

Synthèse de l'Etude stratégique de la filière hydrolien marin*

Réalisée sur la période mai-juin 2018

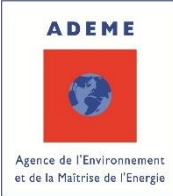
Etude réalisée par le cabinet *Corporate Value Associates (CVA)* et
financée par le Programme des investissements d'avenir

*Synthèse non confidentielle extraite des résultats de l'étude



LE GRAND PLAN
D'INVESTISSEMENT





➤ Déroulé de l'étude – Processus & Entretiens

➤ Partie 1 – Segmentation de la filière

➤ Partie 2 – Gisements et LCOE

➤ Partie 3 – Positionnement des acteurs et compétitivité de la filière française

➤ Partie 4 – Conclusions

Une due diligence fortement nourrie sur des échanges en mode « ouvert » ou « aveugle » avec la filière, avec une représentativité de tous les métiers de la chaîne de valeur



23 entretiens ont été conduits avec des acteurs de la filière (en France et à l'international), permettant d'atteindre le niveau de représentativité visé

Scope	Acteurs rencontrés
France	<p>16 entretiens réalisés</p>
International	<p>7 entretiens réalisés</p>

Hors entretiens internes ADEME / Ministère de la Transition écologique et solidaire



- Déroulé de l'étude – Processus & Entretiens

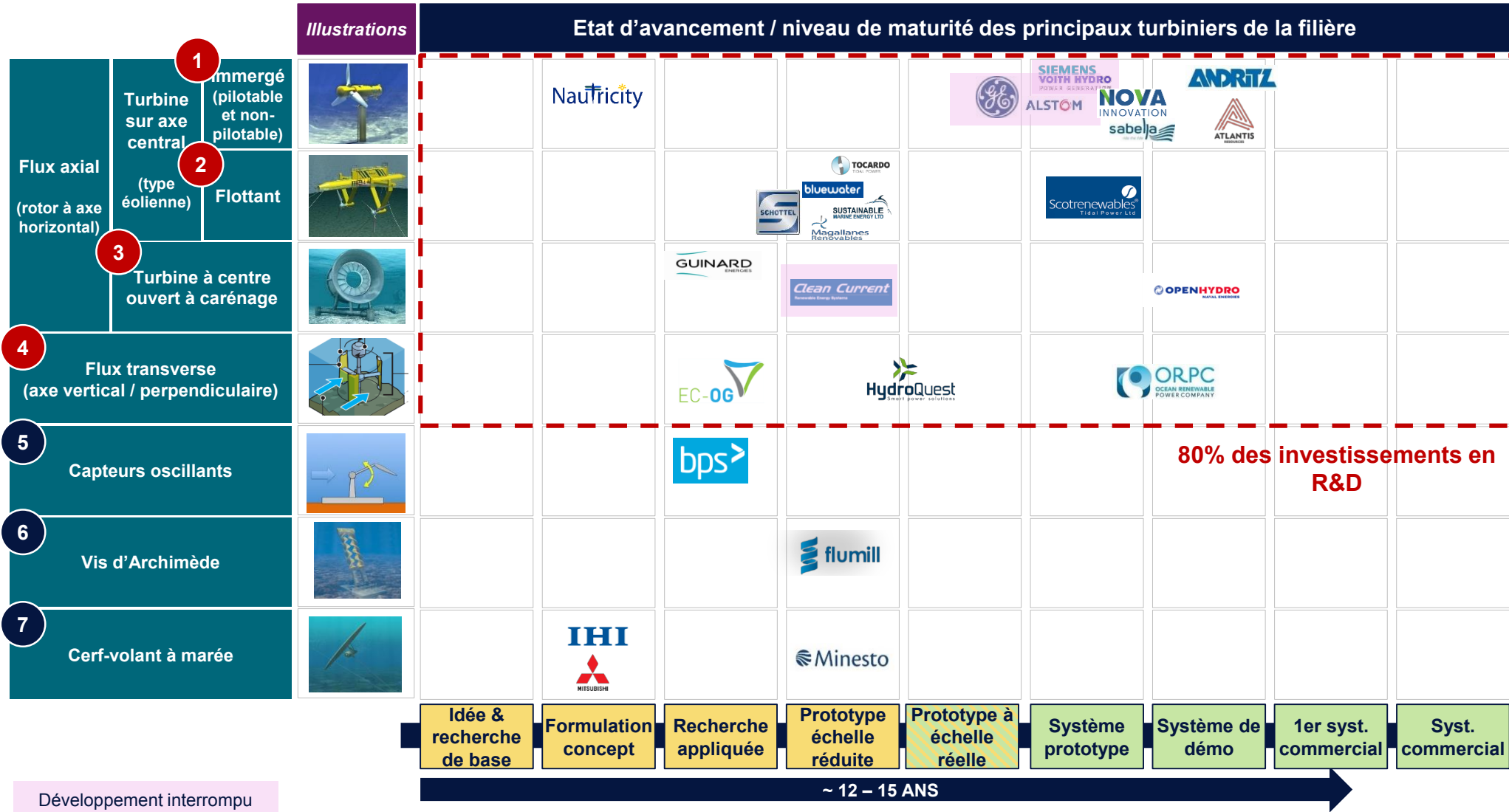
Partie 1 – Segmentation de la filière

- Partie 2 – Gisements et LCOE

- Partie 3 – Positionnement des acteurs et compétitivité de la filière française

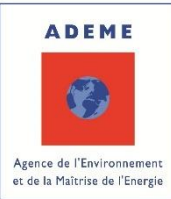
- Partie 4 – Conclusions

Les filières techniques d'hydrolien marin en présence : 7 filières au design distinct, dont 4 sont les plus fortement avancées et concentrent 80% des investissements en R&D



Développement interrompu

Segmentation technique des technologies hydroliennes marines



7 grands types d'hydroliennes marines à ce jour avec des enjeux techniques propres, liés aux coûts de fabrication / d'installation, à l'optimisation de l'exploitation du gisement et à la maintenance

		Caractéristiques techniques					Principaux choix techniques
		CF cible	Pilotabilité / orientation	Emplacement rotor	Ancrage	Maintenance	
Flux axial (rotor à axe horizontal)	1.A - Immergé - Pilotable	30% à 40%	Pâles et/ou nacelle pilotables bidirectionnelle ou fonction du courant	Entièrement à l'intérieur du mât	Sur pieu fixé au sol sous-marin ou gravitaire	Désolidarisation du pieu puis remorquage	<ul style="list-style-type: none"> Maximisation du productible via pilotabilité nacelle & bidirectionnalité des pâles Synergies avec les technos. éoliennes
	1.B - Immergé - Non pilotable	30% à 40%	Non pilotable pâles non bidirectionnelles	Entièrement à l'intérieur du mât	Sur pieu fixé au sol sous-marin ou gravitaire	Désolidarisation du pieu puis remorquage	<ul style="list-style-type: none"> Robustesse et compétitivité Synergies avec les technos. éoliennes
	2 - Flottant	30 – 40% (théorique)	Pilotabilité de l'orientation des pâles / du mât	Entièrement à l'intérieur du mât	Système de mouillage sous-marin fixe	Désolidarisation du flottant puis remorquage	<ul style="list-style-type: none"> Technologie simple avec un coût limité de fabrication/ assemblage et d'installation en mer Captation des courants de marées les plus forts, limitation des opérations de maintenance sous-marine grâce à la flottation Nécessite point fixe à la surface
3 - Turbine à centre ouvert à carénage		35 – 45% (théorique)	Non pilotable, réversible	Dans la circonférence du rotor-hélice, partiellement exposé à l'extérieur	Immergé en eau profonde – gravitaire	Remontée de l'ensemble, avec barge mobile de maintenance offshore	<ul style="list-style-type: none"> Limitation de la durée / coûts de maintenance grâce à une installation simple d'utilisation, destinée à des zones de très forts courants Mécanique tourne uniquement à l'eau de mer
4 - Flux transverse (axe vertical / perpendiculaire)		30 – 40% (théorique)	Système bidirectionnel	Situé à l'extérieur	Fixée sur fondation elle-même ancrée au sol sous-marin	Remontée de la structure entière via barge & opérations maintenance offshore	<ul style="list-style-type: none"> Peu de sensibilité à l'orientation du courant, permet d'être fixe sur sa fondation sans perte de productible Réduction coûts de maintenance via des composants robustes
5 - Capteurs oscillants		n/a	S'aligne naturellement avec changements de direction des courants	n/a	Fixée sur fondation elle-même ancrée au sol sous-marin	n/a – Est pour le moment au stade du prototype	<ul style="list-style-type: none"> Maximisation de la capture d'énergie grâce à alignement continue avec les courants
6 - Vis d'Archimède		n/a	S'aligne avec le sens de la marée via une oscillation possible entre 25 et 60 degrés	n/a	Fixée sur fondation elle-même ancrée au sol sous-marin	Remontée de la structure entière via barge & opérations maintenance offshore	<ul style="list-style-type: none"> Coûts d'installation et de maintenance très bas grâce à des composants légers permettant de faciliter opérations par barge
7 - Cerf-volant à marée		n/a	S'auto-oriente avec les courants	n/a	Aile reliée à un câble accroché à une fondation fixée au sol sous-marin	Remontée des cerf-volant et opérations offshore	<ul style="list-style-type: none"> Sophistication de l'installation afin d'optimiser l'exploitation du gisement via une pilotabilité flexible, qui permet d'aller chercher l'ensemble des courants, notamment les plus faibles (1,2–2,4 m/s)

Degré de maturité de la filière hydrolienne marine – Positionnement relatif des différents acteurs

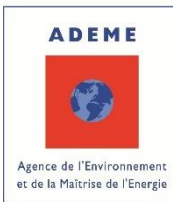


Maturité technique de la filière peu avancée : base installée et nombre d'heures de turbinage faibles

	Flux axial (rotor à axe horizontal)						Flux transverse (axe vertical / perpendiculaire)	
	Turbine sur axe central (type éolienne)				Turbine à centre ouvert avec carénage			
	Immergé			Flottant				
								
Base installée (# de turbines & MW)	- Pas de base installée	+ 1 turbine – 1 MW	+ 1 turbine – 1,5 MW	+ 3 turbines – 4,5 MW	+ 1 turbine – 2 MW	+ 1 turbine – 2 MW	++ 15 turbines – 7,5 MW	- Pas de base installée
Stade de développement	- Projet suspendu	= Pilote unitaire	+ Pilote unitaire	+ Ferme pilote	= Pilote unitaire	= Pilote unitaire	+ Ferme pilote	= Phase de design
Nombre d'heures / mois de turbinages	n/a	= 11 semaines	+ Depuis Fev. 17	++ Depuis Nov. 16 pour la 1 ^{ère}	+ Depuis Août 2017	= ~1 500 heures (Fundy)	?	n/a
Taux de charge moyen cible	Eléments confidentiels ne pouvant être diffusés							
Taux de disponibilité moyen								
Avaries constatées	n/a	- Détérioration connecteur sous-marin	- Panne imprévue à Meygen	Non communiqué	Non communiqué	- Corrosion, biofouling, etc.	- Corrosion, Générateur défaillant	n/a

Evaluation transverse des acteurs de la filière par macro-critère

(1) - Macro-critère 1 : état de fonctionnement de la machine / disponibilité



Il existe une grande disparité entre les différents types de turbiniers : de la TPE au groupe de taille industrielle

		Flux axial (rotor à axe horizontal)				Flux transverse (axe vertical / perpendiculaire)			
		Turbine sur axe central (type éolienne)		Turbine à centre ouvert à carénage					
		Immergé	Flottant						
Critères									
Expérience de l'acteur sur le sujet		<ul style="list-style-type: none"> Acteur historique dans la fabrication de turbines (nucléaires, éolien) avec capacité de fabrication à grande échelle 	<ul style="list-style-type: none"> TPE, avec enjeux de financement Mais, référence technologique sur le sujet (1^{ère} hydrolienne raccordée au réseau électrique français) 	<ul style="list-style-type: none"> Acteur de type industriel avec une longue expérience dans la conception et fabrication de turbines Forte accélération suite à acquisition de MCT en 2015 	<ul style="list-style-type: none"> Filiale d'un groupe industriel à l'expertise reconnue dans la construction de centrale hydraulique et turbine Fondée en 1997, présence au Royaume Uni depuis 2008 	<ul style="list-style-type: none"> Entreprise fondée en 2002 dans le but de développer des turbines hydroliennes bas coûts Bénéficie d'investiss. De Total, ABB et du gouvernement écossais 	<ul style="list-style-type: none"> Entreprise navale avec un outil industriel fort (mise en service d'un premier module d'une capacité nominale de production de 25 turbines/an au T1 2018) 	<ul style="list-style-type: none"> Entreprise de petite taille (~ 40 employés) Présente sur les marchés de l'océanique et du fluvial avec des systèmes intégrés Considérée comme pionnière aux USA 	<ul style="list-style-type: none"> Pionner de l'hydrolien fluvial (~10 ans exp.) Partenariat avec CMN dans le but de concevoir et fabriquer hydrolienne marine
Capacité installée (MW)		<ul style="list-style-type: none"> Pas de capacité installé – Développement stoppé en Janvier 2017 Projet initial de 4 turbines de 1,4 MW au Raz Blanchard avec Engie 	<ul style="list-style-type: none"> 1MW en ferme pilote (Ouessant) Ferme 3 à 5 MW prévue pour 2019 (Philippines) 	<ul style="list-style-type: none"> 1,5 MW (1 turbine) en opération sur le site de MeyGen (Royaume-Uni) 	<ul style="list-style-type: none"> 4,5 MW (3 turbines x 1.5 MW) en opération sur le site de MeyGen (Royaume-Uni) 	<ul style="list-style-type: none"> 1 hydrolienne de 2MW au centre de test EMEC (Ecosse) 	<ul style="list-style-type: none"> 2MW – tests terminés (Bréhat, France) 2MW - depuis 2016 (Fundy, Canada) – sera immergée à nouveau en 2018 Projet 14MW au Raz Blanchard 	<ul style="list-style-type: none"> 7,5 MW (15 turbines) en test grandeur nature aux USA (Western Passage) – non confirmé Projets en Irlande, Québec & Alaska – absence de données 	<ul style="list-style-type: none"> 1 MW sera installé en démonstration sur site EDF de Paimpol-Bréhat fin 2018 Déploiement commercial attendu pour 2022
Nombre d'heures de turbinage		<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> Fonctionnement d'une 1^{ère} hydrolienne pendant 11 semaines entre 2015 et 2016 Production d'une centaine de MW 	<ul style="list-style-type: none"> Turbine de 1,5 MW à MeyGen en opération depuis Février 2017 	<ul style="list-style-type: none"> > 10 000 heures avec prototype à moindre taille En service à MeyGen depuis Nov. 16 	<ul style="list-style-type: none"> 7 jours max en continu 	<ul style="list-style-type: none"> Hydrolienne à Bréhat a tourné sans produire d'électricité Turbinage d'environ 1500 heures à Fundy – production de 150MWh 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a
Taux dispo. Moyen		<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> 94% 	<ul style="list-style-type: none"> n/a
Taux dispo. Dernier		<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> 56% sur 1^{ère} phase de Meygen (Fev 17 – Mars 18) 	<ul style="list-style-type: none"> > 95% sur projet MeyGen (théorique) 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a
Mainten. ance		<ul style="list-style-type: none"> Durée de vie estimée: 20 ans 	<ul style="list-style-type: none"> Hydrolienne retirée pour des ajustements & améliorations (environ 1 an) 	<ul style="list-style-type: none"> 3 maintenances préventives en 25 ans Durée de vie de 25 ans 	<ul style="list-style-type: none"> Révision off-shore tous les 5 ans Seule la nacelle peut être relevée pour opérations mineures 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a 	<ul style="list-style-type: none"> n/a

Evaluation transverse des acteurs de la filière par macro-critère

(2) - Macro-critère 2 : capacité à maximiser le gisement (CAPEX, CF¹)



ORPC excepté, les turbiniers les plus avancés proposent tous un modèle d'une puissance supérieure à 1MW, fruit de nombreuses années de recherche sur des prototypes à échelle et puissance réduites

Flux axial (rotor à axe horizontal)								Flux transverse (axe vertical / perpendiculaire)
Turbine sur axe central (type éolienne)				Turbine à centre ouvert à carénage				
Immergé		Flottant						
Critères								
CAPEX (m€/MW)	Éléments confidentiels ne pouvant être diffusés							
Dimensions	<ul style="list-style-type: none"> Turbine Océade de 1,4 MW Diamètre du rotor de 18m 	<ul style="list-style-type: none"> Rotor de 10m à 6 pales, hauteur totale de 17m, 450 tonnes, 1MW soit 450t/MW 	<ul style="list-style-type: none"> Turbine de 12m à 3 pales Puissance max de 1.5 MW @ 14 rpm 1 000t (avec fond.) 	<ul style="list-style-type: none"> Turbine de 12m à 3 pales Puiss. max de 1.5 MW Poids: 130t (nacelle) 	<ul style="list-style-type: none"> Turbine SR2000 de 400t et 2MW Rotor de 16m de diamètre 	<ul style="list-style-type: none"> Turbine de 16m, 850t, 1MW (Bréhat, France) Turbine de 16m, 1000t, 2MW (Fundy, Canada) 	<ul style="list-style-type: none"> PWR: 4.9kW/ton Puissance nominale: 200 KW (pour 4 turbines sur 1 support) 	<ul style="list-style-type: none"> Puissance attendue de 1 à 2 MW par hydrolienne
Synergies sur production	<ul style="list-style-type: none"> Synergies avec les éoliennes terrestres 				<ul style="list-style-type: none"> Synergies existantes avec les activités de construction de bâtiments maritimes du groupe Naval 	<ul style="list-style-type: none"> Quelques synergies possibles avec système d'hydrolienne fluvial 	<ul style="list-style-type: none"> Association avec CMN peut permettre des économies d'échelle 	
Pilotabilité et capacité à maximiser le CF ¹	<ul style="list-style-type: none"> Forte pilotabilité – Possibilité de mettre en drapeau les pales lorsque le courant est trop fort Pales & nacelle orientable 	<ul style="list-style-type: none"> Hydrolienne bidirectionnelle grâce à des pales symétriques non orientables et équipé d'un rotor à pas fixe 	<ul style="list-style-type: none"> «Yaw system » autorise réalignement avec changement de marée toutes les 6 heures Syst. Contrôle onshore 	<ul style="list-style-type: none"> «Yaw system » autorise réalignement avec changement de marée toutes les 6 heures Syst. Contrôle onshore 	<ul style="list-style-type: none"> Ancrage caténaire qui s'adapte à l'environn. Système de commande passif avec rotation continue à 360° autour du système d'amarrage 	<ul style="list-style-type: none"> Système bidirectionnel non orientable 	<ul style="list-style-type: none"> Système bidirectionnel, peu de pertes lors des changements de direction du courant Non orientable 	<ul style="list-style-type: none"> Système bidirectionnel permet une faible sensibilité à l'orientation du courant Non pilotable
CF ¹ moyen attendu	Éléments détaillés confidentiels ne pouvant être diffusés. Les CF cible varient entre 35 et 50%							
Plage fonctionnement	n/a	<ul style="list-style-type: none"> Zones balayées par la houle, où les courants de marée excèdent 1,75m/s 	<ul style="list-style-type: none"> Plage de courant optimal est de 3 m/s, peut aller jusqu'à 5m/s 	<ul style="list-style-type: none"> Plage de courant optimal est de 3 m/s, peut aller jusqu'à 4,5m/s 	<ul style="list-style-type: none"> 1m/s – 4.5m/s (vitesse nominale de 3m/s) Vitesse maximale du rotor: 16 rpm 	<ul style="list-style-type: none"> 0.5-1m/s – 3.5-5m/s 	<ul style="list-style-type: none"> Vitesse courante idéale: 2,25m/s 	<ul style="list-style-type: none"> Puissance maximale du courant: ~5m/s
Profondeur min/max	n/a	<ul style="list-style-type: none"> Totalement immergée à une profondeur de 25 à 50 mètres 	<ul style="list-style-type: none"> Totalement immergée à une profondeur minimum de 30m 	<ul style="list-style-type: none"> Totalement immergée à une profondeur de 35 à 100 mètres maximum 	<ul style="list-style-type: none"> Profondeur minimale de 25m 	<ul style="list-style-type: none"> Totalement immergée à environ 40m de profondeur 	<ul style="list-style-type: none"> Totalement immergée – Pour des eaux peu profondes 	<ul style="list-style-type: none"> Idéal pour eaux peu profondes

Note (1): Capacity Factor

Sources : Sites des entreprises (Sabella, Atlantis, Andritz, Scotrenewables, Openhydro, ORPC, Hydroquest) , CVA analysis

Evaluation transverse des acteurs de la filière par macro-critère

(3) - Macro-critère 3 : capacité à optimiser les OPEX



Les stratégies de maintenance des turbiniens s'articulent autour de deux axes principaux: (i) le développement de la maintenance préventive, (ii) la possibilité d'opérations rapides off-shore

Flux axial (rotor à axe horizontal)				Flux transverse (axe vertical / perpendiculaire)			
Turbine sur axe central (type éolienne)			Turbine à centre ouvert à carénage				
Immergé		Flottant					

Critères	Risques et avaries constatés	Spec. Techniques pour meilleure robustesse	Stratégie de maintenance	Sensibilité météo	Coût de maintenance	<p>Eléments confidentiels ne pouvant être diffusés</p>	
----------	------------------------------	--	--------------------------	-------------------	---------------------	--	--

Maturité technique de la filière (1) : les REX des différents pilotes menés à aujourd'hui et l'évaluation des divers acteurs de la filière concluent à une faible maturité technique et à des besoins de « tests » et d'optimisations supplémentaires sur 5 à 6 ans en moyenne



Naval Energies met en avant la prochaine immersion d'une turbine à l'été 2018 au Canada comme décisive pour juger de la maîtrise de la technologie. Atlantis & Andritz communiquent sur un développement commercial, même si les « Utilities » affirment ne pas être prêtes à acheter aux conditions contractuelles proposées

	Turbine sur axe central - Pilotable (type éolienne)	Turbine sur axe central - Non pilotable (type éolienne)	Turbine sur axe central – Semi-immergée	Turbine à centre ouvert à carénage
Niveau de maturité acteurs	Système de dém. (stade industriel non démontré)	Pilote unitaire	Pilote unitaire	Système de démonstration
Avis des acteurs sur la filière	Eléments confidentiels ne pouvant être diffusés			
Challenges techniques clés à relever à date	<ul style="list-style-type: none"> Développement d'une connexion wet-mate pour turbine Andritz Optimisation de la fiabilité et de la robustesse de l'hydrolienne Amélioration de la performance Développement connectique haute-tension (20 kv) 	<ul style="list-style-type: none"> Redondance de certains composants d'électronique de puissance Amélioration de la qualité du connecteur Résistance au biofouling 	<ul style="list-style-type: none"> Connexion de l'hydrolienne au sol sous-marin (« <i>effraye certains investisseurs en matière d'acceptabilité sociale</i> ») Amélioration de la performance en milieu avec une forte houle 	<ul style="list-style-type: none"> Problèmes identifiés lors des différents tests (connectique, corrosion, électronique de puissance) considérés comme « résolus » à date. Biofouling : reste un enjeu
Timing avant stade commercial	~ 3-5 ans	~ 5 ans	~ 5 ans	4 – 5 ans Naval : Immersion prochaine au Canada cruciale pour la suite

Maturité technique de la filière (2) : même si une bonne partie des verrous techniques ont été résolus, la durée cumulée de test reste très faible et la majorité de la filière considère qu'elle ne peut garantir à date une absence d'avaries durant les premières années d'exploitation



De multiples verrous techniques observés dont une grande partie ont été levés...

... une difficulté en revanche pour la filière à garantir une forte disponibilité du fait de la faiblesse des Rex et de la base installée à date

Verrus techniques et problèmes techniques clés	Corrosion	3 acteurs ne citent pas ce verrou, 1 le considère comme levé
	Biofouling	Verrou non levé
	Panne électronique embarquée	3 acteurs ne citent pas ce verrou, 1 le considère comme levé
	Défaut composant	1 acteur ne cite pas ce verrou, 3 le considèrent comme levé
	Modélisation	3 acteurs ne citent pas ce verrou, 1 le considère comme levé
	Démarrage à faible courant	1 acteur ne cite pas ce verrou, 1 le considère comme levé et 2 l'identifient comme encore présent
	Connectique	3 acteurs ne citent pas ce verrou, 1 le considère comme levé
	Architecture ferme	Verrou non levé

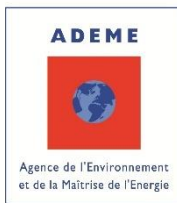
*“La base installée d’hydroliennes marines est en l’état actuel trop faible pour pouvoir garantir un niveau de fiabilité et un ROI conformes à nos exigences. Les heures de turbinage doivent être augmentées. Nous sommes dans **une situation comparable à l’éolien offshore au milieu des années 90**, soit 8-10 ans avant les premières fermes commerciales”*

Utilities

*“Nous ne pouvons garantir aujourd’hui un niveau de fiabilité assez élevé pour une ferme de type commerciale. Il est nécessaire pour nous **d’augmenter la base installée et les Rex** et de fiabiliser notre outil avant de le produire et vendre à grande échelle”*

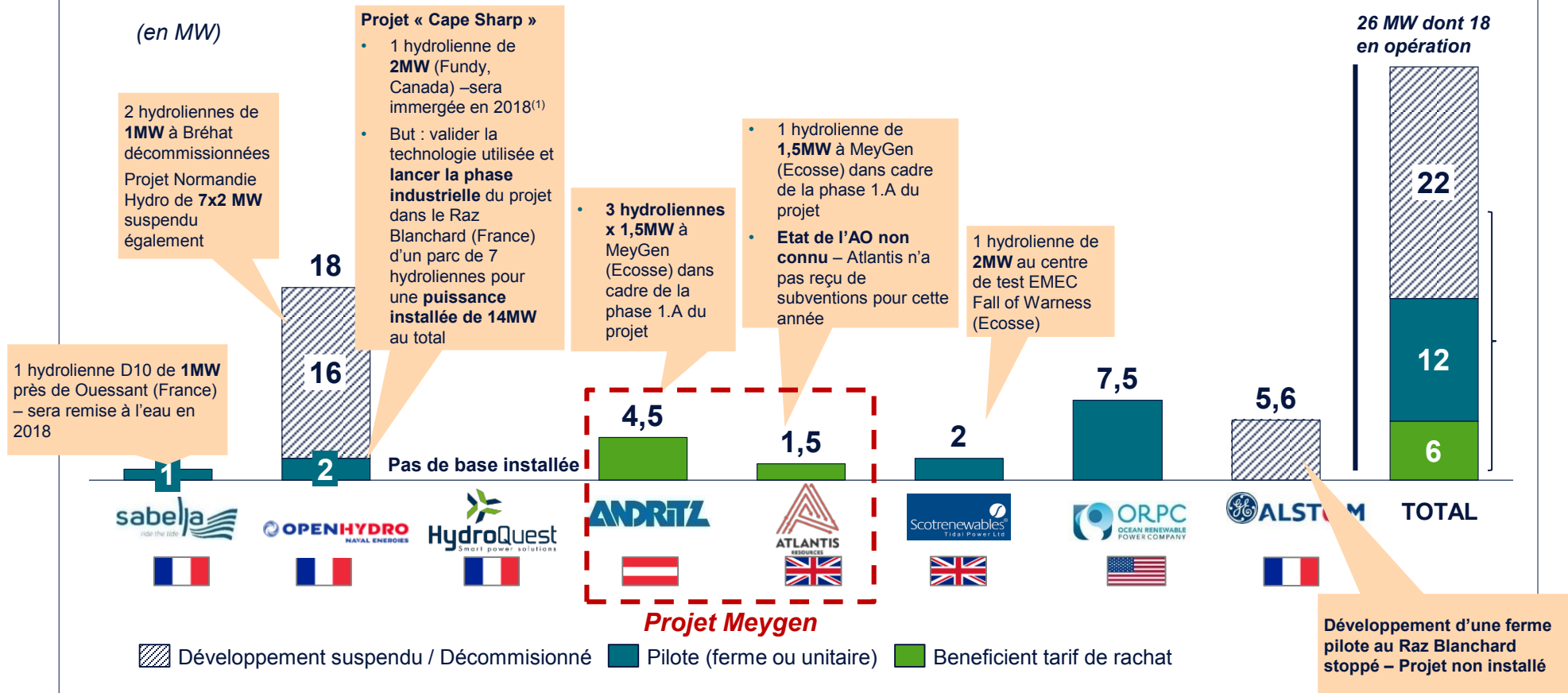
Turbinier

Base installée des turbiniers les plus matures de la filière « hydroliennes marines »



La majorité des turbiniers les plus développés reste encore au stade de l'expérimentation. Seuls Andritz/Atlantis (Meygen) bénéficient d'un tarif de rachat. OpenHydro en bénéficiera également sur la baie de Fundy à partir de la seconde moitié de l'année 2018.

Base installée des turbiniers les plus matures de la filière en 2018
Par typologie d'acteurs (français vs. autres) et maturité de la base installée



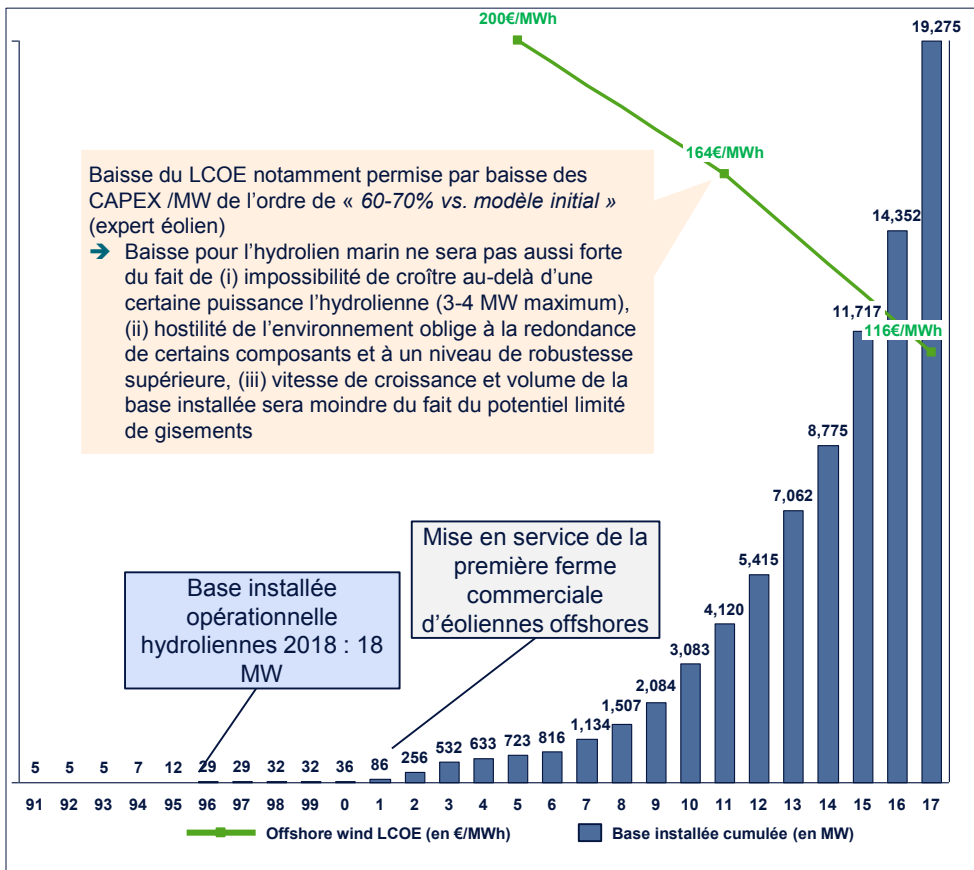
Note: (1) un test déjà effectué en 2016 avec une turbine de 1MW, deuxième turbine de 2MW sera potentiellement déployée en 2019
Sources : Sites des entreprises (Sabella, Atlantis, Andritz, Scotrenewables, OpenHydro, ORPC, Hydroquest) , CVA analysis

Degré de maturité relative filière hydrolienne vs. filière éolienne offshore



Au regard du rythme de développement de l'éolien offshore et au vu de la base installée de turbines hydroliennes par pays à date, le passage de l'hydrolien à un stade commercial paraît anormal dans le court-terme. À un rythme de développement comparable, il faudrait encore 5 à 8 ans à la filière hydrolienne pour tester, optimiser et améliorer les turbines avant de lancer de vrais appels d'offres commerciaux

Evolution de la capacité installée éolien offshore (1991-2017, en MW cumulé)



Principales étapes d'un programme de développement d'une filière offshore – le cas Danois

Période	Evènements	
Phase de test en conditions réelles ~ 8-10 ans	1991	<ul style="list-style-type: none"> Mise en service du 1er parc éolien offshore pilote à Vindeby en conditions réelles Capacité: 11 turbines pour une puissance de 5 MW
	1995	<ul style="list-style-type: none"> Mise en service d'un 2eme parc éolien offshore pilote à Middelgrunden en conditions réelles Capacité: 10 turbines pour une puissance de 5 MW
	1996	<ul style="list-style-type: none"> Constitution d'un plan gouvernemental basé sur les Rex des deux projets pilotes Lancement d'un 1^{er} appel d'offres commercial pour la construction du parc de Middelgrunden
Phase de développement commercial	2001	<ul style="list-style-type: none"> Mise en service de Middelgrunden Capacité: 20 turbines pour une puissance de 40 MW (record mondial à l'époque)
	2002-2021	<ul style="list-style-type: none"> Mise en service d'une capacité de plus de 2 500MW



➤ Déroulé de l'étude – Processus & Entretiens

➤ Partie 1 – Segmentation de la filière

Partie 2 – Gisements et LCOE

➤ Partie 3 – Positionnement des acteurs et compétitivité de la filière française

➤ Partie 4 – Conclusions

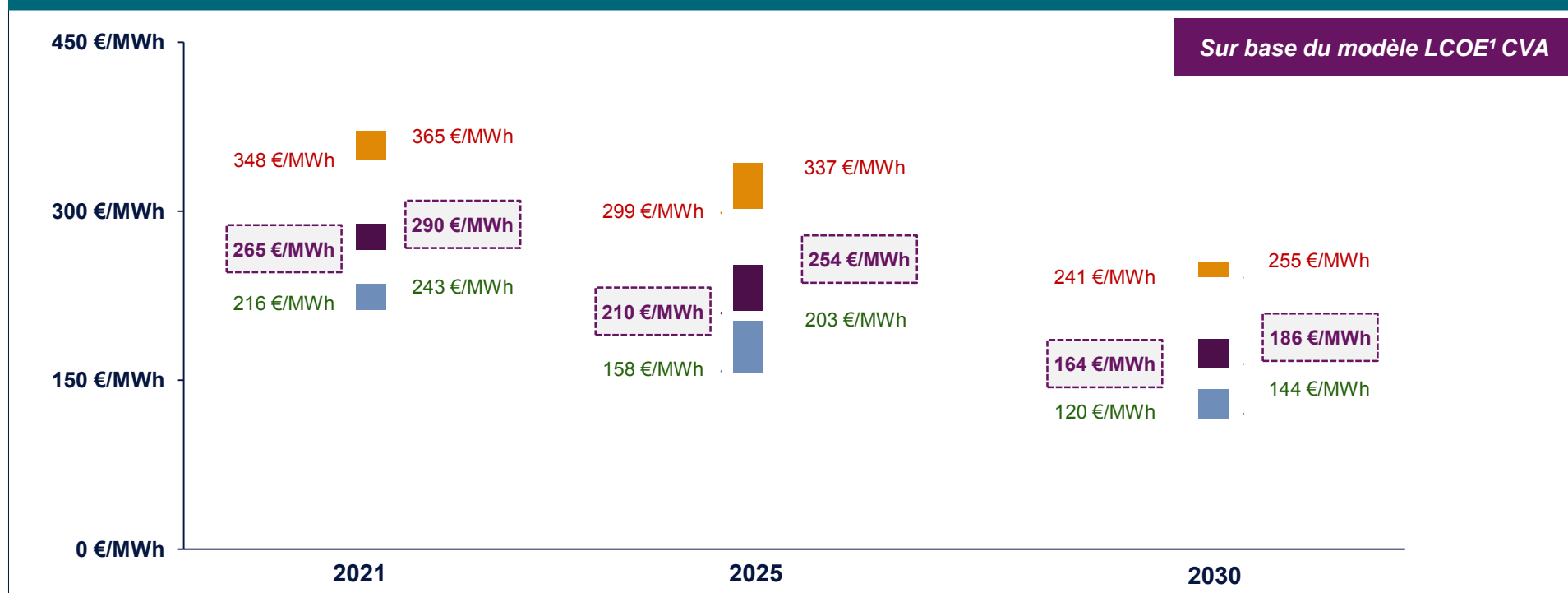
Des LCOE qui devraient s'échelonner entre 365€ à 2021 et 120€/MWh à 2030, pour des projets de grande taille et suivants les effets d'apprentissage sur l'installation et les designs



Un LCOE cible de 164 €/MWh semble atteignable d'ici 2030. Un prix de revient élevé pour une énergie certes prédictive mais non pilotable

Différents scénarii de LCOE pour des investissements en 2021 / 2025 / 2030

Ferme commerciale de 210 MW – en €/MWh



- Scénario « conservateur »
- Scénario « central »
- Scénario « optimiste »

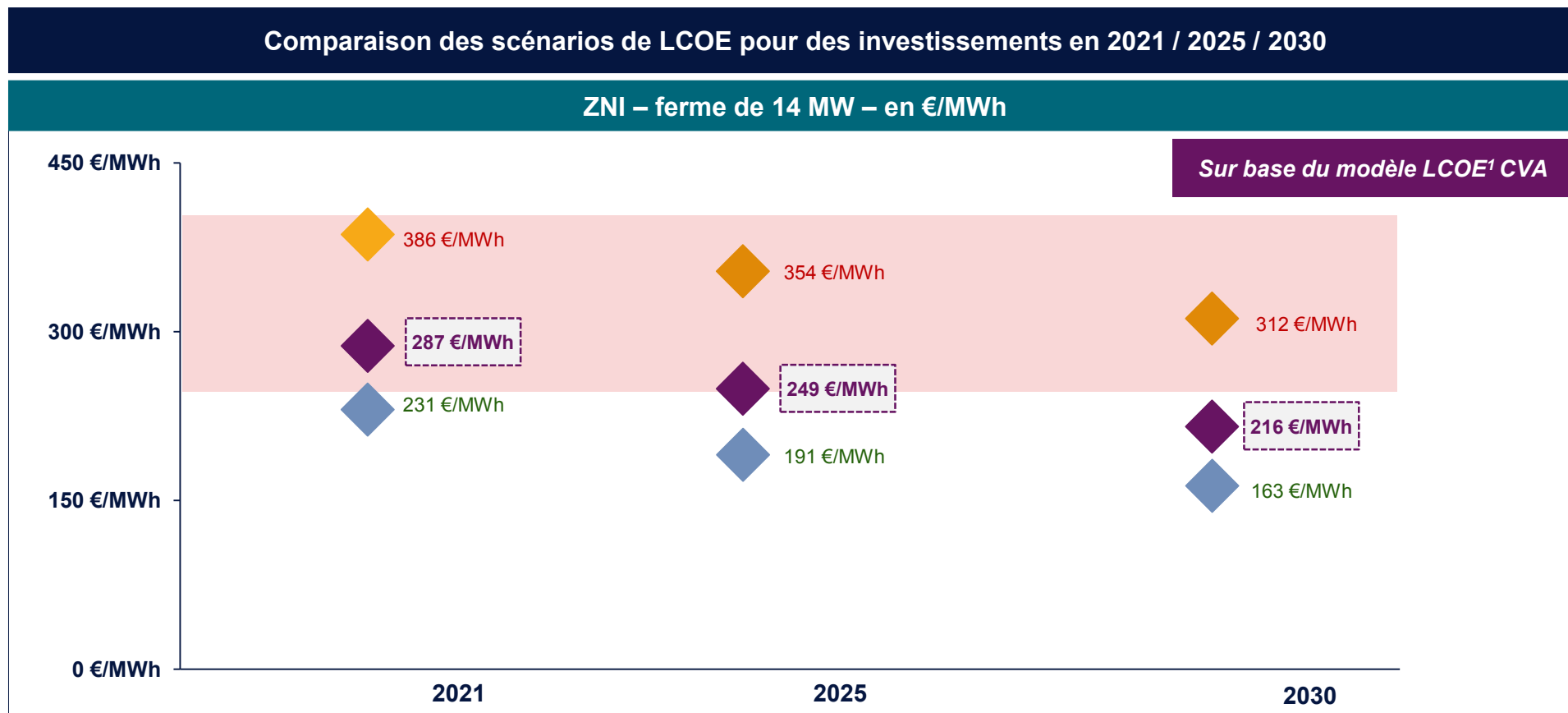
Note (1) : voir hypothèses slides 17-21

Sources : analyse CVA

Des LCOE qui devraient s'échelonner entre 386€ à 2021 et 163€/MWh à 2030, pour des projets de petite taille (type ZNI) et suivants les effets d'apprentissage sur l'installation et les designs



L'intégration de l'hydrolien marin dans les zones isolées type ZNI est pertinente à court terme avec des LCOE proches de ceux des générateurs diesel et qui sont amenés à décroître au fil des années



- ◆ Hydrolien marin en ZNI
- ◆ Scénario « conservateur »
- ◆ Scénario « optimiste »
- Générateurs diesel ZNI Europe et Asie
- ◆ Scénario « central »

Note (1) : voir hypothèses slides 17-21

Sources : analyse CVA

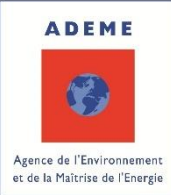
Scénarisation du LCOE d'une ferme hydrolienne marine

– Hypothèses clés



- Durée de vie d'une turbine : 25 ans
- Durée de construction / mise en service d'un parc hydrolien : 2 ans
- Durée moyenne d'une opération de maintenance : 2 semaines
- WACC d'un projet hydrolien – dégressif dans le temps :
 - 2018 – 2025 : 9.5%
 - 2026 – 2031 : 9.3%
 - 2032 – 2037 : 8.9%
 - 2038 – 2044 : 8.7%
 - Après 2045 : 8.4%
- Impôts et taxes : 30%
- Longueur des câbles
 - Turbine > Hub sous-marin : 500 m
 - Hub sous-marin > Plateforme offshore : 7 000 m
 - Câble export (plateforme offshore > côte) : 2 000 m

Synthèse des principales hypothèses de dimensionnement (1) – Exemple d'une filière technique



		2018 / 2021				2025				2030							
		Scénario « Conservateur »		Scénario « Central »		Scénario « Optimiste »		Scénario « Conservateur »		Scénario « Central »		Scénario « Optimiste »					
		Ancien	Nouveau	Ancienne version	Nouvelle version	Ancien	Nouveau	Ancienne version	Nouvelle version	Ancien	Nouveau	Ancienne version	Nouvelle version				
1	Capacity factor	30%		35%		40%		30%		35%		40%					
2	Assurance	1 % des CAPEX															
3	Coût de la turbine	2 m€ ⁽¹⁾ pas de courbe d'apprentissage CAPEX d'ici 2021				Cf. courbe d'apprentissage CAPEX				Cf. courbe d'apprentissage CAPEX							
4	Coût du support & fondation	1.2 m€ ⁽¹⁾	0.8 m€ ⁽¹⁾	1.2 m€ ⁽¹⁾	0.8 m€ ⁽¹⁾	1.2 m€ ⁽¹⁾	0.8 m€ ⁽¹⁾	Cf. courbe d'apprentissage CAPEX				Cf. courbe d'apprentissage CAPEX					
5	Fréquence remontée pour maint. prév	Equivalent au nombre d'opérations de maintenance préventive pour l'éolien offshore				1 fois par an				Basé sur la courbe d'apprentissage de l'éolien offshore à base installée comparable							
6	# de remontées pour maint. ex. par an	3 remontées / an en 2018 progression linéaire entre 2018 et 2021				Progression linéaire entre 2018 et 2030				1	2	0,8	1	0,5	0,5		
Courbe d'apprentissage	7 OPEX	-10% vs. base 2018 sur 10 ans				-10% vs. 90% base 2018 sur 10 ans				-15% vs. 85% base 2018 sur 10 ans							
	8 CAPEX vs. 18	n/a pas de courbe d'apprentissage CAPEX d'ici 2021				-30%	-20%	-30%	-30%	-50%	-40%	-40%	-40%	-40%	-50%	-50%	-70%

Légende

Hypothèses retenues par CVA	Scénario le plus crédible selon CVA
-----------------------------	-------------------------------------

Note (1): prise en compte de la moyenne de la fourchette de prix observés à date

Basé sur la baisse estimée du coût CAPEX/MWh de l'éolien offshore : -70% en 20 ans. Existence de leviers similaires (production à grande échelle, effets d'apprentissage) mais **2 limites propres à l'hydrolien qui ne permettent pas d'atteindre ce taux de -70%**

- Limitation de l'agrandissement de la taille des turbines
- Obligation d'une redondance des équipements

Synthèse des principales hypothèses de dimensionnement (2) – Exemple d'une filière technique sur ZNI de 14 MW



Paramètres	Année de référence			Vs ferme commerciale de 210 MW	Rationnels & sources des principales hypothèses dimensionnantes
	2021	2025	2030		
1 CAPEX Turbine (Installation & Coût de l'équipement)	1,9 m€ / MW			-40%	<ul style="list-style-type: none"> Prix turbine en baisse car modèle de puissance inférieure (1 MW) et de moindre complexité
2 Etude projets	1,4m€			-50%	<ul style="list-style-type: none"> Taille du gisement inférieure à celui nécessaire pour une ferme commerciale
3 Ingénierie, gestion et livraison du projet	0,8% des CAPEX			-50%	<ul style="list-style-type: none"> Taille du gisement inférieure à celui nécessaire pour une ferme commerciale
4 Câblage et hub	1,2m€ / MW			+30%	<ul style="list-style-type: none"> Puissance de 1 MW (au lieu de 1,4 MW pour ferme de 210 MW) pour un coût similaire
5 Courbe d'apprentissage – OPEX	-10% vs. base 2018 sur 10 ans	-10% vs. 95% base 2018 sur 10 ans	-15% vs. 90% base 2018 sur 10 ans	Courbe d'apprentissage moindre	<ul style="list-style-type: none"> Echelle de courbe d'apprentissage moindre du fait de la faiblesse de la base installée
6 Courbe d'apprentissage – CAPEX	Pas de courbe d'apprentissage CAPEX entre 2018 et 2021	-25% vs. 18	-40% vs. 18	Courbe d'apprentissage moindre	
7 Bateau de maintenance & opérateurs	<ul style="list-style-type: none"> 2 opérateurs à mi-temps Bateau de maintenance partagé à part égale avec 5 autres sites Bateau de maintenance moins cher car de taille inférieure 			-90%	<ul style="list-style-type: none"> Taille de la ferme type ZNI inférieure à celle d'une ferme commerciale standard (210 MW)

Scénarisation du LCOE d'une ferme hydrolienne marine (1) – Répartition des CAPEX en 2018 - Exemple d'une filière technique

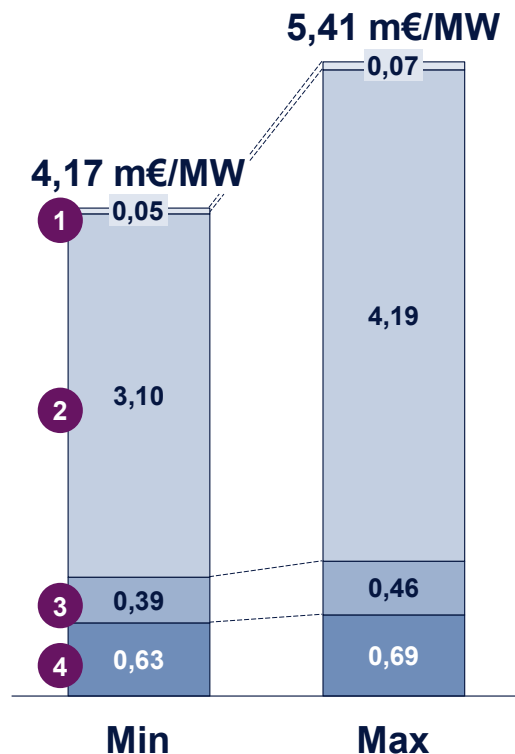


En 2018, les coûts d'investissement d'un parc hydrolien seraient compris entre 4,2 et 5,4 m€/MW pour des projets « large scale » (~ 200MW)

Parc hydrolien de 210 MW (150 turbines de 1,4 MW)
Année de référence : 2018

CAPEX¹ 2018
en m€/MW

(en m€/MW)



Principaux postes de coûts – description et perspectives d'évolution

Postes de coûts	Description	CAPEX 2018 ¹	Potentiel de réduction ² du poste de coût
1 Ingénierie, gestion et livraison du projet, études (1% des CAPEX)	<ul style="list-style-type: none"> Ingénierie, gestion et livraison du projet : c.1% des CAPEX Caractérisation du site : 1 – 1.5 m€ Etudes, EIA, consultations, autorisations : c. 1.5 m€ 	11 – 14 m€	<ul style="list-style-type: none"> Economies d'échelle avec l'augmentation de la taille des projets
2 Coût de l'équipement (76% des CAPEX)	<ul style="list-style-type: none"> Turbine : 1.5 – 2.5 m€ Support & fondation : 0.6 – 1 m€ Câbles (export sous-marin, inter-baies, etc.) Pièces de rechange, outillage 	652 – 881 m€	<ul style="list-style-type: none"> Effets courbe d'apprentissage (réduction des pertes, choix de meilleurs composants) Production en série Baisse des prix
3 Coût de l'installation des équipements (9% des CAPEX)	<ul style="list-style-type: none"> Installation de la turbine et de son support / fondation : 500 – 600 k€ 	82 – 97m€	<ul style="list-style-type: none"> Effets courbe d'apprentissage (réduction du temps d'installation, etc.) Hausse des taux d'utilisation des bateau d'installation avec la hausse de taille des projets
4 Raccordement réseau (14% des CAPEX)	<ul style="list-style-type: none"> Centrale de réseau électrique, raccordement au réseau électrique Système de gestion des données 	131 – 145m€	<ul style="list-style-type: none"> Economies d'échelle sur le coût de raccordement avec la hausse de la taille des projets
		876 – 1137 m€	

Note (1): Coûts observés sur projets pilotes récents

Note (2): Potentiel de réduction des coûts dans le futur, dans la perspective du développement de la filière à plus grande échelle

Sources : Experts, expérience CVA, interviews, projets pilotes

Scénarisation du LCOE d'une ferme hydrolienne marine

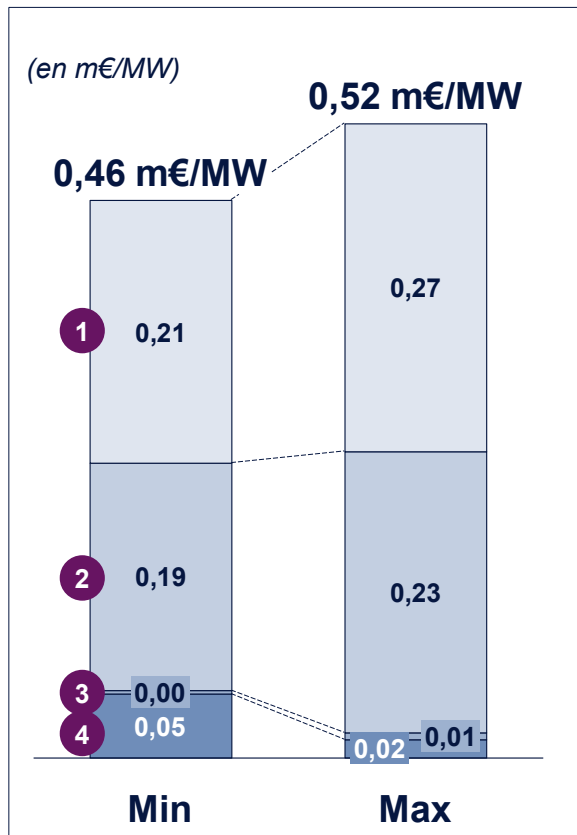
(2) – Répartition des OPEX en 2018 – Exemple d'une filière technique



En 2018, les coûts d'O&M d'un parc hydrolien sont compris entre 0,46 et 0,52 m€/MW, gonflés notamment par un schéma de maintenance exceptionnelle qui reste à optimiser (c. 46% des OPEX totaux)

Parc hydrolien de 210 MW (150 turbines de 1,4 MW)
Année de référence : 2018

OPEX¹ 2018
en m€/MW



Principaux postes de coûts – description et perspectives d'évolution

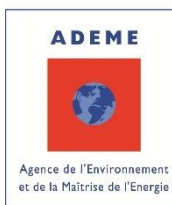
Postes de coûts	Description / hypothèse	OPEX ¹ 2018	Potentiel de réduction ² du poste de coût
1 Coût de la maintenance exceptionnelle (46% des OPEX)	<ul style="list-style-type: none"> Coût de remontée de la turbine: 100 - 125k€/remontée 	45 – 56 m€	<ul style="list-style-type: none"> Réduction du nombre d'avaries Effet courbe d'apprentissage (réduction de la durée de maintenance)
2 Coût de la maintenance régulière (41% des OPEX)	<ul style="list-style-type: none"> Maintenance obligatoire (1 fois par an) : 100 – 125k€/remontée Maintenance préventive : 100 – 150k€ /turbine Location d'un bateau de maintenance : 1 - 1.5m€/an/ bateau 3 bateaux (200 remontées/bateau/an 	39 – 51 m€	<ul style="list-style-type: none"> Systèmes d'alertes plus performants Hausse de la résistance des équipements
3 Opérations hors maintenance (1% des OPEX)	<ul style="list-style-type: none"> 3 à 4 employés avec coût unitaire de 150 000€/an Atelier de maintenance offshore 20 - 40k€/mois 	0,7 – 1,1 m€	<ul style="list-style-type: none"> Très faible – nombre d'opérateurs nécessaires pour l'opération du parc
4 Location des fonds marins, taxes (12% des OPEX)	<ul style="list-style-type: none"> Redevance sur utilisation fonds marins, taxes, etc. Assurance : 1% des CAPEX 	11 – 15 m€	<ul style="list-style-type: none"> Nul – le levier n'est pas à notre main
		96 - 124 m€	

Note (1): Coûts observés sur projets pilotes récents

Note (2): Potentiel de réduction des coûts dans le futur, dans la perspective du développement de la filière à plus grande échelle

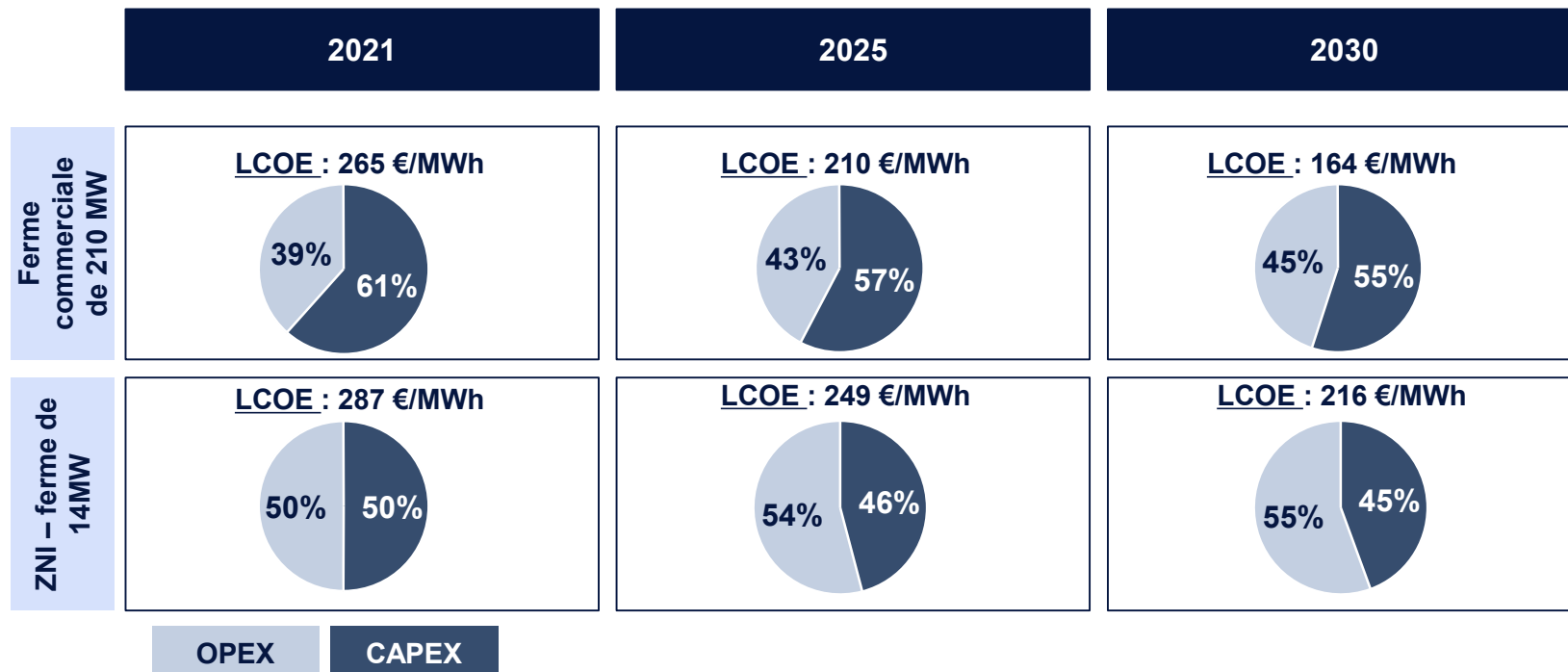
Sources : Experts, expérience CVA, interviews

Synthèse de la scénarisation des LCOE « scénario central » - Répartition des OPEX vs. CAPEX



Exemple de filière technique

Distribution de la part OPEX vs. CAPEX du « scénario central » de la scénarisation LCOE pour des investissements en 2021 / 2025 / 2030



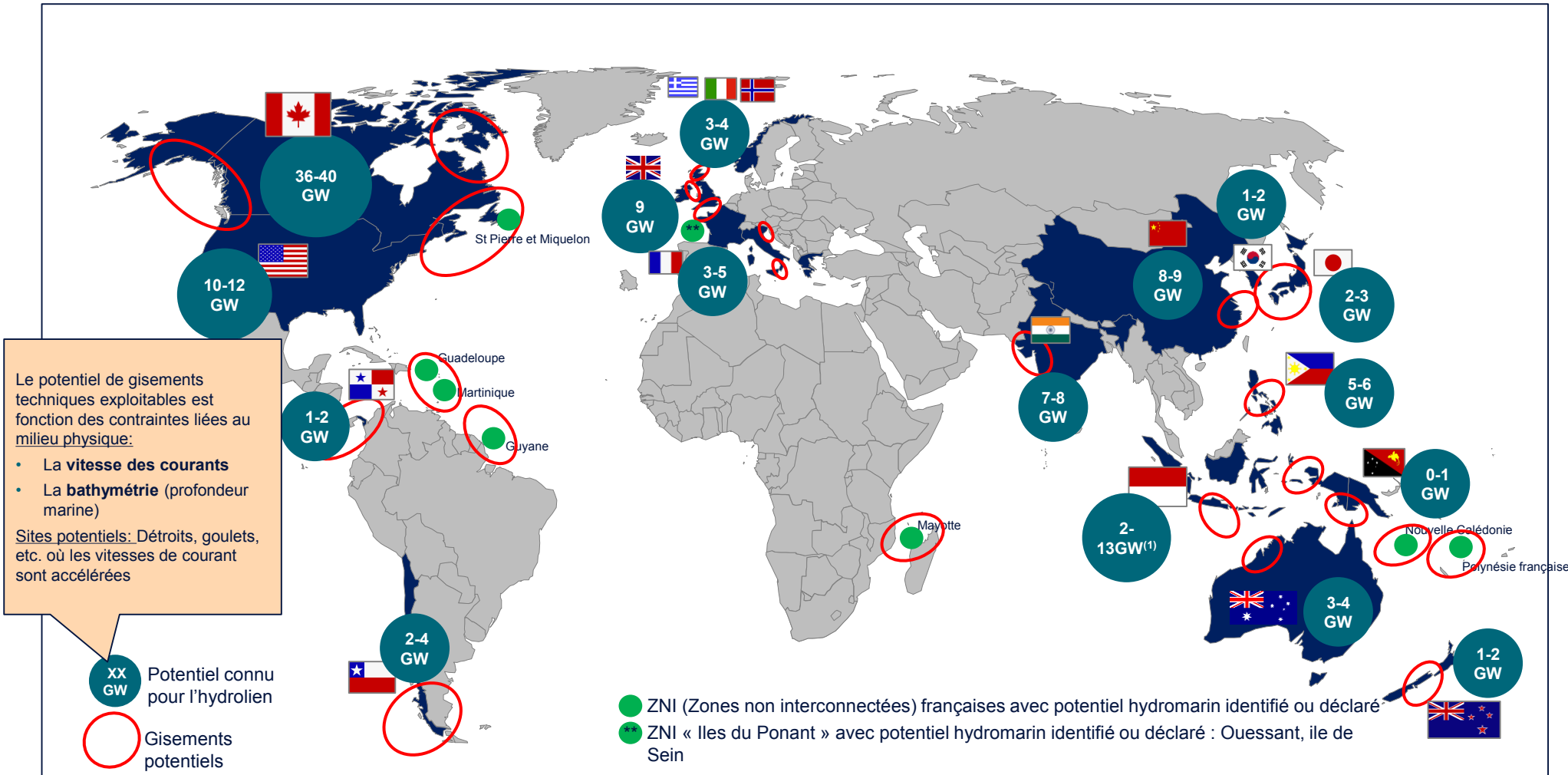
Sources : Modélisation¹ LCOE CVA

Note (1) : Les hypothèses prises en compte dans le modèle LCOE sont détaillées en annexe

Cartographie des principaux gisements techniques exploitables hydroliens dans le monde



Le potentiel « brut » mondial est situé entre 100-120 GW avec des gisements entre 20 et 100m de profondeur








(1) Différentes opinions sur le potentiel de gisements entre les acteurs après interviews : vision « optimiste » indique 12-13 GW, vision « pessimiste » indique 2-3 GW
Sources : HydroQuebec, EMEC, Presse

Les gisements hydroliens mondiaux restent peu compétitifs au regard des autres gisements renouvelables électrogènes et ne font pas l'objet – à de rares exceptions près – de systèmes d'incitations commerciaux suffisants



Parmi les grands pays témoins considérés, seul le Canada (Nouvelle-Ecosse) présente une bonne probabilité de développement de l'hydrolien marin à grande échelle

Synthèse par pays des cas métropolitains – hors zones insulaires

			 Nouvelle Ecosse		
% ENR dans mix électrique actuel (demande finale)	19%	25%	28%	10%	12%
% d'intégration cible ENR 2030	32%	30%	40% (en 2020) >40-50% ¹ (après 2020)	21%	23%
% d'intégration des ENR nécessaire pour solliciter l'hydrolien**	> 75%	> 70%	>45%	> 60%	>95%
Existence de mécanismes incitatifs publics favorables au développement de l'hydrolien marin	= <ul style="list-style-type: none"> Existence de subventions à l'investissement mais définition de la stratégie long terme et du lancement d'AOS commerciaux en cours 	= <ul style="list-style-type: none"> Existence de subventions et crédits d'impôts spécifiques à la filière hydrolienne... ... mais absence de réelle stratégie Système de concurrence entre ENR 	+ <ul style="list-style-type: none"> Soutien financier aux études de faisabilité Programme de C\$200m pour aider à la commercialisation de l'hydrolien Mise en place d'un FIT pour la baie de Fundy (530C\$/MWh) 	-/= <ul style="list-style-type: none"> Pas de mécanisme particulier existant du fait de la très faible maturité de l'industrie au Japon Pas de stratégie, y compris industrielle 	-/= <ul style="list-style-type: none"> Absence de mécanisme particulier d'incitation au développement de la technologie hydrolienne Absence de mécanisme de type FIT dédié aux ENR
Conclusion – Probabilité de développement de l'hydrolien à grande échelle	Faible probabilité de développement – hormis forte ambition d'intégration des ENR ou contrainte insulaire	Faible probabilité de développement – hormis contrainte insulaire ou forte volonté d'intégration des ENR	Bonne probabilité de développement à grande échelle	Faible probabilité de développement – hormis forte volonté d'intégration des ENR et émergence d'une technologie spécifique adaptée aux fortes profondeurs	Très faible probabilité de développement






Note (1): Objectif cible de 40% d'ENR dans le mix électrique d'ici 2020 et ambition affichée de poursuivre la dynamique de développement des énergies propres en se débarrassant peu à peu du charbon et des combustibles et en favorisant le gaz naturel et les ENR à l'échelle de la Nouvelle-Ecosse (éolien, énergies marines, hydroélectricité, etc.). ** Objectifs hors intégration des gisements biomasse combustion et méthanisation, et hors géothermie. Analyse en « bilan énergétique »

Sources : Experts, interviews, analyse CVA, sites ministériels

Les scénarios de développement de marché (1) : trois visions d'un développement de marché sont proposées, tenant compte notamment d'un volontarisme différencié des Etats en matière d'intégration des ENR



Seuls le Canada (Nouvelle-Ecosse) et les ZNI à l'international pourraient être en mesure de constituer – en l'état des informations disponibles – la base d'un scénario stable à 2030

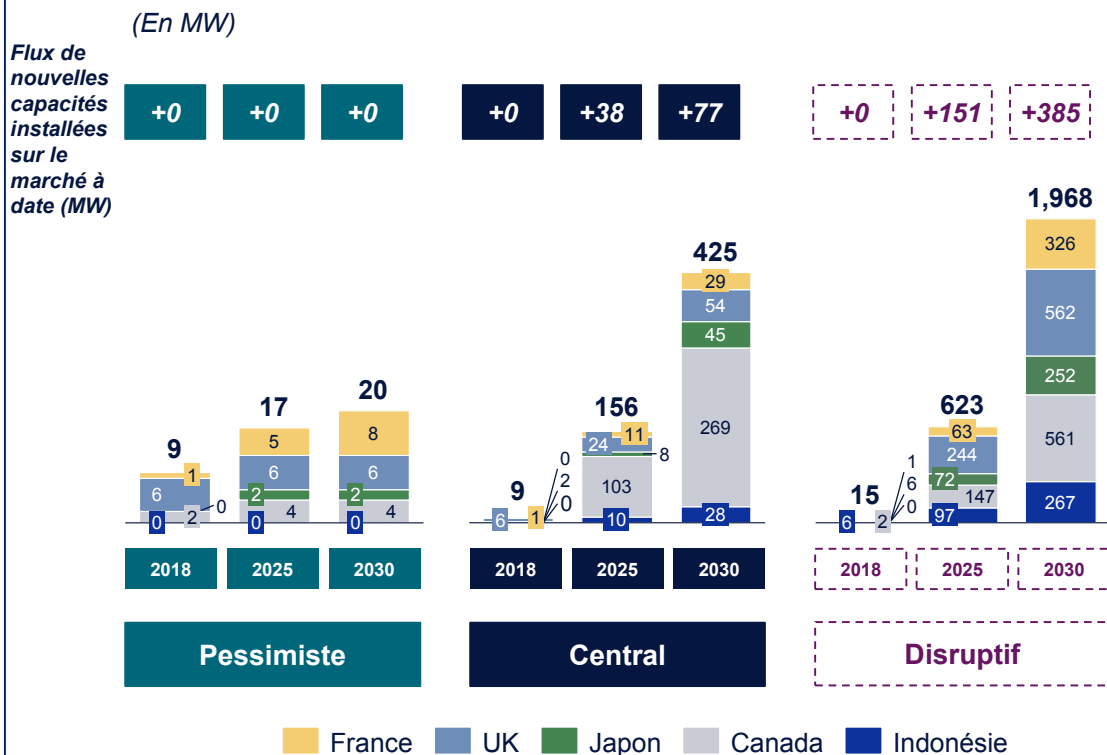
		Scénario « Pessimiste »	Scénario « Central »	Scénario « Disruptif »
Logique générale		<ul style="list-style-type: none"> Gisements hydroliens trop peu compétitifs au regard des ambitions d'intégration ENR Incitations politiques ne se développent pas La base installée correspond seulement aux démonstrateurs 	<ul style="list-style-type: none"> Emergence hydrolien au Canada (N-E) en tant qu'alternative préférée à l'hydraulique Développement au-delà des ZNI contraintes, dans situation où prix de l'électricité produite (diesel) le justifie 	<ul style="list-style-type: none"> Fort volontarisme d'intégration des ENR dans le mix permettant le développement des gisements hydroliens Développement industriel de la filière
Description par pays		<ul style="list-style-type: none"> Déploiement des turbines Sabella et Naval Absence d'incitations politiques pour le développement de nouveaux projets hydroliens hormis démonstration <i>Base installée 2030 : 8 MW</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Déploiement des turbines Sabella et Naval (NormandieHydro) Développement de quelques projets dans les ZNI sur base de volontarisme étatique <i>Base installée 2030 : 29 MW</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Exploitation accélérée des gisements Raz Blanchard et Fromveur dans le cadre d'un scénario de rupture de déclassement du parc nucléaire et de déploiement des ENR <i>Base installée 2030 : 326 MW</i>
		<ul style="list-style-type: none"> Arrêt du développement des projets en cours (ex: Meygen) au profit du développement d'autres ENR plus compétitives <i>Base installée 2030 : 6 MW</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Décarbonation de certaines zones isolées permettant le développement de projets de taille moyenne (< 30 MW) <i>Base installée 2030 : 54 MW</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Développement accéléré de grands projets (Meygen, Fair Head) dans le cadre d'une PPE ENR ambitieuse <i>Base installée 2030 : 562 MW</i>
		<ul style="list-style-type: none"> Déploiement de la 2^{de} turbine Openhydro dans le cadre de la poursuite du projet pilote de la baie de Fundy (Cape Sharp) puis arrêt du développement du projet <i>Base installée 2030 : 4 MW</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Poursuite du projet Cape Sharp et déploiement de celui-ci à échelle commerciale via le lancement d'un appel d'offre (300 MW) <i>Base installée 2030 : 269 MW</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Lancement de nouveaux appels d'offre dans le cadre d'une volonté politique d'atteindre >45% d'ENR dans le mix électrique <i>Base installée 2030 : 561 MW</i>
		<ul style="list-style-type: none"> Absence de projet hydrolien marin, excepté le démonstrateur de Goto <i>Base installée 2030 : 2 MW</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Développement de l'hydrolien marin dans certaines zones isolées (Okinawa, Tokara) avec des fermes de taille modeste <i>Base installée 2030 : 45 MW</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Exploitation des gisements en haute mer (courant de Kuroshio) grâce à l'émergence d'une filière nationale avec technologie spécifique adaptée aux fortes profondeurs <i>Base installée 2030 : 252 MW</i>
		<ul style="list-style-type: none"> Absence totale de projets hydroliens, électrification des zones isolées ayant été réalisée à l'aide de générateurs diesels <i>Base installée 2030 : 0 MW</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Programme d'électrification des zones isolées permet l'installation de certaines fermes hydroliennes dans les zones à potentiel <i>Base installée 2030 : 28 MW</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Lancement de grands projets à Bali et dans le Nusa Tenggara Occidental avec implication d'acteurs internationaux (Atlantis, Naval) <i>Base installée 2030 : 267 MW</i>

Les scénarios de développement de marché (2) : à 2025, un flux de marché qui devrait être de 135m€ /an, essentiellement alimenté par le Canada (Nouvelle-Ecosse), et à 2030 de 213m€/an



Seul un scénario de nature disruptive, supposant des taux de renouvelables dans la demande d'électricité très importants et une faible acceptabilité sociale, permet d'envisager un développement massif de l'hydrolien marin pour deux enjeux de marché de 536m€/an à 2025 et 1 033m€/an à 2030

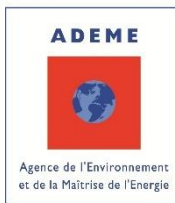
Base installée par pays selon scénario (2018-30, en MW)



Enjeux de marché par pays selon scénario (en m€/an)

	Pessimiste		Central		Disruptif	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
	1	1	14	21	87	197
	1	<1	15	22	182	249
	<1	<1	7	43	70	111
 NE	<1	<1	89	112	94	364
	-	-	10	16	103	112
Total (en m€/an)	2	1	135	213	536	1 033

Potentiels et perspectives de développement du marché – France



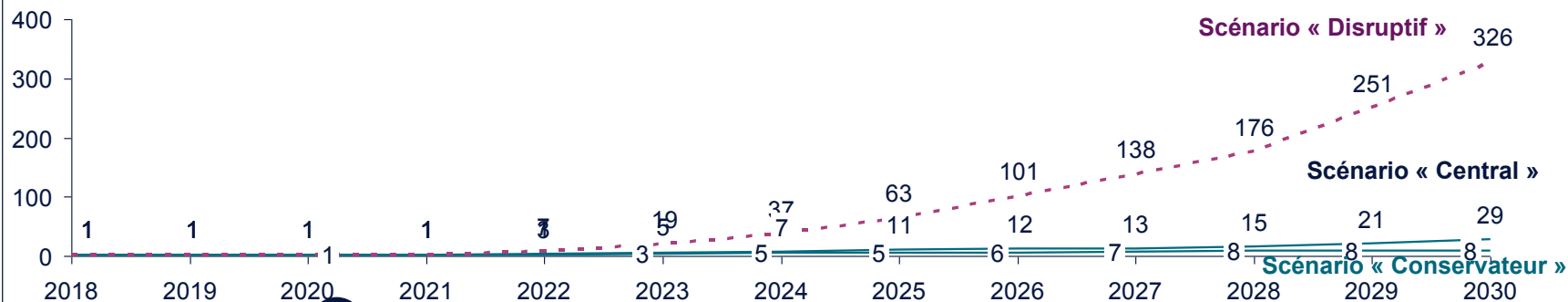
Les éléments de visibilité sur la stratégie long terme et la pertinence de soutenir le développement commercial de la filière ne permettent pas de scénariser une base installée supérieure à 29 MW en 2030

Etat du volontarisme politique



- Mécanismes de soutien à la production et à l'investissement via système des PIA
- Subventions régionales à l'investissement
- Annonce début 2018 par l'Etat du lancement d'études préliminaires sur les sites du Raz Blanchard et du Fromveur en amont d'un appel d'offres pré-commercial
- Tarif d'achat (150€/MWh) jugé trop bas
- Stratégie long terme et pertinence de soutenir le développement commercial de la filière à préciser

Scénarios de développement de la base installée hydrolienne marine – 2018-30

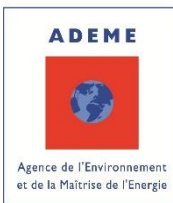


- A Scénario « Pessimiste »**
 - Déploiement d'une turbine Sabella (1MW)
 - Déploiement de 4 turbines de 2MW dans cadre de Normandie Hydro mais projet non complété
 - Pas d'incitations politiques
 - Base installée 2030: 8 MW
- B Scénario « Central »**
 - Déploiement du projet NormandieHydro (7 turbines de 2 MW) + début autre projet de taille similaire
 - Développement de quelques autres projets à échelle limitée sur base de volontarisme étatique, notamment dans les ZNI¹: Mayotte (1.2 MW), Iles du Ponant² (0.9 MW), etc.
 - Base installée 2030: 29 MW
- C Scénario « Disruptif »**
 - Déploiement du projet Naval (7 turbines de 2 MW)
 - Déploiement des ENR d'un scénario de rupture de déclassement automatique du parc nucléaire après 40 ans de fonctionnement avec intégration de l'hydrolien marin dans le mix énergétique (70% d'ENR d'ici 2035) dès 2025
 - Lancement d'appels d'offres pour les gisements Raz Blanchard et Fromveur. Déploiement à un rythme de +75MW/an (Naval +25-50MW /an ; Sabella +12-25MW/an capacités indus. limitées), atteinte de 1GW d'ici 2040
 - Base installée 2030 : 326 MW

Note (1): Le potentiel hydrolien marin n'a pas encore été qualifié pour Saint-Pierre et Miquelon (en cours d'évaluation), la Polynésie française et la Guyane. Pas de potentiel identifié pour la Corse, la Réunion et la Martinique (développement de l'énergie marine thermique)

Note (2): Objectif PPE de 40% d'hydrolien dans le mix électrique des Iles du Ponant d'ici 2023

Potentiels et perspectives de développement du marché – Royaume-Uni



L'absence de cadre politique incitatif actuel et futur ne permet pas d'envisager une croissance forte de la base installée. Les 54 MW envisagés à 2030

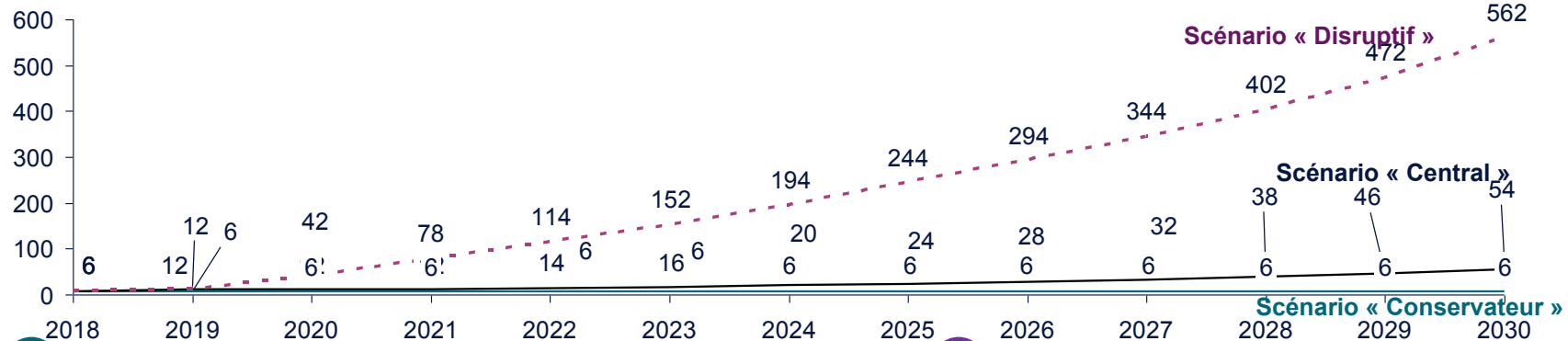
 correspondent au développement de projets spécifiques concernant les zones isolées ou à modeste échelle

Etat du volontarisme politique



- Mise en concurrence fin 2017 de l'énergie hydromarine avec autres ENR dans le cadre des CfD est une preuve du scepticisme des pouvoirs publics concernant le développement de la filière
- La sortie de l'UE du Royaume-Uni va entraîner une diminution drastique des fonds alloués au développement des turbiniers via les sites de test type EMEC
- Effort du gouvernement de mener les ENR à 30% du mix de production électrique dès 2030 sera concentré sur les plus matures
- Les projets hydromarins peuvent toujours accéder à des systèmes de subventions spécifiques et de crédits d'impôts comme les « innovatives energy projects »
- La sortie de l'UE pourrait provoquer une indépendance de la politique énergétique de certains pays comme l'Ecosse et l'Irlande et mener à la création de FiT nationaux et dédiés à certaines ENR comme l'hydrolien marin

Scénarios de développement de la base installée hydrolienne marine – 2018-30



A Scénario « Pessimiste »

- Arrêt du développement de la technologie suite à phase 1.A Meygen
- Pas de mise en place de FiT spécifique
- Base installée 2030 : 6 MW

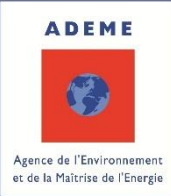
B Scénario « Central »

- Projet MeyGen Phase 1.B complété (+6 MW)
- Développement d'autres projets à échelle inférieure comme Isle of Wight (+30 MW), Bardsey (+2,5 MW), Shetland (+ 2 MW), etc.
- Base installée 2030 : 54 MW

C Scénario « Disruptif »

- Contexte : refus de poursuite du développement du parc nucléaire, augmentation des ENR dans mix électrique pour atteindre cible 2030 (30%)
- Développement projet MeyGen dans sa totalité et de deux autres projets à grande échelle : Holyhead Deep (80 MW), Fair Head (100 MW) avec AO lancées après 2020
- Rythme : +50 MW / an à partir de 2025

Potentiels et perspectives de développement du marché – Canada (Nouvelle-Ecosse)



Les incitations politiques en faveur du développement de la filière hydrolienne marine permettent d'envisager une croissance de la base installée pour atteindre 269 MW en 2030

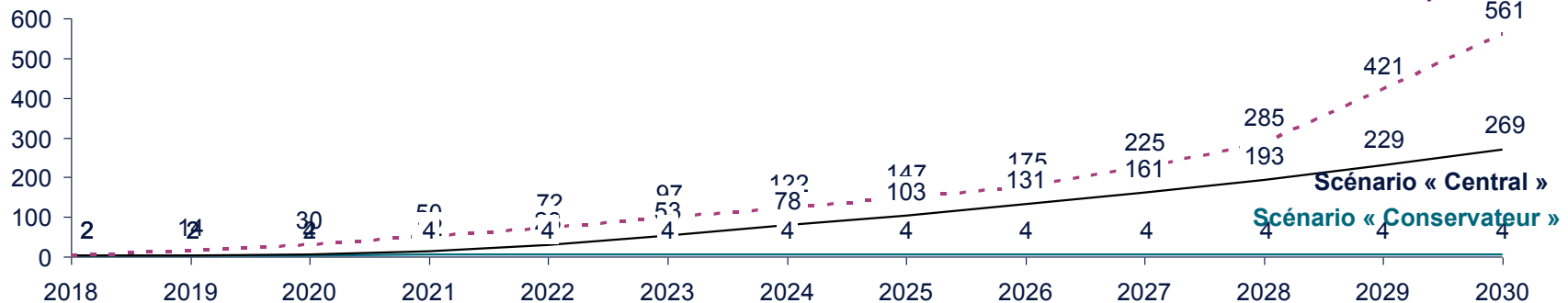


Etat du volontarisme politique



- Soutien financier aux études de faisabilité et au développement de fermes pilotes pour constructeurs basés au Canada via l'ACOA's Atlantic Policy Research Initiative (APRI).
- Projet pour la baie de Fundy retenu après système d'AO
- Ambition affichée du développement d'une ferme de 300MW dans la baie de Fundy d'ici 2030-40
- Mise en place d'un FIT pour la baie de Fundy entre 394-472/MWh, ce qui rassure les investisseurs

Scénarios de développement de la base installée hydrolienne marine – 2018-30

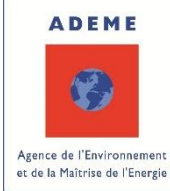


- A Scénario « Pessimiste »**
- Déploiement en 2021 de la 2^{de} turbine Openhydro (1 turbine aujourd'hui) dans le cadre du projet pilote de la baie de Fundy (Cape Sharp)
 - Pas de mise en place de FIT spécifique
 - Base installée 2030 : 4 MW

- B Scénario « Central »**
- Développement du projet Cape Sharp (Baie de Fundy) : 300 MW via appels d'offre (3x100, 1^{er} AO en 2021)
 - Rythme: +25 MW / an à partir de 2023
 - Base installée 2030 : 269 MW

- C Scénario « Disruptif »**
- Développement accéléré du projet Cape Sharp (Baie de Fundy) : 300 MW via appels d'offre (3x100, 1^{er} AO en 2021) à un rythme de +25MW/an
 - Lancement d'un nouvel appel d'offre (500 MW) en 2025, déploiement du projet à partir de 2029 à un rythme de +100MW/an (2 acteurs)
 - Base installée 2030 : 561 MW

Potentiels et perspectives de développement du marché – Japon

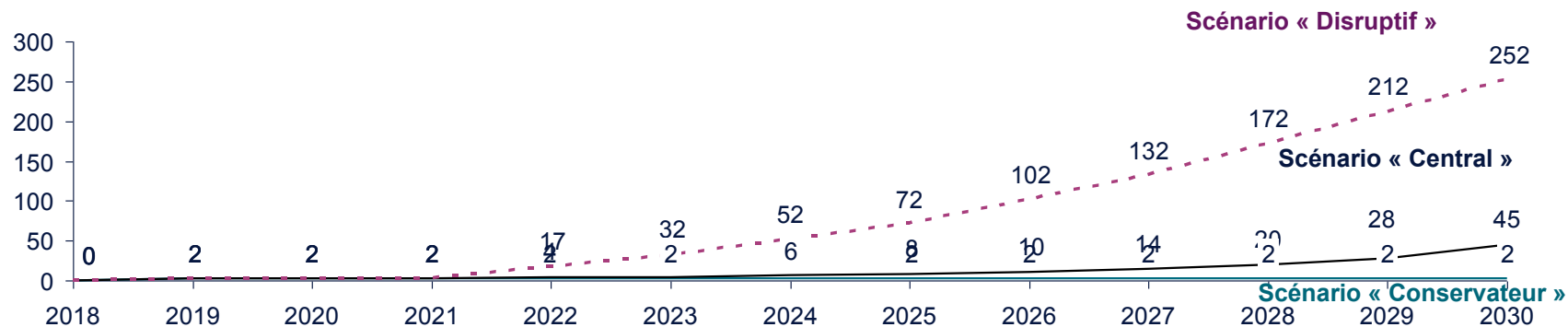


Seul le développement accéléré d'une filière et la création d'un cadre politique incitatif permettra le développement de la base installée au Japon

Etat du volontarisme politique

- Pas de déclarations officielles sur une volonté de développer la technologie hydrolienne marine via un cadre législatif incitatif et un effort de caractérisation des gisements
- Volonté du gouvernement de développer la part des ENR dans le mix énergétique (22-24% d'ici 2030) passera d'abord par le développement d'alternatives plus compétitives comme l'éolien offshore et le PV
- Pas de changement de position attendu sur les prochaines années. Le Japon restera en position d'observateur et notamment avec le lancement du démonstrateur sur les îles Goto (2 MW)

Scénarios de développement de la base installée hydrolienne marine – 2018-30



- A Scénario « Pessimiste »**
- Mise en place du démonstrateur de Goto (2 MW) en 2018
 - Pas de développement supplémentaire, la priorité étant donnée à l'éolien offshore
 - Base installée 2030 : 2 MW

- B Scénario « Central »**
- Installation de fermes hydroliennes de petites tailles dans les îles éloignées d'Okinawa dans le cadre du remplacement des générateurs diesels
 - Base installée 2030 : 45 MW

- C Scénario « Disruptif »**
- Ouverture de capacités industrielles permettant des productions de série
 - Caractérisation et exploitation de gisements en haute mer grâce à de nombreuses incitations économiques
 - Base installée 2030 : 252 MW

Potentiels et perspectives de développement du marché

– Indonésie

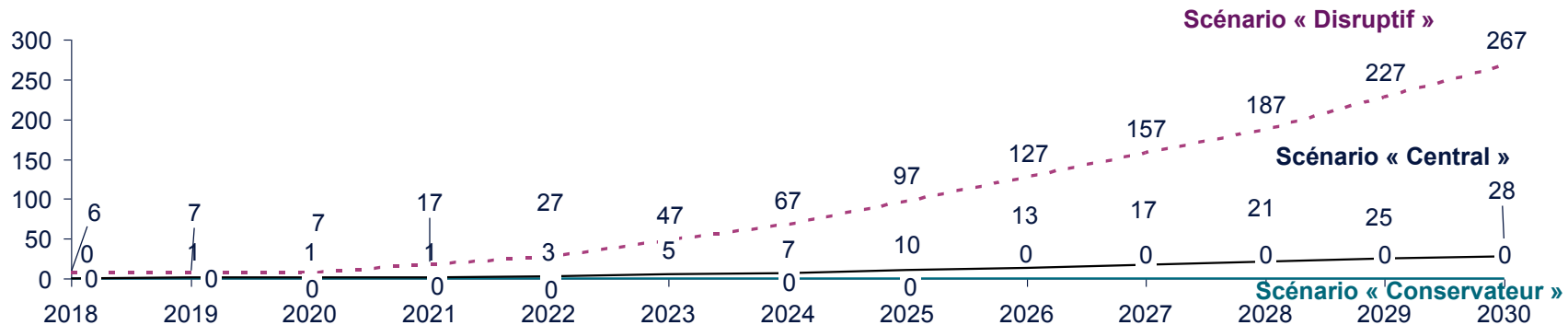


Malgré l'annonce récente de 3 projets de grande envergure (~450 MW de capacité totale), l'absence de contexte politique favorable aux ENR ne permet pas de scénariser une base installée supérieure à 28 MW en 2030 via l'électrification de certaines ZNI

Etat du volontarisme politique

- Contexte non favorable au développement de l'hydrolien marin : (i) absence de cadre incitatif au développement des ENR malgré quelques communications sur ambition 2025 (part des ENR doit monter à 23% du mix énergétique d'ici 2025 vs. 12% aujourd'hui), (ii) lobbying puissant de l'énergéticien public PLN pour favoriser les énergies fossiles et absence d'investisseur privé pour prendre le relais, (iii) absence de consensus sur le potentiel de gisements entre les différents acteurs
- Besoin grandissant de la population pour l'électrification dans les zones reculées a été érigée comme priorité pour le gouvernement indonésien et pourrait s'avérer être favorable pour les turbiniers capables de déployer des turbines en eaux peu profondes
- Néanmoins changements culturels et institutionnels sont nécessaires pour un réel décollage de l'hydrolien marin

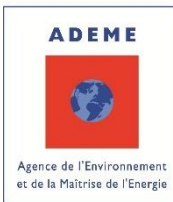
Scénarios de développement de la base installée hydrolienne marine – 2018-30



- A Scénario « Pessimiste »**
- Absence totale de développement de l'hydrolien marin
 - Projets annoncés (Sabella, Atlantis) abandonnés
 - Base installée 2030 : 0 MW

- B Scénario « Central »**
- Programme d'électrification des zones isolées permet l'installation de certaines fermes hydroliennes dans les zones identifiées par AfD (Keland, Détroit d'Alas, Larantuka)
 - Base installée 2030 : 28 MW

- C Scénario « Disruptif »**
- Changement radical de paradigme avec fortes incitations gouvernementales pour le développement de l'hydrolien marin
 - Réalisation de grands projets à Bali (300 MW) et dans le Nusa Tenggara Occidental (150 MW)
 - Base installée 2030 : 267 MW



➤ Déroulé de l'étude – Processus & Entretiens

➤ Partie 1 – Segmentation de la filière

➤ Partie 2 – Gisements et LCOE

Partie 3 – Positionnement des acteurs et compétitivité de la filière française

➤ Partie 4 – Conclusions

La filière française présente un très bon taux de couverture des différents lots techniques et métiers d'un projet hydrolien, avec une forte probabilité de « réintégration » des compensations qui pourraient être décidées dans des appels d'offres commerciaux...







	Energéticiens / Utilities actives dans l'hydrolien	Turbiniers	Connectique	Spécialistes des travaux maritimes	TSO / gestionnaires de systèmes électriques	Régulateur / Organisateur	Autres acteurs (syndicats, investisseurs)
France	 akvoenergy Entrepreneurs par nature	 Ex Alstom	 Grid solutions		 Systèmes Energétiques Insulaires	 LIBERTÉ • ÉGALITÉ • FRATERNITÉ RÉPUBLIQUE FRANÇAISE MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE	
International	 An Emera Company		 MacArtney UNDERWATER TECHNOLOGY		 Tokyo Electric Power Company	 Canada Ministère de l'Énergie Gouvernement du Québec 資源エネルギー庁 Agency for Natural Resources and Energy	

(*) interviewé par équipe CVA
Sources : Experts, expérience CVA, interviews

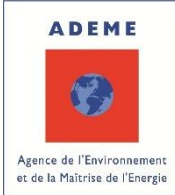
... et un bon niveau de différenciation technique et compétitif au regard des autres pays cibles du marché



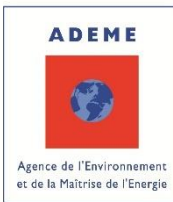
Etat de maturité de la filière hydrolienne Française par rapport aux autres pays témoins

				
Positionnement filière nationale vs. France	=	=/-	-	--
Points clés d'évaluation	<ul style="list-style-type: none"> Existence d'une base de REX grâce à certains projets (Meygen, Shetland, EMEC) Implication d'acteurs nationaux / locaux de la chaîne de valeur sur les différents projets Etude Ore Catapult 2018 : 70% du budget d'un projet hydrolien UK sera attribué à des entreprises britanniques « il existe tout un ensemble d'acteurs nationaux capables de développer un projet hydrolien presque à 100% » - Turbinier 	<ul style="list-style-type: none"> Chaîne de valeur non entièrement couverte, notamment en ce qui concerne les turbiniers Savoir-faire reconnu des acteurs sur la gestion de projets hydro par les utilities locales « il existe certains trous dans la chaîne de valeur, le plus flagrant étant l'absence de turbiniers » 	<ul style="list-style-type: none"> Absence de cadre incitatif et de réels projets de développement hydromarins n'a pas permis le développement de compétences tout le long de la chaîne de valeur Néanmoins, développement de grands projets éoliens et solaires démontre un savoir-faire réel en gestion de projets et dans la fabrication à grande échelle d'infrastructures 	<ul style="list-style-type: none"> A part PLN (producteur et distributeur public d'électricité), absence quasi-totale d'acteurs locaux sur l'ensemble de la chaîne de valeur « il y a une place à prendre pour les acteurs étrangers en Asie du Sud-Est, la chaîne de valeur n'étant couverte que très partiellement surtout en Indonésie » Turbinier

Etat de la filière Française - Evaluation du niveau de maturité



	Energéticiens / Utilities : architecture du projet & développement avec turbiniers	Turbiniers : fabrication & exploitation	Connectique	Travaux offshore (pose & opérations de maintenance)	TSO / DSO
Niveau de maturité	FAIBLE	FAIBLE	FAIBLE	MOYEN	FAIBLE
Etat actuel	<ul style="list-style-type: none"> Peu d'expérience acquise et de REX disponibles en tant que développeur face à la faiblesse de la base installée Peu de REX disponibles en tant que mainteneur Pas ou peu de compétences développées en évaluation et caractérisation des gisements Politique de partage du risque qui reporte le poids de ce dernier sur le turbinier et limite le développement effectif de la filière 	<ul style="list-style-type: none"> Pas de démonstration technique et commerciale à date : taux de disponibilité faibles ou nuls Maturité technique turbine: verrous identifiés (corrosion, défaillance électronique de puissance) semblent résolubles Maturité technique connectique et raccordement : verrous sérieux et non levés actuellement 	<ul style="list-style-type: none"> Peu d'expérience acquise et de REX disponibles face à la faiblesse de la base installée. Acteurs attendus par turbiniers notamment sur le développement de la connectique wetmate L'absence de standardisation entre les différents turbiniers sur la connectique est un verrou Manque de visibilité sur la volonté de développer ou non la filière freine l'investissement en R&D 	<ul style="list-style-type: none"> Sont capables de procéder à des installations et opérations de relevage / posage en pleine mer grâce à expérience acquise dans éolien offshore et/ou oil & gas Process installation & maintenance coûteux car matériel et timing non adaptés, notamment à cause de la vitesse des courants en faible profondeur et de la sensibilité à la houle Enthousiasme modéré concernant les perspectives du développement du marché en Europe Priorité donnée au développement de l'éolien offshore 	<ul style="list-style-type: none"> Expériences sur pilotes unitaires ont montré les difficultés de raccordement au réseau : les hydroliennes ont parfois turbiné sans sortie d'électricité (lien avec problème de connectique)



➤ Déroulé de l'étude – Processus & Entretiens

➤ Partie 1 – Segmentation de la filière

➤ Partie 2 – Gisements et LCOE

➤ Partie 3 – Positionnement des acteurs et compétitivité de la filière française

Partie 4 – Conclusions

L'analyse des fondamentaux du marché de l'hydrolien amène – en l'état des données disponibles à date – aux constats suivants :

- Un gisement très localisé et relativement limité,
- Une filière dont la maturité technologique reste encore à parfaire, du fait de REX insuffisants pour crédibiliser une maîtrise forte de celle-ci, et du maintien de verrous à lever sur certains designs,
- Des coûts en LCOE qui devraient rester au-dessus des 120€/MWh, même avec un développement industriel, du fait notamment de la difficulté à accéder aux leviers classiques d'augmentation de la taille des machines, et de l'absence de preuve de solutions pour atteindre des niveaux de maintenance curative inférieurs à ceux de l'éolien en mer,
- Une place qui apparaît dans les mix énergétiques des Etats uniquement pour de forts taux d'intégration d'ENR,

Mais...

- Un enjeu important dans les zones présentant des systèmes électriques contraints tels les ZNI (ou Nouvelle-Ecosse avec faible acceptabilité sur de nouveaux gisements hydrauliques)
- Un positionnement compétitif de la filière française qui reste bon relativement aux autres pays, de par notamment la complétude de sa chaîne de sous-traitants et l'avancement des acteurs clés tels les turbiniers, les acteurs de la connectique, etc.