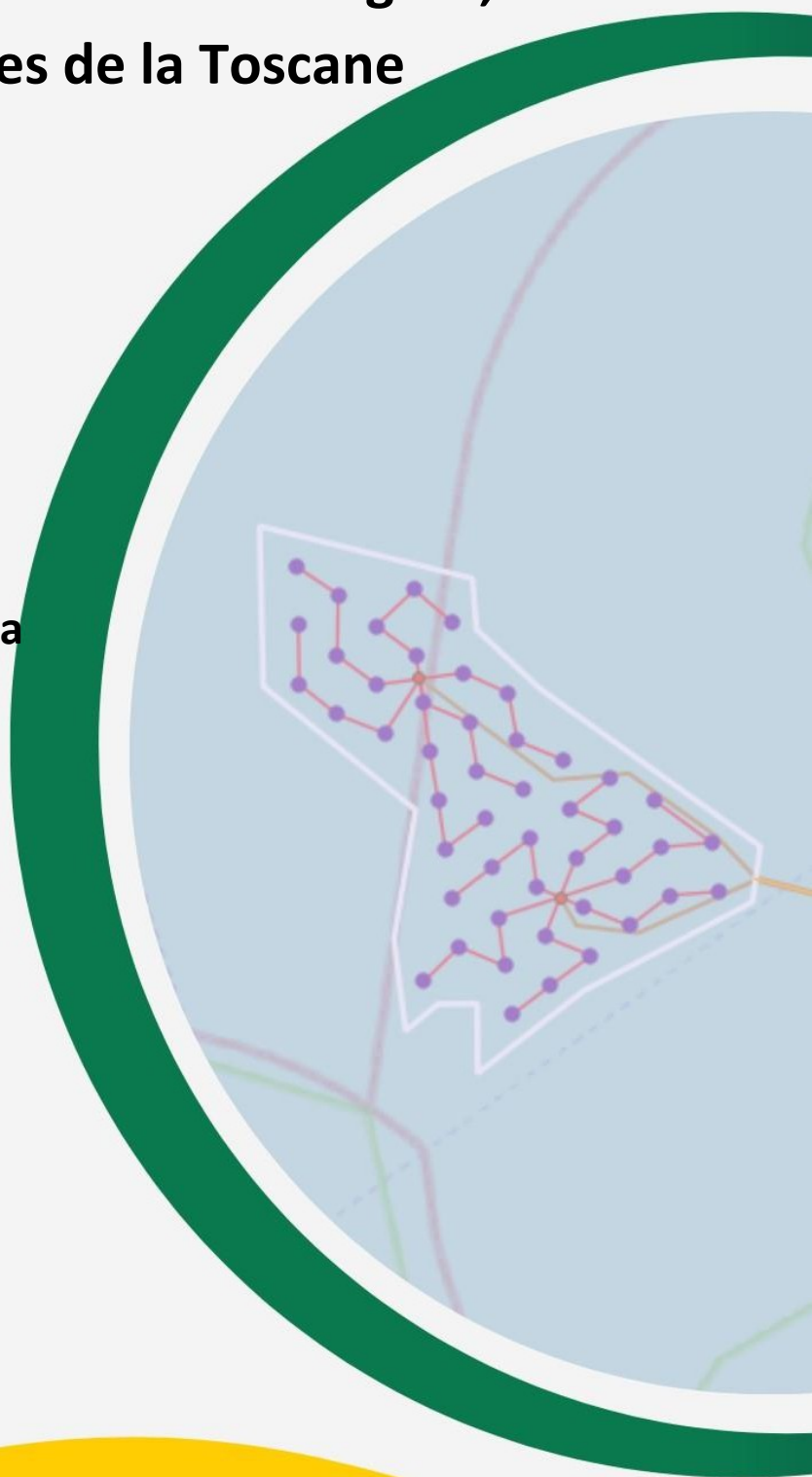


Projet de faisabilité technique et économique du parc éolien offshore flottant « Atis » de 864 MW dans la mer Ligure, au large des côtes de la Toscane

Rapport technique Analyse de la productibilité du site



Révision

Auteur	Vérfié par	Société	Réviséur	Approuvé par	Société
Francesca Sanna Samuele Pescinato	Carla Marcis Eleonora Lamanna Corrado Pluchino	Montana SpA	Loreta Bruni Valerio Labattaglia	Enrico Testa	Eni Plenitude S.p.A

Document préparé par

Montana S.p.A

Via Angelo Carlo Fumagalli 6, Milan (MI), 20143, Italie



segreteria@montanambiente.com

Ramboll

Ramboll Deutschland GmbH
Jürgen-Töpfer-Straße 48
22763
Hambourg
Allemagne



info@ramboll.de



Coordonnées de la société

Atis Floating Wind S.r.l

Numéro d'inscription au registre du commerce :
12645610960 Via Ripamonti 85, Milan (MI), 20141,
Italie



Atisfloatingwind@legalmail.it

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page	Logo
ATI-ING-VIA-RELPRO-R04-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final	Page1 sur 29	

Contenu

1	Introduction	7
1.1	Objectifs du travail	7
1.2	Présentation du projet	7
1.2.1	Emplacement du parc éolien	7
1.2.2	Description des principaux composants.....	8
1.2.3	Caractéristiques de l'éolienne	10
1.2.4	Types de fondations	10
2	Données relatives au vent	13
2.1	Validation du modèle Vortex	14
2.2	Vent sur le site.....	15
2.3	Paramètres du site.....	17
2.3.1	Température	17
2.3.2	Pression.....	18
2.3.3	Densité	19
3	Définition de la mise en page.....	20
3.1	Caractéristiques de l'éolienne	20
3.2	Méthodologie	20
3.3	Résultats.....	21
4	Analyse préliminaire de la production énergétique.....	22
4.1	Estimation des pertes	22
4.2	Résultats.....	22
4.3	Analyse des incertitudes	24
5	Conclusions	25
6	Références bibliographiques	26
	Annexe 1 – Résultats du rendement énergétique du parc éolien.....	27
	Annexe 2 – Résultats de l'analyse de productibilité	29

Liste des figures

Figure 1-1 : Localisation cartographique du parc éolien en projet.....	7
Figure 1-2 : Cadrage géographique des travaux du projet « Atis »	9
Figure 1-3 : Type de semi-submersible à 3 colonnes, avec tour centrale.....	11
Figure 1-4 : Type de semi-submersible à 4 colonnes, avec base rectangulaire	11
Figure 1-5 : Représentation tridimensionnelle de l'éolienne et de la fondation flottante	12
Figure 1-6 : Dessin d'ensemble de la sous-station marine (FOSS) et de la fondation flottante	12
Figure 2-1 : Conditions de vent et d'énergie au point de référence (150 m au-dessus du niveau de la mer).....	15
Figure 2-2 : Histogramme des températures horaires à long terme de l'air à 150 m d'altitude (en haut, au centre). En bas : série chronologique des moyennes journalières sur une période de 20 ans de la température de l'air à 150 m d'altitude	17
Figure 2-3 : Histogramme de la pression atmosphérique horaire à long terme à 150 m d'altitude (en haut, au centre). En bas : série chronologique des moyennes journalières sur une période de 20 ans de la pression atmosphérique à 150 m d'altitude.	18
Figure 2-4 : Histogramme de la densité de l'air à long terme à 150 m d'altitude (en haut, au centre). En bas : série chronologique des moyennes journalières sur une période de 20 ans de la densité de l'air à 150 m d'altitude.....	19
Figure 3-1 : Implantation et superficie du projet de parc éolien offshore Atis	21
Figure 4-1 : Pertes de sillage à l'intérieur de l'implantation pour l'éolienne de 18 MW avec une hauteur de moyeu de 155 m	23

Liste des tableaux

Tableau 1-1 : Caractéristiques dimensionnelles des éoliennes de 18 MW envisagées pour le projet.....	10
Tableau 2-1 : Coordonnées de la position utilisée pour l'évaluation du vent	14
Tableau 2-2 : Comparaison de la vitesse du vent à une hauteur de 150 m.....	14
Tableau 2-3 : Variation de la vitesse horizontale du vent pour une hauteur de 150 m	15
Tableau 2-4 : Paramètres de Weibull et fréquences au point de référence (150 m au-dessus du niveau de la mer)	16
Tableau 3-1 : Paramètres de configuration du parc éolien	20
Tableau 4-1 : Résultat AEP net et pertes pour la configuration (moyenne des résultats de Park 2 et Eddy Viscosity).....	23
Tableau 4-2 : Rendement énergétique net du parc éolien en MWh/an pour une durée de vie utile supposée de 30 ans en fonction des probabilités d'occurrence pour le parc éolien Atis.....	24

Abréviations et symboles

Abréviations	
AM	Hauteur du moyeu
BoP	Équilibre de l'installation
FOU	Fondation
GWA	Atlas éolien mondial
HH	Hauteur du moyeu
IAC	Câbles inter-réseaux
LCoE	Coût actualisé de l'électricité
NEWA	Nouvel atlas éolien européen
OEC	Câbles d'exportation offshore
OSS	Sous-station offshore
AEP	Production énergétique annuelle
RD	Diamètre du rotor
RTN	Réseau national de transport d'électricité
s.l.m.	Au-dessus du niveau moyen de la mer
TI	Intensité de turbulence
WRF	Recherche et prévisions météorologiques
WTG	Éolienne

Symboles	
°C	Degré Celsius
hPa	Hectopascal
kg	Kilogramme
m	Mètres
m/s	Mètres par seconde

Résumé

L'objectif de ce rapport est d'estimer la production attendue du parc éolien offshore Atis d'une capacité installée de 864 MW. Le projet prévoit l'utilisation d'une éolienne d'une puissance unitaire de 18 MW, d'une hauteur de moyeu de 155 m au-dessus du niveau de la mer et d'un diamètre de rotor de 250 m. Pour évaluer le rendement énergétique, les données méso-échelle (Vortex), les courbes de puissance des turbines identifiées, les pertes techniques et les incertitudes ont été prises en compte.

Le choix de la turbine en termes de puissance et de géométrie est le résultat d'un processus de sélection effectué parmi différentes éoliennes présentant différentes configurations en termes de puissance, de hauteur de moyeu et de diamètre de rotor. La comparaison entre les différents scénarios envisagés a montré que le scénario avec des turbines de 18 MW est le meilleur compromis en termes d'énergie/coûts (en raison du nombre réduit d'unités nécessaires pour atteindre la puissance prévue pour l'ensemble du parc).

Les résultats présentés dans ce rapport sont basés exclusivement sur des données à méso-échelle non validées par des mesures spécifiques au site. Les estimations actuelles de production seront ensuite mises à jour une fois que les résultats de la campagne de mesure FLiDAR actuellement en cours auront été obtenus.

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	
ATI-ING-VIA-RELPRO-R04-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final	Page6 sur 29 

1 Introduction

1.1 Objectifs du travail

Le projet en question concerne la construction d'un nouveau parc éolien offshore flottant, appelé « Atis », d'une capacité totale de 864 MW, situé à environ 55 km de la côte toscane. Les travaux de raccordement au réseau électrique national au point indiqué par TERNA concerneront les communes de Rosignano Marittimo et Castellina Marittima, dans la province de Livourne en Toscane.

La société proposante est Atis Floating Wind S.r.l, dont le siège social est situé Via Ripamonti 85, Milan (MI).

À cette fin, le présent document constitue le **rapport technique d'analyse de la productibilité du site** du projet.

1.2 Présentation du projet

1.2.1 Emplacement du parc éolien

Le projet « Atis » concerne la construction d'un parc éolien offshore flottant dans les eaux de la mer Ligure et, plus précisément, dans une zone cartographiée par les coordonnées barycentriques P0 (43° 19' 20.0394" N, 9° 37' 38.6429" E) dans le système de référence WGS84-UTM zone 32N (Figure 1-1). La zone du site d'installation présente une profondeur de fond comprise entre -250 et -630 m au-dessus du niveau de la mer et se trouve à une distance minimale d'environ 17 km de l'île de Gorgona, à 22 km de l'île de Capraia et à 55 km des côtes de la Toscane continentale, plus précisément de la localité de Calafuria, dans les eaux face à l'archipel toscan, dans la province de Livourne.

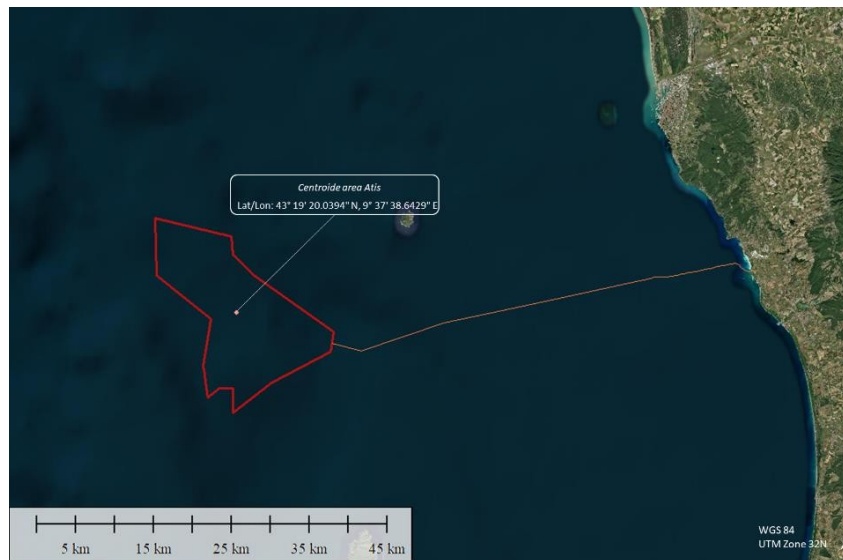


Figure 1-1 : Cartographie du parc éolien en projet.

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page 7 sur 29	
ATI-ING-VIA-RELPRO-R04-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final		

Le projet, qui s'étend sur une superficie d'environ 264 km², prévoit l'installation de 48 éoliennes flottantes, d'une puissance de 18 MW chacune, pour une capacité totale de 864 MW. Les éoliennes seront reliées par une série de câbles sous-marins (IAC - Inter-array cable) à deux sous-stations électriques flottantes offshore (FOSS - Floating offshore sub-stations).

À partir des deux FOSS, quatre câbles (EC - Export cable), deux pour chaque sous-station, seront posés à partir des deux FOSS pour transporter l'électricité produite jusqu'à la zone d'atterrissage dans la commune de Rosignano Marittimo (à environ 1,6 km au nord du port de Vada) et la connexion à terre jusqu'à la sous-station électrique pour le raccordement au réseau national de transport d'électricité (RTN) selon les modalités prévues par TERNA (Figure 1-2).

Le projet a été développé en tenant compte des technologies émergentes de l'éolien offshore flottant, en incluant les détails essentiels et pertinents pour évaluer les impacts potentiels et vérifier la compatibilité environnementale. Pendant la phase d'exécution, la conception sera optimisée et tiendra compte de la disponibilité commerciale des éléments au moment de la construction.

1.2.2 Description des principaux composants

Plus précisément, les principaux composants du parc éolien en projet se divisent en :

- **Parc éolien offshore (OWF - Offshore Wind Farm)**
Il s'agit du système qui permet aux éoliennes situées en mer d'exploiter l'énergie cinétique du vent, de la convertir en énergie électrique et de la transporter vers la terre ferme. Il comprend :
 - 48 éoliennes flottantes offshore (FOWT - Floating offshore wind turbine), y compris les fondations flottantes ;
 - 2 sous-stations électriques marines flottantes (FOSS - Floating offshore sub-stations) ;
 - des câbles inter-réseaux (IAC), câbles sous-marins qui relient les turbines entre elles au sein du parc éolien, transportant l'énergie produite vers les sous-stations offshore ;
 - Câbles d'exportation (EC), câbles sous-marins qui transportent l'énergie des sous-stations offshore vers la côte.
- **Atterrissage ou « landfall »**
Zone à l'interface onshore/offshore où les câbles offshore sont amenés à terre pour être connectés au conduit terrestre, qui comprend :
 - Baie de jonction (TJB – Transition Joint Bay), essentielle pour garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des connexions électriques entre les turbines et, de manière générale, tous les composants en mer et les sous-stations, c'est-à-dire les composants à terre.
- **Infrastructure onshore**
Partie de l'installation qui se développe sur la terre ferme, qui comprend les travaux de connexion au réseau électrique national :
 - Câble terrestre (OC – Onshore cable), qui relie l'installation de la baie de raccordement au point de connexion (POC – Point of connection), via la sous-station onshore ;
 - n° 1 sous-station électrique (OSS – Onshore sub-station), qui représente le point de connexion entre le parc éolien offshore et le système de transmission électrique terrestre.

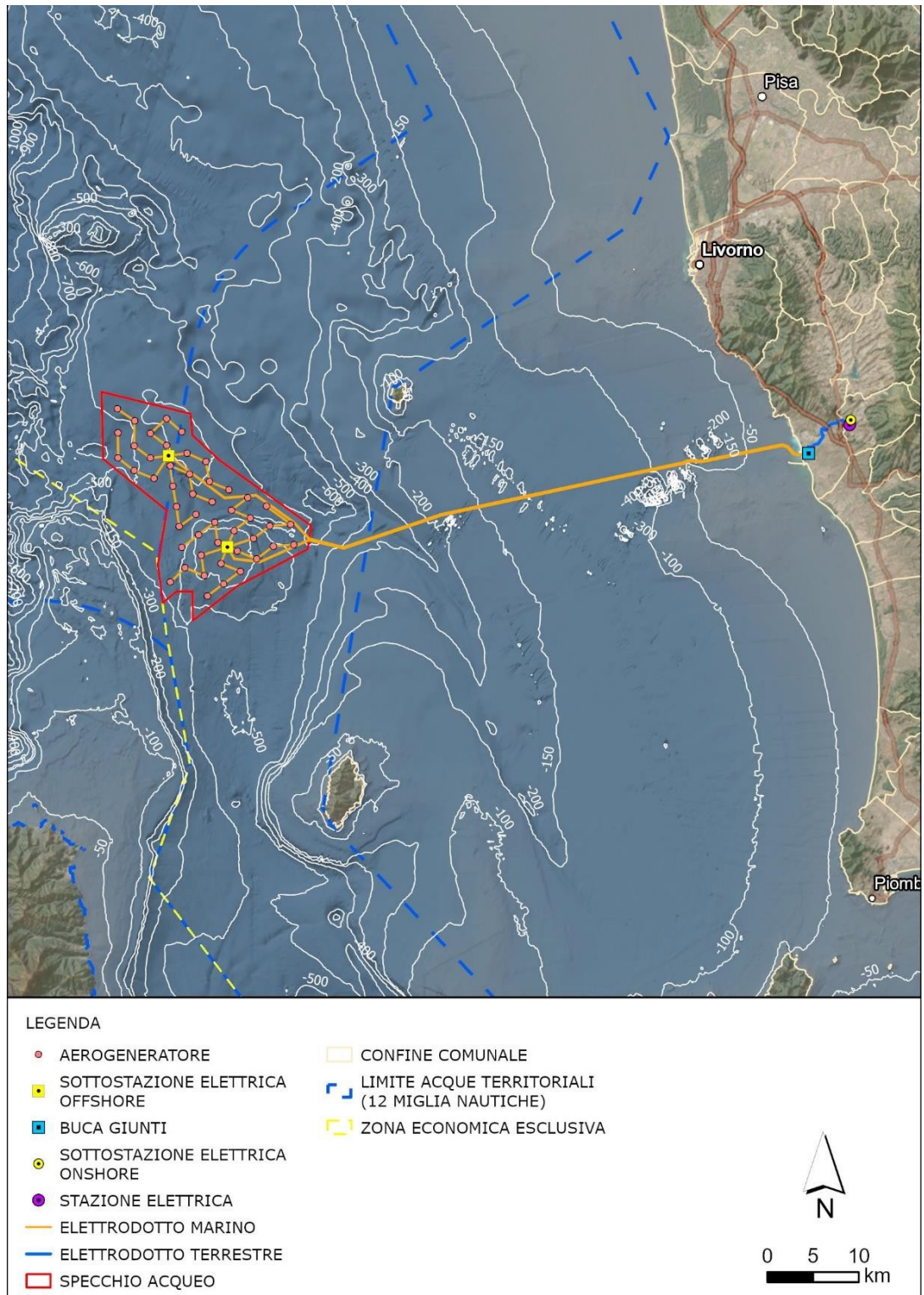


Figure 1-2 : Cadre géographique des travaux du projet « Atis ».

1.2.3 Caractéristiques de l'éolienne

Le projet prévoit l'installation d'éoliennes à trois pales à axe horizontal, d'une hauteur au moyeu de 155 m. Au sommet de la tour sera placée la nacelle, à laquelle est relié le rotor d'un diamètre de 250 m. La hauteur maximale totale du système tour-pales atteindra 280 m, en tenant compte de la pointe des pales.

Les principales caractéristiques dimensionnelles du type d'éoliennes actuellement envisagé pour le projet sont indiquées ci-dessous.

Tableau 1-1 : Caractéristiques dimensionnelles des éoliennes de 18 MW envisagées pour le projet

ÉOLIENNE DU PROJET		
Données de fonctionnement	Valeur	Unité de mesure
Puissance nominale	18	MW
Rotor		
Diamètre	250	m
Nombre de pales	3	-
Vitesse du rotor (nominale)	7,6	tr/min
Vitesse du rotor (minimale)	4,3	tr/min
Vitesse du rotor (maximale)	7,6	tr/min
Tour		
Type	Tubulaire	
Hauteur au moyeu	155	m
Pale		
Longueur	120	m
Caractéristiques globales		
Hauteur maximale	280	m
Poids (RNA : Rotor-Nacelle Assembly)	930	t

Au cours de la phase d'exécution, le choix de la marque et du modèle de l'éolienne sera effectué en tenant compte de l'évolution effective des machines disponibles au moment de la construction.

1.2.4 Types de fondations

Compte tenu de la profondeur des fonds marins sur le site, il a été décidé d'opter pour un système de fondations flottantes. Des structures flottantes semi-submersibles (floaters) en acier sont donc prévues. Le type de floater a été sélectionné à l'issue d'un processus d'évaluation basé sur un ensemble de critères technologiques spécifiques, combinés aux conditions particulières de la morphologie des fonds marins italiens. Ce concept repose sur :

- semi-submersibles en acier à 4 colonnes ou à 3 colonnes avec une tour centrale ;
- un système d'amarrage tendu ou semi-tendu.

Vous trouverez ci-dessous les représentations tridimensionnelles des types de fondations de l'éolienne et de la sous-station électrique marine flottante.

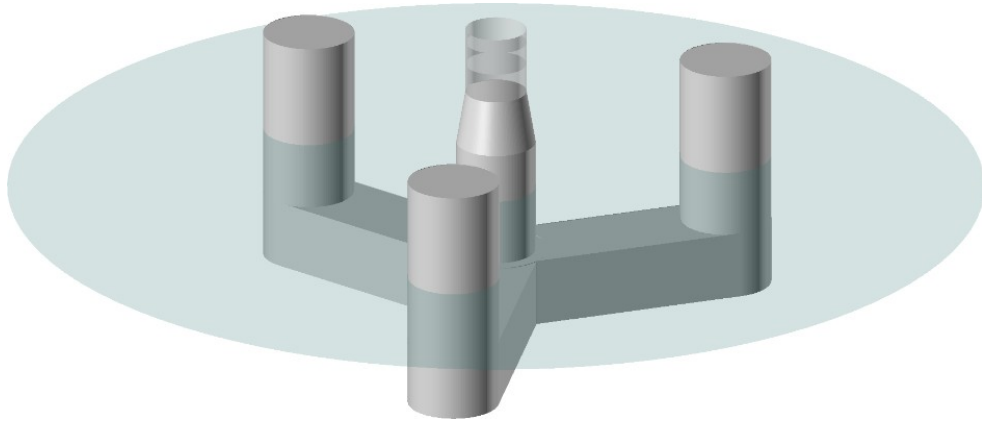


Figure 1-3 : Type de semi-submersible à 3 colonnes, avec tour centrale

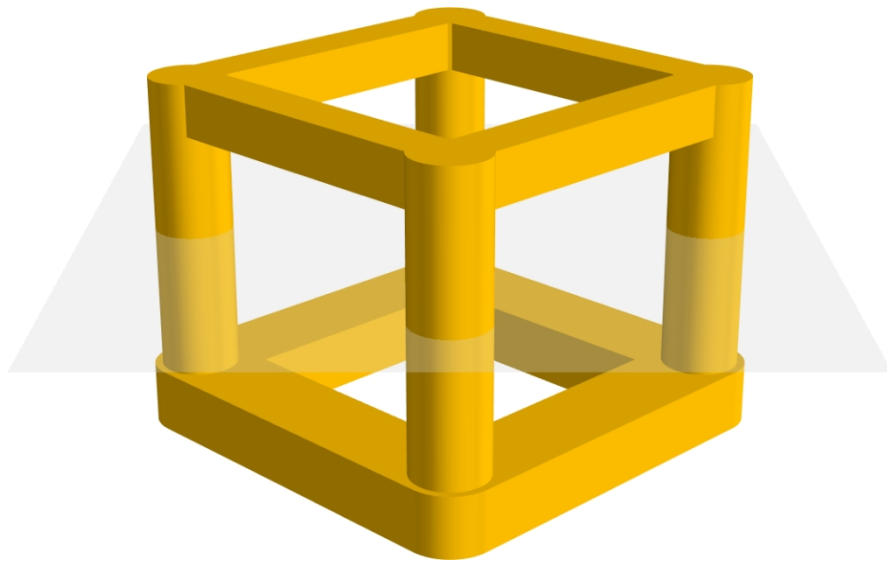


Figure 1-4 : Type de semi-submersible à 4 colonnes, avec base rectangulaire



Figure 1-5 : Représentation tridimensionnelle de l'éolienne et de la fondation flottante

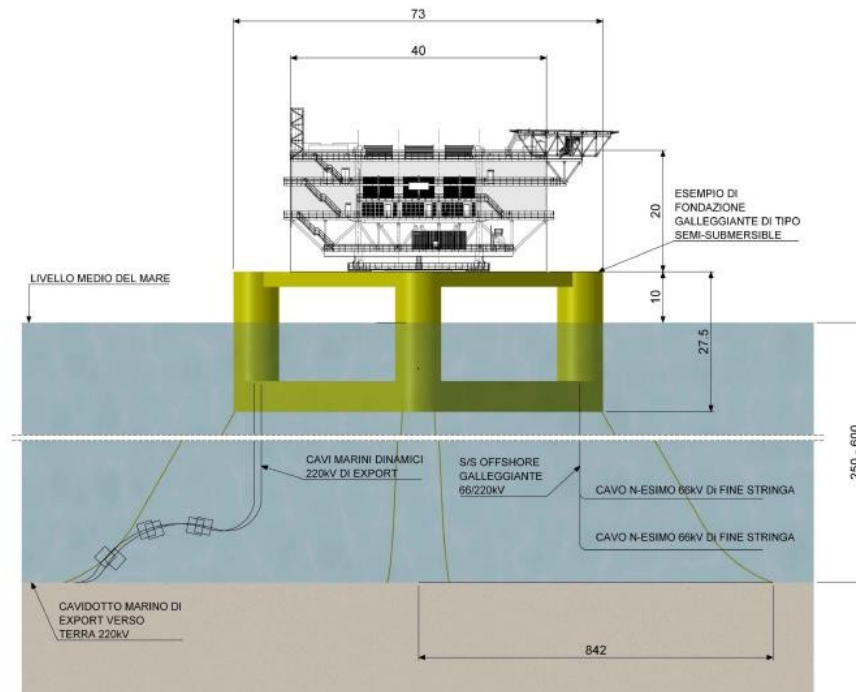


Figure 1-6 : Schéma d'ensemble de la sous-station marine (FOSS) et de la fondation flottante

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page12 sur 29
ATI-ING-VIA-RELPRO-R04-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final	

2 Données relatives au vent

Ce paragraphe évalue les conditions de vent sur le site du projet Atis. Compte tenu de la phase de conception et dans l'attente de l'acquisition des données via la campagne FLiDAR, les conditions de vent ont été évaluées sur la base d'une approche modélisée fournie par Vortex Factoria de Calculs SL [1]. Les résultats relatifs à la vitesse du vent ont été utilisés comme base pour la conception de l'implantation et l'estimation de la production annuelle d'énergie (AEP).

Pour évaluer la vitesse du vent, le modèle Vortex [1] a été utilisé à une hauteur de 150 m. Les paramètres atmosphériques, tels que la température de l'air, la pression atmosphérique et la densité de l'air dérivée, ont été évalués à l'aide des données de réanalyse de Vortex [1] sur une période de 20 ans (2003-2022). Vortex est un service de modélisation atmosphérique en ligne destiné aux départements techniques Wind & Site qui fournit des estimations globales du vent dans des lieux ou des périodes où aucune mesure n'est disponible¹.

Afin d'évaluer avec précision les conditions régionales du vent sur le site du parc éolien, les données de réanalyse ERA5

[3] ont été utilisées pour initialiser le modèle Weather Research & Forecasting (WRF). Le WRF est un système de prévision météorologique numérique à méso-échelle, conçu à la fois pour la recherche atmosphérique et pour les applications de prévision et de planification opérationnelle² des conditions atmosphériques. Il en résulte une mise à l'échelle des processus météorologiques à une résolution de 1 000 m, ce qui permet de simuler les flux de vent locaux avec un niveau de précision accru. Grâce au WRF, il est possible de prendre en compte les effets de la topographie régionale et des interactions océan-atmosphère sur la vitesse du vent et d'obtenir ainsi des résultats plus précis.

Le modèle WRF est basé sur des périodes représentatives (des 20 dernières années) de la série de données ERA5. Par conséquent, les résultats présentés ici représentent les conditions moyennes annuelles de vent sur une période de 20 ans.

Les conditions de vent du site sont obtenues pour un point représentatif à l'intérieur du site du parc éolien, qui correspond au centre géométrique du site. Ce point, dont les coordonnées sont indiquées dans le tableau 2-1, est considéré comme représentatif de l'ensemble de la zone du projet.

¹<https://vortexfdc.com/>

²<https://www.mmm.ucar.edu/models/wrf>

Tableau 2-1 : Coordonnées de la position utilisée pour l'évaluation du vent

UTM (Nord) WGS 84 Zone : 32		
	Est	Nord
Position pour l'évaluation du vent	549 621	4 796 594

2.1 Validation du modèle Vortex

Une validation offshore de Vortex est disponible dans [2], où les vitesses et directions du vent redimensionnées de Vortex et ERA5 sont comparées aux mesures effectuées dans huit endroits différents en Europe, aux États-Unis et en Inde. Rien n'indique que la modélisation physique utilisée par Vortex ne soit pas applicable/représentative pour la mer Méditerranée.

Toutefois, afin d'accroître la confiance dans l'utilisation des données Vortex [1], les conditions de vent à l'emplacement spécifié dans le tableau 2-1 ont été comparées aux données de la série chronologique EMD-WRF Europe+ [3], du Global Wind Atlas (GWA) [5] et du New European Wind Atlas (NEWA) [6].

Le tableau 2-2 indique la vitesse du vent estimée par chaque modèle pour une hauteur de 150 m au-dessus du niveau de la mer et une période de 20 ans. Il indique également le rapport entre la vitesse du vent Vortex et les autres modèles afin d'identifier les écarts entre eux. La différence est d'environ 1 % dans tous les cas.

Tableau 2-2 : Comparaison de la vitesse du vent pour une hauteur de 150 m

Modèle	Vitesse du vent [m/s]	Rapport entre les vitesses des modèles
Vortex [1]	6,8	-
EMD-WRF Europe+ [4]	6,9	1,01
Atlas mondial des vents [5]	6,7	0,99
Nouvel Atlas éolien européen [6]	6,9	1,01

La variation horizontale du vent a également été validée en comparant les données Vortex avec celles des autres modèles. Le tableau 2-3 montre les plages de vitesse du vent dans la zone du projet. Le modèle Vortex prévoit une plage de 0,7 m/s, tandis que les modèles GWA et NEWA prévoient une plage de 0,9 m/s.

Tableau 2-3 : Variation de la vitesse horizontale du vent pour une hauteur de 150 m

Modèle	Vitesse du vent [m/s]		
	Minimum	Maximum	Δ
Vortex [1]	6,4	7,1	0,7
Atlas mondial des vents [5]	6,1	7,0	0,9
Nouvel Atlas éolien européen [6]	6,4	7,3	0,9

Malgré les écarts identifiés précédemment, les données Vortex sont considérées comme présentant une incertitude moindre par rapport aux autres bases de données analysées. Vortex redimensionne les processus météorologiques à une résolution de 1 km sans simplifier la physique impliquée dans ces processus. Par conséquent, sur la base de cette analyse et dans la phase actuelle du projet, il est jugé plus approprié d'utiliser la carte des vents fournie par Vortex.

2.2 Vent sur le site

Les conditions de vent à une hauteur de moyeu de 150 m au-dessus du niveau de la mer sont indiquées dans la figure 2-1 et le tableau 2-4. Les principales directions du vent sont ouest-sud-ouest, est-nord-est et sud-ouest. La rose des vents confirme également ces directions principales, qui constituent un paramètre fondamental pour la conception de l'implantation du parc éolien. Les conditions à 150 m au-dessus du niveau de la mer sont considérées comme représentatives pour des hauteurs comprises entre ± 10 m, car aucune variation significative de la rose des vents n'est prévue dans cette plage de hauteur.

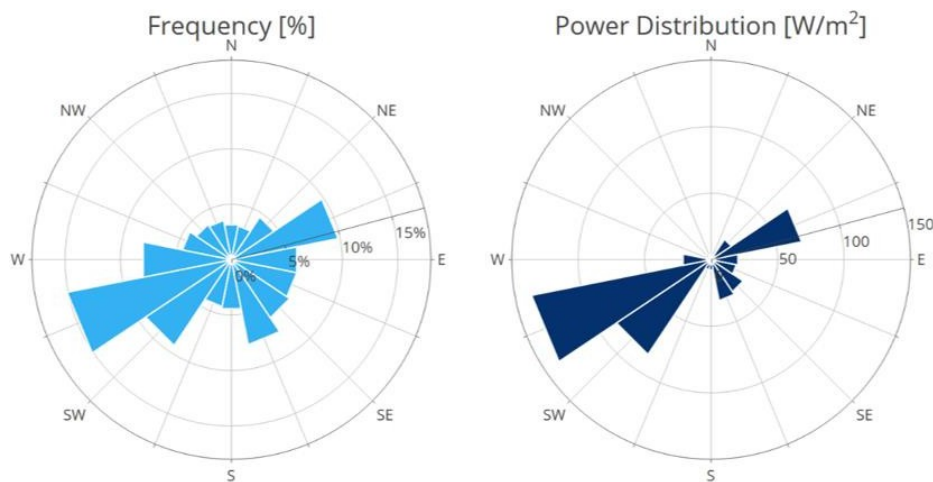


Figure 2-1 : Conditions de vent et d'énergie au point de référence (150 m au-dessus du niveau de la mer)

Tableau 2-4 : Paramètres de Weibull et fréquences au point de référence (150 m au-dessus du niveau de la mer)

Secteur direction du vent	Paramètres de Weibull			Fréquence en %
	A en m/s	k	v _{media} en m/s	
N	4,80	1,773	4,3	3,2
NNE	5,01	1,602	4,5	3,1
NE	7,10	1,587	6,4	4,6
ENE	9,60	2,036	8,5	9,8
E	7,30	1,871	6,5	6,0
ESE	6,76	1,649	6,0	6,0
SE	7,69	1,689	6,9	6,3
SSE	7,53	1,778	6,7	7,8
S	5,59	1,730	5,0	4,5
SSW	5,72	1,779	5,1	4,3
SW	10,24	1,911	9,1	9,3
WSW	10,34	1,978	9,2	15,1
W	6,68	1,856	5,9	8,1
WNW	4,76	1,942	4,2	4,5
NW	4,70	1,522	4,2	3,8
NNW	4,69	1,620	4,2	3,6
Tous	7,55	1,613	6,8	100,0

La vitesse moyenne du vent à l'intérieur de la zone de développement augmente du nord au sud. À l'intérieur de la zone du projet, les variations de vitesse du vent se situent dans une fourchette de 0,7 m/s.

2.3 Paramètres du site

Les paragraphes suivants présentent les paramètres atmosphériques dérivés des données Vortex, qui sont basées sur le modèle ERA5. La température, la pression et la densité de l'air sont estimées au point de référence du tableau 2-1.

2.3.1 Température

Les résultats de la température de l'air à 150 m au-dessus du niveau de la mer, basés sur des intervalles horaires moyens, sont présentés dans la figure 2-2. La température de l'air varie entre $-1,7\text{ °C}$ et $32,8\text{ °C}$, avec une valeur moyenne de $16,0\text{ °C}$.

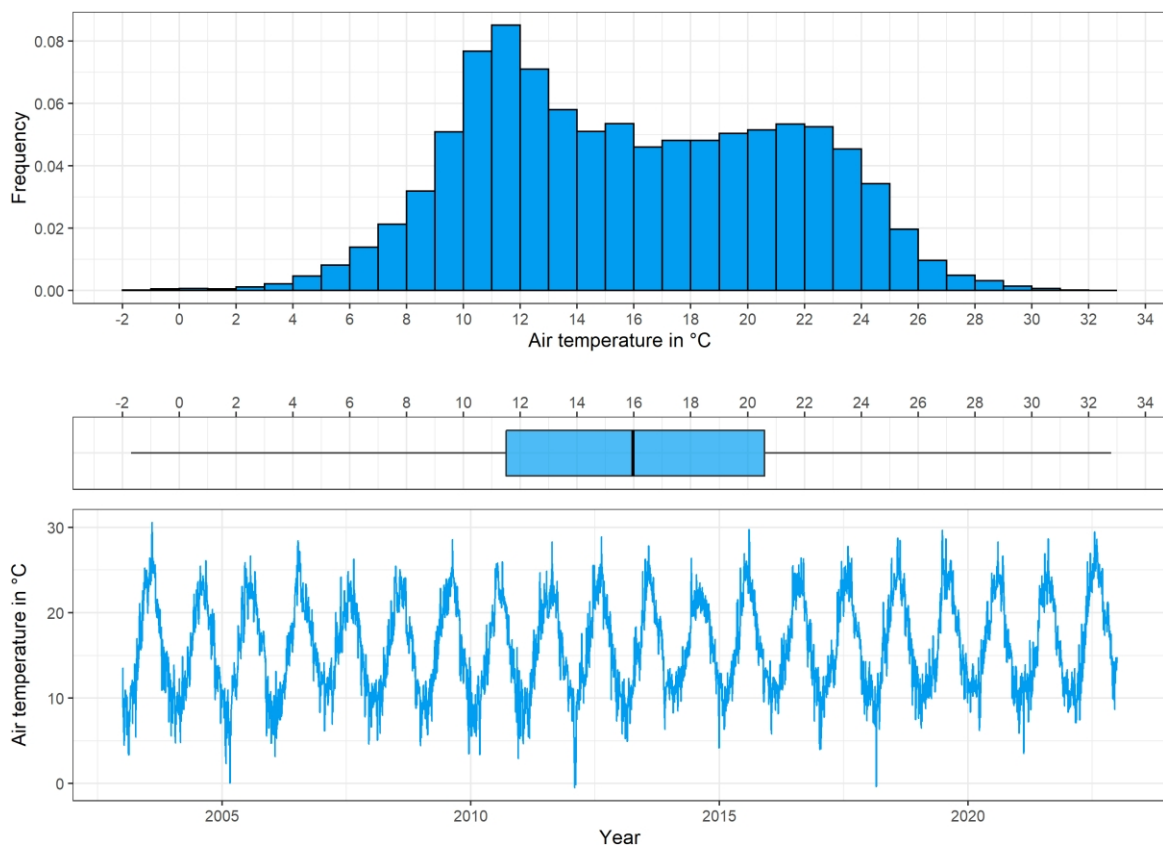


Figure 2-2 : Histogramme des températures horaires à long terme de l'air à 150 m au-dessus du niveau de la mer (en haut, au centre). En bas : série chronologique des moyennes journalières sur 20 ans de la température de l'air à 150 m au-dessus du niveau de la mer.

Conformément aux procédures définies dans la norme DNVGL-ST-0126 [7], la température moyenne quotidienne la plus basse sur 20 ans (2003-2022) est de $-0,5\text{ °C}$. Ces calculs sont basés sur les données de réanalyse de la température de l'air ERA5 à 150 m au-dessus du niveau de la mer.

2.3.2 Pression

Les résultats de la pression atmosphérique à 150 m d'altitude sont présentés dans la figure 2-3. La pression atmosphérique est comprise entre 960 hPa et 1 024 hPa, avec une valeur moyenne de 997 hPa.

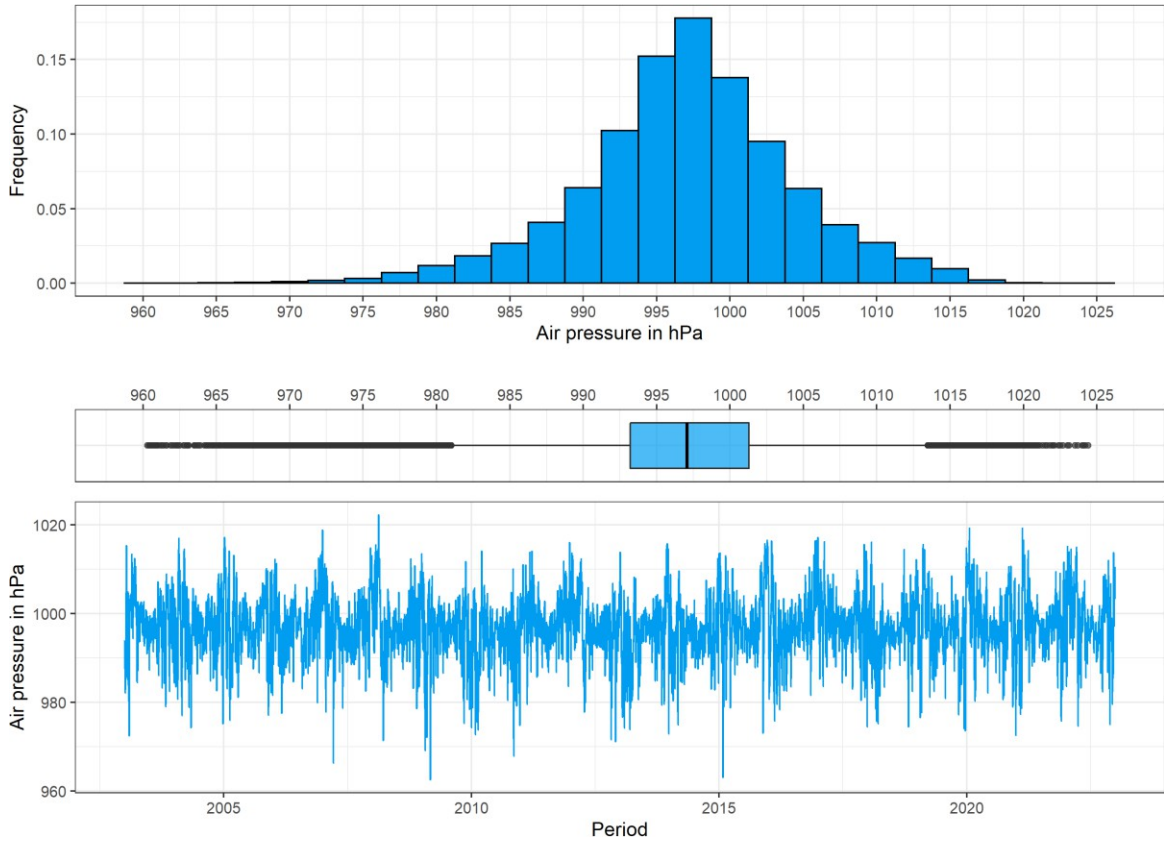


Figure 2-3 : Histogramme de la pression atmosphérique horaire à long terme à 150 m d'altitude (en haut, au centre). En bas : série chronologique des moyennes journalières sur 20 ans de la pression atmosphérique à 150 m d'altitude.

2.3.3 Densité

La densité de l'air a été obtenue à partir des données de la réanalyse ERA5 pour la période de 20 ans sélectionnée (2003-2022). Les résultats de la densité de l'air à 150 m au-dessus du niveau de la mer sont présentés dans la figure 2-4. La densité moyenne de l'air est de 1,202 kg/m³. La valeur varie dans des conditions normales entre 1,130 et 1,290 kg/m³.

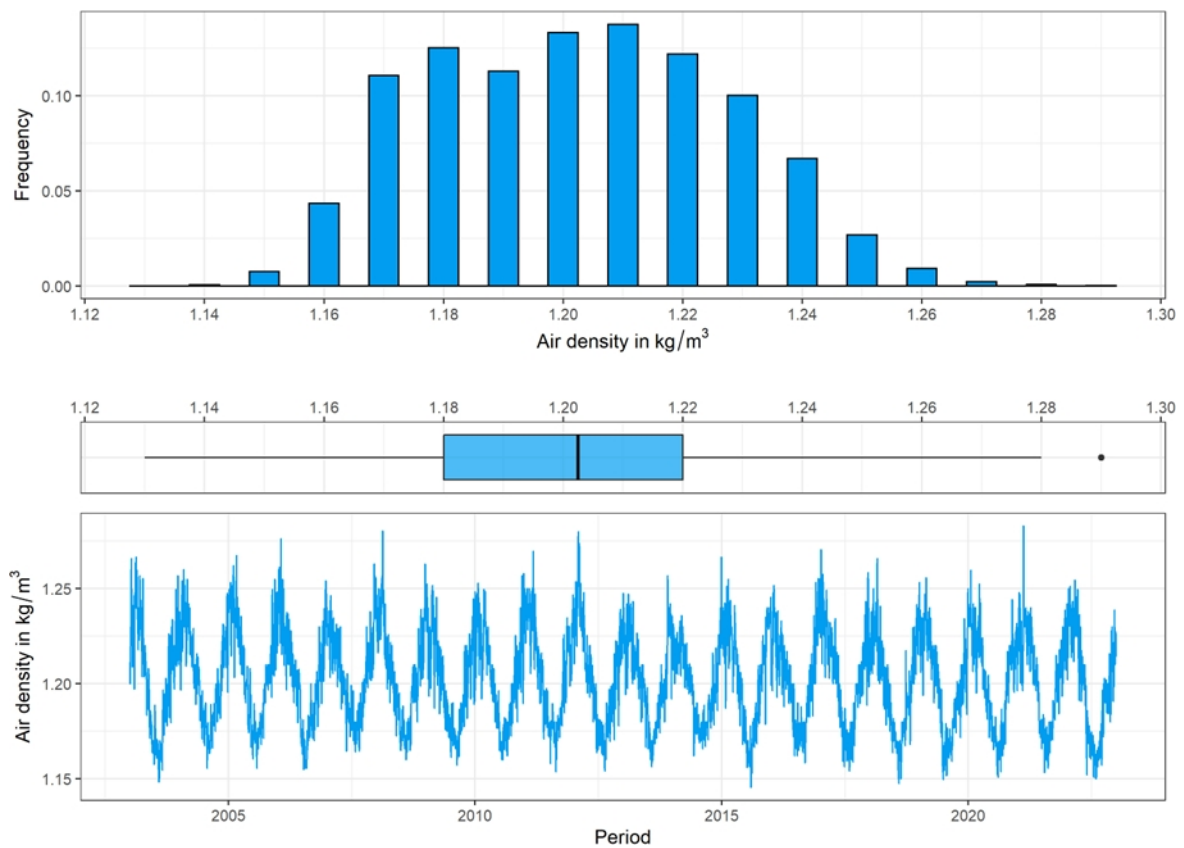


Figure 2-4 : Histogramme de la densité de l'air à long terme à 150 m au-dessus du niveau de la mer (en haut, au centre). En bas : série chronologique des moyennes journalières sur 20 ans de la densité de l'air à 150 m au-dessus du niveau de la mer.

3 Définition de la configuration

L'optimisation de la disposition (« micrositing ») du parc éolien offshore d'Atis est réalisée à partir des informations disponibles à ce jour, des hypothèses de base et des résultats de l'analyse des ressources éoliennes décrits au chapitre 2. La disposition du projet a été développée en supposant une capacité de 18 MW pour l'éolienne.

3.1 Caractéristiques de l'éolienne

À ce stade, le type, la taille et le nombre d'éoliennes ont été spécifiés comme indiqué dans le tableau 3-1 ci-dessous.

Pour l'éolienne de 18 MW avec un diamètre de rotor de 250 m, la courbe de puissance appliquée dans l'analyse a été fournie par un fabricant d'éoliennes sous clause de confidentialité.

Tableau 3-1 : Paramètres de configuration du parc éolien

Type de turbine	Diamètre du rotor (m)	Surface du rotor (m ²)	Capacité nominale (MW)	Nombre de turbines	Capacité du parc (MW)	Hauteur du moyeu (m au-dessus du niveau de la mer)
18 MW	250	49 087	18	48	864	155

3.2 Méthodologie

Pour cette étude, une distance minimale initiale entre les éoliennes de 7D (D = diamètre du rotor), soit 1,75 km, a été prise en compte dans toutes les directions afin de minimiser les effets de sillage. En outre, sur la base du rapport typique entre le rayon d'amarrage et la profondeur de l'eau, tel qu'il ressort de projets sélectionnés dans le secteur pétrolier et gazier [8], une zone tampon de 1,1 km a été prise en compte à partir de la limite du site du projet afin d'éviter que le système d'amarrage ne la dépasse. Cette valeur correspond à trois fois la profondeur moyenne de l'eau dans la zone du site du projet. Enfin, il convient de souligner que les limites du projet pour Atis sont conformes à la « Planification spatiale maritime » dans la zone sud-ouest et aux zones d'exclusion militaire au nord-ouest du projet.

Après avoir défini le type de turbine et l'espacement initial, une optimisation de la disposition (« micrositing ») a été effectuée afin de maximiser l'AEP et de réduire les pertes de sillage. L'optimisation a été obtenue en ajustant la disposition initiale du parc éolien en tenant compte de la zone constructible et de la carte des vents Vortex. Pour ce faire, les positions des éoliennes ont été modifiées de manière itérative au sein du site du projet.

3.3 Résultats

La disposition résultant de la procédure de micrositing décrite dans le paragraphe précédent est illustrée à la figure 3-1. Les coordonnées correspondantes des éoliennes sont indiquées à l'annexe 1 - Résultats du rendement énergétique du parc éolien. La distance minimale entre les turbines les plus proches est de 8,7 RD, soit 2,18 km, pour des turbines de 18 MW. Cet espacement a été comparé au système d'amarrage conçu [9], confirmant que ce dernier est également applicable à la disposition obtenue.

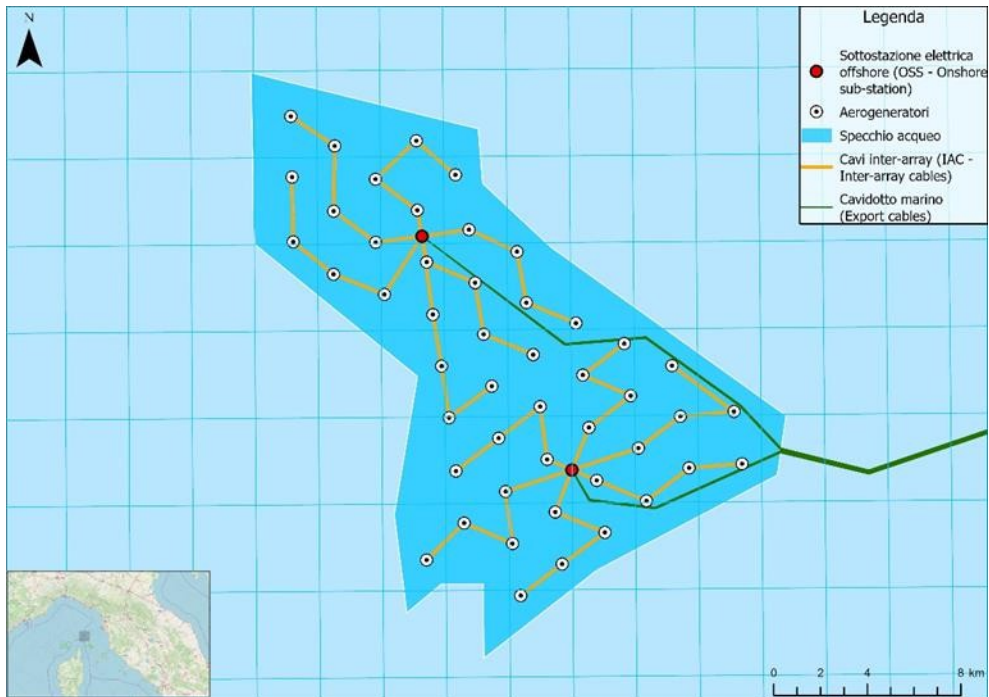


Figure 3-1 : Disposition et superficie du projet pour le parc éolien offshore Atis

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page21 sur 29	
ATI-ING-VIA-RELPRO-R04-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final		

4 Analyse préliminaire de la production énergétique

Cette section présente une estimation de la production énergétique annuelle (AEP) pour le projet. L'AEP a été calculée sur la base de la ressource éolienne à hauteur de moyeu obtenue par interpolation entre les cartes de vent Vortex.

4.1 Estimation des pertes

Les pertes de sillage correspondent à la réduction de la vitesse du vent en aval du rotor suite à l'extraction de l'énergie éolienne par la turbine. Le « blockage effect » désigne quant à lui la réduction de la vitesse du vent en amont d'une éolienne due à la présence de cette dernière.

La détermination des pertes de sillage (wake) dues aux éoliennes est un aspect fondamental pour estimer la valeur totale des pertes dans un parc éolien offshore. Les pertes de sillage peuvent être importantes en raison de la taille des parcs éoliens et de la proximité entre deux ou plusieurs turbines. En outre, les pertes ne sont pas seulement dues à l'effet de sillage, mais aussi à l'effet de blocage. Le débat scientifique sur ce sujet est encore controversé et des recherches supplémentaires sont nécessaires pour estimer l'incidence du phénomène.

Pour cette analyse, deux modèles de sillage différents ont été utilisés et les résultats des deux ont été moyennés : le modèle *modifié N.O. Jensen* [10] *WindPRO PARK2* et le modèle *Eddy viscosity (Ainslie)* [11]. L'effet de blocage a été estimé sur la base du modèle « auto-similaire » de Meyer-Forsting [12].

En règle générale, une *intensité de turbulence* (TI) de 6 % est utilisée pour les simulations de perte de sillage, car aucune mesure de TI n'est disponible sur site lors d'une phase préliminaire du projet. Ces résultats seront mis à jour au cours de la phase plus avancée du projet et tiendront compte des données acquises sur site grâce à la campagne de mesure FLiDAR.

4.2 Résultats

La production énergétique annuelle (AEP) et les pertes qui en résultent, en tenant compte de la moyenne des résultats des modèles de sillage de N. O. Jensen et d'Eddy Viscosity, sont présentés dans le tableau 4-1 (des informations plus détaillées sur la production d'énergie et les pertes de sillage pour l'éolienne sont fournies dans l'annexe 1 - Résultats du rendement énergétique du parc éolien).

Tableau 4-1 : Résultat AEP net et pertes pour la configuration (moyenne des résultats de Park 2 et Eddy Viscosity)

Scénario	Capacité du parc MW	AEP brute GWh/a	Pertes de sillage %	Effet de blocage %	Autres pertes %	AEP net ¹ GWh/a	Facteur de capacité ¹ %
18 MW, 250 m RD, 155 m HH	864	2 357	7,5	0,2	12,9	1 895	25,0

¹Y compris les traînées, l'effet de blocage, les pertes techniques et environnementales.

Un résumé des pertes techniques et environnementales prises en compte est présenté à l'annexe 2 - Résultats de l'analyse de productibilité. Compte tenu de la phase initiale du projet et des informations disponibles, l'évaluation des pertes repose principalement sur des hypothèses raisonnables. Cette évaluation sera mise à jour périodiquement à mesure que de nouvelles informations seront disponibles, que des choix de conception seront faits et que la technologie progressera.

La figure 4-1 présente graphiquement la moyenne des pertes de sillage pour chaque éolienne.

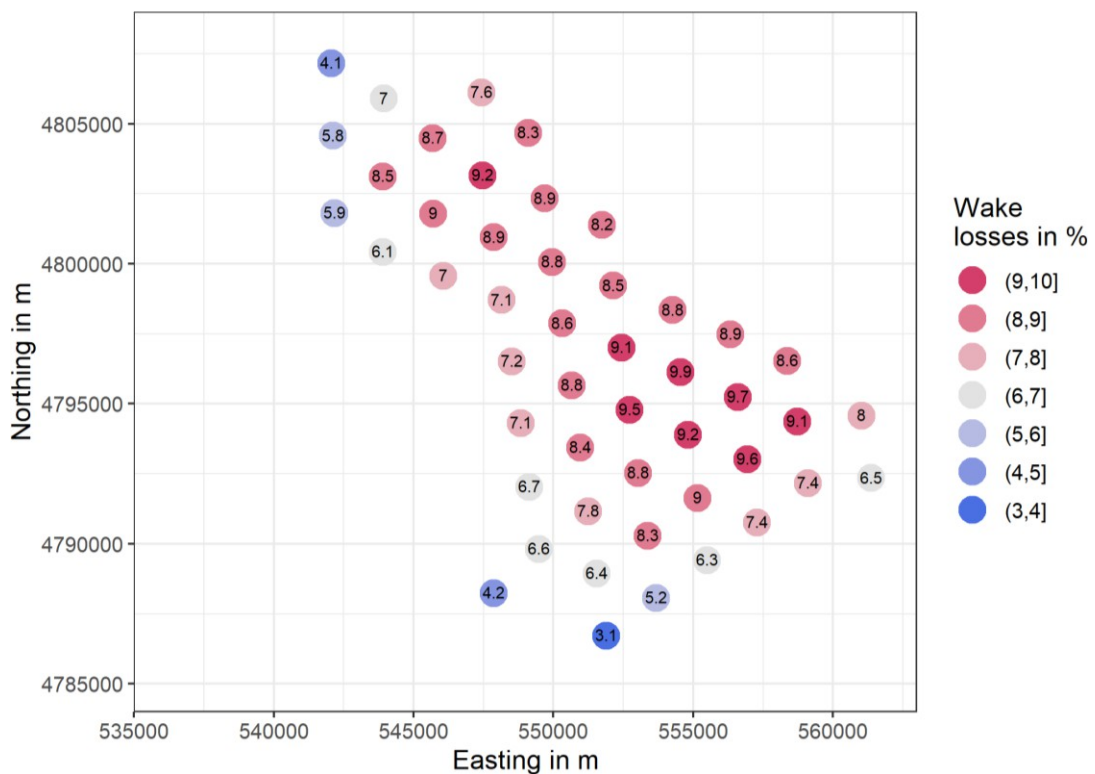


Figure 4-1 : Pertes de sillage dans la configuration de l'éolienne de 18 MW avec une hauteur de moyeu de 155 m

4.3 Analyse des incertitudes

Les méthodes utilisées et la qualité des données influencent l'incertitude liée à l'estimation de la production d'énergie. Selon le TG6 [13] et MEASNET [14], l'incertitude globale doit être dérivée des incertitudes des différents facteurs qui contribuent à déterminer la production d'énergie (données sur le vent, modèle d'estimation de la vitesse du vent, pertes de sillage, pertes techniques, pertes environnementales et courbes de puissance de l'éolienne proposée).

L'incertitude sur la production et l'incertitude totale standard qui en résulte pour une période d'exploitation hypothétique de 30 ans ont été estimées à 20 %. Compte tenu de la phase initiale du projet et des informations limitées, l'évaluation de l'incertitude repose principalement sur l'expérience.

En supposant une distribution gaussienne de l'incertitude et en définissant un risque tolérable ou une probabilité d'occurrence acceptable, il est possible de calculer les différentes probabilités d'occurrence à partir d'une valeur centrale p_{50} . Le tableau 4-2 présente les estimations de production pour différentes probabilités d'occurrence, de p_{10} à p_{99} , pour une durée de vie hypothétique de 30 ans.

Tableau 4-2 : Rendement énergétique net du parc éolien en MWh/an pour une durée de vie hypothétique de 30 ans en fonction des probabilités d'occurrence pour le parc éolien Atis.

Durée de vie utile	P50		P10		P20		P30		P40	
	AEP (MWh/an)	Δ	AEP (MWh/an)	Δ	AEP (MWh/an)	Δ	AEP (MWh/an)	Δ	AEP (MWh/an)	Δ
30 ans	1 894 956	20,0	2 380 652	25,6	2 213 923	16,8	2 093 699	10,50	1 990 972	5,1
			P75		P90		P95		P99	
			AEP (MWh/y)	Δ	AEP (MWh/y)	Δ	AEP (MWh/y)	Δ	AEP (MWh/y)	Δ
			1 639 330	-13,5	1 409 259	-25,6	1 271 571	-32,9	1 013 290	-46,5

5 Conclusions

La vitesse moyenne du vent prévue à une hauteur de 150 m au-dessus du niveau de la mer, calculée à l'aide du modèle Vortex, devrait atteindre 6,8 m/s, avec une direction principale ouest-sud-ouest, est-nord-est et sud-ouest.

Étant donné que les résultats sont basés exclusivement sur des données modélisées, l'estimation de la vitesse du vent sera mise à jour au cours des phases suivantes du projet, une fois que les résultats de la campagne de mesure FLiDAR, actuellement en cours, auront été obtenus.

La configuration du parc éolien offshore a été définie en fonction des restrictions ou des contraintes au sein de la zone du projet, telles que les zones d'exclusion militaire au nord-ouest du projet et la zone tampon de 1,1 km autour du périmètre extérieur. En outre, il convient de souligner que les limites du projet pour Atis sont conformes à la « Planification des espaces maritimes » dans la zone sud-ouest.

La production énergétique nette (P_{50}) du parc éolien pour une durée de vie utile estimée à 30 ans est d'environ 1,9 TWh/an.

Le projet a été développé en tenant compte des technologies émergentes de l'éolien offshore flottant, y compris les détails essentiels et pertinents pour évaluer les impacts potentiels et vérifier sa compatibilité environnementale. Au cours de la phase d'exécution, la conception sera optimisée et tiendra compte de la disponibilité commerciale des éléments au moment de la construction.

6 Références bibliographiques

- [1] Vortex Factoria de Càlculs SL, « Wind Resource Data for Wind Farm Developments », 2023. [En ligne]. Disponible : <https://vortexfdc.com/>.
- [2] MetOceanWorks, « Offshore Wind Model Validation ERA5 and Vortex Downscaling », 4 août 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://vortexfdc.com/resources/metoceanworks-vortex-wind-data-offshore-validation/>. [Consulté en 2023].
- [3] Copernicus ERA5 Service, « Données horaires ERA5 sur des niveaux uniques de 1940 à aujourd'hui », [En ligne]. Disponible sur : <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/>. [Consulté en 2023].
- [4] E. International, « EMD-WRF Europe+ MesoScale Data Set », [En ligne]. Disponible sur : <https://www.emd-international.com/data-services/mesoscale-time-series/pre-run-time-series/emd-wrf-europe-mesoscale-data-set/>. [Consulté en 2023].
- [5] T. U. o. Denmark, « Global Wind Atlas 3.0 », [en ligne]. Disponible sur : <https://globalwindatlas.info/>. [Consulté en 2023].
- [6] ERANET+, « New European Wind Atlas, une application web gratuite développée, détenue et exploitée par le consortium NEWA », [en ligne]. Disponible sur : <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/www.neweuropeanwindatlas.eu>. [Consulté en 2023].
- [7] DNV GL, DNVGL-ST-0126 - Structures de support pour éoliennes, 2018/07.
- [8] K.-T. & W. Y. & S. S. & B. L. & v. d. H. M. & L. Y. Ma, « Mooring Designs for Floating Offshore Wind Turbines Leveraging Experience From the Oil & Gas Industry », 2021.
- [9] Ramboll, « REN2022N01365-RAM-DA-00005. Fiche technique sur le dimensionnement des amarrages Atis », 2023.
- [10] O. S. Rathmann, B. O. Hansen, K. S. Hansen, N. G. Mortensen et J. P. Murcia Leon, « The Park2 Wake Model - Documentation and Validation », DTU Wind Energy Vol.160, 2018.
- [11] J. Ainslie, « Calculating the flowfield in the wake of wind turbines », Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol. 27, n° 1-3, pp. 213-224, 1988.
- [12] A. R. Meyer-Forsting, « Modélisation du flux d'entrée des éoliennes : la zone d'induction », 2017.
- [13] FGW, « TG6 - Détermination du potentiel éolien et des rendements énergétiques (Rév. 11) », Berlin, 2020.
- [14] MEASNET, Évaluation des conditions de vent spécifiques au site, version 2, 2016.

Annexe 1 – Résultats du rendement énergétique du parc éolien

N	Label	WTG Type	Capacité MW	Hauteur du moyeu m s.lm.	UTM (nord)-ETRS8G Zone : 32		Profond eur de l'eau*1 m	AEP MWh/an	Efficacit é du parc	Vent libre vitesse m/s	Facteur de capacité	Char ge maxi male heures h	Pertes au réveil %	Énergie brute*2 MWh/an
					Easting	Latitude								
Sum	-	-	864	-	-	-	-	2 174 437	-	-	-	-	-	2 356 750
Moyenne	-	-	18	155	-	-	-408,3	45 301	62,3	6,73	0,287	2517	7,7	46066
1	48	WTG250-18MW	18	155	561365	4792344	-451,3	45 628	93,5	6,74	0,289	2535	6,5	48 792
2	04	WTG250-18MW	18	155	542164	4801806	-553,7	45 488	94,1	6,64	0,288	2527	5,9	48 330
3	02	WTG250-18MW	18	155	542116	4804570	-534,7	44 622	94,2	6,56	0,283	2479	5,8	47 387
4	08	WTG250-18MW	18	155	543891	4800424	-504,6	45 947	93,9	6,69	0,291	2553	6,1	48 914
5	05	WTG250-18MW	18	155	543898	4803116	-496,4	43 698	91,5	6,60	0,277	2428	8,5	47 775
6	18	WTG250-18MW	18	155	548514	4796507	-450,6	46 234	92,8	6,78	0,293	2569	7,2	49 812
7	01	WTG250-18MW	18	155	542062	4807159	-450,2	44 428	95,9	6,48	0,282	2468	4,1	46 330
8	12	WTG250-18MW	18	155	546067	4799565	-438,4	45 439	93,0	6,69	0,288	2524	7,0	48 877
9	09	WTG250-18MW	18	155	545694	4801787	-446,1	43 786	91,0	6,63	0,278	2433	9,0	48 109
10	06	WTG250-18MW	18	155	545686	4804479	-445,4	43 146	91,3	6,56	0,274	2397	8,7	47 254
11	03	WTG250-18MW	18	155	543939	4805897	-455,9	43 498	93,0	6,51	0,276	2417	7,0	46 751
12	42	WTG250-18MW	18	155	561021	4794572	-480,0	44 818	92,0	6,73	0,284	2490	8,0	48 690
13	30	WTG250-18MW	18	155	547872	4788241	-430,6	49 740	95,8	6,97	0,315	2763	4,2	51 944
14	31	WTG250-18MW	18	155	549478	4789814	-362,1	47 918	93,4	6,92	0,304	2662	6,6	51 307
15	25	WTG250-18MW	18	155	549127	4792033	-434,7	47 329	93,3	6,87	0,300	2629	6,7	50 740
16	21	WTG250-18MW	18	155	548832	4794307	-460,0	46 695	92,9	6,82	0,296	2594	7,1	50 251
17	15	WTG250-18MW	18	155	548141	4798702	-440,0	45 682	92,9	6,72	0,290	2538	7,1	49 153
18	13	WTG250-18MW	18	155	547873	4800943	-420,0	43 916	91,1	6,64	0,279	2440	8,9	48 187
19	10	WTG250-18MW	18	155	547475	4803157	-407,6	43 120	90,8	6,59	0,273	2396	9,2	47 508
20	07	WTG250-18MW	18	155	547430	4806118	-380,0	43 037	92,4	6,51	0,273	2391	7,6	46 586
21	43	WTG250-18MW	18	155	551898	4786722	-349,4	49 611	96,9	6,93	0,315	2756	3,1	51 204
22	37	WTG250-18MW	18	155	551546	4788941	-300,0	47 783	93,6	6,91	0,303	2655	6,4	51 033
23	32	WTG250-18MW	18	155	551251	4791160	-268,5	46 640	92,2	6,87	0,296	2591	7,8	50 601
24	26	WTG250-18MW	18	155	550955	4793434	-333,3	45 949	91,6	6,83	0,291	2553	8,4	50 144
25	22	WTG250-18MW	18	155	550660	4795652	-464,6	45 438	91,2	6,79	0,288	2524	8,8	49 824
26	19	WTG250-18MW	18	155	550310	4797869	-480,0	44 910	91,4	6,73	0,285	2495	8,6	49 149

Non	Label	WTG Type	Capacité MW	Hauteur du moyeu m s.lm.	UTM (nord)-ETRS8G Zone : 32		Profondeur de l'eau*1 m	AEP MWh/an	Efficacité du parc	Vent libre vitesse m/s	Facteur de capacité	Pleine charge heures h	Pertes de sillage %	Énergie brute*2 MWh/an
					Easting	Latitude								
27	16	WTG250-18MW	18	155	549945	4800064	-401,9	44 193	91,2	6,67	0,280	2455	8,8	48 474
28	14	WTG250-18MW	18	155	549685	4802328	-380,0	43 551	91,1	6,61	0,276	2419	8,9	47 782
29	11	WTG250-18MW	18	155	549105	4804665	-375,5	43 101	91,7	6,54	0,273	2394	8,3	46 989
30	44	WTG250-18MW	18	155	553672	4788069	-300,0	48 112	94,8	6,90	0,305	2673	5,2	50 776
31	38	WTG250-18MW	18	155	553375	4790288	-280,0	46 208	91,7	6,87	0,293	2567	8,3	50 417
32	33	WTG250-18MW	18	155	553027	4792531	-260,0	45 587	91,2	6,82	0,289	2533	8,8	49 962
33	27	WTG250-18MW	18	155	552727	4794780	-423,8	44 993	90,5	6,79	0,285	2500	9,5	49 743
34	23	WTG250-18MW	18	155	552432	4796997	-427,5	44 785	90,9	6,75	0,284	2488	9,1	49 284
35	20	WTG250-18MW	18	155	552136	4799214	-404,5	44 407	91,5	6,68	0,282	2467	8,5	48 531
36	17	WTG250-18MW	18	155	551739	4801390	-393,7	43 920	91,8	6,62	0,279	2440	8,2	47 867
37	45	WTG250-18MW	18	155	555500	4789417	-292,0	47 082	93,7	6,85	0,299	2616	6,3	50 225
38	39	WTG250-18MW	18	155	555148	4791635	-278,8	45 535	91,0	6,83	0,289	2530	9,0	50 037
39	34	WTG250-18MW	18	155	554816	4793888	-299,4	45 051	90,8	6,79	0,286	2503	9,2	49 638
40	28	WTG250-18MW	18	155	554554	4796126	-442,5	44 421	90,1	6,76	0,282	2468	9,9	49 305
41	24	WTG250-18MW	18	155	554258	4798343	-429,9	44 432	91,2	6,70	0,282	2468	8,8	48 743
42	46	WTG250-18MW	18	155	557273	4790764	-307,0	46 009	92,6	6,81	0,292	2556	7,4	49 668
43	40	WTG250-18MW	18	155	556930	4793013	-332,3	44 849	90,4	6,79	0,284	2492	9,6	49 586
44	35	WTG250-18MW	18	155	556598	4795245	-490,5	44 478	90,3	6,76	0,282	2471	9,7	49 230
45	29	WTG250-18MW	18	155	556325	4797472	-460,0	44 436	91,1	6,71	0,282	2469	8,9	48 756
46	47	WTG250-18MW	18	155	559099	4792168	-392,4	45 518	92,6	6,77	0,289	2529	7,4	49 140
47	41	WTG250-18MW	18	155	558725	4794368	-510,0	44 599	90,9	6,76	0,283	2478	9,1	49 066
48	36	WTG250-18MW	18	155	558364	4796528	-480,0	44 674	91,4	6,73	0,283	2482	8,6	48 878

Annexe 2 – Résultats de l'analyse de productibilité

Définition du scénario			
#WTG		48	
Type WTG		18 MW - 250 m	
Capacité WF [MW]		864	
	Calcul du rendement	Description	
0	Production brute	Production brute annuelle (GWh/an)	2 357
1	Pertes dues aux sillages / blocages	Sillage total / Pertes dues à l'effet de blocage	0,92
1,1	Blocage	Pertes dues à l'effet de blocage (si elles ne sont pas incluses dans le calcul du sillage interne)	0,998
1,2	Sillage interne	Effets de sillage causés par d'autres éoliennes du parc éolien	0,925
1,3	Brut (y compris sillage)	Production après effet de sillage/blocage (GWh/an)	2 174
2	Pertes dues à la disponibilité	Pertes totales de disponibilité	0,94
2,1	Disponibilité WTG	Pertes dues à la maintenance programmée et non programmée des WTG (moyenne sur 30 ans de vie)	0,96
2,2	Disponibilité BoP	Pertes dues à la maintenance programmée et non programmée des FOU et IAC nécessitant l'arrêt des éoliennes.	0,995
2,3	Disponibilité du réseau (offshore)	Pertes dues à la maintenance programmée et non programmée des OSS et OEC	0,98
2,4	Disponibilité du réseau (onshore)	Pertes dues à la maintenance programmée et non programmée du réseau onshore	Inclus dans 2.3
3	Pertes électriques	Pertes électriques totales	0,96
3,1	Pertes électriques WTG	Pertes du transformateur de l'éolienne	0,994
3,2	Pertes électriques IAC	Pertes du réseau IAC	0,99
3,3	Pertes électriques du réseau (onshore + offshore)	Pertes de l'OSS, de l'OEC jusqu'au point d'interconnexion/de mesure	0,975
4	Performances des éoliennes	Pertes totales de rendement de l'éolienne	0,97
4,1	Ajustement spécifique au site de la courbe de puissance	Performances non optimales dues à la turbulence, au flux du vent, à la densité, etc.	0,99
4,2	Hystérésis à vitesse de vent élevée	Pertes dues à l'hystérésis de la vitesse du vent	Généralement, inclus dans 4.1
4,3	Dégradation des pales	Pertes dues à la dégradation du comportement aérodynamique des pales causée par l'usure, les dommages, la saleté, la formation de glace	0,99
4,4	Performances sous-optimales	Pertes dues au dysfonctionnement de l'éolienne par rapport à la courbe de puissance (par exemple, en raison d'un désalignement de l'orientation, d'erreurs du système de contrôle, etc.)	Généralement, inclus dans 4.1
4,5	Perte spécifique au flottement	Pertes dues au mouvement flottant de l'éolienne	0,99
5	Arrêts	Pertes totales dues aux restrictions	Spécifiques au projet
5,1	Gestion du secteur éolien	Arrêt imposé des turbines en cas de vent provenant de directions spécifiques directions	Spécifique au projet
5,2	Givrage	Pertes dues à la formation de glace sur les pales	Spécifique au projet
5,3	Températures	Pertes dues à des conditions de température extérieure dépassant la plage normale plage de fonctionnement opérationnel de l'éolienne	Spécifique au projet
5,5	Autres restrictions	Toute autre restriction.	Spécifique au projet
	Facteur de perte totale	Pertes totales (hors traînées)	0,871
	Production nette	AEP nette (GWh/an)	1 895
	Facteur de capacité	Facteur de capacité net _{p50}	25,0

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page	
ATI-ING-VIA-RELPRO-R04-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final	Page 29 sur 29	