



Tauw



**Parc éolien de la SEPE La Côte Ronde
Mairy-sur-Marne (51)**

**Dossier de Demande d'Autorisation
Environnementale**

Pièce 3 : Description de la demande

Fiche contrôle Qualité

Intitulé de l'étude	Dossier de Demande d'Autorisation Environnementale
Destinataire du document	SEPE La Côte Ronde
Site	Parc éolien de la Côte Ronde
Interlocuteur	Cédric Lachenal
Adresse	1 rue de Berne – 67300 Schiltigheim
Email	lachenal@ostwind.fr
Téléphone/Mobile	03-90-22-73-44/06-29-11-05-34
Numéro de projet	1613611
Date	Janvier 2020
Superviseur	Maxime Lariviere
Résponsable étude	Alexandre Quenneson
Rédacteur	Alexandre Quenneson

Coordonnées

Tauw France - Agence de Douai
Z.I. Dorignies / Bâtiment Euréka
100 rue Branly
59500 DOUAI
Téléphone : 03 27 08 81 81
Fax : 03 27 08 81 82
Email : info@tauw.fr

Siège social – Agence de Dijon
Parc tertiaire de Mirande
14 D Rue Pierre de Coubertin
21000 Dijon
Téléphone : 03 80 68 01 33
Fax : 03 80 68 01 44
Email : info@tauw.fr

TAUW France est membre de TAUW Group bv –
www.tauw.com

Représentant légal : Mr. Eric MARTIN

Gestion des révisions

Version	Date	Statut	Pages	Annexes
V01	Janvier 2020	Création	60	2

Table des matières

1	Introduction.....	6
1.1	Préambule.....	6
1.2	Contexte général.....	6
1.2.1	Objectifs actuels du développement éolien en France	6
1.2.2	Situation actuelle de l'éolien	8
1.3	Avantages et limites de l'énergie éolienne.....	12
1.3.1	Avantages	12
1.3.2	Limites.....	12
1.4	Contexte réglementaire.....	13
1.4.1	Le passage des éoliennes dans la législation des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement.....	13
1.4.2	Cadre réglementaire du Dossier de Demande d'Autorisation d'Exploiter.....	14
1.4.3	La procédure de la Demande d'Autorisation Environnementale.....	14
2	Présentation des demandeurs	16
2.1	Préambule.....	16
2.1.1	Présentation du groupe OSTWIND.....	16
2.1.2	Présentation de la SEPE La Côte Ronde	17
2.2	Capacités techniques et financières	17
2.2.1	Capacités techniques et humaines	17
2.2.2	Références régionales, nationales et internationales	20
2.2.3	Ressources humaines.....	25
2.2.4	Assurances	25
2.2.5	Capacités financières.....	27
2.3	Constitution des garanties financières	30
2.3.1	Méthode de calcul.....	30
2.3.2	Estimation des garanties.....	30
2.3.3	Déclaration d'intention de constitution des garanties financières	31
3	Présentation du projet	32
3.1	Localisation géographique	32
3.2	Description technique du projet.....	35
3.2.1	Description de l'éolienne.....	36



3.2.2	Présentation de la phase de travaux	39
3.2.3	Phase de démantèlement et remise en état	47
3.2.4	Les plans réglementaires	49
4	Inventaire réglementaire.....	51
4.1	Classement	51
4.2	Rayon d'affichage	51
4.3	Exigences réglementaires.....	53

Pièce 3 : Description de la demande

Pièces	Sous-partie	Descriptif du contenu	Pièces identifiées dans le Cerfa N°15964*01
Pièce 1 : Lettre de la demande et Cerfa	/	Lettre de la Demande	
Pièce 2 : Check-list	/	Check-list de complétude d'un dossier de demande d'autorisation environnementale d'une installation classée pour la protection de l'environnement - Parcs éoliens	
Pièce 3 : Description de la demande ou Présentation générale	/	Informations sur le demandeur et sur le projet : <ul style="list-style-type: none"> • Description complémentaire du projet et du demandeur : <ul style="list-style-type: none"> . Données administratives du demandeur, . Description du projet, . Emplacement de l'installation, . Nature et volume des activités, . Capacités techniques et financières du demandeur, • Garanties financières • Dispositions de remise en état et démantèlement. 	P.J. n°46 P.J. n°47 P.J. n°60 P.J. n°104
Pièce 4 : Etude d'impact Et Résumé non technique de l'étude d'impact	4-1 4-2	Etude d'impact (cf. Articles R 181-13-5 et R. 122-5-II du code de l'Environnement) Résumé non technique de l'étude d'impact	P.J. n°4 P.J. n°46 P.J. n°104
Pièce 5 : Etude de dangers et Résumé non technique de l'étude de danger	5-1 5-2	Etude de dangers Résumé non technique de l'étude de danger	P.J. n°49
Pièce 6 : Conformité d'urbanisme	/	Conformité d'urbanisme	P.J. n°64
Pièce 7 : Plans réglementaires et Documents techniques annexes	7-1 7-2 7-3 7-4 7-5 7-6 7-7	Etude écologique (hors chiroptères) Etude chiroptérologique Etude acoustique Etude paysagère Carnet de photomontages Etude des ombres portées Plans réglementaires	P.J. n°1 P.J. n°2 P.J. n°48
Pièce 8 : Accords et avis consultatifs	8-1 8-2 8-3	Avis DGAC – Météo-France – Défense - etc. Avis des maires et des propriétaires	P.J. n°62 P.J. n°63 P.J. n°65
Pièce 9	/	Note de présentation non technique	P.J. n°7

1 Introduction

1.1 Préambule

La présente notice a été réalisée dans le cadre du dépôt d'une demande d'autorisation environnementale pour la construction, le raccordement et l'exploitation du projet éolien de la Côte Ronde (6 éoliennes d'une puissance unitaire de 2,2 MW et d'1 poste de livraison électrique) sur la commune de Mairy-sur-Marne dans le département de la Marne (51).

Ce dossier a été réalisé par TAUW France pour le compte de la SEPE la Côte Ronde (exploitant) filiale à 100% de la société Ostwind International.


ROLE	Porteur du projet et exploitant	Rédacteurs de la description de la demande
Raison sociale	SEPE La Côte Ronde	Tauw France 
Coordonnées du siège social	SEPE La Côte Ronde 1 rue de Berne – 67300 Schiltigheim	Tauw France ZI de Dorignies – 100, rue Edouard Branly - 59500 DOUAI
Dossier suivi par	M Cédric Lachenal - Chef de projets	M Alexandre Quenneson – Ingénieur d'études – TAUW France
Téléphone	03-90-22-73-44	03-27-08-81-81
Télécopie	03-90-20-09-48	03-27-08-81-82

Tableau 1 : Auteurs de la description de la demande

Cette pièce du Dossier de Demande d'Autorisation Environnementale a pour but de présenter le maître d'ouvrage, ses capacités techniques et financières, le projet et les dispositions de remises en état.

1.2 Contexte général

1.2.1 Objectifs actuels du développement éolien en France

Au niveau national, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe les objectifs de la transition énergétique.

Les émissions de gaz à effet de serre devront être réduites de 40% à l'horizon 2030 et divisées par quatre d'ici 2050. La consommation énergétique finale sera divisée par deux en 2050 par rapport à 2012 et la part des énergies renouvelables sera portée à 32% en 2030.

La loi prévoit de multiplier par deux d'ici 2030 la part de la production d'énergies renouvelables pour diversifier les modes de production d'électricité et renforcer l'indépendance énergétique de la France.

Dans le cadre de l'article 176 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, d'après le Décret n°2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la

programmation pluriannuelle de l'énergie, le Gouvernement Français a annoncé le 27 novembre 2018, les objectifs pour l'énergie éolienne figurant dans le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2028. Ces derniers sont de :

- Pour l'éolien terrestre : 24,6 GW en 2023 et 34,1 à 35,6 GW en 2028.
- Pour l'éolien en mer : 2,4 GW en 2023 et 4,7 à 5,2 GW en 2028.

Le 5 mars 2019, le ministère de la Transition écologique a publié le projet de décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Le texte reprend les principaux objectifs de la politique énergétique française, aux horizons 2023 et 2038.

Il prévoit notamment un objectif de réduction de 17 % de la consommation finale d'énergie entre 2012 et 2023 et de 14 % en 2028. Cette trajectoire doit mener au nouvel objectif de réduction de 17% en 2030 que le gouvernement envisage de fixer dans la future loi énergie. Celui-ci se substituera à l'objectif actuel de baisse de 20% de la consommation énergétique adopté, en 2015, dans la loi de transition énergétique. Le texte décline aussi cet objectif de réduction pour trois énergies : 6 % en 2023 et 19 % en 2028 pour le gaz, 19 % en 2023 et 35 % en 2028 pour le pétrole, et 66 % en 2023 et 80 % en 2028 pour le charbon. L'électricité ne fait pas l'objet d'un objectif de baisse de la consommation.

Le texte précise aussi que l'autorité administrative ne peut délivrer des nouvelles autorisations à certaines installations de production à partir des combustibles fossiles. Les installations interdites sont celles produisant exclusivement de l'électricité (la cogénération reste autorisée), situées en métropole et d'une puissance de plus de 4,5 mégawatts (MW).

En matière d'énergies renouvelables le texte reprend les objectifs de capacité de production électrique et précise les mesures de la mise en concurrence qui doivent permettre de les atteindre. Il prévoit en particulier un calendrier d'appel d'offres, jusqu'en 2024, pour l'éolien terrestre, le photovoltaïque et l'hydroélectricité. Pour l'éolien en mer le calendrier porte jusqu'à 2025 et est conditionné à un plafonnement des tarifs. Pour le gaz, le projet de décret reprend le même dispositif d'appel d'offres conditionné à une baisse des tarifs.

Il reprend aussi l'objectif de porter le volume de biogaz produit entre 24 et 32 térawattheures (TWh) en 2028 et celui du biogaz injecté entre 14 et 22 TWh. Des objectifs jugés faibles par les professionnels qui demandent à l'exécutif de les revoir à la hausse.

De même, les objectifs de développement de la production de chaleur et de froid renouvelables sont fixés en fonction du type d'énergie : biomasse (entre 157 et 169 TWh en 2028), pompes à chaleur (PAC) aérothermiques (39 à 45 TWh), PAC géothermiques (5 à 7 TWh), géothermie (4 à 5,2 TWh) et solaire thermique (1,85 à 2,5 TWh). Les réseaux de chaleur devront être alimentés à hauteur de 31 à 36 TWh par les renouvelables.

Enfin, la PPE prévoit que 3 millions de véhicules électriques circulent en France en 2028, ainsi que 1,8 million d'hybrides, 500.000 utilitaires légers électriques ou hybrides rechargeables et 65.000 poids-lourds à faibles émissions.

Au niveau régional, le Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE), instauré par la loi Grenelle 2, est un schéma de planification régional élaboré conjointement par le préfet de Région et le président du Conseil Régional. Il fixe des orientations et objectifs régionaux aux horizons 2020 et 2050 en matière de maîtrise de l'énergie, de développement des énergies renouvelables et de récupération, d'adaptation au changement climatique et de réduction de la pollution atmosphérique et des gaz à effet de serre.

Notamment, le **Schéma régional éolien Champagne-Ardenne** approuvé en 2012 est utilisé à titre informatif dans ce dossier. Il a en effet été annulé en mai 2014 par le conseil constitutionnel.

Le détail du contenu des documents territoriaux propres au projet est présenté dans le chapitre « Raisons du choix du site et variantes du projet » de l'étude d'impact (Pièce 4-1).

1.2.2 Situation actuelle de l'éolien

Les données proviennent du baromètre éolien d'Euroserv'ER de mars 2019.

Selon un premier communiqué publié le 26 février par le Global Wind Energy Council (GWEC), l'industrie mondiale aurait installé 51,3 GW de capacité éolienne supplémentaire, terrestre et maritime, sur les cinq continents, soit une légère décroissance de 3,6 % comparée à 2017 (53,2 GW). Cette puissance additionnelle porterait, selon le GWEC, la puissance éolienne installée dans le monde à la fin de l'année 2018 à 591 GW. Potentiellement, cette puissance correspond à une production mondiale de l'ordre de 1 182 TWh (hypothèse conservatrice d'un facteur de charge moyen de 23 %), soit environ 4,7 % de la production mondiale d'électricité.

	2017	2018	Puissance installée	Mise hors service
Allemagne	55 719	58 908	3 374	185
Espagne	23 100	23 494	394	
Royaume-Uni	19 835	21 243	1 407	
France*	13 550	15 108	1 558	
Italie	9 766	10 300	549	15
Suède	6 611	7 407	809	13
Pologne	5 848	5 864	16	
Danemark	5 486	6 131	657	13
Portugal	5 313	5 380	67	
Pays-Bas	4 202	4 292	162	72
Irlande	3 318	3 564	246	
Roumanie	3 030	3 030	0	
Autriche	2 887	3 045	187	29
Belgique	2 806	3 191	385	
Grèce	2 624	2 844	235	15
Finlande	2 044	2 041	0	3
Bulgarie	698	698	0	
Croatie	576	576	0	
Lituanie	518	521	3	
Hongrie	329	329	0	
Estonie	312	312	0	
Rép. tchèque	308	310	1	
Chypre	158	158	0	
Luxembourg	120	120	0	
Lettonie	77	77	0	
Slovénie	5	5	0	
Slovaquie	4	4	0	
Malte	0	0	0	
Total UE 28	169 244	178 950	10 051	345

*France métropolitaine. Sources : EurObserv'ER 2019.

Figure 1 : Puissance éolienne installée fin 2018 dans l'union européenne - Source : EurObserv'ER 2019

Selon EurObserv'ER, la puissance éolienne nouvellement installée dans l'Union européenne, après avoir connu un niveau record en 2017, a nettement baissé en 2018. Elle était mesurée à 9 706 MW en 2018 (soit une puissance nouvellement installée de 10 051 MW moins 345 MW d'anciennes machines mises hors service), comparée à une augmentation de puissance de 14 783 MW en 2017. Le parc européen s'établit désormais à 178 950 MW, pour une production électrique de 379,3 TWh. Le décompte pour l'année 2018 n'est pas encore totalement définitif, et devrait légèrement s'améliorer. On attend notamment les chiffres du Royaume-Uni pour le quatrième trimestre.

Selon EurObserv'ER, le seuil de 10 GW de puissance supplémentaire devrait ainsi être dépassé, avec un niveau supplémentaire d'installation qui resterait cependant inférieur à celui de 2013 (10 969,3 MW). Cette tendance générale s'explique en grande partie par une orientation à la baisse des trois principaux marchés de l'Union européenne, à savoir l'Allemagne (3 189 MW, en baisse de 48 % par rapport à 2017), le Royaume-Uni (1 407 MW, - 61,6 %, décompte provisoire au troisième trimestre) et la France (1 558 MW, - 23,6 %).



Cette orientation à la baisse n'est cependant pas généralisée à l'ensemble des pays membres. En effet, un nombre significatif de pays d'Europe de l'ouest et du Nord ont nettement relancé leur niveau d'installation avec, pour certains, des taux de croissance à trois chiffres. C'est notamment le cas de la Suède (796 MW de puissance supplémentaire, + 349,7 %), du Danemark (+ 645 MW, + 168 %), ou de l'Espagne (+ 336 MW, + 258,2 %). L'Italie fait également bonne figure avec un taux de croissance à deux chiffres (+ 534 MW, + 39,8 %). Ces évolutions positives contrastent cependant avec la morosité du marché de nombreux pays dont l'activité est au point mort ou presque depuis plusieurs années. Dans l'Union européenne, la moitié des pays membres n'ont pas ou pratiquement pas fait évoluer leur parc éolien. Cette situation peut s'expliquer par le fait que certains d'entre eux ont déjà atteint (ou sont très proches de) leurs objectifs européens en énergie renouvelable pour 2020.

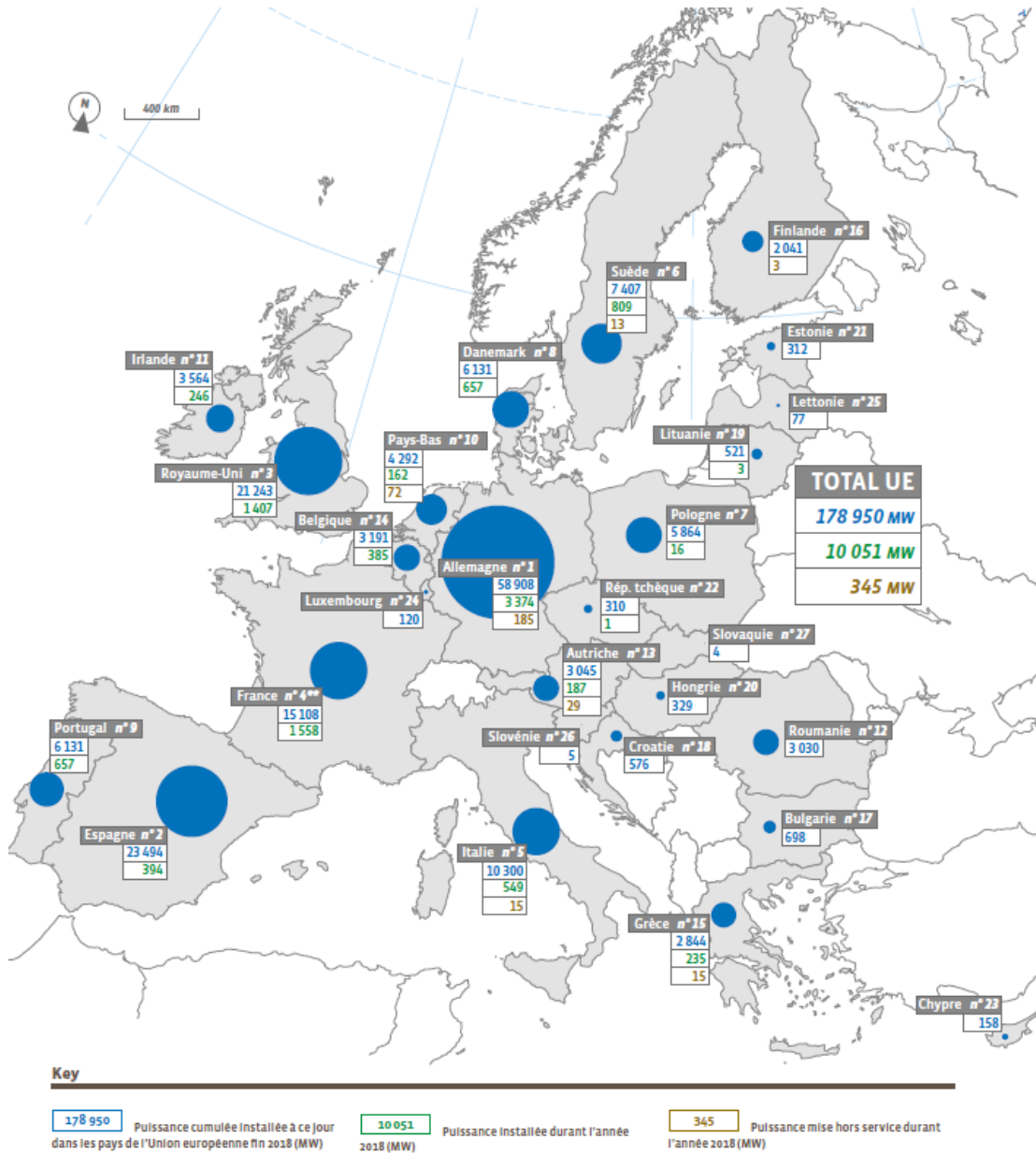
Selon le panorama de l'électricité renouvelable 2018, réalisé entre autres par RTE, Enedis et le Syndicat des énergies renouvelables, la France a dépassé fin 2018 sa cible de 15 GW installés, avec une puissance cumulée de 15 108 MW. 2018 serait la seconde meilleure année pour la filière avec 1 558 MW raccordés, en baisse cependant par rapport à son niveau de 2017. Le dernier trimestre a été témoin de la plus forte progression du parc jamais enregistrée sur trois mois avec le raccordement de 780 MW. Trois régions ont particulièrement été actives en 2018, regroupant les deux tiers de la puissance installée en 2018, à savoir les Hauts-de-France, l'Occitanie et la région Grand-Est. Les projets en développement représentent un volume de 11 593 MW, un niveau quasi stable par rapport à celui de fin 2017 (11 516 MW).

La production d'électricité éolienne en métropole est en forte hausse et devrait atteindre au moins 27,8 TWh (27,9 TWh avec les départements d'outre-mer), soit une croissance de près de 13 % par rapport à 2017. Cette hausse de la production est très largement due aux nouvelles éoliennes raccordées, le facteur de charge global du pays étant du même ordre que celui de 2017.

Après quelques retards, le gouvernement a rendu public, le 25 janvier 2019, son projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui fait désormais l'objet de consultations de différentes instances, comme le Conseil supérieur de l'énergie, le Conseil national de la transition énergétique, les Comités d'experts de la transition énergétique, la Commission européenne ou les pays dont le système électrique est interconnecté avec le système français. Cette PPE précise le chemin que le gouvernement compte emprunter au cours des dix prochaines années afin d'atteindre les objectifs fixés par la loi, avec notamment un objectif de 32 % de la consommation d'énergie renouvelable d'ici 2020 décliné par vecteur énergétique (40 % de la production électricité ; 38 % de la consommation finale de chaleur ; 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation finale de gaz doivent être d'origine renouvelable). Le projet de PPE dans sa mouture actuelle prévoit en 2023 un parc éolien terrestre de 24,6 GW et envisage pour 2028 deux scénarios, un à 34,1 GW et un autre à 35,6 GW. Ces objectifs correspondraient en 2028 à un parc de 14 200 à 15 500 éoliennes (contre environ 8 000 fin 2018).

Pour l'éolien en mer, la programmation prévoit une puissance de 2,4 GW d'ici 2020 et une fourchette comprise entre 4,7 et 5,2 GW d'ici 2028. Sur le volet de l'éolien en mer, la programmation française est jugée par les professionnels du secteur très en deçà du potentiel du pays qui escomptaient un objectif au moins... trois fois plus important.

Pièce 3 : Description de la demande



Carte 1 : Puissance éolienne installée dans l'Union européenne fin 2018 - Source : EurObserv'ER 2019

1.3 Avantages et limites de l'énergie éolienne

1.3.1 Avantages

- En phase d'exploitation, l'énergie éolienne est non polluante et ne rejette aucun gaz polluant dans l'atmosphère, répondant aux objectifs de réduction des émissions de CO₂ que s'est fixée la France. Il est néanmoins à noter que la fabrication, le transport et le recyclage des éoliennes induisent une émission de CO₂ et de gaz à effet de serre (GES). Cette « dette » en CO₂ d'un aérogénérateur est remboursée en moins d'un an de fonctionnement.
- Les principales pollutions globales ou locales évitées par l'énergie éolienne sont les suivantes : émissions de gaz à effet de serre, émissions de poussières, de fumées ou d'odeurs, nuisances (accidents, pollutions) de trafic liées à l'approvisionnement des combustibles, rejets des polluants dans le milieu aquatique, dégâts des pluies acides sur la faune, la flore ou le patrimoine, stockage des déchets....(Source : manuel préliminaire de l'étude d'impact des parcs éoliens, ADEME 2001).
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable. Employée comme énergie de substitution, elle permet de lutter contre l'épuisement des ressources fossiles. Elle utilise une source d'énergie primaire inépuisable à très long terme car issue directement de l'énergie du vent.
- L'installation d'éoliennes réduit les besoins en équipement thermique nécessaire pour assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement électrique souhaité. En ce sens, on peut parler de puissance locale substituée par les éoliennes.
- L'énergie électrique (non stockable) produite par les éoliennes est utilisée en priorité par rapport aux énergies fossiles et nucléaires, elle contribue à réduire les pollutions.
- L'énergie éolienne induit, au plan national, une indépendance énergétique vis-à-vis du gaz et du pétrole dont l'approvisionnement et les prix peuvent souvent fluctuer.
- Cette nouvelle activité économique est productrice d'emplois (construction, maintenance des parcs ou tourisme). En France, on estime qu'un emploi est créé en moyenne pour 10 MW installés (environ 10 000 emplois en France en 2010 et 60 000 attendus en 2020).
- Les parcs éoliens peuvent être bénéfiques en termes d'aménagement du territoire. Ils peuvent être source de richesses locales et favoriser le développement économique de la commune.
- La période de haute productivité, située souvent en hiver où les vents sont les plus forts, en France métropolitaine, correspond à la période de l'année où la demande d'énergie est la plus importante.

1.3.2 Limites

- Le problème de l'énergie éolienne est l'inconstance de la puissance fournie, la production d'énergie a lieu en fonction du vent et non de la demande. Ainsi, l'intermittence du vent va donner lieu à une production discontinue,
- L'enjeu environnemental associé aux éoliennes est leur intrusion visuelle et l'impact qu'elles ont sur le paysage. Cette infrastructure de 150 m de haut est imposante dans son environnement.
- Les éoliennes ont un impact sonore qui est de plus en plus maîtrisé en fonction des technologies employées.

Il existe deux types de bruit : le sifflement d'origine aérodynamique situé au bout de chaque pale et le bruit périodique également d'origine aérodynamique, provenant de la compression de l'air lors du

passage de la pale devant le mât de l'éolienne. L'impact du bruit est facilement minimisé par un choix judicieux de l'emplacement de l'éolienne par rapport aux caractéristiques topographiques et à la proximité des habitations.

- La réception de la TNT peut être perturbée, ce qui provoque une image brouillée sur les récepteurs de télévision. L'ensemble du territoire français est couvert par la TNT depuis 2011. Dans le cas de perturbation de la réception, il est demandé que la société implantant les éoliennes propose une solution, par exemple l'installation d'un réémetteur TV si besoin.
- A la demande de l'aviation civile et de l'armée de l'air, des flashes sont émis toutes les 5 secondes en haut des mâts des éoliennes. Ceci pour des raisons de sécurité, ce balisage lumineux est généralement blanc le jour et doit être rouge la nuit afin de réduire l'intensité lumineuse et de ce fait, créer une gêne auprès des riverains.

1.4 Contexte réglementaire

1.4.1 Le passage des éoliennes dans la législation des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement

Dans le cadre de la loi Grenelle 2, les parcs éoliens sont entrés dans la législation des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement depuis le 23 août 2011.

L'article 90 de loi "Grenelle 2" prévoyait l'abrogation de l'article L-553-2 du Code de l'Environnement (réglementation des installations éoliennes supérieures à 50 m soumises à étude d'impact et enquête publique) d'ici le 12 juillet 2010 et le passage des projets éoliens au régime des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE).

Aux termes du **décret n°2011-984 du 23 août 2011** pris pour l'application de la loi "Grenelle 2" du 12 juillet 2010, la production d'énergie éolienne est désormais inscrite à la nomenclature des activités soumises à l'ensemble des règles de la police des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

Ainsi, conformément à l'article R. 511-9 du Code de l'environnement, les parcs éoliens sont soumis à la rubrique 2980 de la nomenclature des installations classées, telle que définie ci-dessous :

A. - Nomenclature des installations classées			
N°	DÉSIGNATION DE LA RUBRIQUE	A, E, D, S, C (1)	RAYON (2)
2980	Installation terrestre de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et regroupant un ou plusieurs aérogénérateurs : 1. Comprenant au moins un aérogénérateur dont le mât a une hauteur supérieure ou égale à 50 m..... 2. Comprenant uniquement des aérogénérateurs dont le mât a une hauteur inférieure à 50 m et au moins un aérogénérateur dont le mât a une hauteur maximale supérieure ou égale à 12 m et pour une puissance totale installée : a) Supérieure ou égale à 20 MW..... b) Inférieure à 20 MW.....	A A D	6 6

(1) A : autorisation, E : enregistrement, D : déclaration, S : servitude d'utilité publique, C : soumis au contrôle périodique prévu par l'article L. 512-11 du code de l'environnement.
(2) Rayon d'affichage en kilomètres.

Les projets terrestres dont la hauteur du mât est supérieure à 50 m sont soumis à autorisation au titre de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement.

1.4.2 Cadre réglementaire du Dossier de Demande d'Autorisation d'Exploiter

Le Dossier de Demande d'Autorisation d'Exploiter (DDAE) pour l'éolien répond aujourd'hui au Code de l'Environnement et aux textes réglementaires applicables :

- Partie législative du Code de l'Environnement : articles L. 511-1, L. 511-2 et L. 512-1 à L. 512-7 et article L122-1,
- Décret n° 2011-984 du 23 août 2011, inscrivant les éoliennes terrestres au régime des ICPE.
- Arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement.

L'article L. 511-1 du Code de l'environnement définit les installations classées comme « les usines, ateliers, dépôts, chantiers et, d'une manière générale, les installations exploitées ou détenues par toute personne physique ou morale, publique ou privée, qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients soit pour la commodité du voisinage, soit pour la santé, la sécurité, la salubrité publiques, soit pour l'agriculture, soit pour la protection de la nature et de l'environnement, soit pour la conservation des sites et des monuments ainsi que des éléments du patrimoine archéologique. » (Loi n° 2001-44 du 17 janvier 2001 art. 11 IV Journal Officiel du 18 janvier 2001).

Selon l'article L512-1, modifié par l'Ordonnance n°2017-80 du 26 janvier 2017 - art. 5, **sont soumises à autorisation les installations qui présentent de graves dangers ou inconvénients** pour les intérêts mentionnés à l'article L. 511-1 **L'autorisation, dénommée autorisation environnementale**, est délivrée dans les conditions prévues au chapitre unique du titre VIII du livre Ier du Code de l'Environnement.

1.4.3 La procédure de la Demande d'Autorisation Environnementale

Depuis le 1er mars 2017, les différentes procédures et décisions environnementales requises pour les projets soumis à la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) et les projets soumis à autorisation au titre de la loi sur l'eau (IOTA), sont fusionnées au sein de l'autorisation environnementale.

L'ordonnance n°2017-80 du 26 janvier 2017 et son décret d'application n°2017-81 de la même date, créent un nouveau chapitre intitulé "Autorisation environnementale" au sein du code de l'environnement, composé des articles L. 181-1 à L. 181-31 et R. 181-1 à R. 181-56. Ces deux textes mettent en place la nouvelle autorisation avec une procédure d'instruction et de délivrance

harmonisée. Ils sont complétés par un **deuxième décret (n°2017-82 du 26 janvier 2017)** qui précise le contenu du dossier de demande d'autorisation.

Cette procédure est issue d'une expérimentation en application du décret n° 2014-450 du 2 mai 2014 relative à **l'expérimentation d'une autorisation unique en matière d'installations classées pour la protection de l'environnement (abrogé aujourd'hui)** et de l'Article 145 de la Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ratifiant l'ordonnance n° 2014-355 du 20 mars 2014 relative à l'expérimentation d'une autorisation unique en matière d'installations classées pour la protection de l'environnement.

Cette nouvelle procédure mobilise donc une décision d'autorisation environnementale du préfet de département et regroupe l'ensemble des décisions de l'État éventuellement nécessaires pour la réalisation du projet relevant de (cf. L181-2I) :

- Autorisation spéciale au titre des réserves naturelles en application des articles L. 332-6 et L. 332-9
- Autorisation spéciale au titre des sites classés ou en instance de classement en application des articles L. 341-7 et L. 341-10
- Dérogation au titre de l'article L. 411-2 du code de l'environnement (site d'intérêt géologique, espèces protégées)
- Absence d'opposition au titre des sites Natura 2000
- Déclaration ou enregistrement ICPE
- Autorisation d'exploiter au titre de l'article L. 311-1 du code de l'énergie
- Autorisation de défrichement au titre des articles L. 214-13 et L. 341-3 du code forestier
- Autorisation au titre des obstacles à la navigation aérienne, des servitudes militaires et des abords des monuments historiques et sites patrimoniaux remarquables.

L'autorisation environnementale vaut permis de construire pour les installations d'éoliennes. La demande d'approbation au titre du code de l'Energie n'est plus nécessaire.

Concernant l'**autorisation d'exploiter une installation de production électrique** est demandée dans le cas où le projet éolien dépasse le seuil de 50 MW selon les articles L. 311-1, L. 311-6 et R. 311-2. du Code de l'Energie, le Décret n°2016-687 du 27 mai 2016 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité ainsi que le Décret n°2017-82, article D181-15-8 du 26 janvier 2017.

Dans le cas présent, le projet actuel n'est pas concerné par cette demande. Il est directement réputé autorisé.

Ces textes sont éventuellement complétés par des guides régionaux ou des recommandations locales.

C'est le cas de la région Grand-Est qui a publié un document nommé « Recommandations pour la constitution des dossiers de demande d'autorisation environnementale de projets éoliens ». Ce document prévoit une mise en forme spécifique pour faciliter le traitement du dossier dans les services instructeurs.

2 Présentation des demandeurs

2.1 Préambule

Le demandeur est la **Société d'Exploitation du Parc Eolien (SEPE) la Côte Ronde**. La SEPE la Côte Ronde est une société de projet ou société « ad hoc ».

Comme pour la quasi-totalité des projets éoliens, la SEPE est une société ad hoc qui a pour seule activité le développement, la construction et l'exploitation du projet de la présente demande.

Les informations relatives au Demandeur sont présentées dans le Tableau 2 ci-dessous :

Raison sociale	SEPE la Côte Ronde
Forme juridique	SARL
Représenté par	Fabien KAYSER
Capital social	15 000 Euros
N° SIRET	839 309 184 00019
Code NAF	3511Z
Secteur d'activité	Création et exploitation de parcs éoliens, production d'électricité
Coordonnées du siège social	1 rue de Berne– 67300 - Schiltigheim
Coordonnées du site	Mairy-sur-Marne (51)
Dossier suivi par	Cédric Lachenal – Chef de projet
Téléphone	03-90-22-73-44
Courrier électronique	lachenal@ostwind.fr

Tableau 2 : Identité du demandeur

2.1.1 Présentation du groupe OSTWIND

OSTWIND International est un groupe international qui comporte plusieurs filiales :

- 3 filiales dans le développement de projets éoliens :
 - OSTWIND Project (G. m. b. H.), basé à Regensburg, développe en Allemagne depuis 1992 des parcs éoliens, du choix du site d'implantation à l'obtention du Permis de Construire. Selon le journal spécialisée « Neue Energie », OSTWIND est aujourd'hui un des bureaux d'études leader du marché de l'éolien en Allemagne.
 - OSTWIND International (SAS) dont le siège se situe à Strasbourg, assure le développement et la réalisation de projets de parcs éoliens en France, de la recherche du site d'implantation au Permis de Construire. Elle compte 34 salariés (2014).
 - OSTWIND CZ (s. r. o.), base à Prague, développe des projets éoliens en République tchèque (essentiellement à l'est du territoire pour un potentiel d'environ 100 MW) depuis 2005.
- 4 antennes locales permettent de couvrir l'ensemble du territoire français : Fruges, Amiens, Tincques et Toulouse.



- 2 filiales dans la construction de parcs éoliens :
 - OSTWIND Gewerbe-Bau (G. m. b. H), basée à Regensburg en Allemagne
 - OSTWIND Engineering (SAS), basée à Strasbourg en France.

2.1.2 Présentation de la SEPE La Côte Ronde

La SEPE la Côte Ronde, font partie du groupe OSTWIND dont le siège se situe à Schiltigheim pour la France et à Ratisbonne (Regensburg, Allemagne) pour le groupe. Le groupe concentre ses activités sur la France, l'Allemagne et la République Tchèque. Il développe, conçoit, réalise et exploite des parcs éoliens à l'échelle européenne.

A ce jour, le groupe OSTWIND a planifié, construit et raccordé 100 parcs éoliens, soit 557 éoliennes représentant une puissance cumulée supérieure à 957 mégawatts. Fort d'une équipe de près de 100 collaborateurs, ingénieurs et techniciens, le groupe OSTWIND s'apprête à franchir la barre des 1.000 MW mis en service.

En France, le Groupe Ostwind est représenté par deux entités principales :

- **OSTWIND engineering**, qui depuis 2006, assure la conception, la construction et la supervision des parcs jusqu'à leur livraison clé en main à leurs propriétaires exploitants.
- **OSTWIND international**, qui depuis sa création en 1999 en tant que filiale française du groupe OSTWIND, assure le développement de projets éoliens en France, de la recherche du site d'implantation au permis de construire puis de la gestion d'exploitation des parcs construits. Elle constitue, avec sa maison-mère, l'un des plus importants développeurs de parcs éoliens en Europe et prend ainsi une part active à l'essor des énergies renouvelables à l'échelle européenne.

La SEPE la Côte Ronde, société demandeuse de la présente autorisation est une société de projet ou société « *ad hoc* » ; cette entité a pour objet l'acquisition et l'exploitation d'installations utilisant l'énergie mécanique du vent pour la production d'énergie électrique.

Ces sociétés seront propriétaires des installations et auront notamment la charge de l'exploitation de leur projet, objet de cette demande d'autorisation d'exploiter.

2.2 Capacités techniques et financières

2.2.1 Capacités techniques et humaines

➤ Capacités techniques

Les deux principes suivants seront tout d'abord présentés :

- le pétitionnaire peut présenter les capacités techniques d'une autre société avec laquelle elle aurait conclu des accords de partenariat, au motif « qu'aucune disposition législative ou réglementaire n'interdit à un exploitant de sous-traiter certaines tâches » (CAA Marseille 11 juillet 2011 comités de sauvegarde de Clarency-Valensole, req.09MA 020 14) ;

- les capacités techniques peuvent être démontrées par l'expérience du groupe auquel appartient le pétitionnaire, alors même qu'il n'aurait pas lui-même expérience dans l'exploitation des ICPE (CAA Lyon, 05 avril 2012, req. 10LY02466, Ecopole services).

Dans le cadre du présent projet, le demandeur fera réaliser par des tiers toutes les opérations de construction et tout ou partie des prestations nécessaires à l'exploitation du parc éolien.

Les différents contrats du demandeur pour la construction et les prestations nécessaires à l'exploitation figurent au schéma ci-dessous, commun à la quasi-totalité des projets éoliens :

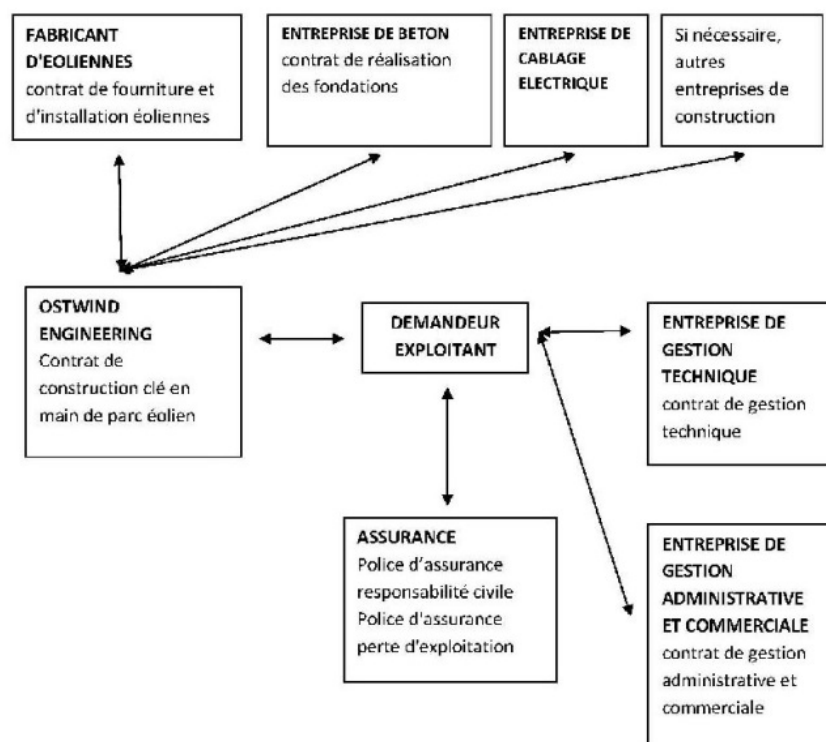


Figure 2 : Contrats dans le cadre d'un projet éolien - Source : SEPE La Côte Ronde

Tous les prestataires qui seront responsables de la construction et de l'exploitation du parc éolien sont tous spécialisés et ont fait leurs preuves dans le secteur des parcs éoliens.

Ils sont parfaitement au fait des obligations qui incombent :

- à tous les constructeurs en application de la réglementation applicable, notamment en matière de protection de la sécurité et de la santé,
- plus spécialement aux constructeurs et exploitants de parcs éoliens en application de « l'arrêté ICPE » (Arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement).

Et ils s'engagent, par le contrat conclu avec le demandeur, à les respecter.

Font partie de leurs prestations, en tout état de cause :

- la réalisation et le suivi des mesures compensatoires que le demandeur s'est obligé à réaliser dans le cadre de l'étude d'impact de même que celles imposées par l'arrêté ICPE (exemple : article 12, suivi environnemental),
- l'observation de toute prescription émise par le préfet dans le cadre de l'autorisation (exemple : étude acoustique après la mise en service) puis en cours d'exploitation,
- la fourniture d'éoliennes et d'installations électriques conformes aux normes visées par l'arrêté ICPE.

A titre d'exemple, on ajoutera :

- qu'en application de l'article 17 de l'arrêté ICPE, le personnel responsable du fonctionnement de l'installation sera compétent et disposera d'une formation portant sur les risques présentés par l'installation, ainsi que sur les moyens mis en œuvre pour les éviter. Il connaîtra les procédures à suivre en cas d'urgence et procédera à des exercices d'entraînement, le cas échéant, en lien avec les services de secours.
- qu'en application de l'article 18 de l'arrêté ICPE, les prestataires procéderont à un contrôle des éoliennes consistant en un contrôle des brides de fixation, des brides de mât, de la fixation des pales et un contrôle visuel du mât, trois mois puis un an après la mise en service industrielle puis suivant une périodicité qui ne pourra excéder trois ans.

Selon une périodicité qui ne pourra excéder un an, ils procéderont à un contrôle des systèmes instrumentés de sécurité.

➤ **Construction clé en main du parc éolien**

La construction clé en main du parc éolien, jusqu'à sa mise en service industrielle, sera assurée par la société OSTWIND ENGINEERING.

Quant à elle, OSTWIND ENGINEERING fera appel à l'un des grands fabricants mondiaux d'éoliennes.

L'intégralité des parcs éoliens du groupe OSTWIND en France a été construite avec l'un des grands fabricants mondiaux, principalement VESTAS et ENERCON qui, en 2015, représentaient à eux deux environ 50 % des éoliennes installées en France.

Les contrats de construction entre le demandeur et OSTWIND ENGINEERING de même qu'entre OSTWIND ENGINEERING et le fabricant d'éoliennes et les autres sous-traitants ne se concluant qu'après l'obtention des autorisations, le demandeur n'est pas en mesure de les fournir au jour du dépôt de la présente demande.

➤ Maintenance

Tous les grands fabricants mondiaux d'éoliennes susvisés assurent eux-mêmes la maintenance des éoliennes qu'ils ont installées.

Il sera dès lors conclu entre le demandeur et le fabricant des éoliennes un contrat de maintenance aux termes duquel le fabricant sera responsable des principales prestations de maintenance.

En outre, les constructeurs fournissent une garantie relative aux éventuels défauts des éoliennes, une garantie de disponibilité des éoliennes, une garantie de courbe de puissance et une garantie relative au niveau sonore des éoliennes installées.

Le contrat de maintenance entre le demandeur et le fabricant des éoliennes ne se concluant qu'après l'obtention des autorisations, le demandeur n'est pas en mesure de le fournir au jour du dépôt de la présente demande.

➤ Gestion administrative

Le demandeur conclura avec la société OSTWIND International, ou avec un autre prestataire de renom, un contrat de gestion administrative et commerciale aux termes duquel le gestionnaire sera responsable des principales prestations de gestion administrative.

La société OSTWIND International assure à ce jour la gestion administrative de 23 parcs éoliens pour un total de 317 MW.

➤ Gestion technique

Le demandeur conclura avec la société OSTWIND International, ou avec un autre prestataire de renom, un contrat de gestion technique aux termes duquel le gestionnaire sera responsable des principales prestations de gestion technique.

La société OSTWIND International assure à ce jour la gestion technique de 23 parcs éoliens pour un total de 317 MW.

2.2.2 Références régionales, nationales et internationales

➤ Développement en Europe

Le groupe a raccordé aujourd'hui **557 éoliennes** au réseau, avec une puissance totale de **957 MW** en Europe (France inclus).

L'essentiel de ses parcs éoliens sont implantés en Allemagne, berceau du groupe.



Pièce 3 : Description de la demande

Site	Number/type	Installed output per station	Hub height	Rotor diameter	Year of start-up
Haut de Correau Val d'Origny (F)	3 Vestas V 117	3,3 MW	116,5 m	117 m	2019
La Pature Val d'Origny (F)	3 Vestas V 117	3,6 MW	116,5 m	117 m	2019
Champ à Gelaine Val d'Origny (F)	3 Vestas V 117	3,6 MW	116,5 m	117 m	2019
Butte de Soigny La Gault-Soigny (F)	7 Vestas V 100	2 MW	75/80 m	100 m	2019
Wansleben Repowering I Saxony-Anhalt (D)	2 Vestas V 136	3,6 MW	166 m	136 m	2018
Le Grand Champ Val de Nièvre 1 (F)	4 Vestas V 90	2 MW	105 m	90 m	2018
L'Alemont Val de Nièvre 2 (F)	1 Vestas V 90	2 MW	105 m	90 m	2018
La Croix Saint-Marc Pays Haut Val d'Alzette - Ottange (F)	8 Vestas V 100	2 MW	95 m	100 m	2018
Bois des Corps Pays Haut Val d'Alzette - Boulange (F)	2 Vestas V 100	2 MW	100 m	100 m	2018
Schiederhof Bavaria (D)	2 Vestas V 136	3,6 MW	149 m	136 m	2018
Wetterberg-Laub Bavaria (D)	2 Enercon E 101	3,0 MW	149 m	101 m	2017
Neuenreuth Bavaria (D)	4 Nordex N 131	3,3 MW	134 m	131 m	2017
Körbeldorf Bavaria (D)	2 Vestas V 126	3,45 MW	137 m	126 m	2017
Val d'Ay Ardèche (F)	5 Enercon E 70	2,3 MW	85 m	70 m	2017
Champ des Vingt/ Beaumetz-lès-Aire Pas-de-Calais (F)	2 Enercon E 82-E 2	2,3 MW	78 m	82 m	2017
Reichertshüll Bavaria (D)	11 Nordex N 131	3,3 MW	134 m	131 m	2017
Workerszeller Forst Bavaria (D)	5 Nordex N 131	3,3 MW	134 m	131 m	2017
Twistringen Lower Saxony (D)	1 Vestas V 112	3,45 MW	94 m	112 m	2016
Teufelsmühle Bavaria (D)	3 Enercon E 101	3 MW	149 m	101 m	2016
Buchau Bavaria (D)	3 Vestas V 112	3,3 MW	140 m	112 m	2016
Wildenberg Bavaria (D)	1 Vestas V 126	3,3 MW	137 m	126 m	2016
Rotmainquelle Bavaria (D)	5 Enercon E 115	3 MW	149 m	115 m	2015/ 2016
La Volette (Deux Rivières) Meurthe-et-Moselle (F)	4 Vestas V 90	2 MW	105 m	90 m	2015
Tannberg-Lindenhardt II Bavaria (D)	1 Enercon E 101	3 MW	149 m	101 m	2015
Les Champs aux Chats (Atrébatie) Pas-de-Calais (F)	4 Vestas V 90	3 MW	105 m	90 m	2014
L'Épinette (Hucqueliers) Pas-de-Calais (F)	6 Enercon E 82	2 MW	78 m	82 m	2014
Oldříšov Moravia-Silesia (CZ)	1 Vestas V 90	2 MW	105 m	90 m	2014
Pritzwalk Brandenburg (D)	5 Vestas V 90	2 MW	105 m	90 m	2014
Birgland Bavaria (D)	2 Vestas V 112	3 MW	140 m	112 m	2014



Pièce 3 : Description de la demande

Site	Number/type	Installed output per station	Hub height	Rotor diameter	Year of start-up
Süßer Berg Bavaria (D)	1 Vestas V 112	3 MW	140 m	112 m	2014
Blausäulenlinie Bavaria (D)	3 Nordex N 117	2,4 MW	141 m	117 m	2014
Tannberg-Lindenhardt Bavaria (D)	4 Enercon E 101	3 MW	149 m	101 m	2014
Büchenbach Bavaria (D)	4 Vestas V 112	3 MW	140 m	112 m	2013
Pöfersdorf Bavaria (D)	1 Enercon E 101	3 MW	149 m	101 m	2013
Brenntenberg II Bavaria (D)	2 Enercon E 101	3 MW	149 m	101 m	2013
Groß Welle Brandenburg (D)	2 Enercon E 82-E2	2.3 MW	108/138 m	82 m	2013
Ursensollen Bavaria (D)	2 Nordex N 117	2.4 MW	141 m	117 m	2013
Le Vert Galant (Atrébatie) Pas-de-Calais (F)	4 Vestas V 90	3 MW	105 m	90 m	2013
Le Bois du Haut (Atrébatie) Pas-de-Calais (F)	4 Vestas V 90	3 MW	105 m	90 m	2013
Le Garimetz (Atrébatie) Pas-de-Calais (F)	4 Vestas V 90	3 MW	105 m	90 m	2013
Les Cinq Hêtres (Atrébatie) Pas-de-Calais (F)	2 Vestas V 90	3 MW	105 m	90 m	2013
Bärenholz Bavaria (D)	1 Vestas V 112	3 MW	140 m	112 m	2012
Edelsfeld Bavaria (D)	2 Enercon E 82-E2	2.3 MW	138 m	82 m	2012
Kastl Bavaria (D)	1 Vestas V 112	3 MW	140 m	112 m	2012
Braunersgrün Bavaria (D)	1 Vestas V 112	3 MW	140 m	112 m	2012
Brenntenberg Bavaria (D)	3 Enercon E 101	3 MW	135 m	101 m	2012/ 2011
Zieger Bavaria (D)	5 Enercon E 82-E2	2.3 MW	138 m	82 m	2011
Bois de Tappe (Deux Rivières) Meurthe et Moselle (F)	3 Vestas V 90	2 MW	105 m	90 m	2011
Croix Didier (Deux Rivières) Meurthe et Moselle (F)	4 Vestas V 90	2 MW	105 m	90 m	2011
Les Neufs Champs (Deux Rivières) Meurthe et Moselle (F)	4 Vestas V 90	2 MW	80 m	90 m	2011
La Pièce du Roi (Deux Rivières) Meurthe et Moselle (F)	4 Vestas V 90	2 MW	80 m	90 m	2011
Fasanerie Bavaria (D)	5 Enercon E 82	2 MW	138 m	82 m	2010
Schwarzer Berg III Brandenburg (D)	1 Vestas V 90	2 MW	105 m	90 m	2010
Schwarzer Berg II Brandenburg (D)	2 Vestas V 90 2 Enercon E 53	2 MW 0.8 MW	105 m 73 m	90 m 53 m	2009
Cottbus Halde Brandenburg (D)	14 Vestas V 90	2 MW	105 m	90 m	2009
Trattendorf III Saxony (D)	1 Enercon E 82	2 MW	138 m	82 m	2009
Leislau II Saxony-Anhalt (D)	2 Enercon E 82	2 MW	84 m	82 m	2009
Saint Jaques de Néhou Basse-Normandie (F)	5 Enercon E 70	2 MW	85 m	70 m	2009



Pièce 3 : Description de la demande

Site	Number/type	Installed output per station	Hub height	Rotor diameter	Year of start-up
Fasanerie Bavaria (D)	5 Enercon E 82	2 MW	138 m	82 m	2010
Schwarzer Berg III Brandenburg (D)	1 Vestas V 90	2 MW	105 m	90 m	2010
Schwarzer Berg II Brandenburg (D)	2 Vestas V 90 2 Enercon E 53	2 MW 0.8 MW	105 m 73 m	90 m 53 m	2009
Cottbus Halde Brandenburg (D)	14 Vestas V 90	2 MW	105 m	90 m	2009
Trattendorf III Saxony (D)	1 Enercon E 82	2 MW	138 m	82 m	2009
Leislau II Saxony-Anhalt (D)	2 Enercon E 82	2 MW	84 m	82 m	2009
Saint Jaques de Néhou Basse-Normandie (F)	5 Enercon E 70	2 MW	85 m	70 m	2009
Rottelsdorf Südwest Saxony-Anhalt (D)	2 Vestas V 90	2 MW	105 m	90 m	2006
Trattendorf II Saxony (D)	1 Vestas V 80 1 Vestas V 52	2 MW 0.85 MW	100 m 86 m	80 m 52 m	2006
St. Clement Ardèche (F)	2 Enercon E 40	0.6 MW	46 m	44 m	2005
Cottbus-Nord Brandenburg (D)	12 Vestas V 90	2 MW	105 m	90 m	2005
Prignitz Brandenburg (D)	17 Vestas NM72	1.5 MW	64 m	72 m	2005
Wolfswinkel (Ext. Prignitz) Brandenburg (D)	1 Enercon E 48	0.8 MW	76 m	48 m	2005
Ravne 1 Pag (HR)	7 Vestas V 52	0.85 MW	46 m	52 m	2004
Katzenberg Thuringia (D)	14 Vestas V 52	0.85 MW	74 m	52 m	2004
Scheibe-Trattendorf Saxony (D)	8 Repower MM82	2 MW	100 m	82 m	2004
Rottelsdorf III (Extension) Saxony-Anhalt (D)	3 GE Wind 1.5s	1.5 MW	85 m	70 m	2003
Karstädt-Blüthen II Brandenburg (D)	12 Nordex N 60	1.3 MW	69 m	60 m	2002
Molau-Leislau Saxony-Anhalt (D)	16 Vestas V 66	1.65 MW	78 m	66 m	2002
Wansleben Saxony-Anhalt (D)	8 Südwind S 70	1.5 MW	85 m	70 m	2002
Tiefenbach Saxony (D)	1 Enron TW 1.5s 6 Enercon E 66	1.5 MW 1.8 MW	65 m 65 m	71 m 70 m	2001/ 2002
Baalberge Saxony-Anhalt (D)	4 Südwind S 70	1.5 MW	85 m	70 m	2001
Karstädt-Blüthen I Brandenburg (D)	20 Nordex N 60	1.3 MW	69 m	60 m	2001
Zabenstedt Saxony-Anhalt (D)	3 Nordex N 62	1.3 MW	69 m	62 m	2001
Beesenstedt Saxony-Anhalt (D)	8 Enron TW 1.5s	1.5 MW	85 m	71 m	2000
Littdorf Saxony (D)	7 Enron TW 1.5s	1.5 MW	65 m	71 m	2000
Saubusch Saxony (D)	14 Enron TW 1.5s	1.5 MW	65 m	71 m	2000
Bockelwitz Saxony (D)	6 Tacke TW 1.5i 4 Tacke TW 1.5s	1.5 MW 1.5 MW	67 m	65 m	1999
Ihlewitz Saxony-Anhalt (D)	19 Nordex N 60	1.3 MW	69 m	60 m	1999

Pièce 3 : Description de la demande

Site	Number/type	Installed output per station	Hub height	Rotor diameter	Year of start-up
Rottelsdorf Saxony-Anhalt (D)	11 Tacke TW 1.5s	1.5 MW	85 m	71 m	1999
Sitten Saxony (D)	7 Tacke TW 1.5s	1.5 MW	65 m	71 m	1999
Limbach-Oberfrohna Saxony (D)	2 Tacke TW 600e	0.6 MW	70 m	46 m	1998/ 2001
Bernsdorf-Gersdorf Saxony (D)	9 Nordex N 54	1 MW	6/60 m 3/69 m	54 m	1998/ 1999
Göpfersdorf Thuringia (D)	1 Vestas V 44	0.6 MW	63 m	44 m	1998
Hübitz Saxony-Anhalt (D)	4 Vestas V 44	0.6 MW	63m	44 m	1997
Kuhschnappel Saxony (D)	1 Tacke TW 600	0.6 MW	50 m	43 m	1996
Markersdorf Saxony (D)	6 Tacke TW 600	0.6 MW	60 m	60 m	1996
Utgast Lower-Saxony (D)	34 Tacke TW 600	0.6 MW	50 m	43 m	1996
Clausnitz Saxony (D)	2 Tacke TW 600	0.6 MW	50 m	43 m	1995
Elsdorf Saxony (D)	6 Tacke TW 600	0.6 MW	50 m	43 m	1995
Jöhstadt Saxony (D)	3 Vestas V 39 3 Nordex N 27 3 Micon 400	0.5 MW 0.25 MW 0.4 MW	40 m	39 m 27 m 36 m	1994
Satzung Saxony (D)	2 Vestas V 27 2 Micon 250 1 Lagerwey 75	0.225 MW 0.25 MW 0.075 MW	30 m	27 m 20 m 20 m	1992

Tableau 3 : Parcs éoliens raccordés par OSTWIND ces 10 dernières années - Source : OSTWIND, 2019

➤ Développement en France

Depuis 1999, la société OSTWIND a construit **315.3 MW**, soit l'installation de **149 éoliennes** sur le territoire français.

La société OSTWIND International est à l'origine du développement et de la construction du plus grand ensemble éolien de France. Le parc de Fruges, dans le Pas-de-Calais, est aujourd'hui une référence absolue pour la filière éolienne. Ce sont ainsi 70 éoliennes, installées sur 16 sites différents dans le canton de Fruges, qui ont été mises en service de 2007 à 2009.

Département	Parc	Type de machine	Nombre de machines	Puissance installée	Mise en service	Exploitant
Pas-de-Calais (62)	Fruges	ENERCON E70/2000	35	70 MW	2007	OSTWIND
Pas-de-Calais (62)	Fruges	ENERCON E70/2000	35	70 MW	2008	OSTWIND
Ardèche (07)	Saint-Clément	ENERCON E40/600	2	1.2 MW	2005	OSTWIND
Manche (50)	Saint-Jacques de Néhou	ENERCON E70/2000	5	10 MW	2009	ERG
Moselle (57)	Deux-Rivières	VESTAS V90	19	38 MW	2011 / 2015	OSTWIND
Pas-de-Calais (62)	Hucqueliers	Enercon E82/2000	6	12 MW	2014	OSTWIND
Pas-de-Calais (62)	Atrébatie	Vestas V90/3000	18	54 MW	2013	WPO
Pas-de-Calais (62)	Beaumetz-les-Aires	ENERCON E82/2300	2	4.6	2017	OSTWIND
Ardèche (07)	Val d'Ay	ENERCON E70 /2300	5	11.5MW	2017	OSTWIND
Moselle (57)	Ottange	Vestas V100/2000	8	16	2018	OSTWIND
Moselle (57)	Boulange	Vestas V100/2000	2	4	2018	OSTWIND
Marne (51)	Gault Soigny	Vestas V100/2000	7	14	2019	OSTWIND

Tableau 4 : Parcs éoliens raccordés par OSTWIND - Source : OSTWIND, 2019

A ce jour, 7 projets sont autorisés :

- Basse-Marche (24 éoliennes, 43,2 MW)
- Fruges 2 (17 éoliennes, 45.4 MW)
- Camblain Chatelain (4 éoliennes, 12 MW)
- Delta sèvre argent (3 éoliennes, 9 MW)
- Blacy (éoliennes, 14 MW)
- Val d'Origny (9 éoliennes, 31.5 MW)
- Hallencourt (7 éoliennes, 21.3 MW)

2.2.3 Ressources humaines

Le groupe OSTWIND est une équipe internationale de plus de 100 ingénieurs, techniciens et commerciaux. En France, la société OSTWIND compte 45 personnes dont 27 à son siège de Strasbourg.

2.2.4 Assurances

Le demandeur est titulaire d'une police de responsabilité civile garantissant les conséquences pécuniaires de sa responsabilité civile lui incombant.

Cette garantie s'applique en raison de dommages corporels, matériels et immatériels causés à autrui ; elle prend effet dès la signature des baux emphytéotiques et prend fin le jour de la réception/livraison des ouvrages pour ce qui est de l'assurance responsabilité civile.

Concernant l'assurance responsabilité civile en tant qu'exploitant, elle prend effet dès réception définitive de l'installation d'éoliennes ou au plus tôt dès la mise en service du contrat de production et vente de l'énergie auprès d'ENEDIS.

Pièce 3 : Description de la demande

SEPE La Cote Ronde
Caractéristiques

	Nb éoliennes	Puissance installée	Productible P50	Prix de construction	Montant immobilisé
Unité	unités	en MW	en heures éq.	en EUR/MW	en EUR
Parc	6	13,20	2 500	1 500 000	20 579 300

Tarif éolien 2016 (€/MWh)	65,00
Coefficient L	1,80%
Taux	3,00%
Durée prêt	20,00
% de fonds propres	25%

Plan d'investissement

Investissement		
Construction du parc		19 800 000 €
Intérêts intercalaires		297 000 €
Frais de constitution		99 000 €
Garantie démantèlement		300 000 €
Mesures environnementales		83 300 €
Total investissement		20 579 300 €
Financement		
Crédit bancaire	15 434 475 €	75%
Apport en FP	5 144 825 €	25%
Total financement	20 579 300 €	100%

Compte d'exploitation	Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Chiffre d'affaires		1 072 500 €	2 183 610 €	2 222 915 €	2 262 927 €	2 303 660 €	2 345 126 €	2 387 338 €	2 430 310 €	2 474 056 €	2 518 589 €	2 563 924 €	2 610 074 €	2 657 056 €	2 704 883 €	2 753 570 €	2 733 977 €	2 718 116 €	2 772 478 €	2 827 928 €	2 884 486 €	1 471 088 €
Charges d'exploitation		-198 000 €	-405 108 €	-414 425 €	-423 957 €	-433 708 €	-443 684 €	-453 888 €	-464 328 €	-475 007 €	-485 932 €	-497 109 €	-508 542 €	-520 239 €	-532 204 €	-544 445 €	-556 967 €	-569 778 €	-582 882 €	-596 289 €	-610 003 €	-312 017 €
Suivi environnemental		-70 030 €	-530 €	-530 €	-530 €	-530 €	-530 €	-530 €	-530 €	-530 €	-70 030 €	-530 €	-530 €	-530 €	-530 €	-530 €	-530 €	-530 €	-530 €	-530 €	-530 €	-530 €
Montant des impôts et taxes hors IS		-128 098 €	-134 776 €	-135 084 €	-135 404 €	-135 734 €	-136 075 €	-136 429 €	-136 795 €	-137 173 €	-137 564 €	-137 969 €	-138 388 €	-138 822 €	-139 270 €	-139 734 €	-139 547 €	-139 396 €	-139 917 €	-140 458 €	-141 020 €	-130 039 €
Excédent brut d'exploitation		676 372 €	1 643 196 €	1 672 875 €	1 703 036 €	1 733 688 €	1 764 837 €	1 796 491 €	1 828 658 €	1 861 346 €	1 825 062 €	1 928 316 €	1 962 614 €	1 997 465 €	2 032 878 €	2 068 861 €	2 036 933 €	2 008 943 €	2 049 679 €	2 091 181 €	2 133 463 €	1 029 032 €
Dotations aux amortissements		-685 977 €	-1 371 953 €	-1 371 953 €	-1 371 953 €	-1 371 953 €	-1 371 953 €	-1 371 953 €	-1 371 953 €	-1 371 953 €	-1 371 953 €	-1 371 953 €	-1 371 953 €	-1 371 953 €	-1 371 953 €	-1 371 953 €	-685 977 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Résultat d'exploitation		-9 605 €	271 243 €	300 922 €	331 083 €	361 735 €	392 884 €	424 538 €	456 705 €	489 393 €	453 109 €	556 362 €	590 660 €	625 512 €	660 925 €	696 908 €	1 350 956 €	2 008 943 €	2 049 679 €	2 091 181 €	2 133 463 €	1 029 032 €
Résultat financier		-231 517 €	-450 172 €	-432 590 €	-414 477 €	-395 817 €	-376 592 €	-356 787 €	-336 383 €	-315 362 €	-293 706 €	-271 395 €	-248 410 €	-224 731 €	-200 335 €	-175 202 €	-149 310 €	-122 635 €	-95 153 €	-66 842 €	-37 674 €	-7 625 €
Résultat courant avant IS		-241 122 €	-178 929 €	-131 669 €	-83 394 €	-34 082 €	16 291 €	67 751 €	120 322 €	174 030 €	159 403 €	284 967 €	342 250 €	400 781 €	460 590 €	521 705 €	1 201 647 €	1 886 308 €	1 954 526 €	2 024 340 €	2 095 789 €	1 021 407 €
Montant de l'impôt sur les sociétés	33,33%	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	-51 184 €	-114 072 €	-133 580 €	-153 515 €	-173 884 €	-400 509 €	-628 706 €	-651 443 €	-674 712 €	-698 526 €	-340 435 €
Résultat net après impôt		-241 122 €	-178 929 €	-131 669 €	-83 394 €	-34 082 €	16 291 €	67 751 €	120 322 €	174 030 €	159 403 €	233 783 €	228 178 €	267 201 €	307 075 €	347 821 €	801 138 €	1 257 601 €	1 303 082 €	1 349 627 €	1 397 262 €	680 972 €
Capacité d'autofinancement		444 854 €	1 193 024 €	1 240 285 €	1 288 559 €	1 337 871 €	1 388 244 €	1 439 704 €	1 492 275 €	1 545 984 €	1 531 356 €	1 605 736 €	1 600 131 €	1 639 154 €	1 679 028 €	1 719 774 €	1 487 114 €	1 257 601 €	1 303 082 €	1 349 627 €	1 397 262 €	680 972 €
Flux de remboursement de dette		-284 413 €	-581 688 €	-599 269 €	-617 382 €	-636 043 €	-655 267 €	-675 072 €	-695 477 €	-716 497 €	-738 153 €	-760 464 €	-783 449 €	-807 129 €	-831 524 €	-856 657 €	-882 550 €	-909 225 €	-936 706 €	-965 018 €	-994 186 €	-508 305 €
Flux de trésorerie disponible		160 441 €	611 337 €	641 015 €	671 177 €	701 828 €	732 977 €	764 632 €	796 799 €	829 486 €	793 203 €	845 272 €	816 682 €	832 025 €	847 504 €	863 117 €	604 565 €	348 377 €	366 376 €	384 609 €	403 077 €	172 667 €

Les charges d'exploitation comprennent l'ensemble des charges courantes encourues pendant la phase d'exploitation, notamment les loyers, les assurances, les frais de maintenance et de réparation, les coûts de gestion technique et administrative et les frais liés au respect des différentes obligations réglementaires comme, par exemple, la constitution des garanties pour démantèlement et les suivis environnementaux.

Echéancier dette bancaire	Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Semestre 1			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40
solde initial S1		15 150 062 €	14 568 375 €	13 969 105 €	13 351 723 €	12 715 680 €	12 060 413 €	11 385 341 €	10 689 864 €	9 973 367 €	9 235 213 €	8 474 749 €	7 691 300 €	6 884 171 €	6 052 647 €	5 195 989 €	4 313 440 €	3 404 215 €	2 467 509 €	1 502 491 €	508 305 €	0 €
Remboursements S1			-288 679 €	-297 404 €	-306 393 €	-315 654 €	-325 195 €	-335 024 €	-345 150 €	-355 582 €	-366 329 €	-377 402 €	-388 809 €	-400 560 €	-412 667 €	-425 140 €	-437 990 €	-451 228 €	-464 867 €	-478 917 €	-493 392 €	-508 305 €
solde final S1		14 861 384 €	14 270 970 €	13 662 712 €	13 036 069 €	12 390 486 €	11 725 390 €	11 040 191 €	10 334 282 €	9 607 038 €	8 857 812 €	8 085 941 €	7 290 740 €	6 471 504 €	5 627 507 €	4 758 000 €	3 862 212 €	2 939 348 €	1 988 592 €	1 009 098 €	0 €	0 €
intérêts S1			-227 251 €	-218 526 €	-209 537 €	-200 276 €	-190 735 €	-180 906 €	-170 780 €	-160 348 €	-149 601 €	-138 528 €	-127 121 €	-115 370 €	-103 263 €	-90 790 €	-77 940 €	-64 702 €	-51 063 €	-37 013 €	-22 537 €	-7 625 €
Semestre 2		1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35	37	39	
solde initial S2		15 434 475 €	14 861 384 €	14 270 970 €	13 662 712 €	13 036 069 €	12 390 486 €	11 725 390 €	11 040 191 €	10 334 282 €	9 607 038 €	8 857 812 €	8 085 941 €	7 290 740 €	6 471 504 €	5 627 507 €	4 758 000 €	3 862 212 €	2 939 348 €	1 988 592 €	1 009 098 €	0 €
Remboursements S2			-284 413 €	-293 009 €	-301 865 €	-310 989 €	-320 389 €	-330 072 €	-340 049 €	-350 327 €	-360 916 €	-371 824 €	-383 063 €	-394 641 €	-406 569 €	-418 857 €	-431 517 €	-444 560 €	-457 997 €	-471 840 €	-486 101 €	-500 793 €
solde final S2		15 150 062 €	14 568 375 €	13 969 105 €	13 351 723 €	12 715 680 €	12 060 413 €	11 385 341 €	10 689 864 €	9 973 367 €	9 235 213 €	8 474 749 €	7 691 300 €	6 884 171 €	6 052 647 €	5 195 989 €	4 313 440 €	3 404 215 €	2 467 509 €	1 502 491 €	508 305 €	0 €
intérêts S2			-231 517 €	-222 921 €	-214 065 €	-204 941 €	-195 541 €	-185 857 €	-175 881 €	-165 603 €	-155 014 €	-144 106 €	-132 867 €	-121 289 €	-109 361 €	-97 073 €	-84 413 €	-71 370 €	-57 933 €	-44 090 €	-29 829 €	-15 136 €

Tableau 5 : Plan d'affaire prévisionnel et Echéancier de la dette bancaire du projet La Côte Ronde - Source : OSTWIND, 2019

2.2.5 Capacités financières

➤ Capacités financières du Groupe OSTWIND

Le tableau ci-dessous présente les données financières du groupe OSTWIND

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Chiffres d'affaires (en milliers €)	48 333	113 176	130 182	22 289	59 586	55 121
Fonds propres (en milliers €)	14 999	17 600	29 190	25 947	24 650	30 242

Tableau 6 : Données financières du groupe OSTWIND - Source : OSTWIND, 2019

➤ Capacités financières de OSTWIND INTERNATIONAL SAS

La société OSTWIND International, développeuse du projet a, depuis le début de son activité à la fin des années 1990 et jusqu'à ce jour, construit et mis en service plus de 140 éoliennes industrielles (comme celles du présent projet) et a pu à cette occasion vérifier la fiabilité des plans d'affaires prévisionnels des parcs éoliens.

➤ Montage financier du projet

Le pétitionnaire (la SEPE LES TRENTE JOURNEES ET LA COTE RONDE), disposeront des capacités financières nécessaires pour assurer la construction, puis l'exploitation du Parc Eolien de Mairy-sur-Marne sur toute la durée d'exploitation de ce parc.

Ces moyens financiers proviendront, comme pour tous les projets éoliens menés par OSTWIND International SAS, de fonds propres fournis à la SEPE par sa maison mère, OSTWIND et de dette bancaire contractée auprès d'établissement de crédit.

Selon un schéma éprouvé par toute la filière éolienne française, et compte tenu de la rentabilité prévisionnelle attendue du parc éolien exploité par la SEPE, la dette bancaire devrait couvrir entre 75 % des dépenses d'investissement, le solde étant fourni par OSTWIND.

La SEPE LES TRENTE JOURNEES et LA COTE RONDE sont des filiales à 100 % de la Société OSTWIND International SAS et ses objets sont uniquement de construire et exploiter le Parc Eolien de Mairy-sur-Marne (Les Trente Journées et la Côte Ronde). Cette situation et cet objet social limité à la construction et à l'exploitation du Parc Eolien leurs permettent d'obtenir un prêt bancaire dans des conditions optimisées : les banques prêtent directement à la SEPE dont l'activité est exclusivement dédiée au parc éolien.

Ce mode de financement dit « de projet » est pratiqué par la quasi-totalité des acteurs de la filière éolienne, car il permet aux banques d'avoir de la visibilité sur les actifs et la production du Parc éolien sur lesquels elle peut avoir des garanties et aux développeurs de projet d'obtenir des

financements à des niveaux d'endettement élevés sans avoir à donner de garanties sur leurs autres actifs.

Cette situation est reflétée dans le **business plan** du projet détaillé sur la page précédente. Le montant total de l'investissement pour ce projet de 6 machines atteint 20 579 300 € (cf. tableau 5).

Parmi ce plan d'investissement, il est tenu compte d'un montant de 50.000€/aérogénérateur (indexé suivant la législation en vigueur) au titre de la garantie de démantèlement du parc r) :

$$\mathbf{6 \times 50\,000 \text{ (+indexation)} = 300\,000 \text{ € (+indexation)}}$$

Le montant réel sera connu le jour de la mise en service et sera indexé annuellement suivant la législation en vigueur.

Le **plan d'affaires prévisionnel du demandeur** sur la durée du futur contrat de complément de rémunération avec ENEDIS à savoir 20 années est présenté précédemment.

Y figurent les montants prévisionnels de chiffres d'affaires, de coût et de flux de trésorerie du projet avant et après impôts, notamment les charges et produits d'exploitation mettant en évidence les prestations de maintenance.

Les données de ce plan d'affaires prévisionnel sont quasi certaines :

En effet, la ressource en vent est prédictible avec une probabilité d'occurrence élevée : il a été réalisé, préalablement au dépôt de la présente demande, des études de vent pour le site du projet.

À partir des résultats de ces études de vent, il est possible de prévoir la production d'électricité en fonction du type d'éolienne choisie, avec une marge d'erreur très faible.

Étant précisé qu'il a été retenu, pour ce plan d'affaires prévisionnel, les résultats de l'étude de vent fondés sur l'hypothèse la plus conservatrice.

Quant aux charges d'exploitation, elles sont très faibles dans leur montant, très prévisibles dans leur montant et leur récurrence. Elles sont très largement couvertes par les revenus du parc éolien (on estime en effet que sur un parc standard, les charges d'exploitation, taxes comprises, s'élèvent à environ 30 % du chiffre d'affaires annuel).

En outre, l'exploitant souscrira, notamment à la demande de la banque, une assurance perte d'exploitation pour tout événement entraînant la destruction de l'éolienne et/ou une interruption de la production.

Enfin, dans le cadre de leurs garanties, les fabricants d'éolienne garantissent systématiquement un taux de disponibilité minimale de l'éolienne.

On ajoutera que la banque finançant le projet exige et vérifie que le plan d'affaires prévisionnel comprenne toutes les charges d'exploitation et repose sur des hypothèses prudentes, et comprenne

une réserve constituée pour faire face à tout imprévu tel des conditions météorologiques exceptionnellement défavorables.

Preuve de la fiabilité des plans d'affaires prévisionnels des projets éoliens, sur les 1100 parcs éoliens en activité en France (2016), aucun cas de faillite n'a été recensé.

L'extrême fiabilité du plan d'affaires prévisionnel du projet éolien garantit que le demandeur disposera des capacités financières nécessaires au sens des textes de lois.

Le financement du projet ne pourra être mis en place que très peu en amont de la construction du parc éolien, la banque exigeant l'obtention des autorisations de construire pour établir une offre.

Le demandeur n'est dès lors, au jour du dépôt de la présente demande, pas en mesure de présenter un engagement financier ferme d'un établissement bancaire.

Toutefois, le plan d'affaires provisionnel présente les capacités financières que les SEPEs entendent mettre en œuvre au moment de la mise en service du parc éolien.

Sont bien évidemment compris dans le montant de l'investissement total estimé :

- le coût des mesures compensatoires que le demandeur s'engage à réaliser ainsi que toutes celles imposées par la réglementation,
- le coût de la garantie démantèlement à la fin de l'exploitation du parc éolien.

Investissement		
Construction du parc	19 800 000 €	
Intérêts intercalaires	297 000 €	
Frais de constitution	99 000 €	
Garantie démantèlement	300 000 €	
Mesures environnementales	83 300 €	
Total investissement	20 579 300 €	
Financement		
Crédit bancaire	15 434 475 €	75%
Apport en FP	5 144 825 €	25%
Total Financement	20 579 300 €	100%

Tableau 7 : Plan d'investissement du projet - Source : SEPE La Côte Ronde

2.3 Constitution des garanties financières

2.3.1 Méthode de calcul

Le montant des garanties financières est calculé conformément à l'annexe I de l'arrêté du 26 août 2011.

La formule de calcul du montant des garanties financières pour les parcs éoliens est la suivante :

$$M_n = M \times \left(\frac{Index_n}{Index_0} \times \frac{1 + TVA}{1 + TVA_0} \right)$$

Où :

M_n est le montant exigible à l'année n ;

M est le montant obtenu par application de la formule mentionnée à l'annexe I ;

Index_n est l'indice TP01 en vigueur à la date d'actualisation du montant de la garantie ;

Index₀ est l'indice TP01 en vigueur au 1^{er} janvier 2011 (égal à 102,3) ;

TVA est le taux de la taxe sur la valeur ajoutée applicable aux travaux de construction à la date d'actualisation de la garantie ;

TVA₀ est le taux de la taxe sur la valeur ajoutée au 1^{er} janvier 2011, soit 19,60 %.

Tous les cinq ans (source : Arrêté du 06/11/2014), l'exploitant réactualisera le montant de la garantie financière, par l'application de la formule précédente.

La dernière valeur officielle de l'indice TP01 en vigueur au 9 octobre 2019 est de 111,5 (octobre 2019 parue au JO du 21 septembre 2019).

2.3.2 Estimation des garanties

Le projet de la SEPE La Côte Ronde compte 6 éoliennes, le montant des garanties financières de la SEPE sera donc identique et égal à :

$$M_{2019} = 6 \times 50\,000 \times \left(\frac{111,5 \times 6,5345}{667,7} \times \frac{1+0,2}{1+0,196} \right)$$

$$M_{2019} = 6 \times 54\,743$$

$$M_{2019} = 328\,458 \text{ €}$$

Il est important de préciser que ce montant est donné à titre indicatif car c'est l'arrêté préfectoral d'autorisation qui fixe le montant initial de la garantie financière et précise l'indice utilisé pour calculer le montant de cette garantie.

2.3.3 Déclaration d'intention de constitution des garanties financières

Conformément à la réglementation, la SEPE « LA COTE RONDE » constituera les garanties financières au moment de la mise en exploitation du parc éolien de Mairy-sur-Marne (la Côte Ronde).

L'article R516-2 du Code de l'Environnement précise que les garanties financières peuvent provenir d'un engagement d'un établissement de crédit, d'une assurance, d'une société de caution mutuelle, d'une consignation entre les mains de la Caisse des Dépôts et Consignations ou d'un fonds de garantie privé.

La loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement prévoit que la mise en service des éoliennes soumises à autorisation est subordonnée à la constitution, par l'exploitant, de garanties financières. Le démantèlement et la remise en état du site, dès qu'il est mis fin à son exploitation, sont également de sa responsabilité (ou de celle de la société mère en cas de défaillance).

Le décret n°2011-985 du 23 août 2011, pris pour l'application de l'article L.553-3 du Code de l'Environnement, a ainsi pour objet de définir les conditions de constitution et de mobilisation de ces garanties financières, et de préciser les modalités de cessation d'activité d'un site regroupant des éoliennes.

La mise en service d'une installation de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent soumise à autorisation au titre du 2° de l'article L. 181-1 est subordonnée à la constitution de garanties financières visant à couvrir, en cas de défaillance de l'exploitant lors de la remise en état du site, les opérations prévues à l'article R. 515-106.

Le document attestant de la constitution des garanties financières sera transmis au préfet.

3 Présentation du projet

3.1 Localisation géographique

Le parc éolien de la SEPE La Côte Ronde se situe sur la commune de Mairy-sur-Marne, dans le département de la Marne (51), en région Grand-Est. Le parc se situe à 10 kilomètres au sud de Châlons-en-Champagne et à 23 kilomètres au nord de Vitry-le-François.

Du point de vue administratif, Mairy-sur-Marne se trouve dans la Communauté de Communes de la Moivre à la Coole.

La commune occupe une superficie de 20,78 km² pour une population totale de 548 habitants en 2016 (Source INSEE). La densité de population est ainsi de 26 habitants/km² (chiffre faible car la densité moyenne en France est de 50 habitants/km²).

Il est à noter que le projet éolien de la SEPE La Côte Ronde a été défini simultanément au projet éolien de la SEPE Les Trente Journées. Le projet a été étudié comme une entité de 12 machines du même modèle. Cependant, chaque SEPE fait l'objet d'une demande d'autorisation environnementale *ad-hoc*. Les cartes de ce rapport font apparaître les éoliennes de ces deux SEPEs.

Pièce 3 : Description de la demande



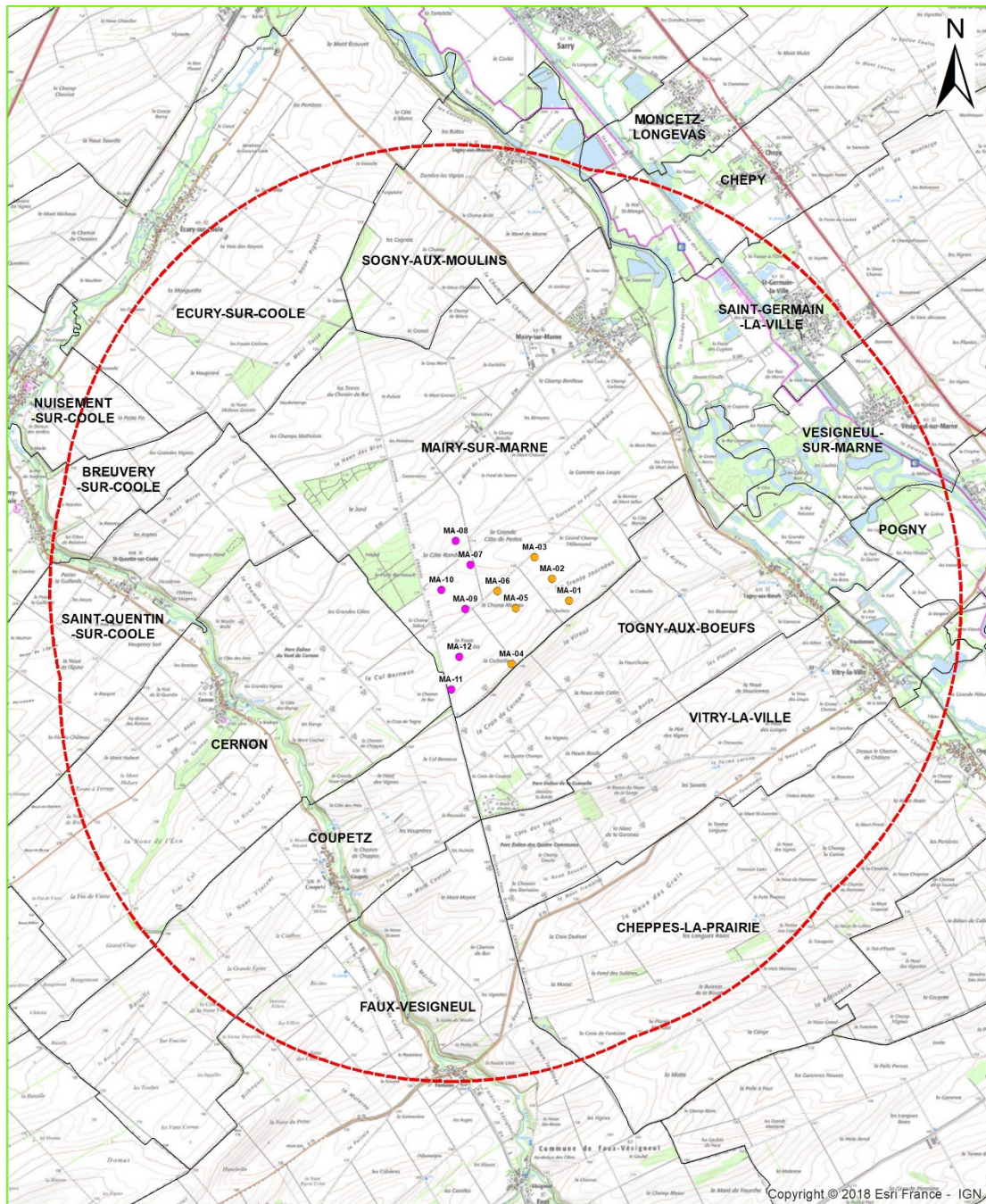
Légende :

- SEPE La Côte Ronde
- SEPE Les Trente Journées
- Périmètre éloigné : (17 km)



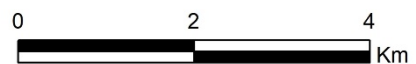
Carte 2 : Localisation générale - Source : IGN

Pièce 3 : Description de la demande



Légende :

- SEPE La Côte Ronde
- SEPE Les Trente Journées
- Périmètre rapproché (5 km)



Carte 3 : Localisation rapprochée des éoliennes - Source : IGN

De manière plus précise, le tableau suivant indique les coordonnées géographiques des aérogénérateurs et du poste de livraison :

Elément	CC49 X	CC49 Y	Lambert 93 X	Lambert 93 Y	WGS84 X	WGS84 Y	Lambert II étendu X	Lambert II étendu Y
Ma-07	1 801 835,843	8 184 867,003	801 833,62	6 862 617,28	E4° 23' 16,508"	N48° 51' 19,940"	750 601,39	2 430 543,50
Ma-08	1 801 648,088	8 185 172,146	801 646,09	6 862 922,55	E4° 23' 7,571"	N48° 51' 29,928"	750 411,14	2 430 847,35
Ma-09	1 801 769,859	8 184 303,000	801 767,24	6 862 053,34	E4° 23' 12,765"	N48° 51' 1,723"	750 539,78	2 429 978,65
Ma-10	1 801 464,998	8 184 547,912	801 462,56	6 862 298,46	E4° 22' 58,031"	N48° 51' 9,830"	750 232,83	2 430 221,32
Ma-11	1 801 591,902	8 183 276,662	801 588,57	6 861 027,16	E4° 23' 3,119"	N48° 50' 28,606"	750 369,74	2 428 950,33
Ma-12	1 801 690,793	8 183 692,225	801 687,75	6 861 442,64	E4° 23' 8,340"	N48° 50' 41,999"	750 465,44	2 429 366,91
PDL	1 801 791,871	8 184 293,733	801 789,25	6 862 044,06	E4° 23' 13,837"	N48° 51' 01,409"	750561,87	2429969,55

Tableau 8 : Coordonnées des aérogénérateurs et des postes de livraison – Source : SEPE La Côte Ronde

Les informations relatives aux parcelles cadastrales, aux propriétaires et aux servitudes concernés par le projet éolien de la SEPE La Côte Ronde sont identifiées dans le tableau suivant :

Elément	Commune	Section cadastrale	Parcelle cadastrale	Contenance totale de la parcelle cadastrale en m ²
MA-07	Mairy-sur-Marne	YB01	10	65061,6
MA-08	Mairy-sur-Marne	YB01	5	233893,3
MA-09	Mairy-sur-Marne	YB01	13	111700,5
MA-10	Mairy-sur-Marne	YB01	10	65061,6
MA-11	Mairy-sur-Marne	ZY01	4	409707,5
MA-12	Mairy-sur-Marne	ZY01	4	409707,5
PDL	Mairy-sur-Marne	YB01	13	111700,5

Tableau 9 : Parcelles concernées par le projet éolien – Source : SEPE La Côte Ronde

3.2 Description technique du projet

Le projet est composé principalement :

- De 6 éoliennes,
- de voies d'accès aux éoliennes,
- du réseau intra-éolienne (électrique et optique),
- d'1 poste de livraison.

Le parc éolien sera raccordé au réseau électrique ENEDIS.

3.2.1 Description de l'éolienne

➤ Les composantes d'une éolienne

L'éolienne se compose de 4 parties :

1/ Le rotor qui capte le vent. Il est constitué du moyeu et de trois pales. Entraîné par le vent, le rotor transfère ce mouvement rotatif à l'arbre de rotor présent dans la nacelle.

2/ La nacelle supporte le poids ainsi que la pression de poussée du rotor et abrite plusieurs éléments fonctionnels : le multiplicateur qui convertit la faible vitesse de rotation en une forte vitesse de rotation (toutes les technologies n'en disposent pas), le générateur qui transforme l'énergie de rotation du rotor en énergie électrique, le système de freinage, le système d'orientation de la nacelle qui place le rotor face au vent pour une production optimale d'énergie,

Dès lors que le vent se lève (3 m/s cf. tableau page suivante), les pales sont mises en mouvement et entraînent le multiplicateur (s'il y en a un) et la génératrice électrique. Lorsque le vent est suffisant, l'éolienne peut être couplée au réseau électrique. Le rotor tourne alors à une vitesse de 11 tours/min (cf. tableau page suivante).

Dès lors, les vitesses de vent supérieures vont entraîner la production d'énergie éolienne.

En cas de tempête (vent >22 m/s cf. tableau page suivante), les pales de l'éolienne sont mises en drapeau, c'est-à-dire parallèles au vent, le rotor ne tourne pas, l'éolienne ne produit donc plus d'électricité.

3/ La tour (ou mât) se compose de 3 à 4 tronçons en acier surmontés d'un ou plusieurs tronçons en acier. Dans la plupart des éoliennes, il abrite le transformateur qui permet d'élever la tension électrique de l'éolienne au niveau de celle du réseau électrique.

4/ Les fondations : La fixation du mât est assurée par un double boulonnage à la base sur des ancrages en tiges filetées formant une « cage d'écureuil » noyées sur toute la hauteur dans le massif.

Les dimensions exactes des fondations seront établies suite à l'étude de sol qui sera réalisée par la suite (après l'obtention du permis de construire), à l'emplacement de chaque éolienne. Les fondations de l'éolienne seront entièrement enterrées et seront donc invisibles.

➤ Le modèle d'éolienne

Le modèle d'éolienne retenu est la Vestas V110 de 2,2 MW.

Le projet éolien impacte l'altitude minimale de sécurité radar de l'aérodrome de Châlons-Vatry. Selon la DGAC, l'altitude minimale de secteur liée aux procédures de l'aérodrome de Châlons-Vatry a été modifiée et est à la cote NGF 762 « *limitant ainsi, en respect de la marge de franchissement des obstacles réglementaires de 300 mètres, la cote sommitale des obstacles artificiels nouveaux à la cote NGF 462* ».

Le projet éolien respecte la cote NGF 462 puisque l'éolienne la plus haute culmine (en bout de pale) à une cote NGF de 297,3 m.

➤ les caractéristiques de l'éolienne

Le modèle d'éolienne retenu est la Vestas V110, 150 m de hauteur en bout de pale. **Les principales caractéristiques de ce modèle sont les suivantes :**

Caractéristiques	V110 – 2.2 MW
Vitesse de démarrage	3 m/s
Vitesse de rotation nominale du rotor	14,9 tours/min
Vitesse d'arrêt	20 m/s
Diamètre du rotor	110 m
Surface balayée par le rotor	9 503 m ²
Longueur d'une pale	54 m
Poids d'une pale*	8300 kg
Matériau des pales	Fibre de verre renforcée avec époxy et fibre de carbone
Hauteur du mât	95 m
Classe de vent (IEC)	IEC 3A
Diamètre section basse	3,65 m
Diamètre section haute	2,3 m
Nombre de sections du mât	4
Poids du mât	157 t
Longueur de la nacelle	10,4 m
Largeur de la nacelle avec refroidisseur	3,9 m
Hauteur de la nacelle avec refroidisseur	5,4 m
Hauteur de la nacelle sans refroidisseur	3,4 m
Poids de la nacelle	69 t
Description du générateur électrique	Générateur triphasé asynchrone à rotor bobiné
Puissance nominale du générateur	2,2 MW
Fréquence du générateur	50 Hz
Limite de vitesse du générateur (selon IEC)	2 900 tours/min

Tableau 10 : Description de l'éolienne Vestas V110 – 2,2 MW

Pièce 3 : Description de la demande

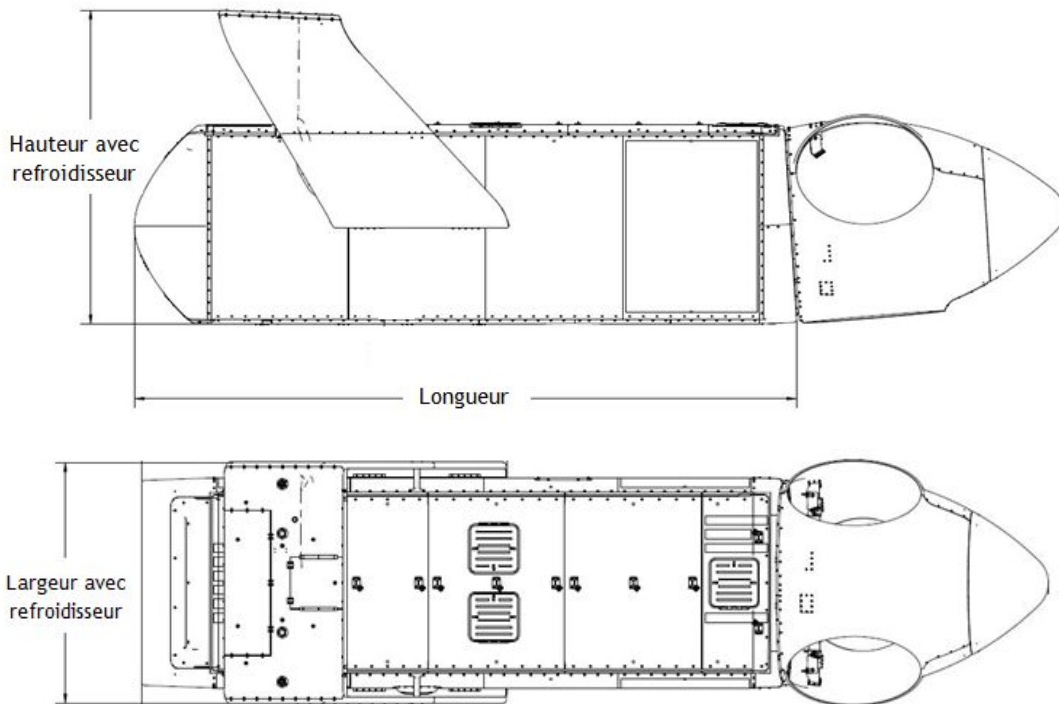
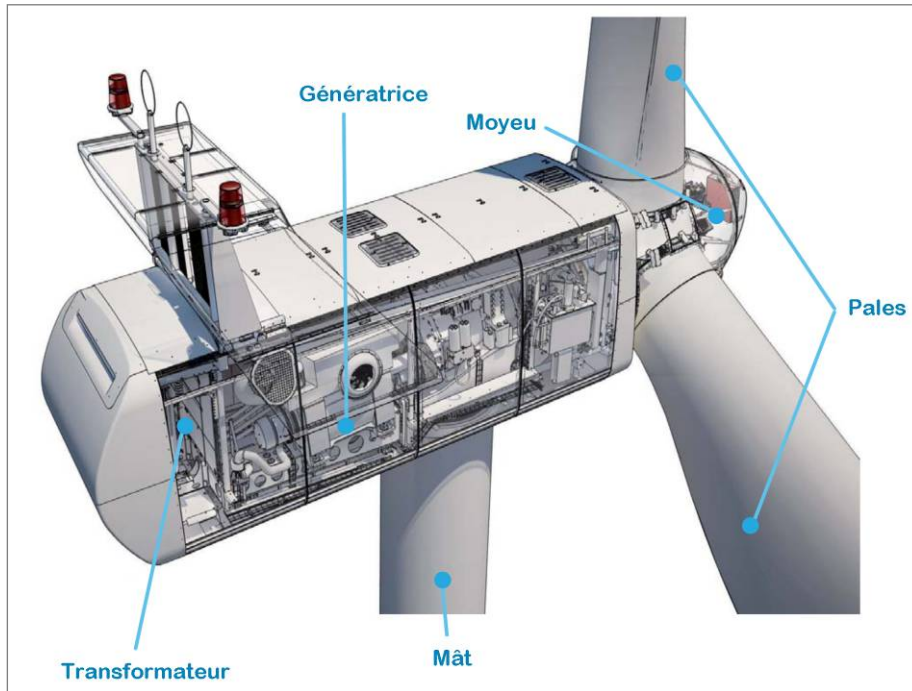


Figure 3 : Schémas de la nacelle de la V110 – 2,2 MW - Source : Vestas

➤ la couleur des éoliennes

La couleur des éoliennes est définie en termes de quantités colorimétriques et de facteur de luminance, celle-ci est fixée par l'arrêté du 13 novembre 2009 relatif à la réalisation du balisage des éoliennes :

- les quantités colorimétriques sont limitées au domaine blanc ;
- le facteur de luminance est supérieur à 0,4 ;
- cette couleur est appliquée uniformément sur l'ensemble des éléments constituant l'éolienne.

Les principales références RAL utilisables par les constructeurs d'éoliennes sont :

- les nuances RAL 9003, 9010, 9016 qui se situent dans le domaine blanc et qui ont un facteur de luminance supérieur ou égal à 0,75 ;
- la nuance RAL 7035 qui se situe dans le domaine blanc et qui a un facteur de luminance supérieur ou égal à 0,5 mais strictement inférieur à 0,75 ;
- la nuance RAL 7038 qui se situe dans le domaine du blanc et qui a un facteur de luminance supérieur ou égal à 0,4 mais strictement inférieur à 0,5.

La couleur standard appliquée aux machines Vestas 110 – 2.2 MW est le RAL 7035 pour les tours et les inserts. En tant qu'option, la couleur RAL 9010 pour les tours existe si le client le souhaite.

3.2.2 Présentation de la phase de travaux

Le chantier d'installation du parc éolien comportera différentes étapes :

➤ Création de l'accès routier et des plateformes de montage

- réalisation de chemins d'accès et renforcement éventuel du réseau utilisé,

Lors du transport des aérogénérateurs, le poids maximal à supporter est celui du transport des nacelles. Chacune pèse environ 70 tonnes à vide. Le poids total du véhicule chargé avec la nacelle est d'environ 120 tonnes. La charge de ce véhicule sera portée par 12 essieux, avec une charge d'environ 10 tonnes par essieu.

Pour répondre à la charge des véhicules de transport, certains chemins existants seront redimensionnés et renforcés avant le démarrage du chantier. Après la phase de construction, ils seront ramenés à une largeur inférieure à 5 mètres (spécifications Vestas lors de la phase de chantier).

Le redimensionnement des chemins s'effectue en plusieurs étapes. Une étude géotechnique est nécessaire pour définir les épaisseurs de décapage. Dans un premier temps, la terre végétale est retirée et stockée sur site afin de la réutiliser pour la remise en état après le chantier. Ensuite, il y a un décapage sur 20 à 30 cm afin de trouver un sol avec une portance suffisante. Finalement, une couche de 30 à 40 cm de tout-venant « 0-60 » sera déposée en plusieurs couches compactées. La largeur des voies d'accès au site sera de 5 à 6 m utiles. L'évacuation des eaux sera réalisée par des fossés de chaque côté de la piste.

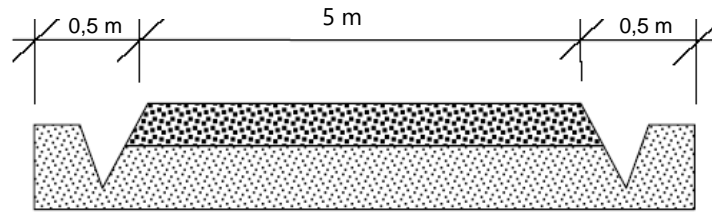
Pièce 3 : Description de la demande

Figure 4 : Vue en coupe d'une piste d'accès - Source : Vestas

Le tracé des chemins d'accès à chaque éolienne a été optimisé de manière à épouser au plus près les chemins et routes déjà existants.

Les chemins servant à l'accès de certaines éoliennes et existants, en bleu sur la carte suivante, sont à adapter pour le passage des engins (il est à noter que la carte suivante identifie également en bleu les chemins d'accès aux éoliennes de la SEPE Les Trente Journées). Ces chemins renforcés représentent 11 253 m².

Ces chemins pourront être aménagés sur leurs largeurs pour permettre la circulation des camions lors de la livraison des éoliennes.

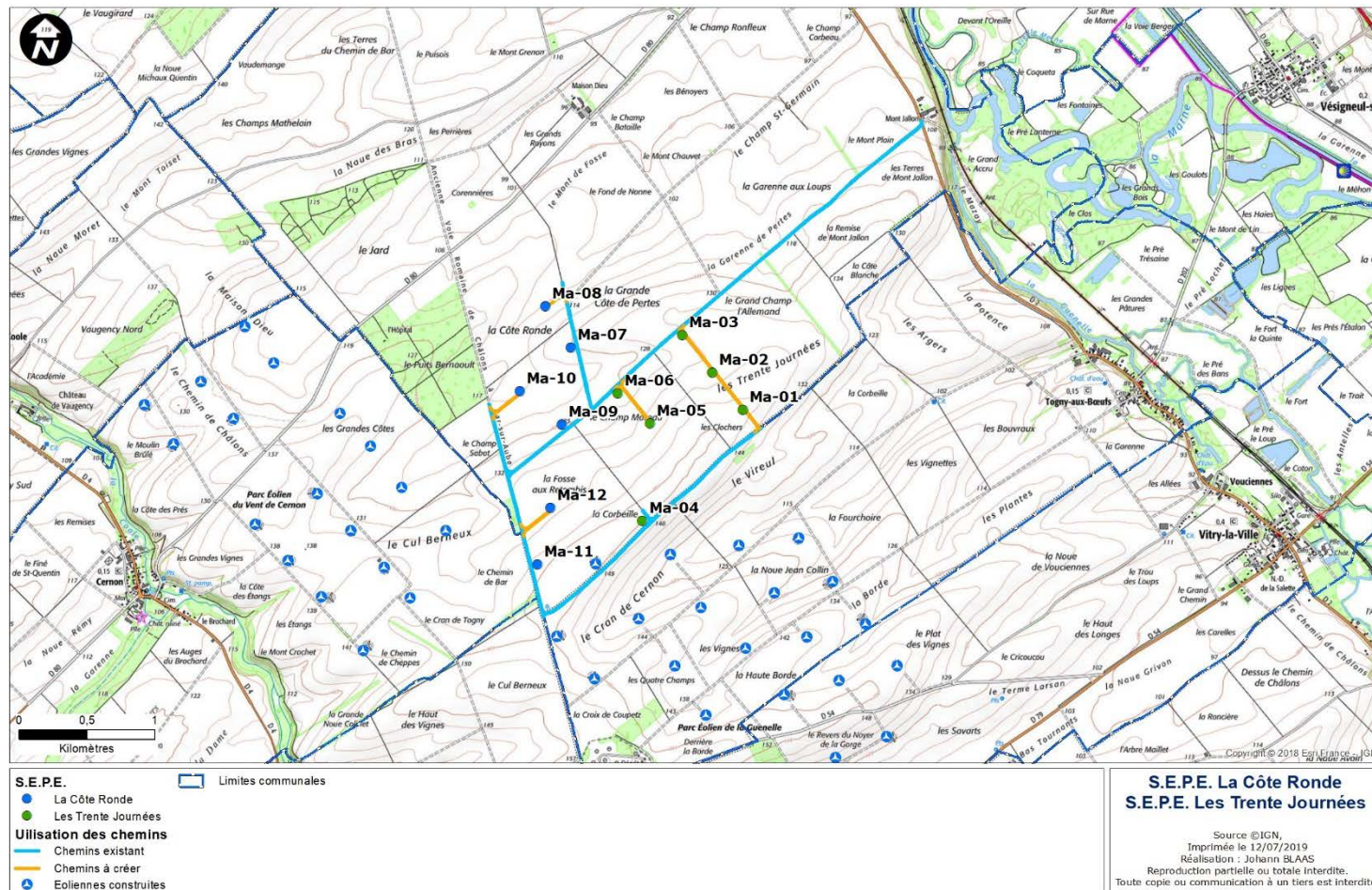
D'autres chemins et angles de braquage seront à créer le long ou au sein des parcelles ou en travers pour desservir les éoliennes. Ces chemins sont en orange sur la carte suivante : cela représente 13 740 m² pour desservir la SEPE La Côte Ronde. Il est à noter que la carte suivante identifie également en orange les chemins créés pour l'accès aux éoliennes de la SEPE Les Trente Journées.

Les chemins renforcés et à créer totalisent 4 060 mètres linéaires pour la totalité des 6 éoliennes et du poste de livraison.

A noter que certaines parties des voies d'accès doivent être aménagées de façon particulière pour permettre la livraison des pales d'éolienne. Il s'agit notamment de virages pour l'accès de livraison des pales, qui doivent avoir une courbure suffisante pour permettre le passage des camions spécialisés dans ce transport. La surface des virages créés est comprise dans celle des chemins.

L'emplacement des chemins d'accès est repris sur la carte suivante :

Pièce 3 : Description de la demande



Carte 4 : Voies d'accès au parc éolien – Source : SEPE La Côte Ronde

- création de plateformes de montage,
- élargissement de certains virages.

La négociation de virages par les engins de transport n'est pas une chose aisée et nécessite parfois leur aménagement. Pour le transport des éléments des éoliennes, Vestas recommande certains rayons de giration internes (Rint) et externes (Rext) (cf. schéma suivant).

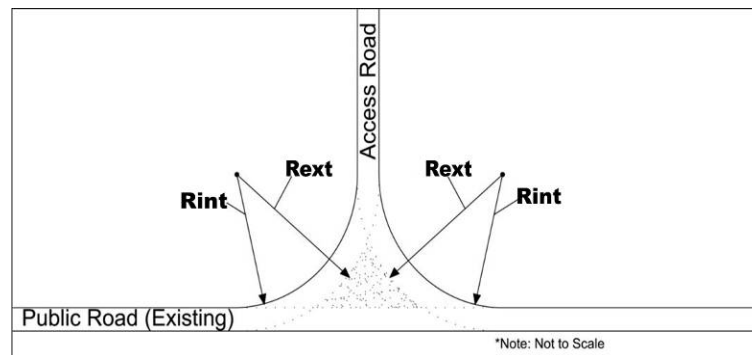


Figure 5 : Aménagement des virages - Source : Vestas

Pour le modèle d'éolienne V110, la valeur de Rint est égale à 42 m, et la valeur de Rext est de 47 m.

Le tableau suivant synthétise les éléments relatifs aux surfaces temporaires et permanentes

Eléments	Longueur chemin (en m)	Surface chemins renforcés	Surface chemins créés + surface angle de braquage (en m ²)	Surface plateforme éolienne (en m ²)	Surface PDL (en m ²)	Surface temporaire (zone de stockage des pales) (en m ²)
MA-07	4 060	11 253	13740	185		900
MA-08				220		900
MA-09				185	33	900
MA-10				217		900
MA-11				185		900
MA-12				217		900
Total	4 060 m	11 253 m²		14 982 m²		5 400 m²

Tableau 11 : Surfaces temporaires et permanentes – Source : SEPE La Côte Ronde

➤ Réalisation des fondations

- déblaiement avec stockage temporaire sur site de la terre arable superficielle,
- acheminement des matériaux de construction,
- ferrailage et bétonnage des socles de fondation,
- séchage puis compactage de la terre de consolidation autour des fondations.

Pièce 3 : Description de la demande

Le type et le dimensionnement exacts des fondations seront déterminés suite aux résultats de l'expertise géotechnique. Ces fondations devraient être similaires à celles ci-dessous. Il est à noter que ce type de fondations, avec une semelle enfouie entre 3 et 5 mètres sous terre, plus coûteux que les fondations standard, permet de limiter la gêne à l'activité agricole.

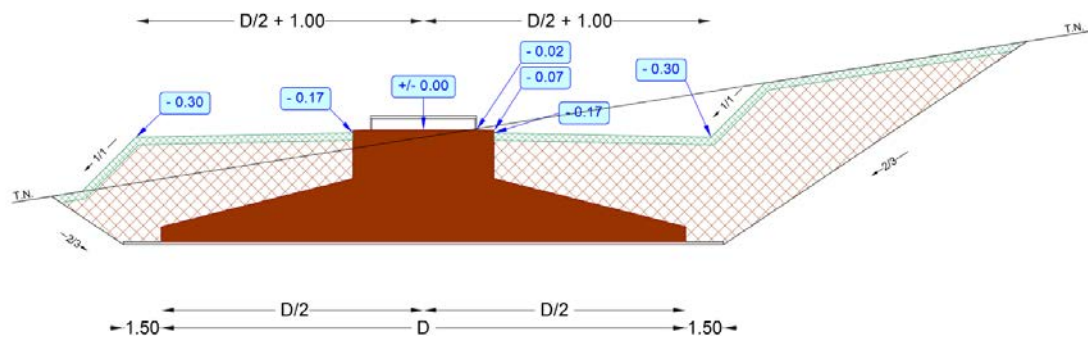


Figure 6 : Coupe de principe d'une fondation, déblais et remblais - Source : SEPE La Côte Ronde

Une pelle-mécanique interviendra dans un premier temps afin de creuser le sol sur un volume déterminé. Puis des opérateurs mettront en place un ferrailage dont les caractéristiques seront issues des analyses géotechniques. Enfin des camions-toupiers déverseront les volumes de béton nécessaires.

Ensuite le chantier sera interrompu pendant quelques semaines afin d'assurer le séchage du béton.

➤ Mise en place des éoliennes

- acheminement du mât (en plusieurs éléments), de la nacelle et des pales,
- assemblage des pièces et levage à l'aide d'une grue,

Les composants des éoliennes (tour, nacelles, pales, ...) seront acheminés sur le site par camion. Pour des raisons d'organisation, chacun des éléments constituant une éolienne sera déchargé près de chacune des fondations. Des grandes précautions seront prises afin d'éviter toute contrainte durant le déchargement. Le stockage des éléments sera de courte durée afin d'éviter toute détérioration. L'acheminements des éléments du parc se fera depuis la D2.

➤ Remise en état des emprises du chantier

- redistribution de la terre,
- décompactage des zones de dépôts et de montage si elles sont en dehors de la zone de grutage, éventuel réensemencement. Les chemins d'accès seront conservés, pour les opérations de maintenance durant la phase d'exploitation.

➤ Raccordement électrique des éoliennes

- creusement des tranchées et pose des câbles jusqu'au poste de livraison,
- réalisation du réseau d'évacuation de l'électricité vers le poste source.

Le voltage de l'électricité produite par la génératrice est de 690 V. Pour être raccordée au réseau, cette tension est élevée à 20kV par un transformateur situé dans la nacelle de chaque éolienne. Un réseau câblé en souterrain au départ de chaque éolienne rejoint ensuite le poste de livraison. Ce poste de livraison permet le raccordement au réseau électrique ENEDIS via un poste source qui redistribue l'électricité vers le réseau public.

Pour le projet éolien, l'ensemble du réseau de câblage permettant de relier les 6 éoliennes et le poste de livraison sera enterré sur 3,002 km.

Direction	Longueur câble (en m)	Longueur Tréfond (long. câble - fondations) (en m)
MA-07 vers MA-08	360	338
MA-07 vers PDL	687	676
MA-09 vers MA-10	834	812
MA-09 vers PDL	34	23
PDL vers MA-12	654	643
MA-11 vers MA-12	433	
Total	3 002	2 492

Tableau 12 : Longueur du câblage - Source : SEPE La Côte Ronde

Transformateurs (hausse de la tension)

Les transformateurs 20 KV sont installés à l'intérieur de la nacelle de chaque éolienne.

Raccordement interne (éoliennes – poste de livraison)

Le raccordement électrique interne étant enterré il n'entraîne pas d'impact sur la faune et le paysage. Les impacts se limitent à la flore.

Le poste de livraison occupera une surface d'environ 33 m² et sera situé sur une plateforme empierrée en bordure d'un chemin existant et de parcelles agricoles cultivées, près de l'éolienne MA-09 pour la SEPE La Côte Ronde. Les matériaux et coloris utilisés en bardage sur le poste de livraison seront choisis et adaptés au site.

Pièce 3 : Description de la demande

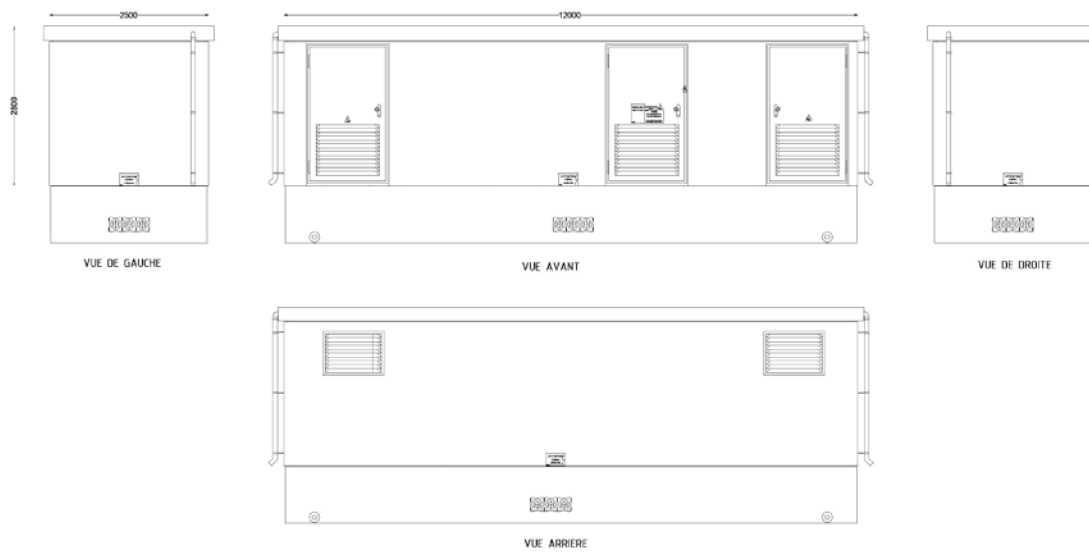


Figure 7 : Vues extérieures du poste de livraison - Source : SEPE La Côte Ronde

Raccordement externe (poste de livraison – poste source)

Le raccordement électrique externe à l'installation, c'est-à-dire entre les postes de livraison qui seront créés et le réseau public d'électricité existant, est réalisé sous la responsabilité du gestionnaire de réseau compétent, ENEDIS. Il incombera donc à ENEDIS de réaliser les travaux de raccordement sous sa propre Maîtrise d'Ouvrage.

Le parc éolien pourrait être raccordé au poste source de Compertrix, de La Chaussée ou de Le Poteau, qui sont les postes source les plus proches.

Le choix du poste source auquel le parc éolien est raccordé revient à ENEDIS. ENEDIS définit également le tracé emprunté par les câbles qui relient les postes de livraison au réseau public. La demande de raccordement sera effectuée une fois que la demande d'autorisation du parc éolien aura été délivrée par le préfet.

Les travaux de construction du parc éolien s'étalent sur environ **13 mois**.

3.2.3 Phase de démantèlement et remise en état

➤ Démantèlement

Les différentes étapes d'un démantèlement sont les suivantes :

1	Installation du chantier	Mise en place du panneau de chantier, des dispositifs de sécurité, du balisage de chantier autour des éoliennes et de la mobilisation, location et démobilitation de la zone de travail.
2	Découplage du parc	Mise hors tension du parc au niveau des éoliennes ; mise en sécurité des éoliennes par le blocage de leurs pales ; rétablissement du réseau de distribution initial, dans le cas où ENEDIS ne souhaiterait pas conserver ce réseau.
3	Démontage des éoliennes	Procédure inverse au montage. Recyclage ou revente possible sur le marché de l'occasion.
4	Démantèlement des fondations	Retrait d'une hauteur suffisante de fondation permettant le passage éventuel des engins de labours et la pousse des cultures.
5	Retrait du poste de livraison	Recyclage ou valorisation.
6	Remise en état du site	Retrait des aires de grues, du système de parafoudre enfoui près de chaque éolienne et réaménagement de la piste.

Tableau 14 : Les différentes étapes du démantèlement d'un parc éolien

A la fin de la période d'exploitation ou en cas d'abandon prématuré de la zone de projet, le parc éolien devra être démantelé et le terrain d'implantation remis en état.

Le chantier nécessaire au démantèlement engendre des besoins similaires à ceux de la phase de construction. En effet, des grues et des camions sont employés pour démanteler l'éolienne et la transporter, des engins de terrassement pour la déconstruction des fondations et le retrait des câbles, etc.

L'emprise au sol sera donc également similaire à celle de la construction de l'éolienne, à la différence qu'à la fin du démantèlement, le site retrouve sa configuration d'origine.

➤ Remise en état

Conformément aux prescriptions du décret n°2011-985 du 23 août 2011, de l'arrêté ministériel du 26 août 2011 modifié par l'article 1 de l'arrêté du 06 novembre 2014, ainsi que les nouvelles dispositions relatives aux textes publiés le 26 janvier 2017 (cf. articles R515-105 et suivants du Code de l'Environnement), sont détaillées les modalités de remise en état prévue par l'exploitant.

Conformément à l'article R 553-7 du code de l'environnement, lorsqu'une installation de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent est mise à l'arrêt définitif, l'exploitant notifie au préfet au moins un mois avant l'arrêt :

- la date de cet arrêt,
- les mesures prises ou prévues pour assurer la remise en état du terrain.

Conformément à l'article R 553-6 du code de l'environnement et à l'arrêté ministériel **du 6 novembre 2014 modifiant l'arrêté du 26 août 2011**, une remise en état du terrain d'implantation et le démantèlement des installations devront être réalisés en cas de cessation d'activité de manière à rendre le site d'implantation du parc apte à retrouver sa destination antérieure.

Le projet éolien respectera à la fois les conditions particulières de démantèlement présentes dans les promesses de bail qu'elle a signées avec les différents propriétaires des terrains, et les conditions de l'arrêté **du 6 novembre 2014 modifiant l'arrêté du 26 août 2011** « relatif à la remise en état et à la constitution des garanties financières pour les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent », à savoir :

- **au démantèlement des éoliennes et du système de raccordement électrique,**

Les opérations de démantèlement et de remise en état des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent prévues à l'article R. 553-6 du code de l'environnement comprennent le démantèlement des installations de production d'électricité, des postes de livraison ainsi que les câbles dans un rayon de 10 mètres autour des aérogénérateurs et des postes de livraison.

Il conviendra d'informer les gestionnaires de réseau de la suppression des câblages.

- **à l'excavation des fondations et remplacement par des terres aux caractéristiques similaires au terrain voisin :**

- sur une profondeur minimale de 30 centimètres lorsque les terrains ne sont pas utilisés pour un usage agricole au titre du document d'urbanisme opposable et que la présence de roche massive ne permet pas une excavation plus importante ;
- sur une profondeur minimale de 2 mètres dans les terrains à usage forestier au titre du document d'urbanisme opposable ;
- sur une profondeur minimale de 1 mètre dans les autres cas.

réglementaire, ou bien plus profondément, ou bien entièrement retirée, selon les contraintes techniques du site et sa vocation future. En particulier, si le site devait faire l'objet d'un renouvellement des éoliennes pour redémarrer une nouvelle période d'exploitation, il pourrait être indispensable de retirer l'ensemble de la fondation.

- **au décaissement et remplacement par des terres similaires des aires de grutage, des chemins d'accès et du poste de livraison** sur une profondeur de 40 centimètres sauf si le propriétaire foncier souhaite leur maintien en l'état,

- **à la valorisation ou l'élimination des déchets de démolition ou de démantèlement dans les filières dûment autorisées à cet effet :**

- recyclage des métaux constituant le mât et la nacelle de l'éolienne,
- recyclage ou mise en décharge des pales (matériau composite).

Il est à noter que le coût des travaux de démantèlement d'un parc éolien est fortement compensé par le gain engendré à la revente des matériaux récupérés (principalement l'acier du mât).

L'avis des propriétaires des terrains et du responsable en matière d'urbanisme (maire ou président de l'EPCI) est demandé sur le projet de démantèlement.



L' Article D181-15-2 modifié par le Décret n°2017-609 du 24 avril 2017 - art. 4 décrit un complément à la constitution du dossier, au « 11° Pour les installations à implanter sur un site nouveau, l'avis du propriétaire, lorsqu'il n'est pas le pétitionnaire, ainsi que celui du maire ou du président de l'établissement public de coopération intercommunale compétent en matière d'urbanisme, sur l'état dans lequel devra être remis le site lors de l'arrêt définitif de l'installation ; ces avis sont réputés émis si les personnes consultées ne se sont pas prononcées dans un délai de quarante-cinq jours suivant leur saisine par le pétitionnaire ».

L'article R512-6 du code de l'environnement précise que ces avis sont réputés émis si les personnes consultées ne se sont pas prononcées dans un délai de 45 jours suivant leur saisine par le demandeur.

Les propriétaires ont été informés lors de la signature des baux du précédent projet accordé de la remise en état du site qui sera conforme à la réglementation et notamment à l'article L.553-3 et l'article D.181-15-2 du Code de l'Environnement.

L'exploitant d'une installation produisant de l'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent ou, en cas de défaillance, la société mère est responsable de son démantèlement et de la remise en état du site, dès qu'il est mis fin à l'exploitation, quel que soit le motif de la cessation de l'activité. A l'expiration des baux signés avec les propriétaires, la société SEPE La Côte Ronde est tenue, à ses frais :

- d'enlever et d'évacuer les éoliennes,
- d'enlever les câbles et réseaux divers,
- de détruire les chemins d'accès créés,
- de remettre le terrain en l'état,
- d'araser les fondations jusqu'à une profondeur qui sera définie,

conformément aux textes réglementaires applicables en la matière, à la date du démantèlement.

Les avis sur la remise en état du terrain sont présentés en pièces 8 du dossier de demande d'autorisation environnementale.

3.2.4 Les plans réglementaires

L'article R.512-6 modifié du Code de l'Environnement a été abrogé par le Décret n°2017-81 du 26 janvier 2017 - art. 6.

Les plans réglementaires sont définis par les articles suivants :

- Article R181-13, Créé par Décret n°2017-81 du 26 janvier 2017 - art. 1 :

2° La mention du lieu où le projet doit être réalisé ainsi qu'un plan de situation du projet à l'échelle 1/25 000, ou, à défaut au 1/50 000, indiquant son emplacement ;

7° Les éléments graphiques, plans ou cartes utiles à la compréhension des pièces du dossier, notamment de celles prévues par les 4° et 5° ;

- Article D181-15-2 I :

9° Un plan d'ensemble à l'échelle de 1/200 au minimum indiquant les dispositions projetées de l'installation ainsi que l'affectation des constructions et terrains avoisinants et le tracé de tous les réseaux enterrés existants. Une échelle réduite peut, à la requête du pétitionnaire, être admise par l'administration.

Dans ce contexte, les cartes de localisation et les plans descriptifs du site d'étude sont joints au dossier en pièce 7 :

- une carte au 1/25 000^e indiquant l'emplacement des installations,
- un plan d'ensemble à l'échelle 1/2 500^e des installations et de leurs abords jusqu'à une distance au moins égale à 600 mètres (1/10^{ème} du rayon d'affichage de 6km). Sur ce plan sont indiqués tous les bâtiments environnants avec leur affectation, les voies publiques de circulation, les points et cours d'eau,
- un plan de masse du site (échelle 1/1000 par dérogation au 1/200) indiquant les différents composants du parc éolien ainsi que, jusqu'à 35 mètres au moins de celle-ci, l'affectation des constructions et terrains avoisinants ainsi que le tracé de tous les réseaux enterrés existants.

4 Inventaire réglementaire

4.1 Classement

L'inventaire réglementaire du projet la Côte Ronde est repris dans le tableau ci-dessous :

RUBRIQUE	INTITULE DE LA RUBRIQUE	SITUATION FUTURE		
		NATURE DES INSTALLATIONS	CLA.	R.A.
2980	Installation terrestre de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et regroupant un ou plusieurs aérogénérateurs : <ol style="list-style-type: none"> 1. comprenant au moins un aérogénérateur dont le mât a une hauteur supérieure ou égale à 50m 2. comprenant uniquement des aérogénérateurs dont le mât a une hauteur inférieure à 50m et au moins un aérogénérateur dont le mât a une hauteur maximale supérieure ou égale à 12m et pour une puissance totale installée : <ol style="list-style-type: none"> a) supérieure ou égale à 20MW : A b) Inférieure à 20MW : D 	Parc éolien constitué de 6 éoliennes d'une hauteur de 150 m maximum et d'une puissance cumulée de 13,2 MW	A	6

Tableau 15 : Classement réglementaire du projet

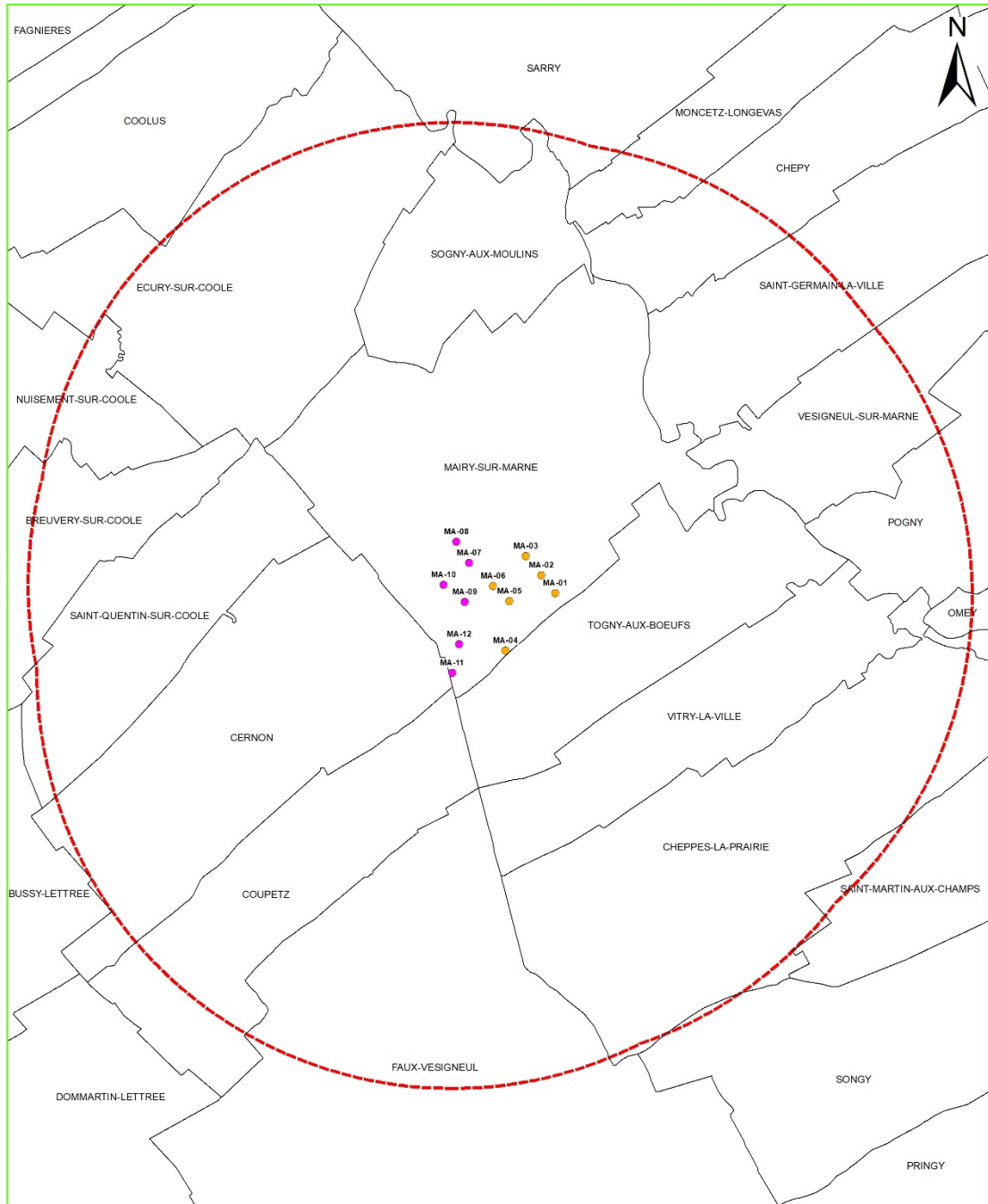
Les abréviations suivantes ont été utilisées dans ces tableaux :

A : Autorisation / D : Déclaration / DC : Déclaration avec contrôle périodique / NC : Non-Classé / RA : Rayon d'affichage (en km).

4.2 Rayon d'affichage

Le rayon d'affichage de l'autorisation d'exploiter est de 6 km. 22 communes du département de la Marne, sont concernées par ce rayon d'affichage et sont les suivantes : Mairy-sur-Marne, Sarry, Coolus, Ecury-sur-Coole, Nuisement-sur-Coole, Sogny-aux-Moulins, Moncetz-Longevas, Chepy, Saint-Germain-la-Ville, Vésigneul-sur-Marne, Pogny, Omey, Togny-aux-Bœufs, Vitry-la-Ville, Cheppes-la-Prairie, Saint-Martin-aux-Champs, Songy, Faux-Vésigneul, Coupetz, Cernon, Saint-Quentin-sur-Coole et Beuvrery-sur-Coole.

Pièce 3 : Description de la demande



Légende:

- SEPE La Côte Ronde
- SEPE Les Trente Journées
- Délimitation du périmètre de 6 km autour des éoliennes



Carte 5 : Rayon d'affichage et communes concernées

4.3 Exigences réglementaires

Les tableaux suivants reprennent les exigences réglementaires s'appliquant à la SEPE la Côte Ronde. Ils sont issus de l'arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement.

Le présent arrêté a été modifié par les arrêtés :

- Arrêté du 6 novembre 2014 modifiant l'arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement et l'arrêté du 26 août 2011 relatif à la remise en état et à la constitution des garanties financières pour les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent,
- Arrêté du 11 mai 2015 modifiant une série d'arrêtés ministériels pour prendre en compte la nouvelle nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement entrant en vigueur au 1er juin 2015 dans le cadre de la transposition de la directive n° 2012/18/UE du 4 juillet 2012.

Le projet de la SEPE La Côte Ronde répond à toutes ces exigences.

Pièce 3 : Description de la demande

ART.	CONTENU	CONFORMITE																																										
		C	NC	COMMENTAIRE																																								
SECTION 2 – IMPLANTATION																																												
3	Distances minimales d'implantation des aérogénérateurs (à partir de la base du mât) : . 500 mètres de toute construction à usage d'habitation, de tout immeuble habité ou de toute zone destinée à l'habitation telle que définie dans les documents d'urbanisme opposables en vigueur au 13 juillet 2010 ; . 300 mètres d'une installation nucléaire de base visée par l' article 28 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire ou d'une installation seuil bas ou seuil haut définie à l'article R. 511-10 du code de l'environnement.	X		Eoliennes à plus de 500 m des habitations et zones habitables Aucune ICPE ou site SEVESO ne se trouve dans un rayon de 300 m.																																								
4	Distances minimales d'implantation des aérogénérateurs par rapport aux radars (à partir de la base du mât) sauf accord écrit : <table border="1" data-bbox="398 646 1294 970"> <thead> <tr> <th></th> <th>DISTANCE MINIMALE d'éloignement en kilomètres</th> <th></th> <th>DISTANCE de protection en kilomètres</th> <th>DISTANCE MINIMALE d'éloignement en kilomètres</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="5">Radars de l'aviation civile :</td> </tr> <tr> <td>-radar primaire ;</td> <td>30</td> <td colspan="3">Radars météorologiques :</td> </tr> <tr> <td>-radar secondaire ;</td> <td>16</td> <td>-radar de bande de fréquence C</td> <td>5</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>-VOR (Visual Omni Range).</td> <td>15</td> <td>-radar de bande de fréquence S</td> <td>10</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td colspan="5">Radars des ports (navigations maritimes et fluviales)</td> </tr> <tr> <td>Radars portuaires</td> <td>20</td> <td>-radar de bande de fréquence X</td> <td>4</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>Radars de centre régional de surveillance et de sauvetage</td> <td>10</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>Arrêté du 6 novembre 2014 modifiant l'arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement et l'arrêté du 26 août 2011 relatif à la remise en état et à la constitution des garanties financières pour les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent</p>		DISTANCE MINIMALE d'éloignement en kilomètres		DISTANCE de protection en kilomètres	DISTANCE MINIMALE d'éloignement en kilomètres	Radars de l'aviation civile :					-radar primaire ;	30	Radars météorologiques :			-radar secondaire ;	16	-radar de bande de fréquence C	5	20	-VOR (Visual Omni Range).	15	-radar de bande de fréquence S	10	30	Radars des ports (navigations maritimes et fluviales)					Radars portuaires	20	-radar de bande de fréquence X	4	10	Radars de centre régional de surveillance et de sauvetage	10						Le radar météorologique de Arcis-sur-Aube est localisé à plus de 20 km (environ 47 km) Météo France s'est prononcée favorablement au projet La DGAC, l'armée de l'air ont été consultées. Elles ont émis une limite de 462 m NGF en bout de pale à ne pas dépasser
	DISTANCE MINIMALE d'éloignement en kilomètres		DISTANCE de protection en kilomètres	DISTANCE MINIMALE d'éloignement en kilomètres																																								
Radars de l'aviation civile :																																												
-radar primaire ;	30	Radars météorologiques :																																										
-radar secondaire ;	16	-radar de bande de fréquence C	5	20																																								
-VOR (Visual Omni Range).	15	-radar de bande de fréquence S	10	30																																								
Radars des ports (navigations maritimes et fluviales)																																												
Radars portuaires	20	-radar de bande de fréquence X	4	10																																								
Radars de centre régional de surveillance et de sauvetage	10																																											
	Configuration à valider par l'accord écrit des services de la zone aérienne de défense du secteur étudié.			La DGAC, l'armée de l'air ont été consultées. Elles ont émis une limite de 462 m NGF en bout de pale à ne pas dépasser.																																								
5	Effets stroboscopiques : Si une éolienne est située à moins de 250 m d'un bâtiment à usage de bureaux : étude démontrant que l'ombre projetée n'impacte pas plus de 30h/an et 1/2h / j le bâtiment	X		Aucune zone de bureaux existante ou prévue à moins de 250m																																								
6	Champ magnétique : Les habitations voisines ne doivent pas être exposées à un champ magnétique > 100 microteslas à 50-60Hz.	X		Aucun impact lié aux champs électromagnétiques identifié																																								

Tableau 16 : Exigences réglementaires – rubrique 2980 (1/5)

Pièce 3 : Description de la demande




ART.	CONTENU	CONFORMITE		
		C	NC	COMMENTAIRE
SECTION 3 : DISPOSITIONS CONSTRUCTIVES				
7	Présence d'une voie d'accès carrossable (intervention des services d'incendie et de secours)	X		Les chemins d'accès existants seront aménagés pour permettre l'acheminement des éléments du parc. Des chemins d'accès seront créés pour accéder aux éoliennes MA-08, MA-10 et MA-12
	Accès bien entretenu			
	Abords de l'installation maintenus en bon état de propreté			
8	Aérogénérateurs conformes à la norme NF EN 61 400-1 (06/2006) ou CEI 61 400-1 (2005) ou toute norme équivalente	X		 <i>Annexe 2 : Certificats de conformité des aérogénérateurs</i>
	L'exploitant tient à disposition les rapports attestant de la conformité des aérogénérateurs à ces normes et à l'article R111-38 du code de la construction et de l'habitation (contrôle technique)			
9	Foudre :	X		-
	Installation mise à la terre			
	Aérogénérateurs conformes à la norme IEC 61 400-24 (06/2010)			
	L'exploitant tient à disposition les rapports attestant de la conformité à ces normes			
Maintenance incluant le contrôle visuel des pales et des éléments susceptibles d'être impactés par la foudre	X		 <i>Annexe 2 : Certificats de conformité des aérogénérateurs</i> Cf. Pièce 5-1 : Etude de dangers : Description des opérations de maintenance	
10	Installations électriques :	X		 <i>Annexe 2 : Certificats de conformité des aérogénérateurs</i>
	Intérieur de l'aérogénérateur : respect de la directive du 17 mai 2006			
	Installations électriques extérieures : <ul style="list-style-type: none"> - Conformité avec la norme NFC 15-100 (2008) NFC 13-100 (2001) et NFC 13-200 (2009) - Entretien et contrôle avant la mise en service puis annuellement - Vérifications des installations fixées par l'arrêté du 10 octobre 2000 			
11	Balisage conforme aux articles L6351-6 et L6352-1 du code des transports + R243-1 et R244-1 du code de l'aviation civile	X		Cf. Pièce 4-1 : Etude d'impact, paragraphe « Balisage lumineux »

Tableau 17 : Exigences réglementaires – rubrique 2980 (2/5)

Pièce 3 : Description de la demande

ART.	CONTENU	CONFORMITE		
		C	NC	COMMENTAIRE
SECTION 4 : EXPLOITATION				
12	Suivi environnemental avec estimation de la mortalité de l'avifaune et des chiroptères : <ul style="list-style-type: none"> - au moins une fois au cours des 3 premières années de fonctionnement - puis une fois tous les 10 ans 	X		Un tel suivi sera réalisé, notamment d'après les préconisations de l'étude écologique réalisée dans le cadre du chapitre « étude d'impact » (Pièce 4-1)
13	Accès à l'intérieur des aérogénérateurs interdit aux personnes étrangères à l'installation	X		Cf. notamment l'étude de dangers (Pièce 5-1) description des opérations de maintenance et des consignes de sécurité
	Accès fermés à clef : <ul style="list-style-type: none"> - Intérieur des aérogénérateurs - Postes de transformation, de raccordement ou de livraison 			
14	Prescriptions à afficher au niveau des aérogénérateurs et du poste de livraison/de raccordement : <ul style="list-style-type: none"> - consignes de sécurité en cas de situation anormale - interdiction de pénétrer dans l'aérogénérateur - mise en garde face aux risques d'électrocution - mise en garde face au risque de chute de glace 			
15	Essais à réaliser avant la mise en service puis au moins annuellement : <ul style="list-style-type: none"> - arrêt - arrêt d'urgence - arrêt depuis un régime de survitesse 			
16	Intérieur des aérogénérateurs maintenu propre			
	Interdiction de stocker des produits combustibles ou inflammables dans l'aérogénérateur			
17	Formation du personnel : <ul style="list-style-type: none"> - risques présentés par l'installation, - moyens d'évitement de ces risques, - procédures à suivre en cas d'urgence. 			
	Contrôle de l'aérogénérateur : (=contrôle des brides de fixation + des brides de mât + de la fixation des pâles + contrôle visuel du mât) : <ul style="list-style-type: none"> - après l'installation : au bout de 3 mois, puis 1 an - puis au moins tous les 3 ans 			
18	Contrôle des systèmes instrumentés de sécurité au moins tous les ans			
	Manuel d'entretien avec : <ul style="list-style-type: none"> - nature et fréquence d'entretien / maintenance - défaillances constatées et mesures correctives engagées 			
20	Elimination des déchets produits dans des installations dûment autorisées			
	Brûlage des déchets à l'air libre interdit			
21	Les Déchets Non Dangereux sont récupérés, valorisés ou éliminés dans des installations autorisées			
	Déchets d'emballage, si volume hebdomadaire >1100L et non remis à la collectivité : valorisation par réemploi recyclage ou toute autre action visant à obtenir des matériaux utilisables ou de l'énergie			

Tableau 18 : Exigences réglementaires – rubrique 2980 (3/5)

Pièce 3 : Description de la demande

ART.	CONTENU	CONFORMITE		
		C	NC	COMMENTAIRE
SECTION 5 - RISQUES				
22	Consignes d'exploitation : <ul style="list-style-type: none"> - procédures d'arrêt d'urgence et de mise en sécurité - procédures en cas de survitesse, gel, orages, tremblements de terre, haubans rompus ou relâchés, défaillance des freins, balourd du rotor, fixations détendues, défauts de lubrification, tempête de sable, incendie ou inondation. - limites de sécurité de fonctionnement et d'arrêt - précautions en cas d'emploi/stockage de produits incompatibles - procédures d'alertes (numéros de téléphone...) 	X		Cf. l'étude de dangers et notamment la description des consignes de sécurité et des mesures de maîtrise des risques (Pièce 5-1)
23	Système de détection d'incendie ou d'entrée de survitesse sur chaque aérogénérateur			
	Présence d'une liste de ces détecteurs avec leur fonctionnalité et leur entretien			
	Transmission de l'alerte dans un délai de 15 minutes après le dysfonctionnement			
24	Présence de moyens de lutte incendie appropriés dans chaque aérogénérateur, notamment : <ul style="list-style-type: none"> - Système d'alarme (cf. article 23) - Procédures d'arrêt d'urgence à mettre en place dans un délai de 60min - Au moins 2 extincteurs : 1 au sommet et 1 au pied de l'intérieur de l'aérogénérateur 			
	25*	Système de détection de formation de glace sur les pales Mise à l'arrêt en cas de formation importante de glace dans un délai de 60 min		

* Sauf si températures hivernales >0°C

Tableau 19 : Exigences réglementaires – rubrique 2980 (4/5)

Pièce 3 : Description de la demande

ART.	CONTENU	CONFORMITE								
		C	NC	COMMENTAIRE						
SECTION 6 – BRUIT										
26	Emergence : valeur limite admissible en ZER : <table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>NIVEAU DE BRUIT AMBIANT EXISTANT dans les zones à émergence réglementée incluant le bruit de l'installation</th> <th>EMERGENCE ADMISSIBLE POUR LA PÉRIODE allant de 7 heures à 22 heures</th> <th>EMERGENCE ADMISSIBLE POUR LA PÉRIODE allant de 22 heures à 7 heures</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sup à 35 dB (A)</td> <td>5 dB (A)</td> <td>3 dB (A)</td> </tr> </tbody> </table> <p>On peut augmenter ces valeurs en fonction de la durée cumulée d'apparition du bruit de l'installation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 20min < durée ≤ 2h : ajouter 3 - 2h < durée ≤ 4h : ajouter 2 - 4h < durée ≤ 8h : ajouter 1 	NIVEAU DE BRUIT AMBIANT EXISTANT dans les zones à émergence réglementée incluant le bruit de l'installation	EMERGENCE ADMISSIBLE POUR LA PÉRIODE allant de 7 heures à 22 heures	EMERGENCE ADMISSIBLE POUR LA PÉRIODE allant de 22 heures à 7 heures	Sup à 35 dB (A)	5 dB (A)	3 dB (A)	X		Cf. étude acoustique présentée en Pièce 7 : Documents demandés au titre du code de l'environnement
	NIVEAU DE BRUIT AMBIANT EXISTANT dans les zones à émergence réglementée incluant le bruit de l'installation	EMERGENCE ADMISSIBLE POUR LA PÉRIODE allant de 7 heures à 22 heures	EMERGENCE ADMISSIBLE POUR LA PÉRIODE allant de 22 heures à 7 heures							
	Sup à 35 dB (A)	5 dB (A)	3 dB (A)							
Niveau de bruit maximal (si bruit résiduel inférieur à ces limites) : <ul style="list-style-type: none"> - jour : 70 dB(A) - nuit : 60 dB(A) Le niveau de bruit est mesuré : <ul style="list-style-type: none"> - en n'importe quel point du périmètre de mesure* si aucune ZER ne se situe dans ce périmètre - à la distance R de chaque aérogénérateur en cas de ZER dans le périmètre 										
Si le bruit de l'établissement est à tonalité marquée de manière établie ou cyclique, sa durée d'apparition doit être < à 30% de la durée de fonctionnement de l'établissement.										
27	Limitation des émissions sonores des véhicules et engins de chantier Interdiction d'utiliser tout appareil de communication par voie acoustique (sirène...) gênant sauf en cas d'accident.	X		Les règles de chantier imposées aux sous-traitants suivent ces règles						
28	Mesures de bruit selon les normes NF S PR 31-114 « Acoustique – Mesurage du bruit dans l'environnement avec et sans activité éolienne » ; Et la Norme NF S 31-010 – « Caractérisation et mesurage des bruits de l'environnement »	X		Cf. étude acoustique présentée en Pièce 7 : Documents demandés au titre du code de l'environnement						

* périmètre constitué du plus petit polygone contenant les disques de rayon R ($R = 1,2 \times (\text{hauteur de moyeu} + \text{longueur d'un demi-rotor})$) de centre chaque aérogénérateur et de rayon R.

Tableau 20 : Exigences réglementaires – rubrique 2980 (5/5)



Annexe 1

Extrait KBis de la SEPE la Côte Ronde

Greffes du Tribunal d'Instance de Strasbourg

REGISTRE DU COMMERCE
45 RUE DU FOSSE DES TREIZE
CS 60444
67008 STRASBOURG CEDEX

Code de vérification : CkqLsMXknv
<https://www.infogreffe.fr/contrôle>



N° de gestion 2018B01136

Extrait Kbis**EXTRAIT D'IMMATRICULATION PRINCIPALE AU REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIÉTÉS**
à jour au 17 juillet 2019**IDENTIFICATION DE LA PERSONNE MORALE**

<i>Immatriculation au RCS, numéro</i>	839 309 184 R.C.S. Strasbourg
<i>Date d'immatriculation</i>	23/05/2018
<i>Dénomination ou raison sociale</i>	SEPE LA COTE RONDE
<i>Forme juridique</i>	Société à responsabilité limitée à associé unique
<i>Capital social</i>	15 000,00 Euros
<i>Adresse du siège</i>	1 rue de Berne 67300 Schiltigheim
<i>Durée de la personne morale</i>	Jusqu'au 22/05/2117
<i>Date de clôture de l'exercice social</i>	31 décembre
<i>Date de clôture du 1er exercice social</i>	31/12/2018

GESTION, DIRECTION, ADMINISTRATION, CONTRÔLE, ASSOCIÉS OU MEMBRES**Gérant**

<i>Nom, prénoms</i>	KAYSER Fabien
<i>Date et lieu de naissance</i>	Le 21/07/1969 à Haguenau (67)
<i>Nationalité</i>	FRANCAISE
<i>Domicile personnel</i>	1 rue Principale Neubourg 67350 Dauendorf

RENSEIGNEMENTS RELATIFS A L'ACTIVITE ET A L'ETABLISSEMENT PRINCIPAL

<i>Adresse de l'établissement</i>	1 rue de Berne 67300 Schiltigheim
<i>Activité(s) exercée(s)</i>	Acquisition et exploitation d'installations utilisant l'énergie mécanique du vent pour la production d'énergie électrique
<i>Date de commencement d'activité</i>	04/04/2018
<i>Origine du fonds ou de l'activité</i>	Création
<i>Mode d'exploitation</i>	Exploitation directe

Le Greffier



FIN DE L'EXTRAIT



Annexe 2

Certificats de conformité des aérogénérateurs

TYPE CERTIFICATE

Certificate No.:
TC-DNVGL-SE-0074-02382-2

Issued:
2017-09-29

Valid until:
2020-01-16

Issued for:

Vestas V110 2.0-2.2 MW 50 Hz VCS Mk 10

Specified in Annex 1 and Annex 2

Issued to:

Vestas Wind Systems A/S

Hedeager 42
8200 Aarhus N
Denmark

According to:

IEC 61400-22:2010-05 Wind turbines – Part 22: Conformity testing and certification

Based on the documents:

DB-DNVGL-SE-0074-02383-1
DE-DNVGL-SE-0074-02384-1
TT-DNVGL-SE-0074-02385-1
ME-DNVGL-SE-0074-02386-2

Design Basis Conformity Statement, dated 2017-09-29
Design Evaluation Conformity Statement, dated 2017-09-29
Type Test Conformity Statement, dated 2017-09-29
Manufacturing Evaluation Conformity Statement,
dated 2017-09-29

FER-TC-DNVGL-SE-0074-02382-2

Final Evaluation Report, dated 2017-09-29

Changes of the system design, the production and erection or the manufacturer's quality system are to be approved by DNV GL.



Hellerup, 2017-09-29

For DNV GL Renewables Certification

Christer Eriksson
Service Line Leader for Type Certification

W 301112018



By DAKKS according DIN EN IEC/ISO 17065 accredited Certification Body for products. The accreditation is valid for the fields of certification listed in the certificate.

Hellerup, 2017-09-29

For DNV GL Renewables Certification

Mark Wollenberg
Project Manager

The accredited certification body is Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Brooktorkai 18, 20457 Hamburg.

DNV GL Renewables Certification is the trading name of DNV GL's certification business in the renewable energy industry.

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

TYPE CERTIFICATE - ANNEX 1

Certificate No.: TC-DNVGL-SE-0074-02382-2

Page 2 of 6

Wind turbine type certification

Basic standard

IEC 61400-1 ed. 3 + A1

IEC WT class

S (specified below for each configuration ID numbers)

General

Power regulation

pitch-controlled

Rotor orientation

upwind

Rotor tilt

6°

Cone angle

3°

Rated power

ID 1, 2 & 3: 2.0 MW*

ID 4, 5 & 6: 2.2 MW**

* derating strategy for cooler top 30 at ambient temperature above 35°C

* derating strategy for cooler top 40 at ambient temperature above 40°C

** derating strategies for ambient temperature above 30°C

Rated wind speed V_r

ID 1, 2 & 3: 9.6 m/s

ID 4, 5 & 6: 10.0 m/s

Rotor diameter

110 m

Hub height(s)

75m, 80 m, 95 m, 110 m, 120 m and 125 m

Hub height operating wind speed range $V_{in} - V_{out}$

ID 1, 2 & 3: 3-22 m/s with high wind operation from 19 m/s

ID 4, 5 & 6: 3-20 m/s

Design life time

20 years

Software version

VMP Global 17.06.44

Wind conditions

Wind conditions ID1 to ID3: Wind turbine class S (IIIA/IIIB/IIIC except for temperature ranges)

Annual average wind speed at hub height V_{ave}

Reference wind speed V_{ref}

Mean flow inclination

Hub height extreme wind speed V_{e50}

Mean turbulence intensity I_{ref} at $V_{hub} = 15$ m/s

7.5 m/s *

37.5 m/s

8°

52.5 m/s

ID1: 0.16 (IEC turbulence class A)

ID2: 0.14 (IEC turbulence class B)

ID3: 0.12 (IEC turbulence class C)

Wind conditions ID4 to ID6: Wind turbine class S

Annual average wind speed at hub height V_{ave}

Reference wind speed V_{ref}

Mean flow inclination

Hub height extreme wind speed V_{e50}

Mean turbulence intensity I_{ref} at $V_{hub} = 15$ m/s

6.5 m/s

37.5 m/s

8°

52.5 m/s

ID4: 0.16 (IEC turbulence class A)

ID5: 0.14 (IEC turbulence class B)

ID6: 0.12 (IEC turbulence class C)

Electrical network conditions

Normal supply voltage and range

10.5 kV-35 kV

Normal supply frequency and range

50 Hz

Voltage imbalance

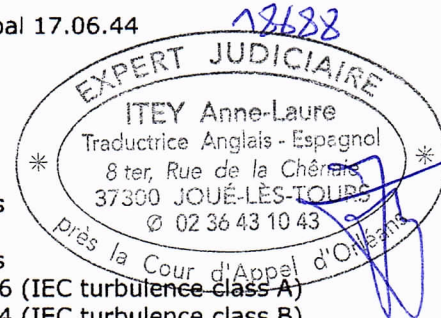
<3 %

Maximum duration of electrical power network outages

Not dimensioning

Number of electrical network outages

50



le 30/11/2018

The accredited certification body is Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Brooktorkai 18, 20457 Hamburg. DNV GL Renewables Certification is the trading name of DNV GL's certification business in the renewable energy industry.

PUBLIC



DNV·GL

Le 30/11/2018

TYPE CERTIFICATE - ANNEX 1

Certificate No.: TC-DNVGL-SE-0074-02382-2

Page 3 of 6

Other environmental conditions

Standard temperature turbine (IEC standard temperature range)

Operating temperature -20°C to +45°C
 Extreme temperature, stand still -30°C to +50°C

Low Temperature turbine

(LT, turbine components and operating strategy are identical to the standard temperature turbine but additional heating elements are installed for low temperature usage)

Operating temperature -30°C to +45°C
 Extreme temperature, stand still -40°C to +50°C

Relative humidity of the air

100 % (max 10 % of lifetime)

Air density

1.225 kg/m³ *

* LT: The -30°C minimum operating temperature has been verified for loads and structural integrity by considering an air density of 1.325 kg/m³

Solar radiation

The turbine shall resist solar radiation (including UV) with 1000 W/m² and 8000 MJ/m² per year throughout the design lifetime

Description of lightning protection system

IEC 61400-24:2010, Protection Level 1

Major components

Blade

Type	54m Structural shell
Manufacturer	Vestas, TPI China
Material	Glass fibre and carbon fibre reinforced epoxy
Blade length	54 m
Number of blades	3
Drawing / Data sheet / Part no.	ID1 to ID3: 29061061 or 29083499 ID4 to ID6: 29061061

Blade bearing

Type	2 row 4-point contact ball bearing
Manufacturer	Rollix
Drawing / Data sheet / Part no.	13-1920-02-DD0-5
Type	2 row 4-point contact ball bearing
Manufacturer	Liebherr
Drawing / Data sheet / Part no.	648 VO 802-000
Type	2 row 4-point contact ball bearing
Manufacturer	TMB
Drawing / Data sheet / Part no.	B030.65.1920K

Pitch system

Type	One cylinder per blade
Manufacturer	LJM, Glual and Hine
Controller type	Hydraulic
Motor / actuator	Hydraulic

Main shaft

Type	Forged hollow trumpet shaft
Material	42CrMo4
Drawing / Data sheet / Part no.	29085836

Type	Two double row spherical roller bearing
------	---

The accredited certification body is Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Brooktorkai 18, 20457 Hamburg. DNV GL Renewables Certification is the trading name of DNV GL's certification business in the renewable energy industry.

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

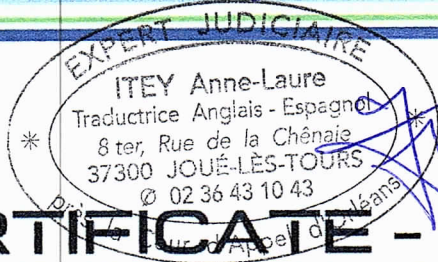
Original Instruction: T05 0063-5965 VER 02

T05 0063-5965 Ver 02 - Approved - Exported from DMS: 2017-10-11 by FAFCA

PUBLIC

12688

L 30/11/2018



DNV GL

TYPE CERTIFICATE - ANNEX 1

Certificate No.: TC-DNVGL-SE-0074-02382-2

Page 4 of 6

Main bearing

Manufacturer	SKF
Drawing / Data sheet / Part no.	230/630 CA/HM2 W33 24188 ECA/HM2 W33
Manufacturer	KOYO
Drawing / Data sheet / Part no.	230/630 RHAW33T 24188 RHAW33
Manufacturer	FAG
Drawing / Data sheet / Part no.	F-582558.PRL-WPO F-582559.PRL-WPO

Gearbox

Type	3 stage gearbox (1 planetary stage)
Manufacturer	Winergy
Gear Ratio	1:112.2
Drawing / Data sheet / Part no.	PEAB 4440
Type	3 stage gearbox (1 planetary stage)
Manufacturer	ZF
Gear Ratio	1:112.36
Drawing / Data sheet / Part no.	Atlas 1.2, 1.21

Yaw system

Drive type	Electrical motor
Manufacturer	ABB or Lafert
Drawing / Data sheet / Part no.	29005012
Bearing Type	Friction Bearing (PETP slide plate)
Manufacturer	Vestas Wind System A/S
Drawing / Data sheet / Part no.	29011239.V01
Gear Type	Planetary-/worm gear combination
Manufacturer	Bonfiglioli, Comer
Drawing / Data sheet / Part no.	29014048 (left) /29014049 (right)
Brake Type	Friction brake, motor brake included in the drive unit
Manufacturer	ABB or Lafert
Drawing / Data sheet / Part no.	29005012

Generator

Manufacturer	Vestas
Type	DVSG 500/4M SP. (Asynchronous generator with wound rotor)
Rated power	2060 kW or 2260 kW
Rated frequency	50 Hz
Rated speed	1680 rpm
Rated voltage	690 VAC
Rated stator current	1573 A or 1713 A
Insulation class	H/H
Degree of protection	IP54
Drawing / Data sheet / Part no.	0007-0081.V09 (2060 kW) 0057-1280.V02 (2260kW)

Converter

Manufacturer	Vestas Wind System A/S
Type	Full quadrant IGBT

The accredited certification body is Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Brooktorkai 18, 20457 Hamburg. DNV GL Renewables Certification is the trading name of DNV GL's certification business in the renewable energy industry.

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0063-5965 VER 02

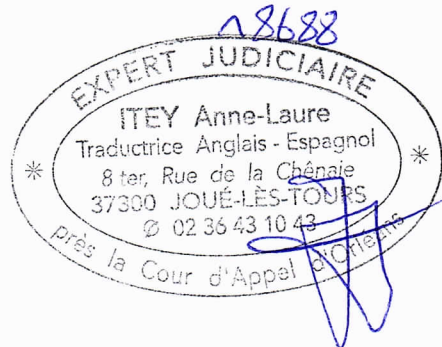
T05 0063-5965 Ver 02 - Approved - Exported from DMS: 2017-10-11 by FAFCA

TYPE CERTIFICATE - ANNEX 1

Certificate No.: TC-DNVGL-SE-0074-02382-2

Page 5 of 6

	Rated voltage	480 V
	Nominal current (at 2.0 MW)	
	Grid	240 A
	Rotor	592 A
	Nominal current (at 2.2 MW)	
	Grid	256 A
	Rotor	655 A
	Degree of protection	IP 54
Transformer	Manufacturer	Siemens, SGB
	Type	Dry type
	Rated voltage	HV side: 10.5-35.0 [kV] LV side: 690 [V] +/-2% & 480 [V] +/-2%
Tower	Type	Tubular steel
	Manufacturer	Several, see manufacturing evaluation conformity statement
	Number of sections	Please refer to annex 2
	Length	Please refer to annex 2
	Drawing / Data sheet / Part no.	Please refer to annex 2
Foundation load(s)		Please refer to annex 2
Manuals	O&M manual	See list of manuals 0068-9605.V01
	Transport manual	See list of manuals 0068-9605.V01
	Installation / Commissioning manual	See list of manuals 0068-9605.V01
Service lift (optional)	Not included	
Crane (optional)	Not included	



L 30/11/2018

TYPE CERTIFICATE - ANNEX 2

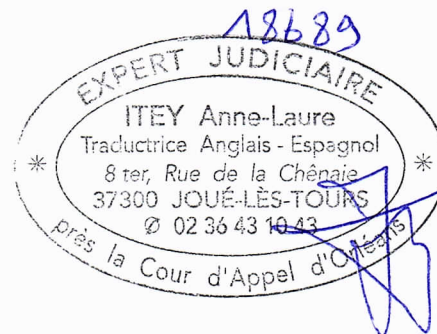
Certificate No.: TC-DNVGL-SE-0074-02382-2

Page 6 of 6

Tower list

HH	Tower No.	Sections	Drawing	Foundation loads	ID
75	T2X302	3	0059-1124.V00	0065-7541.V01 0065-7546.V01*	ID2, ID5
80	T2X103	4	0043-5737.V00	0063-5617.V01 0063-5639.V01*	ID1, ID4
80	T2X203	3	0044-7632.V01	0063-5618.V02 0063-5640.V02*	ID3, ID6
80	T2X300	3	0056-9134.V00	0063-5619.V01 0063-5642.V01*	ID1, ID4
95	T2X122	4	0039-6458.V00	0063-5621.V01 0063-5643.V01*	ID1, ID4
95	T2X123	4	0051-4179.V00	0063-5625.V01 0063-5645.V01*	ID1, ID4
95	T2X222	4	0044-7654.V01	0063-5628.V01 0063-5646.V01*	ID2, ID5
95	T2X320	4	0056-8544.V01	0063-5630.V01 0063-5648.V01*	ID1, ID4
95	T2X321	4	0056-9137.V01	0063-5631.V01 0063-5649.V01*	ID2, ID5
110	T2X330	4	0056-9139.V02	0063-5632.V01 0063-5650.V01*	ID2, ID5
120	T2X331	5	0056-9140.V02	0063-5633.V01 0063-5651.V01*	ID2, ID5
125	T2X133	5	0048-4332.V00	0063-5634.V01 0063-5652.V01*	ID2, ID5

* Up to 3m above ground due to raised foundations



L 30/11/2018

PUBLIC

DNV GL

CERTIFICAT DE TYPE

Certificat n° :
TC-DNVGL-SE-0074-02382-2

Délivré :
29/09/2017

Valide jusqu'au :
16/01/2020

Délivré pour :

Vestas V110 2.0-2.2 MW 50 Hz VCS Mk 10

Spécifié en Annexe 1 et 2

Délivré à :

Vestas Wind Systems A/S

Hedeager 42
8200 Aarhus N
Danemark

Conformément à :

IEC 61400-22:2010-05 Éoliennes - Partie 22 : Essais de conformité et certification

Basé sur les documents :

DB-DNVGL-SE-0074-02383-1	Déclaration de conformité de base de conception du 29/09/2017
DE-DNVGL-SE-0074-02384-1	Déclaration de conformité d'évaluation de conception du 29/09/2017
TT-DNVGL-SE-0074-02385-1	Déclaration de conformité des essais de type du 29/09/2017
ME-DNVGL-SE-0074-02386-2	Déclaration de conformité d'évaluation de fabrication du 29/09/2017
FER-TC-DNVGL-SE-0074-02382-2	Rapport d'évaluation final du 29/09/2017

Tout changement dans la conception du système, la production et la construction ou le système qualité du fabricant doit être approuvé par DNV GL.

Hellerup, 29/09/2017

Pour DNV GL Renewables Certification

[Signature illisible]

Christer Eriksson

Chef de secteur de service pour la Certification de type

DAkKS

Par DAkKS, organisme de certification de produits accrédité conformément à la norme DIN EN IEC/ISO 17065. L'accréditation est valide pour les domaines de certification énumérés dans le certificat.

Hellerup, 29/09/2017

Pour DNV GL Renewables Certification

[Signature illisible]

Mark Wollenberg

Chef de projet



CERTIFICAT DE TYPE – ANNEXE 1

Certificat n° : TC-DNVGL-SE-0074-02382-2

Certification de type d'éolienne

Norme de base IEC 61400-1 ed. 3 + A1

Classe IEC éolienne S (spécifié ci-dessous pour chaque numéro ID de configuration)

Général

Régulation de puissance contrôle à calage variable
 Orientation de rotor face au vent
 Inclinaison de rotor 6°
 Angle de cône 3°
 Puissance nominale ID 1, 2 & 3 : 2,0 MW*
 ID 4, 5 & 6 : 2,2 MW**

* Stratégie de réduction de puissance pour dispositif de refroidissement supérieur 30 à une température ambiante supérieure à 35°C

* Stratégie de réduction de puissance pour dispositif de refroidissement supérieur 40 à une température ambiante supérieure à 40°C

** Stratégies de réduction de puissance pour température ambiante supérieure à 30°C

Vitesse de vent nominale V_r ID 1, 2 & 3 : 9,6 m/s
 ID 4, 5 & 6 : 10,0 m/s

Diamètre de rotor 110 m

Hauteur(s) de moyeu 75 m, 80 m, 95 m, 110 m, 120 m et 125 m

Plage de vitesse de vent à hauteur de moyeu $V_{in} - V_{out}$ ID 1, 2 & 3 : 3-22 m/s avec fonctionnement vent fort à partir de 19 m/s
 ID 4, 5 & 6 : 3-20 m/s

Durée de vie 20 ans

Version de logiciel VMP Global 17.06.44

Conditions de vent

Conditions de vent ID1 à ID3 : Éolienne classe S (IIIA/IIIB/IIIC sauf pour les plages de température)

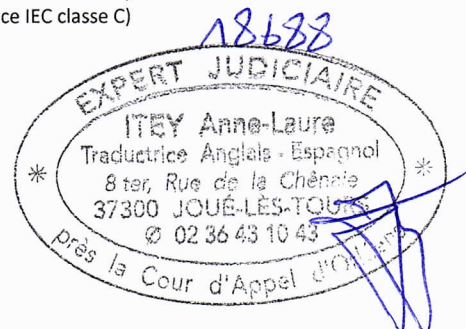
Vitesse de vent moyenne annuelle à hauteur de moyeu V_{ave} 7,5 m/s
 Vitesse de vent de référence V_{ref} 37,5 m/s
 Angle de flux moyen 8°
 Vitesse de vent maximum à hauteur de moyeu V_{e50} 52,5 m/s
 Intensité de turbulence moyenne I_{ref} à $V_{hub} = 15$ m/s ID1 : 0,16 (Turbulence IEC classe A)
 ID2 : 0,14 (Turbulence IEC classe B)
 ID3 : 0,12 (Turbulence IEC classe C)

Conditions de vent ID4 à ID6 : Éolienne classe S (IIIA/IIIB/IIIC sauf pour les plages de température)

Vitesse de vent moyenne annuelle à hauteur de moyeu V_{ave} 6,5 m/s
 Vitesse de vent de référence V_{ref} 37,5 m/s
 Angle de flux moyen 8°
 Vitesse de vent maximum à hauteur de moyeu V_{e50} 52,5 m/s
 Intensité de turbulence moyenne I_{ref} à $V_{hub} = 15$ m/s ID4 : 0,16 (Turbulence IEC classe A)
 ID5 : 0,14 (Turbulence IEC classe B)
 ID6 : 0,12 (Turbulence IEC classe C)

Caractéristiques du réseau électrique

Plage et tension d'alimentation normale 10,5 kV - 35 kV
 Plage et fréquence d'alimentation normale 50 Hz
 Déséquilibre de tension <3 %
 Durée maximum des coupures de courant Non dimensionné
 Nombre de coupures de courant 50



L'organisme de certification accrédité est Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Brooktorkai 18, 20457 Hambourg.

DNV GL Renewables Certification est la dénomination commerciale de la société de certification de DNV GL dans le secteur des énergies renouvelables.

MENTION LÉGALE DE VESTAS

L 30/11/2018

CERTIFICAT DE TYPE – ANNEXE 1

Certificat n° : TC-DNVGL-SE-0074-02382-2

Autres conditions environnementales

Éolienne à température standard (plage de température standard IEC)

Température de fonctionnement	-20°C à +45°C
Température maximum, à l'arrêt	-30°C à +50°C

Éolienne à basse température

(La BT, les composants d'éolienne et la stratégie de fonctionnement sont identiques à l'éolienne à température standard mais des éléments de chauffage additionnels sont installés pour une utilisation à basse température)

Température de fonctionnement	-20°C à +45°C
Température maximum, à l'arrêt	-30°C à +50°C

Humidité relative de l'air

100 % (max 10 % de la durée de vie)

Densité de l'air

1,225 kg/m³*

* BT : La température de fonctionnement minimum de -30°C a été vérifiée pour des charges et une intégrité structurelle avec une densité d'air de 1,325 kg/m³

Rayonnement solaire

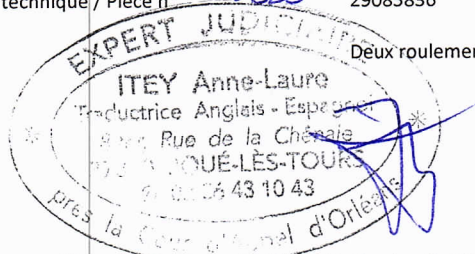
L'éolienne résistera à un rayonnement solaire (UV compris) de 1000 W/m² et 8000 MJ/m² par an tout au long de la durée de vie de conception

Description du système de protection contre la foudre

IEC 61400-24:2010, Niveau de protection 1

Principaux composants

Pale	Type	Enveloppe structurelle de 54 m
	Fabricant	Vestas, TPI Chine
	Matériau	Époxy renforcée par des fibres de carbone et de verre
	Longueur de pale	54 m
	Nombre de pales	3
	Dessin / Fiche technique / Pièce n°	ID1 à ID3 : 29061061 ou 29083499 ID4 à ID6 : 29061061
Roulement de pale	Type	Roulement à billes à contact à 4 points à 2 rangées
	Fabricant	Rollix
	Dessin / Fiche technique / Pièce n°	13-1920-02-DD0-5
	Type	Roulement à billes à contact à 4 points à 2 rangées
	Fabricant	Liebherr
	Dessin / Fiche technique / Pièce n°	648 VO 802-000
	Type	Roulement à billes à contact à 4 points à 2 rangées
	Fabricant	TMB
	Dessin / Fiche technique / Pièce n°	B030.65.1920K
Système de pas	Type	Un cylindre par pale
	Fabricant	LJM, Glual and Hine
	Type de commande	Hydraulique
	Moteur / Actionneur	Hydraulique
Arbre principal	Type	Arbre en entonnoir creux forgé
	Matériau	42CrMo4
	Dessin / Fiche technique / Pièce n°	29085836
	Type	Deux roulements à rotule à deux rangées



6 30/11/2018

L'organisme de certification accrédité est Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Brooktorkai 18, 20457 Hambourg.

DNV GL Renewables Certification est la dénomination commerciale de la société de certification de DNV GL dans le secteur des énergies renouvelables.

MENTION LÉGALE DE VESTAS

PUBLIC

DNV GL

CERTIFICAT DE TYPE – ANNEXE 1

Certificat n° : TC-DNVGL-SE-0074-02382-2

Palier principal

Fabricant SKF
 Dessin / Fiche technique / Pièce n° 230/630 CA/HM2 W33
 24188 ECA/HM2 W33

Fabricant KOYO
 Dessin / Fiche technique / Pièce n° 230/630 RHAW33T
 24188 RHAW33

Fabricant FAG
 Dessin / Fiche technique / Pièce n° F-582558.PRL-WPO
 F-582559.PRL-WPO

Transmission

Type Transmission à 3 étages (1 étage planétaire)
 Fabricant Winergy
 Rapport 1:112.2
 Dessin / Fiche technique / Pièce n° PEAB 4440

Type Transmission à 3 étages (1 étage planétaire)
 Fabricant ZF
 Rapport 1:112.36
 Dessin / Fiche technique / Pièce n° Atlas 1.2, 1.21

Système de lacet

Type d'entraînement Moteur électrique
 Fabricant ABB ou Lafert
 Dessin / Fiche technique / Pièce n° 29005012

Type de palier Palier de friction (plaque de coulissement PETP)
 Fabricant Vestas Wind System A/S
 Dessin / Fiche technique / Pièce n° 29011239.V01

Type de transmission Combinaison vis sans fin / planétaire
 Fabricant Bonfiglioli, Comer
 Dessin / Fiche technique / Pièce n° 29014048 (gauche) / 28014049 (droit)

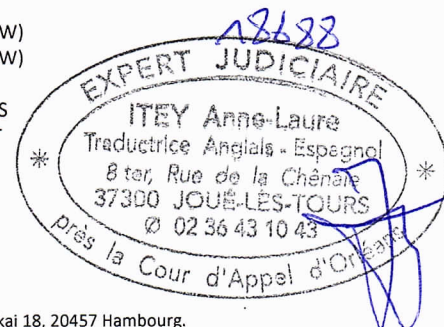
Type de frein Frein à friction, frein de moteur inclus dans l'unité
 d'entraînement
 Fabricant ABB ou Lafert
 Dessin / Fiche technique / Pièce n° 29005012

Générateur

Fabricant Vestas
 Type DVSG 500/4M SP.
 (Générateur asynchrone avec rotor bobiné)
 Puissance nominale 2060 kW ou 2260 kW
 Fréquence nominale 50 Hz
 Vitesse nominale 1680 tr/min
 Tension nominale 690 VAC
 Courant statorique nominal 1573 A ou 1713 A
 Classe d'isolation H/H
 Degré de protection IP54
 Dessin / Fiche technique / Pièce n° 0007-0081.V09 (2060 kW)
 0057-1280.V02 (2260 kW)

Convertisseur

Fabricant Vestas Wind System A/S
 Type Quadrant complet IGBT



L'organisme de certification accrédité est Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Brooktorkai 18, 20457 Hambourg.
 DNV GL Renewables Certification est la dénomination commerciale de la société de certification de DNV GL dans le secteur des énergies renouvelables.

MENTION LÉGALE DE VESTAS

L 30/11/2018

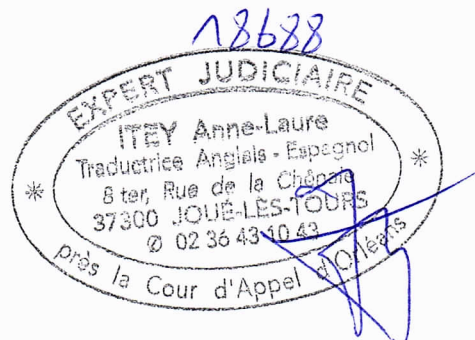
PUBLIC

DNV GL

CERTIFICAT DE TYPE – ANNEXE 1

Certificat n° : TC-DNVGL-SE-0074-02382-2

	Tension nominale	480 V
	Courant nominal (à 2,0 MW)	
	Grille	240 A
	Rotor	592 A
	Courant nominal (à 2,2 MW)	
	Grille	256 A
	Rotor	655 A
	Degré de protection	IP 54
Transformateur	Fabricant	Siemens, SGB
	Type	De type sec
	Tension nominale	Côté HV : 10,5-35,0 [kV] Côté LV : 690 [V] +/- 2 % & 480 [V] +/- 2 %
Tour	Type	Acier tubulaire
	Fabricant	Plusieurs, voir déclaration de conformité d'évaluation de fabrication
	Nombre de sections	Se référer à l'annexe 2
	Longueur	Se référer à l'annexe 2
	Dessin / Fiche technique / Pièce n°	Se référer à l'annexe 2
Charge(s) de fondation		
Manuels	Manuel de fonctionnement et d'entretien	Voir liste des manuels 0068-9605.V01
	Manuel de transport	Voir liste des manuels 0068-9605.V01
	Manuel d'installation / de mise en service	Voir liste des manuels 0068-9605.V01
Ascenseur de service (en option)	Non inclus	
Grue (en option)	Non incluse	



L 30/11/2018

PUBLIC

DNV GL

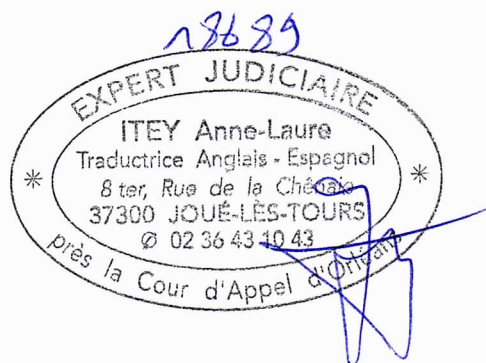
CERTIFICAT DE TYPE – ANNEXE 2

Certificat n° : TC-DNVGL-SE-0074-02382-2

Liste des tours

Hauteur	N° de tour	Sections	Dessin	Charges de fondation	ID
75	T2X302	3	0059-1124.V00	0065-7541.V01 0065-7546.V01*	ID2, ID5
80	T2X103	4	0043-5737.V00	0063-5617.V01 0063-5639.V01*	ID1, ID4
80	T2X203	3	0044-7632.V01	0063-5618.V02 0063-5640.V02*	ID3, ID6
80	T2X300	3	0056-9134.V00	0063-5619.V01 0063-5642.V01*	ID1, ID4
95	T2X122	4	0039-6458.V00	0063-5621.V01 0063-5643.V01*	ID1, ID4
95	T2X123	4	0051-4179.V00	0063-5625.V01 0063-5645.V01*	ID1, ID4
95	T2X222	4	0044-7654.V01	0063-5628.V01 0063-5646.V01*	ID2, ID5
95	T2X320	4	0056-8544.V01	0063-5630.V01 0063-5648.V01*	ID1, ID4
95	T2X321	4	0056-9137.V01	0063-5631.V01 0063-5649.V01*	ID2, ID5
110	T2X330	4	0056-9139.V02	0063-5632.V01 0063-5650.V01*	ID2, ID5
120	T2X331	5	0056-9140.V02	0063-5633.V01 0063-5651.V01*	ID2, ID5
125	T2X133	5	0048-4332.V00	0063-5634.V01 0063-5652.V01*	ID2, ID5

* Jusqu'à 3 m au-dessus du sol en raison des fondations surélevées



Le 30/11/2018