

SYNTHESE DES REPONSES A LA CONSULTATION PUBLIQUE DE LA FILIERE CONCERNANT LE POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT D'UN PARC EOLIEN EN MER A LA REUNION

Les éléments présentés ci-dessous sont une synthèse anonymisée des retours à la consultation publique sur le potentiel de développement de l'éolien en mer à La Réunion. Ils ne représentent pas un positionnement officiel et ne préjugent pas un engagement de l'Etat. En cohérence avec les décisions du CIMer 2025, l'Etat n'appréciera la pertinence d'un projet d'éolien en mer qu'à l'issue des études de faisabilité. Dans cette perspective, les enseignements issus de la consultation ont pour seule vocation d'alimenter ces études, sans pour autant préconiser d'orientations de planification. Seuls les éléments présentés dans les éventuels documents d'une procédure formelle de mise en concurrence, visant à répondre aux objectifs des PPE concernées, seront, le cas échéant, à considérer.

Contexte

Le Comité interministériel de la mer (CIMer) a inscrit, dès mars 2022, le développement des énergies marines renouvelables en Outre-mer comme une priorité pour faciliter la transition énergétique. Il a notamment recommandé la mise en place de cellules de concertation dans chaque DROM afin de piloter et coordonner les projets d'énergies marines. La première cellule dédiée aux énergies marines renouvelables a été créée le 21 mars 2024 à La Réunion.

L'un des axes majeurs de cette initiative repose sur l'éolien en mer, dont le potentiel a été étudié par la SPL Energies Réunion et confirmé par le CEREMA. Le CEREMA a validé l'approche de l'étude pour identifier des macro-zones propices au développement de cette technologie, tout en mettant en lumière des incertitudes techniques qui nécessitent d'être levées.

Afin de permettre à l'Etat d'envisager la poursuite de ce projet et d'en préciser les modalités, le cas échéant, le CIMer 2025 identifie à La Réunion une première étape potentielle pour le déploiement des EMR en Outre-mer en décidant du lancement d'une étude de faisabilité technique, d'une étude sur l'intégration de l'éolien en mer dans le système électrique Réunionnais, ainsi qu'une consultation de la filière, afin de mieux appréhender les conditions de viabilité d'un projet éolien en mer à La Réunion.

C'est dans ce cadre que s'est tenue cette consultation publique menée du 2 juillet au 1er septembre 2025. Elle a permis de recueillir 17 réponses, dont 5 provenant de développeurs de projets commerciaux.

La présente note restitue, de manière anonymisée et fondée sur les contributions des développeurs, la synthèse thématique de cette consultation.

1. Puissance minimale, productible, conditions d'attractivité

Les développeurs répondants convergent vers un seuil minimal de puissance d'environ 200 MW, pour atteindre des économies d'échelle et assurer la viabilité économique d'un tel projet. Une partie des réponses estime toutefois qu'une augmentation vers 300–600 MW serait préférable pour sécuriser davantage l'économie de projet (amortissement de la logistique, opération et maintenance (O&M), port).

Les répondants ont fourni des hypothèses relativement similaires de CAPEX d'environ 6,3 M€/MW en moyenne, sous réserve des variations liées aux hypothèses de facteur de charge, d'indexation, de périmètre inclus/exclus et de durée de contrat.

Les indications de coût restent préliminaires et conditionnées aux études de site (vent, sols, météo-océanique, calendrier). Pour un niveau de puissance de 200 MW, le tarif de référence varie entre 230 et 375 €/MWh, avec une moyenne d'environ 275 €/MWh (hors coûts de réseau). A noter que la valeur de tarif fournie par un des répondant a été écartée car jugée non réaliste à partir des valeurs de CAPEX et OPEX considérées par le répondant.

Pour un parc de l'ordre de 200 MW, la fourchette de productible annuel se situerait entre 700 à 880 GWh, correspondant à un facteur de charge de 40–50%, avec une variabilité interannuelle estimée de environ 5–7%. Ces chiffres devront être consolidés par des mesures in situ (LiDAR vent, météo-océanique).

Compte tenu des grandes profondeurs, les liaisons inter-éoliennes (IAC, « inter-array cables ») dynamiques en AC seraient privilégiés (66 kV à ce stade, avec la possibilité d'un palier supérieur en fonction des turbines disponibles au moment de la réalisation). L'architecture favorisée consiste en un export dynamique vers une sous-station à terre, la sous-station flottante n'étant envisagée qu'en cas d'éloignement important et/ou de puissance plus élevée. L'enfouissement des IAC est généralement exclu. Les études d'intégration au réseau électrique insulaire sont jugées structurantes.

2. Etude de dérisquage

Les répondants privilégient un niveau élevé de dérisquage technique et environnemental, facilitant selon eux à la présentation d'offres robustes, finançables et pérennes.

Certains répondants soutiennent l'option d'un dérisquage complet par l'État et ses prestataires sous réserve d'un cadrage précis des livrables et calendriers. Il en ressort que la qualité, la complétude et la mise à disposition précoce des données de site conditionnent à la fois la concurrence entre candidats et un niveau de prix compétitif des offres soumises.

Le principe d'une contribution financière du lauréat aux études amont est jugé acceptable s'il est transparent, proportionné et encadré, avec périmètre, coût et qualité connus dès l'appel d'offres. Un remboursement différé (par exemple après la décision finale d'investissement) limiterait l'impact tarifaire.

L'approche dite « allégée », impliquant un niveau minimal de connaissance du site, est également jugée acceptable par certains répondants. Dans ce cas, les priorités portent sur une géophysique complète (bathymétrie et sismique), une géotechnique légère permettant d'initier l'analyse de faisabilité des ancrages, des études météo-océaniques (incluant le risque cyclonique), des mesures LiDAR de vent, la préfaisabilité raccordement/atterrages, la compatibilité des usages et le risque UXO. L'étude de l'intégration au réseau électrique (capacité d'accueil, profils de production vs besoins ZNI, protections) est signalée comme élément indispensable.

3. Cadre financier

Les spécificités réunionnaises – insularité, profondeurs et pentes des fonds marins, exposition cyclonique et sismique, logistique longue et petite taille du réseau – renchérissent le projet.

Des surcoûts d'investissement (CAPEX) potentiellement significatifs sont évoqués : 6,3 M€/MW en moyenne (écart type de 0,6 M€/MW) pour un projet de 200 MW à La Réunion selon les répondants contre 3,2 à 4,2 M€₂₀₂₄/MW dans les offres reçues pour l'AO6 (250 MW) à l'hexagone et entre 2,8 M€₂₀₂₃/MW et 4,1 M€₂₀₂₃/MW dans les offres reçues pour la procédure AO5 (250 MW)¹. A cela s'ajoute la nécessité d'investissements portuaires et d'adaptations du réseau électrique.

Sur l'O&M, des fenêtres météo réduites et des approvisionnements éloignés pèsent à la hausse, avec un coût d'exploitation (Operating Expenses, OPEX) moyen de 208 k€/MW/an (écart type de 69 k€/MW/an), contre 58 k€₂₀₂₄/MW/an et 82 k€₂₀₂₄/MW/an dans les offres reçues pour l'AO6, et entre 45 k€₂₀₂₃/MW/an et 83 k€₂₀₂₃/MW/an dans les offres reçues pour la procédure AO5¹. Une base locale de maintenance préventive, des stocks adaptés et des procédures dédiées aux événements extrêmes sont recommandés.

Le schéma de soutien recherché par les répondants est un contrat de long terme indexé (20–25 ans, type CfD ou obligation d'achat), favorable au financement, assorti de garanties (retards exogènes, bridages) et d'un environnement fiscal stable.

Le montage financier en contexte ZNI est perçu comme plus risqué (coût de la dette/assurance, aléas climatiques), appelant des adaptations du point de vue de la majorité des répondants : intervention possible d'acteurs publics et couvertures spécifiques (cyclones). Les répondants souhaiteraient que les coûts d'infrastructures portuaires ne pèsent pas intégralement sur le projet. Les développeurs attendent un portage public/portuaire, assorti, le cas échéant, d'une contribution du lauréat strictement encadrée. Faisabilité technique et défis locaux

4. Faisabilité technique et défis locaux

Les principaux défis techniques identifiés sont une bathymétrie importante (≈500–1000 m), des fortes pentes, un risque cyclonique et sismique, une incertitude quant à la capacité de raccordement du réseau local (stabilité et flexibilité du réseau insulaire), ainsi que des contraintes portuaires et de la chaîne d'approvisionnement. Dans ce contexte, la tenue des ancrages, la conception des câbles et la stratégie d'accès nautique représentent des

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 novembre 2024 relative à l'instruction des offres remises dans le cadre du dialogue concurrentiel n°1/2022 portant sur deux installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer Méditerranée

éléments déterminants du dimensionnement, du coût et du calendrier.

À ce stade, les infrastructures portuaires locales sont jugées insuffisantes par les répondants pour la construction d'un parc flottant : besoins en termes de quais renforcés, tirant d'eau suffisant, levage de très grande capacité, zones d'assemblage/stockage et bassin abrité. Le foncier portuaire contraint représente un risque supplémentaire. Une compatibilité est envisageable si les besoins sont rapidement cadrés et investis. A noter que la maintenance (O&M), en phase d'exploitation, requiert des capacités portuaires bien moindres que la phase de construction.

À l'horizon de mise en service, la gamme de turbine supérieure à 15 MW est jugée la plus probable. Revenir à des turbines de 7–12 MW peut simplifier certains gestes portuaires mais multiplie les unités et dégrade le coût du parc. Par ailleurs, la disponibilité commerciale de ces tailles de turbines à l'horizon visé est incertaine. L'intégration locale par sous-blocs (quai/plateforme) est privilégiée, l'import d'ensembles « flotteur + turbine » étant jugé peu réaliste.

Les références jugées pertinentes pour démontrer la faisabilité d'un projet d'éolien en mer à la Réunion incluent des projets typhoon-proof en Asie de l'Est et des projets flottants déployés en mers très exposées, confirmant la faisabilité technique sous réserve d'un dimensionnement et de procédures spécifiques aux cyclones.

Les enjeux environnementaux majeurs portent sur les cétacés, les tortues marines et l'avifaune (y compris endémiques). L'impact en mer proviendra surtout des ancrages profonds. Les répondants soulignent le déficit de données offshore et l'intérêt de programmes d'observation dédiés pour combler ces lacunes.

Parmi les innovations jugées pertinentes par les répondants sont citées les solutions de câbles dynamiques haute tension qualifiés pour de grandes profondeurs, la détection avifaune LiDAR en combinaison avec l'IA ainsi que le pilotage intelligent (smart curtailment), le couplage SCADA assisté de l'IA, les systèmes de secours d'orientation (yaw backup) pour la résilience cyclonique, ainsi que des méthodes de manutention lourde limitant le recours à une ring-crane lorsque les moyens locaux sont restreints.

Les procédures cycloniques proposées sont convergentes : arrêt préventif, sécurisation et mise en mode survie (nacelle face au vent) avant l'épisode ; arrêt total et surveillance SCADA pendant ; inspection (flotteurs, ancrages, câbles, électricité) et remise en service progressive après. Les engagements portent sur des processus formalisés de remise en service plutôt que sur des délais qui dépendent quant à eux de la sévérité de l'évènement.

Sur le plan réglementaire, le projet relève du domaine public maritime dans un cadre connu, avec toutefois des servitudes potentielles (radars, aéronautique, météo) à traiter en amont et un cadre environnemental potentiellement plus exigeant en ZNI.

5. Logistique du projet

Les besoins portuaires et maritimes incluent un linéaire de quai significatif, un tirant d'eau important, des grues de très forte capacité, des zones d'assemblage/stockage dimensionnées, un bassin abrité et un chenal large et profond, ainsi qu'un plafond aérien compatible avec l'assemblage des pales. Pour l'exploitation et maintenance, une base proche du site avec accès CTV/SOV et des stocks dédiés est nécessaire. Les infrastructures actuelles étant insuffisantes, un programme d'investissement ciblé avec le GPMR est souvent jugé nécessaire par les répondants.

6. Temporalité et planification

Les trajectoires calendrier évoquées convergent vers 2–3 ans de dérisquage, 6–18 mois d'appel d'offres, 3–4 ans de développement et autorisations, puis 3–4 ans de construction, soit une mise en service ~2034–2037 selon l'ambition et la préparation des infrastructures. Une attribution plus amont au lauréat proposée par certains répondants pourrait compresser la durée globale (jusqu'à ~6,5 ans dans l'hypothèse la plus volontariste). Les principaux facteurs de retard identifiés concernent la qualité des études environnementales, la disponibilité des capacités portuaires et le raccordement ainsi que les adaptations du réseau terrestre.

7. Éléments complémentaires

Les recommandations récurrentes aux pouvoirs publics portent sur la définition d'une stratégie portuaire (besoins, investissements, calendrier), la mise en place d'un mécanisme de soutien ajusté au contexte ZNI/cyclone, et l'instauration d'une gouvernance resserrée associant État, collectivités, autorité portuaire,

industriels et opérateur réseau. Les répondants demandent aussi de travailler aux études de dérisquage des zones dans les meilleurs délais une fois la décision prise de réaliser un projet. L'implication précoce des acteurs locaux (formation, montée en compétences) et le traitement des servitudes en amont de l'appel d'offres sont également demandés. La préparation synchronisée des ports et du réseau est jugée déterminante, avec, le cas échéant, une ouverture des achats au-delà de l'Europe si nécessaire.

8. Cas de figure de la Martinique

Dans la perspective martiniquaise, les enjeux sont analogues mais avec des vents plus faibles, une exposition cyclonique plus marquée, une bathymétrie localement moins profonde et un réseau moins apte à absorber une puissance significative sans renforcement.

Les adaptations par rapport aux réponses pour la Réunion portent sur une puissance cible inférieure tenant compte des enjeux locaux et des contraintes réseau, et des opportunités logistiques plus favorables du fait de la proximité de pôles Oil & Gas et nord-américains. Les répondants n'ont pas indiqué d'éléments quantitatifs.

Conclusion

Un projet flottant d'au moins 200 MW ressort comme la seule puissance considérée par les répondants étant économiquement viable, avec des liaisons inter-éoliennes dynamiques et export vers une sous-station à terre, un productible d'environ 700–880 GWh/an et un soutien contractuel entre 230 et 375 €/MWh sur le long terme (20–25 ans), sous réserve d'un dérisquage relativement élevé (site, environnement, réseau) et d'investissements portuaires.

Les répondants considèrent que la réussite d'un éventuel projet dépend d'une stratégie de renforcement portuaire et réseau engagée et anticipée, d'un cadrage clair des études en amont d'un potentiel lancement d'AO (niveau de qualité, couverture géographique, hypothèses techniques), et d'un calendrier séquencé permettant – selon les répondants - une mise en service 2034–2037 selon l'ambition et la préparation des infrastructures. Ce calendrier semble toutefois très ambitieux au regard des nombreux défis identifiés par les mêmes répondants.