RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

Cerema
CLIMAT & TERRITOIRES DE DEMAIN



Eolien en mer à la Réunion

Faisabilité et défis techniques

RAPPORT D'ÉTUDE

Octobre 2026

Photo de couverture : © Christophe Cazeau / Terra

Produit conçu avec le système de management de la qualité certifié AFAQ ISO 9001

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

Cerema
CLIMAT & TERRITOIRES DE DEMAIN

Le Cerema est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et de la cohésion des territoires, présent partout en métropole et dans les Outre-mer grâce à ses 26 implantations et ses 2 400 agents. Détenteur d'une expertise nationale mutualisée, le Cerema accompagne l'État et les collectivités territoriales pour la transition écologique, l'adaptation au changement climatique et la cohésion des territoires par l'élaboration coopérative, le déploiement et l'évaluation de politiques publiques d'aménagement et de transport.

Doté d'un fort potentiel d'innovation et de recherche incarné notamment par son institut Carnot Clim'adapt, le Cerema agit dans 6 domaines d'activités : Expertise & ingénierie territoriale, Bâtiment, Mobilités, Infrastructures de transport, Environnement & Risques, Mer & Littoral.

Site web : www.cerema.fr

Produit conçu avec le système de management de la qualité certifié AFAQ ISO 9001

Eolien en mer à la Réunion

Faisabilité et défis techniques

Commanditaire : DGEC

Auteur : Nicolas Ferellec

Responsable du rapport

Nicolas FERELLEC – Département Risques, Eaux et Littoral – Groupe Mer et Littoral
Courrier : **nicolas.ferellec@cerema.fr**
Direction Technique Risques, eau et mer - 155 rue Pierre Bouguer / 29280 Plouzané

Historique des versions du document

Version	Date	Commentaire
V1	Mai 2026	Projet de rapport
V2	Juin 2026	Prise en compte des commentaires DGEC et DEAL
V3	Juillet 2026	Prise en compte des commentaires de la Région
V4	Août 2026	Version finale
V5	Octobre 2026	Ajout de la zone 1bis pour prendre en compte le nouveau plan de servitudes aéronautiques (PSA) adopté en juin 2026.

Références

N° d'affaire : 26-RE-0124

Nom	Service	Rôle	Date	Visa
Nicolas Ferellec	DtecREM/DREL/ML	**Auteur principal**		
Laurélène Rincé	DtecREM/DREL/ML	Relecteur		
Matthieu Suire	DtecREM/DREL/ML	Valideur		

Résumé de l'étude

Il résulte de l'articulation de divers textes législatifs, le dernier en date étant la loi énergie-climat de 2019, que l'ensemble des départements et régions d'Outre-mer (DROM) devront avoir atteint leur autonomie énergétique à horizon 2030.

Le Comité Interministériel à la Mer (CIMer) 2023 avait souhaité que soient finalisées les études de potentiel EMR et de faisabilité de raccordement de certains territoires. Dans ce cadre, les résultats d'une étude diligentée par le CEREMA en 2024 ont permis d'identifier des zones propices à l'éolien en mer à La Réunion, région aux fortes ambitions affichées en matière de projets éoliens, pour lesquels plusieurs opérateurs ont d'ailleurs déjà manifesté leur intérêt.

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 des études préparatoires à une éventuelle consultation du public.

En particulier, le CIMer a décidé du lancement d'une étude technique de faisabilité, pour mieux caractériser les défis techniques spécifiques à la Réunion et la robustesse des technologies qui pourraient être considérées.

En conclusion, le déploiement d'éoliennes flottantes à La Réunion apparaît techniquement réalisable mais reste conditionné à des études géophysiques et géotechniques approfondies.

5 à 10 mots clés à retenir de l'étude

Énergie	**La Réunion**
Énergie marine renouvelable (EMR)	**Outre-mer**
Eolien en mer	**Zone non-interconnectée (ZNI)**
Risques naturels	
Conditions climatiques extrêmes	

Statut de communication de l'étude

Les études réalisées par le Cerema sur sa subvention pour charge de service public sont par défaut indexées et accessibles sur le portail documentaire du Cerema. Toutefois, certaines études à caractère spécifique peuvent être en accès restreint ou confidentiel. Il est demandé de préciser ci-dessous le statut de communication de l'étude.

Accès libre : document accessible au public sur internet

Accès restreint : document accessible uniquement aux agents du Cerema

Accès confidentiel : document non accessible

Cette étude est capitalisée sur la plateforme documentaire CeremaDoc, via le dépôt de document : https://doc.cerema.fr/depot-rapport.aspx

Sommaire

1 Contexte et objet de l'étude 6
2 Contexte énergétique 7
2.1 La production d'électricité 8
2.1.1 La demande d'électricité 9
2.1.2 Le réseau électrique 9
2.1.3 La production photovoltaïque 11
2.1.4 La production éolienne 11
2.1.5 Le cout de production 12
2.2 Programmation pluriannuelle de l'énergie 13
2.3 Bilan prévisionnel à l'horizon 2040 13
2.4 Schéma régional des énergies et de la mer (SREMER) 14
3 Consultation de la filière sur le développement de l'éolien en mer 16
3.1 La taille du projet 16
3.2 Productible annuel 16
3.3 Les coûts du projet 17
3.3.1 Coûts d'investissements (Capex) 17
3.3.2 Coûts de fonctionnement (Opex) 19
3.3.3 Coûts de production et soutien financier 19
3.4 Les études prioritaires 20
3.5 Les infrastructures portuaires 20
4 Les principaux défis techniques 22
4.1 Bathymétrie 22
4.1.1 Limite bathymétrique 26
4.1.2 Pentes sous-marines 28
4.1.3 Contraintes de pente dans les zones potentiellement favorables 32
4.2 Nature des sols 42
4.3 Risques naturels 43
4.3.1 Risque cyclonique 43
4.3.2 Risque sismique 51
4.3.3 Risque volcanique 53
5 Conclusion 54

1 CONTEXTE ET OBJET DE L'ETUDE

Les territoires d'outre-mer doivent répondre aux objectifs fixés par la loi de transition énergétique pour la croissance verte, notamment atteindre 100% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie et l'autonomie énergétique à l'horizon 2030.

Ces objectifs ambitieux reposent sur les atouts de ces territoires en matière d'énergies renouvelables. Aussi, le Comité Interministériel à la Mer (CIMer) 2023 avait souhaité que soient finalisées les études de potentiel EMR.

En 2024, le Cerema a commenté l'étude réalisée par la Région Réunion en 2023 et intitulée « Analyse multicritère pour l'identification de zones propices à l'éolien flottant à la Réunion ». Les résultats de cette analyse ont permis d'identifier sept zones propices à l'éolien en mer à La Réunion, région aux fortes ambitions affichées en matière de projets éoliens, pour lesquels plusieurs opérateurs ont d'ailleurs déjà manifesté leur intérêt.

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 des études préparatoires à une éventuelle consultation du public.

En particulier, le CIMer a décidé du lancement d'une **étude technique de faisabilité**, pour mieux caractériser les défis techniques spécifiques à la Réunion et la robustesse des technologies qui pourraient être considérées.

L'objet de cette étude est donc d'analyser les *conditions de faisabilité technique* d'un projet éolien en mer à la Réunion et d'identifier les défis à relever, en lien avec d'autres études :

- Pré-étude logistique commandée par le Grand Port Maritime de La Réunion
- Consultation visant à identifier et évaluer des solutions technologiques pour les éoliennes en mer flottantes à La Réunion, commandée par la Région Réunion.
- L'analyse du gestionnaire du réseau (EDF SEI) sur les possibilités d'intégration d'un projet éolien en mer au système électrique de l'île, ainsi que les modalités techniques et économiques de raccordement.

2 CONTEXTE ENERGETIQUE

La Réunion reste fortement dépendante aux énergies importées, en particulier les énergies fossiles qui représentaient 75% de l'énergie primaire en 2023. Le secteur du transport représente 82% (2024) de la consommation de ces énergies fossiles.

Leur part est toutefois tombée à 57% en 2024 suite à la disparition du Charbon, qui a été remplacé par des pellets de bois qui sont également importés. Ainsi, le taux de **dépendance énergétique du territoire** évolue peu depuis 2000, **à 88.7%** en 2024.

Le taux de croissance annuel moyen 2000-2024 pour la consommation d'énergie primaire est de 2%.

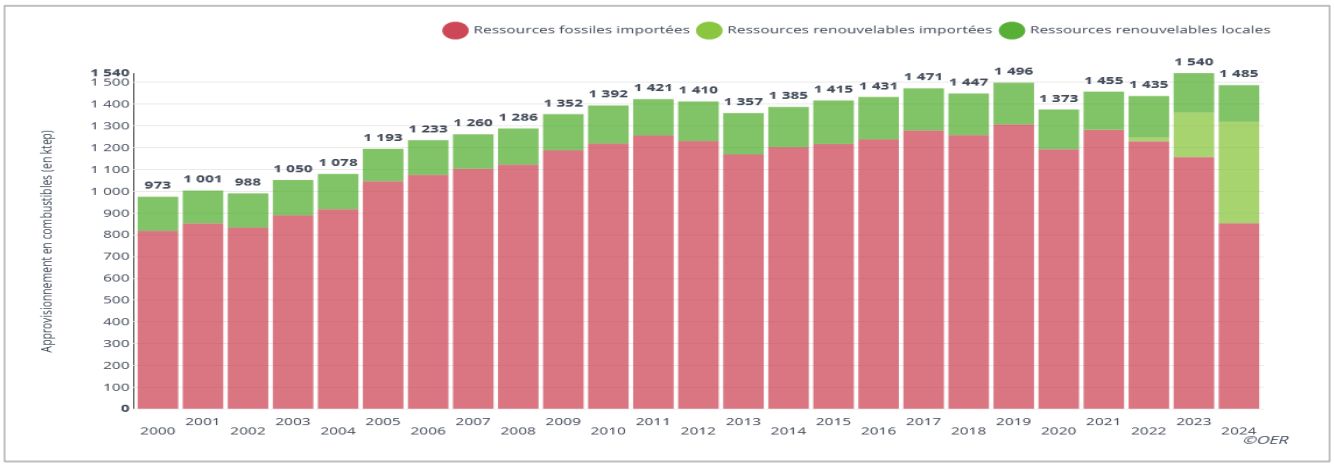


Image 1 Évolution de la consommation d'énergie primaire depuis 2000 - Source : Observatoire Energie Réunion (OER)

Les **ressources renouvelables locales** représentaient **11.3%** de l'énergie primaire en 2024. Elles comprennent la biomasse (bagasse et biogaz), le soleil (thermique et photovoltaïque), l'hydraulique et le vent. Les huiles usagées ne sont plus valorisées localement depuis la conversion de la centrale charbon en 2023.

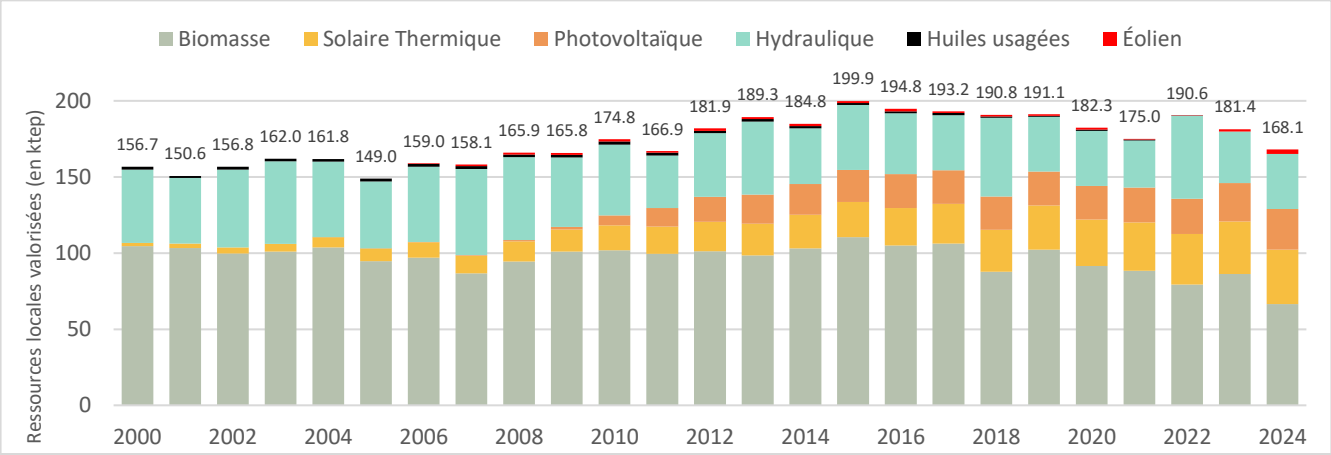


Image 2 Évolution des ressources locales valorisées depuis 2000 - Source : OER

2.1 La production d'électricité

En 2024, la production électrique représentait 22% de la consommation d'énergie finale. Au total, 3 067,3 GWh ont été livrés sur le réseau dont seulement **7.6% à partir d'énergies fossiles**, suite à la conversion à la biomasse liquide (biodiesel) et solide (pellets de bois) qui représentent 61% de la production électrique. Au 31 décembre 2024, la **puissance installée** sur le réseau électrique de La Réunion est de **1 035 MW**. La production électrique annuelle en 2024 a été de 3 067,3 GWh.

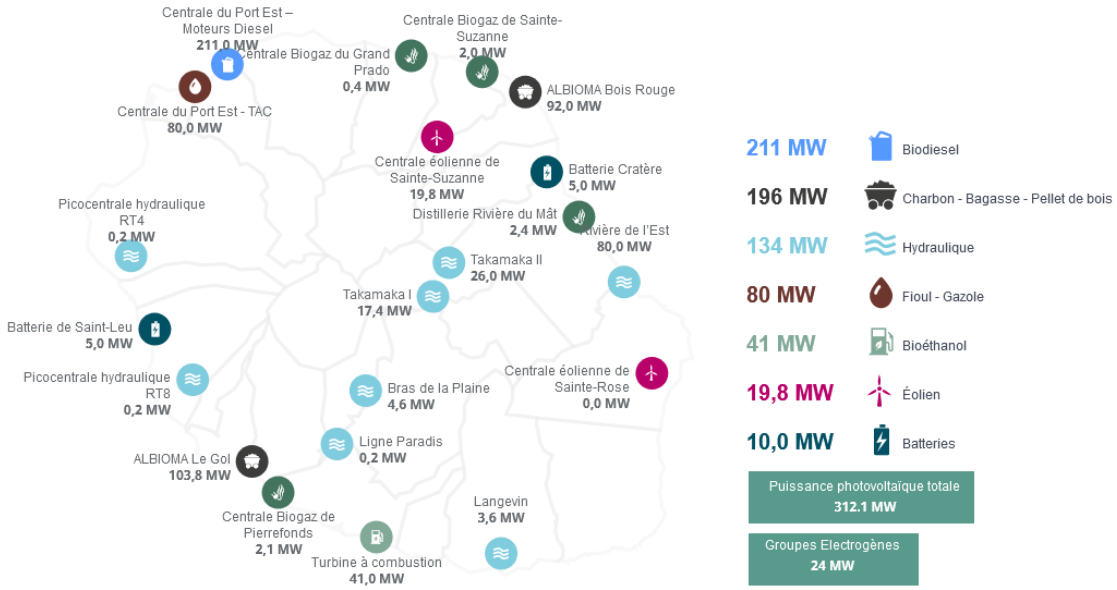


Image 3 Puissance installée sur le réseau au 31 décembre 2024 - Source : OER

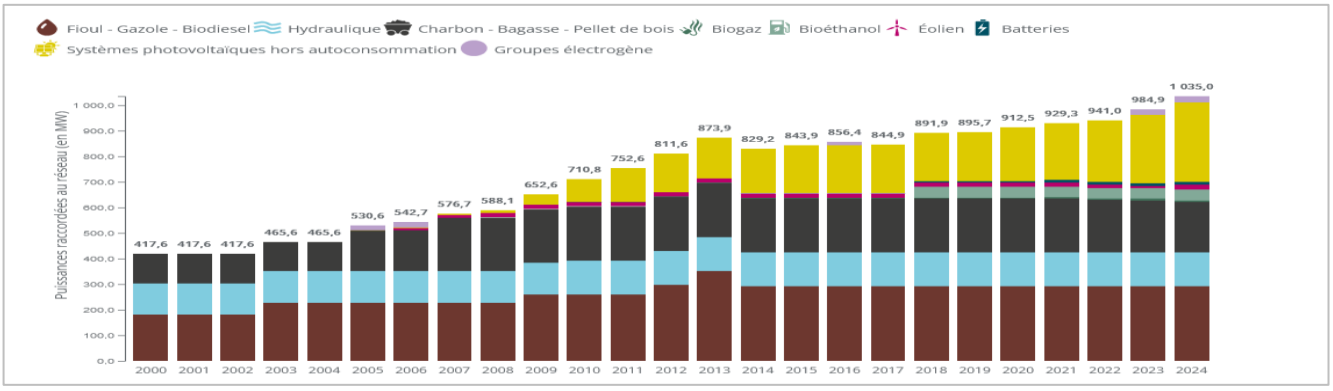


Image 4 Évolution du parc en service de 2000 à 2024 en MW - Source : OER

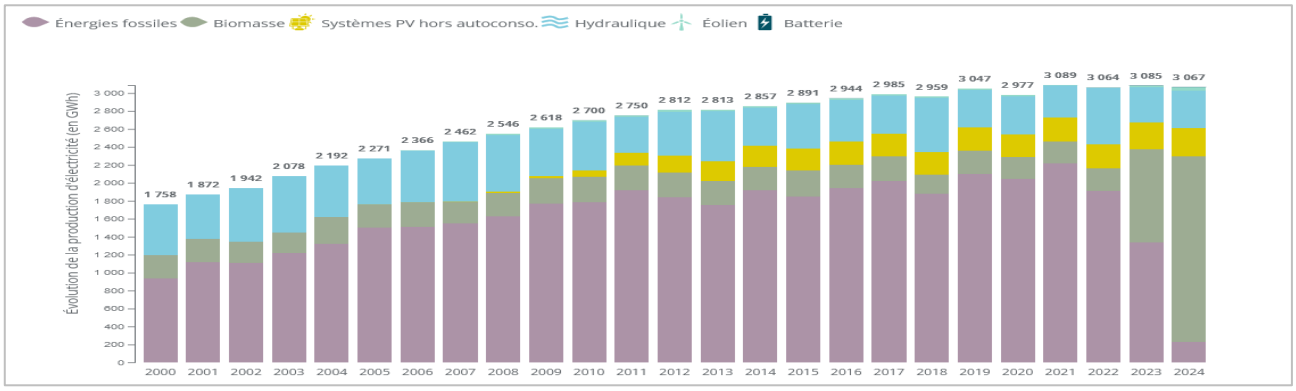


Image 5 Production d'électricité depuis 2000 en GWh – Source : OER

2.1.1 La demande d'électricité

Depuis 2013, les **puissances de pointe mensuelles maximales** varient entre 456 MW et **502 MW**. Les puissances maximales les plus fortes sont appelées entre décembre et avril (période estivale), avec un recours accru à la climatisation.

Tableau 1 Historique du niveau de demande – Source : EDF SEI Bilan prévisionnel 2024-2040

Puissance de pointe	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance (MW)	456	468	464	469	482	484	498	484	502	487	498
Croissance (par rapport à l'année précédente)	1,6%	2,6%	-0,9%	1,1%	2,8%	0,4%	2.9%	-2.9%	3.8%	-2.9%	2.3%

La consommation est saisonnalisée, avec une demande plus élevée durant l'été austral du fait d'une utilisation accrue de la climatisation : ainsi, toutes choses égales par ailleurs, la consommation est d'environ 8 MW plus importante lorsqu'il fait un degré Celsius de plus.

La courbe de charge est caractérisée par un plateau en journée sensible à la température (climatisation tertiaire essentiellement) et une pointe du soir principalement liée à la consommation des clients résidentiels (éclairage et appareils domestiques).

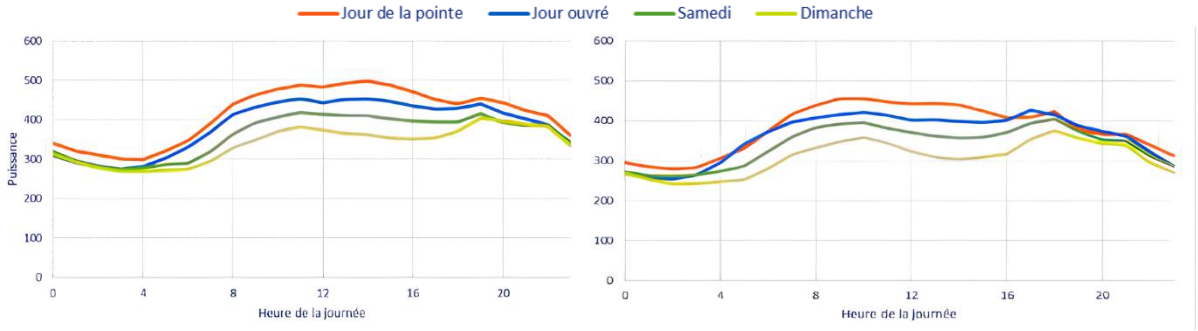


Image 5 : Structure journalière de la demande en 2023 (en MW) – été austral (à gauche) et hiver austral (à droite) – Source : EDF SEI Bilan prévisionnel 2024-2040

2.1.2 Le réseau électrique

Le réseau électrique est constitué du réseau de transport **haute tension « HTB » (63 kV)**, du réseau de distribution moyenne tension « HTA » (15 kV) et du réseau de distribution basse tension. Le réseau HTB/HTA comporte 25 postes sources (2023) répartis sur l'ensemble de l'île. La consommation est concentrée dans les communes les plus peuplées, en bleu sur l'image ci-dessous.

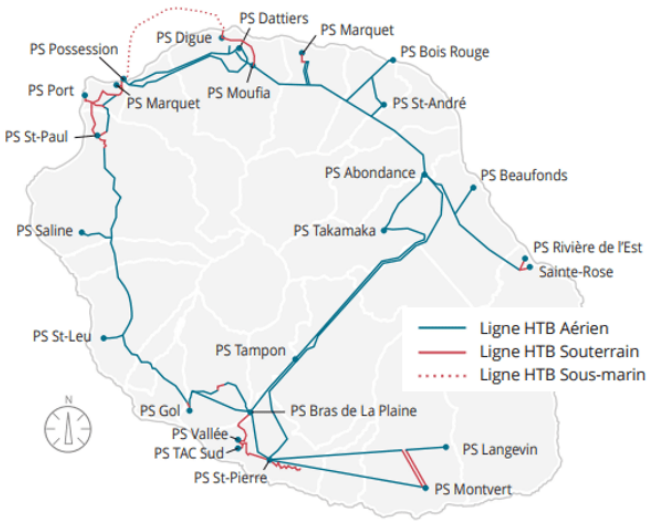


Image 6 Réseau électrique haute tension de La Réunion – Source : OER/EDF SEI

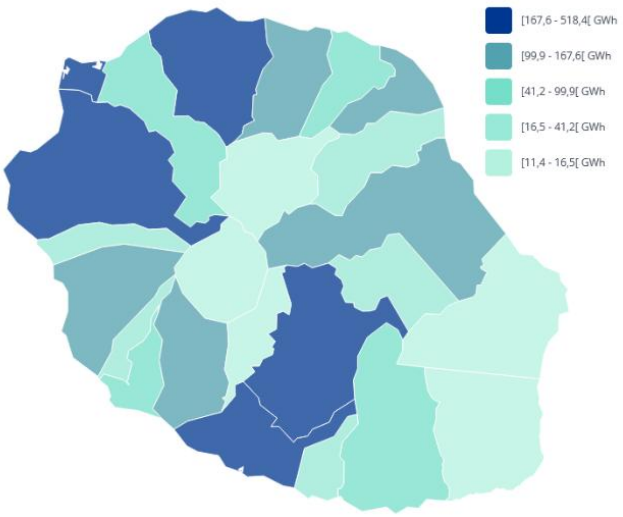


Image 7 Consommation électrique par Commune en 2024 – Source : OER

Le dernier Schéma de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S2RENR) de La Réunion a été approuvé en 2019. Il fournit des informations sur la **capacité d'accueil des postes** sans travaux de renforcement et avec prise en compte des réservations de capacités. Les deux cartes ci-dessous présentent ces capacités par zone et par poste.

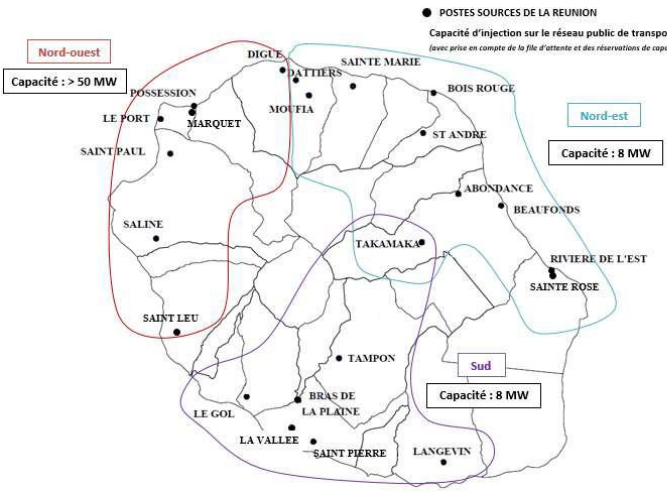


Image 8 Capacité d'injection par zone – Source : S2RENR 2019

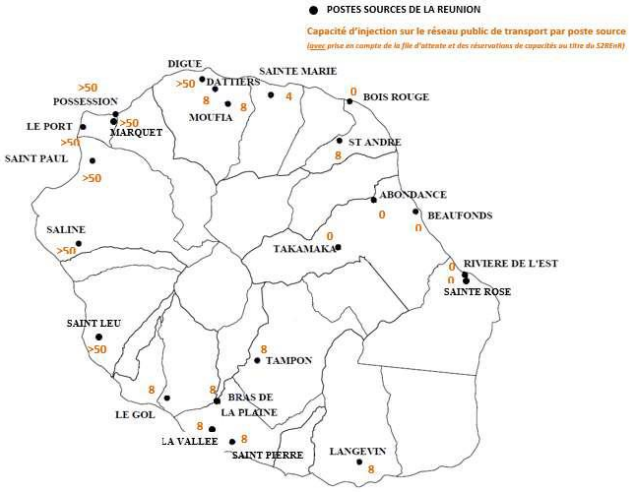


Image 9 Capacité d'injection par poste – Source : S2RENR 2019

Le S2RENR de 2019 offre 163 MW de capacité de raccordement, et prévoit la création de nouveaux ouvrages dans l'Est de l'île (poste électrique d'Abondance) pour accueillir 40 MW de nouveaux moyens de production EnR et évacuer l'énergie vers les centres de consommation au Sud et à l'Ouest. Ces travaux étaient estimés par le S2RENR à 3.4 M€ avec une mise en service sous 3,5 années.

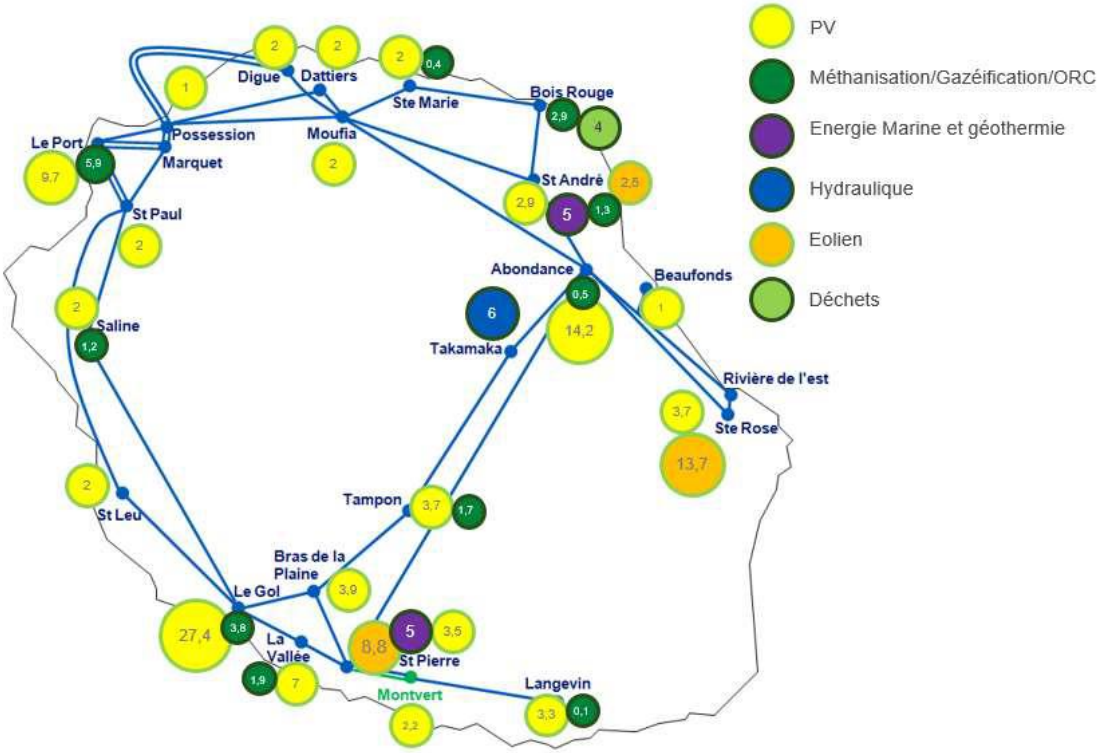


Image 10 Spatialisation des gisements de production retenue pour le S2RENR 2019 – Source : S2RENR 2019

En juillet 2024, EDF Systèmes Energétiques Insulaires (SEI), gestionnaire du réseau, a initié la révision du S2RENR. Dans l'attente de la révision, les offres de raccordement sont suspendues en raison de la saturation des capacités.

2.1.3 La production photovoltaïque

La capacité de production photovoltaïque (PV) est passée de 42.5 MW en 2009 à **312.1 MW raccordés** au réseau en 2024.

La filière photovoltaïque est caractérisée par son caractère diffus. Ainsi 10 609 installations ont produit 10,1% de l'électricité en 2024. 93% des installations ont une puissance inférieure à 36 kVA. Et 47 installations d'une puissance supérieure à 1 000 kVA assurent 45% de la production photovoltaïque.

Depuis 2019, l'intégralité de l'électricité a été injectée sur le réseau sans aucun jour de déconnexion lié à un risque sur la stabilité électrique[1]. Ainsi, la production a continué même en septembre et octobre 2024 lorsque le seuil de 35% de production à partir d'énergies non synchrones a été atteint. La PPE 2019-2028 a porté le seuil de déconnexion[2] à 45% en 2023 et demande au gestionnaire de définir les conditions technico-économiques pour porter ce seuil à 55 % en 2028.

La puissance totale installée en **autoconsommation raccordée au réseau est de 50 MWc** pour 6 616 installations fin 2024. Cependant, le taux d'autoconsommation, c'est-à-dire le pourcentage d'électricité produite consommée sur site, n'est pas connu.

2.1.4 La production éolienne

Deux parcs éoliens terrestres sont entrés en exploitation à La Réunion dès 2004 et 2006. Ils disposaient tous deux de la technologie Vergnet GEV, éolienne rabattable (en cas de cyclone) d'une puissance unitaire de 275 kW. Leurs puissances installées étaient de 10.2 et 6.3 MW, soit 37 et 23 éoliennes.

Le parc éolien de **Sainte-Suzanne**, opéré par TotalÉnergies, a fait l'objet d'un repowering terminé en 2024 et l'inauguration a eu lieu en juillet 2025. Il a permis de remplacer les 37 éoliennes par 9 Vestas V100 de 2.2 MW chacune, soit 19.8 MW au total, avec un système de stockage de 12 MWh.

Le parc de **Sainte-Rose**, opéré par EDF a été démantelé en 2023. Les travaux de repowering ont démarré en 2024 et l'inauguration a eu lieu en juin 2026. Les 23 éoliennes ont été remplacées par 4 Vestas V100 de 2.2 MW chacune, soit 8.8 MW au total.

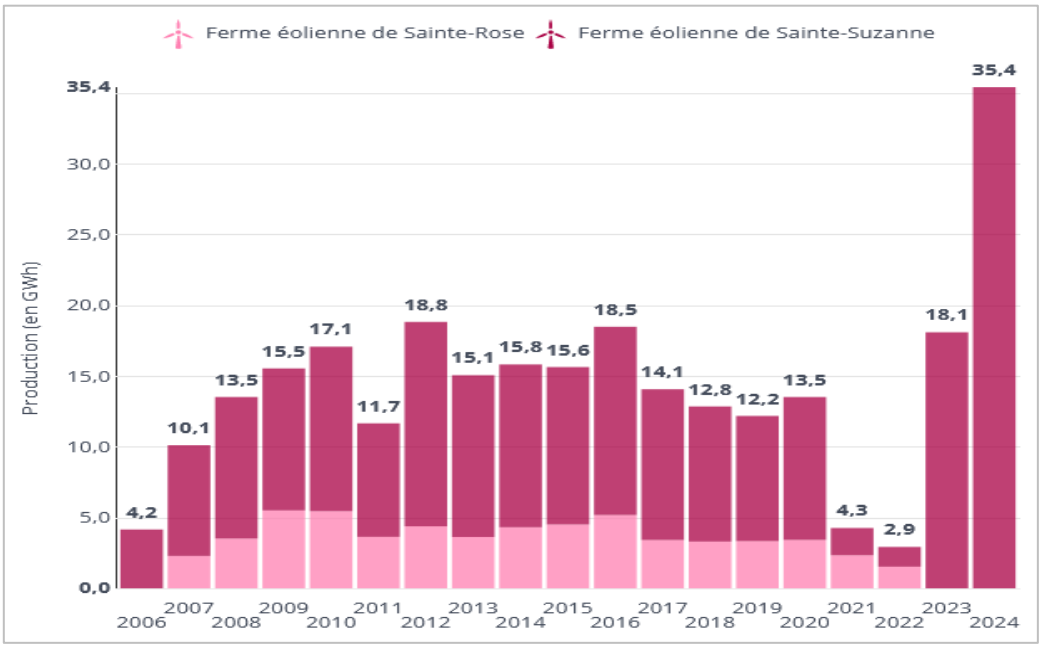


Image 11 Évolution de la production électrique éolienne de 2000 à 2024 – Source : OER

[1] Observatoire énergie Réunion

[2] Article L141-9 du Code de l'énergie

En 2015, le Schéma Régional Eolien (SRE) de la Réunion[3] avait estimé le potentiel éolien terrestre à 78 MW. Sa révision 2024[4], qui tient compte des évolutions technologiques et des grands enjeux (restrictions environnementales, contraintes techniques, paysagères, naturelles et culturelles), conclut à deux macro-zones favorables à l'éolien dont le **potentiel** est estimé **entre 194 et 324 MW**. Toutefois, ce potentiel reste théorique et la puissance réellement installable dépendra également de la faisabilité technico-économique des projets.

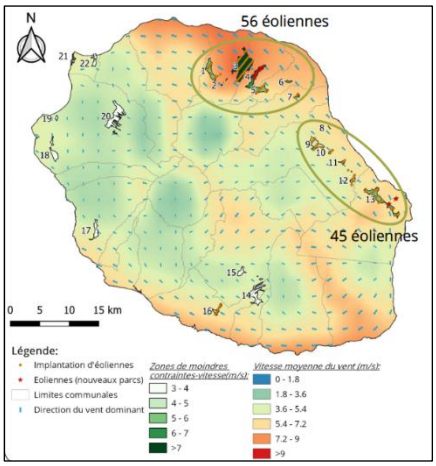


Image 12 Estimation du potentiel éolien terrestre à La Réunion – Source : Schéma Régional Eolien 2024

2.1.5 Le cout de production

La Réunion est une « zone non-interconnectée au réseau électrique continental » (ZNI). Du fait d'être un petit système électrique, les coûts de production sont structurellement plus élevés.

En 2018, l'électricité a coûté en moyenne 245,1 €/MWh à produire à la Réunion (PPE 2019-2028). Toutefois, la conversion à la biomasse solide (360 €/MW pour le pellet) et liquide (460€/MW pour le biodiesel) a fait augmenter fortement ce coût, qui a atteint 363 €/MW en 2023[5] puis **420 €/MWh en 2024[6].**

Ce coût est très supérieur à celui de l'hexagone, où la PPE 3 (2026-2035) cite l'estimation de RTE d'un coût complet de production du système électrique se stabilisant autour de 75 €/MWh entre 2025 et 2035, hors réseau et sous hypothèses de financement favorables. Toutefois, environ 2/3 de l'électricité produite dans l'hexagone est d'origine nucléaire, avec un coût évalué à 60,3€$_{2026}$ /MWh par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Tableau 2 Coûts de production de l'électricité par type d'énergie – comparaison entre l'hexagone et La Réunion

Type d'énergie	Hexagone (2022)* €/MWh	Diminution depuis 2012	La Réunion (2018)** €/MWh
Éolien	59	- 40%	117,2***
Photovoltaïque au sol	70	- 78%	80****
Photovoltaïque sur toiture	76 à 91	- 80%	104 à 119****
Biogaz	188	- 12%	94.5
Petite hydroélectricité	162		
Hydraulique			100
Bagasse-charbon			201,7
Thermique			251,5

* *Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération en France entre 2012 et 2022– Source : Ademe 2025*

** *Coûts de production de l'électricité 2018 par type d'énergie – Source : CRE, CC'18 – PPE Réunion 2019-2028*

*** *Le coût de production correspond ici au coût des contrats d'achat payés par EDF SEI. Pour l'éolien terrestre, un arrêté[7] fixe des conditions d'achat spécifiques pour les zones particulièrement exposées au risque cyclonique. Le tarif a été fixé en 2013 à 230 €/MWh pendant 15 ans, puis en 2021 à 120 €/MWh pendant 20 ans.*

**** *La PPE souligne que le coût moyen du photovoltaïque reste élevé - 468,5 €/MWh - en raison des tarifs plus élevés appliqués avant 2010. Pour autant, ce coût a fortement chuté. Les coûts indiqués sont basés sur le dernier appel d'offres ZNI, le prix moyen constaté est de l'ordre de 80 €/MWh pour les projets au sol sans stockage et de 104 à 119 €/MWh pour les projets en toiture sans stockage, en fonction de la puissance.*

[3] Sous la direction d'un comité de pilotage constitué de la Région Réunion et de la DEAL, le SRE a été élaboré par la SPL Energies Réunion et deux cabinets paysagistes. Les travaux ont impliqué des experts locaux et diverses parties prenantes telles que le Parc national, Météo France, les porteurs de projet, la SEOR, et d'autres acteurs concernés.

[4] https://www.regionreunion.com/IMG/pdf/sre_vf.pdf

[5] https://www.cre.fr/electricite/transition-energetique-dans-les-zni.html

[6] Source DEAL - Direction de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement Réunion

[7] Arrêté du 8 mars 2013 - https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000027262791

2.2 Programmation pluriannuelle de l'énergie

L'État détermine sa politique énergétique à travers une programmation nationale pour répondre aux enjeux de consommation et de production d'énergie sur deux périodes successives de cinq ans, révisable tous les cinq ans : la Programmation Pluriannuelle de l'Energie, ou PPE.

La Réunion étant une zone non interconnectée (ZNI), elle dispose de sa propre PPE, élaborée conjointement par la Présidente du Conseil Régional et par le Préfet, représentant de l'État dans la région. La PPE de La Réunion a été adoptée en 2017 puis révisée en 2022[8]. La version actuelle couvre la période 2019-2028 et prévoit un **objectif de capacité installée pour les éoliennes en mer de 0 à 40 MW à l'horizon 2028**.

Pour l'éolien flottant, la PPE a identifié une zone de 50 km2 au Nord et une zone de 20km2 au Sud. En considérant une densité de puissance du parc de 5 MW/km2, cela représenterait une puissance totale de l'ordre de 350 MW. Le Document Stratégique de Bassin Maritime (DSBM), approuvé le 9 décembre 2020 et qui encadre la planification spatiale maritime, reprend seulement l'objectif de puissance posé par la PPE, mais aucune carte ne définit de zones d'implantation pour les EMR.

Pour l'éolien terrestre, la PPE vise une installation de 41,5 MW en 2023 et de 91,5 MW en 2028. Suite au repowering des deux parcs existants, la puissance installée en 2025 est de 28,6 MW.

2.3 Bilan prévisionnel à l'horizon 2040

EDF SEI a mis à jour en 2024 son Bilan Prévisionnel[9] à l'horizon 2024-2040 afin d'anticiper les besoins en puissance pour répondre à la demande future en électricité. Deux scénarios ont été étudiés, appelés « Azur » et « Emeraude ».

Tableau 3 Principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

	Parc de production	MDE	Mobilité électrique	Population	Macro-économie
Azur	Parc connu et développement important des EnR	Poursuite ambitieuse des actions du cadre de compensation	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2040 et 40 % de recharge pilotée	Scénario INSEE haut	Scénario PIB/habitant haut
Emeraude	Parc connu et développement très conséquent des EnR	Poursuite très ambitieuse des actions	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035 et 80 % de recharge pilotée	Scénario INSEE central	Scénario PIB/habitant bas

Dans les deux scénarios, la demande en électricité augmente de 40 à 50% ainsi que la **puissance à la pointe** (47 à 56%) pour potentiellement atteindre **799 MW en 2040.** L'électrification prévue du parc des véhicules légers sera responsable de presque la moitié de l'augmentation de la consommation annuelle en 2040.

Tableau 4 Trajectoires de consommation du Bilan Prévisionnel

Azur	2024	2029	2033	2040
Energie moyenne (GWh)	3 159	3 581	3 927	4 811
Pointe (moy. sur 1h) (MW)	511	580	640	799

Emeraude	2024	2029	2033	2040
Energie moyenne (GWh)	3 089	3 409	3 708	4 369
Pointe (moy. sur 1h) (MW)	501	556	613	737

[8] https://regionreunion.com/actualite/toute-l-actualite/article/programmation-pluriannuelle-de-l-energie-2019-2028-adoptee

[9] Conformément à l'article L 141-9 du Code de l'Energie

Une augmentation de 774 à 1 142 MW de la puissance installée en 2040 est prévue pour les énergies renouvelables. Cette augmentation repose essentiellement sur le photovoltaïque (730 à 980 MW) et dans une moindre mesure sur l'éolien terrestre (40 à 120 MW). Seul le scénario Emeraude prévoit une capacité d'éolien en mer, fixée à 40 MW à 2040, et de la géothermie et de l'énergie houlomotrice, pour une puissance cumulée de 12 MW.

Tableau 5 Puissances installées au 1er juillet dans les scénarios Azur et Emeraude

Puissance (MW)		2024	2029	2033	2040
Azur	Thermique fossile	118	118	80	41
	Biomasse, biogaz, bioéthanol	415	415	415	205
	Hydraulique	136	140	140	140
	Energies renouvelables non synchrones	271	433	564	774
	Autres énergies renouvelables	0	17	17	17
	Stockage	5	25	25	25
Emeraude	Thermique fossile	118	0	0	0
	Biomasse, biogaz, bioéthanol	415	536	536	325
	Hydraulique	136	146	146	146
	Energies renouvelables non synchrones	271	584	803	1 142
	Autres énergies renouvelables	0	19	24	29
	Stockage	5	25	25	25

2.4 Schéma régional des énergies et de la mer (SREMER)

L'Agence régionale de l'énergie de La Réunion a réalisé un premier Schéma régional des énergies et de la mer (SREMER) en 2009, mis à jour en 2019. Le SREMER présente cinq zones potentielles pour l'implantation d'un parc issues d'une étude de 2015[10]. Une version conservatrice limite ces zones à une profondeur de 400m maximum, pour un potentiel de **224 à 336 MW**. Une version plus optimiste étend les zones jusqu'à 1 000 m de profondeur. Le potentiel est alors estimé entre 592 et 882 MW.

Lieu	Surface (km²) zone 50-400 m	Potentiel zone 50-400 m	Surface (km²) zone 400-1000 m	Potentiel zone 400-1000 m
Sainte-Marie	7.8	24 à 42 MW	80	200 à 300 MW
Route du Littoral	19	60 à 90 MW	15	50 à 60 MW
Cap La Houssaye	34	90 à 140 MW	175	160 à 240 MW
Etang Salé	9.1	30 à 48 MW	15	42 à 72 MW
Saint-Pierre	1.8	20 à 36 MW	50	140 à 210 MW
TOTAL	**53 km²**	**224 à 356 MW**	**335 km²**	**592 à 882 MW**

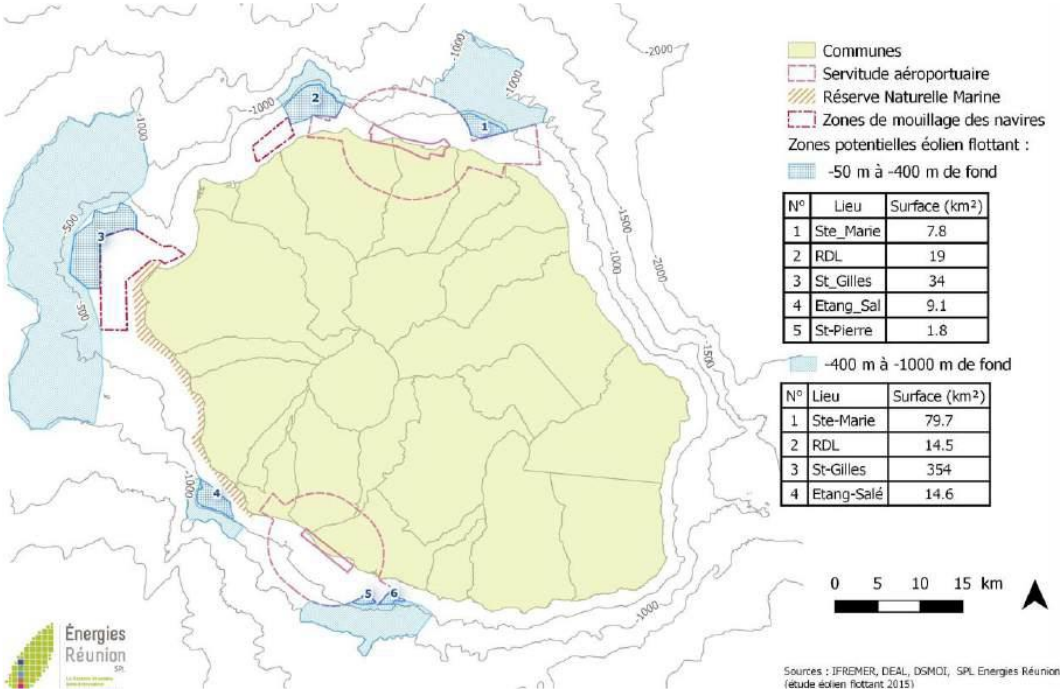


Image 13 Zones potentielles pour l'éolien en mer flottant– Source : SREMER 2019

[10] Opportunité de l'éolien offshore flottant à La Réunion, Energies Réunion SPL - Région Réunion - DCNS, 2015

En 2023, l'Agence régionale de l'énergie et du climat de La Réunion a réalisé une nouvelle analyse multicritère[11] pour affiner ses zones. Ainsi 7 zones ont été identifiées comme « potentiellement favorables d'un point de vue technico-économique ».

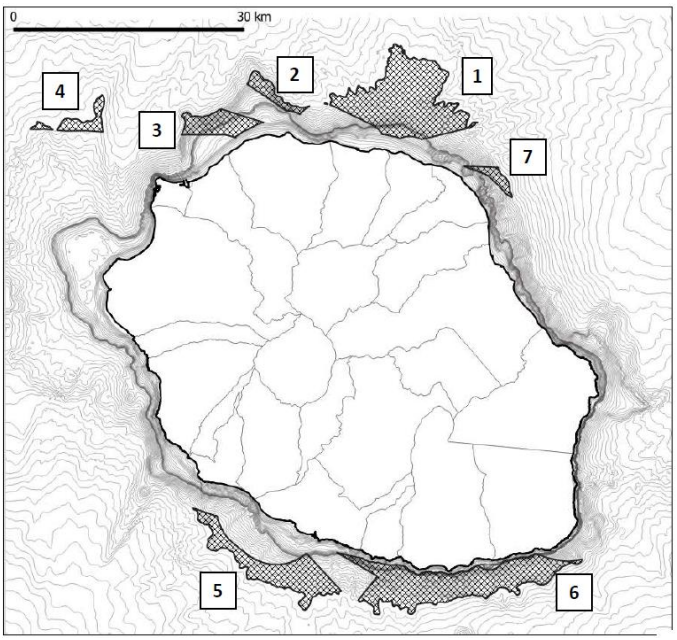


Image 14 Carte des 7 zones potentiellement favorables d'un point de vue technico-économique – Source : Horizon Réunion 2023

Zone	Superficie totale (km²)	Puissance équivalente (si densité de 5 MW/km² [12])
1	114 km²	570 MW
2	11 km²	55 MW
3	24 km²	120 MW
4	12 km²	60 MW
5	55 km²	275 MW
6	103 km²	515 MW
7	7 km²	35 MW

En 2026, ces zones ont été mises à jour pour tenir compte du nouveau plan de servitudes aéronautiques (PSA) de dégagement de l'aérodrome de La Réunion - Roland Garros, adopté en juin 2026[13]. Il remplace le PSA institué en 1983. Le PSA a pour but de protéger l'emprise et les abords de l'aérodrome contre la présence d'obstacles à la navigation aérienne.

La mise à jour concerne en particulier la zone 1 qui se trouve coupée en deux et fusionnée avec la zone 7. La nouvelle zone est appellée 1bis dans cette étude.

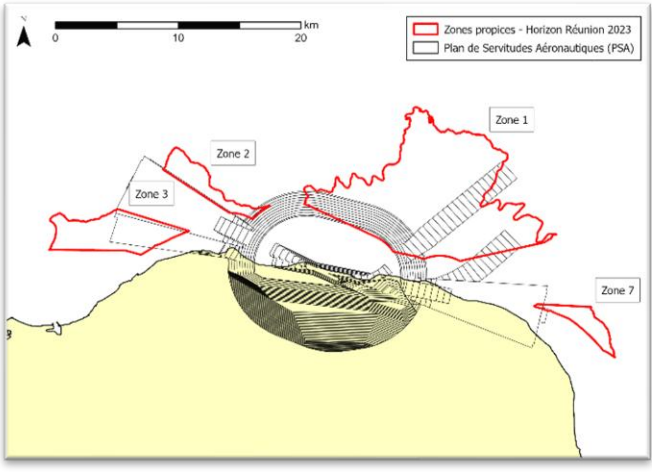


Image 15 Nouveau plan de servitudes aéronautiques et zones favorables à l'éolien en mer

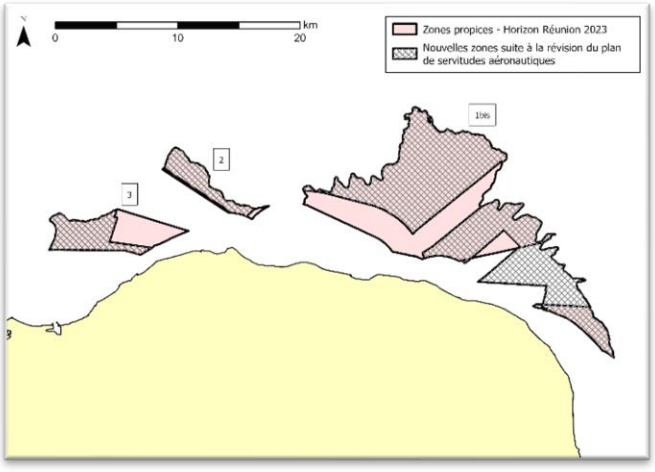


Image 16 Mise à jour des zones favorables à l'éolien en mer

[11] https://energies-reunion.com/wp-content/uploads/2025/06/2023-04-13_SPLHR_PPT_ANALYSE-MULTICRITERES-ZONAGE-EOL-MER_VSE.pdf

[12] Par comparaison, les zones de projets flottants de l'appel d'offres n°10 (2026) dans l'hexagone ont des densités comprises entre 5 et 6,7 MW/km².

[13] https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000054371806/

3 CONSULTATION DE LA FILIERE SUR LE DEVELOPPEMENT DE L'EOLIEN EN MER

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. Le CIMer 2025 a identifié à La Réunion une première étape potentielle pour le déploiement des EMR en décidant du lancement d'une consultation de la filière sur la pertinence et les conditions de réalisation d'un projet éolien offshore à La Réunion.

Cette consultation publique a été menée du 2 juillet au 1er septembre 2025. Elle a permis de recueillir 17 réponses, dont 5 provenant de développeurs de projets commerciaux. La synthèse des résultats de cette consultation est disponible en ligne :

https://www.eoliennesenmer.fr/consultation-publique-reunion-synthese

3.1 La taille du projet

La technologie d'éoliennes en mer dite « posée » a été exclue a priori en raison du plateau côtier très limité (Voir 4.1 Bathymétrie). La technologie dite « flottante » est donc la seule option envisagée.

Les répondants à la consultation recommandent une **puissance minimale du projet de 200 MW**, pour un facteur de charge estimé autour de 40-50%. Ce seuil minimal doit permettre des économies d'échelle et d'assurer la viabilité économique d'un tel projet. Une partie des réponses estime toutefois qu'une augmentation vers 300 à 600 MW serait préférable pour sécuriser l'économie du projet.

Par comparaison, les trois fermes pilotes d'éoliennes flottantes actuellement en exploitation dans le Golfe du Lion ont une puissance installée de 24 à 30 MW. Les premiers projets français commerciaux d'éoliennes flottantes portent sur des puissances de 250 MW chacun, avec des extensions de 500 MW chacune prévues dans le cadre de l'appel d'offres AO10, publié en juin 2026.

A titre de comparaison et comme évoqué ci-avant, la puissance de pointe maximale en 2018 à La Réunion était de 502 MW et la puissance installée de 1 035 MW en 2024.

Un projet de **200 MW** représenterait donc

- En 2023 : 40% de la puissance de pointe et 16% de la capacité installée
- En 2040, 25 à 27% de la puissance de pointe et 12% à 17% de la capacité installée

3.2 Productible annuel

Les répondants à la consultation estiment le facteur de charge entre 40 et 50%, avec une variabilité interannuelle d'environ 5–7%. Un parc de 200 MW pourrait produire annuellement entre 700 à **880 GWh**, soit **28% de la production totale** (3 067 GWh en 2024).

Le tableau ci-dessous présente la production électrique totale du territoire en 2024 par type d'énergie. Ainsi la production annuelle d'un parc éolien en mer de 200 MW serait comparable à la production actuelle par pellet de bois, et pourrait représenter jusqu'à 3 fois la production photovoltaïque.

Tableau 6 – Production électrique totale par type d'énergie 2024 en GWh

Type d'énergie	Production d'électricité en GWh
Biodiesel	1 162
Pellet de bois	711
Hydraulique	419
PV *(hors autoconsommation)*	311
GNR	186
Bagasse	174

Charbon - huiles	41
Eolien terrestre	35

3.3 Les coûts du projet

Les coûts d'un parc éolien en mer dépendent du gisement de vent, de la distance entre le parc et la côte, de la nature des fonds marins, de la profondeur et du relief du fond marin (bathymétrie), ainsi que des choix technologiques. Selon une étude l'Ademe de 2017[14], les coûts d'investissements (Capex) représentent 72.8% du coût total du projet (raccordement inclus), et les coûts de fonctionnement (Opex) représentent 18,2%.

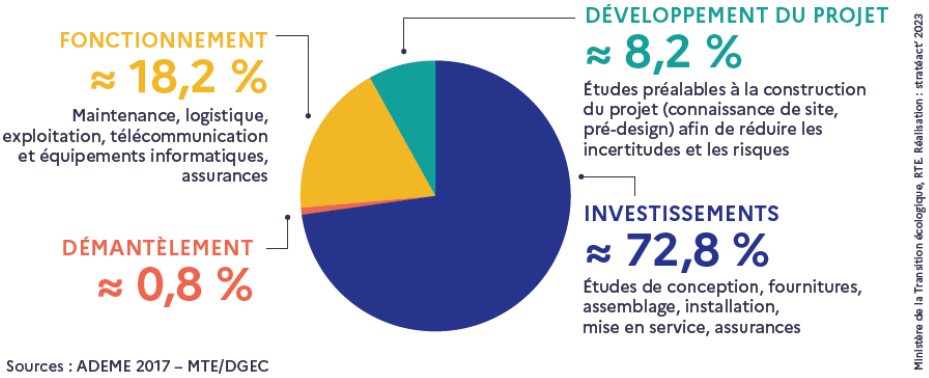


Image 17 Répartition du coût d'un projet éolien en mer (raccordement inclus) – Source : Ademe

3.3.1 Coûts d'investissements (Capex)

Dans ses rapports de synthèse des procédures d'appel d'offres, la CRE fournit les estimations de coût soumises par les candidats. Ainsi, les Capex était estimé entre 1,9 et 2.5 M€/MW pour Dunkerque en 2019 (AO3 – 600MW)[15], entre 1.8 et 2.4 M€/MW pour Centre-Manche 1 en 2023 (AO4 – 1 GW)[16]. Pour le projet Centre-Manche 2 en 2025 (AO8), le lauréat a estimé le Capex à 2,5 M€/MW pour une puissance installée de 1 465 MW[17].

Toutefois, **les coûts de l'éolien en mer flottant sont à ce jour supérieurs** à ceux de l'éolien en mer posé, par manque de maturité technologique.

[14] Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières, ADEME, 2017, p. 18
[15] Dialogue concurrentiel n°1/2016, Rapport de synthèse, CRE, 06 juin 2019
[16] Dialogue concurrentiel n°1/200, Rapport de synthèse, CRE, 09 mars 2023
[17] Dialogue concurrentiel n°3/2022, Rapport de synthèse, CRE, 24 juin 2025

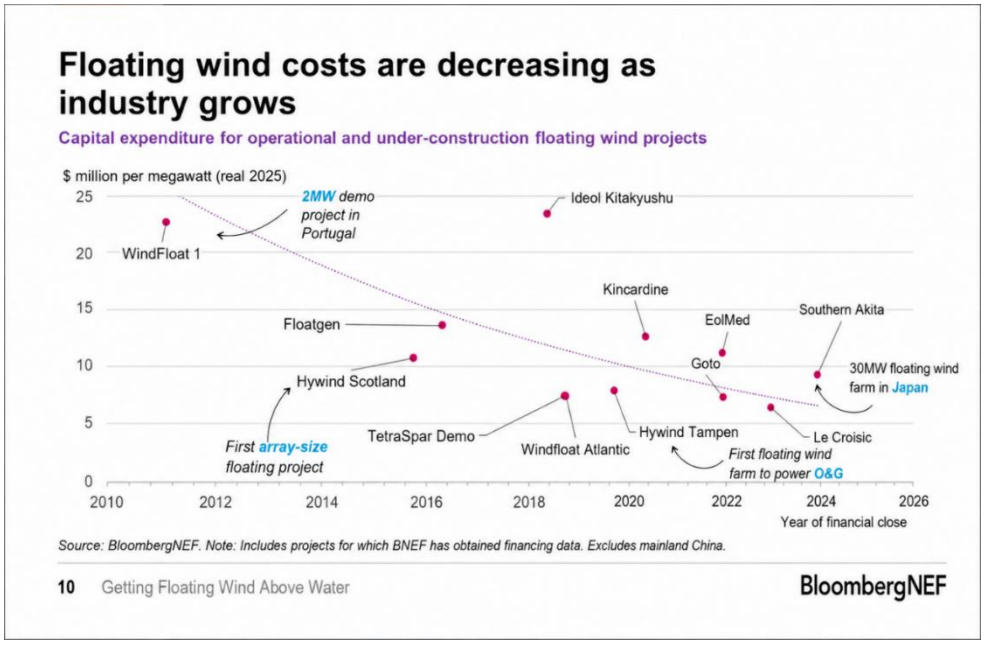
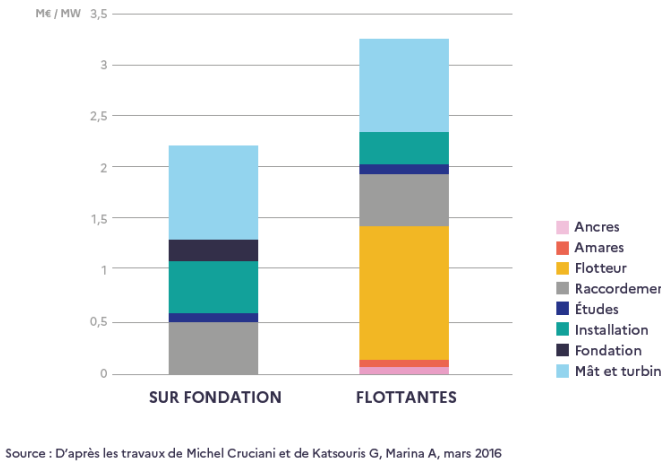


Image 18 Evolution du Capex des projets d'éoliennes flottantes, en M$/MW – Source : BloombergNEF à la conférence WindEurope 2026

Le coût total (développement, construction, exploitation) des 3 **fermes pilotes** dans le Golfe du Lion était initialement estimé par les développeurs entre 180 et 220 M€ pour une puissance de 24 à 30 MW. Cela correspond donc à un coût entre **4.5 et 6 M€/MW**. Toutefois, le développeur du projet pilote Eolmed indique en 2025 que le coût est passé de 212 à 380 M€[18] soit 12.7 M€/MW.

Une plus grande puissance de chaque projet doit permettre des économies d'échelle. Ainsi les candidats aux premiers appels offres pour des **projets commerciaux de 250 MW** en Bretagne Sud (AO5) et dans le Golfe du Lion (AO6) ont estimé les coûts d'investissement entre 2,8 et 4,1 M€/MW, avec une moyenne autour de **3,5-3,75 M€/MW**. Les offres prévoyaient un investissement total moyen entre 936 et 978 M€ selon le projet[19].

Dans son étude « Futurs énergétiques 2050 », RTE a évalué les coûts de l'éolien flottant en France hexagonale à 3.1 M€/MW en 2020, puis entre 1.5 et 2.5 M€/MW en 2050.



Source : D'après les travaux de Michel Cruciani et de Katsouris G, Marina A, mars 2016

Image 19 Principaux coûts d'investissement - Comparaison entre l'éolien flottant et posé – Source DGEC

[18] https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/lancement-sous-tension-des-fermes-eoliennes-offshore-flottantes-en-mediterranee-2167643

[19] Rapport de synthèse de la Commission de Régulation de l'Energie – Dialogue concurrentiel N°1/2021 – 15 février 2024
Rapport de synthèse de la Commission de Régulation de l'Energie – Dialogue concurrentiel N°1/2022 – 29 novembre 2024

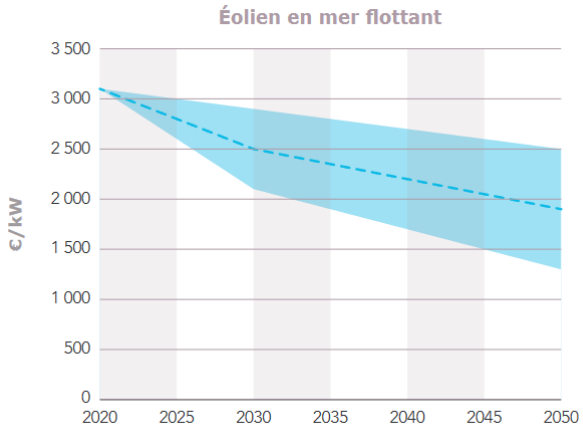


Image 20 Évolution des coûts d'investissement de l'éolien en mer flottant à l'horizon 2050 (hors raccordement) en France hexagonale – Source RTE Futurs énergétiques 2050 (rapport 2022)

Dans le cadre de la consultation publique sur un projet flottant à **La Réunion**, les répondants ont fourni des hypothèses de CAPEX d'environ **6,3 M€/MW** en moyenne, soit 180% du coûts des projets commerciaux équivalents dans l'hexagone.

Ce montant est donc à rapprocher du coût des projets pilotes et reflète les surcoûts spécifiques aux territoires insulaires ainsi que les contraintes techniques locales, en particulier liées aux conditions cycloniques et bathymétriques (profondeur et pente).

Par comparaison, la CRE[20] a estimé le CAPEX de l'éolien terrestre entre 2008 et 2012 à 1,4-1,6 M€/MW dans l'hexagone contre 2,8 M€ pour les projets en zone cyclonique en 2011 (soit 175 à 200%).

3.3.2 Coûts de fonctionnement (Opex)

D'après la consultation, les fenêtres météo réduites et des approvisionnements éloignés devraient peser à la hausse sur le coût d'exploitation moyen estimé à **208 k€/MW/an** soit 2.5 à 4.5 fois plus que le coût de 45 à 83 k€/MW/an prévus dans les offres reçues pour les AO5 (Bretagne Sud) et 6 (Méditerranée).

Une base locale de maintenance préventive, des stocks adaptés et des procédures dédiées aux événements extrêmes sont recommandés.

Par comparaison, la CRE[21] a estimé l'OPEX de l'éolien terrestre entre 2008 et 2012 à 45 k€/MW/an dans l'hexagone contre 65 k€/MW/an pour les projets en zone cyclonique en 2011 (soit 145%).

3.3.3 Coûts de production et soutien financier

L'Etat a mis en place des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques pour assurer aux producteurs une rémunération sécurisée et stable de l'énergie produite compte tenu de la variabilité des prix de marché. Ils sont adaptés au niveau de coûts et de risques de chaque filière, et couvrent les producteurs contre l'évolution des prix de marché.

Pour l'hexagone, la Programmation Pluriannuelle de l'Energie fixe des valeurs cibles pour les dispositifs de soutien financier.

Tableau 7 – Prix cible de l'électricité produite par l'éolien en mer - hexagone

	PPE 2 – 2019-2028	PPE 3 - 2026-2035
Eolien en mer posé	50-60 €/MWh	55 €/MWh

[20] Délibération N°2020-252, CRE, 1er Octobre 2020
[21] Ibid.

Eolien en mer flottant	110-120 €/MWh	85-100 €/MWh

Le tarif d'achat pour l'éolien posé a fortement diminué au fil des appels d'offres. Les premiers projets posés français et les projets pilotes éolien flottant sont soutenus via une obligation d'achat. Depuis 2016 et l'appel d'offres 3 à Dunkerque, le soutien prend la forme d'un contrat de complément de rémunération bidirectionnel (CfD). Si le prix de marché est inférieur au tarif cible proposé par le lauréat dans son offre, l'État complète la rémunération du producteur. Si le prix de marché est supérieur au tarif cible, le producteur reverse à l'État la différence.

Tableau 8 – Tarif d'achat ou tarif cible par appel d'offre éolien en mer

	AO1	AO2	AO3	AO4	AO5	AO6	AO8
Technologie	Posé	Posé	Posé	Posé	Flottant	Flottant	Posé
Puissance totale - GW	2	1	0.6	1	0.25	0.5	1.5
Tarif €/MWh (*hors indexation*)	143	134	44	44.90	**86.45**	**85.90** **92.70**	66

Sur la base de la consultation, le tarif de référence pour un projet de 200 MW à **La Réunion** est estimé entre **230 et 375 €/MWh**, avec une moyenne d'environ 275 €/MWh (hors coûts de réseau).

Ce tarif correspond davantage au tarif d'achat de **240 €/MWh** pour les trois **fermes pilotes** flottantes dans le Golfe du Lion, chacune composée de 3 éoliennes pour une puissance par parc de 24 à 30 MW.

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.

3.4 Les études prioritaires

D'après la consultation de la filière, les études prioritaires devraient porter sur :

- la géophysique (bathymétrie et sismique),
- la géotechnique pour analyser la faisabilité des ancrages,
- les études météo-océaniques incluant le risque cyclonique,
- des mesures LiDAR de vent
- la préfaisabilité des raccordements/atterrages
- la compatibilité des usages
- le risque UXO : engins non explosés

L'étude de l'intégration au réseau électrique (capacité d'accueil, profils de production vs besoins ZNI, protections) est signalée comme élément indispensable.

3.5 Les infrastructures portuaires

Les infrastructures portuaires locales sont jugées insuffisantes par les répondants pour la construction d'un parc flottant : quais renforcés, tirant d'eau, levage de très grande capacité, zones d'assemblage/stockage et bassin abrité.

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.

Le **Grand Port Maritime de La Réunion a commandé une étude en 2026** sur « l'adaptation portuaire à l'activité de l'éolien flottant ». L'objectif était d'expliciter les besoins en capacités logistiques et portuaires, et de déterminer les adaptations à prévoir.

L'étude fait deux hypothèses :

1. les éoliennes seront posées sur des flotteurs de type semi-submersible, en acier, livrées assemblées à la Réunion
2. l'assemblage final des flotteurs sera réalisé à la Réunion (flotteurs acier de type semi-submersibles)

L'étude conclue que les **infrastructures actuelles ne sont pas adaptées** et en tout cas insuffisantes pour couvrir l'ensemble des besoins : « *Port Réunion ne dispose actuellement ni de quai ni de terreplein de stockage qui permettent de mettre en œuvre les moyens de levage nécessaires pour construire ces objets lourds et de grande hauteur que sont les éoliennes flottantes* ».

Toutefois, elle analyse le projet de **nouvelle zone portuaire** initié en 2013 et réactivé en 2023. Cet investissement de **150-200 M€** offrirait les caractéristiques minimales nécessaires identifiées par l'étude pour le déploiement d'un champ éolien, c'est-à-dire un quai pour colis lourds d'environ 250 ml, un poste roulier et un terre-plein d'au moins 12 ha, localisés à l'Est de l'entrée du Port Est.

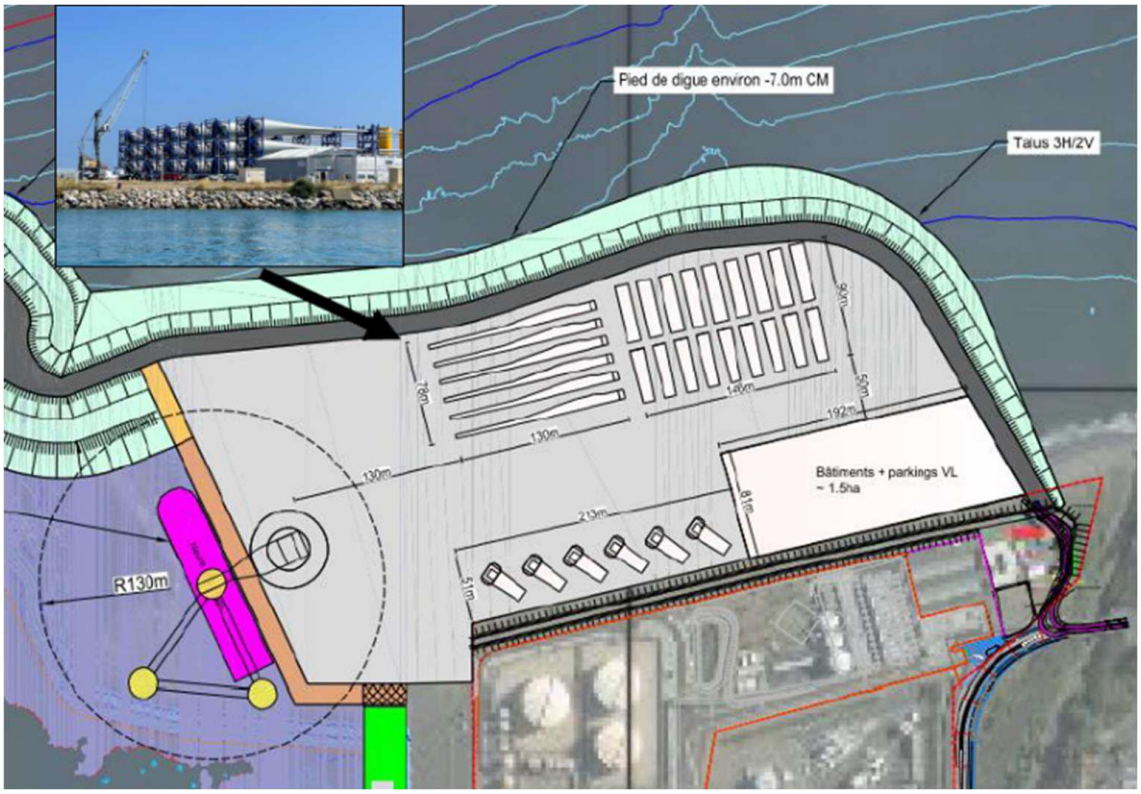


Image 21 Projet de nouvelle zone portuaire, exemple d'option étudiée en 2024 – Source OTEC pour le GPM La Réunion

Enfin, l'étude identifie deux zones en mer suffisamment étendues pour le stockage à flot (*wet storage*) des flotteurs nus. Un premier espace à l'Ouest aux alentours du Cap Lahoussaye, et un deuxième à l'Est proche de la route du littoral, et proche du Port Est. Les deux zones sont représentées en vert sur la carte ci-dessous.

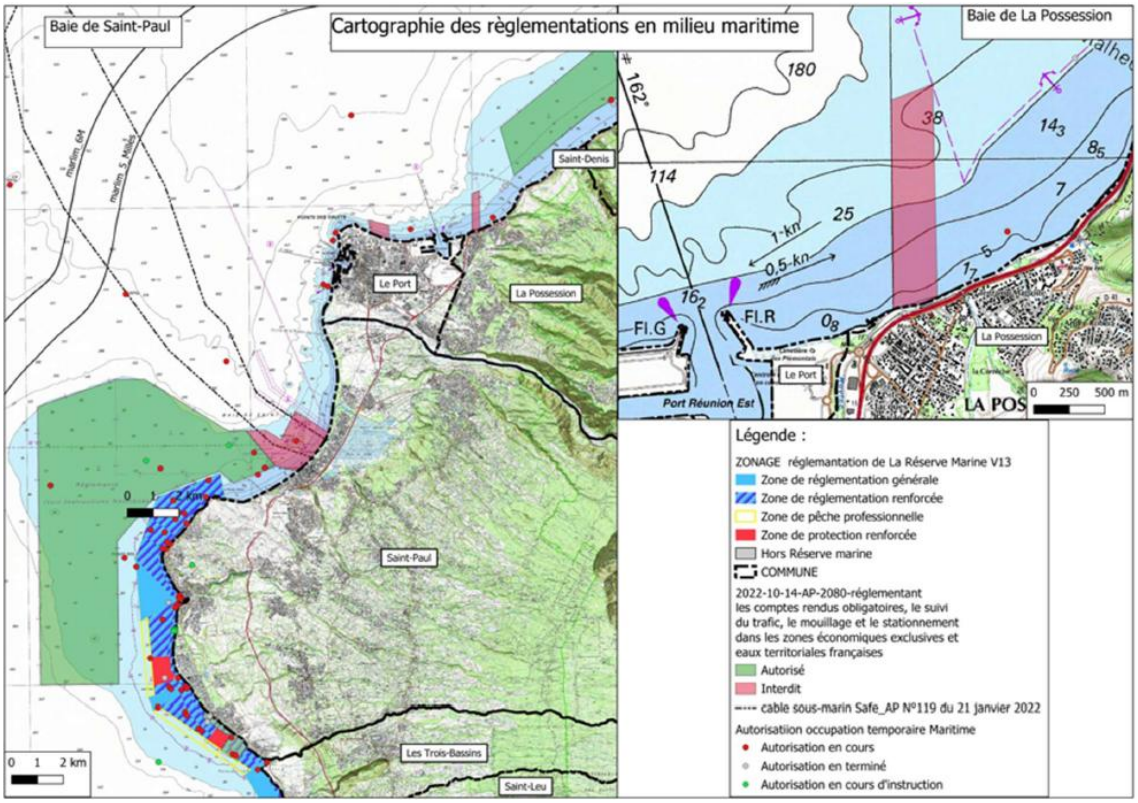


Image 22 Cartographie des réglementations en milieu maritime – Source OTEC pour le GPM La Réunion

4 LES PRINCIPAUX DEFIS TECHNIQUES

4.1 Bathymétrie

L'île de La Réunion représente la partie émergée d'un très important édifice volcanique de plus de 7 kilomètres de hauteur et 200 kilomètres de large[22]. Le domaine côtier de La Réunion est dans l'ensemble étroit. La profondeur 1 000 m se trouve à seulement 3km de la côte à l'Est, et à 18km à l'Ouest.

Seuls les secteurs du Nord-Ouest et à un degré moindre du Nord, présentent une morphologie de plate-forme, c'est-à-dire de zone à très faible pente entre le littoral et la pente insulaire. Partout ailleurs, une pente plus ou moins régulière est observée, entrecoupée localement d'étroites zones de replat plus ou moins prononcées.

A environ 70 km de la côte, le plancher océanique atteint une profondeur d'eau d'environ 4 000 m.

[22] Cartomar, Cartographie morphosédimentologique des fonds marins côtiers de La Réunion, BRGM, RP-56579-FR, septembre 2008

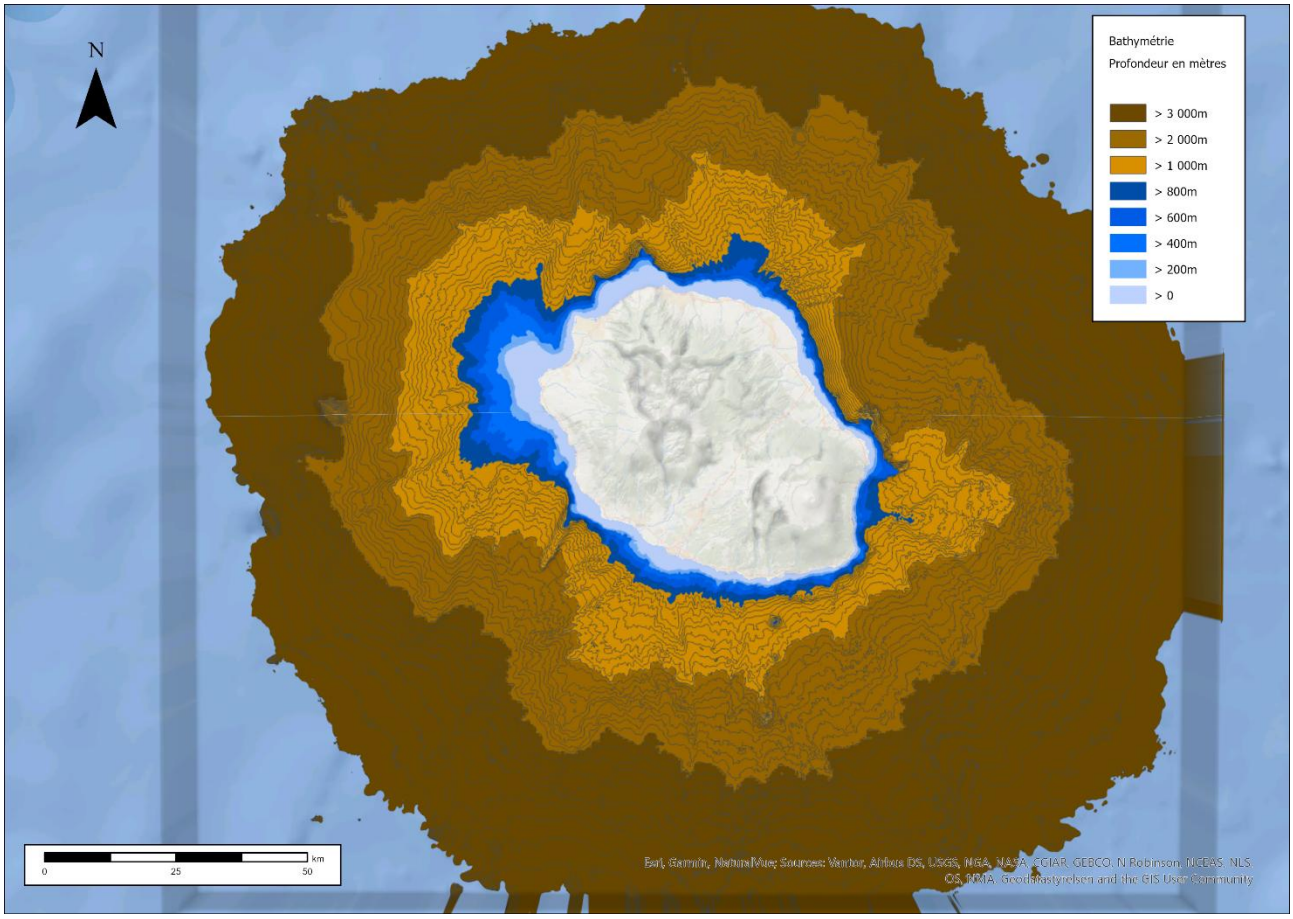


Image 23 Bathymétrie à La Réunion – Données SHOM 2016 Projet Homonim[23]

[23] Le Shom fournit un modèle numérique de terrain (MNT) bathymétrique de façade de La Réunion d'une résolution de 0.001° (~ 100 m). Il a été réalisé dans le cadre du projet HOMONIM. Il couvre intégralement l'île de La Réunion et s'étend vers le large jusqu'à plus de 4000 m de profondeur.

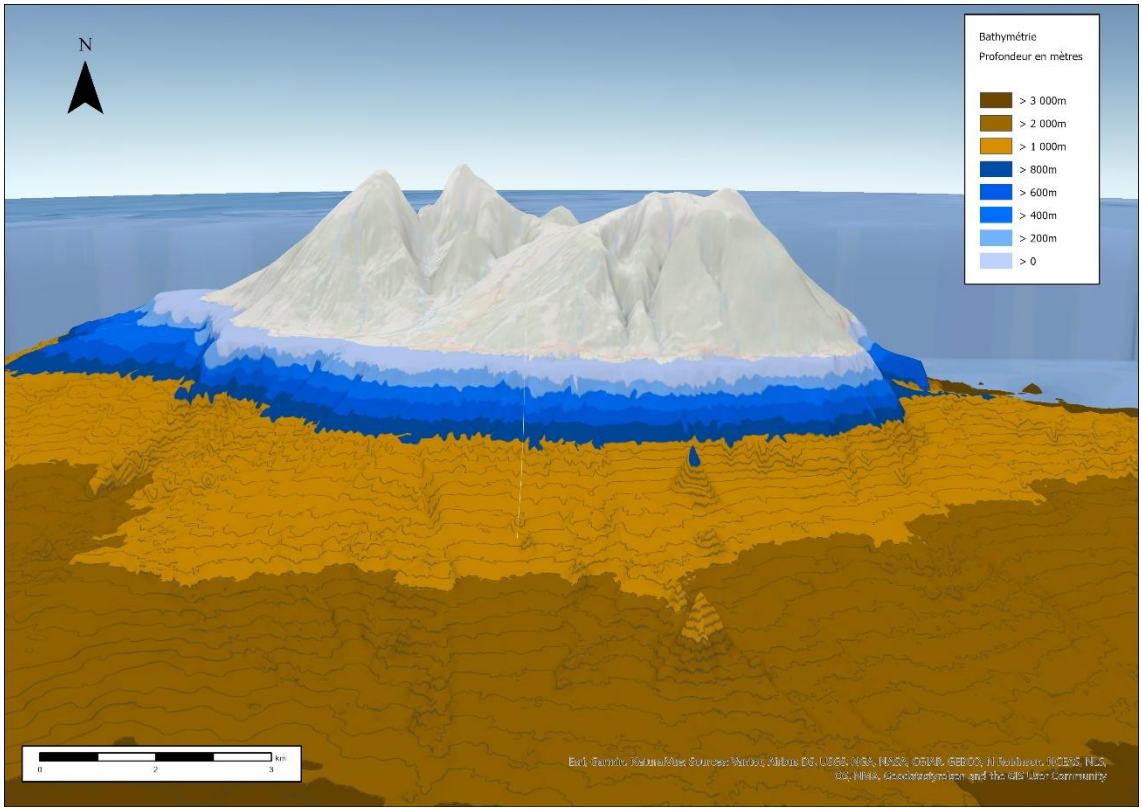


Image 24 Bathymétrie à La Réunion – Vue du Sud (Exagération verticale 5) – Données SHOM

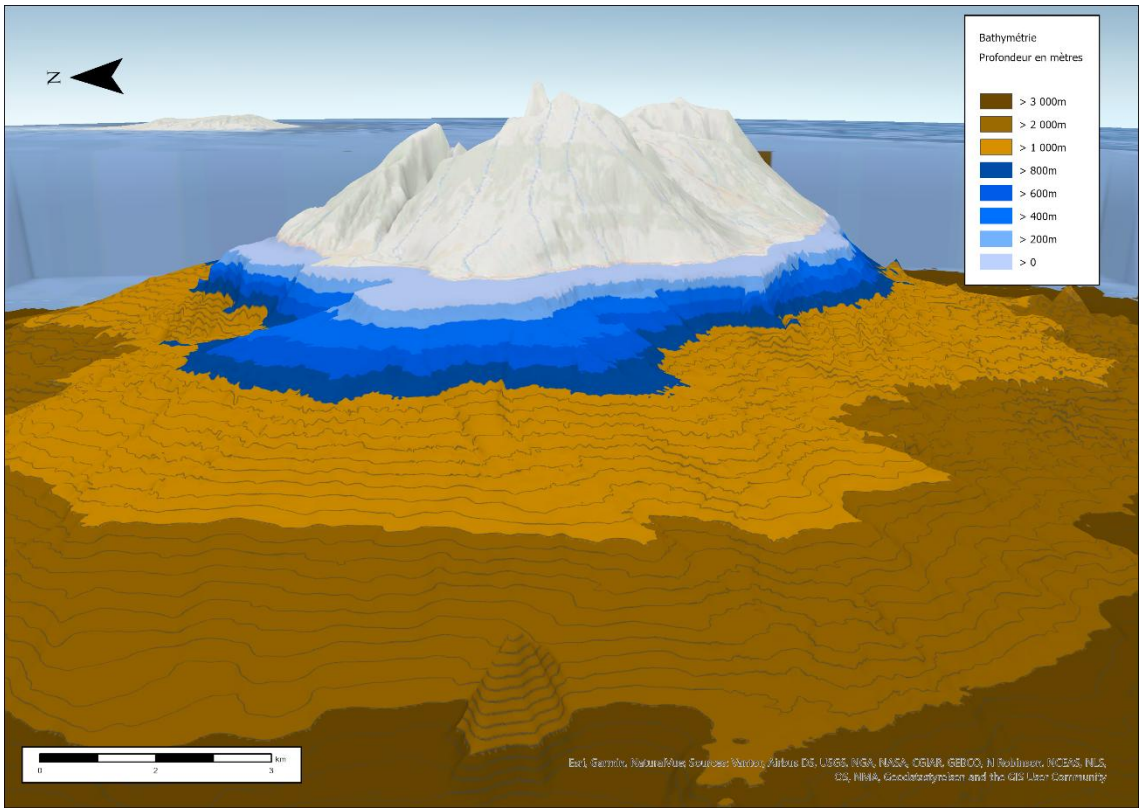


Image 25 Bathymétrie à La Réunion – Vue de l'Ouest (Exagération verticale 5)– Données SHOM

Au Nord-Ouest se trouve le plateau le plus étendu de l'île, caractérisé par une petite largeur aux profondeurs de 55 mètres puis une plate-forme étendue sur plus de 5 km à des profondeurs constantes autour de 60 mètres.

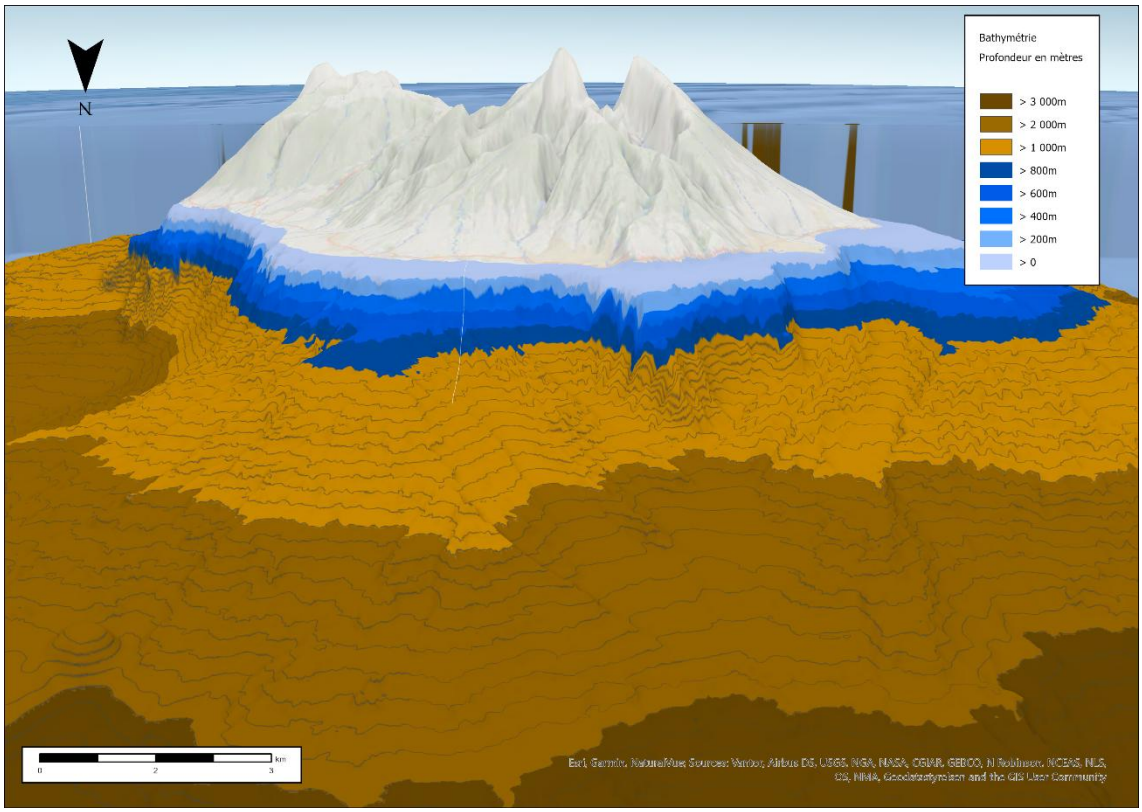


Image 26 Bathymétrie à La Réunion – Vue du Nord (Exagération verticale 5) – Données SHOM

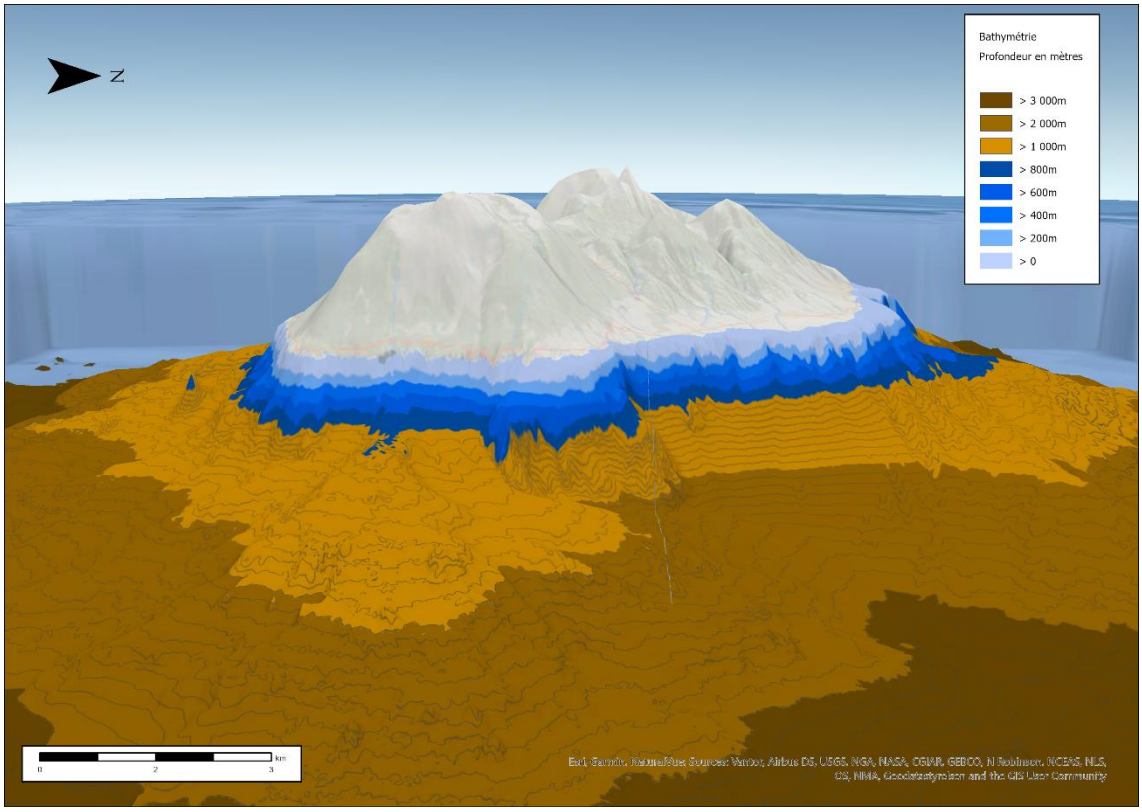


Image 27 Bathymétrie à La Réunion – Vue de l'Est (Exagération verticale 5) - Données SHOM

4.1.1 Limite bathymétrique

La technologie d'éoliennes en mer la plus répandue est celle dite « posée ». La turbine est installée sur une fondation monopieu enfoncée dans le sol. Cette technologie est possible jusqu'à une profondeur d'eau d'environ 70 à 80 m. Elle est donc a priori exclue à La Réunion en raison du plateau côtier très limité.

La technologie dite « flottante », qui consiste à installer la turbine sur un flotteur, permet de s'affranchir de cette limite et de déployer des éoliennes dans une profondeur d'eau a priori illimitée. Cependant, les flotteurs doivent être ancrés aux fonds marins, et le parc doit être raccordé au réseau électrique terrestre.

Aussi, **la limite bathymétrique est principalement fixée par le coût des ancrages**, qui est fonction de la profondeur de l'eau. Mais il n'existe pas de limite claire et consensuelle à la profondeur maximale.

L'expérience du « oil & gas » montre que le coût d'une chaine conventionnelle en acier serait optimal entre 100 m et 250 m, et reste même moins cher à 800m qu'à 60m. De nouveaux matériaux synthétiques (polyester, nylon) pourraient permettre de réduire le coût et le poids en se substituant à l'acier sur certaines sections intermédiaires de la ligne d'ancrage.

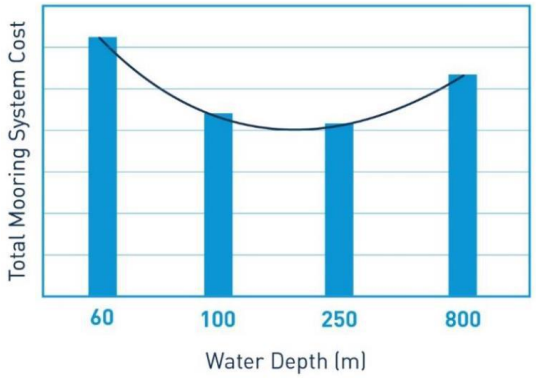


Image 28 Coût d'un ancrage conventionnel en acier en fonction de la profondeur de l'eau (Source : Carbon Trust)

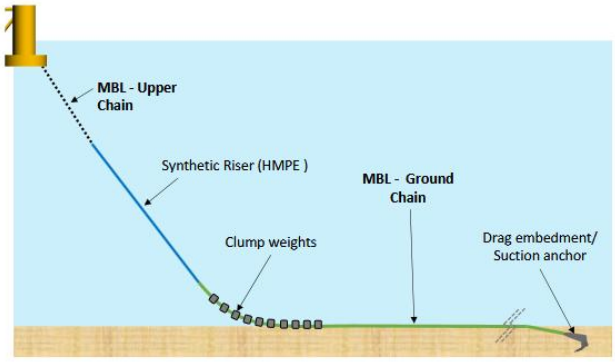


Image 29 Exemple de ligne d'ancrage hybride acier/synthétique – Source TADEK

Les projets flottants existants se trouvent dans des zones où la profondeur d'eau est comprise entre 33 m et 300 m

Tableau 9 Profondeur d'eau de parcs éoliens flottants existants dans le monde

Nom du parc (Pays) - existant	*Profondeur*
WindFloat 1 (Portugal)	45 m
Hywind Scotland (Ecosse)	120 m
Floatgen (France)	33 m
WindFloat Atlantic (Portugal)	100 m
TetraSpar Demo (Norvège)	200 m
Hywind Tampen (Norvège)	300 m
Kitakyushu (Japon)	55 m
Kincardine (Ecosse)	60 à 80 m
Goto demonstrateur (Japon)	100 m
3 Fermes pilotes - Golfe du Lion (France)	55 à 100 m

Tableau 10 Profondeur d'eau de parcs éoliens flottants prévus dans le monde

Nom du parc (Pays) - prévu	
Southern Akita (Japon)	400 m
Erebus (Pays de Galles)	75 m
Goto commercial (Japon)	100 à 150 m
Wanning (Chine)	100 m
Sanxia Linghang (Chine)	> 50 m
Bretagne sud 1 (France)	90 m
Atis (Italie)	250 – 650 m
Humboldt (Californie – Etats-Unis)	500 – 1 100 m
Morro Bay (Californie – Etats-Unis)	800 – 1 300 m

Plusieurs études (Wind Europe, WBG-ESMAP) retiennent une **bathymétrie maximale de -1 000 m** pour l'éolien flottant. C'est également la limite posée dans les études de la Région Réunion et celles du Cerema.

Cette limite tient compte des projets éoliens flottants en cours de développement en Californie (Etats-Unis), où la zone Humboldt[24] a une profondeur de 500 à 1 100 m, et la zone Morro Bay[25] de 800 à 1 300 m. Le projet italien Atis[26] situé entre la France et l'Italie (nord-est de la Corse) prévoit d'installer 18 éoliennes flottantes dans une zone dont la profondeur d'eau est comprise entre 250 m et 650 m.

Cette limite réduit considérablement la surface potentielle à la Réunion.

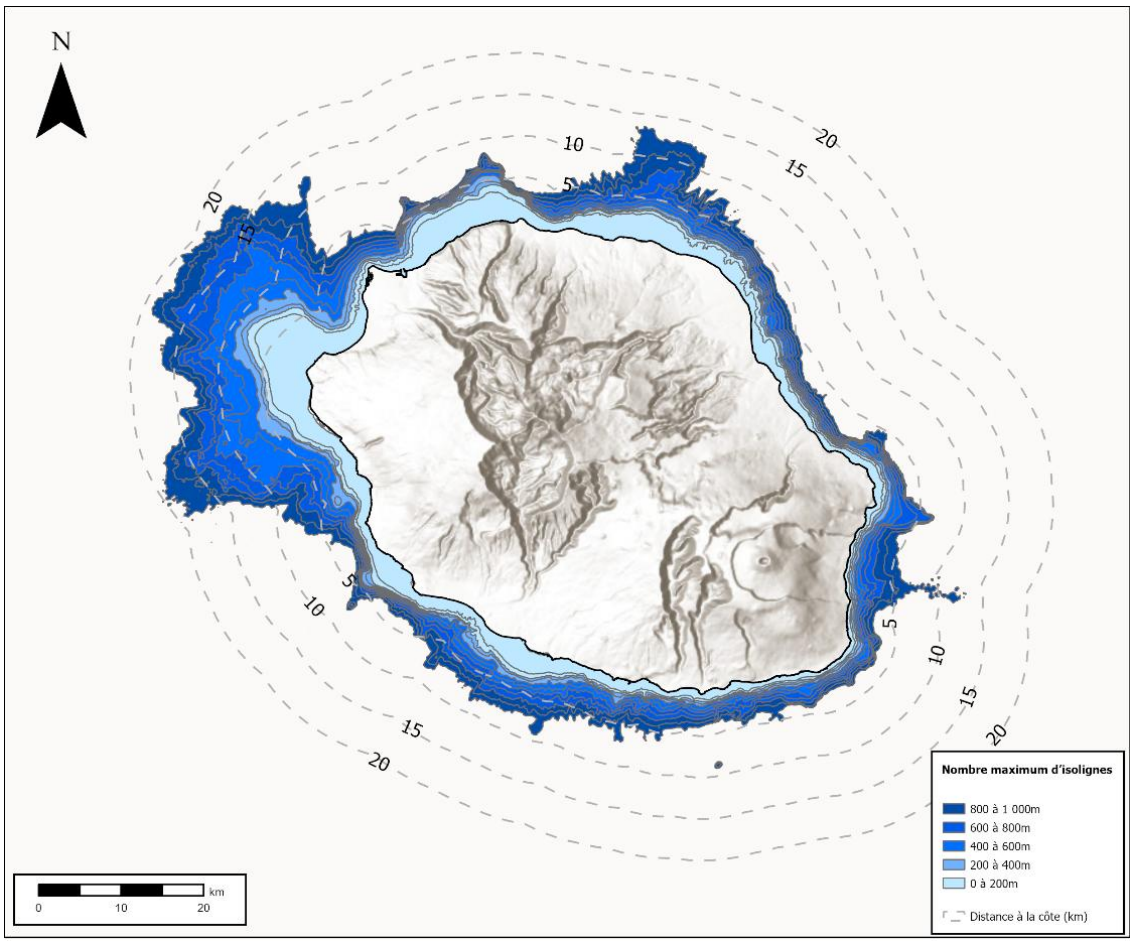


Image 30 Distance à la côte et bathymétrie limitée à 1 000 m à La Réunion – Cerema

[24] https://www.boem.gov/renewable-energy/state-activities/humboldt-wind-energy-area
[25] https://www.boem.gov/renewable-energy/state-activities/morro-bay-wind-energy-area
[26] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica : https://va.mite.gov.it/en-GB/Oggetti/Documentazione/10119/14896

4.1.2 Pentes sous-marines

Comme présenté dans l'étude de 2015[27], les fonds marins peuvent être divisés en trois zones :

- Un plateau côtier de pente très faible (1 à 2°),
- Les flancs de l'île dont les pentes peuvent atteindre 20° avec des ruptures très prononcées et très proches de la côte,
- Le plancher océanique d'une profondeur d'environ 4 000m avec des reliefs remarquables aux pentes relativement fortes (20° à 40°).

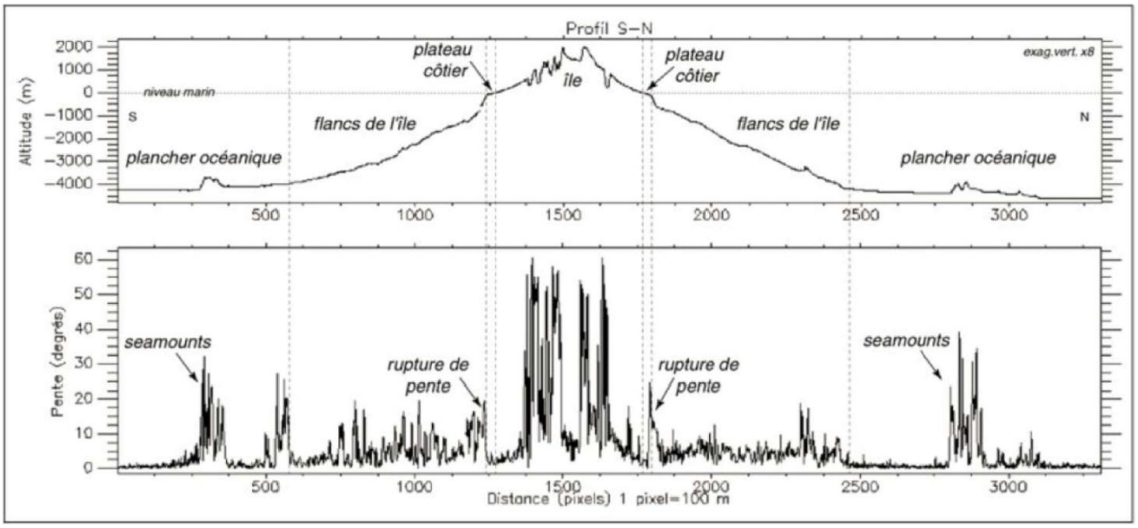


Image 31 Profil topographique et profil de pente de l'édifice volcanique de La Réunion – Source Energies Réunion 2015

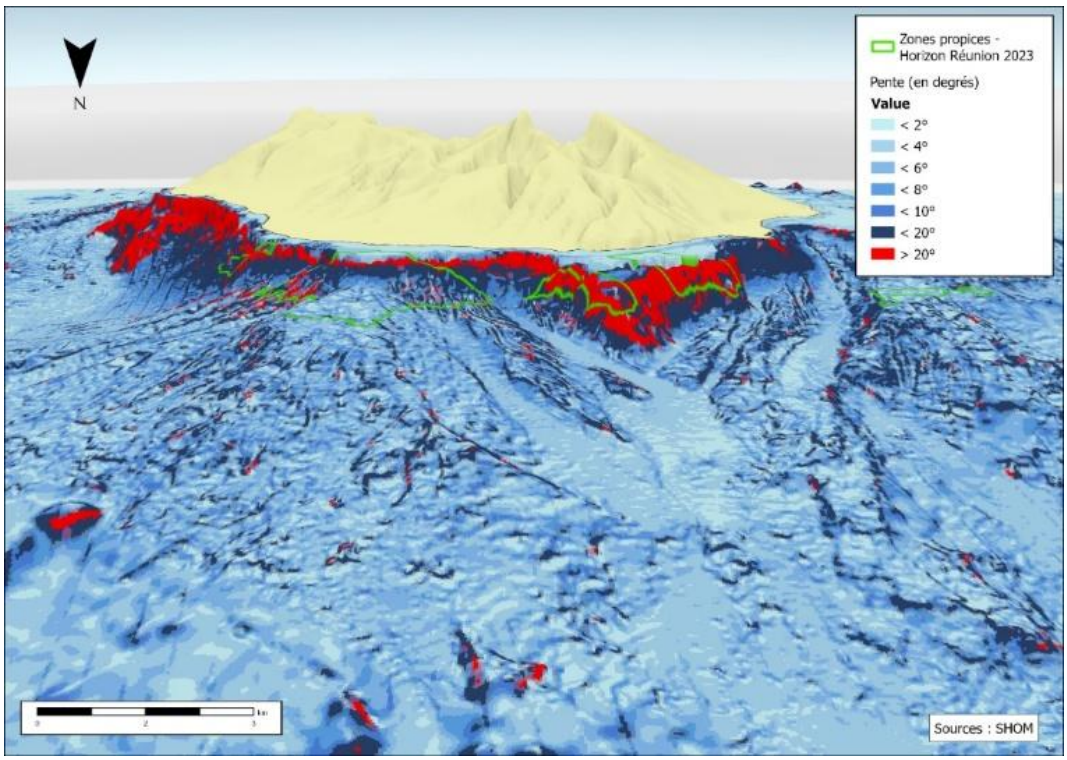


Image 32 Pente des fonds marins au large de la Réunion – Vue du Nord (Exagération verticale 3) – Cerema

[27] Opportunité de l'éolien offshore flottant à La Réunion, Energies Réunion SPL - Région Réunion - DCNS, 2015

La Réunion se distingue des projets en Californie par la présence de très fortes pentes supérieures à 10° et pouvant atteindre ou dépasser 20° avec des ruptures très prononcées, tandis que les projets Humboldt et Morro Bay se trouvent dans des zones où les fonds marins sont relativement plats, avec une pente globalement inférieure à 2° et à 4° par endroit.

Les cartes ci-après présentent en rouge les zones où la pente est supérieure à 20° à La Réunion, et entre 15° et 20° pour la Californie.

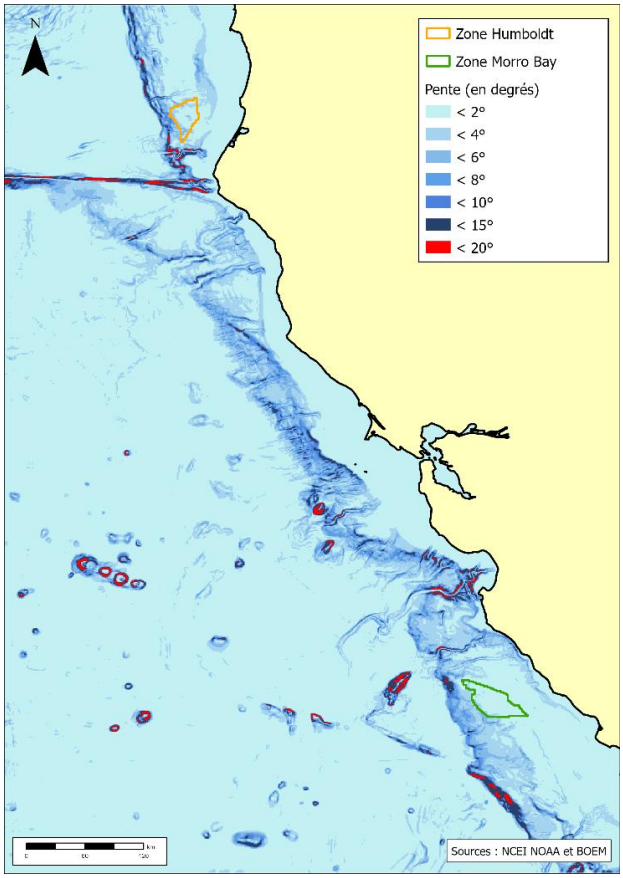


Image 33 Pente des fonds marins au large de la Californie, dans les zones de développement de projets d'éoliennes flottantes – Cerema

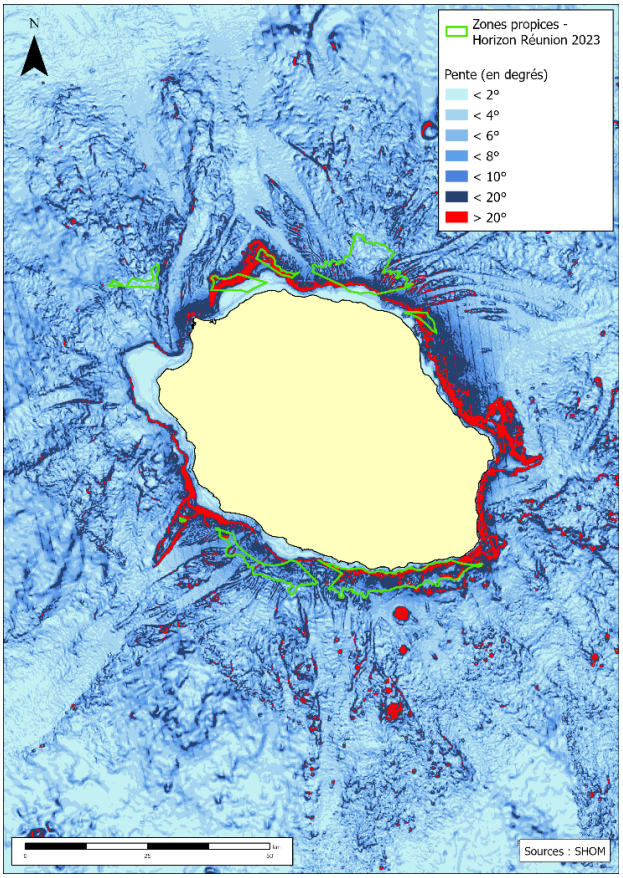


Image 34 Pente des fonds marins au large de la Réunion, dans les zones de développement de projets d'éoliennes flottantes – Cerema

Les pentes sous-marines constituent un paramètre important qui doit impérativement être pris en compte car il renforce la difficulté technique à la fois pour l'ancrage des éoliennes et pour le raccordement électrique du parc.

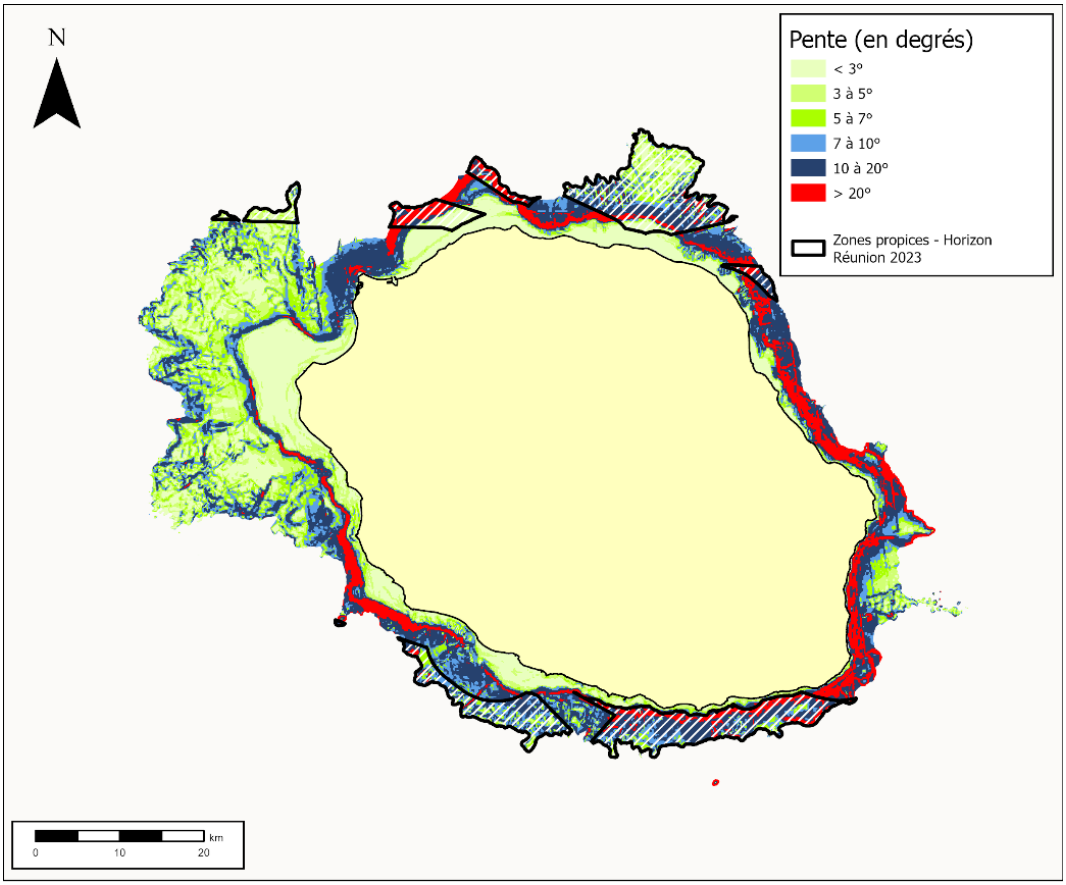


Image 35 Pente et bathymétrie limitée à 1 000 m à La Réunion – Cerema

4.1.2.1 Ancrage des éoliennes

Les recommandations du CFMS[28] à ce sujet soulignent que

> « *l'évaluation des conditions du sol est nécessaire pour planifier et concevoir les fondations d'ancrage. Ces conditions du sol comprennent les caractéristiques de la surface des fonds marins : pente, irrégularités, escarpements, rochers, coraux, chenaux, bancs de sable, dunes, anciennes zones de dragage et zones de rejet. Même une pente de quelques degrés peut être critique dans les zones de sédimentation rapide et présentant des sols faiblement consolidés.*
>
> *Pour les parcs éoliens flottants situés sur des fonds marins en pente, il peut être nécessaire de prendre en compte les risques d'avalanches de boue, de courants de turbidité ou de coulées de débris, susceptibles d'affecter les fonds marins sur plusieurs kilomètres vers l'aval*. »

En plus de la pente naturelle,

> « *l'installation peut entraîner des écarts par rapport à la position ou à l'orientation théorique de l'ancrage. Elle peut provoquer un défaut de verticalité du caisson, des variations de profondeur du point d'accrochage (padeye) ou encore un désalignement. La tolérance d'inclinaison pendant l'installation est généralement fixée à ± 5° dans une configuration de fond marin plat*. »

Il n'y a donc **pas de limite précise en degré de pente pour permettre l'ancrage**. Les développeurs de projets indiquent généralement qu'ils évitent les zones de pentes pour positionner les ancrages.

[28] *Recommendations for planning and designing anchor foundations of floating wind turbines*, Workgroup « Foundations of Floating Wind Turbines », CFMS,2024.

Une étude de 2015 sur l'éolien flottant pour l'ADEME et le Conseil Régional de la Guadeloupe avait fixé une limite de 5° en soulignant que « les zones de faibles pentes sont également à privilégier »[29]. Dans l'attente d'un travail plus approfondi sur le sujet, le Cerema a utilisé pour une étude à la Martinique (2024) une limite de 10° pour exclure les zones où l'ancrage semble trop compliqué. Cela peut être considéré comme la pente maximale pour des conditions géotechniques "classiques", c'est-à-dire pour lesquelles la cause de l'instabilité de l'ancrage est principalement la gravité.

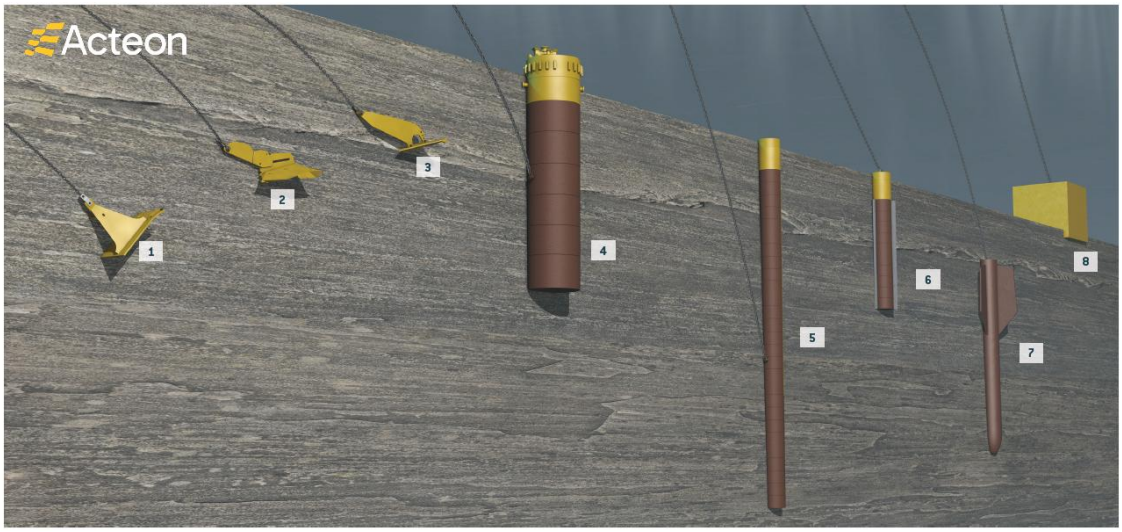
Depuis, le Cerema a reçu la contribution informelle suivante :

Tableau 11 Limites de compatibilité des ancrages avec les pentes

Type d'ancrage	**Pente maximale**		
	Réalisable	Sous réserves	Non réalisable
Ancre à enfouissement	<3°	≤ 5° Selon les conditions de sol, risque de soulèvement	> 5°
Caisson à succion	<5°	≤7° Risque de glissement du caisson au moment de l'installation	>7° Utilisation nécessaire d'un gabarit, rendant l'installation économiquement et techniquement irréalisable
Pieux battus ou forés	<7° Utilisation d'un gabarit pour corriger l'inclinaison lors du battage / vibrofonçage / forage	7° à 20° Selon les conditions de sol	> 20° Glissement du gabarit

Dans le cas de la Réunion, les pieux forés et scellés seraient probablement la solution pertinente. Leur diamètre limité (environ 2m) faciliterait leur implantation.

Image 36 Géométrie des différents types d'ancres dans le secteur de l'éolien en mer – Source Acteon – librement traduit



Type d'ancre	Sol			Capacité de charge verticale	Précision
	Argile	Sable	Roche dure		
1/ Ancre plate à succion (SEPLA)	***	***	***	***	***
2/ Ancre à charge verticale (VLA)	**			**	*
3/ Ancre à enfouissement	***	***	**		*
4/ Caisson à succion	***	*		**	***
5/ Pieux battus	***	***	**	***	***
6/ Pieux forés et scellés			**	***	***
7/ Ancre torpille	**			**	**
8/ Ancre gravitaire	*	*	*	*	***

* bon ** meilleur *** optimal

[29] Pré-diagnostic pour le développement éolien offshore flottant en Guadeloupe, Akuo Energy Caraïbes, juillet 2015

4.1.2.2 Raccordement électrique

De la même manière, les fortes pentes sous-marines et les reliefs très accidentés peuvent rendre la pose et la stabilité de la liaison électrique sous-marine très complexe. Dans une note de juillet 2023 intitulée « insertion des énergies marines renouvelables en Outre-mer », EDF SEI recommande d'adapter le retour d'expérience en Europe continentale au contexte local, notamment en raison des « *fonds marins plus complexes en termes de pente, de profondeur, de nature du sol (canyons et zones volcaniques) et exposés à un risque sismique* ». Ainsi, « *les techniques d'ensouillage ou de protection mécaniques des câbles sous-marins seront plus difficiles à mettre en œuvre* ».

Une solution pour franchir les dénivelés très importants seraient d'utiliser des câbles dynamiques au-delà du plateau, qui resterait en suspension dans la colonne d'eau, sans toucher le fond. Ils devront toutefois se trouver à une profondeur suffisamment importante pour garantir la sécurité de la navigation.

Dans le cas d'un parc de 200 MW à la Réunion, une solution de raccordement directe à la terre sans sous-station en mer pourrait être envisagée.

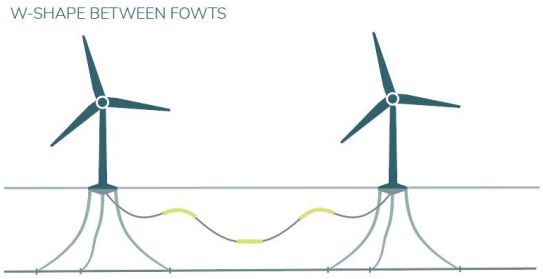


Image 37 Cable dynamique inter-éolienne flottante en configuration « W » - Source WFO[30]

4.1.3 Contraintes de pente dans les zones potentiellement favorables

Comme évoqué au point 2.4, sept zones ont été identifiées par l'Agence régionale de l'énergie de La Réunion comme « potentiellement favorables » à l'éolien en mer. L'identification tenait compte des contraintes physiques, environnementales, réglementaires et logistiques.

En revanche, la pente n'a pas été prise en compte, même si l'étude[31] précise que :

> *« Les cirques de la Réunion sont soumis à une érosion très importante. Les sédiments volcanoclastiques résultants sont transportés sur les pentes sous-marines lors d'événements parfois de grande ampleur telles des crues torrentielles ou des avalanches de débris. La localisation et la fréquence de ces évènements sont à prendre en compte dans la localisation de l'implantation du parc. De même, des systèmes de canyons et de chenaux incisent les flancs de l'île et leur emplacement doit être connu. »*

La présente étude propose donc une analyse de chacune des sept zones en fonction de la pente et des limites de compatibilité des ancrages évoquées au point 4.1.2.1.

Il convient toutefois de noter que les données du Shom disponibles à La Réunion ont une résolution de 0.001°, c'est-à-dire que les points de mesures sont distants d'environ 100 m. **Il conviendrait donc de disposer de mesures plus précises** sur les zones de développement identifiées afin de déterminer plus précisément la faisabilité.

A une échelle plus fine, il conviendrait également d'analyser plus précisément d'autres facteurs, comme la sédimentation rapide ou le risque sismique, qui pourraient aggraver la stabilité pour des pentes plus faibles.

[30] Floating Offshore Wind Dynamic Cables: Overview of Design and Risks, Cables & Floating Substations Subcommittee, World Forum Offshore Wind (WFO), février 2024

[31] Analyse multicritère pour l'éolien flottant à la Réunion, Note méthodologique, Horizon Réunion, mai 2023

4.1.3.1 *Zone de potentiel 1*

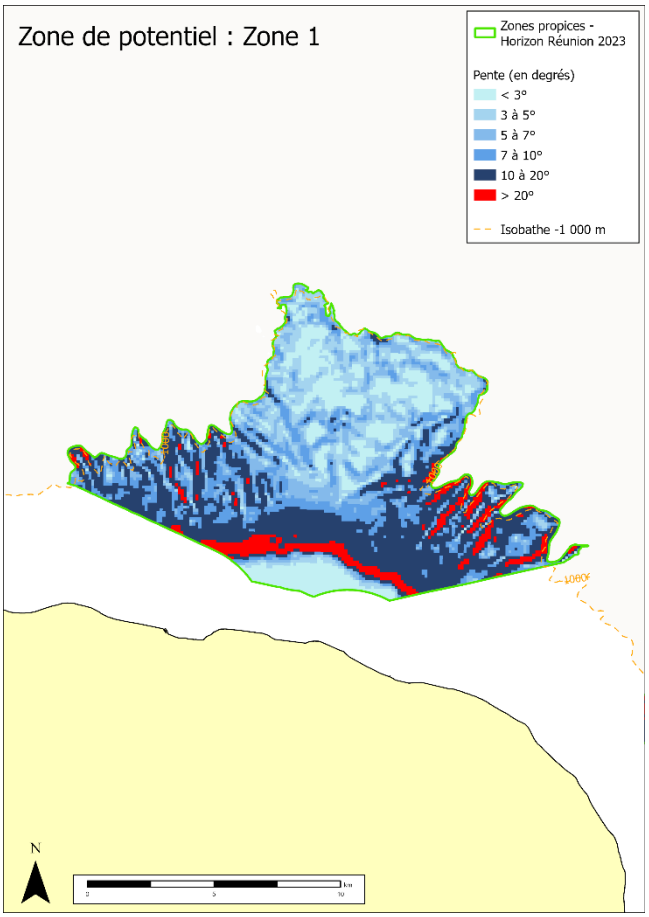


Image 38 Pente et bathymétrie limitée à 1 000 m dans la zone de potentiel n°1 – Cerema

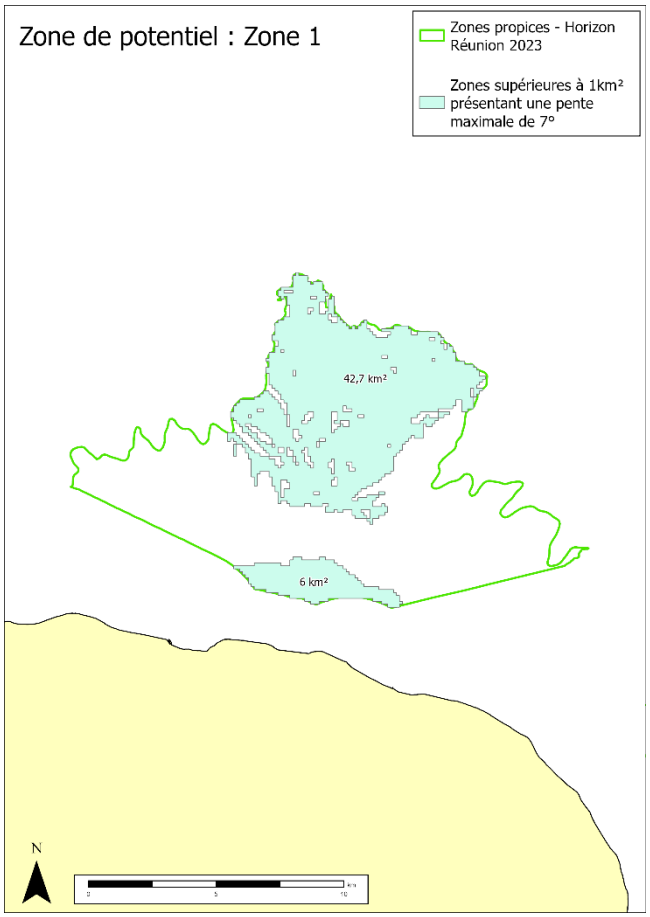


Image 39 Zones supérieures à 1 km² présentant une pente maximale de 7° dans la zone de potentiel n°1 – Cerema

La partie sud de la zone de potentiel 1 est marquée par de fortes pentes. Dans 38% de la surface de cette zone, les pentes dépassent 10°. Toutefois, même en fixant une limite à 7° de pente, **la partie nord de la zone reste suffisamment vaste (43km²) pour accueillir un parc de 200 MW.**

Comme expliqué au point 2.4, les zones ont été mises à jour en 2026 suite à l'adoption du nouveau plan de servitudes aéronautiques (PSA). La zone 1 est particulièrement affectée. Elle se trouve coupée en deux et fusionnée avec la zone 7. La nouvelle zone est appellée 1 bis dans cette étude.

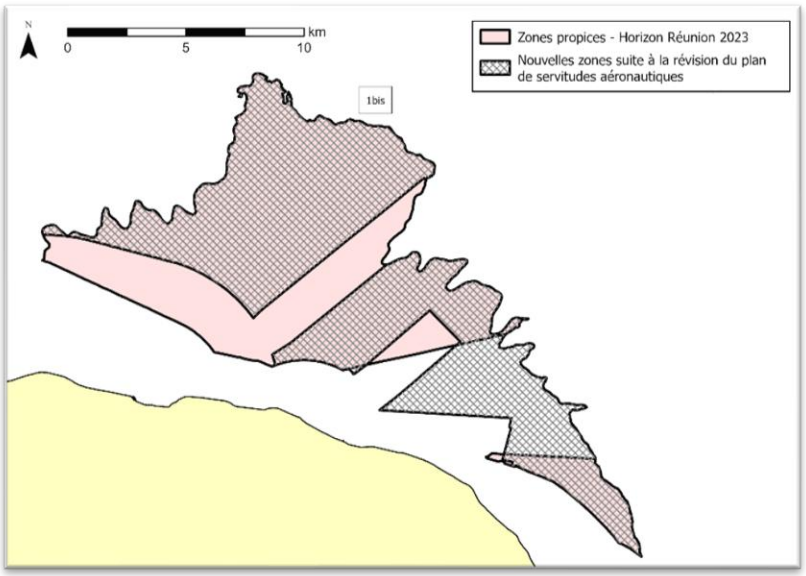


Image 40 Mise à jour de la zone 1 vers la zone 1 bis

La partie Ouest de la zone de potentiel 1 bis est **suffisamment vaste (41,2 km²) pour accueillir un parc de 200 MW,** avec des pentes inférieures à 7°. La partie Est de la zone en revanche est marquée par de fortes pentes.

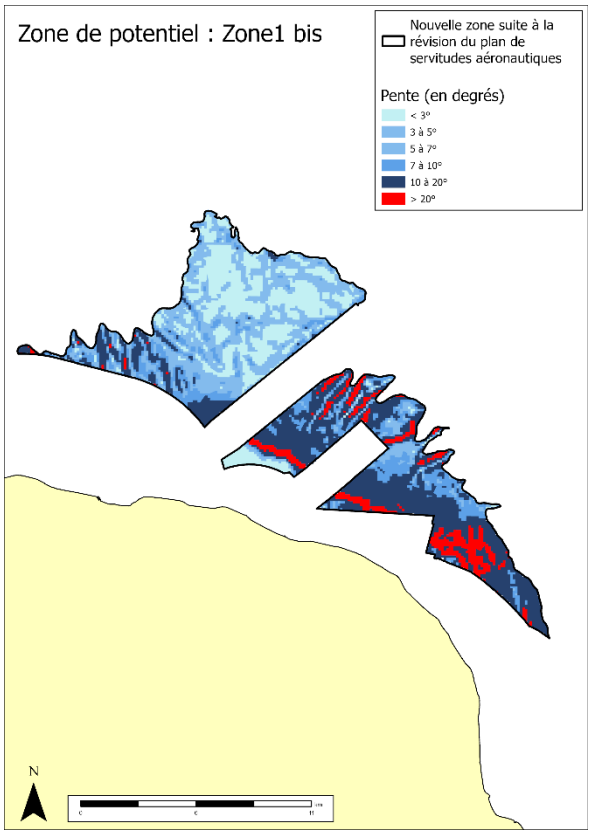


Image 41 Pente et bathymétrie limitée à 1 000 m dans la zone de potentiel n°1 bis – Cerema

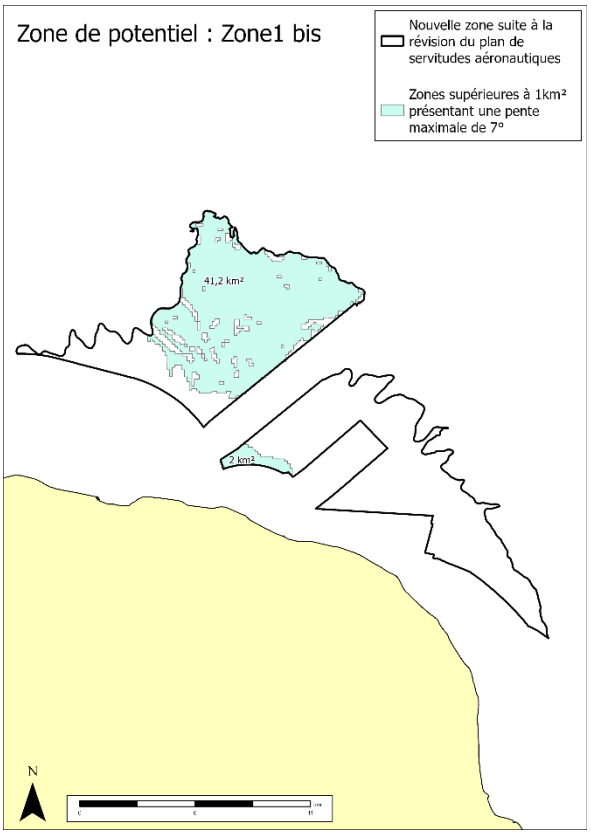


Image 42 Zones supérieures à 1 km² présentant une pente maximale de 7° dans la zone de potentiel n°1 bis – Cerema

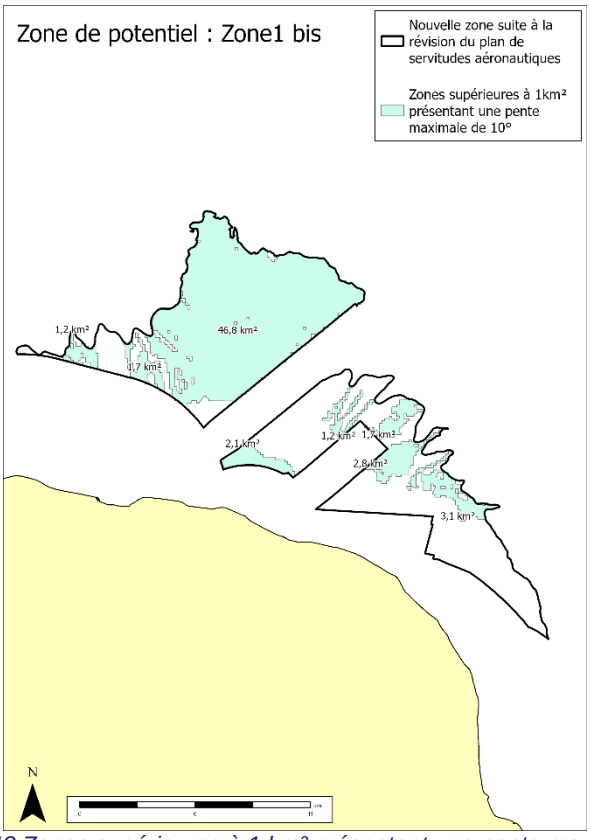


Image 43 Zones supérieures à 1 km² présentant une pente maximale de 10° dans la zone de potentiel n°1 bis – Cerema

4.1.3.2 *Zone de potentiel 2*

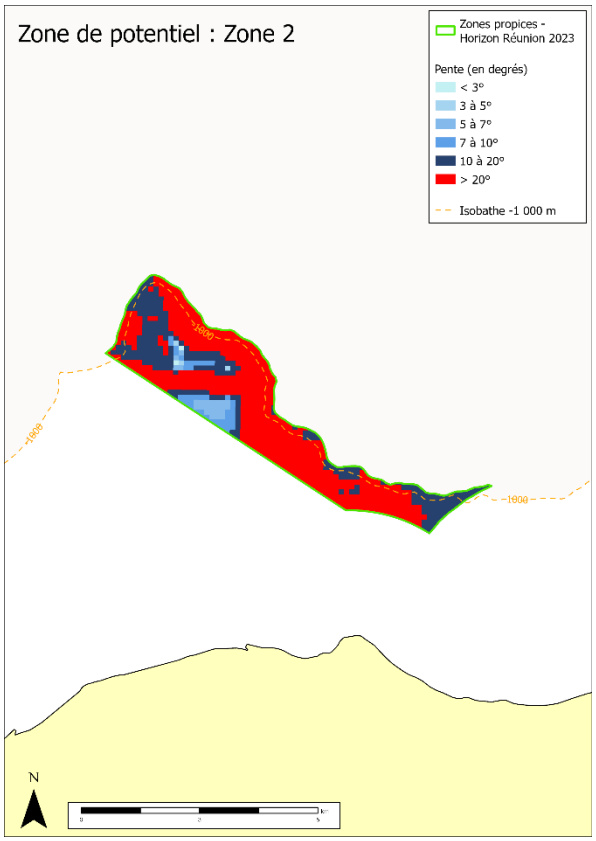


Image 44 Pente et bathymétrie limitée à 1 000 m dans la zone de potentiel n°2 – Cerema

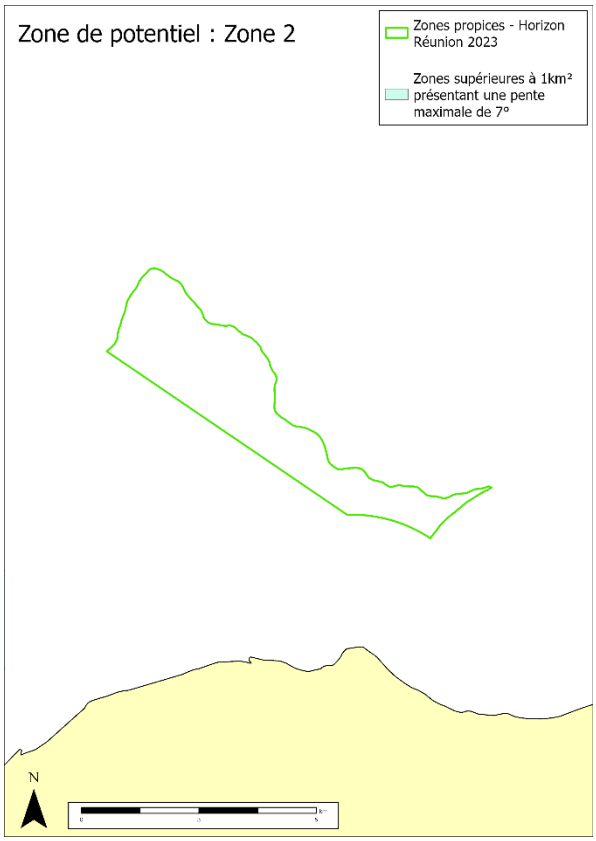


Image 45 Zones supérieures à 1 km² présentant une pente maximale de 7° dans la zone de potentiel n°2 – Cerema

Plus de 90% de la zone de potentiel 2 est marquée par des pentes supérieures à 10%, et même 60% dont les pentes sont supérieures à 20°.

Même en portant la limite à 20° de pente, les surfaces sont très fragmentées et **ne permettraient pas d'accueillir un parc de 200 MW.**

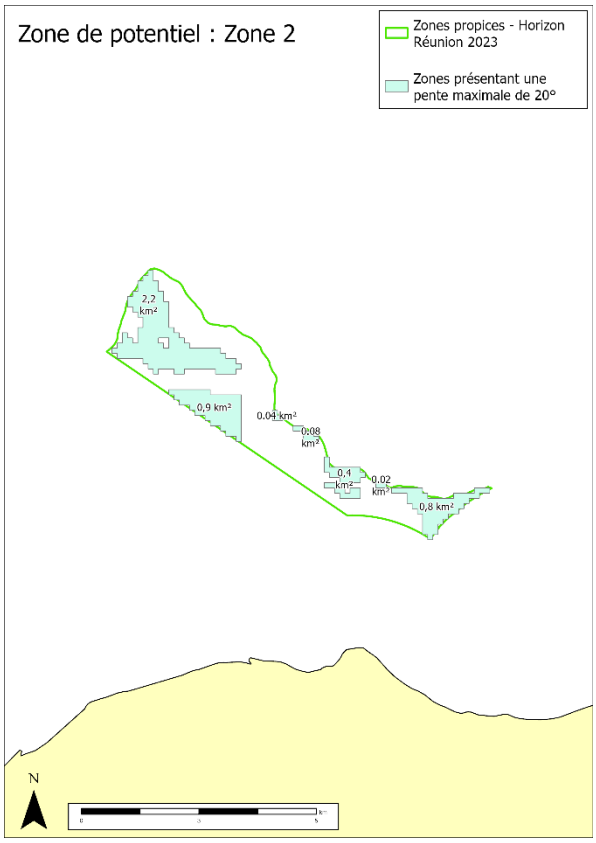


Image 46 Zones présentant une pente maximale de 20° dans la zone de potentiel n°2 – Cerema

4.1.3.3 *Zone de potentiel 3*

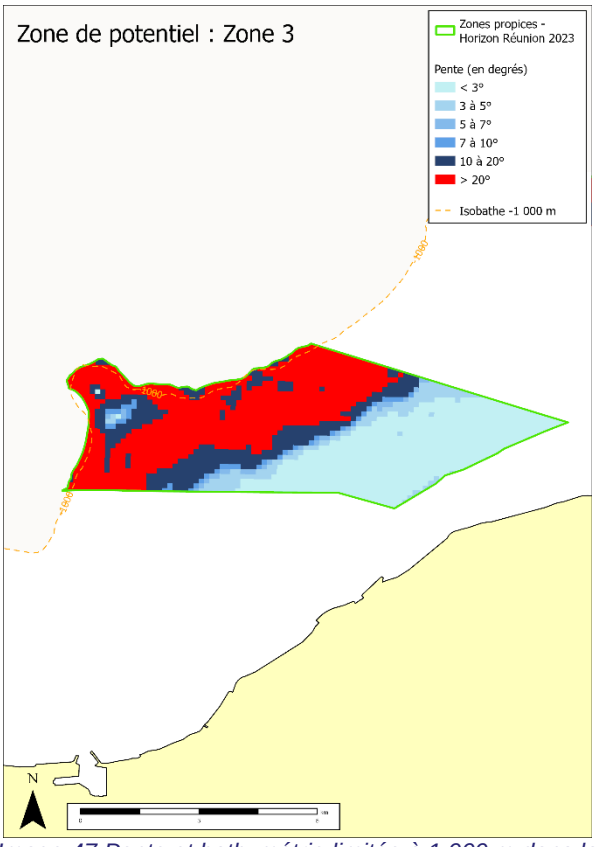


Image 47 Pente et bathymétrie limitée à 1 000 m dans la zone de potentiel n°3 – Cerema

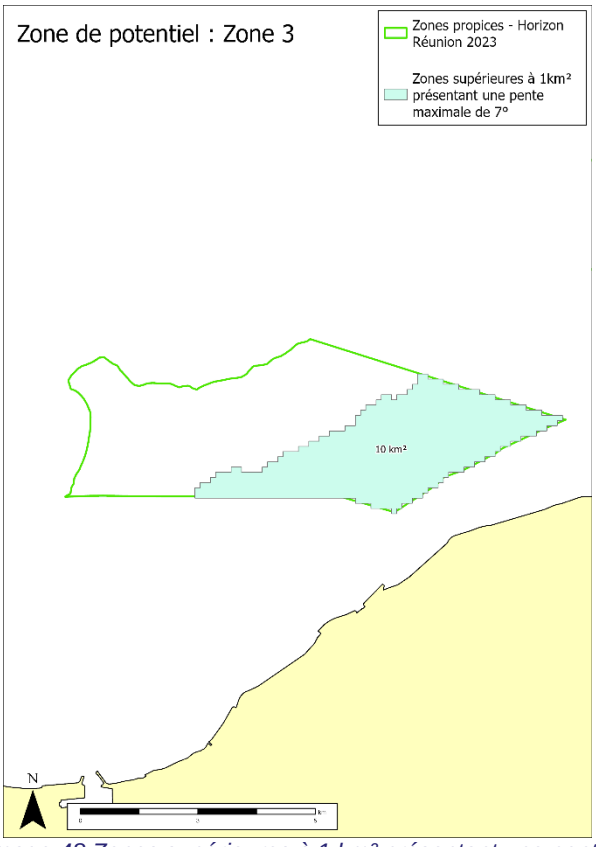


Image 48 Zones supérieures à 1 km² présentant une pente maximale de 7° dans la zone de potentiel n°3 – Cerema

Plus de 80% de la zone de potentiel 3 est marquée par des pentes supérieures à 10%, et même 43% dont les pentes sont supérieures à 20°.

En fixant une limite à 7° de pente, il ne subsisterait qu'une zone de 10 km² qui **ne permettrait pas d'accueillir un parc de 200 MW**.

Même en portant la limite à 20° de pente, les surfaces restantes imposeraient une densité énergétique d'environ 15 MW/km² pour permettre d'accueillir un parc d'une capacité totale de 200 MW.

Par comparaison, les zones de projets flottants de l'appel d'offres n°10 (2026) dans l'hexagone ont des densités comprises entre 5 et 6,7 MW/km².

En complément, l'analyse de 2023 indique que cette partie sud-est de la zone 2 impacterait fortement la « trame marine » intégrée aux zonages environnementaux.

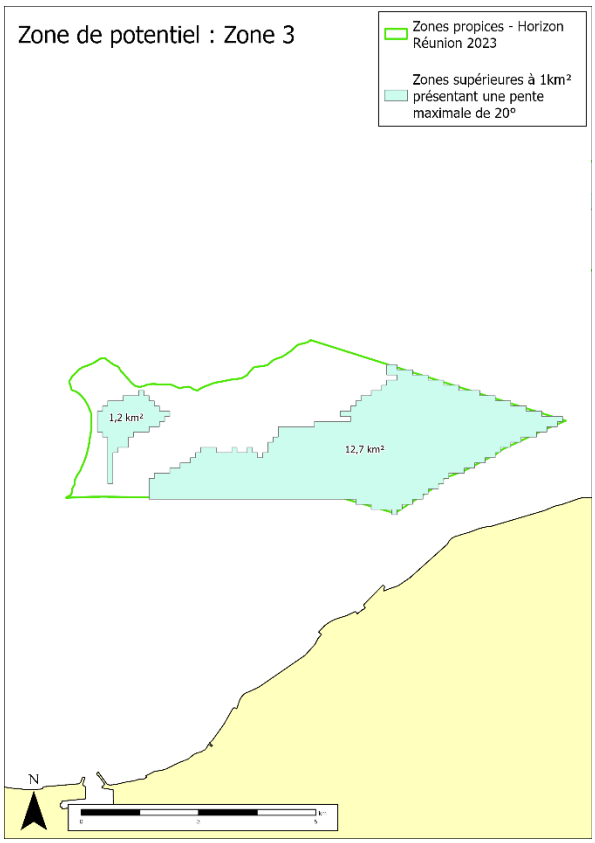


Image 49 Zones présentant une pente maximale de 20° dans la zone de potentiel n°3 – Cerema

4.1.3.4 *Zone de potentiel 4*

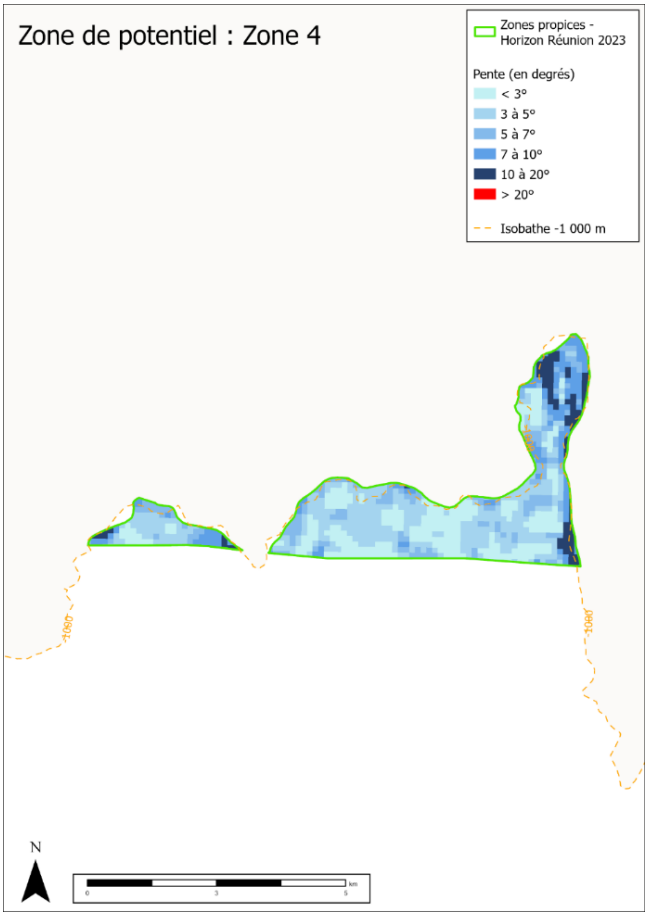


Image 50 Pente et bathymétrie limitée à 1 000 m dans la zone de potentiel n°4 – Cerema

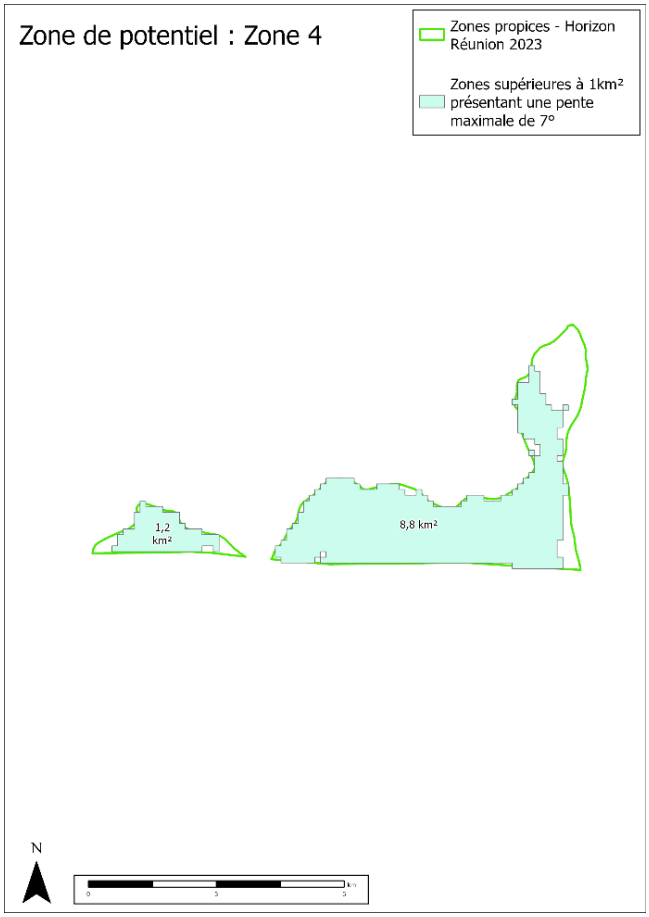


Image 51 Zones supérieures à 1 km² présentant une pente maximale de 7° dans la zone de potentiel n°4 – Cerema

La zone de potentiel 4 est située sur un plateau au Nord-Ouest, et ne présente presque pas de pentes supérieures à 7°. Toutefois, **la surface disponible ne permettrait pas d'accueillir un parc de 200 MW**.

Cependant, la partie sud de cette zone 2023 a été fortement réduite par rapport à la zone 2015 (voir 2.4) en raison du critère de vitesse moyenne minimale du vent (7 ms). Ce critère a été défini par Horizon Réunion sur la base des recommandations du Cerema pour l'hexagone, en accord avec la filière (SER).

Dans le contexte de La Réunion, où le coût de production de l'électricité est très largement supérieur à celui de l'hexagone, cette limite de 7 m/s pourrait éventuellement être abaissée.

Une diminution du critère de vitesse moyenne du vent conduirait à une réduction du facteur de charge, mais à un agrandissement de la zone 4 vers le sud dans un zone de pentes globalement inférieures à 7°.

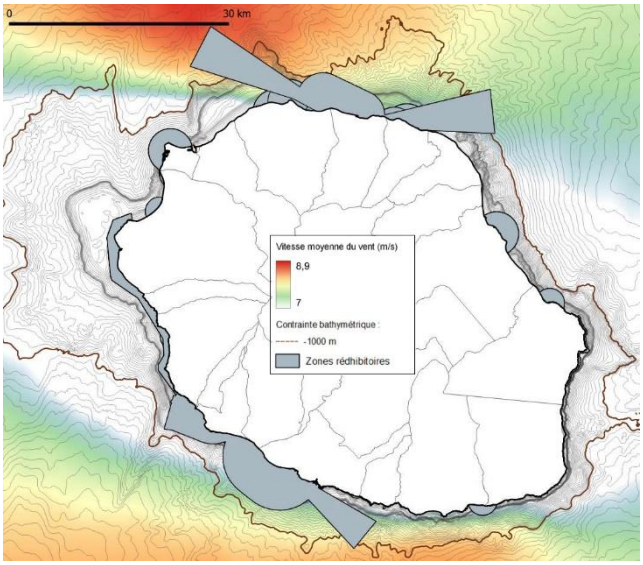


Image 52 Vitesses de vent supérieures à 7m/s Analyse multicritère Horizon Réunion, 2023

4.1.3.5 *Zone de potentiel 5*

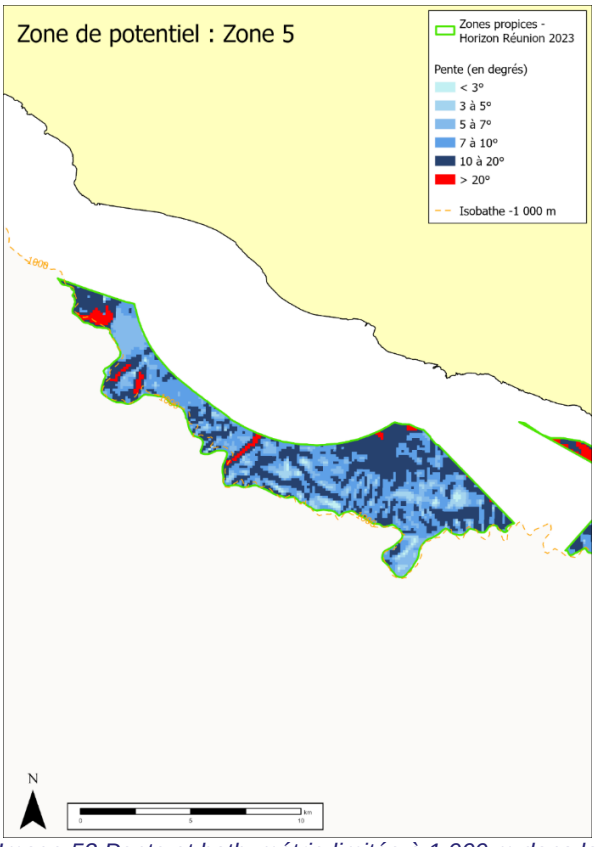


Image 53 Pente et bathymétrie limitée à 1 000 m dans la zone de potentiel n°5 – Cerema

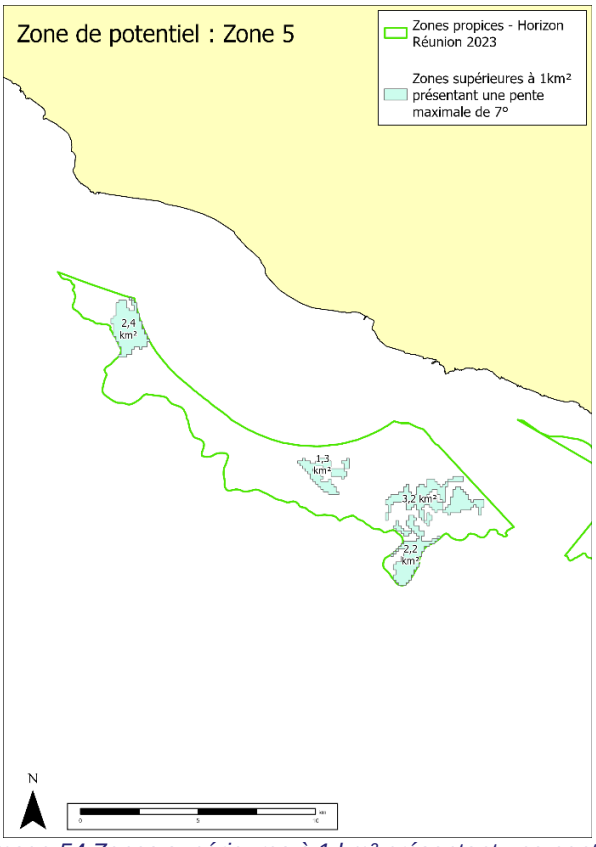


Image 54 Zones supérieures à 1 km² présentant une pente maximale de 7° dans la zone de potentiel n°5 – Cerema

La zone de potentiel 5 est relativement hétérogène avec des pentes de 10 à 20° réparties sur 41% de la surface, ce qui complique l'identification d'une zone restreinte au sein de cette large zone.

En fixant une limite à 7° de pente, il ne subsisterait que des zones de 1,3 à 3,2 km² qui ne permettraient pas d'accueillir un parc de 200 MW.

En fixant une limite à 10° de pente, une zone de 35 km² resterait accessible et juste suffisante pour un parc de 200 MW (5,7 MW/km²).

Par comparaison, les zones de projets flottants de l'appel d'offres n°10 (2026) dans l'hexagone ont des densités comprises entre 5 et 6,7 MW/km².

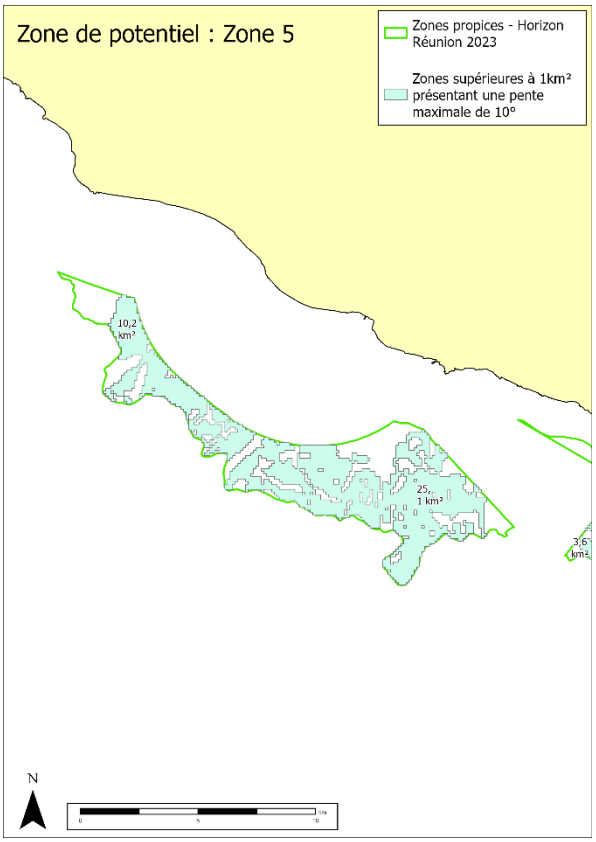


Image 55 Zones supérieures à 1 km² présentant une pente maximale de 10° dans la zone de potentiel n°5 – Cerema

4.1.3.6 *Zone de potentiel 6*

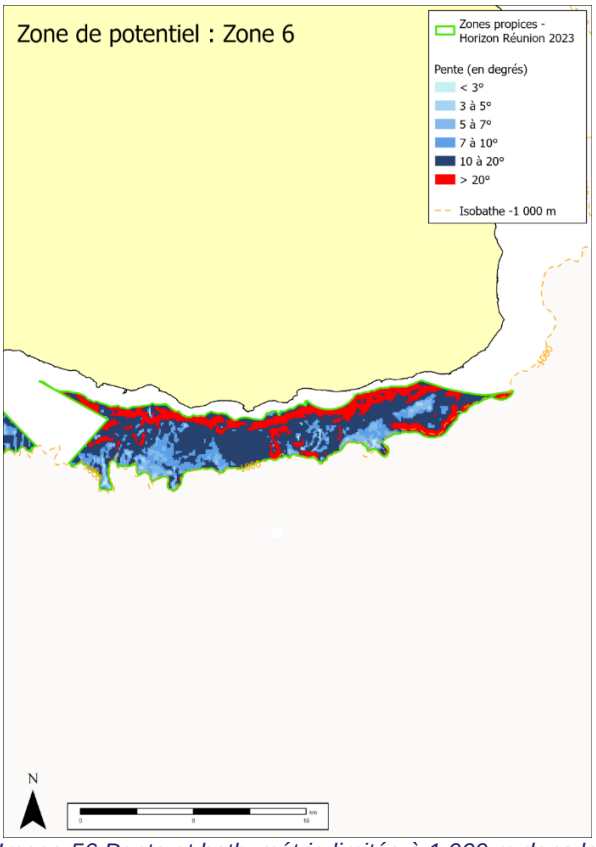


Image 56 Pente et bathymétrie limitée à 1 000 m dans la zone de potentiel n°6 – Cerema

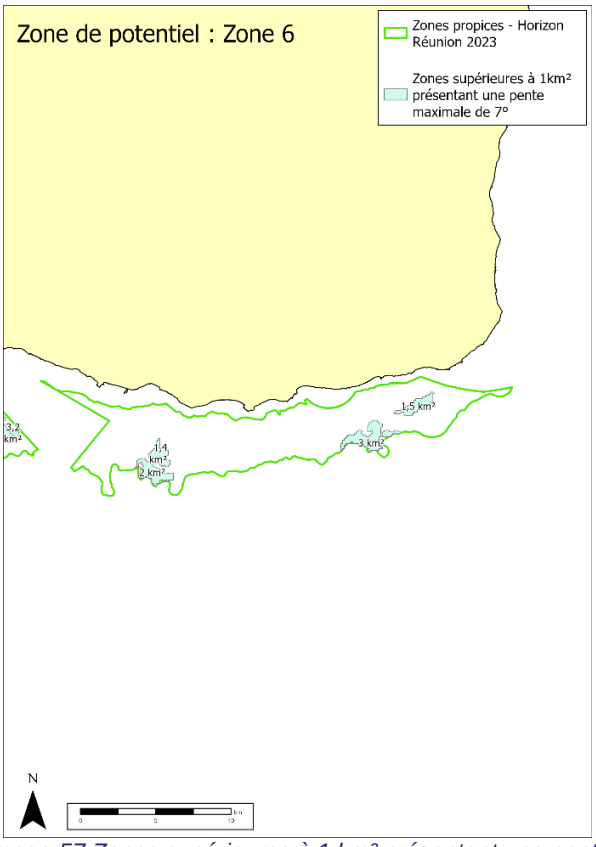


Image 57 Zones supérieures à 1 km² présentant une pente maximale de 7° dans la zone de potentiel n°6 – Cerema

La zone de potentiel 6 est relativement hétérogène avec de très fortes pentes au nord sur 25% de la surface, et des pentes de 10 à 20° réparties sur 21% de la surface, ce qui complique l'identification d'une zone restreinte au sein de cette large zone.

En fixant une limite à 7° de pente, il ne subsisterait que des zones de 1,4 à 3 km². Même en fixant une limite à 10° de pente, la zone resterait fortement morcelée, ce qui **ne permettrait pas d'accueillir un parc de 200 MW**.

La zone 6 ne semble donc pas prioritaire en raison de la difficulté technique pour les ancrages.

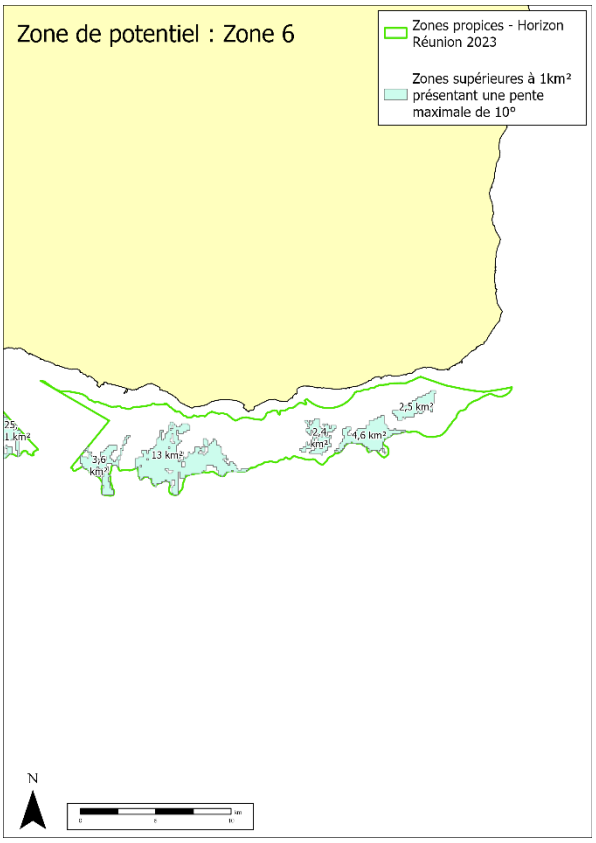


Image 58 Zones supérieures à 1 km² présentant une pente maximale de 10° dans la zone de potentiel n°6 – Cerema

4.1.3.7 Zone de potentiel 7

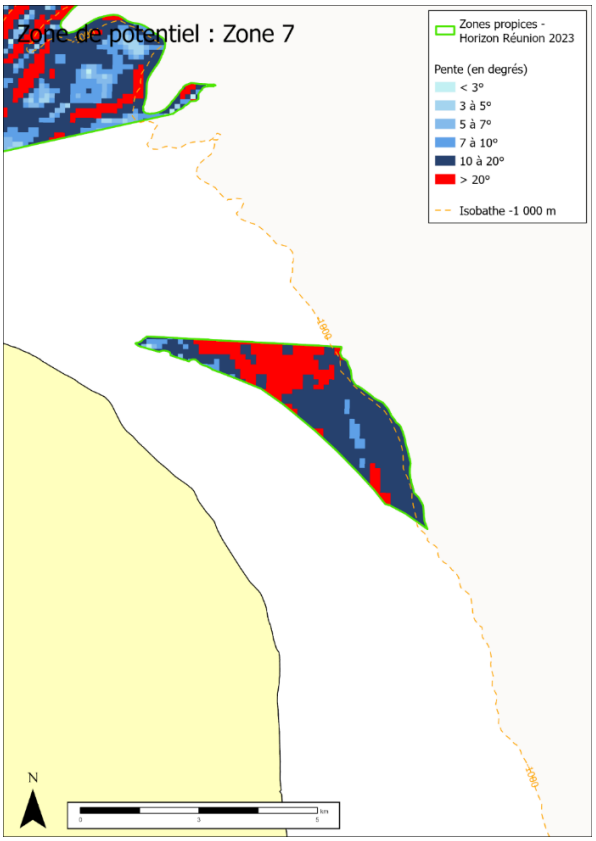


Image 59 Pente et bathymétrie limitée à 1 000 m dans la zone de potentiel n°7 – Cerema

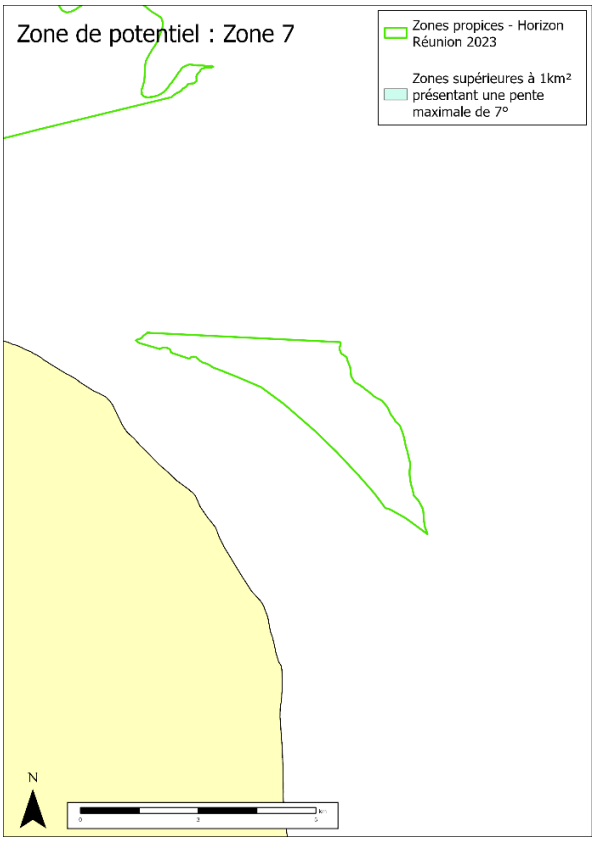


Image 60 Zones supérieures à 1 km² présentant une pente maximale de 7° dans la zone de potentiel n°7 – Cerema

Plus de 90% de la zone de potentiel 7 est marquée par des pentes supérieures à 10%, et même 22% dont les pentes égales ou supérieures à 20°.

En fixant une limite à 7° de pente, **cette zone serait écartée** en raison de la difficulté technique pour les ancrages.

Même en fixant une limite à 15° de pente, il ne subsisterait qu'une zone de 3 km² qui ne permettraient pas d'accueillir un parc de 200 MW.

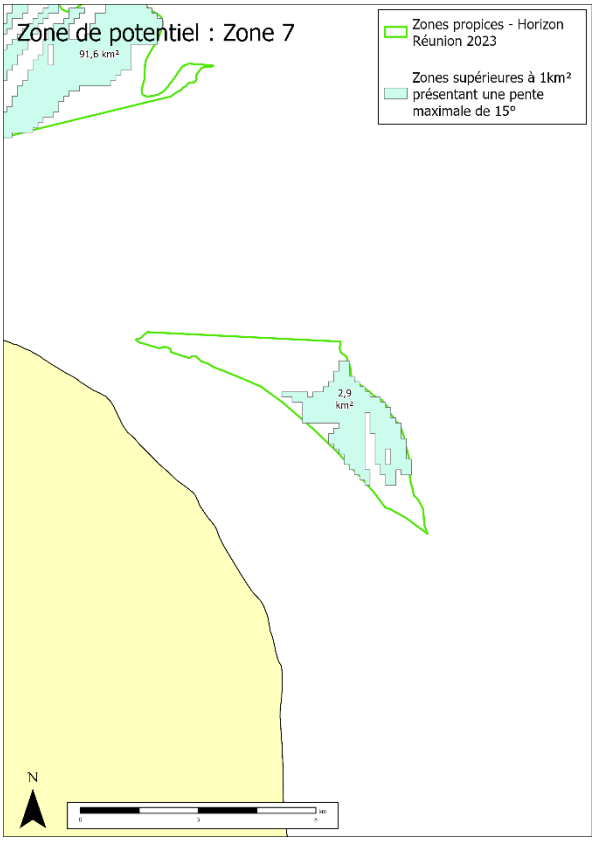


Image 61 Zones supérieures à 1 km² présentant une pente maximale de 15° dans la zone de potentiel n°7 – Cerema

4.1.3.8 *Conclusion sur les pentes*

L'analyse ci-dessus indique que :

- La **zone 1**, et notamment sa partie nord, est **la plus accessible** en raison des pentes plus faibles (≤ 7°) facilitant les ancrages.
- La zone 5 est relativement hétérogène mais une surface suffisante resterait accessible en incluant des zones de plus fortes pentes (≤ 10°)
- La zone 6 nécessiterait d'explorer des zones dont les fortes pentes (≤ 15°) augmenteraient la difficulté technique pour les ancrages.
- La zone 4 est située sur un plateau et ne présente presque pas de pentes (> 7°). Elle est cependant trop réduite actuellement. Un abaissement du critère de vitesse moyenne minimale du vent (7 m/s) pourrait permettre de l'agrandir.
- Les zones 2, 3 et 7 présentent de très fortes pentes (> 20°) et sont trop réduites pour accueillir un parc de 200 MW.

Tableau 12 Surface disponible dans chaque zone en fonction de la limite technique de pente fixée

Zone	**Surface cumulée (km²)** *- en excluant les « confettis » < 1 km² -* **présentant une pente inférieure ou égale à :**						Superficie (km²)
	3°	**5°**	**7°**	**10°**	**15°**	**20°**	
1	19	37	48,7	73,1	91,6	107,6	114
1 bis	*16,3*	*34*	*43,2*	*61*	*82,2*	*96,5*	*106*
2	-	-	-	-	-	2,2	11
3	9,1	9,7	10	10,3	11,6	13,9	24
4	4,2	8	10	11,5	12	12	12
5	-	-	9	35,3	49,8	53	55
6	-	-	8	26	56	75,5	103
7	-	-	-	-	2,9	4,7	7

Tableau 13 Puissance équivalente dans chaque zone en fonction de la limite technique de pente fixée (hypothèse de densité de 5 MW/km²)

Zone	**Puissance équivalente (MW) aux surfaces (km²)** – 5 MW/km²					
	3°	**5°**	**7°**	**10°**	**15°**	**20°**
1	95	185	243,5	365,5	458	538
1 bis	*81,5*	*170*	*216*	*305*	*411*	*482,5*
2	-	-	-	-	-	11
3	45,5	48,5	50	51,5	58	69,5
4	21	40	50	57,5	60	60
5	-	-	45	176,5	249	265
6	-	-	40	130	280	377,5
7	-	-	-	-	14,5	23,5

Surface suffisante pour un parc de 200 MW | Surface limitée | Surface insuffisante

4.2 Nature des sols

Le projet CARTOMAR de 2007, co-financé par la DIREN Réunion et le BRGM, fournit des données sur la nature des fonds marins côtiers de La Réunion, mais seulement sur la zone de -20 à -100 m de profondeur. L'absence de données sur la nature des sols aux profondeurs ciblées est un problème récurrent dans l'hexagone comme en outremer.

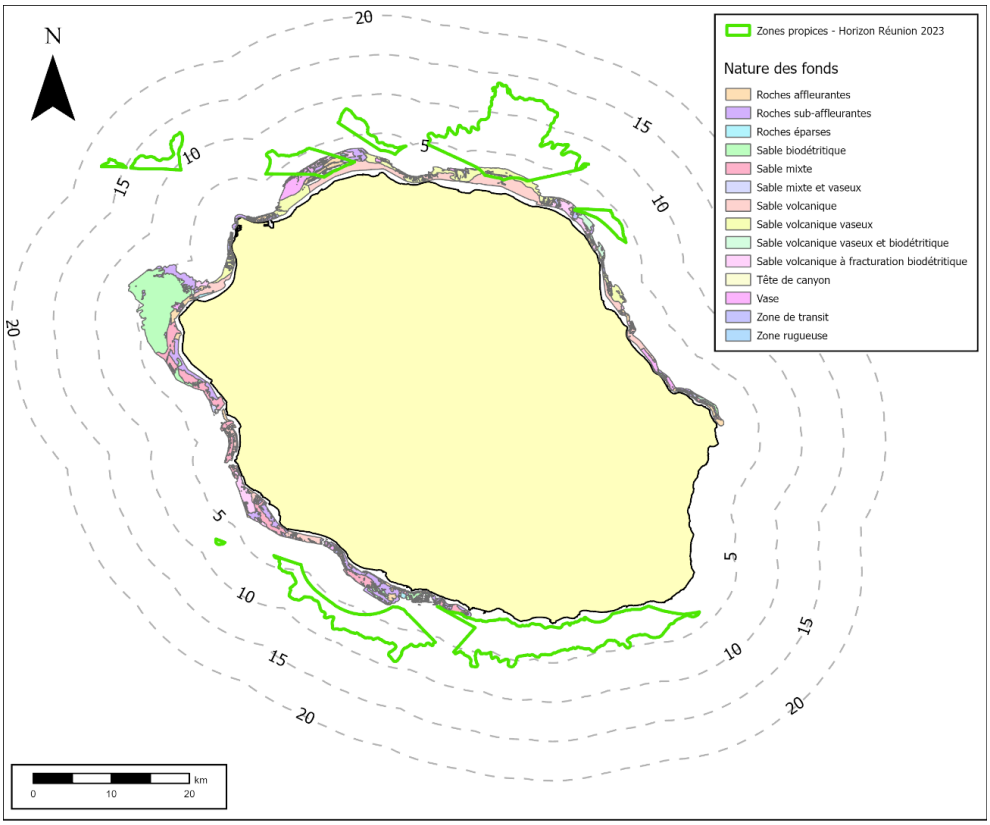


Image 62 Nature des fonds marins côtiers de La Réunion de -20 à -100 m de profondeur – projet CARTOMAR 2007

Des études complémentaires seront donc nécessaires pour connaitre la nature des fonds marins dans les zones identifiées. Dans l'hypothèse de la présence de roche volcanique, il sera important d'éviter le contact entre les segments du bas de la ligne d'ancrage qui serait générateur d'abrasion et qui pourrait réduire de manière significative la durée de vie et l'intégrité du projet.

Aussi un système d'ancrage par « lignes tendues » ou « TLP » serait pertinent et compatible avec la bathymétrie des zones.

4.3 Risques naturels

La situation géographique (environnement tropical océanique) et la nature géologique (relief jeune et marqué, nature des sols, etc.) de l'île de La Réunion font d'elle la région française la plus exposée aux risques naturels. En effet, elle est concernée par sept des huit aléas majeurs : les cyclones et tempêtes, les inondations, les mouvements de terrains, les éruptions volcaniques, les feux de forêts, les tsunamis et les séismes.

Son exposition est décrite précisément au sein du dossier départemental sur les risques majeurs (DDRM). C'est le document de référence en matière d'information préventive.

Ces risques ont déjà conduit à l'abandon d'un projet houlomoteur. En effet, EDF Energies nouvelles et DCNS s'étaient lancés dès 2008 dans le développement du projet « Houles Australes » en partenariat avec la Région Réunion. Alors que les développeurs procédaient aux derniers réglages du prototype à l'échelle 1, avant le passage à la phase pilote puis industrielle, l'île de La Réunion a été frappée par le cyclone Bejisa en janvier 2014. La liaison câblée entre les bouées (10 m de diamètre et 5 m de hauteur) et les fondations a rompu, et les flotteurs ont ainsi été arrachés et éparpillés au large. Le système hydraulique fixé à 25m de fond a été retrouvé sur des récifs. Le projet a ensuite été abandonné.

4.3.1 Risque cyclonique

Un cyclone tropical est une perturbation météorologique sous la forme d'un tourbillon qui présente à sa surface un centre de basse pression d'environ 50 km – l'œil – entouré d'une masse nuageuse moyenne de 500 km où la violence des conditions météorologiques est maximale : vent violent, fortes pluies, houle renforcée, surélévation du niveau de la mer, ou encore orages.

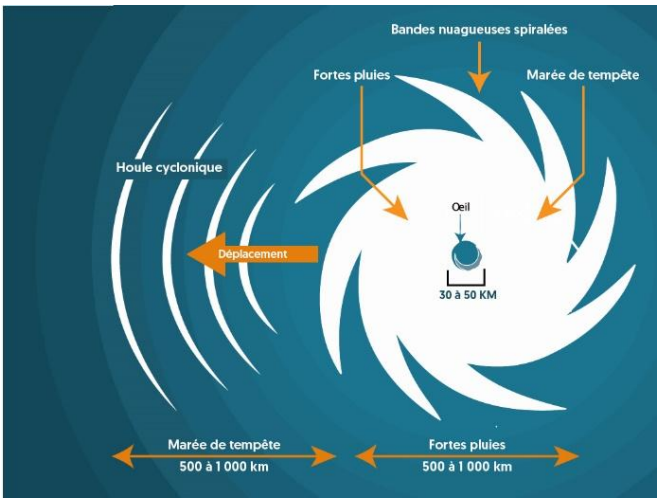


Image 63 Formation d'un cyclone tropical –source DDRM www.risquesnaturels.re

Les systèmes dépressionnaires sont identifiés selon une classification se basant sur la vitesse des vents :

	Dépression tropicale	Tempête tropicale modérée	Forte tempête tropicale	Cyclone tropical	Cyclone tropical intense	Cyclone tropical très intense
Vitesse moyenne des vents	51 et 62 km/h (Force 6 Beaufort)	63 et 88 km/h (Force 8 et 9 beaufort)	89 et 117 km/h (Force 10 ou 11 Beaufort)	118 et 165 km/h (Force 12 Beaufort)	166 et 212 km/h (Force 12 Beaufort)	> 212 km/h (Force 12 Beaufort)

Tableau 14 Classification des systèmes dépressionnaires.

L'unité de mesure de la force du vent adoptée internationalement dans les observations météorologiques en mer est l'échelle de Beaufort, qui tient compte du vent moyenné sur 10 minutes mesuré à 10 mètres de hauteur[32] :

[32] L'Organisation Météorologique Mondiale (OMM) préconise de moyenner les vents sur 10 mn. Toutefois, sur les bassins dont la responsabilité du suivi incombe aux Etats-Unis, la moyenne utilisée comme standard est de 1 mn.

Tableau 15 Extrait de l'échelle de Beaufort

Degré Beaufort	Terme descriptif	Vitesse moyenne en nœuds	Vitesse moyenne en km/h	Vitesse moyenne en m/s
8	Coup de vent	34 à 40	62 à 74	17 à 20
9	Fort coup de vent	41 à 47	75 à 88	21 à 24
10	Tempête	48 à 55	89 à 102	25 à 28
11	Violente tempête	56 à 63	103 à 117	29 à 33
12	Ouragan	64 et plus	118 et plus	33 et plus

La Réunion se situe dans le bassin cyclonique du Sud-Ouest de l'Océan Indien, où la saison cyclonique se déroule de Décembre à Avril, avec un maximum de risque entre Janvier et Mars.

Au cours de ces 40 dernières années, la **période de retour** des cyclones et tempêtes qui sont passés à moins de 100 km de La Réunion est **estimée à deux ans**, avec une répartition très irrégulière dans le temps. Par comparaison avec les Antilles, la moyenne sur 60 ans est de 1 cyclone tous les 10 ans en Martinique, 7-8 ans en Guadeloupe et 6 ans à Saint-Barthélemy.

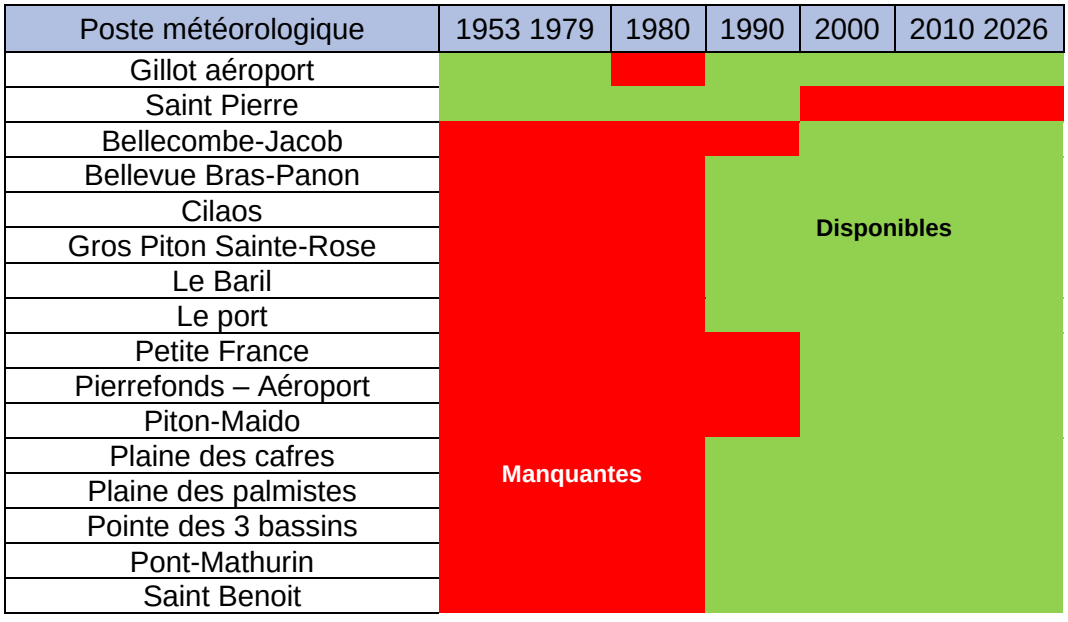
Parmi les événements les plus marquants et faisant encore date de nos jours, les cyclones de 1948 (165 morts), les cyclones Jenny en 1962 (36 morts) et Hyacinthe en 1980 (25 morts) ont été les plus meurtriers. De 1962 à 2026, au moins 31 cyclones ont touché La Réunion :

- Jenny (1962)
- Giselle (1964)
- Denise (1966)
- Hermine (1970)
- Lydie (1973)
- Clarence (1977)
- Fifi (1977)
- Hyacinthe (1980)
- Florine (1981)
- Erinesta (1986)
- Clotilda (1987)
- Firinga (1989)
- Colina (1993)
- Hollanda (1994)
- Davina (1999)
- Connie (2000)
- Ando (2001)
- Dina (2002)
- Gamède (2007)
- Dumile (2013)
- Béjisa (2014)
- Fakir (2018)
- Gelena (2019)
- Calvinia (2020)
- Herold (2020)
- Batsirai (2022)
- Emnati (2022)
- Freddy (2023)
- Belal (2024)
- Garance (2025)
- Gezani (2026)

4.3.1.1 *Vents violents*

Météo France fournit publiquement des informations climatologiques de base par département et par période. Pour La Réunion, des données de vent moyen et de rafales sont disponibles pour deux stations depuis 1953 et pour une dizaine de stations depuis 1990-2000 jusqu'à février 2026. Il convient toutefois de noter que ces mesures proviennent de stations terrestres à 10 m du sol, et que les conditions en mer et à hauteur de nacelle d'éoliennes (150m environ) peuvent être différentes.

Tableau 16 Disponibilité des données de vitesse maximale du vent moyen 10 minutes par station sur la période 1900-2026



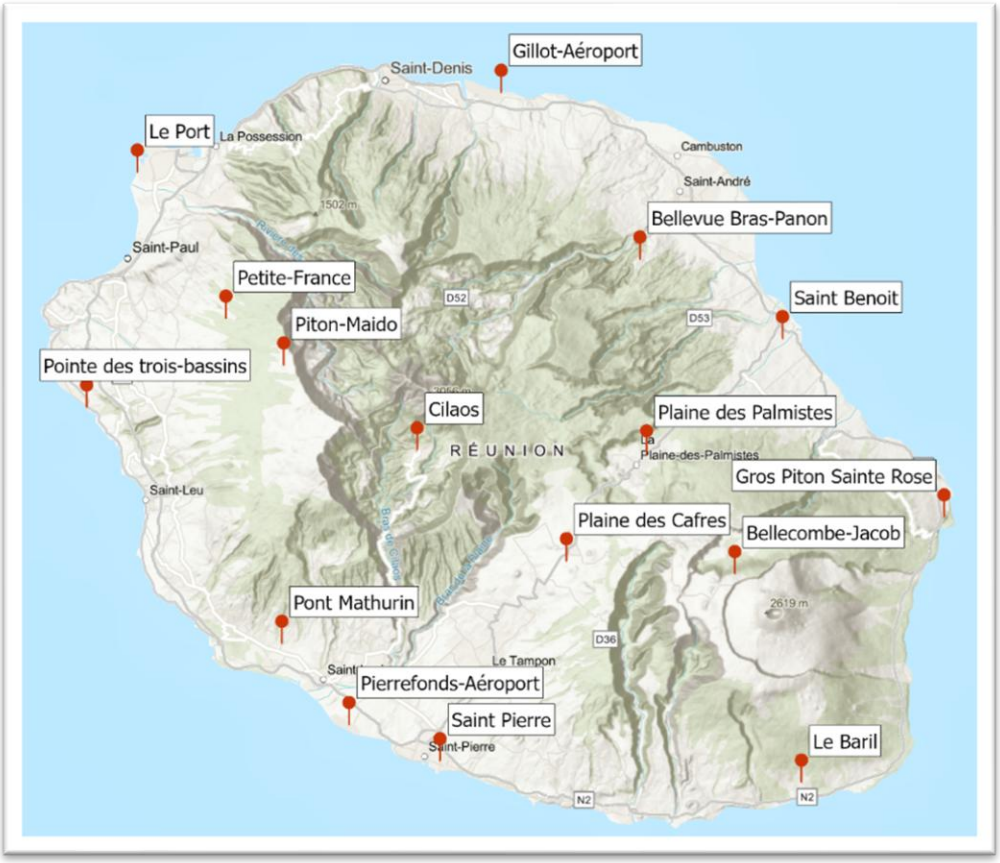


Image 64 Positions des postes météorologiques dont les données publiques de climatologie ont été exploitées

Le tableau ci-dessous présente la vitesse extrême des rafales de vent par station d'après les données disponibles de Météo France de 1953 à 2026. L'altitude de chaque station est précisée. Le vent est mesuré à 10 m de haut par rapport au pied de l'abri.

Tableau 17 Vitesses de vent extrêmes à 10m – 1953-2026

Poste météorologique	Altitude du pied de l'abri (m)	Maximum absolu Rafales à 10 m (m/s)	Maximum absolu Vent moyen 10 mn à 10 m (m/s)
Bellecombe-Jacob	2 245	58	29,4
Bellevue Bras-Panon	480	46,9	25
Cilaos	1 197	43	19
Gillot aéroport	8	62	37.6
Gros Piton Sainte-Rose	181	65	**46.9** *(169 km/h)*
Le Baril	114	42.4	21
Le port	9	50	31
Petite France	1 200	53	24
Pierrefonds – Aéroport	21	50	34
Piton-Maido	2 150	**77** *(277 km/h)*	32.9
Plaine des cafres	1 560	61	37
Plaine des palmistes	1 032	57	30
Pointe des 3 bassins	5	46	25
Pont-Mathurin	19	52	24
Saint Benoit	43	55.4	34
Saint-Pierre	52	60	40

Le tableau ci-dessous présente la vitesse des 10 plus fortes rafales de vent à La Réunion entre 1953 et 2026 d'après les données disponibles de Météo France de 1953 à 2026. Le nom de la station et son altitude sont précisés. Le vent est mesuré à 10 m de haut par rapport au pied de l'abri.

Tableau 18 Maximum absolu des rafales à 10m – 1953-2026

	Poste météorologique	Maximum absolu des rafales (vitesse instantanée à 10 m en m/s)	Date	Altitude du pied de l'abri (m)	Cyclone associé
1	**Piton-Maido**	**77** ***(277 km/h)***	**Janvier 2002**	**2 150**	**Dina**
2	Gros Piton Sainte-Rose	65	Février 1994	181	Hollanda
3	Gros Piton Sainte-Rose	64.9	Février 2025	181	Garance
4	Gillot aéroport	62	Février 1962	8	Jenny
5	Colorado	62	Février 2007	702	Gamède
6	Plaine des cafres	61	Janvier 2002	1 560	Dina
7	Piton-Maido	60.2	Janvier 2024	2 150	Belal
8	Piton-Maido	60	Janvier 2000	2 150	Connie
9	Saint-Pierre	60	Janvier 1989	52	Firinga
10	Plaine des cafres	60	Janvier 1989	1 560	Firinga

Le DDRM indique que le cyclone de forte intensité, passé à environ 30 km de La Réunion le mardi 27 janvier 1948, reste sans doute le pire qu'ait connu l'île au 20ème siècle, avec des rafales estimées supérieures à 250 km/h (69.4 m/s), et approchant possiblement les 300 km/h (83 m/s) sur les hauteurs.

Tableau 19 Maximum absolu des vents moyens à 10m – 1953-2026

	Poste météorologique	Maximum absolu Vent moyen 10 mn à 10 m (m/s)	Date	Altitude du pied de l'abri (m)	Cyclone associé
1	Gros Piton Sainte-Rose	**46.9** *(169 km/h)*	Février 2025	181	Garance
2	Gros Piton Sainte-Rose	44	Février 1994	181	Hollanda
3	Colorado	42	Février 2007	702	Gamède
4	Saint-Pierre	40	Janvier 1989	52	Firinga
5	Gillot aéroport	37.6	Février 2025	8	Garance
6	Plaine des cafres	37	Janvier 1989	1 560	Firinga
7	Gillot aéroport	37	Janvier 1993	8	Colina
8	Gillot aéroport	36	Janvier 2002	8	Dina
9	Gillot aéroport	36	Janvier 1989	8	Firinga
10	Gillot aéroport	35	Février 1962	8	Jenny

D'après ces mesures de Météo France, le **record d'une rafale depuis 1953 est de 77 m/s (277 km/h)** lors du cyclone Dina en 2002 sur un point haut de l'île. Et le **record de vent moyen (10 minutes) est de 46.9 m/s (169 km/h)** lors du cyclone Garance en 2025 sur un poste côtier situé à l'est de l'île.

Par comparaison, le BRGM[33] [34] a modélisé les pires conditions cycloniques avec des vents en surface à 186 km/h (moyen 10 minutes) et jusqu'à 280 km/h en rafales.

[33] Opportunité de l'éolien offshore flottant à La Réunion, Energies Réunion SPL - Région Réunion - DCNS, 2015

[34] Pedreros R., Lecacheux S., Le Cozannet G., Blangy A. et De la Torre Y., (2009). « HOULREU » Quantification de la houle centennale de référence sur les façades littorales de La Réunion. BRGM/RP -57829-FR, 119 p., 93 fig., 14 tab.

4.3.1.2 Houle

Les côtes de La Réunion sont soumises à trois types de houles :

- Houles d'alizés qui découlent de vents établis de secteur Est à Sud-Est. Elles affectent généralement les côtes Nord, Est et Sud de l'île et épargnent habituellement la côte Ouest.
- Houles australes, ou houles polaires, générées par de profondes dépressions circulant généralement entre les 40ème et 50ème parallèles Sud. Ces vagues de 4 à 6 mètres au large mettent environ 3 jours pour atteindre la Réunion après avoir parcouru 3 000 à 4 000 kilomètres.
- Houles cycloniques, qui se forment au cœur des cyclones et peuvent se propager sur des milliers de kilomètres.

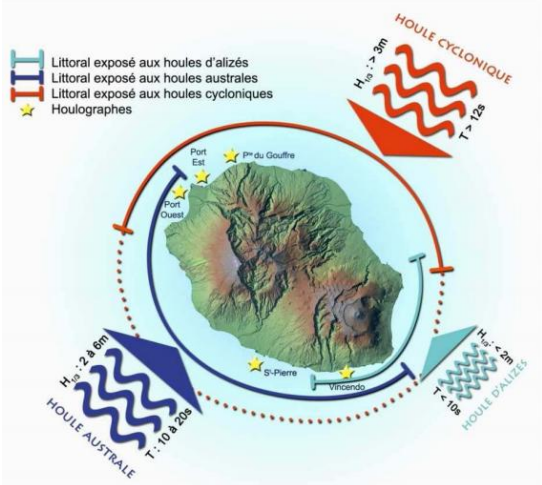


Image 65 Les différents régimes de houle à La Réunion (Météo France 2009) www.risquesnaturels.re

À La Réunion, la houle cyclonique touche le plus souvent les côtes Nord et Est de l'île pendant l'été austral (de novembre à avril). À l'inverse, les houles australes frappent le plus souvent les côtes Sud et Ouest de l'île durant l'hiver austral (de mai à octobre).

Une houle cyclonique peut se faire ressentir bien avant l'arrivée du cyclone (jusqu'à 1 000 km du centre). En fonction de son amplitude et de son énergie, la houle cyclonique peut présenter un **danger en surface et à la côte**.

L'observatoire côtier national de mesure in situ des états de mer, Candhis, fournit des données de campagnes de mesures de houle. Le tableau ci-dessous présente les données disponibles du réseau Candhis à la Réunion (974) [35].

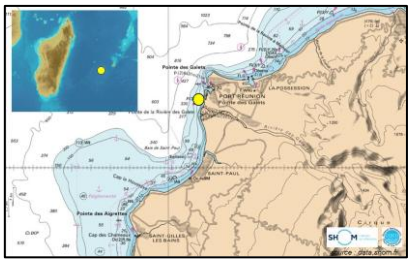
Tableau 20 – Données disponibles du réseau Candhis à la Réunion (974)

Campagne	Dépt	Période	Durée
Océan indien : Mayotte et la Réunion			
97401_Baie de la Possession	974	du 19/11/1996 au 31/12/2014	15,62 ans
97402_Pointe du Phare	974	du 07/02/1997 au 20/11/1997	0,66 an
97403_Rivière des Galets	974	du 25/02/1997 au 01/07/2024	24,47 ans
97404_Pointe du Gouffre	974	du 15/05/2000 au 03/01/2013	10,33 ans
97405_Saint-Pierre	974	du 26/09/2000 au 16/11/2010	6,82 ans
97406_Sainte-Rose	974	du 01/01/2001 au 05/02/2002	1,04 an
97407_Vincendo	974	du 03/09/2004 au 20/03/2009	2,75 ans
97408_Port Réunion Est	974	du 01/04/2022 au 18/04/2023	1,01 an

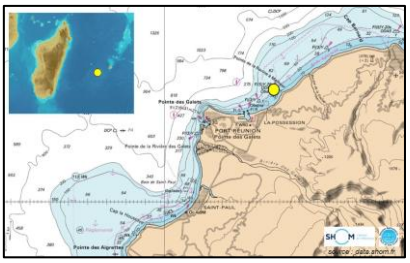
[35] Kergadallan X., « Candhis : analyses 2025 des états de mer : Tome 3 - Outre-mer », Cerema, aout 2025 https://doc.cerema.fr/Default/doc/SYRACUSE/605541/candhis-analyses-2025-des-etats-de-mer-tome-3-outre-mer

Les données sont disponibles en continue de fin 1996 à mi 2024 pour la côte Nord-Ouest de la Réunion, grâce aux campagnes Baie de la Possession, Rivière des Galets et Pointe du Gouffre.

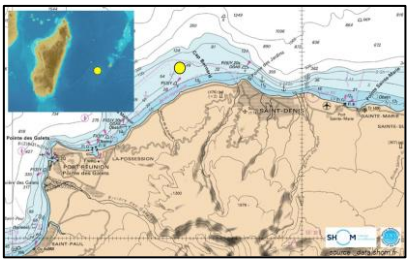
Rivière des Galets



Baie de la Possession

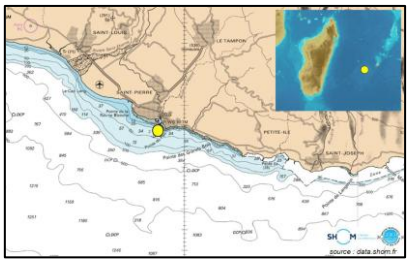


Pointe du Gouffre

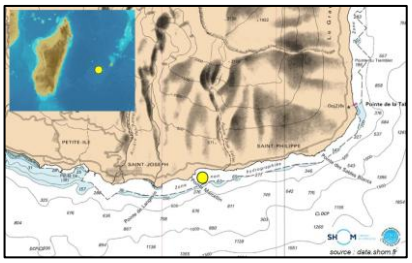


Pour la côte sud, les données sont disponibles de septembre 2000 à novembre 2010, grâce aux campagnes Saint-Pierre et Vincendo Sur la côte Est, les données ne sont disponibles que pour la période janvier 2001 à février 2002, grâce à la campagne Sainte-Rose.

Saint−Pierre



Vincendo



Sainte−Rose

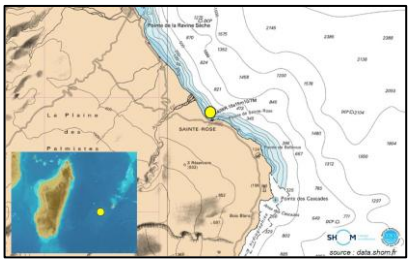


Tableau 21 – Sélection d'événements remarquables à la Réunion (974)

	Date	Cyclone	$H_{1/3}$ (m)	$T_{H1/3}$ (s)	H_{max} (m)	T_{Hmax} (s)
Baie de la Possession	27/02/2007	Gamede (240 km)	6.89	11.90	**10.87**	11.90
Rivière des Galets	03/01/2013	Dumile (120 km)	6.25	9.90	9.78	9.40
Saint−Pierre	15/05/2007		6.36	16.90	9.36	17.70
Rivière des Galets	08/02/2009	Gael (310 km)	5.63	10.40	9.17	10.10
Baie de la Possession	12/03/2002	Hary (390 km)	4.5	9.8	8.68	10.70
Baie de la Possession	15/04/2006	Elia (3 680 km)	3.42	**20.70**	3.78	18.90
Baie de la Possession	17/04/2006	Elia (3 680 km)	1.34	14.00	1.78	**22.10**

$H_{1/3}$ hauteur significative, valeur moyenne du tiers supérieur des hauteurs des vagues observées sur la durée d'observation.
$T_{H1/3}$ période significative, valeur moyenne du tiers supérieur des plus grandes vagues sur la durée d'observation.
H_{max} hauteur de la plus grande vague observée sur la durée d'observation.
T_{Hmax} période de la plus grande vague observée sur la durée d'observation.

Le BRGM a réalisé une étude[36] de quantification de la houle centennale de référence à La Réunion basée sur la modélisation. Le cyclone Dina de 2002 fait référence avec une **période de retour centennale** et une hauteur significative au large de l'ordre de **22 m au nord et 20 m à l'est**. Le reste des façades Ouest et Sud est en revanche plus impacté à la côte par les houles australes dont la hauteur significative centennale a été évaluée à 7m au large.

Par comparaison, la tempête Ciaran en novembre 2023 a engendré des vagues moyennes de 12 mètres au large de la Bretagne, avec une hauteur maximale dépassant 21 mètres pour une période de vagues de 15 secondes[37]. Aussi **les risques liés à la hauteur extrême de houle ne sont pas spécifiques aux conditions cycloniques**.

[36] Pedreros R., Lecacheux S., Le Cozannet G., Blangy A. et De la Torre Y., (2009). « HOULREU » Quantification de la houle centennale de référence sur les façades littorales de La Réunion. BRGM/RP -57829-FR, 119 p., 93 fig., 14 tab.
[37] Houlographe Candhis des Pierres noires (Cerema) : https://candhis.cerema.fr

4.3.1.3 Cyclone et changement climatique

Les éléments de ce point proviennent en grande partie du site internet de Météo France[38].

Avec un recul de seulement une cinquantaine d'années, il est important de rester prudent sur la climatologie des cyclones.

Les rapports successifs du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) documentent toujours plus la complexité des changements qui pourraient se produire à l'avenir sur le développement et le cycle de vie des cyclones tropicaux. Il est cependant **très difficile de simuler l'évolution des cyclones sous l'effet du changement climatique**. En effet, beaucoup de modèles qui simulent l'évolution du climat à l'échelle du globe ont des résolutions (échelle spatiale la plus petite représentée dans les modèles) d'une centaine de kilomètres, ce qui est trop grossier pour bien représenter ces phénomènes. Néanmoins, l'arrivée récente de modèles à plus haute résolution permet de disposer d'un ensemble de simulations climatiques sur lesquelles on peut s'appuyer pour délivrer des messages robustes.

Les simulations du climat pour le 21e siècle du **sixième rapport du GIEC** indiquent avec un niveau de confiance élevé que la **violence des cyclones augmente** (dont la vitesse maximale de leurs vents)[39] sous l'effet du changement climatique. Leur intensité moyenne pourrait augmenter de 5 % et la proportion de cyclones très intenses (cyclones de catégorie 4 et 5) devrait augmenter de 14 %.

Sur le bassin sud-ouest de l'océan Indien, les simulations climatiques indiquent[40] :

- une probable diminution du nombre total de systèmes dépressionnaires
- une augmentation de la proportion des cyclones les plus forts relativement à la totalité des systèmes dépressionnaires ;
- un renforcement de l'intensité des systèmes les plus intenses ;
- la possibilité que les cyclones les plus intenses puissent évoluer vers le sud, **exposant ainsi La Réunion à un risque accru**.

4.3.1.4 Eviter les dommages structurels

Les vents violents issus des cyclones vont accroître les contraintes mécaniques, exercer des forces importantes sur les pales et la structure, affectant ainsi la performance de l'éolienne ou mettant à l'épreuve sa résistance. Les changements brusques de direction et de vitesse du vent (cisaillement) vont également augmenter le risque de dommages structurels.

Par rapport aux fondations et à la tour, les **pales sont la structure la plus fragile** d'une éolienne, et la plus exposée au vent violent. Les dommages peuvent être causés davantage par la torsion et les vibrations liées au changement de direction que par la vitesse du vent et des rafales[41].

Afin de résister aux événements climatiques extrêmes, il est possible d'une part de renforcer la résistance des pâles par leur dimensionnement, et d'autre part de les équiper de contrôleurs pour orienter les pales (incidence) en temps réel jusqu'à des vitesses de vent de 70 ou même 80 m/s, soit bien au-delà de la vitesse standard de coupure (25 m/s). Les éoliennes peuvent également être

[38] https://meteofrance.com/le-changement-climatique/quel-climat-futur/changement-climatique-quel-impact-sur-les-cyclones

[39] IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 184 pp., doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647. - Page 98

[40] Marie-Dominique Leroux, François Bonnardot, Stephason François Kotomangazafy, Abdoul-Oikil Said, Philippe Veerabadren, et al.. Régionalisation du changement climatique et développement de services climatiques dans le sud-ouest de l'océan Indien et ses territoires insulaires. METEO FRANCE. 2023. https://hal.science/hal-03966983

[41] Jiawen Li et al, Typhoon Resistance Analysis of Offshore Wind Turbines: A Review, Atmosphere, 10 mars 2022, https://doi.org/10.3390/atmos13030451

équipées de générateurs de secours pour les alimenter en cas de déconnexion du réseau. Ces systèmes sont déjà déployés sur des éoliennes terrestres, comme le « *Yaw Power Backup System* » de Vestas, qui équipe par exemple les 7 éoliennes V100-2MW du parc de Grand Rivière en Martinique. Ce système de secours pour la résilience cyclonique est jugé pertinent dans la synthèse de la consultation de la filière.

La tour d'une éolienne est une structure cylindrique flexible, contrairement à la fondation beaucoup plus rigide. Aussi, les dommages causés par des typhons à des tours consistent généralement en une rupture dans la partie basse et un effondrement de la turbine (*buckling* en anglais). Une solution à ce risque consiste à renforcer la structure par le choix des matériaux et le surdimensionnement des structures pour un meilleur équilibre entre la sécurité et l'économie du projet.



Image 66 Dommages aux pales et aux tours d'une éolienne Vestas V4/660 du parc éolien Honghaiwan (Chine) causés par le typhon Usagi en 2013 (Source :Jiawen Li et al)

D'autres pays souhaitant développer l'éolien en mer sont confrontés à des conditions cycloniques : Chine, Japon, Corée du Sud, Vietnam, Taiwan.

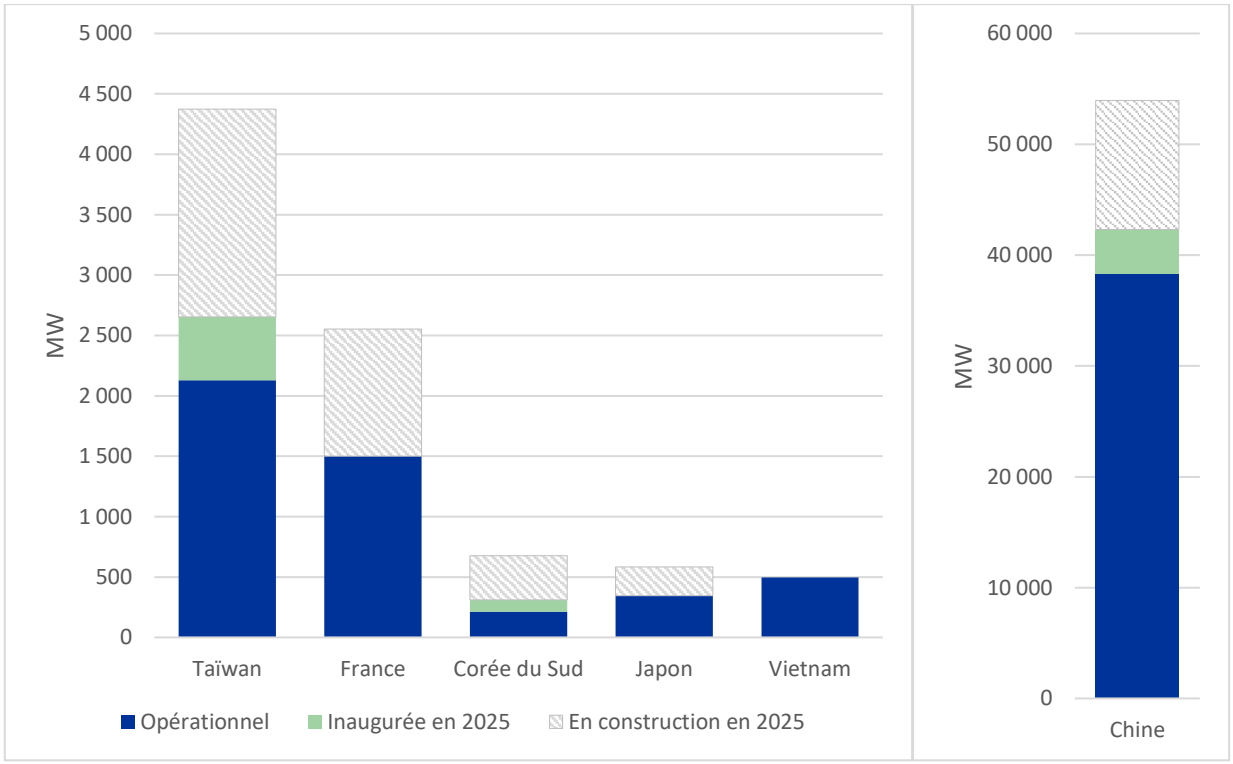


Image 67 Capacités d'éoliennes en mer installées en Asie et en France - Source : Global Offshore Wind Report 2025 – WFO – Mars 2026

La synthèse de la consultation de la filière en 2025 souligne d'ailleurs que « *les références jugées pertinentes pour démonter 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*. »

Le retour d'expérience en conditions extrêmes reste toutefois limité par le nombre réduit de flotteurs en exploitation.

Par exemple, le démonstrateur d'éolienne flottante Hibiki installé au Japon de 2018 à 2022 a fait face à 24 typhons dont cinq super-typhons sans subir de dommages. Situé à 10 km de la côte par 55 m de fond, il était équipé d'un flotteur de type « barge ».

Ce flotteur est aussi utilisé en France pour le démonstrateur Floatgen au large de Saint Nazaire. En 2023, il a subi de plein fouet la tempête Ciaran avec une rafale à 154 km/h et des vagues jusqu'à 12 m. Le concepteur du flotteur a diffusé une vidéo[42] captée par la caméra de surveillance placée sur le mat de l'éolienne.[43]



Image 68 Passage de la tempête Ciaran sur Floatgen le 2 novembre 2023 – vue embarquée

En 2024, les 3 éoliennes flottantes de type « spar » de Hywind Tampen en Norvège ont été frappées par la très forte tempête « Ingunn »[44] proche d'un ouragan de catégorie 1, avec un vent moyen de 30 m/s, des rafales jusqu'à 155 km/h, et des vagues jusqu'à 11 m.

Des systèmes d'amortissement (*Load Reduction Devices – LRDs*) peuvent être mis en œuvre sur les lignes d'ancrages afin de réduire les pics de charge et la fatigue liés à la houle et au vent[45]. La redondance des lignes d'ancrages permet également d'assurer la sécurité et la stabilité en cas de défaillance d'une ligne. Ainsi par exemple, le démonstrateur d'éolienne flottante Hibiki mentionné ci-avant était équipé d'une double ligne pour chacun de ses trois points d'ancrage.

4.3.2 Risque sismique

La Réunion ne se situe pas à une frontière de plaque tectonique mais sur la plaque africaine, c'est-à dire dans une zone de faible sismicité. Dans le cadre du zonage sismique de la France, qui compte 5 niveaux de sismicité (1 - très faible à 5 - risque fort), l'ensemble de La Réunion se situe dans la zone de sismicité 2, c'est-à-dire que le risque est faible mais non négligeable.

À La Réunion, les séismes peuvent être dus :

- A l'activité volcanique. Ces séismes sont généralement superficiels et de faible intensité ;
- A l'enfoncement de la croûte océanique sous le poids de l'île. Il s'agit alors de séismes profonds, d'intensité variable.

[42] https://youtu.be/UxFJKte01CM
[43] https://www.revolution-energetique.com/video-la-premiere-eolienne-flottante-de-france-prise-dans-la-tempete-ciaran
[44] https://www.facebook.com/watch/?v=734119035159809
[45] Mooring Systems for Floating Offshore Wind: Integrity Management Concepts, Risks and Mitigation, Moorings Subcommittee, World Forum Offshore Wind (WFO), mai 2022

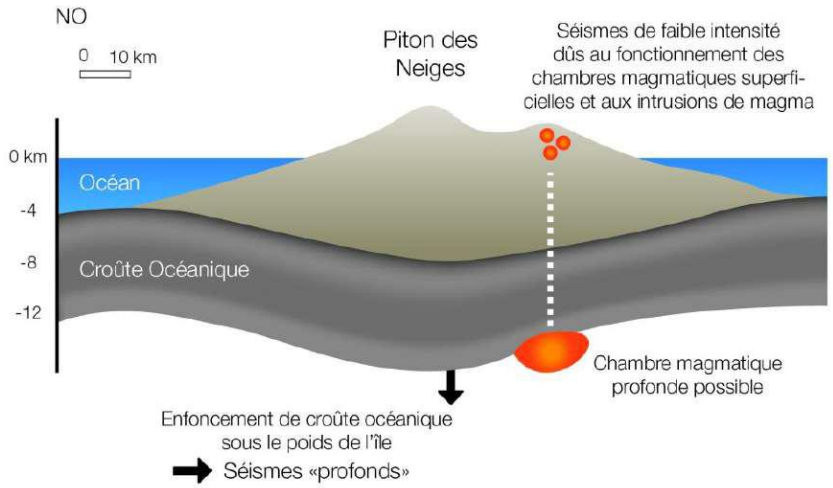


Image 69 Mécanisme de formation d'un séisme à La Réunion (Source : DDRN 974)

Le DDRN 974 fournit une liste des séismes les plus récents :

Localisation de l'épicentre	Date	Magnitude
Est de La Plaine des Cafres	30/032021	2.3
7km au sud-ouest de Ste-Clotilde	02/02/2021	1.8
Nord-ouest de St-Denis	21/09/2020	4.4
Ouest / sud-ouest de Ste. Clothilde	12/08/2020	1.9
Ouest / sud-ouest de Ste-Clotilde	24/07/2020	1.9
Est / sud-est de Dzaoudzi	16/04/2020	3.1
76 km à l'est de la Réunion	27/02/2018	4
Nord-est de la Réunion	24/08/2007	3.6

Image 70 Synthèse des séismes les plus récents à La Réunion (Source : BCSF)

Magnitude	Effets engendrés
9	Destruction totale à l'épicentre, et possible sur plusieurs milliers de km
8	Dégâts majeurs à l'épicentre, et sur plusieurs centaines de km
7	Importants dégâts à l'épicentre, secousse ressentie à plusieurs centaines de km
6	Dégâts à l'épicentre dont l'ampleur dépend de la qualité des constructions
5	Tremblement fortement ressenti, dommages mineurs près de l'épicentre
4	Secousse sensible, mais pas de dégâts
3	Seuil à partir duquel la secousse devient sensible pour la plupart des gens
2	Secousse ressentie uniquement par des gens au repos
1	Secousse imperceptible

Image 71 L'échelle de Richter

Le risque sismique doit être pris en compte en particulier pour le dimensionnement des ancrages.

En effet, les séismes peuvent entrainer une liquéfaction des sols jusqu'à une profondeur de 15 à 20 m[46]. Cela signifie que le sol perd une partie ou la totalité de sa portance, ce qui peut conduire à un enfoncement (ancrage gravitaire), ou à une perte totale de leur efficacité (caisson à succion).

Ainsi, des pieux d'ancrages placés à une plus grande profondeur semblent à privilégier[47]. Enfin, les flotteurs de type « tension-leg platform » (TLP) ou ancrages à lignes tendues seront très sensibles aux charges et mouvements de terrain engendrés par un séisme en raison de leur capacité de déplacement vertical très limité par rapport aux autres technologies.

[46] *Recommendations for planning and designing anchor foundations of floating wind turbines*, Workgroup « Foundations of Floating Wind Turbines », CFMS,2024.

[47] Floating Wind Joint Industry Project, Phase I Summary Report, Key findings from Electrical Systems, Morring Systems, and Infrastructure & Logistics studies, Carbon Trust, May 2018

4.3.3 Risque volcanique

À La Réunion, l'activité éruptive du Piton de la Fournaise est l'une des plus régulières du monde avec en moyenne une éruption tous les 8 mois depuis la création de l'observatoire volcanologique en 1979.

Cette activité se caractérise par un dynamisme effusif dominant, essentiellement des coulées de lave basaltique fluide dont 80% n'atteignent pas le littoral. Les 20 % restants correspondent à **34 coulées répertoriées qui ont atteint le littoral depuis trois siècles**. Leur fréquence est donc décennale, et l'activité se concentre au Sud-Est de l'île.

Aussi le risque pour un projet éolien en mer est très réduit.

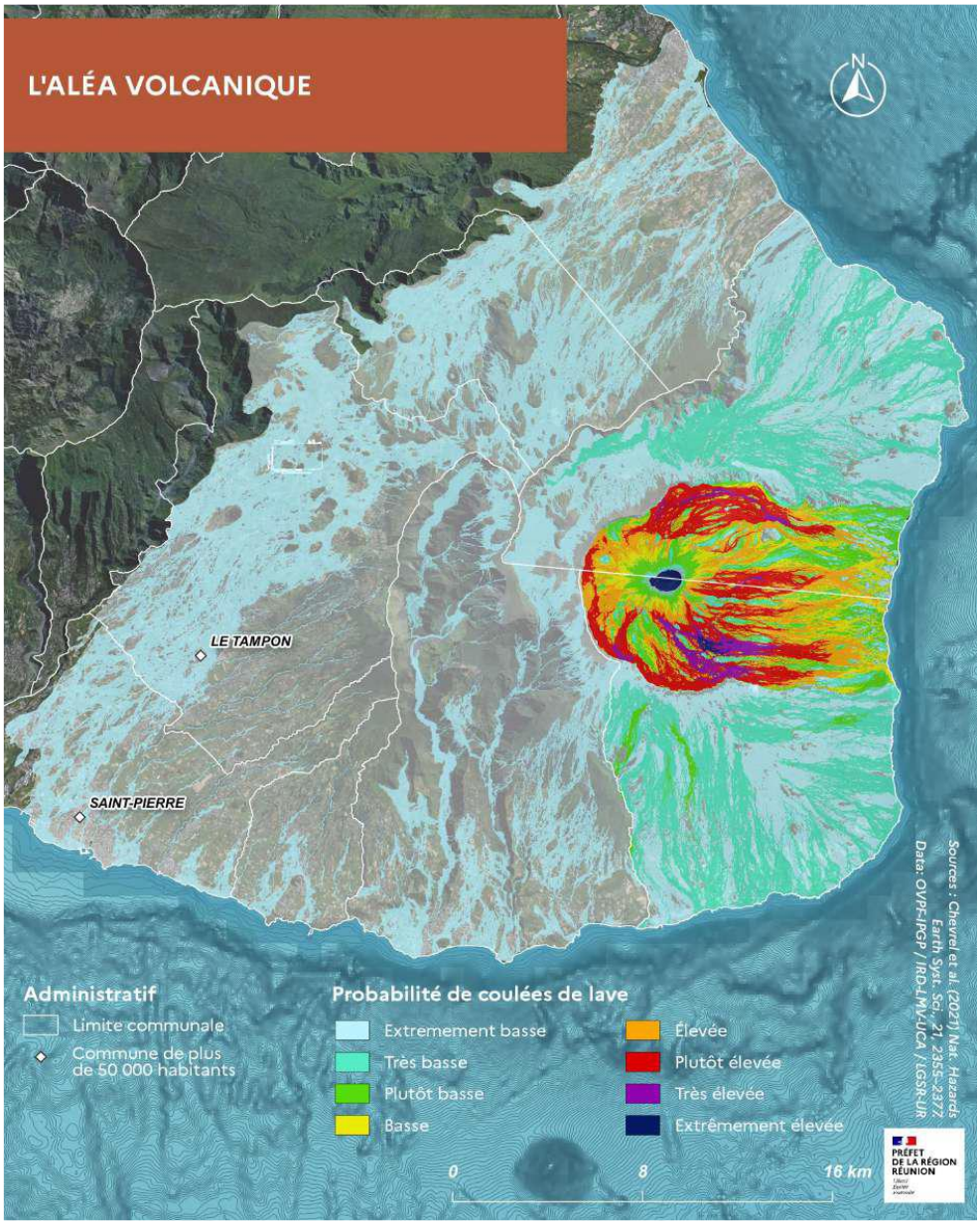


Image 72 Cartographie de l'aléa coulée de lave à La Réunion (DDRN 974)

5 CONCLUSION

Le déploiement d'éoliennes flottantes à La Réunion apparaît **techniquement réalisable** mais reste conditionné à des études géophysiques et géotechniques approfondies.

Il existe des zones pré-identifiées en mer pouvant accueillir un projet commercial d'une puissance de 200 MW, qui contribuerait à réduire la forte dépendance énergétique du territoire.

Toutefois, plusieurs défis doivent être pris en compte au sein de ces zones :

- La géomorphologie insulaire - plateaux limités, **pentes marines souvent fortes** (> 20°) et bathymétrie rapidement profonde - réduit fortement les zones exploitables et impose des choix technologiques adaptés pour les flotteurs et les ancrages. A ce stade, il apparait que la partie Nord de **la zone de potentiel 1 soit la plus adaptée** pour y développement un projet (voir 4.1.3)

- Les risques naturels, en particulier le **risque cyclonique** (voir 4.3.1) imposent des contraintes de conception et d'exploitation renforcées, pour les turbines comme pour les ancrages. Aussi, des **surcoûts importants** sont anticipés par la filière d'après la consultation menée en 2025 (voir 3.3), avec des Capex x1.8 et des Opex x4.5 par rapport aux projets commerciaux dans l'hexagone.

Ainsi le tarif de référence est estimé entre 230 et 375 €/MWh, plus proche du tarif des fermes pilotes (30 MW) que de celui des projets commerciaux (250 à 500 MW) dans l'hexagone, mais inférieur au coût de production moyen de l'électricité à la Réunion : 420 €/MWh (voir 1.1.1).



RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE

Liberté
Égalité
Fraternité



CLIMAT & TERRITOIRES DE DEMAIN

Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement
Siège social : Cité des mobilités - 25 avenue François Mitterrand - CS 92 803 - 69674 Bron Cedex -
Tél. : +33 (0)4 72 14 30 30 – www.cerema.fr