fiable et entièrement prévisible.

La France est également un marché d'intérêt significatif, avec la plupart du potentiel dans une zone : le Raz Blanchard en Normandie. Cette zone est proche des centres de population et des industries (par exemple, le port de Cherbourg) et présente donc une opportunité intéressante pour les fermes marémotrices à faible LCOE. Deux fermes sont en cours de développement ici, par Hydroquest et Normandie Hydroliennes, qui pourraient voir 30 MW installés en 2025/26.

Le troisième marché mondial est le Canada, le seul pays au monde à avoir offert un soutien financier constant à l'industrie de TSE (via l'AAE à FORCE). 30 MW ont été alloués à FORCE et sont prévus dans les années à venir. Le Canada est aussi un marché d'exportation de plus en plus intéressant pour les développeurs basés au Royaume-Uni, par exemple Sustainable Marine et Nova Innovation.

Résumé

À notre avis, l'industrie de TSE au Royaume-Uni et en France n'a jamais été aussi forte et il existe une énorme opportunité à exploiter. Les opportunités commerciales peuvent être renforcées par une recherche de pointe, comme en témoignent l'ampleur et la variété des projets décrits dans la section 2.4. 2.4.

5.2 La trajectoire du LCOE

Trajectoire du LCOE

Au chapitre 3 nous avons présenté notre trajectoire actualisée des LCOE. S'appuyant sur la précédente étude ORE Catapult de 2018, celle-ci comprenait des données actualisées provenant des fournisseurs de technologies et neuf scénarios différents pour quantifier l'incertitude. Nos estimations tiennent compte des dispositifs de plus grande taille à l'échelle des services publics conçus pour le marché de gros de l'énergie.

- Actuellement, le LCOE de l'industrie est de 259 ± 30 £/MWh (en supposant le cas hypothétique de petits réseaux de 3-5 dispositifs installés en 2023).
- En 2026, nous prévoyons un LCOE de 193 ± 48 £/MWh.
- En 2030, nous prévoyons un LCOE de 116 ± 38 £/MWh.
- En 2035, nous prévoyons un LCOE de 78 ± 25 £/MWh.

Ces estimations supposent que l'industrie est soutenue de manière appropriée par les décideurs politiques par le biais de mécanismes de marché de soutien des revenus (CfD, FiT). En 2035, nous supposons que le Royaume-Uni aura installé 877MW¹⁴ et la France 783 MW.

En termes de capacité installée au Royaume-Uni et en France, nous avons estimé un LCOE de 98 ± 32 £/MWh par 1 GW installé. Cela s'aligne sur les résultats de la précédente étude ORE Catapult 2018.

¹⁴ En ligne avec l'objectif du MEC de 1GW d'énergie marine d'ici 2035.

Mécanismes de réduction des coûts

À plus court terme (avant 2035), le mécanisme de réduction des coûts le plus prometteur est la mise à l'échelle des dispositifs en augmentant le diamètre du rotor et la puissance nominale. Bien que cela soit spécifique à chaque site, cela pourrait réduire le LCOE de 40 %. Cela s'applique à la plupart des concepts de dispositifs, qu'ils soient plus petits ou plus grands.

Parmi les autres facteurs de réduction des coûts, citons les économies de volume réalisées par les grandes exploitations (réduction de 25 à 50 % du coût d'investissement en capital), la réduction du CMPC (diminution de 5 % du coût d'investissement en capital pour chaque baisse de 100 points de base du CMPC), l'adoption de fondations sur pieux pour les dispositifs de fond fixes (réduction de 3,4 % et plus du coût d'investissement en capital) et d'ancrages sur pieux pour les dispositifs flottants (réduction de 9,5 % du coût d'investissement en capital).

À plus long terme (après 2035), la réduction des coûts sera rendue possible par de nouvelles réductions du CMPC et des améliorations des économies de volume (y compris la fabrication en série hautement automatisée). Des concepts de dispositifs innovants ciblant les sites à faible débit, les courants fluviaux et océaniques permettront d'ouvrir de nouveaux sites et de nouvelles voies de réduction des coûts.

5.3 Les avantages plus larges

Au chapitre 4 nous avons examiné les avantages plus larges de la technologie TSE, en présentant des études réalisées dans le cadre et en dehors du projet TIGER.

Avantages sociétaux

- Au Royaume-Uni et en France, les sites marémoteurs sont très proches du rivage et généralement proches des centres de population (par exemple, PTEC au Royaume-Uni, Raz Blanchard en France). Cela réduit les coûts et les impacts environnementaux liés à la pose de câbles sous-marins et aux coûteuses mises à niveau du réseau.
- Les fermes marémotrices peuvent être déployées à des densités beaucoup plus élevées que les autres types d'énergie renouvelable (entre autres, par un facteur de 5 à 10 par rapport aux parcs éoliens en mer). Cela signifie que des fermes de taille équivalente occuperont beaucoup moins d'espace, ce qui réduit les problèmes avec les autres utilisateurs de la mer et rend certains éléments de l'installation et des opérations plus efficaces.
- Les projets marémoteurs ont été installés avec un contenu national très élevé, habituellement supérieur à 80% (par exemple, le Shetland Array de Nova Innovation et le O₂ d'Orbital Marine Power aux chutes de Warness). Cela présente des avantages considérables pour les communautés locales, en créant des emplois et en générant une valeur ajoutée brute pour l'économie locale et nationale.

- Des études ont estimé que les projets TSE fournissent des emplois équivalents ETP dans une fourchette de 35 à 45 par MW déployé. Cela dépasse les 15-25 ETP estimés pour l'éolien et le solaire dans d'autres études.
- L'Université d'Édimbourg a récemment estimé que l'énergie TSE pourrait apporter 5 à 17 milliards de livres sterling à l'économie britannique d'ici à 2050, selon des hypothèses assez pessimistes (6 GW déployés d'ici à 2050). Il existe un potentiel d'exportation important, le Royaume-Uni étant capable de conserver 25% de la valeur internationale générée par les exportations.

Avantages du système énergétique

Contrairement aux autres énergies renouvelables, TSE est totalement prévisible. Cet avantage unique lui confère des avantages considérables pour le système énergétique dans son ensemble :

- D'autres énergies renouvelables, comme l'éolien et le solaire, sont intermittentes et sujettes à des erreurs de prévision météorologique. Celles-ci augmentent les coûts du système énergétique associés aux paiements d'équilibrage, de réduction et de capacité de réserve.
- Dans son rapport intitulé *Electricity Costs 2020*, le BEIS a calculé que, si ces coûts étaient correctement considérés, ils augmenteraient le LCOE de l'éolien et du solaire de 20 à 100 %.
- Une étude financée par TIGER a examiné le système énergétique britannique net zéro de 2050 et a abouti aux conclusions suivantes :
 - TSE pourrait contribuer à réduire les coûts du réseau énergétique britannique de 100 à 600 millions de livres par an, en remplaçant en même temps les combustibles fossiles et les autres énergies renouvelables.
 - TSE remplacerait les centrales à gaz, réduisant ainsi de 40 % la quantité de gaz nécessaire à la production d'électricité au Royaume-Uni. La sécurité énergétique nationale serait considérablement renforcée.
 - Dans une année de faible vent (P5), les avantages de TSE passent à 800 millions de livres par an.
 - Le LCOE de l'énergie hydrolienne dans le scénario de référence était plus élevé que celui de l'énergie éolienne en mer (50 £ contre 35 £/MWh) et pourtant le système l'a choisi. Cela montre qu'une prime pour l'énergie TSE est justifiée, car elle améliore la diversité des productions renouvelables.
- Le projet EVOLVE, mené par Aquatera et avec la modélisation de l'Université d'Édimbourg, a déterminé que 1GW d'énergies marines renouvelables (vagues et EST) réduirait le coût du système énergétique de 114M£. Cela se produit en

améliorant la diversité de l'offre énergétique, qui correspond mieux au profil de la demande.

5.4 Résumé et remarques finales

Cette étude a présenté une trajectoire de réduction des coûts actualisée et indépendante pour l'industrie. Les trajectoires de LCOE serviront de modèle pour suivre les progrès de l'industrie et permettront aux décideurs politiques, aux fournisseurs de technologie et aux autres parties prenantes de comparer les progrès.

En outre, l'étude a présenté un résumé des progrès de l'industrie durant dernières années. TSE est une industrie nationale passionnante tant pour le Royaume-Uni que pour la France, et les deux pays peuvent faire de TSE un phénomène mondial.

La prévisibilité totale de la ressource marémotrice rend TSE unique et lui donne la capacité de renforcer la sécurité énergétique, en diminuant les factures d'énergie par la réduction des coûts associés à l'inadéquation entre l'offre et la demande.

6 Recommandations

6.1 Recommandations pour les décideurs politiques

S'engager à atteindre l'objectif de l'industrie

Au Royaume-Uni, la clôture de l'AR4 a revigoré l'industrie de TSE, en apportant la chaîne d'approvisionnement à bord et en augmentant les possibilités d'investissement privé. Des mesures positives similaires sont prises en France, avec des discussions encourageantes entre les développeurs de projets et le gouvernement.

Bien qu'il s'agisse de bonnes premières mesures, ce dont le marché a le plus besoin, c'est d'un engagement à long terme et de certitudes. Le gouvernement a actuellement annoncé des objectifs pour l'éolien offshore de 50 GW d'ici à 2030. [87]. Cet objectif, ainsi que l'accord sectoriel de 2019, ont donné de la certitude au marché de l'éolien en mer et l'a rendu plus attractif pour les nouveaux développeurs et fournisseurs (par exemple, les majors du pétrole et du gaz comme TotalEnergies et BP).

La chaîne d'approvisionnement a également besoin de voir un pipeline de projets clair afin de permettre des investissements dans la main-d'œuvre et les installations, et de donner le temps aux projets d'être livrés. Cela améliorera l'efficacité de l'exécution des projets et réduira le coût total de possession (LCOE) des projets, ce qui permettra de déployer plus rapidement des réseaux plus importants.

Nous encourageons les décideurs politiques à fixer des objectifs de déploiement à long terme pour le secteur. Nous soutenons le but britannique du MEC de 1 GW d'énergie océanique d'ici à 2035 et il n'y a aucune raison TSE ne pourrait pas en faire de 850 à 950 MW. Nous approuvons aussi le but de 750 MW d'ici à 2035 envisagés par l'industrie française.

Bien qu'il s'agisse d'une action simple pour les décideurs politiques, l'énoncé de tels buts donnera confiance au secteur privé. Cela approuvera le flux de capitaux privés et permettra au Royaume-Uni et à la France de devenir des leaders mondiaux dans ce domaine et de récolter les avantages économiques de l'exportation de la technologie et de l'expertise à travers le monde.

Soutien via les mécanismes du marché

Un but industriel fixera le cap pour le secteur, mais il doit être soutenu par des recettes constantes. L'industrie de TSE s'est avérée incroyablement résiliente au Royaume-Uni et en France. Depuis 2016, lorsque l'industrie a perdu l'accès au soutien aux revenus au Royaume-Uni, les entreprises ont tenu bon : déploiement de prototypes technologiques, réduction des coûts et amélioration des performances. Ces succès ont été obtenus avec des budgets très serrés.

Les réseaux de dispositifs permettront de réduire considérablement les coûts grâce aux économies de volume et à la répartition des coûts fixes du projet sur un plus grand nombre de dispositifs. De tels projets nécessitent toutefois des investissements initiaux. Le mécanisme CfD au Royaume-Uni a fait des merveilles pour l'éolien offshore, en donnant au secteur privé confiance dans les cash-flows futurs et en augmentant son envie d'investir des capitaux.

Au Royaume-Uni, la meilleure façon de soutenir l'industrie dans cette phase initiale cruciale est de maintenir un montant réservé dans les prochains cycles de CfD. Il est important que TSE bénéficie d'une provision, car il s'agit d'une technologie émergente qui n'est actuellement pas en mesure de rivaliser avec les formes plus établies d'énergie renouvelable. La fiabilité et la prévisibilité de TSE sont également des éléments qui ne sont pas présentement valorisés dans le mécanisme CfD. Les propriétaires de projets sont incités à produire quand ils le peuvent et ne sont pas exposés aux coûts que les énergies renouvelables intermittentes engendrent dans le système énergétique plus large.

Compte tenu de la nature unique et prévisible de l'énergie hydrolienne, nous pensons qu'elle justifie un soutien par CfD. Cela permettra de réaliser les avantages significatifs en matière de sécurité énergétique, car l'industrie sera en mesure de se développer et de réduire le LCOE.

Alors que les premières discussions en France se sont concentrées sur les AAE pour des projets spécifiques, ce qui est logique étant donné l'échelle actuelle de l'industrie, nous pensons que les enchères concurrentielles contribueront à faire baisser les coûts à plus long terme après l'installation des premiers panneaux pilotes.

Rationaliser les processus d'approbation

Présentement, au Royaume-Uni, 140 MW de projets de TSE sont en cours de réalisation et ont reçu les autorisations nécessaires (contrat de location, licence maritime et offre de réseau). [88]. En supposant que les futurs cycles CfD permettent une capacité semblable à celle de l'AR4 (40,8 MW), cela donne 2 à 3 enchères supplémentaires avant que de nouveaux sites ne doivent être mis en ligne. Les délais de développement sont

longs, par exemple, il a fallu plus de trois ans entre l'obtention d'un contrat de location auprès de Crown Estate et l'obtention d'une licence maritime auprès de Marine Scotland pour le projet Meygen [89]. [89].

Le gouvernement britannique a fait de cette question une priorité pour l'éolien en mer et s'est engagé à modifier la législation en matière de planification afin de réduire les délais d'approbation de l'éolien en mer de quatre ans à un an [90]. [90]. Cette volonté a été réaffirmée dans le récent "Plan de croissance", dans lequel le gouvernement vise à accélérer les délais des projets d'infrastructure en cours de développement, y compris les projets d'éoliennes offshore¹⁵. [91]. L'objectif est de permettre à la majorité des projets en cours de démarrer leur construction avant la fin de 2023.

Cet accent mis sur l'accélération des délais de développement est également nécessaire pour TSE, afin de permettre une réduction des coûts par le déploiement de la technologie à l'échelle commerciale. En raison de la fluctuation historique du soutien au secteur, les développeurs de projets hésitent à développer de nouveaux sites, car il n'y a aucune garantie que le processus long et coûteux débouchera sur des opportunités commerciales à l'avenir. L'accélération de ces délais, comme prévu pour l'éolien en mer, assurera l'émergence d'un ensemble solide et géographiquement diversifié de projets de nouvelle génération.

En France, les premières discussions ont porté sur un délai de six ans entre l'attribution des FIT aux projets et leur mise en service. Comme pour le Royaume-Uni, nous pensons aussi que ces délais devraient être raccourcis à terme pour permettre des déploiements plus rapides et débloquer la réduction des coûts et l'apprentissage.

6.2 Autres travaux

Cette étude a soulevé plusieurs domaines clés qui méritent d'être approfondis :

Cadre de suivi de la réduction des coûts

La trajectoire des LCOE prévue dans cette étude a établi une voie à suivre pour le secteur. Pour conserver sa crédibilité, il est important que cette trajectoire de réduction des LCOE soit suivie de manière appropriée par un tiers indépendant afin de s'assurer que des progrès sont réalisés. ORE Catapult propose l'idée d'un "cadre de suivi de la réduction des coûts" (CRMF) pour TSE. Il s'agirait d'une approche semblable au CRMF de l'éolien offshore mis en place par le Conseil de l'industrie de l'éolien offshore en 2014, qui a publié des estimations régulières des LCOE et des jalons industriels de 2014 à 2017. [92].

Dans le cadre de TIGER, nous avons recueilli des estimations de coûts, de production d'énergie et de LCOE auprès de nos partenaires. Celles-ci ont été complétées par les données d'ORE Catapult et la littérature générale. Au fur et à mesure de l'installation de nouveaux projets, comme le projet Raz Blanchard et les projets AR4 à venir, de

¹⁵ Les projets d'éoliennes en mer mentionnés comprennent les projets restants du cycle 3, les projets du cycle 4, les projets Scotwind, les projets de commercialisation d'éoliennes flottantes et les projets de la mer Celtique.

nouvelles données apparaîtront qui permettront de suivre ces paramètres dans le temps.

Le CRMF TSE collecterait des données auprès des développeurs de projets TSE, les rendrait anonymes et établirait un rapport sur les indicateurs clés et les KPI (par exemple, le WACC moyen pondéré, les estimations du LCOE, le CAPEX par MW, etc.)). Ces données pourraient ensuite être comparées à nos estimations dans ce rapport pour voir comment l'industrie se comporte et permettre d'identifier les domaines cibles pour un travail supplémentaire.

Établir des relations

L'une des plus grandes réussites du projet TIGER a été la manière dont il a rassemblé tant d'organisations différentes. Il a renforcé les liens entre les développeurs de projets et le monde universitaire, ce qui est crucial pour réduire les incertitudes de la modélisation, la réduction des risques et la réduction du LCOE du site.

Elle a également réussi à établir des relations entre les fournisseurs de technologies. Ces entreprises sont en concurrence, mais il existe des problèmes technologiques et réglementaires communs à l'ensemble du secteur et le fait de collaborer a permis de faire avancer l'ensemble du secteur. Le partage des connaissances entre Hydroquest et Normandie Hydroliennes, qui développent toutes deux des projets dans le Raz Blanchard, en est un exemple.

TIGER s'achèvera à la fin du mois de juin 2023. Des projets tels que les fermes pilotes de Raz Blanchard et la préparation du site de PTEC se poursuivront bien après la fin de TIGER. Il est crucial que nous continuions à établir des relations à travers l'industrie, à partager les connaissances et à maintenir la confiance du gouvernement dans la trajectoire de réduction des coûts de l'énergie hydrolienne soutenue par la stratégie de production d'énergie afin que le marché marémoteur puisse s'établir. ORE Catapult est donc convaincu de l'importance d'un projet "TIGER2" qui se concentre sur une technologie innovante à l'échelle du réseau et déploie un cadre solide de réduction des coûts.

Références

- [1] Ocean Energy Europe, "Ocean energy : key trends and statistics 2020", OEE, 2021.
- [2] Département des affaires, de l'énergie et de la stratégie industrielle (BEIS), " Le Royaume-Uni devient la première grande économie à adopter une loi sur les émissions nettes nulles ", 27 juin 2019. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.gov.uk/government/news/uk-becomes-first-major-economy-to-pass-net-zero-emissions-law>. [Consulté le 11 07 2022].
- [3] B. Felix, " La France fixe l'objectif de neutralité carbone pour 2050 avec une nouvelle loi ", Reuters, 27 06 2019. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.reuters.com/article/us-france-energy-idUSKCN1TS30B>. [Consulté le 11 juillet 2022].
- [4] GlobalData Energy, "Renewable power to dominate UK's power generation mix during 2019- 2030, says GlobalData," Power Technology, 18 07 2019. [En ligne]. Disponible à l'adresse <https://www.power-technology.com/comment/uk-renewable-outlook/>. [Consulté le 11 juillet 2022].
- [5] Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) , "UK ENERGY IN BRIEF 2021", Londres, 2021.
- [6] D. S. Coles et al, "A review of the UK and British Channel Islands practical tidal stream energy resource," *Proc. R. Soc. A*, vol. 477, p. 20210469, 2021.
- [7] Observatoire des Énergies de la Mer, "ÉNERGIE HYDROLIENNE : À L'AUBE DES FERMES PILOTES", 2022.
- [8] RTE, " Accueil de la production hydrolienne ", RTE, 2013.
- [9] Gouvernement britannique, "Written evidence submitted by Orbital Marine Power (REW0006)", Gouvernement britannique, 2021.
- [10] Université d'Édimbourg, "What is the value of innovative offshore renewable energy deployment to the UK economy", Supergen, 2021.
- [11] Groupe de travail sur la mise en œuvre de l'énergie océanique, "SET Plan : Ocean Energy - Implementation Plan", Commission européenne, 2021.
- [12] ORE Catapult, " Tidal stream and wave energy cost reduction and industrial benefit ", ORE Catapult, Glasgow, 2018.

- [13] D. Foxwell, "La réémergence des marchés du pétrole et du gaz et du GNL rendra le transport de fondations plus coûteux", *Riviera*, 16 6 2022. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/re-emergence-of-oil-and-gas-lng-and-shipbuilding-markets-will-make-foundation-transportation-more-expensive-71589>. [Consulté le 21 7 2022].
- [14] A. Spyroudi, " Impact of oil price in offshore wind ", ORE Catapult, Glasgow, 2020.
- [15] A. Garanovic, "UK energy minister gets first-hand glimpse of country's marine energy potential", *OffshoreEnergy.biz*, 11 08 2021. [En ligne]. Disponible à l'adresse <https://www.offshore-energy.biz/uk-energy-minister-gets-first-hand-glimpse-of-countrys-marine-energy-potential/>. [Consulté le 15 7 2022].
- [16] Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), "Contracts for Difference Allocation Round 4 results", 2022.
- [17] Open Ocean, " L'énergie hydrolienne en France ", Open Ocean, 2014.
- [18] Ocean Energy Systems, "Rapport annuel 2021 de l'OES", 2022.
- [19] R. Whitlock, " Atlantis Study identifie 2 GW de ressources en énergie hydrolienne dans les eaux côtières françaises au large du Raz Blanchard ", *Renewable Energy Magazine*, 26 4 2018. [En ligne]. Disponible : https://www.renewableenergymagazine.com/ocean_energy/atlantis-study-identifies-2-gw-of-tidal-20180426. [Consulté le 15 7 2022].
- [20] D. Coles, L. Blunden et A. Bahaj, " Assessment of the energy extraction potential at tidal sites around the Channel Islands ", *Energy*, vol. 124, pp. 171-186, 2017.
- [21] OER International, "La préfecture de Normandie approuve le transfert du bail de développement de l'énergie hydrolienne de 12MW d'Engie à Normandie Hydroliennes," 22 6 2020. [En ligne]. Disponible : <https://ocean-energyresources.com/2020/06/22/normandy-prefecture-approves-transfer-of-12mw-tidal-power-development-lease-from-engie-to-normandie-hydroliennes/>. [Consulté le 15 7 2022].
- [22] A. Garanovic, "Tidal Test Site off Brittany Marks Progress", *World Energy*, 16 10 2020. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.world-energy.org/article/13101.html>. [Consulté le 08 08 2022].
- [23] A. Garanovic, "Paimpol-Bréhat tidal energy test site gets subsea link upgrade", *Offshore Energy*, 30 9 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.offshore-energy.biz/paimpol-brehat-tidal-energy-test-site-gets-subsea-link-upgrade/>. [Consulté le 3 10 2022].

- [24] R. Karsten, J. McMillan, M. Lickley et R. Haynes, " Assessment of tidal current energy in the Minas Passage, Bay of Fundy ", *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A : Journal of Power and Energy*, vol. 222, pp. 493-507, 2008.
- [25] Power Engineering International, "First floating tidal power delivered to Nova Scotia grid", 12 5 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.powerengineeringint.com/renewables/marine/first-floating-tidal-power-delivered-to-nova-scotia-grid/>. [Consulté le 15 7 2022].
- [26] DP Energy, "Canada : Uisce Tapa - Nouvelle-Écosse ", 2022. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.dpenergy.com/projects/canadauiscetapa/>. [Consulté le 15 juillet 2022].
- [27] 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].
- [28] Water Power Magazine, "Minesto and SEV extend PPA and plan potential scale-up in Vestmannastrandir," 14 09 2021. [En ligne]. Disponible : <https://www.waterpowermagazine.com/news/newsminesto-and-sev-extend-ppa-and-plan-potential-scale-up-in-vestmannastrandir-9080120>. [Consulté le 09 08 2022].
- [29] A. Garanovic, "Simec Atlantis' tidal turbine hits waters offshore Japan," *Offshore Energy*, 6 1 2021. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.offshore-energy.biz/simec-atlantis-tidal-turbine-hits-waters-offshore-japan/>. [Consulté le 17 10 2022].
- [30] Ofgem, "Renewables Obligation (RO)," 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/renewables-obligation-ro/ro-closure>. [Consulté le 13 juillet 2022].
- [31] ReNEWS, " PTEC claqué les minima manquants ", 10 11 2016. [En ligne]. Disponible sur : <https://renews.biz/40007/ptec-slams-missing-minima/>. [Consulté le 13 07 2022].
- [32] H. Chen et al, "Development and Research Status of Tidal Current Power Generation Systems in China", *J. Mar. Sci. Eng.*, vol. 9, p. 1286, 2021.
- [33] OffshoreEnergy.biz, " Naval Energies Shelves Tidal Energy Plans with OpenHydro in Liquidation ", 27 07 2018. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.offshore-energy.biz/naval-energies-shelves-tidal-energy-plans-with-openhydro-in-liquidation/>. [Consulté le 13 07 2022].

- [34] ReNEWS, "BigMoon clinches Canadian tidal slot," 2 9 2020. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://renews.biz/62872/bigmoon-clinches-canadian-tidal-slot/>. [Consulté le 13 7 2022].
- [35] EMEC, "COMMUNIQUÉ DE PRESSE : MAGALLANES GENERATE FIRST ELECTRICITY TO UK GRID AT EMEC", 5 3 2019. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.emec.org.uk/press-release-magallanes-generate-first-electricity-to-uk-grid-at-emec/>. [Consulté le 13 7 2022].
- [36] Orbital Marine Power, "Orbital Marine Power lance O2 : World's Most Powerful Tidal Turbine", 21 4 2021. [En ligne]. Disponible : <https://orbitalmarine.com/orbital-marine-power-launches-o2/>. [Consulté le 23 8 2022].
- [37] Seetao, "La centrale marémotrice de Zhejiang Zhoushan est lancée avec succès", 28 02 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.seetao.com/details/141111.html>. [Consulté le 13 juillet 2022].
- [38] The Maritime Executive, "Canada Gets its First Grid-Connected Tidal Energy Project", 11 5 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://maritime-executive.com/article/canada-gets-its-first-grid-connected-tidal-energy-project>. [Consulté le 13 7 2022].
- [39] TIGER, "Bienvenue à TIGER", 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://interregtiger.com/>. [Consulté le 14 janvier 2022].
- [40] M. Guttridge Hewitt, "Final EU-UK grant set for major Anglesey tidal project", Environment Journal, 24 3 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://environmentjournal.online/articles/final-eu-uk-grant-set-for-major-anglesey-tidal-project/>. [Consulté le 18 7 2022].
- [41] Orbital Marine Power, "Orbital dirigera le projet pionnier d'énergie hydrolienne FORWARD-2030", 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://orbitalmarine.com/eu-backs-orbital-lead-project-2030/>. [Consulté le 14 janvier 2022].
- [42] EnFAIT, "Aperçu du projet EnFAIT", 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.enfait.eu/>. [Consulté le 14 janvier 2022].
- [43] 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].
- [44] SELKIE, "WHAT IS SELKIE ?", 2022. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.selkie-project.eu/>. [Consulté le 14 janvier 2022].

- [45] ELEMENT, "ELEMENT : Le projet", 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://element-project.eu/about-the-project/>. [Consulté le 14 janvier 2022].
- [46] Gouvernement écossais, " 3,4 millions de livres 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].
- [47] 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].
- [48] 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].
- [49] Energy Voice, " Thanks a million from Orbital Marine Power for crowdfunding help ", 9 décembre 2020. [En ligne]. Disponible : <https://www.energyvoice.com/renewables-energy-transition/wave-tidal/uk-wave-tidal/284575/orbital-marine-power-crowdfunding/>. [Consulté le 20 janvier 2022].
- [50] 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].
- [51] Crunchbase, "Equity Crowdfunding - Nova Innovation," 2019. [En ligne]. Disponible : https://www.crunchbase.com/funding_round/nova-innovation-equity-crowdfunding--8c8277a9. [Consulté le 20 janvier 2022].
- [52] A. Garanovic, "Nova Innovation reaps multi-million crowdfunding reward", Offshore Energy, 21 décembre 2021. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.offshore-energy.biz/nova-innovation-reaps-multi-million-crowdfunding-reward/>. [Consulté le 20 janvier 2022].
- [53] Seedrs, "QED Naval", 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.seedrs.com/qed-naval>. [Consulté le 20 janvier 2022].
- [54] P. Ranscombe, "SIMEC Atlantis lève 3,79 millions de livres sterling grâce au site de crowdfunding vert d'Abundance", 5 février 2020. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.insider.co.uk/news/simec-atlantis-raises-379m-through-21433954>. [consulté le 20 janvier 2022].
- [55] Centre européen des énergies marines (EMEC), "COMMUNIQUÉ DE PRESSE : 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].

- [56] Orbital Marine Power, "Orbital Marine Power complète le financement opérationnel de l'hydrolienne la plus puissante du monde", 4 7 2022. [En ligne]. Disponible : <https://orbitalmarine.com/orbital-marine-power-completes-operational-finance-of-o2/>. [Consulté le 19 7 2022].
- [57] A. Garanovic, "French tidal energy company bags €2.5M investment," Offshore Energy, 3 6 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.offshore-energy.biz/french-tidal-energy-company-bags-e2-5m-investment/>. [Consulté le 19 7 2022].
- [58] D. Cunningham, " LCOE & Financial Models ", projet EnFAIT, 2019.
- [59] Agence internationale de l'énergie, "Offshore wind outlook 2019", AIE, 2019.
- [60] Offshore Renewable Energy Catapult, "T3.2.2 Tidal stream site cost reduction report," Tidal Stream Industry Energiser Project, 2022.
- [61] D. Coles et T. Walsh, "Mechanisms for reducing the cost of tidal stream energy", in *EWTEC*, Naples, Italie, 2019.
- [62] G. Reid, "New Energy Innovation", SIMEC Atlantis Energy, 16 6 2021. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://simecatlantis.com/new-energy-innovation/>. [Consulté le 23 8 2022].
- [63] A. Garanovic, "Nova Innovation adds 4th turbine to Shetland tidal arrayO," OffshoreEnergy.biz, 16 10 2020. [En ligne]. Disponible : <https://www.offshore-energy.biz/nova-innovation-adds-fourth-turbine-to-shetland-tidal-array/>. [Consulté le 23 8 2022].
- [64] Water Power Technologies Office, "Summary report : October 5, 2021 workshop on materials & manufacturing for marine energy technologies ", U.S. Department of Energy, 2022.
- [65] ETIP Ocean, "Strategic research and innovation agenda for ocean energy", 2020.
- [66] R. Wiser, J. Rand, J. Seel, P. Beiter, E. Baker, E. Lantz et P. Gilman, "Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050", *Nature Energy*, vol. 6, pp. 555-565, 2021.
- [67] P. Ouro et al, "Power density capacity of tidal stream turbine arrays with horizontal and vertical axis turbines", *Journal of Ocean Engineering and Marine Energy*, pp. <https://doi.org/10.1007/s40722-022-00257-8>, 2022.

- [68] Deutsche WindGuard GmbH, "CAPACITY DENSITIES OF EUROPEAN OFFSHORE WIND FARMS", Deutsche WindGuard GmbH, Varel, Allemagne, 2018.
- [69] E. P. et M. Jacobson, "Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide", *Energy for Sustainable Development*, vol. 60, pp. 40-51, 2021.
- [70] Menter Môn, "MORLAIS FREQUENTLY ASKED QUESTIONS", Menter Môn, 2022.
- [71] HM Government, "Industrial strategy : Offshore wind sector deal ", HM Government, 2019.
- [72] BVG Associates, "UK Content", Offshore Renewable Energy Catapult, 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/uk-content>. [Consulté le 23 août 2022].
- [73] M. Noonan et G. Smart, " The Economic Value of Offshore Wind ", Offshore Renewable Energy Catapult, 2017.
- [74] Orbital Marine Power, "Written evidence submitted by Orbital Marine Power (REW0006)," Welsh Affairs Committee (UK Parliament), 2021.
- [75] H. Jeffrey, S. Pennock, J. Money et N. Hogan, "Supply chain opportunities and requirements for Scotland's wave and tidal sector", Scottish Marine Energy Industry Working Group, 2022.
- [76] BVG Associates, "Economic benefits from onshore wind farms", 2017.
- [77] Danish Shipping, Danish Energy et Wind Denmark, "Socioeconomic impacts of offshore wind", 2020.
- [78] L. Aldieri et al, "Wind Power and Job Creation", *Sustainability*, no. 12, p. doi:10.3390/su12010045, 2020.
- [79] A. Lehnertz, "European Tidal Energy Impact Analysis Report", projet ELEMENT, 2022.
- [80] Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS), "Electricity Generation Costs 2020", Crown copyright, 2020.
- [81] Frontier Economics, " Whole power system impacts of electricity generation technologies ", 2016.
- [82] Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS), "Energy Trends March 2022", 2022.

- [83] Black and Veatch, "Lessons Learnt from MeyGen Phase 1A : Final Summary Report", BEIS, 2020.
- [84] Aquatera Ltd, "€1M PROJECT TO SHOWCASE ECONOMIC VALUE OF OCEAN ENERGY IN EUROPE", 23 3 2021. [En ligne]. Disponible : <https://www.aquatera.co.uk/news/1m-project-to-showcase-economic-value-of-ocean-energy-in-europe>. [Consulté le 7 09 2022].
- [85] S. Pennock, "System benefits of ocean energy", dans *WES Annual Conference 2022*, 2022.
- [86] H. M. Tróndheim, "Ensuring Supply Reliability and Grid Stability in a 100% Renewable Electricity Sector in the Faroe Islands", Université d'Aalborg (thèse de doctorat), 2022.
- [87] Reuters, "UK hikes offshore wind target to 50 GW ; Offshore wind competitive in Delaware," 13 4 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.reutersevents.com/renewables/wind/uk-hikes-offshore-wind-target-50-gw-offshore-wind-competitive-delaware>. [Consulté le 3 10 2022].
- [88] RenewableUK, "Réponse de RenewableUK : Innovations technologiques et changement climatique : Tidal Power Call for Evidence", gouvernement britannique, 2020.
- [89] SIMEC Atlantis Energy, "Meygen", 2022. [En ligne]. Disponible sur : <https://simecatlantis.com/tidal-stream/meygen/>. [Consulté le 2 10 2022].
- [90] The Crown Estate, "New study illustrates scale of potential for the development of UK offshore wind," 25 4 2022. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/media-and-insights/news/2022-new-study-illustrates-scale-of-potential-for-the-development-of-uk-offshore-wind/>. [Consulté le 2 10 2022].
- [91] HM Treasury, "The Growth Plan 2022", gouvernement britannique, 2022.
- [92] Offshore Renewable Energy Catapult, " Cadre de suivi de la réduction des coûts : Summary report to the Offshore Wind Programme Board ", ORE Catapult, 2015.
- [93] La commission du changement climatique, " Réduire les émissions du Royaume-Uni - Rapport d'étape 2018 au Parlement ", 2018. [En ligne]. Disponible à l'adresse suivante : <https://www.theccc.org.uk/publication/reducing-uk-emissions-2018-progress-report-to-parliament/>. [Consulté le 22 février 2022].
- [94] The Carbon Trust, "UK tidal current resource and economics study".

[95] Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), "Contracts for Difference Allocation Round 4 results", BEIS, 2022.

[96] Orbital Marine Power, "La turbine marémotrice la plus puissante du monde, la O2, commence à exporter de l'énergie propre", 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://orbitalmarine.com/o2-power-generation/>. [Consulté le 08 08 2022].

Appendix A. Le projet TIGER

En 2019, le programme Interreg France (Manche) Angleterre a approuvé le plus grand projet Interreg jamais réalisé. 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 pour le secteur européen de TSE en réunissant les principaux développeurs d'hydroliennes pour collaborer et partager les meilleures pratiques afin d'accélérer le déploiement et fournir des preuves de la réduction des coûts.

Le projet a été lancé en octobre 2019 et s'achèvera en juin 2023. Le projet rassemble un consortium de 18 organisations, dont des développeurs de technologies marémotrices, des centres de recherche, des développeurs de projets et des universités. Le projet est dirigé par l'Offshore Renewable Energy Catapult (ORE Catapult).

Le projet fournit de nouvelles conceptions pour des turbines plus performantes et moins coûteuses, ainsi que les infrastructures 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 sur plusieurs sites 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 TSE dans le futur bouquet énergétique.

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

- Relever les défis technologiques.
- Construire la chaîne d'approvisionnement.
- Commutation sur de nouveaux sites.
- Installation de nouvelles turbines.

Le projet vise à stimuler la croissance de TSE en autorisant 10+MW de nouvelle capacité marémotrice sur des sites dans et autour de la région de la Manche, stimulant ainsi l'innovation et le développement de nouveaux produits et services. Cela conduira à :

- 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 an.
- Une réduction du coût de l'énergie hydrolenne en vue d'atteindre l'objectif du plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (SET), à savoir 150 €/MWh (~128 £/MWh).



Figure A1 - Les six sites de marée soutenus par le projet TIGER

La capacité théorique totale de TSE dans la région de la Manche est de 4 GW, soit suffisamment pour alimenter jusqu'à trois millions de foyers. Prouver que la production de TSE peut être rentable à grande échelle pourrait lui permettre de devenir l'énergie renouvelable de choix dans les zones côtières où les courants de marée sont forts, 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 TSE dans le bouquet énergétique du Royaume-Uni et de la France, en exploitant les économies d'échelle réalisées grâce à la fabrication en série et aux déploiements multi dispositifs. Les communautés côtières utilisées comme ports de déploiement bénéficieront de retombées en termes d'investissement et de création d'emplois.

Figure A1 montre les six sites de marée 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 à moyenne échelle (Golfe du Morbihan, Ramsey Sound) et des sites plus petits pour des tests et des démonstrations (Paimpol-Bréhat, Yarmouth Harbour).

Appendix B. Avantages/désavantages de la technologie

Table 3 montre les avantages et les inconvénients des différents aspects technologiques. Les dispositifs d'utilité publique de plus grande taille ont connu un plus grand succès commercial et affichent généralement un coût d'utilisation inférieur.

Table 3 - Avantages et inconvénients des différents aspects technologiques.

Aspect technologique	Type	Avantages	Inconvénients
Échelle du dispositif	Micro/petite échelle (<1MW)	Plus rapide à déployer et à tester Moins cher (en valeur absolue) Peut utiliser des navires locaux plus petits	Une production d'énergie plus faible Un LCOE plus élevé
	Échelle de service public	Une production d'énergie plus élevée Réduction du LCOE Moins de dispositifs pour une taille d'exploitation donnée, ce qui réduit les problèmes logistiques.	Des navires plus grands et plus coûteux peuvent être nécessaires Fabrication généralement plus longue et plus complexe
Type de fondation	Fixe	Synergies avec les fondations et les meilleures pratiques établies dans le domaine de l'éolien offshore. Empreinte réduite du dispositif (densités de réseau plus élevées) Impact visuel nul ou faible (sous l'eau)	Dispositif plus difficile d'accès Nécessité d'utiliser des navires de plus grande taille avec grue (par exemple, un jack-up/un navire PD pour l'échelle de service public). Installation et O&M plus coûteux
	Flottant	Dispositif plus facile d'accès O&M plus rapide et moins cher (petits navires) Vitesses d'écoulement plus élevées dans la colonne d'eau (meilleure ressource)	CAPEX généralement plus élevé par appareil Plus sensible à la charge des vagues Empreinte du dispositif plus élevée (densités de réseau plus faibles) Une plus grande obstruction pour les autres usagers de la mer
Prise de force	Axe horizontal	Synergies avec l'éolienne Facteurs de production/capacité énergétique plus élevés (vitesse de pointe plus élevée)	Nécessité d'une rotation de la lame pour maximiser la production.

		Mieux adapté aux sites à haute énergie	La recherche indique que les effets de sillage sont plus importants [67]z
	Axe vertical	Omni-directionnel - pas besoin de tangage ou de lacet (meilleure fiabilité) La recherche indique que les effets de sillage sont réduits et que des densités de réseau plus élevées sont possibles. [67] Particulièrement adapté aux vitesses d'écoulement faibles à moyennes. [67]	Conception plus complexe Augmentation des dépenses d'investissement
	Cerf-volant	Le mouvement du dispositif à travers le flux améliore le rendement énergétique, en particulier pour les sites à faible débit.	Prise de force et contrôle complexes

Appendix C. Méthodologie de la trajectoire des LCOE

Technologies

Nous avons d'abord considéré six technologies différentes de turbines EST, les meilleures de leur catégorie, comme le montre le tableau ci-dessous. Table 4. Celles-ci représentent les différentes échelles et principes de fonctionnement qui sont actuellement développés dans l'industrie.

Table 4 - Les six turbines qui ont été initialement considérées pour l'analyse des LCOE.

Dispositif		1	2	3	4	5	6
Fondation	Correction de						
	Flottant						
Puissance nominale en 2022 (MW)	>3						
	2 - 3						
	0.5 - 1						
	<0.5						
Prise de force	HATT						
	VATT						
	Cerf-volant						
Taille initiale de la ferme en 2022 (MW)	>10						
	5-10						
	1-5						
	<1						

Les principaux développeurs de technologies TSE nous ont fourni des estimations de coûts et de rendements pour leurs technologies, utilisées pour calculer le LCOE à l'aide d'un modèle établi sur Microsoft Excel. Pour le point de départ, nous avons considéré le cas hypothétique de petites matrices installées en 2023, afin de fournir une "base de référence actuelle". L'analyse a été effectuée en termes réels de 2022 £.

Prévisions du marché

Nous avons dérivé des trajectoires de LCOE pour chaque technologie en considérant d'abord la construction anticipée sur les différents marchés (Royaume-Uni, France, Canada, reste du monde). La construction a été estimée de manière pragmatique, en tenant compte des ambitions de l'industrie et du sentiment du marché. Nos estimations sont présentées dans le Table 5.

Table 5 - Projections du marché supposées pour la trajectoire de base de l'industrie de TSE.

Région	Capacité installée cumulée (MW)		
	2026	2030	2035
ROYAUME-UNI	42	262	877
France	33	157	783
Canada	30	230	680
Reste du monde	13	80	241
Total	118	755	2281

L'estimation britannique reflète l'ambition du MEC de produire 1 GW d'énergie marine (EST et énergie houlomotrice) d'ici à 2035 et a été obtenue en considérant la capacité potentielle disponible dans les futurs cycles annuels de CfD.

Les estimations françaises et canadiennes comprennent toutes deux les projets de renom jusqu'en 2026. Au-delà de 2026, l'estimation française reflète la demande actuelle de l'industrie française au gouvernement. Les discussions sont positives et en cours.

Les perspectives canadiennes sont constituées de projets de plus en plus importants tous les deux ans, la disposition finale est comparable aux marchés britannique et français, et représente le soutien de la Nouvelle-Écosse et du gouvernement canadien à ce jour.

Le reste du monde est une estimation de haut niveau, élaborée en considérant le sentiment des développeurs TSE par rapport aux autres marchés.

Ces estimations sont prudentes face à certaines perspectives de l'industrie. Plus particulièrement, comme mentionné précédemment, le plan SET de l'UE vise à atteindre 100 MW d'ici à 2025 et 1 GW d'ici à 2030 dans tous les États membres de l'UE [11]. [11]. L'origine de l'objectif du plan SET de 1 GW remonte à 2020, depuis environ deux ans, et aucun déploiement commercial n'a eu lieu dans ce laps de temps. L'objectif inclut également d'autres technologies comme l'énergie des vagues. Compte tenu de ces faits, nous avons décidé d'opter pour des prévisions de base plus conservatrices afin d'éviter de « sur-promettre et de ne pas tenir ses promesses », ce qui a toujours été un problème pour le secteur de l'énergie marine.

Taux d'apprentissage et LCOE

Les prévisions du marché ont été combinées avec les taux d'apprentissage pour chaque technologie. Nous avons appliqué des taux d'apprentissage de 13 à 17 % pour la plupart des catégories de coûts, conformément à la littérature (par ex. [6]).

Le CMPC et la durée de vie du projet ont été déterminés par des discussions avec les fournisseurs de technologie TSE. Le CMPC était initialement compris de 7,5 à 9 % (en fonction de la technologie et du scénario) et est tombé à 5-6 % en 2035. Ce phénomène a été modélisé par l'application d'un taux d'apprentissage de 5 % dans tous les cas. Nous avons fixé la durée de vie des projets à 20 ou 25 ans, là encore par rapport à la technologie et des discussions avec les développeurs de projets. Cette hypothèse a été maintenue pour toutes les dates examinées.

Les LCOE définitifs ont été calculés. Ils ont été comparés aux estimations des LCOE des organisations partenaires afin de s'assurer que les chiffres étaient représentatifs et justes.

À partir de ces trajectoires initiales, nous nous sommes recentrés sur les dispositifs à l'échelle des services publics (dispositifs 1 à 3 dans le tableau 5). Table 4). En effet, les trois dispositifs plus petits sont principalement axés sur des applications localisées et de niche et se sont donc révélés sous-optimaux du point de vue du marché de gros (généralement une prime de plus de 50 % sur le LCOE). Cela permet d'isoler l'offre commerciale optimale à grande échelle du secteur.

Sensibilités

Pour tenir compte des incertitudes dans les données et des différences dans les lieux de déploiement potentiels, nous avons également modélisé des scénarios de coûts optimistes et pessimistes. Ceux-ci comprenaient des ajustements des coûts des appareils, du WACC, du facteur de capacité brut et des taux d'apprentissage. Ceux-ci étaient spécifiques à la technologie et déterminés de manière pragmatique en fonction de la qualité des données fournies par les développeurs de technologies TSE. Nous avons dérivé neuf trajectoires au total (x3 dispositifs, x3 scénarios de coûts). Nous considérons que la moyenne des neuf scénarios est une trajectoire de LCOE représentative de l'industrie, l'incertitude étant indiquée par l'écart type de tous les scénarios.

Nous avons aussi examiné les sensibilités aux prévisions du marché, à savoir la disposition installée. De plus, nous avons considéré des projections optimistes et pessimistes, estimées de manière pragmatique pour les différentes géographies reflétant le sentiment et les ambitions dans l'industrie de TSE. Ces projections sont présentées dans le Table 6.

Table 6 - Hypothèses de marché de base, optimistes et pessimistes examinées.

Région	2030			2035		
	Optimiste	Ligne de base	Pessimiste	Optimiste	Ligne de base	Pessimiste
ROYAUME-UNI	372	262	127	1294	876	373
France	220	158	80	1158	783	330

Canada	330	230	107	1005	680	287
Reste du monde	114	80	39	355	241	103
Total	1036	730	352	3811	2580	1092

Appendix D. Détails de l'étude sur les avantages du système énergétique

Le modèle IWES

IWES est un modèle d'optimisation du moindre coût. Il permet de minimiser simultanément les coûts d'investissement à long terme et les coûts d'exploitation à court terme des systèmes multi-énergies (électricité, chauffage, hydrogène) du côté de l'offre. Il modélise l'ensemble du réseau énergétique, jusqu'aux clients finaux, tout en respectant les objectifs en matière de carbone et les contraintes de sécurité du système. Le modèle IWES a été utilisé pour plusieurs travaux clés, notamment des études visant à conseiller le gouvernement britannique sur la politique et la stratégie énergétiques. Par exemple, en 2018, ICL a utilisé le modèle pour conseiller le Comité sur le changement climatique (CCC) sur les voies de décarbonisation de la chaleur, utilisé comme preuve pour soutenir le rapport d'étape 2018 du CCC au Parlement [93]. [93].

En 2050, le principal résultat de l'IWES est le coût net de l'ensemble du système énergétique. D'innombrables sensibilités du modèle peuvent être sondées pour voir comment ce coût global est affecté. Le système complet peut être optimisé pour obtenir le coût le plus bas du système, compte tenu des coûts et des caractéristiques de performance propres à chaque technologie.

Méthode de recherche

Nous avons utilisé le Royaume-Uni comme étude de cas, en supposant un système à énergie nette zéro d'ici 2050.

Pour le modèle IWES, ICL avait besoin des emplacements et des profils de puissance de sortie des fermes marémotrices supposées pour 2050. Ces données ont été fournies par l'Université de Plymouth, un partenaire TIGER, et l'Université d'Édimbourg, qui disposent de divers modèles de la ressource en courants de marée couvrant le Royaume-Uni. Les emplacements et les capacités ont été sélectionnés selon l'étude de Carbon Trust *UK Tidal Current Resource and Economics Study* [94]. [94]. Cette étude fournit les emplacements et les estimations de production annuelle pour environ 30 sites à travers le Royaume-Uni, sous réserve des contraintes environnementales. L'Université de Plymouth a généré des séries chronologiques de puissance pour les fermes de chaque site en quantifiant la disposition de puissance de chaque site et en supposant un facteur de capacité de 40%. Elle a comparé les dispositions installées de l'étude du Carbon Trust à des estimations plus récentes, en les actualisant le cas échéant. Il en résulte une capacité installée de base de 11,8 GW.

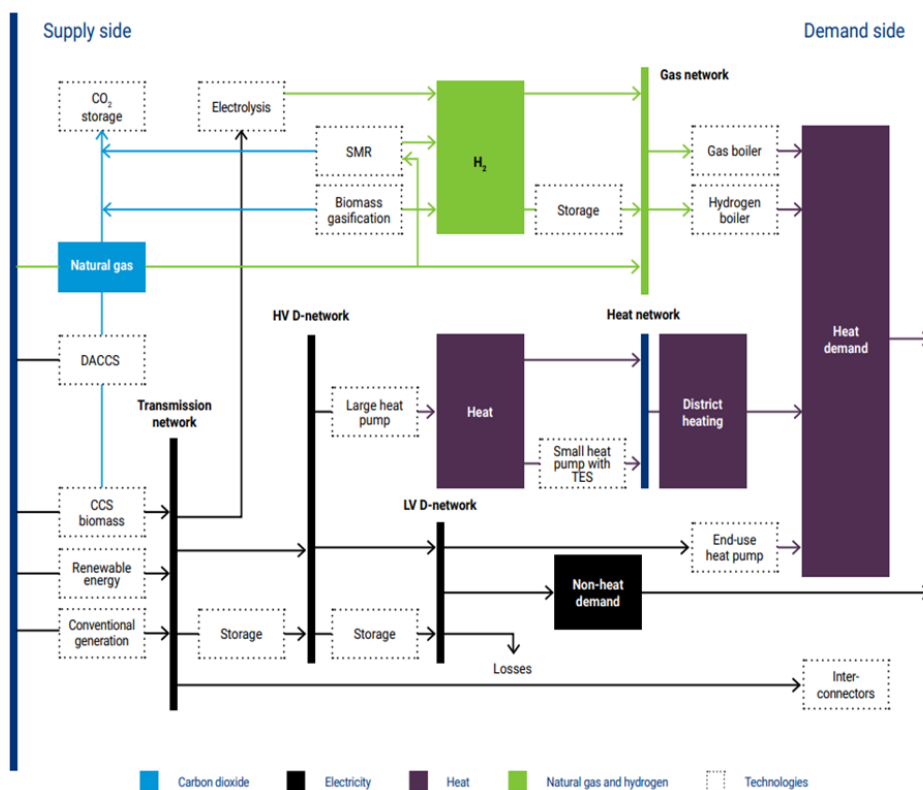


Figure A2 - Le modèle de système énergétique global intégré (IWES).

construit un modèle du réseau énergétique britannique en intégrant ces données dans son modèle existant. Ils ont effectué un certain nombre de sensibilités, notamment :

- Varier la capacité installée de l'énergie hydrolienne sur le système.
- Faire varier le LCOE du courant de marée.
- Faire varier la ressource éolienne (P5 et P95) pour voir comment cela change le bénéfice du courant de marée.
- Faire varier le coefficient de puissance de l'hydrolienne, afin d'examiner l'impact des futures améliorations technologiques.