



DEMANDE D'AUTORISATION ENVIRONNEMENTALE
Projet éolien de la Moivre

PIECE N° 3 :
DESCRIPTION DE LA DEMANDE

- OCTOBRE 2019 -



Suivi du document :

Maitrise des enregistrements / Référence du document :

Référence	Versions
51_TENERGIE_Moivre_3_DescriptionDemande_v1	<p>Versions < 1 (0.1, 0.2, ...) versions de travail</p> <p>Version 1 : version du document à déposer</p> <p>Versions >1 : modifications ultérieures du document</p>

Evolutions du document :

Version	Date	Rédacteur(s)	Vérificateur(s)	Modification(s)
0.1	08/10/2019	CJ JL	MC	
0.2	10/10/2019	CJ JL	MC	
1	15/10/2019	CJ JL	MC	

Intervenants :

		Initiales	Société
Rédacteur (s) du document :	Camille JEANNEAU Julien LHOMME	CJ JL	IMPACT ET ENVIRONNEMENT
Vérificateur (s) :	Marina CANON	MC	TENERGIE

Contact :

Société	
Personne référente :	
Adresse :	
Contact :	Tel fixe :
	Tel mobile :
	E-mail :



Marina CANON
Cheffe de projets

ARTEPARC de Meyreuil – Bât A
Route de la Côte d'Azur
13590 MEYREUIL - FRANCE

04.88.80.56.62

06.66.78.24.52

mcanon@tenergie.fr

INTRODUCTION

L'objet de ce document est de présenter l'une des pièces constitutives du Dossier de Demande d'Autorisation Environnementale de la société **SAS TENERGIE DEVELOPPEMENT**, à savoir : **la description de la demande**.

Cette description porte en premier lieu sur la présentation du demandeur en apportant notamment les éléments relatifs aux capacités techniques et financières de l'exploitant telles que définies au point I.3 de l'article D.181-15-2 du code de l'environnement, ainsi que les modalités des garanties financières telles que prévues à l'article L.516-1 du code de l'environnement.

Par la suite, afin de rappeler le contexte dans lequel s'insère la présente demande, un bref rappel du contexte énergétique actuel ainsi que du contexte réglementaire spécifique à l'éolien est réalisé. Cette partie apporte des détails sur le principe de fonctionnement d'un parc éolien.

Un troisième temps est consacré à la présentation du contexte du projet. Il s'agit notamment d'apporter les informations relatives à l'emplacement, la nature et le volume du projet ainsi que les éléments relatifs à la ou les rubriques de la nomenclature ICPE concernée ainsi que le périmètre d'enquête publique. Des informations concernant le positionnement du projet vis-à-vis des zones favorables du Schéma Régional Eolien sont aussi fournies, tout comme l'historique du projet.

Les annexes du présent document regroupent plusieurs éléments réglementaires du dossier de demande d'autorisation environnementale, dont notamment le courrier de demande signé par le pétitionnaire.

Hormis la description de la demande (Pièce n°3), les autres pièces constitutives du dossier de Demande d'Autorisation Environnementale sont présentées indépendamment.

Pièce n°1 : CERFA n°15964*01	
Pièce n°2 : La note de présentation non-technique	CERFA N°15964*01 PJ N°7
Pièce n°3 : La description de la demande (Description des procédés de fabrication, Capacités techniques et financières, Modalités des garanties financières, Courrier de Demande d'Autorisation Environnementale)	CERFA N°15964*01 PJ N°3/46/47/60/62/63/68
Pièce n°4.1 : L'étude d'impact	CERFA N°15964*01 PJ N°4
Pièce n°4.2 : Le Résumé Non-Technique de l'étude d'impact	CERFA N°15964*01 ANNEXE PJ N°4
Pièce n°4.3 : Expertise liée à l'étude d'impact - Etude écologique incluant l'évaluation des incidences Natura 2000	CERFA N°15964*01 ANNEXE PJ N°4
Pièce n°4.4 : Expertise liée à l'étude d'impact - Etude acoustique	CERFA N°15964*01 ANNEXE PJ N°4
Pièce n°4.5 : Expertise liée à l'étude d'impact - Etude paysagère	CERFA N°15964*01 ANNEXE PJ N°4
Pièce n°5.1 : L'étude de dangers	CERFA N°15964*01 PJ N°46/49
Pièce n°5.2 : Le Résumé Non-Technique de l'étude de dangers	CERFA N°15964*01 ANNEXE PJ N°49
Pièce n°6 : Le document établissant que le projet est conforme aux documents d'urbanisme	CERFA N°15964*01 PJ N°64
Pièce n°7 : Les cartes et plans réglementaires demandés au titre du code de l'environnement	CERFA N°15964*01 PJ N°1/2/48
Pièce n°8 : Accords et avis consultatifs (Avis DGAC, Météo-France et Défense)	CERFA N°15964*01 ANNEXE PJ N°4

SOMMAIRE

INTRODUCTION	3
SOMMAIRE	4
TABLES DES ILLUSTRATIONS	5
I. PRESENTATION DU DEMANDEUR.....	6
II. CAPACITES TECHNIQUES ET FINANCIERES (PJ N°47).....	7
II.1. CAPACITES TECHNIQUES.....	7
II.1.1. Le groupe Tenergy	7
II.1.2. Les activités de Tenergy	7
II.1.3. Les filiales du Groupe Tenergy	7
II.1.4. Les centrales en production	8
II.1.5. Mise en œuvre des capacités techniques pour le projet du parc éolien de la Moivre	8
II.2. CAPACITES FINANCIERES	12
II.2.1. Chiffres clés	12
II.2.2. Etats financiers du groupe Tenergy.....	12
II.2.3. Plans d'affaires prévisionnels du projet	13
II.3. CONCLUSION SUR LES CAPACITES TECHNIQUES ET FINANCIERES	13
III. CONDITIONS DE REMISE EN ETAT DU SITE APRES EXPLOITATION.....	16
IV. CONSTITUTION DES GARANTIES FINANCIERES (PJ N°60)	16
IV.1. LE MONTANT DES GARANTIES	16
IV.2. LA NATURE ET LE DELAI DE LA CONSTITUTION DES GARANTIES	17
V. CONTEXTE DE L'ENERGIE EOLIENNE	18
V.1. CONTEXTE ENERGETIQUE	18
V.1.1. L'énergie actuelle : entre raréfaction et changement climatique	18
V.1.2. L'énergie éolienne dans le monde, en France et au niveau local	19
V.1.3. Les avantages de l'énergie éolienne	20
V.2. CONTEXTE REGLEMENTAIRE.....	21
V.2.1. Le Schéma Régional Eolien et le Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoires (SRADDET).....	21
V.2.2. Les installations classées pour la protection de l'Environnement (ICPE) – Rubrique du projet.....	22
V.2.3. L'Autorisation Environnementale et le processus d'évaluation environnementale.....	22
V.2.4. L'étude d'impact.....	23
V.2.5. La dérogation aux interdictions de destruction d'espèces et d'habitats naturels.....	24
V.2.6. L'évaluation des incidences Natura 2000.....	24
V.2.7. L'autorisation ou la déclaration au titre de la loi sur l'eau	24
V.2.8. L'autorisation d'exploiter au titre de l'article L.311-1 du code de l'énergie.....	25
V.2.9. L'autorisation de défrichement.....	25
V.2.10. L'autorisation spéciale au titre du code du patrimoine	25
V.2.11. L'étude préalable sur l'économie agricole	25
VI. CONTEXTE DU PROJET.....	27
VI.1. LOCALISATION DU PROJET.....	27
VI.1.1. Localisation générale du site.....	27
VI.1.2. Identification cadastrale et foncière	27
VI.2. DESCRIPTION DU PROJET.....	29
VI.2.1. Nature de l'activité	29
VI.2.2. Principes généraux de fonctionnement d'une éolienne et d'un parc éolien : procédés de fabrication et matières mises en œuvre (PJ n°46) ...	29
VI.2.3. Composition du parc éolien de la Moivre	30
VI.2.4. Volume de l'activité : production attendue	30
VI.3. CONCERTATION ET COMMUNICATION AUTOUR DU PROJET EOLIEN	31
VI.3.1. Historique du projet, information et concertation en « amont ».....	31
VI.3.2. L'enquête publique, composante essentielle du processus d'information du public « en amont »de la décision finale	33
ANNEXE 1 : COURRIER DE DEMANDE D'AUTORISATION ENVIRONNEMENTALE INCLUANT LA LETTRE DE CONSTITUTION DES GARANTIES FINANCIERES ET LETTRE DE DEROGATION D'ECHELLE.....	34
ANNEXE 2 : KBIS DES SOCIETES TENERGIE DEVELOPPEMENT ET TENERGIE.....	36
ANNEXE 3 : CERTIFICATION ISO 9001 ET 14001 DE TENERGIE	39

ANNEXE 4 : LETTRE D'ENGAGEMENT DE FINANCEMENT DE TENERGIE ET LETTRES DE SOUTIEN BANCAIRE	41
ANNEXE 5 : AVIS DU MAIRE ET DES PROPRIETAIRES SUR LA REMISE EN ETAT DU SITE APRES EXPLOITATION ET ACCORDS FONCIERS (PJ N°3, N°62 ET N°63)	44
ANNEXE 6 : ILLUSTRATION DE LA CONCERTATION ET DELIBERATION COMMUNALE.....	48
ANNEXE 7 : NOTE DU SER ET DE LA FEE SUR LES ELEMENTS PERMETTANT DE DEMONTRER LES CAPACITES TECHNIQUES ET FINANCIERES DE L'EXPLOITANT D'UN PARC EOLIEN SOUMIS A AUTORISATION ICPE.....	54
ANNEXE 8 : ETATS FINANCIERS CONSOLIDES 2018 DE TENERGIE	57

TABLES DES ILLUSTRATIONS



LES FIGURES

Figure 1 : Organigramme simplifié du groupe Tenergy (Source : TENERGIE)	6
Figure 2 : Classement des producteurs d'électricité solaire en France en puissance nette (MWc) au 31/12/2018 (Source : Finergreen - mai 2019).....	7
Figure 3 : Les métiers de Tenergy (Source : TENERGIE)	7
Figure 4 : Cartographie des centrales exploitées par Tenergy à fin 2018 (Source : TENERGIE).....	8
Figure 5 : Parc éolien des Vents de Brunelle (Source : TENERGIE).....	8
Figure 6 : Photographie du parc éolien des Vents de Brunelle en phase de construction (Source : TENERGIE)	9
Figure 7 : Illustration des différentes étapes de travaux du parc éolien des Vents de Brunelle (Source : TENERGIE)	9
Figure 8 : Localisation des centres de maintenance de NORDEX.....	10
Figure 9 : Localisation des centres de maintenance de VESTAS	10
Figure 10 : Croissance de Tenergy depuis sa création (Source : Tenergy).....	12
Figure 11 : Chiffre d'affaires de Tenergy (Source : Tenergy)	12
Figure 12 : Evolution de la demande mondiale d'énergie primaire depuis 2000	18
Figure 13 : Evolution de la production de pétrole brut conventionnel (Source : ASPO d'après AIE).....	18
Figure 14 : Etat des prévisions d'augmentation des températures et exemples de conséquences sur la calotte glaciaire ou le niveau des océans selon les différents scénarios du GIEC (Source : RAC)	18
Figure 15 : Cumul de la capacité mondiale éolienne terrestre et maritime installée entre 2001 et 2018 (Source : GWEC).....	19
Figure 16 : Bilan de l'éolien en France au 30 juin 2019 (Source : RTE, Panorama des ENR)	19
Figure 17 : Pourcentage d'atteinte de l'objectif éolien du SRE en mars 2019	21
Figure 18 : Communes favorables et zones de contraintes fortes identifiées dans le Schéma Régional Eolien de Champagne-Ardenne (Source : DDT).....	21
Figure 19 : Procédure d'autorisation environnementale (Source : Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer)	23
Figure 20 : Localisation du projet éolien de la Moivre	27
Figure 21 : Plan de l'installation	28
Figure 22 : Représentation schématique d'une éolienne (Source : EDF)	29
Figure 23 : Schématisation d'un parc éolien (Source : ADEME)	29
Figure 24 : Plan d'élévation du gabarit-type d'éolienne prévu	30
Figure 25 : Localisation globale du projet éolien de Parc Ar Hoat	30
Figure 26 : Zones d'implantation du projet étudié (en bleu) et des projets alentours (SEPE La Blanche Côte en violet et Bermont en vert).....	31
Figure 27 : Périmètre de l'enquête publique	33



LES TABLEAUX

Tableau 1 : Informations administratives sur le demandeur	6
Tableau 2 : Récapitulatif des paramètres économiques du projet	12
Tableau 3 : Compte de résultats consolidé à fin 2018 - Etats financiers consolidés 2018 – Tenergy	12
Tableau 4 : Actif et passif consolidés à fin 2018 - Etats financiers consolidés 2018 - Tenergy	13
Tableau 5 : Plan d'affaire prévisionnel du projet du Parc éolien de la Moivre – Scénario 1.....	14
Tableau 6 : Plan d'affaire prévisionnel du projet du Parc éolien de la Moivre – Scénario 2.....	15
Tableau 7 : Répartition de l'énergie éolienne dans le Monde en décembre 2018 (Source : Global Wind Energy Council)	19
Tableau 8 : Coordonnées et références cadastrales des éoliennes et des postes de livraison	27

I. PRESENTATION DU DEMANDEUR

Tenergie Développement est la structure spécifique, pétitionnaire de la demande d'autorisation environnementale pour le projet du Parc Eolien de la Moivre.

Tenergie Développement appartient au groupe Tenergie, société spécialisée dans le développement, la promotion, l'exploitation d'installations d'énergies renouvelables. Tenergie Développement est une société par actions simplifiée active depuis plus de 10 ans, au capital de 500 000 euros, immatriculée au registre de commerce d'Aix en Provence sous le numéro 509 137 493.

Tenergie Développement est détenue à 100% par Tenergie SAS. La structure juridique et l'actionariat de Tenergie sont explicités dans l'organigramme simplifié ci-dessous. Le Kbis de la société Tenergie Développement est disponible en annexe (Cf. Annexe 2).

Tableau 1 : Informations administratives sur le demandeur

Raison sociale	Tenergie Développement
Forme juridique	Société par actions simplifiée (à associé unique)
Date de création	26/11/2008
Capital	500 000 €
Siège social	Arteparc de Meyreuil - Bâtiment A Route de la Côte d'Azur 13590 MEYREUIL
Nom et qualité du mandataire	Nicolas JEUFFRAIN Président de Tenergie
Personne en charge du suivi du projet	Marina CANON Tenergie Développement 04 88 80 56 62 mcanon@tenergie.fr Arteparc de Meyreuil, Bât. A Route de la Côte d'Azur 13590 Meyreuil

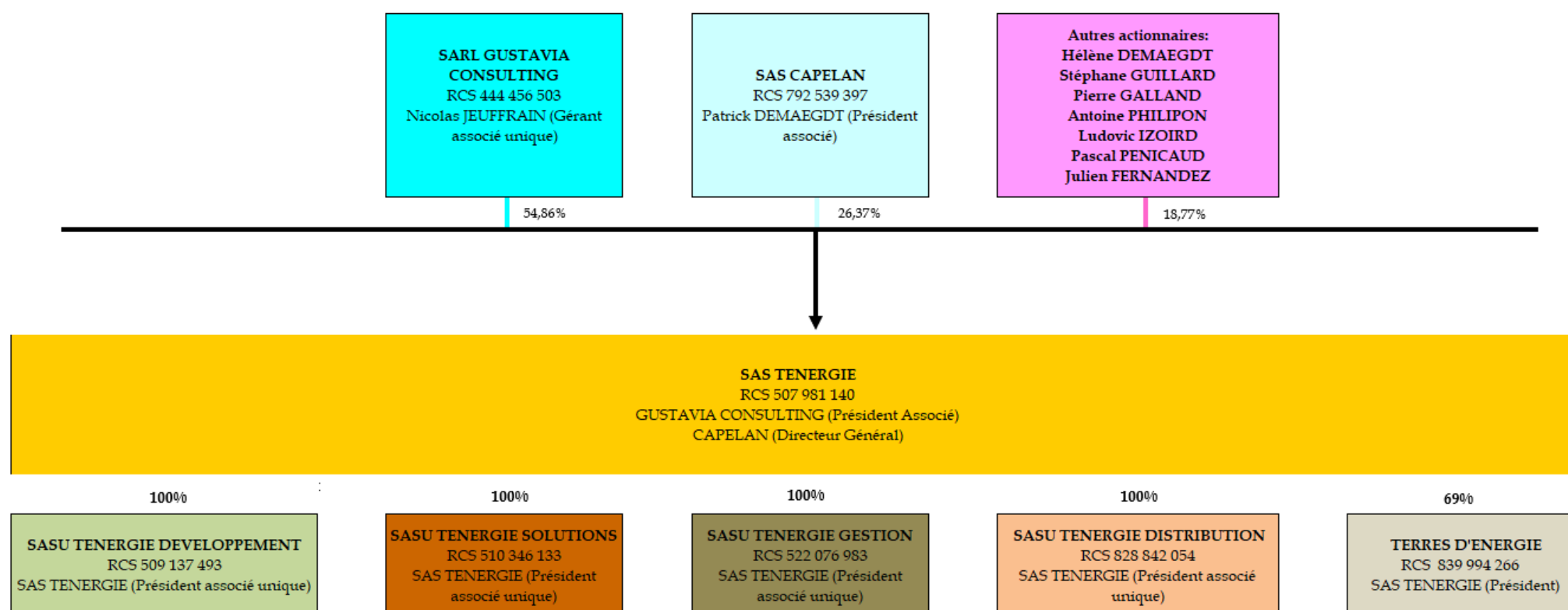


Figure 1 : Organigramme simplifié du groupe Tenergie (Source : TENERGIE)

II. CAPACITES TECHNIQUES ET FINANCIERES (PJ N°47)

L'article L. 181-27 du code de l'environnement précise que : « L'autorisation prend en compte les capacités techniques et financières que le pétitionnaire entend mettre en œuvre, à même de lui permettre de conduire son projet dans le respect des intérêts mentionnés à l'article L. 511-1 et d'être en mesure de satisfaire aux obligations de l'article L. 512-6-1 lors de la cessation d'activité. ».

L'article D. 181-15-2 du code de l'environnement précise quant à lui que l'autorisation environnementale doit présenter : « 3° Une description des capacités techniques et financières mentionnées à l'article L. 181-27 dont le pétitionnaire dispose, ou, lorsque ces capacités ne sont pas constituées au dépôt de la demande d'autorisation, les modalités prévues pour les établir. Dans ce dernier cas, l'exploitant adresse au préfet les éléments justifiant la constitution effective des capacités techniques et financières au plus tard à la mise en service de l'installation. »

II.1. CAPACITES TECHNIQUES

Tenergie Développement est la filiale du groupe Tenergie spécialisée dans la construction de projet d'énergie renouvelable. Par ailleurs, elle bénéficie des compétences internes de Tenergie et de ses fournisseurs afin de développer, construire et exploiter au mieux le parc éolien de la Moivre.

II.1.1. LE GROUPE TENERGIE

Tenergie est un opérateur indépendant fondé par des entrepreneurs français à succès et intégré verticalement qui développe, construit, exploite et détient des installations d'énergie renouvelable en France et à l'international. Les fondateurs dirigeants détiennent plus de 80 % du capital du groupe. Plus spécifiquement, Tenergie développe et exploite des infrastructures locales d'énergie : centrales photovoltaïques (sur toiture et au sol) et centrales éoliennes jusqu'à leur démantèlement. En tirant parti de ses relations étroites avec les principales institutions financières françaises pour financer sa croissance et de sa capacité à gérer et à optimiser chaque aspect de la chaîne de valeur, Tenergie est devenu le deuxième plus grand producteur indépendant du secteur solaire français tout en restant totalement indépendant.

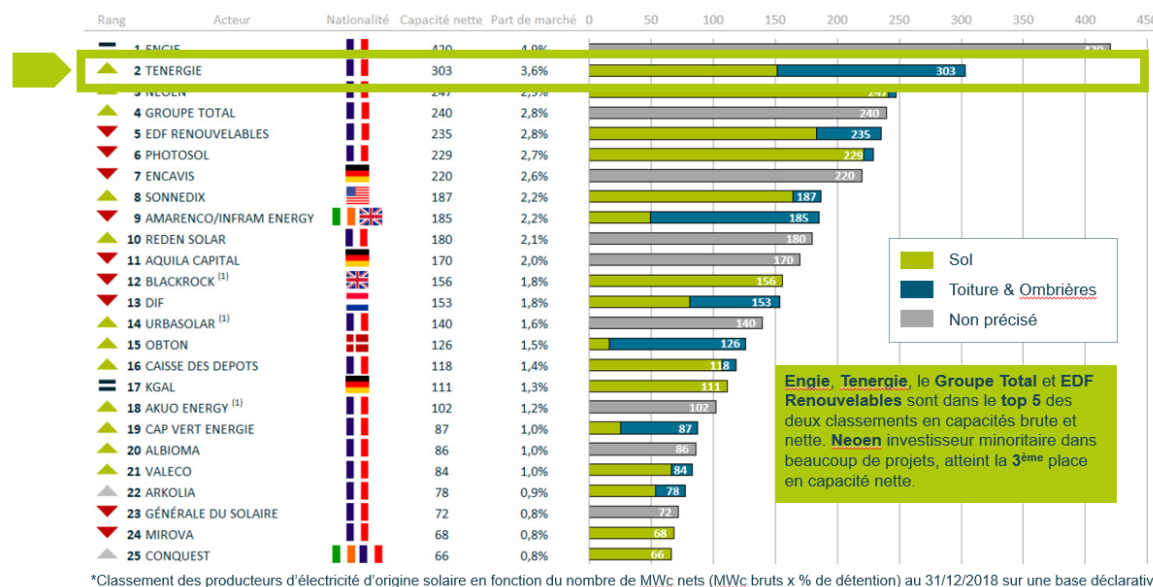


Figure 2 : Classement des producteurs d'électricité solaire en France en puissance nette (MWc) au 31/12/2018 (Source : Finergreen - mai 2019)

Initialement créée dans le secteur photovoltaïque, Tenergie a réussi à développer et à acquérir plus de 800 projets photovoltaïques solaires en France depuis 2008, parmi lesquels :

- Plus de 250 ont été développés par Tenergie Développement ;
- Plus de 400 ont été construits par Tenergie Développement ;
- Tous les actifs sont gérés et exploités par Tenergie Gestion, filiale dédiée à l'exploitation et maintenance .

Par ailleurs, Tenergie détient également un pipeline de projets éoliens et solaires de 300 MW à divers stades de développement, allant du processus de délivrance de permis en cours au statut de prêt à construire, et envisage de développer 700 nouveaux projets d'ici 2022. Ce pipeline augmenterait le portefeuille opérationnel de Tenergie dans les années à venir et étendrait sa capacité installée à près de 2 GW dans les 36 prochains mois.

II.1.2. LES ACTIVITES DE TENERGIE

Tenergie doit son succès initial à sa présence tout au long de la chaîne de valeur à travers ses filiales dédiées couvrant les différents aspects du développement, du financement, de la construction et de l'exploitation de ses actifs pour le groupe.

Tenergie a structuré une plate-forme de travail efficace, employant 80 professionnels qualifiés et expérimentés. Cette équipe a développé un savoir-faire approfondi pour gérer chaque phase de la durée de vie d'un projet.

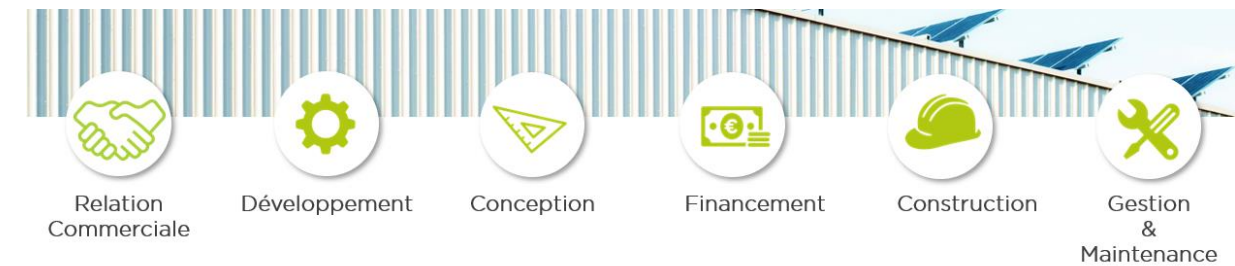


Figure 3 : Les métiers de Tenergie (Source : TENERGIE)

II.1.3. LES FILIALES DU GROUPE TENERGIE

Les activités de Tenergie sont réparties au sein de cinq entités présentées ci-dessous :

• Tenergie Développement

Filiale dédiée au développement et à la construction, elle regroupe les activités suivantes :

- Sécurisation des accords commerciaux et partenariats ;
- Montage administratif des dossiers et obtention des autorisations administratives ;
- Études de faisabilité techniques ;
- Ingénierie de projet : choix technologiques en fonction des sites à équiper, dimensionnement et études de production électrique ;
- Veille technologique ;
- Fourniture de contrats EPC clé en main aux projets développés en interne.

Tenergie Développement agit également lors de la phase construction en tant que Contractant Général. Elle met en œuvre les chantiers, coordonne les intervenants et fait valider chacune des étapes par un Bureau de Contrôle agréé.

Ses atouts :

- Une chaîne contractuelle structurée (baux, contrats fournisseurs, contrats EPC et O&M) ;
- Des engagements fermes et vérifiés sur les contrats de construction révisés annuellement et audités par des experts indépendants ;
- Des accords-cadres avec des sous-traitants reconnus pour leur savoir-faire.

• Tenergie Gestion

Créée en 2010, cette filiale réalise l'exploitation et la maintenance des actifs :

- Suivi de production ;
- Entretien et maintenance des lieux de production d'électricité ;
- Gestion et optimisation de la production des centrales ;
- Vérification du respect des critères de qualité préalablement définis ;
- Maintien du lien avec les clients et partenaires tout au long de la vie du projet.

Le savoir-faire en matière d'opérations et maintenance progressivement acquis par Tenergy témoigne de la performance des actifs exploités par la société, qui atteignent un excellent taux de disponibilité.

Ces contrats d'exploitation et de maintenance standards ont été approuvés par des conseillers techniques indépendants. Les connaissances techniques de Tenergy Gestion lui permettent de bénéficier des coûts d'exploitation et de maintenance les plus compétitifs du marché.

- **Tenergy Solutions**

Les équipes de Tenergy Solutions déploient toute leur expertise pour que ces centrales atteignent nos standards de qualité, ce qui permet de pouvoir ensuite les exploiter dans les meilleures conditions. Plusieurs services y sont regroupés :

- Financement et trésorerie
- Fusions et Acquisitions
- Comptabilité et consolidation
- Process Innovation et Développement
- Marketing et communication
- Ressources Humaines

Cette filiale assiste notamment le groupe dans des opérations de fusions et acquisitions et dans des opérations de financement / refinancement par une assistance aux aspects financiers, comptables, contractuels et juridiques.

- **Tenergy Distribution**

Anticipant l'évolution du marché de l'énergie, Tenergy a obtenu récemment les autorisations nécessaires auprès de RTE, ENEDIS et de la DGEC pour pouvoir être responsable d'équilibre et fournisseur d'électricité. Tenergy, via sa filiale Tenergy Distribution, est donc capable de gérer également la vente d'électricité aux professionnels et collectivités.

- **Terres d'Énergie**

Créée en 2018, Terres d'Énergie est la société de détention long terme d'actifs de production d'énergies renouvelables de Tenergy. La société est détenue à 69% par Tenergy et à 31% par le Crédit Agricole Pyrénées Gascogne Energies Nouvelles. Elle est l'actionnaire unique des 551MWc de centrales photovoltaïques et 27MW de parcs éoliens.

II.1.4. LES CENTRALES EN PRODUCTION

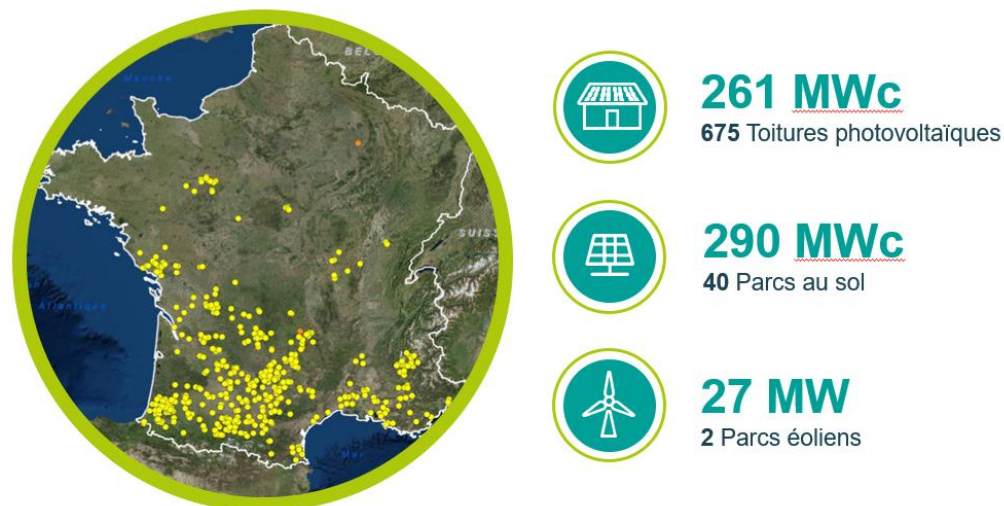


Figure 4 : Cartographie des centrales exploitées par Tenergy à fin 2018 (Source : TENERGIE)

Par son positionnement historique dans le secteur du solaire, la majorité des centrales en exploitation, tous types d'énergies confondus, est située dans la moitié Sud de la France. Cette carte évolue au fur et à mesure que Tenergy grandit, par le développement en interne de nouveaux projets ou par le rachat d'actifs en exploitation.

Dans le domaine spécifique de l'éolien, Tenergy exploite deux centrales :

- Le Parc Eolien de Col de la Fageole 1 sur la commune de Coren (15). Ce parc est composé de 4 éoliennes Vestas de 3MW soit 12 MW et a été mis en service le 04/02/2007. Ce projet fait actuellement l'objet d'une étude de repowering.
- Le Parc éolien des Vents de Brunelle sur la commune de Saint Amand sur Fion (51). Ce parc est composé de 6 éoliennes Nordex de 2.5 MW chacune, soit un total de 15 MW. Ce parc a été mis en service le 05/12/2016.



Figure 5 : Parc éolien des Vents de Brunelle (Source : TENERGIE)

Tenergy Gestion est en charge du suivi d'exploitation de ces parcs éoliens. Pour le Parc Eolien des Vents de Brunelle, Tenergy a fait appel aux équipes de maintenance du constructeur, Nordex, pour l'entretien préventif et correctif des machines.

En effet, en tant que turbinier, Nordex possède ses propres centres de maintenance dédiés à proximité des parcs afin d'être en mesure d'intervenir rapidement en cas de défaut et d'anticiper les éventuelles défaillances. En parallèle, Nordex met à disposition en temps réel les données de production de ces installations. Cela qui permet un suivi et la mise en place d'un système d'alerte et sur des temps plus longs, l'édition de rapport de production et l'optimisation des installations.

II.1.5. MISE EN ŒUVRE DES CAPACITÉS TECHNIQUES POUR LE PROJET DU PARC ÉOLIEN DE LA MOIVRE

II.1.5.1. Description des phases opérationnelles

- **Construction**

La phase de construction d'un parc éolien est une succession d'étapes importantes réalisées par le porteur de projet en relation avec le turbinier, les entreprises de travaux, les collectivités, les propriétaires des terrains et les exploitants agricoles. Tenergy Développement assurera la maîtrise d'œuvre tout au long de la réalisation du chantier. Elle pourra éventuellement s'accompagner d'un assistant à maîtrise d'ouvrage pour la supervision générale du chantier.

La demande d'autorisation porte sur un gabarit d'éolienne de 135 m de hauteur en bout de pale. Les études ont été menées en considérant des modèles d'éoliennes de deux turbiniers de premier rang (VESTAS, NORDEX). Ils seront mandatés pour réaliser les tâches suivantes :

- La fabrication des éoliennes ;
- La livraison sur site (transporteurs sous la responsabilité du turbinier) ;
- Le levage des éoliennes (grutiers sous la responsabilité du turbinier).

Dans le cadre du **Parc éolien de la Moivre**, l'ensemble des opérations de construction devrait durer 12 mois environ.

Tenergie Développement, éventuellement appuyé par un assistant à maîtrise d'ouvrage, assurera la supervision du terrassement (travaux de voiries, plateformes, excavations et remblaiement des fondations), de génie civil et de génie électrique, réalisées par des entreprises locales pour la plupart des travaux d'infrastructures. C'est Tenergie Développement, directement ou par contractualisation qui assurera également la coordination entre les entreprises en charge de la réalisation des infrastructures, le turbinier, le gestionnaire de réseau électrique, le gestionnaire de voirie publique et les différentes parties prenantes éventuelles (élus, administrations, riverains ...).



Figure 6 : Photographie du parc éolien des Vents de Brunelle en phase de construction (Source : TENERGIE)

Il est précisé ici que Tenergie est engagée dans un Système de Management de la Qualité (SMQ) depuis 2016, et certifiée ISO 9001 et ISO 14001 pour ses activités de Conception et de Construction d'installations photovoltaïques. Ainsi, sont certifiés :

- Les processus du Bureau d'Etudes permettant la définition des installations photovoltaïques, la sélection des fournisseurs et la contractualisation
- Les processus de Construction et de suivi de chantier

En 2019, les activités de Ventes et Développement rejoindront également la certification. Ces certificats sont disponibles en annexe (Cf. Annexe 3).

Dès l'obtention de l'Autorisation Environnementale, Tenergie Développement procédera à toutes les démarches préliminaires à la réalisation du chantier :

- Demande de proposition technique et financière pour le raccordement électrique auprès du gestionnaire de réseaux électriques ;
- Intervention d'un géomètre pour le bornage et les divisions cadastrales nécessaires à l'établissement des baux et conventions de servitudes par un notaire ;
- Etudes techniques (études géotechniques pour le dimensionnement précis des fondations et des accès) ;
- Rédaction des cahiers des charges pour les différents lots (turbines, fondations, génie civil et génie électrique) ;
- Appels d'offres et sélection du turbinier et des entreprises de travaux ;
- Installation de la base vie (bungalows, vestiaires, toilettes, stationnements, bennes de tri, ...) positionnée à proximité du chantier.

Le détail des différentes étapes de construction du parc éolien sont présentés au sein de l'étude d'impact jointe à la présente demande d'autorisation environnementale (Cf. Pièce n°4.1 – Chapitre IV.3 Caractéristiques techniques du parc éolien).



Décapage de terres arables



Ferraillage autour de la bride d'ancrage et coffrage



Béton de propreté, bride d'ancrage et fourreaux de réservation



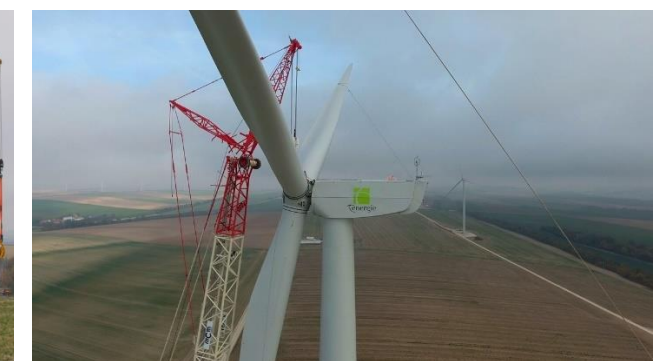
Coulage, vibration et lissage du béton



Livraison du rotor et du mat par Nordex et convoi exceptionnel pales – Parc éolien des Vents de Brunelle



Assemblage du mat- Parc éolien des Vents de Brunelle



Levage d'un rotor sur le parc des Vents de Brunelle

Figure 7 : Illustration des différentes étapes de travaux du parc éolien des Vents de Brunelle (Source : TENERGIE)

• **Exploitation**

→ **Supervision et maintenance : organisation générale**

En phase d'exploitation, l'énergie produite est contrôlée en continu durant toute la vie du parc éolien. Ce contrôle se fait via un outil de supervision du parc en fonctionnement. Ce système permet d'avoir un regard en continu sur l'état du parc, les conditions de production, mais aussi de pouvoir contrôler les machines à distance. En cas de problème, les ingénieurs et les techniciens en charge de l'exploitation sont directement prévenus et peuvent agir en conséquence.

Une maintenance des machines et des postes de livraison est réalisée périodiquement. Cette maintenance préventive a pour objectif d'entretenir l'installation pour assurer une production de qualité, sûre, fiable et pérenne. La durée de vie prévisionnelle d'un parc éolien est d'une vingtaine d'années. Toutefois, une supervision et une maintenance de qualité permettent de prolonger la durée de vie des éoliennes.

La maintenance des éoliennes est effectuée par des personnes habilitées travaillant dans le respect des normes du Code du travail (existence de centres de maintenance régionaux). Par mesure de sécurité, les accès au parc sont limités au personnel autorisé. Les mâts et les postes de livraison sont verrouillés, et les accès directs aux éoliennes sont interdits au public. De plus, les parcelles accueillant les éoliennes étant privées, il faut un accord du propriétaire pour y accéder. Une note d'information concernant les restrictions d'accès au parc figurera sur des panneaux d'information.

L'exploitant assure également une maintenance corrective pendant toute l'exploitation des éoliennes. Les dispositifs de contrôle et de supervision du parc informent l'équipe de maintenance ou de dépannage des pannes ou des dysfonctionnements afin qu'elle intervienne dans les plus brefs délais. C'est pourquoi les abords du parc (voies d'accès et plateformes) sont maintenus et entretenus pour pouvoir accueillir toute intervention nécessaire.

L'article 7 de l'arrêté du 26 août 2011 précise que le « site dispose en permanence d'une voie d'accès carrossable au moins pour permettre l'intervention des services d'incendie et de secours. Cet accès est entretenu. Les abords de l'installation placés sous le contrôle de l'exploitant sont maintenus en bon état de propreté. ».

Pour l'ensemble de sites de production dont Tenergy à la charge, le suivi d'exploitation est piloté depuis son siège à Aix-en-Provence.

Pour la maintenance préventive et corrective, les turbineurs possèdent leurs propres centres de maintenance dédiés. Pour les interventions sur le parc de la Moivre, on peut noter les centres de maintenance des turbineurs suivants :

- NORDEX à Germinon (51), soit à environ 35 minutes de Dampierre sur Moivre et Saint Jean sur Moivre ;
- VESTAS à Reims (51), soit à environ 45 minutes de Dampierre sur Moivre et Saint Jean sur Moivre.

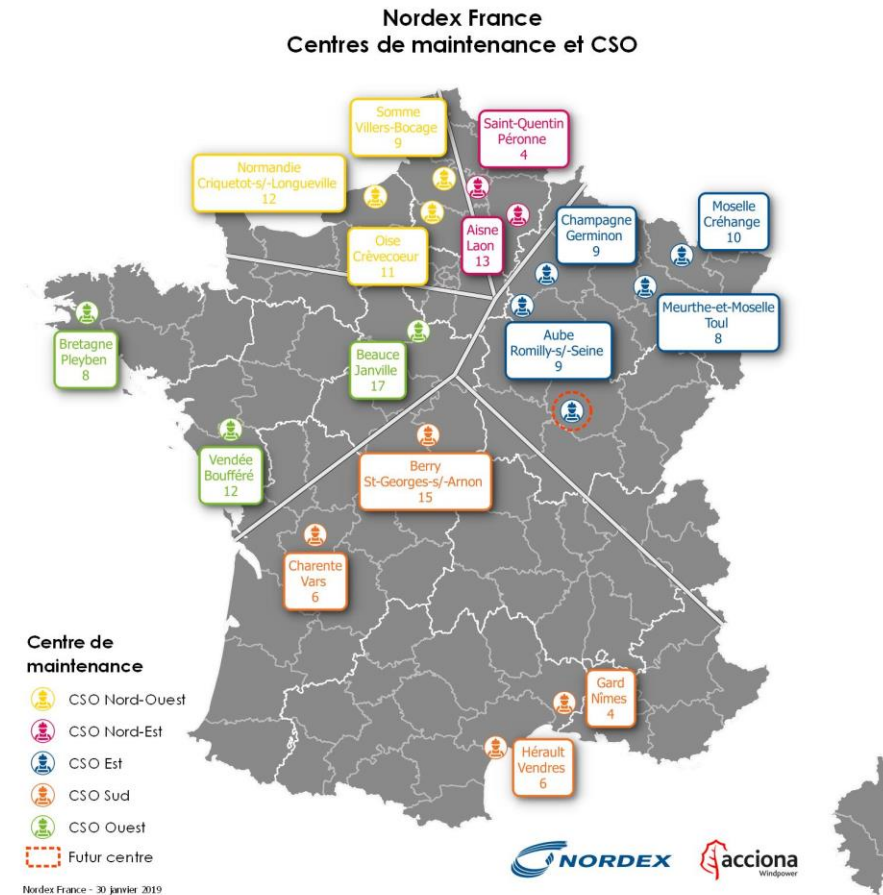


Figure 8 : Localisation des centres de maintenance de NORDEX



Figure 9 : Localisation des centres de maintenance de VESTAS

→ Supervision et maintenance : prestations et qualifications requises

Durant les premières années de fonctionnement, les éoliennes seront entretenues par les équipes de maintenances du turbinier. Au terme du contrat de maintenance conclu avec le fournisseur d'éoliennes, Tenergy Développement conservera le suivi d'exploitation et confiera la surveillance, l'entretien et les réparations à des entreprises de maintenance spécialement formées (habilitations électriques, travaux en hauteur, premiers secours, manipulation des extincteurs et des dispositifs de secours et d'évacuation de l'éolienne, ...).

Elles auront pour missions principales :

- La surveillance quotidienne des éoliennes via le système de supervision (données de production/courbe de puissance, éventuels statuts d'erreur, ...);
- L'inspection visuelle des aérogénérateurs et des infrastructures chaque mois;
- L'inspection complète des éoliennes 2 fois par an;
- La gestion des dysfonctionnements (astreinte 7j/7, identification, analyse et dépannage dans les 12h - hors situation à risque – rapport d'intervention, ...);
- Le traitement des réclamations techniques / demandes de tiers;
- La surveillance des prescriptions techniques et réglementaires;
- La vérification du respect des règles d'hygiène, de sécurité et de protection de l'environnement;
- La planification, la coordination et la réalisation des maintenances préventives et curatives :
 - o Contrôle visuel des organes structurels (mâts, pales, échelles, ascenseurs, ...), électriques (câbles, connexions apparentes, ...) et mécaniques (multiplicateur, systèmes d'orientation, ...);
 - o Vérification et mise à niveau des organes de graissage (cartouches, pompes à graisse, graisseurs, ...);
 - o Contrôle des organes de production et de régulation (génératrices, armoires de puissance, collecteurs tournant, ...), de sécurité (paratonnerre, arrêt d'urgence, protections électriques, balisage, ...), ainsi que les éléments électriques (éclairage, capteurs de sécurité);
 - o Contrôle des boulons de tour, vérification des couples de serrage, maintien des câbles et accessoires, moteurs d'orientation, poulies et treuils;
 - o Maintenances curatives en cas de dysfonctionnement;
 - o ...

→ Supervision et maintenance : gestion technique

Tenergy Développement assurera les principales missions suivantes :

- Suivi et analyse des données de production, dysfonctionnements et efficacité;
- Contrôle du comptage ENEDIS et facturation;
- Contrôle des factures des entreprises de maintenance;
- Sollicitation d'experts techniques indépendants en cas de litige et pour les missions HSE;
- Optimisation de la production par rapport aux maintenances et bridages éventuels;
- Suivi des mesures compensatoires et contrôle des émergences acoustiques;
- Relation avec les communes, les riverains, le SDIS, l'inspection des ICPE et le maintenancier;
- Suivi de l'entretien et du déneigement des accès;
- Réalisation d'un rapport mensuel de suivi d'exploitation reprenant chaque point ci-dessus;
- ...

→ Normes de sécurité

Les éoliennes, soumises à la réglementation stricte des installations classées pour la protection de l'environnement, doivent répondre à des normes permettant d'assurer la sécurité des personnes et des biens.

L'arrêté du 26 août 2011 comportent plusieurs articles en ce sens :

- L'article 8 précise que les éoliennes doivent être conformes aux dispositions de la norme NF EN 61 400-1 dans sa version de juin 2006 (ou CEI 61 400-1 dans sa version de 2005 ou toute norme équivalente en vigueur dans l'Union européenne). Cette norme spécifie les exigences de conception essentielles pour assurer l'intégrité technique des éoliennes et ses sous-systèmes tels que les mécanismes de commande et de protection, les systèmes électriques internes, les systèmes mécaniques et les structures de soutien.

Les éoliennes doivent également se conformer aux dispositions de l'article R. 111-38 du code de la construction et de l'habitation par un contrôle technique avec mission parasismique.

- L'article 9 prévoit que l'installation soit mise à la terre et respecte les dispositions de la norme IEC 61 400-24 (version de juin 2010) avec un système de protection contre la foudre qui la conduit de l'extrémité des pales à la terre des fondations en passant par la nacelle et le mât.
Un contrôle visuel des pales et des éléments susceptibles d'être impactés par la foudre doit être effectué lors des opérations de maintenance;
- L'article 10 requiert d'autres systèmes de protections contre la foudre à l'intérieur de l'éolienne, au niveau de la nacelle et des armoires électriques (directive du 17 mai 2006). Les installations électriques extérieures sont conformes aux normes NFC 15-100 (version compilée de 2008), NFC 13-100 (version de 2001) et NFC 13-200 (version de 2009). Ces installations sont entretenues et maintenues en bon état et sont contrôlées avant la mise en service industrielle puis à une fréquence annuelle, après leur installation ou leur modification par une personne compétente.

Dans le cadre du parc éolien de la Moivre, la société Tenergy Développement s'engage à respecter l'ensemble des normes de sécurité et des prescriptions des arrêtés du 26 août 2011 et du 23 avril 2018 (relatif à la réalisation du balisage des obstacles à la navigation aérienne). Les fonctions de sécurité, permettant notamment le respect des prescriptions de cet arrêté, sont précisées dans l'étude de dangers.

→ Assurances

❖ Responsabilité Civile

Le demandeur est titulaire d'une police de responsabilité civile, garantissant les conséquences pécuniaires de sa responsabilité civile lui incombant dans l'exercice des missions liées à son objet social, souscrite auprès de QBE France, assureur de premier rang pour les professionnels de la construction.

Par ailleurs, en phase de construction, une extension de cette police Responsabilité Civile concernant les éventuels sinistres liés à la préparation de la construction ou au chantier lui-même sera souscrite : cette garantie s'appliquera 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.

Enfin, concernant l'assurance responsabilité civile en tant qu'exploitant, elle prendra 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 de l'acheteur.

❖ Assurances du parc éolien contre les sinistres

Par ailleurs les études et équipements sont également assurés dès le début de la construction par deux assurances distinctes : la « Tous Risques Chantiers » qui protège le titulaire des effets de sinistres susceptibles d'endommager le matériel ou de retarder le chantier, puis la « Dommages Directs – Perte d'Exploitation » qui garantit le titulaire contre le préjudice direct et indirect lié à un sinistre endommageant le matériel ou empêchant la production d'électricité lors de la période d'exploitation du parc éolien. Ces assurances sont souscrites auprès d'assureur de premier plan (Gothaer, MSIG, AXA...).

II.2. CAPACITES FINANCIERES

II.2.1. CHIFFRES CLES

Dès les premières années après sa création en 2008, Teneergie a vu son chiffre d'affaires croître. Cette croissance, aujourd'hui quasi exponentielle est soutenue majoritairement par la revente d'électricité de chacune de ses centrales.

Avec un chiffre d'affaires d'environ 136,1 M€ en 2018 dont 60 % issus de la vente d'électricité, Teneergie se positionne comme un acteur de référence du marché français.

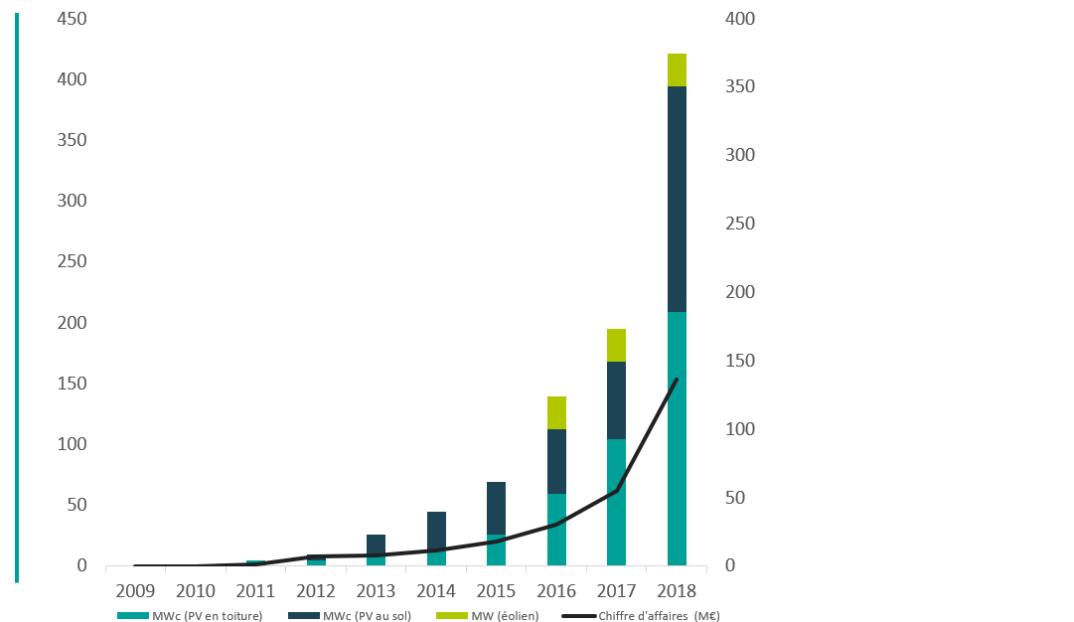


Figure 10 : Croissance de Teneergie depuis sa création (Source : Teneergie)

La croissance soutenue de Teneergie s'explique d'une part de l'augmentation de son parc d'actifs en exploitation et de sa capacité à intervenir sur plusieurs aspects de la chaîne de valeur des projets, du développement à l'exploitation.

CA GROUPE 2018

Par secteurs opérationnels (en million d'€)

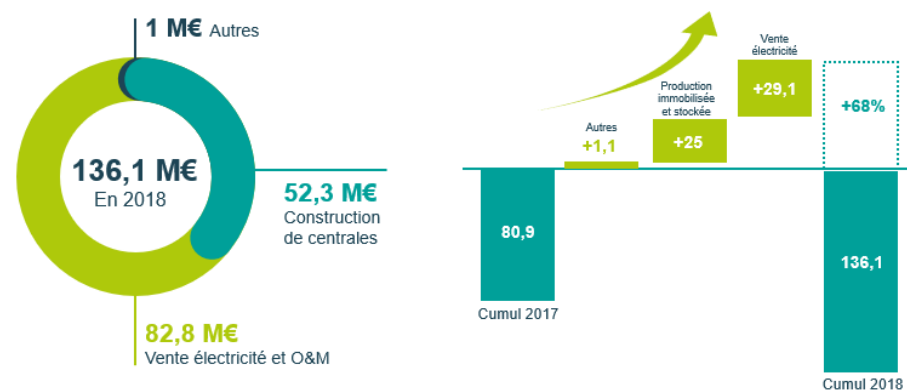


Figure 11 : Chiffre d'affaires de Teneergie (Source : Teneergie)

II.2.2. ETATS FINANCIERS DU GROUPE TENERGIE

L'investissement maximal pour l'implantation des installations du projet porté par Teneergie Développement est estimé entre 25 et 32 millions d'euros selon les scénarios de machines et de puissance envisagés. A ces niveaux d'investissement, la dette est remboursée sur une durée de 20 à 21 ans. Les scénarios considèrent une durée de vie prévisionnelle du parc éolien de 25 ans. Cet investissement sera porté en totalité par Teneergie Développement qui le financera :

- Pour 70 % environ par un prêt bancaire classique en ayant recours à un établissement bancaire européen de 1^{er} rang ;
- Pour le reste par ses fonds propres provenant d'une part de ses capitaux propres et d'autre part d'un prêt d'actionnaire de sa maison mère Teneergie.

Une lettre d'engagement de financement de la société mère et deux lettres d'engagement d'un organisme bancaire sont disponibles en annexe (Cf. Annexe 4).

Tableau 2 : Récapitulatif des paramètres économiques du projet

Paramètre	Montant total
Investissement	25 et 32 millions d'euros HT (Montant maximum selon le scénario considéré)
Production d'électricité	37 620 et 43 200 MWh
Recette annuelle	2.3 à 2.8 millions d'euros HT/an
Coûts de maintenance	0.37 à 0.7 millions d'euros HT/an
Taxes	114 000 à 181 000 euros HT/an
Actualisation des garanties financières	Environ 30 000 euros HT/an

Ci-après figurent le compte de résultat et le bilan actif/passif de l'exercice de Teneergie. Les états financiers consolidés à fin 2018 complets du groupe Teneergie sont présentés en annexe (Cf. Annexe 8).

Tableau 3 : Compte de résultats consolidé à fin 2018 - Etats financiers consolidés 2018 – Teneergie

En milliers d'euros	Notes	31.12.2018	31.12.2017
Chiffres d'affaires	4.13	82 317	53 185
Autres produits de l'activité		1 467	398
Production stockée		1 159	265
Production immobilisée		51 145	27 013
PRODUCTION ANNUELLE		136 087	80 861
Coût des achats et matières premières		(53 368)	(26 228)
Autres charges d'exploitation	4.14	(10 146)	(13 086)
Charges de personnel	4.19	(3 826)	(2 741)
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION		68 748	38 806
Dotations aux amortissements	4.15	(39 083)	(30 243)
Reprises sur dotations	4.15	39	
Dotations aux provisions	4.15	(38)	(30)
Reprises sur provisions	4.15	652	344
Autres produits	4.16	307	69
Autres charges	4.16	(458)	(46)
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT		30 167	8 901
Produits opérationnels non courants	4.17	24 415	49 682
Charges opérationnelles non courantes	4.17	(21 889)	(34 439)
RESULTAT OPERATIONNEL		32 693	24 143
Coût de l'endettement financier brut	4.18	(17 465)	(19 368)
Autres produits financiers	4.18	4 853	6 236
Autres charges financières	4.18	(12 777)	(4 460)
RESULTAT AVANT IMPOT DES SOCIETES INTEGREES		7 304	6 551
Impôt sur le résultat	4.12	(3 503)	(5 081)
RESULTAT NET DES SOCIETES INTEGREES		3 801	1 470
Résultat net des sociétés mises en équivalence		(154)	(102)
RESULTAT NET DE L'ENSEMBLE CONSOLIDE		3 647	1 368
Dont part du groupe		4 882	1 360
Dont part des participations ne donnant pas le contrôle		(1 236)	8

Tableau 4 : Actif et passif consolidés à fin 2018 - Etats financiers consolidés 2018 - Teneergie

En milliers d'euros	Notes	31.12.2018	31.12.2017
CAPITAUX PROPRES			
Capital	4.9	362	480
Réserves de réévaluation		190 806	108 342
Autres réserves et résultat		4 882	1 360
CAPITAUX PROPRES PART DU GROUPE			
Participations ne donnant pas le contrôle		48 216	9 228
TOTAL CAPITAUX PROPRES		244 265	119 410
PASSIFS NON-COURANTS			
Emprunts bancaires financement de projets	4.10	984 404	446 897
Autres emprunts bancaires non courants	4.10	0	388
Emprunts obligataires	4.10	9 311	7 976
Instruments dérivés	4.5 / 4.10	7 584	5 818
Autres passifs financiers non courants	4.10	57 982	33
Passifs d'impôts différés	4.12	113 993	35 693
Provisions non courantes	4.11	5 266	26 311
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		1 178 541	523 116
PASSIFS COURANTS			
Emprunts bancaires financement de projets	4.10	82 373	32 905
Autres dettes financières		30 500	0
Autres emprunts bancaires courants	4.10	499	55 669
Fournisseurs d'exploitation et effets à payer		23 992	14 765
Dettes fiscales et sociales		10 504	7 215
Autres dettes courantes		32 093	2 732
Autres passifs financiers courants	4.10	85 020	28 408
TOTAL PASSIFS COURANTS		264 981	141 694
TOTAL PASSIF		1 687 787	784 220

En milliers d'euros	Notes	31.12.2018	31.12.2017
ACTIFS NON-COURANTS			
Autres immobilisations incorporelles	4.1	314	460
Centrales évaluées à la juste valeur	4.2	1 442 492	647 016
Autres immobilisations corporelles	4.2	15 884	6 310
Titres mis en équivalence	4.4	396	(89)
Autres actifs financiers	4.3	16 083	21 733
Actifs d'impôts différés	4.12	14 685	5 838
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		1 489 854	681 268
ACTIFS COURANTS			
Stocks et travaux en cours	4.6	5 515	3 171
Clients	4.7	29 943	15 415
Autres débiteurs	4.7	31 868	16 560
Trésorerie	4.8	130 607	67 806
TOTAL ACTIFS COURANTS		197 932	102 952
TOTAL ACTIF		1 687 787	784 220

A fin 2018, les états financiers consolidés de Teneergie démontrent la solidité du groupe. Avec un résultat positif depuis plusieurs années et des capitaux propres de 244 M€, Teneergie est en mesure de développer, réaliser et exploiter ce nouveau projet.

Par ailleurs, l'ensemble de ses installations de production d'énergies renouvelables représente aujourd'hui un important parc d'actifs de production dont le chiffre d'affaires attendu pour les années futures est estimé à plus de 1 600 M€ qui assurent une source de revenus récurrents à long terme et représente pour le groupe Teneergie une assise solide pour poursuivre sa croissance.

Cette solidité financière est une garantie de confiance pour les banques françaises majeures actives dans le financement de projets d'énergies renouvelables. On compte parmi elles le Crédit Agricole, la BNP Paribas, LCL, BPI France, ...) et font partie aujourd'hui des partenaires privilégiés de Teneergie. A titre d'exemple, Teneergie a réalisé en juillet 2019, une opération de financement d'une partie de son parc d'actifs photovoltaïques et éoliens de plus de 810 M€ avec ces partenaires, faisant de cette transaction l'opération la plus conséquente jamais réalisée dans le secteur français.

II.2.3. PLANS D'AFFAIRES PREVISIONNELS DU PROJET

Ci-après sont fournis deux plans prévisionnels avec deux niveaux de puissance différents obtenus avec les mêmes gabarits d'éoliennes : un scénario haut et un scénario bas. A noter qu'ils sont liés uniquement au projet du parc éolien de la Moivre.

Ils font apparaître, entre autres, le montant du chiffre d'affaires qui sera généré par la production électrique du parc, les coûts principalement liés aux opérations de maintenance sur les machines, les flux de trésorerie du projet avant et après impôts (notamment les charges et produits d'exploitation), mais aussi les réserves constituées pour faire face aux opérations de démantèlement.

II.3. CONCLUSION SUR LES CAPACITES TECHNIQUES ET FINANCIERES

Au vu des éléments précédemment développés, la société Teneergie Développement justifie ses capacités à financer, construire et exploiter le parc éolien de la Moivre jusqu'à son démantèlement. La société Teneergie Développement respectera la réglementation relative aux ICPE et mettra en œuvre ses engagements pour une exploitation pérenne et intégrée à l'environnement et au territoire.

Les plans d'affaires prévisionnels simplifiés démontrent la viabilité économique, et donc technique de du projet éolien de la Moivre, et permettent d'assumer pleinement les risques et les imprévus et ce, tout au long de la vie du parc éolien. La société Teneergie Développement possède également l'ensemble des garanties nécessaires pour l'exploitation, mais aussi pour les opérations de démantèlement et de remise en état du site (Cf. partie suivante).

Une note du Syndicat des Energies Renouvelables (SER) et de France Energie Eolienne (FEE) précise que (Cf. Annexe 7) : *« lors d'un financement de projet, la banque prêteuse estime que le projet porte un risque très faible de faillite ; c'est la raison pour laquelle elle accepte de financer 80 % des coûts de construction. En effet, dans le cas d'une centrale éolienne, des études de vent sont systématiquement menées pour déterminer le productible et un contrat d'achat sur 15 ans [voire 20 ans], avec un tarif du kWh garanti, est conclu avec EDF Obligations d'Achat. [...] La difficulté, pour l'exploitant éolien, consiste donc à réaliser l'investissement initial et non à assurer une assiette financière suffisante pour l'exploitation car celle-ci est garantie par les revenus des parcs. Sur les 620 parcs en exploitation [en mai 2012], aucun cas de faillite n'a, de ce fait, été recensé. La capacité à financer l'investissement initial est donc une preuve suffisante de la capacité financière de la société. »*

L'ensemble des capacités techniques et financières de la société Teneergie Développement garantit la faisabilité et la pérennité du projet éolien de la Moivre dans le cadre de cette demande d'autorisation.

Ainsi, Teneergie Développement sera en mesure notamment :

- de conduire, d'exploiter et de démanteler son projet dans le respect des intérêts visés à l'article L. 511-1 du code de l'Environnement ;
- de répondre à tout dysfonctionnement ou accident sur les différentes installations projetées, nécessitant une mobilisation rapide d'hommes et/ou de capitaux ;
- d'être en mesure de satisfaire aux obligations de l'article L. 512-6-1 du code de l'Environnement lors de la cessation d'activité.

Tableau 5 : Plan d'affaire prévisionnel du projet du Parc éolien de la Moivre – Scénario 1

DETTE	
Durée	20 ans
Taux	2,50%
Fonds propres	33%
Puissance installée	21,6
Rendement P50	2000
Tarif c€/kWh	6
Capex maximal prévisionnel M€	25

Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Revenu de production d'électricité	1 911	2 545	2 546	2 553	2 558	2 562	2 568	2 571	2 576	2 576	2 578	2 583	2 584	2 586	2 588	2 589	2 591	2 594	2 597	2 600	2 644	2 661	2 654	2 688	2 816
Frais d'Exploitation	(459)	(614)	(617)	(621)	(625)	(628)	(632)	(636)	(640)	(644)	(647)	(651)	(655)	(659)	(663)	(667)	(672)	(676)	(680)	(684)	(686)	(690)	(695)	(699)	(704)
Taxes locales	(27)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(177)	(180)	(181)	(180)	(181)	(181)
Location	(88)	(89)	(91)	(93)	(95)	(97)	(99)	(101)	(103)	(105)	(107)	(109)	(111)	(113)	(116)	(118)	(120)	(123)	(125)	(128)	(130)	(133)	(135)	(138)	(141)
Actualisation de la garantie de démantèlement	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Variation du fond de roulement	(126)	0	0	(0)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(5)	0	1	(2)	(8)
Taxes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(85)	(58)	(348)	(628)
Flux de trésorerie liés à la dette	1 208	1 554	1 549	1 551	1 550	1 549	1 549	1 546	1 545	1 539	1 617	1 642	1 637	1 633	1 628	1 623	1 619	1 615	1 611	1 608	1 930	1 930	1 930	1 930	1 930
Intérêt de la dette senior	(313)	(406)	(389)	(372)	(355)	(338)	(320)	(302)	(284)	(265)	(246)	(225)	(202)	(180)	(157)	(133)	(109)	(84)	(59)	(33)	(7)	-	-	-	-
Remboursement de la dette senior	(309)	(653)	(665)	(677)	(690)	(703)	(716)	(730)	(744)	(758)	(844)	(885)	(903)	(922)	(941)	(961)	(982)	(1 003)	(1 024)	(1 046)	(545)	-	-	-	-
Trésorerie après dette senior	586	495	495	501	505	508	513	514	518	516	527	533	532	532	531	529	529	529	528	528	1 378	1 930	1 930	1 930	1 930

Tableau 6 : Plan d'affaire prévisionnel du projet du Parc éolien de la Moivre – Scénario 2

DETTE	
Durée	20 ans
Taux	2,50%
Fonds propres	28%
Puissance installée	13,2
Rendement P50	2850
Tarif c€/kWh	7,2
Capex maximal prévisionnel M€	32 M€

Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Revenu de production d'électricité	2 002	2 671	2 673	2 676	2 679	2 682	2 685	2 687	2 689	2 690	2 692	2 694	2 696	2 698	2 700	2 703	2 705	2 708	2 711	2 715	2 532	2 316	2 310	2 339	2 451
Frais d'Exploitation	(281)	(376)	(378)	(381)	(383)	(385)	(388)	(390)	(392)	(395)	(397)	(399)	(402)	(404)	(407)	(409)	(412)	(415)	(417)	(420)	(420)	(422)	(425)	(428)	(431)
Taxes locales	(21)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(116)	(114)	(114)	(115)	(115)
Location	(58)	(59)	(60)	(61)	(63)	(64)	(65)	(66)	(68)	(69)	(70)	(72)	(73)	(75)	(76)	(78)	(79)	(81)	(83)	(84)	(86)	(88)	(89)	(91)	(93)
Actualisation de la garantie de démantèlement	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Variation du fond de roulement	(150)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(0)	(0)	(0)	(0)	25	0	1	(2)	(7)
Taxes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(132)	(59)	(537)	(553)
Flux de trésorerie liés à la dette	1 490	2 119	2 117	2 117	2 117	2 116	2 115	2 114	2 112	2 110	2 108	2 106	2 104	2 102	2 100	2 099	2 097	2 096	2 095	2 094	1 933	1 557	1 619	1 164	1 249
Intérêt de la dette senior	(430)	(558)	(535)	(512)	(488)	(464)	(439)	(414)	(388)	(362)	(334)	(305)	(275)	(245)	(214)	(181)	(149)	(115)	(81)	(45)	(9)	-	-	-	-
Remboursement de la dette senior	(396)	(903)	(923)	(943)	(964)	(986)	(1 008)	(1 031)	(1 055)	(1 079)	(1 147)	(1 188)	(1 216)	(1 245)	(1 274)	(1 305)	(1 336)	(1 368)	(1 401)	(1 435)	(745)	-	-	-	-
Trésorerie après dette senior	664	658	659	662	664	666	668	669	669	669	626	612	612	612	612	612	612	613	613	613	1 179	1 557	1 619	1 164	1 249

III. CONDITIONS DE REMISE EN ETAT DU SITE APRES EXPLOITATION

Selon l'article L.515-46 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. [...] Un décret en Conseil d'Etat détermine, avant le 31 décembre 2010, les prescriptions générales régissant les opérations de démantèlement et de remise en état d'un site [...] mentionnées au premier alinéa du présent article. »

L'article R.515-106 du code de l'environnement précise quant à lui :

« Les opérations de démantèlement et de remise en état d'un site après exploitation comprennent :

1. Le démantèlement des installations de production ;
2. L'excavation d'une partie des fondations ;
3. La remise en état des terrains sauf si leur propriétaire souhaite leur maintien en l'état ;
4. La valorisation ou l'élimination des déchets de démolition ou de démantèlement dans les filières dûment autorisées à cet effet.

Un arrêté du ministre chargé de l'environnement fixe les conditions techniques de remise en état. »

L'article 1 de l'arrêté du 26 août 2011, modifié par l'arrêté du 6 novembre 2014, détermine ainsi la nature des opérations de démantèlement et de remise en état du site qui doivent comprendre :

« 1. Le démantèlement des installations de production d'électricité, des postes de livraison ainsi que des câbles dans un rayon de 10 mètres autour des aérogénérateurs et des postes de livraison.

2. L'excavation des fondations et le remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres en place à proximité de l'installation :

- 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.

3. La remise en état qui consiste en le décaissement des aires de grutage et des chemins d'accès sur une profondeur de 40 centimètres et le remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres à proximité de l'installation, sauf si le propriétaire du terrain sur lequel est sise l'installation souhaite leur maintien en l'état.

Les déchets de démolition et de démantèlement sont valorisés ou éliminés dans les filières dûment autorisées à cet effet. »

→ Ainsi la société d'exploitation du Parc éolien de La Moivre est responsable du démantèlement du parc. A ce titre, elle devra prévoir les modalités de ce démantèlement et de remise en état du site conformément à la réglementation en vigueur. Le démantèlement nécessitera le démontage et l'évacuation des superstructures et des machines, y compris une partie des fondations et le poste de livraison. La remise en état consistera à rendre le site éolien apte à retrouver sa destination antérieure, c'est-à-dire un usage agricole dans le cas du projet de parc éolien de la Moivre. La remise en état des accès et des emplacements des fondations sera effectuée à l'identique ou adaptée selon les besoins du moment et conformément à la réglementation en vigueur lors du démantèlement. Dans le cadre de ce projet, Ténergie Développement s'est engagé à démanteler l'intégralité des fondations. Le coût de cette opération est couvert par le recyclage des composants d'une part, et, d'autre part, par une provision affectée dès sa création par l'exploitant. En tout état de cause, la société Ténergie Développement se conformera à la législation en vigueur.

Conformément à l'article D.181-15-2 11°, les avis des propriétaires 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 sont fournis en annexe (Cf. Annexe 6).

¹ Indice TP01 : Indice général des travaux publics pour tous les travaux. Pour mémoire, l'indice TP01 était de 667,7 en janvier 2011.

IV. CONSTITUTION DES GARANTIES FINANCIERES (PJ N°60)

L'article R.515-101 du code de l'environnement précise :

« I. – 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 montant des garanties financières exigées ainsi que les modalités d'actualisation de ce montant sont fixés par l'arrêté d'autorisation de l'installation.

II. – Un arrêté du ministre chargé de l'environnement fixe, en fonction de l'importance des installations, les modalités de détermination et de réactualisation du montant des garanties financières qui tiennent notamment compte du coût des travaux de démantèlement.

III. – Lorsque la société exploitante est une filiale au sens de l'article L. 233-3 du code de commerce et en cas de défaillance de cette dernière, la responsabilité de la société mère peut être recherchée dans les conditions prévues à l'article L. 512-17. »

L'exploitant d'une installation éolienne ou, en cas de défaillance, la société mère est donc 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. Avant la mise en service et le début de la production, l'exploitant ou la société propriétaire constitue les garanties financières nécessaires.

Le décret n°2011-985 du 23 août 2011 définit les conditions de constitution et de mobilisation de ces garanties financières. Ces dispositions sont codifiées aux articles R. 515-102 et suivants du code de l'environnement.

IV.1. LE MONTANT DES GARANTIES

Le montant de ces garanties constituées sera conforme à 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 et notamment ces annexes.

La garantie financière est donnée par la formule :

$$M = N \times Cu$$

Où :

N est le nombre d'unités de production d'énergie (c'est-à-dire d'aérogénérateurs).

Cu est le coût unitaire forfaitaire correspondant au démantèlement d'une unité, à la remise en état des terrains, à l'élimination ou à la valorisation des déchets générés. Ce coût est fixé à 50 000 euros.

La garantie financière dans le cas du projet de Parc éolien de la Moivre sera de : 6 x 50 000 = 300 000 euros (hors indexation).

Conformément à l'arrêté du 6 novembre 2014, l'exploitant réactualisera tous les cinq ans le montant susmentionné en se basant sur la formule d'actualisation des coûts présente en annexe II de l'arrêté du 26 août 2011 relatif à la remise en état et à la constitution des garanties financières. La formule d'actualisation retenue est présentée ci-après.

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

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 TP01¹ en vigueur au 1^{er} janvier 2011 ;

TVA est le taux de la taxe sur la valeur ajoutée applicable aux travaux de construction à la date d'actualisation de la garantie. A titre d'exemple, le taux de TVA pour l'année 2019 est de 20% ;

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

IV.2. LA NATURE ET LE DELAI DE LA CONSTITUTION DES GARANTIES

L'article R.515-102 du code de l'environnement précise : « *Les garanties financières exigées au titre de l'article L. 515-46 sont constituées dans les conditions prévues aux I, III et V de l'article R. 516-2 et soumises aux dispositions des articles R. 516-5 à R. 516-6.* »

Ainsi, ces dernières peuvent être constituées :

- a) De l'engagement écrit d'un établissement de crédit, d'une entreprise d'assurance ou d'une société de caution mutuelle ;
- b) D'une consignation entre les mains de la Caisse des dépôts et consignations ;
- c) Pour les installations de stockage de déchets, d'un fonds de garantie géré par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie ;
- d) D'un fonds de garantie privé, proposé par un secteur d'activité et dont la capacité financière adéquate est définie par arrêté du ministre chargé des installations classées ; ou
- e) De l'engagement écrit, portant garantie autonome au sens de l'article L. 2321 du code civil, de la personne physique, où que soit son domicile, ou de la personne morale, où que se situe son siège social, qui possède plus de la moitié du capital de l'exploitant ou qui contrôle l'exploitant au regard des critères énoncés à l'article L. 233-3 du code de commerce. Dans ce cas, le garant doit lui-même être bénéficiaire d'un engagement écrit d'un établissement de crédit, d'une entreprise d'assurance, d'une société de caution mutuelle ou d'un fonds de garantie mentionné au d ci-dessus, ou avoir procédé à une consignation entre les mains de la Caisse des dépôts et consignations.

→ Une garantie financière sera mise en place auprès d'un organisme d'assurance. Cette garantie financière sera obtenue avant la mise en service du parc éolien de la Moivre comme pour les autres parcs existants. La preuve de la constitution de cette garantie sera alors transmise au Préfet de la Marne, conformément à la réglementation en vigueur (Cf. Annexe 1).

V. CONTEXTE DE L'ENERGIE EOLIENNE

V.1. CONTEXTE ENERGETIQUE

V.1.1. L'ENERGIE ACTUELLE : ENTRE RAREFACTION ET CHANGEMENT CLIMATIQUE

14 C'est la demande mondiale d'énergie primaire qui a été estimée en 2016 en milliards de tonnes équivalent pétrole (Tep). En un peu plus d'un siècle, cette dernière a connu une croissance forte et qui devrait encore se poursuivre. En effet, selon les prévisions de l'Agence Internationale de l'Energie (World Energy Outlook 2017, AIE), cette demande devrait continuer de croître d'ici 2040.

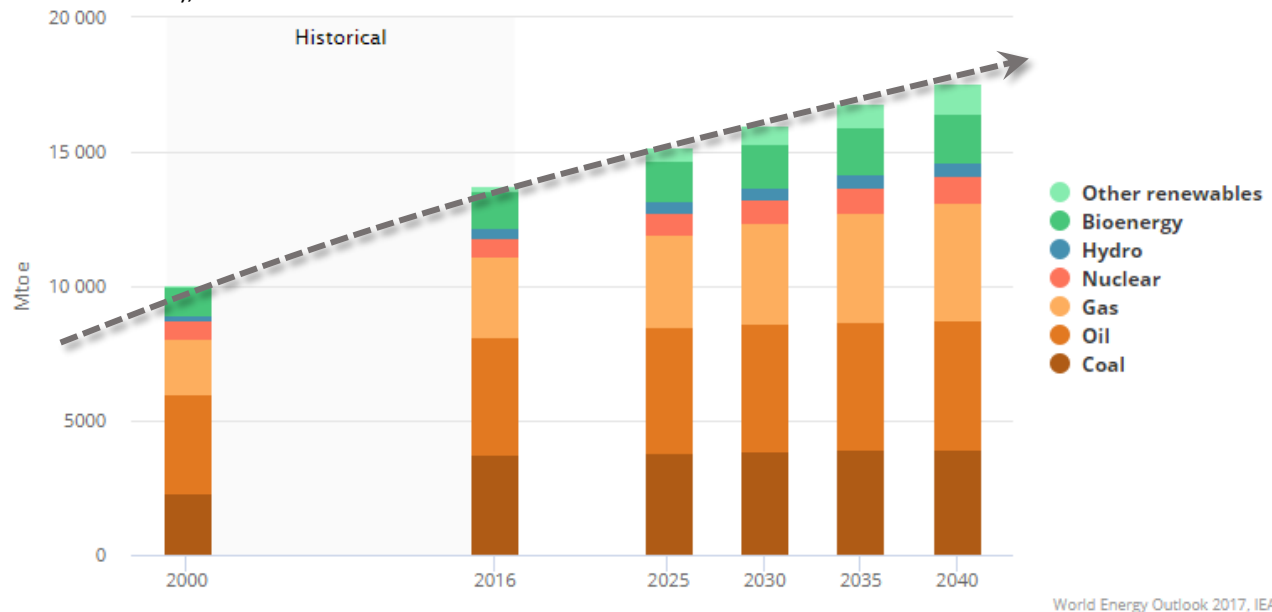


Figure 12 : Evolution de la demande mondiale d'énergie primaire depuis 2000 (Source : Agence Internationale de l'Energie)

Les énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz) sont issues des processus naturels qui se sont produits sur plusieurs milliers à plusieurs millions d'années. Dans ce cadre, leurs réserves ne sont donc pas inépuisables, d'autant plus lorsque le rythme actuel de consommation est soutenu. Ainsi, malgré les avancées technologiques et l'exploitation de nouveaux gisements, le « pic » ou un « plateau » de production pour le pétrole conventionnel serait déjà passé. La production actuelle est donc soutenue par l'exploitation de nouveaux produits « non-conventionnels » comme les pétroles de schistes.

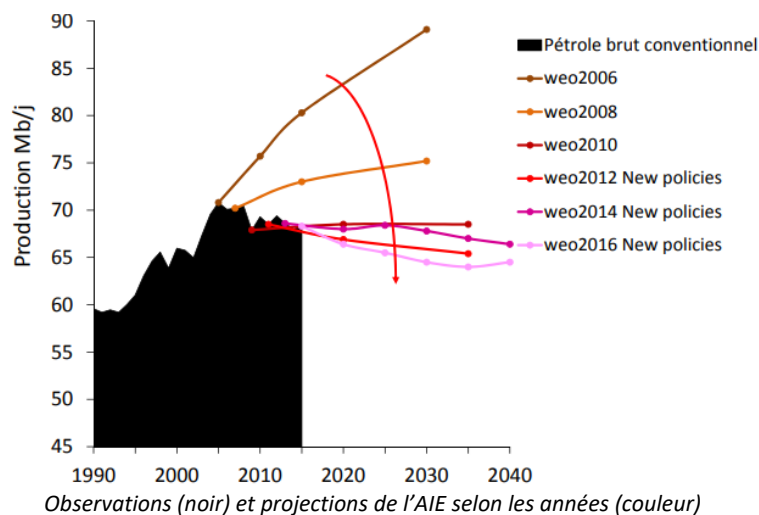


Figure 13 : Evolution de la production de pétrole brut conventionnel (Source : ASPO d'après AIE)

Par ailleurs, une autre problématique associée aux consommations énergétiques actuelles se pose : celle du dérèglement climatique. En effet, depuis près d'un siècle, les concentrations de Gaz à Effet de Serre (GES) n'ont eu cesse d'augmenter sous l'effet des activités humaines.

Le Groupement Intergouvernemental d'experts sur l'Evolution du Climat (GIEC) a ainsi montré qu'en 2005, la concentration de GES dans l'atmosphère avait atteint un niveau très fortement supérieur à celui des milliers d'années qui ont précédés. Cet organisme a aussi mis en évidence le fait que la consommation d'énergie fossile était à l'origine de plus de la moitié de ces émissions de GES. Dans le même temps, les scientifiques ont relevé une augmentation de la température moyenne à la surface du globe de 0.74°C, ce qui tendrait donc à confirmer le lien entre la concentration de GES dans l'atmosphère et la température à la surface de la Terre.

En ce qui concerne les conséquences futures du changement climatique, les prévisions du GIEC (5^{ème} rapport, 2014) font état d'une augmentation des températures moyennes à la surface du globe d'ici 2100 qui variera entre 1 à 3,7°C suivant les différents scénarios de développement (RCP) qui seront mis en œuvre et les émissions de gaz à effet de serre qui en découleront. Sur une échelle de temps plus longue, trois des quatre trajectoires analysées par le GIEC conduisent en 2100 à une hausse des températures de plus de 2 degrés par rapport à l'ère préindustrielle (1850). Les conséquences de ce dérèglement seront multiples et pour certaines déjà à l'œuvre selon l'Office Nationale sur les effets du réchauffement climatique (ONERC) : Augmentation des risques naturels, baisse de l'enneigement, prolifération des espèces invasives, sécheresse chronique...

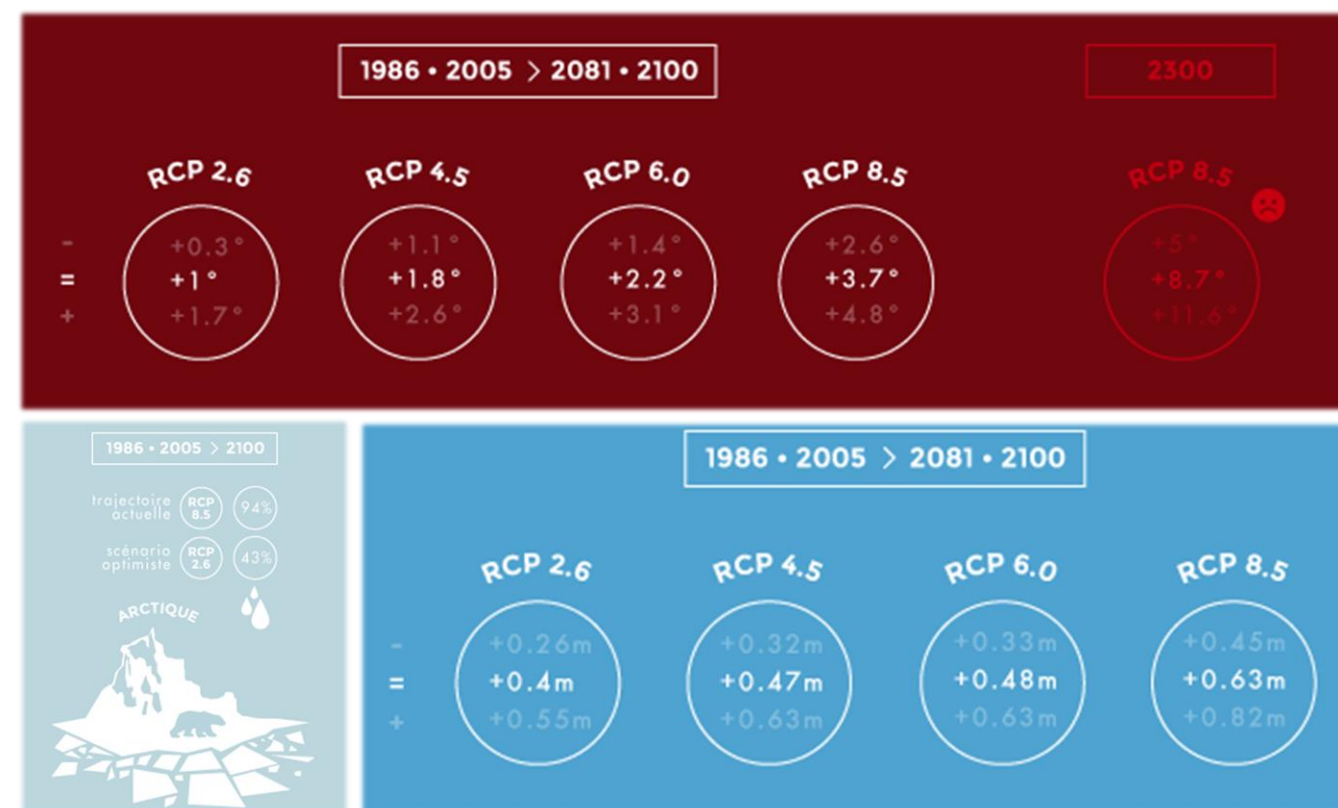
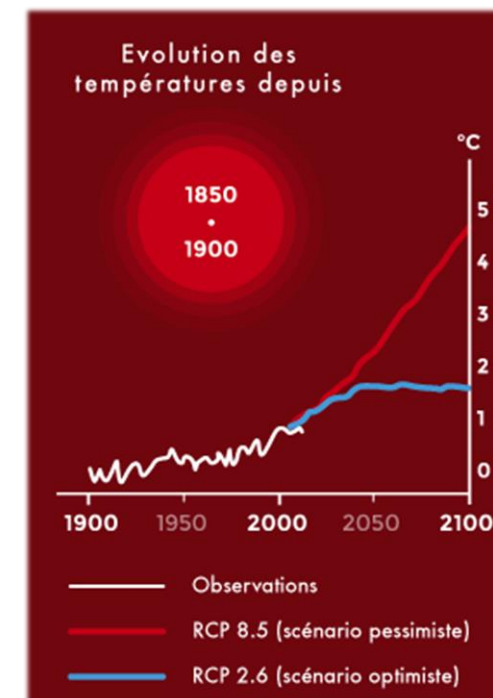


Figure 14 : Etat des prévisions d'augmentation des températures et exemples de conséquences sur la calotte glaciaire ou le niveau des océans selon les différents scénarios du GIEC (Source : RAC)

Dans ce contexte, il semble donc nécessaire d'œuvrer notamment au développement de formes d'énergie « propres » et renouvelables comme peut l'être l'énergie éolienne.

V.1.2. L'ÉNERGIE ÉOLIENNE DANS LE MONDE, EN FRANCE ET AU NIVEAU LOCAL

En décembre 2018, la puissance éolienne totale installée dans le Monde s'élevait à 568 Gigawatts (GW). La capacité ajoutée sur la période 2017/2018 représente un taux de croissance de 9 %. Voici ci-contre la répartition des puissances installées dans le Monde fin 2018. Les quatre premières nations sont la Chine (206 GW), les Etats-Unis (96 GW), l'Allemagne (53 GW) et l'Inde (35 GW). Ces pays représentent plus de 2/3 de la puissance mondiale totale. La Chine, à elle seule, représente 45% des nouvelles puissances installées en 2018.

Total installations onshore

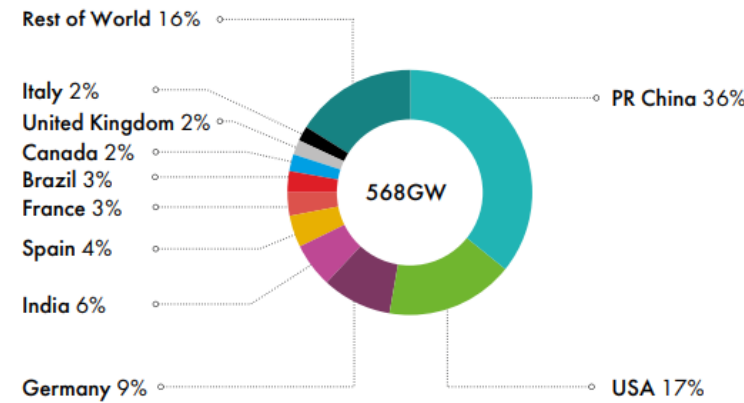


Tableau 7 : Répartition de l'énergie éolienne dans le Monde en décembre 2018 (Source : Global Wind Energy Council)

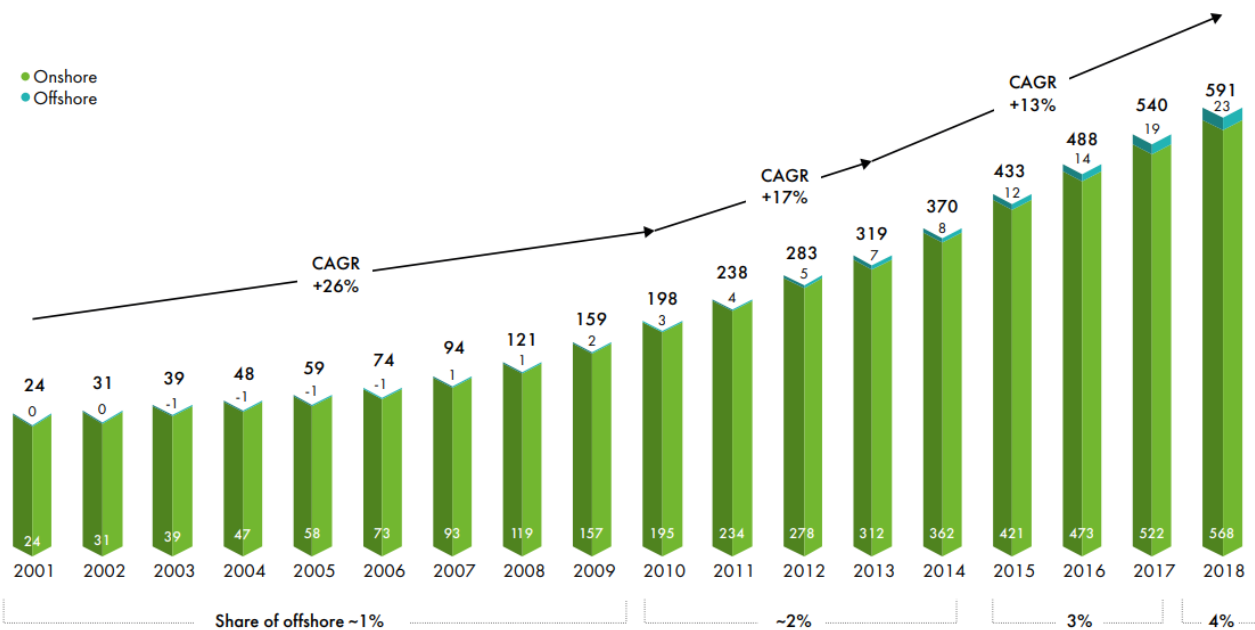


Figure 15 : Cumul de la capacité mondiale éolienne terrestre et maritime installée entre 2001 et 2018 (Source : GWEC)

La France se situe quant à elle au 6^{ème} rang mondial des capacités installées par pays avec environ 3% de la puissance mondiale totale. Elle possède environ 7,9 % de la puissance européenne installée alors qu'elle dispose du second gisement européen.

En effet, alors que dans les trois pays européens leader en la matière, les premiers programmes éoliens datent des années 1980, le démarrage de l'énergie éolienne en France a débuté tardivement (programme EOLE 2005). Afin de répondre à ses engagements européens (paquet Energie-Climat) et à l'objectif volontariste fixé dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015 (32% d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie en 2030), la France s'est dotée de nouveaux objectifs au travers de son projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) publié en janvier 2019. Pour la filière de l'éolien terrestre, les objectifs sont les suivants :

Mars 2019 :
15 352 MW

Obj. 2028 : 34 100 MW à 35 600 MW

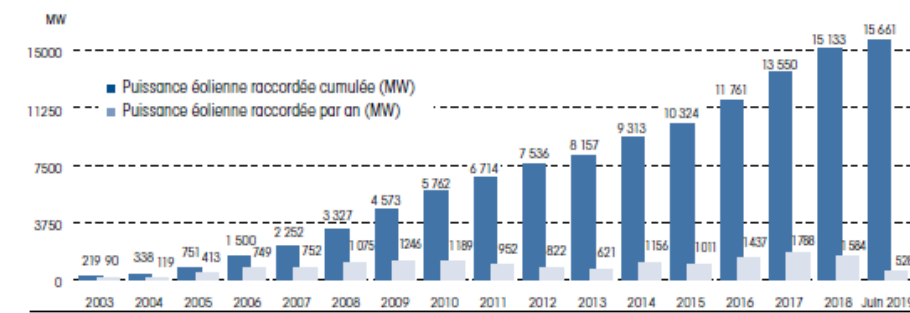
Obj. 2023 : 21 800 MW à 26 000 MW

Ces nouveaux objectifs remplacent ceux prévus dans la Programmation Pluriannuelle d'Investissement de 2016 (15 000 MW fin 2018). Selon le bilan des gestionnaires de réseau, le parc éolien français disposait d'une puissance totale installée de

15 661 MW au 30 juin 2019, soit un niveau d'atteinte des objectifs oscillant entre 60 % à 72 % selon l'option retenue. En termes de répartition, la puissance éolienne installée en métropole se retrouve principalement au niveau de sa moitié nord. Les régions Hauts-de-France et Grand-Est représentent à elles seules près de la moitié de la puissance éolienne française. Cette inégalité de répartition n'est pas uniquement due aux conditions climatiques (ces régions n'étant pas nécessairement les plus ventées), elle s'explique également par des facteurs économiques, politiques ou sociaux.

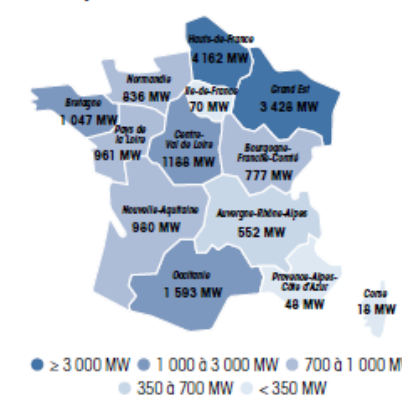
Ainsi avec 3 428 MW raccordés 30 juin 2019, la région Grand-Est se positionne en tant que 2^{ème} région en termes de puissance éolienne raccordée. D'après le Service d'Observation et des Statistiques, le département de la Marne cumule 848 MW en service au 30 juin 2019.

Evolution de la puissance éolienne raccordée (MW)

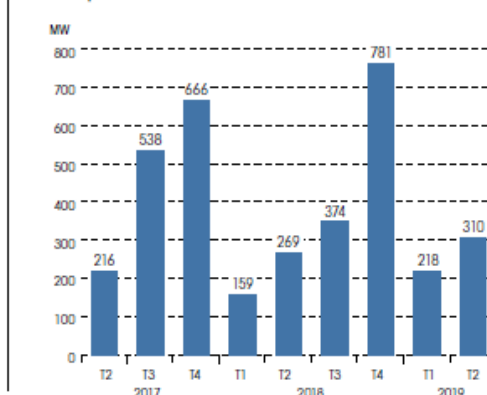


PARC ÉOLIEN 15 661 MW
+ 310 MW SUR LE TRIMESTRE + 1 683 MW EN ANNÉE GLISSANTE

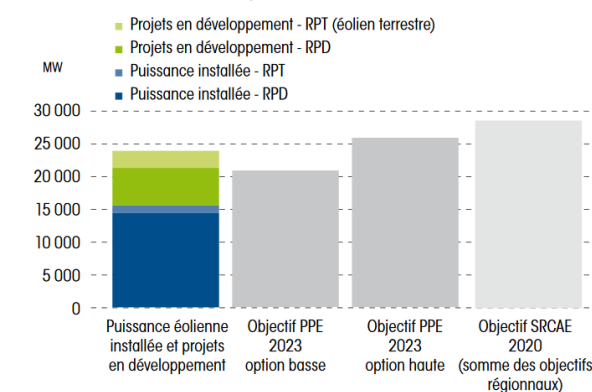
Puissance éolienne raccordée par région au 30 juin 2019



Parc éolien raccordé par trimestre en France métropolitaine



Puissance installée et projets en développement au 30 juin 2019, objectifs PPE et SRCAE, pour l'éolien terrestre



OBJECTIFS NATIONAUX 2023

OPTION BASSE PPE ATTEINTE À

72 %

OPTION HAUTE PPE ATTEINTE À

60 %

Projet en développement : Pour le réseau de RTE, il s'agit des projets ayant fait l'objet d'une « proposition d'entrée en file d'attente » ou d'une « proposition technique et financière » acceptée ou qui ont été retenus dans le cadre d'un appel d'offres. Pour le réseau d'Enedis et des entreprises locales de distribution, il s'agit de projets pour lesquels une demande de raccordement a été qualifiée complète par le gestionnaire de réseau de distribution.

Figure 16 : Bilan de l'éolien en France au 30 juin 2019 (Source : RTE, Panorama des ENR)

V.1.3. LES AVANTAGES DE L'ENERGIE EOLIENNE

L'éolien est un moyen de production d'électricité renouvelable qui exploite la ressource naturelle du vent. Elle se substitue essentiellement à des productions à partir d'énergies fossiles (centrales gaz et charbon) qui émettent de grandes quantités de CO₂.

La France a le 2^{ème} potentiel en vent d'Europe. Les trois régimes de vent qui coexistent sur l'ensemble du territoire sont la garantie d'une production de base. A ce titre, cette énergie peut donc être considérée comme une solution efficace de lutter contre les émissions de gaz à effet de serre.

Par ailleurs, l'éolien est une source d'énergie prévisible. En effet, il existe différentes technologies et logiciels permettant de prévoir la météo et par ce biais la production éolienne. L'effet de l'injection de la production électrique d'origine éolienne sur le réseau, variable selon la ressource en vent est ainsi anticipé et maîtrisé. S'agissant de la compétitivité de l'énergie éolienne, elle est de plus en plus intéressante. Le prix de l'électricité livrée à EDF sur le réseau local est désormais rémunéré 7,2 c€/kWh pour les plus petits projets et peut descendre à 4 c€/kWh lorsque le parc a produit une quantité d'énergie fixée par l'État.

Enfin, les énergies renouvelables, dont l'éolien, sont des sources de production d'électricité décentralisées. Elles sont développées, installées et exploitées au sein des territoires qu'elles contribuent ainsi à dynamiser. Un parc éolien génèrera ainsi :

- Des revenus pour le territoire au titre des retombées fiscales annuelles (IFER, CET et taxe foncière) réparties à plusieurs échelles entre les collectivités (communes, communauté de communes, département et région). Le tarif de l'IFER, la plus importante d'entre elles est fixé au 1^{er} janvier 2019 à 7,57 € par kilowatt de puissance électrique installée.
- De l'activité pour les entreprises locales par la construction et des emplois non-délocalisables dans la région également pour les phases d'exploitation et de maintenance des parcs éoliens. D'après les analyses menées par la FEE², la production d'énergie éolienne, à l'échelle de la France, est génératrice d'emplois : 15 870 emplois fin 2016 (soit + 9,6% par rapport à 2015).

Le développement d'un projet éolien s'inscrit donc dans cette double démarche positive sur les aspects globaux d'environnement et d'économie.

² Disponible sur : <https://fee.asso.fr/wp-content/uploads/2019/05/un-vent-de-transition-2019.pdf>

V.2. CONTEXTE REGLEMENTAIRE

Au fil des années, la France s'est dotée d'un panel de dispositifs législatifs encadrant le développement de l'énergie éolienne, et dont les principaux éléments sont récapitulés dans ce chapitre.

V.2.1. LE SCHEMA REGIONAL EOLIEN ET LE SCHEMA REGIONAL D'AMENAGEMENT, DE DEVELOPPEMENT DURABLE ET D'EGALITE DES TERRITOIRES (SRADDET)

Prévu à l'article L.222-1 du code de l'environnement, le Schéma Régional « Climat, Air, Énergie » (SRCAE), déclinaison majeure de la Loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (dite loi "Grenelle 2"), a pour objectif de définir les orientations et objectifs régionaux à l'horizon 2020 et 2050 en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de maîtrise de la demande énergétique, de développement des énergies renouvelables, de lutte contre la pollution atmosphérique et d'adaptation au changement climatique. Il est co-élaboré par l'Etat et le Conseil régional, tout en laissant une large place à la concertation avec les différents acteurs. Ce SRCAE est un document stratégique, décliné sur le territoire au travers des Plans Climat Energie Territoriaux (PCET), qui en constituent les plans d'action, puis au travers des documents d'urbanisme qui doivent le prendre en compte.

Par ailleurs, conformément au décret n° 2011-678 du 16 juin 2011, le SRCAE dispose d'un volet spécifique à l'énergie éolienne : le schéma régional éolien (SRE). En cohérence avec les objectifs issus de la législation européenne, relative à l'énergie et au climat, le SRE a pour vocation d'identifier la contribution de la Région à l'effort national en matière d'énergie renouvelable d'origine éolienne terrestre. Ainsi, il a pour objet de définir les parties du territoire régional favorables au développement de l'énergie éolienne, en s'assurant que l'objectif quantitatif régional puisse être effectivement atteint. Il établit la liste des communes dans lesquelles sont situées ces zones favorables

Il faut toutefois rappeler que le SRE est établi à une échelle régionale et prend, par conséquent, en considération les enjeux à ce niveau. Les cartes fournies le sont donc à titre indicatif et ne doivent pas faire l'objet de « zooms » à l'échelle desquels elle perd sa pertinence. De plus, l'inscription d'une commune dans la liste des communes faisant partie de la délimitation territoriale du SRE, ou sa localisation en zone favorable, ne signifie pas qu'un projet d'implantation sur cette commune sera automatiquement autorisé. Ils continueront à faire l'objet d'une instruction spécifique. Les éléments figurant dans le SRE permettront d'orienter et d'harmoniser ces instructions en fournissant des lignes directrices.

Le Schéma Régional Eolien et la liste des communes qu'il comporte n'est néanmoins pas opposable aux procédures administratives liées aux projets de parcs éoliens (autorisation environnementale) : un projet de parc éolien ne pourra pas se voir opposer un refus au seul motif que les éoliennes qui le constituent ne sont pas situées dans des zones favorables du SRE.

Le SRE, document de planification régional du développement de l'éolien, constitue également un outil d'aide à destination des collectivités, des développeurs de parcs éoliens, des bureaux d'études et des services de l'État. L'ensemble des acteurs amenés à réfléchir et travailler sur ce type de projets pouvant s'appuyer sur tous les éléments de connaissance du territoire régional que contient le SRE, pour permettre l'émergence à l'échelle régionale de projets cohérents et respectueux des enjeux locaux identifiés.

Il est à noter que le dernier alinéa de l'article L.515-44 du code de l'environnement indique que : « L'autorisation d'exploiter tient compte des parties du territoire régional favorables au développement de l'énergie éolienne définies par le schéma régional éolien mentionné au 3° du I de l'article L. 222-1, si ce schéma existe. ».

Dans l'ancienne région Champagne-Ardenne, le Schéma Régional Eolien a été approuvé par arrêté préfectoral en date du 29 juin 2012. Ce dernier a fixé un objectif régional de 2870 MW à l'horizon 2020. En juin 2019, le constat dressé laisse apparaître un écart encore conséquent entre cet objectif, dont il y a lieu toutefois de rappeler le caractère non prescriptif, et la puissance installée (Cf. figure ci-contre).

→ Comme l'illustre la carte ci-contre, la zone du projet se trouve localisée au sein des zones favorables du SRE.

Figure 17 : Pourcentage d'atteinte de l'objectif éolien du SRE en mars 2019

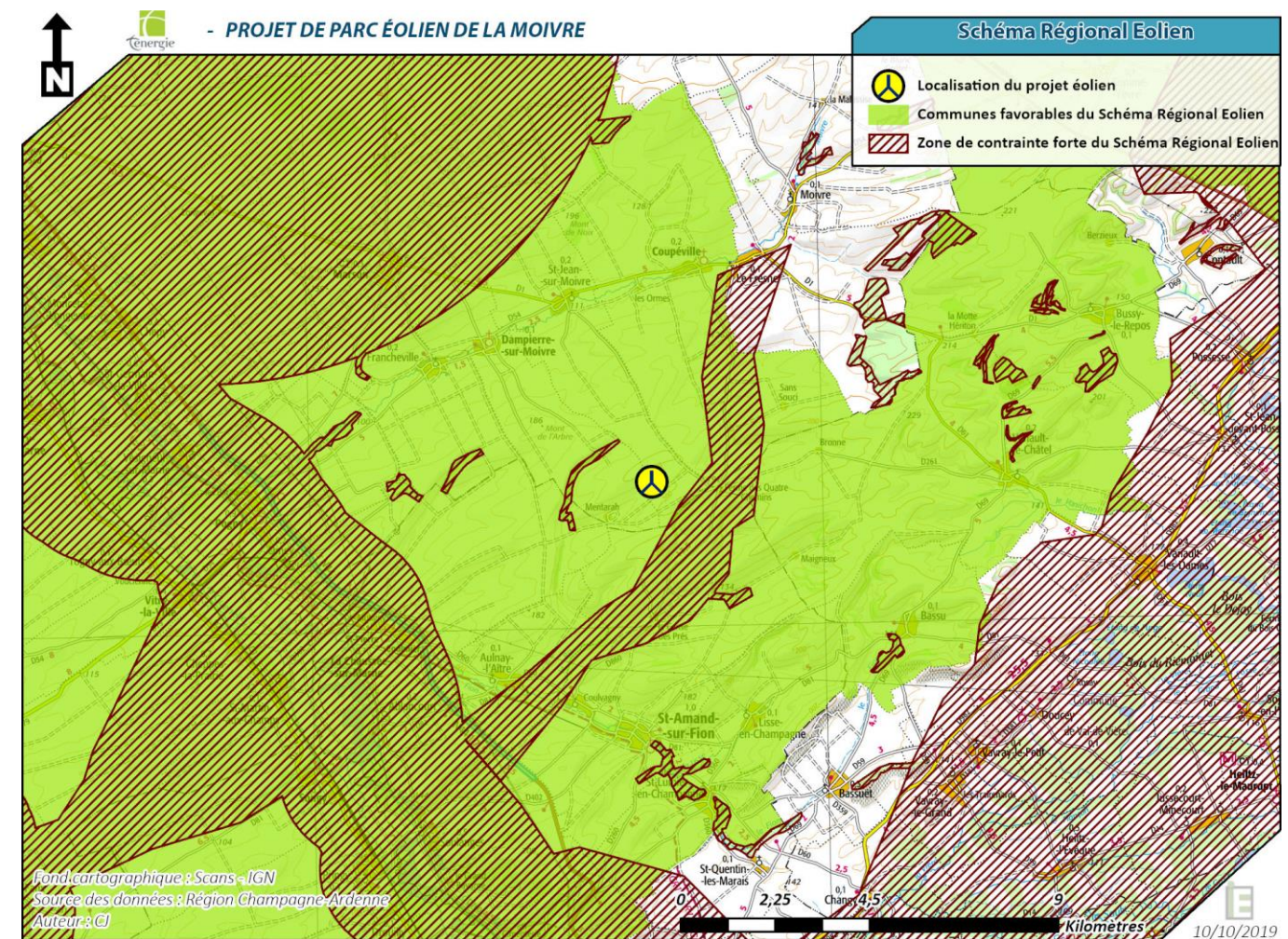
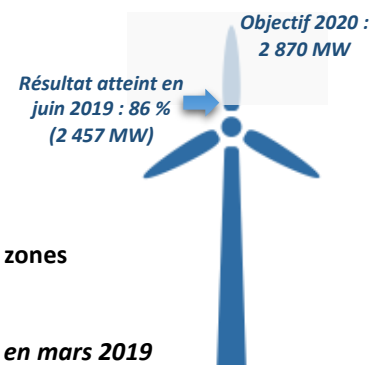


Figure 18 : Communes favorables et zones de contraintes fortes identifiées dans le Schéma Régional Eolien de Champagne-Ardenne (Source : DDT)

A noter que la loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant Nouvelle Organisation Territoriale de la République (dite loi NOTRe) a créé le Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET) remplaçant le Schéma Régional d'Aménagement et de Développement du Territoire (SRADT) et qui aura pour vocation d'intégrer différents outils de planification régionaux, dont le Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Énergie, et par conséquent le Schéma Régional Eolien.

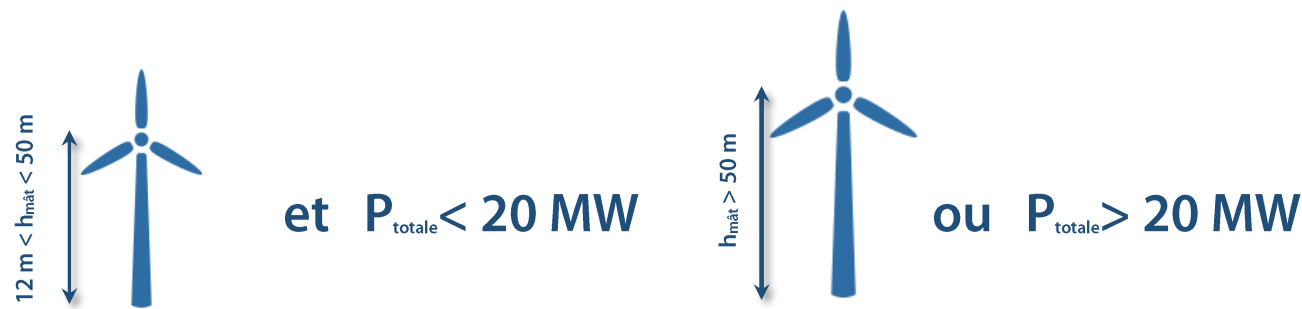
Le SRADDET Grand-Est, dont l'élaboration a débuté au printemps 2017, devrait être approuvé à l'automne 2019.

V.2.2. LES INSTALLATIONS CLASSEES POUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (ICPE) – RUBRIQUE DU PROJET

Les ICPE sont définies par l'article L.511-1 du code de l'environnement. Elles correspondent aux « 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, de l'environnement et des paysages, soit pour l'utilisation rationnelle de l'énergie, soit pour la conservation des sites et des monuments ainsi que des éléments du patrimoine archéologique. ».

Les activités relevant de la législation des installations classées sont énumérées dans une nomenclature qui recense différentes rubriques liées aux substances employées et type d'activité concerné. Le décret n° 2011-984 du 23 août 2011 modifiant la nomenclature des installations classées inscrit les éoliennes à la nomenclature des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE), rubrique n°2980 : « Installation terrestre de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et regroupant un ou plusieurs aérogénérateurs ».

Par ailleurs cette nomenclature soumet ces activités à différents régimes (correspondant à des procédures réglementaires nécessaire avant leur mise en service) en fonction de l'importance des risques ou des inconvénients qui peuvent être engendrés. Ainsi, pour les installations utilisant l'énergie mécanique du vent, deux régimes sont possibles :



Déclaration : pour les installations équipées d'aérogénérateurs d'une hauteur comprise entre 12 et 50 mètres et d'une puissance inférieure à 20 MW.

Autorisation : lorsqu'elles comprennent au moins un aérogénérateur dont le mât a une hauteur supérieure ou égale à 50 mètres, ainsi que celles comprenant des aérogénérateurs d'une hauteur comprise entre 12 et 50 mètres et d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW.

→ Le projet de Parc éolien de la Moivre, qui prévoit l'installation d'aérogénérateurs dont le mât mesurera entre 78 à 82 m, est donc soumis au régime d'autorisation au titre de la réglementation ICPE.

N° Rubrique	Alinéa	Intitulé de la rubrique	Critère et seuils de classement *	Volume d'activité projeté	Classement demandé
2980	1	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 (A-6)	6 aérogénérateurs avec un mât** de 78 à 82 m maximum chacun	Autorisation

*A-x : autorisation et rayon d'affichage de l'enquête publique en km / D : Déclaration / S : Seveso / C : contrôle périodique.

** La hauteur de mât ici considérée correspond à la hauteur nacelle comprise conformément aux recommandations de l'inspection des installations classées et en cohérence avec l'article R. 421-2-c du Code de l'Urbanisme.

Le projet ne comporte pas d'autres rubriques soumises à autorisation, enregistrement, déclaration ou non classées.

V.2.3. L'AUTORISATION ENVIRONNEMENTALE ET LE PROCESSUS D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

À compter du 1^{er} mars 2017, dans le cadre de la modernisation du droit de l'environnement, 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), ont été fusionnées au sein de la procédure dite d'autorisation environnementale.

L'ordonnance n°2017-80 et les décrets n°2017-81 et n°2017-82 du 26 janvier 2017 relatifs à l'autorisation environnementale, traduits au sein des articles L.181-1 à L.181-31 et R.181-1 à R.181-56 du code de l'environnement, fixent le cadre de cette procédure visant à simplifier et accélérer l'instruction des projets.

Pour ce faire, cette autorisation rassemble autour d'une seule et unique procédure plusieurs décisions éventuellement nécessaires à la réalisation du projet relevant de différentes législations (code de l'environnement, code de l'énergie, code des transports...) et qui étaient auparavant traitées de manière indépendante. Ainsi, dans le cadre d'un projet éolien, l'Autorisation Environnementale peut regrouper si nécessaire :

CODE DE L'ENVIRONNEMENT

- Dérogação aux interdictions édictées pour la conservation de sites d'intérêt géologique, d'habitats naturels, d'espèces animales non domestiques ou végétales non cultivées et de leurs habitats en application du 4° de l'article L. 411-2 ;
- Absence d'opposition au titre du régime d'évaluation des incidences Natura 2000 en application du VI de l'article L.414-4 du code de l'environnement. Le dossier de demande d'autorisation environnementale doit ainsi justifier de l'absence d'incidences significatives sur le réseau Natura 2000 lorsque le projet est susceptible d'en générer ;
- Autorisation/déclaration d'Installations, Ouvrages, Travaux et Activités (IOTA) susceptibles d'avoir des incidences sur l'eau et les milieux aquatiques mentionnés à l'article L.214-3 du code de l'environnement ;
- Autorisation spéciale pour la modification de l'état ou de l'aspect d'une réserve naturelle existante ou en cours de constitution en application des articles L.332-6 et L.332-9 du code de l'environnement ;
- Autorisation spéciale pour la modification de l'état ou de l'aspect d'un monument naturel ou d'un site classé ou en instance de classement en application des articles L.341-7 et L.341-10 du code de l'environnement.

CODE DE L'ÉNERGIE

- Autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité en application de l'article L. 311-1 du code de l'énergie.

CODE FORESTIER

- Autorisation de défrichement en application des articles L. 214-13, L. 341-3, L. 372-4, L. 374-1 et L. 375- 4 du code forestier.

CODE DU PATRIMOINE

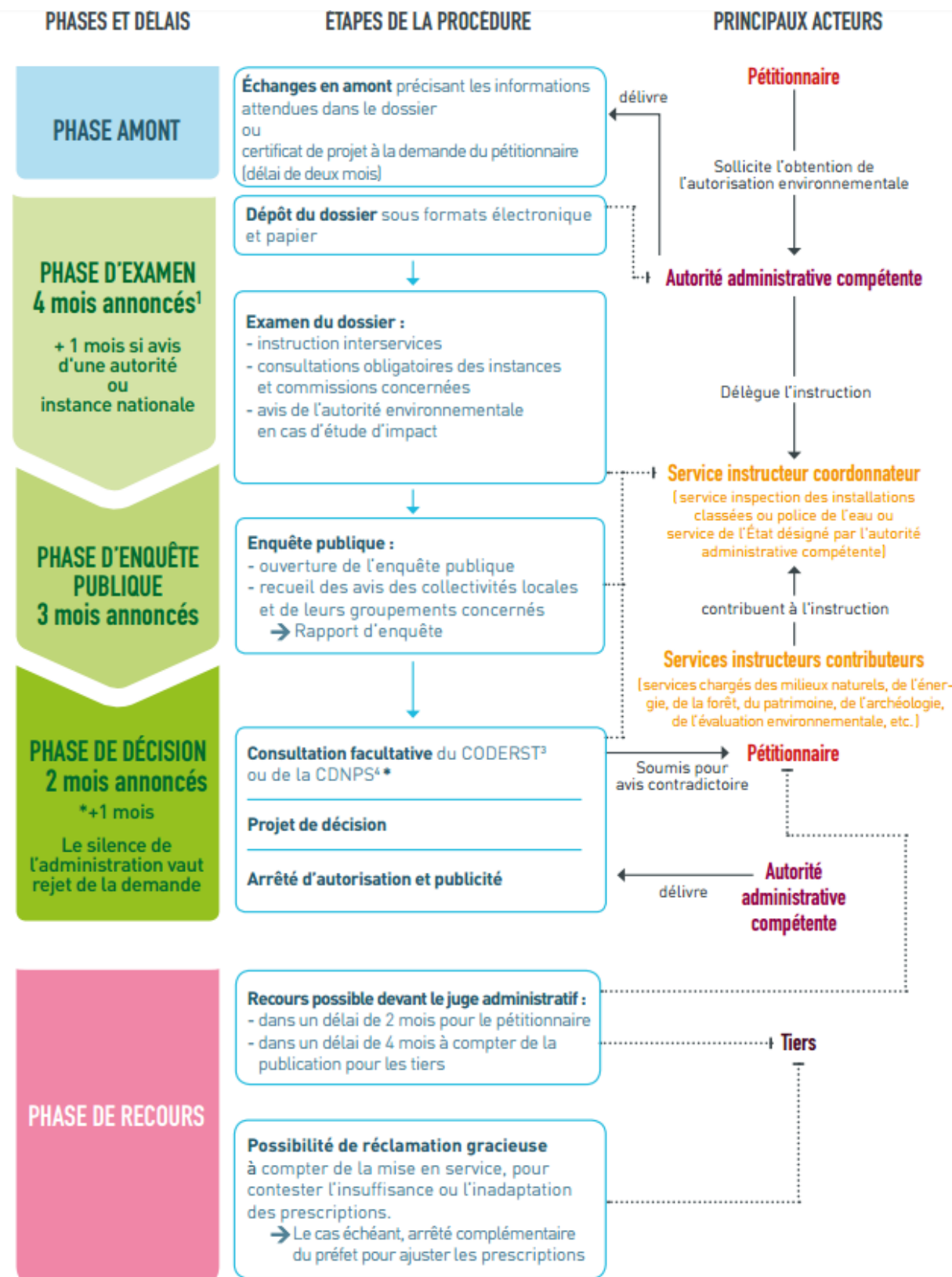
- Autorisation spéciale pour les installations terrestres de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et la réalisation de travaux susceptibles de modifier l'aspect extérieur d'un immeuble, bâti ou non bâti, protégé au titre des abords, en l'application des articles L.621-32 et L.632-1 du code du patrimoine.

AUTRES

- Les autorisations requises au titre des obstacles à la navigation aérienne et des servitudes militaires (en application des articles L. 5111-6, L. 5112-2 et L. 5114-2 du code de la défense ; des articles L. 5113-1 du même code et L. 54 du code des postes et des communications électroniques ; de l'article L. 6352-1 du code des transports).

Par ailleurs, selon l'article R.425-29-2 du code de l'urbanisme « lorsqu'un projet d'installation d'éoliennes terrestres est soumis à autorisation environnementale en application du chapitre unique du titre VIII du livre 1er du code de l'environnement, cette autorisation dispense du permis de construire ».

Le détail de la procédure d'autorisation environnementale, présentant les différentes phases, délais et acteurs, est présenté sur le schéma en page suivante.



1. Ces délais peuvent être suspendus, arrêtés ou prorogés : délai suspendu en cas de demande de compléments ; possibilité de rejet de la demande si dossier irrecevable ou incomplet ; possibilité de proroger le délai par avis motivé du préfet. 2. CNPN : Conseil national de la protection de la nature. 3. CODERST : Conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques. 4. CDNPS : Commission départementale de la nature, des paysages et des sites.

Cette procédure comporte les éléments énoncés dans le processus dit d'évaluation environnementale défini au III de l'article L.122-1 du code de l'environnement, à savoir :

- l'élaboration par le maître d'ouvrage d'un rapport d'évaluation des incidences du projet sur l'environnement, dénommé « étude d'impact » ;
- la réalisation des consultations pour avis de l'Autorité Environnementale, des collectivités territoriales et de leurs groupements intéressés par le projet, du public et, le cas échéant, des autorités et organismes transfrontaliers ;
- l'examen par l'autorité compétente pour autoriser le projet, de l'ensemble des informations présentées dans l'étude d'impact et reçues dans le cadre des consultations effectuées et du maître d'ouvrage.

Le contenu d'un Dossier de Demande d'Autorisation Environnementale relatif à un projet de parc éolien est détaillé par les articles R.181-13 et D.181-15-2° du code de l'environnement.

→ Le projet de Parc éolien de la Moivre étant soumis à autorisation au titre de la réglementation des ICPE, doit donc faire l'objet d'une procédure d'autorisation environnementale.

Cette dernière comportera différentes pièces. La liste des pièces composant le dossier de demande d'Autorisation Environnementale provient des recommandations de la DGPR, transmises par courrier au SER et à la Fédération Energie Eolienne. Elle a été élaborée lors de la mise en œuvre de l'expérimentation sur la Demande d'Autorisation Unique qui a précédé l'instauration de la Demande d'Autorisation Environnementale. Celle-ci a été adaptée afin de tenir compte des dernières évolutions réglementaires (notamment la suppression du Permis de construire) :

- Pièce n°1 : CERFA n°15964*01
- Pièce n°2 : La note de présentation non-technique
- Pièce n°3 : La description de la demande (Description des procédés de fabrication, Capacités techniques et financières, Modalités des garanties financières, Courrier de Demande d'Autorisation Environnementale)
- Pièce n°4.1 : L'étude d'impact
- Pièce n°4.2 : Le Résumé Non-Technique de l'étude d'impact
- Pièce n°4.3 : Expertise liée à l'étude d'impact - Etude écologique incluant l'évaluation des incidences Natura 2000
- Pièce n°4.4 : Expertise liée à l'étude d'impact - Etude acoustique
- Pièce n°4.5 : Expertise liée à l'étude d'impact - Etude paysagère
- Pièce n°5.1 : L'étude de dangers
- Pièce n°5.2 : Le Résumé Non-Technique de l'étude de dangers
- Pièce n°6 : Le document établissant que le projet est conforme aux documents d'urbanisme
- Pièce n°7 : Les cartes et plans réglementaires demandés au titre du code de l'environnement
- Pièce n°8 : Accords et avis consultatifs (Avis DGAC, Météo-France et Défense si nécessaire et disponible)

Une fois constituée, la demande d'autorisation environnementale est déposée au guichet unique qui se charge de la délivrance d'un certificat de dépôt suite à l'examen de recevabilité. Après avoir obtenu les avis de l'autorité environnementale et des services sur la régularité du dossier, si le dossier est jugé recevable il est soumis à enquête publique.

V.2.4. L'ETUDE D'IMPACT

Parmi les pièces composant le dossier d'Autorisation Environnementale, figure notamment l'étude d'impact. Son contenu est déterminé au sein de l'article R. 122-5 du code de l'environnement. Cet article précise en préambule que ce dernier « est proportionné à la sensibilité environnementale de la zone susceptible d'être affectée par le projet, à l'importance et la nature des travaux, installations, ouvrages, ou autres interventions dans le milieu naturel ou le paysage projetés et à leurs incidences prévisibles sur l'environnement ou la santé humaine. »

Il s'agit notamment de présenter :

- Un **résumé non technique** pouvant faire l'objet d'un document indépendant ;
- Une **description du projet**, incluant notamment sa localisation, ses caractéristiques physiques ainsi que celles liées à sa phase opérationnelle, les types et des quantités de résidus et d'émissions attendus ;
- Une **description des aspects pertinents de l'état actuel de l'environnement**, notamment ceux susceptibles d'être affectés de manière notable par le projet : la population, la santé humaine, la biodiversité, les terres, le sol, l'eau, l'air, le climat, les biens matériels, le patrimoine culturel, y compris les aspects architecturaux et archéologiques, et le paysage ;
- Une **analyse des scénarios d'évolution du site** en cas de mise en œuvre ou non du projet ;

Figure 19 : Procédure d'autorisation environnementale (Source : Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer)

- Une **description des incidences notables que le projet** est susceptible d'avoir sur l'environnement tout au long de son existence (construction, exploitation, démantèlement), notamment sur les ressources naturelles, l'émission de polluants, les nuisances sonores, les risques pour la santé humaine, la biodiversité, le patrimoine culturel. Elle porte sur les effets directs et, le cas échéant, sur les effets indirects secondaires, transfrontaliers, à court, moyen et long termes, permanents et temporaires, positifs et négatifs du projet. Elle porte aussi sur les effets cumulatifs, c'est-à-dire liés au cumul d'incidences avec d'autres projets situés à proximité. Enfin, elle doit aussi intégrer les incidences négatives notables attendues du projet sur l'environnement qui résultent de la vulnérabilité du projet à des risques d'accidents ou de catastrophes majeurs ;
- Une **description des solutions de substitution raisonnables** qui ont été examinées par le maître d'ouvrage et une indication des principales raisons du choix effectué ;
- Les **mesures prévues** par le maître de l'ouvrage pour :
 - **Eviter** les effets négatifs notables du projet sur l'environnement ou la santé humaine ;
 - **Réduire** les effets n'ayant pu être évités ;
 - **Compenser**, lorsque cela est possible, les effets négatifs notables du projet sur l'environnement ou la santé humaine qui n'ont pu être ni évités ni suffisamment réduits.

La description de ces mesures doit être accompagnée de l'estimation des dépenses correspondantes, de l'exposé des effets attendus de ces mesures à l'égard des impacts du projet et, le cas échéant, de leurs modalités de suivi ;

- Une **description des méthodes employées** pour identifier et évaluer les incidences notables sur l'environnement ;
- Les **noms, qualités et qualifications du ou des experts** qui ont préparé l'étude d'impact et les études ayant contribué à sa réalisation.

A noter que cette étude d'impact peut aussi intégrer les éléments nécessaires à d'autres autorisations et ainsi porter différentes démarches au sein d'un seul document fédérateur.

V.2.5. LA DEROGATION AUX INTERDICTIONS DE DESTRUCTION D'ESPECES ET D'HABITATS NATURELS

Selon l'article L.411-1 du code de l'environnement, sont interdits, pour la liste des espèces et habitats naturels définie par décret en Conseil d'Etat :

- La destruction ou l'enlèvement des œufs ou des nids, la mutilation, la destruction, la capture ou l'enlèvement, la perturbation intentionnelle, la naturalisation d'animaux de ces espèces ou, qu'ils soient vivants ou morts, leur transport, leur colportage, leur utilisation, leur détention, leur mise en vente, leur vente ou leur achat ;
- La destruction, la coupe, la mutilation, l'arrachage, la cueillette ou l'enlèvement de végétaux de ces espèces, de leurs fructifications ou de toute autre forme prise par ces espèces au cours de leur cycle biologique, leur transport, leur colportage, leur utilisation, leur mise en vente, leur vente ou leur achat, la détention de spécimens prélevés dans le milieu naturel ;
- La destruction, l'altération ou la dégradation de ces habitats naturels ou de ces habitats d'espèces.

Toutefois la délivrance de dérogation à ces interdictions est possible à condition qu'il n'existe pas d'autre solution satisfaisante et que la dérogation ne nuise pas au maintien, dans un état de conservation favorable, des populations des espèces concernées dans leur aire de répartition naturelle.

L'arrêté du 19 février 2007 fixe les conditions de demande et d'instruction des dérogations. Elle comprend :

- Les nom et prénoms, l'adresse, la qualification et la nature des activités du demandeur ou, pour une personne morale, sa dénomination, les nom, prénoms et qualification de son représentant, son adresse et la nature de ses activités ;
- La description, en fonction de la nature de l'opération projetée :
 - du programme d'activité dans lequel s'inscrit la demande, de sa finalité et de son objectif ;
 - des espèces (nom scientifique et nom commun) concernées ;
 - du nombre et du sexe des spécimens de chacune des espèces faisant l'objet de la demande ;
 - de la période ou des dates d'intervention ;
 - des lieux d'intervention ;
 - s'il y a lieu, des mesures d'atténuation ou de compensation mises en œuvre, ayant des conséquences bénéfiques pour les espèces concernées ;
 - de la qualification des personnes amenées à intervenir ;

- du protocole des interventions : modalités techniques, modalités d'enregistrement des données obtenues ;
- des modalités de compte rendu des interventions.

→ **Au vu des incidences du projet de Parc éolien de la Moivre sur le milieu naturel, ce projet ne nécessitera pas de dérogation aux interdictions de destruction d'espèces et d'habitats naturels.**

V.2.6. L'ÉVALUATION DES INCIDENCES NATURA 2000

L'article R.414-19 dresse la liste des projets devant faire l'objet d'une évaluation des incidences sur un ou plusieurs sites Natura 2000, parmi lesquels figurent « les projets soumis à évaluation environnementale au titre du tableau annexé à l'article R.122-2 » du code de l'environnement. Ce même article précise par ailleurs que l'évaluation des incidences constitue une obligation, même si le projet se situe en dehors d'un site Natura 2000.

Comme pour l'étude d'impact, l'évaluation est proportionnée à l'importance du document ou de l'opération et aux enjeux de conservation des habitats et des espèces en présence. Selon l'article R.414-23 du code de l'environnement, l'évaluation comporte :

- Une présentation simplifiée du projet accompagnée d'une carte permettant de localiser le projet et les sites Natura 2000 susceptibles d'être concernés par ses effets, ainsi qu'un plan détaillé si le projet est localisé dans le périmètre d'un site Natura 2000 ;
- Un exposé sommaire des raisons pour lesquelles le projet est susceptible d'avoir une incidence sur un ou plusieurs sites Natura 2000. Dans l'affirmative, cet exposé précise la liste des sites Natura 2000 susceptibles d'être affectés en justifiant les raisons.
- Si un ou plusieurs sites Natura 2000 sont susceptibles d'être affectés, le dossier comprend également une analyse des effets temporaires ou permanents, directs ou indirects, que le projet peut avoir, individuellement ou en raison de ses effets cumulés avec d'autres documents de planification, ou d'autres programmes, projets, manifestations ou interventions, sur l'état de conservation des habitats naturels et des espèces qui ont justifié la désignation du ou des sites.
- Si l'analyse précédente conduit à l'identification d'effets significatifs dommageables, le dossier comprend un exposé des mesures qui seront prises pour supprimer ou réduire ces effets dommageables. Dans le cas où, malgré ces mesures, des effets significatifs dommageables subsistent, le dossier d'évaluation expose, en outre, les solutions alternatives envisageables ainsi que les raisons pour lesquelles il n'existe pas d'autre solution que celle retenue. Devront aussi être intégrés la description des mesures compensatoires et l'estimation des dépenses et les modalités de prise en charge associées.

→ **Le projet de Parc éolien de la Moivre étant soumis à évaluation environnementale, il est par conséquent soumis à évaluation des incidences Natura 2000. Cette analyse est développée au sein de l'étude écologique (Cf. Pièce n°4.3) et les principales conclusions sont présentées au sein de l'étude d'impact (Cf. Pièce n°4.1).**

V.2.7. L'AUTORISATION OU LA DECLARATION AU TITRE DE LA LOI SUR L'EAU

Selon l'article L.214-3 du code de l'environnement :

« I.- Sont soumis à autorisation de l'autorité administrative les installations, ouvrages, travaux et activités susceptibles de présenter des dangers pour la santé et la sécurité publique, de nuire au libre écoulement des eaux, de réduire la ressource en eau, d'accroître notablement le risque d'inondation, de porter gravement atteinte à la qualité ou à la diversité du milieu aquatique, notamment aux peuplements piscicoles.

Cette autorisation est l'autorisation environnementale régie par les dispositions du chapitre unique du titre VIII du livre Ier, sans préjudice de l'application des dispositions du présent titre.

II.- Sont soumis à déclaration les installations, ouvrages, travaux et activités qui, n'étant pas susceptibles de présenter de tels dangers, doivent néanmoins respecter les prescriptions édictées en application des articles L. 211-2 et L. 211-3. »

Ainsi, comme pour les ICPE, il existe une nomenclature des opérations soumises à autorisation (A) ou à déclaration (D) suivant leur nature et leur importance. Cela concerne notamment les prélèvements et les rejets, mais aussi les impacts sur le milieu aquatique ou sur la sécurité publique. Parmi ces rubriques, certaines peuvent être liées aux travaux liés à l'implantation d'un parc éolien et de ses aménagements connexes (chemins, plateformes...), telles que :

	Installations, ouvrages, travaux ou activités conduisant à modifier le profil en long ou le profil en travers du lit mineur d'un cours d'eau, à l'exclusion de ceux visés à la rubrique 3.1.4.0, ou conduisant à la dérivation d'un cours d'eau :	
3.1.2.0	1° Sur une longueur de cours d'eau supérieure ou égale à 100 m	(A)
	2° Sur une longueur de cours d'eau inférieure à 100 m	(D)
	Le lit mineur d'un cours d'eau est l'espace recouvert par les eaux coulant à pleins bords avant débordement.	
3.3.1.0	Assèchement, mise en eau, imperméabilisation, remblais de zones humides ou de marais, la zone asséchée ou mise en eau étant :	
	1° Supérieure ou égale à 1 ha	(A)
	2° Supérieure à 0,1 ha, mais inférieure à 1 ha	(D)

Si seules les installations, ouvrages, travaux et activités soumises à autorisation rentrent de fait dans le cadre de la procédure d'Autorisation Environnementale, les opérations soumises à déclaration y sont aussi rattachées si elles concernent un projet soumis lui-même à Autorisation Environnementale au titre de la réglementation ICPE.

→ **Le projet de Parc éolien de la Moivre ne prévoit aucune installation, ouvrage, travaux ou activité susceptibles d'être concerné par une procédure d'autorisation ou de déclaration au titre de la loi sur l'eau.**

V.2.8. L'AUTORISATION D'EXPLOITER AU TITRE DE L'ARTICLE L.311-1 DU CODE DE L'ENERGIE

L'article L. 311-1 du code de l'énergie impose que l'exploitation de toute nouvelle installation de production d'électricité soit subordonnée à l'obtention d'une autorisation administrative. Toutefois, selon l'article L. 311-6 et l'article R.311-2, les installations utilisant l'énergie mécanique du vent sont réputées autorisées dès lors que la puissance électrique installée est inférieure ou égale à 50 MW.

→ **Le projet de Parc éolien de la Moivre prévoit une puissance installée comprise entre 13,2 et 21,6 MW, soit inférieure au seuil de 50MW. Il sera donc considéré comme autorisé au titre de l'article L.311-1 du code de l'énergie sans nécessité d'autorisation d'exploiter.**

V.2.9. L'AUTORISATION DE DEFRIchement

En premier lieu, il convient de définir le terme de défrichement. Selon l'article L. 341-1 du code forestier, il s'agit de « toute opération volontaire ayant pour effet de détruire l'état boisé d'un terrain et de mettre fin à sa destination forestière » et « toute opération volontaire entraînant indirectement et à terme les mêmes conséquences, sauf si elle est entreprise en application d'une servitude d'utilité publique. »

Certaines situations, listées au sein de l'article L.341-2, ne sont toutefois pas considérées comme des défrichements. Il s'agit :

- Des opérations ayant pour but de remettre en valeur d'anciens terrains de culture, de pacage ou d'alpage envahis par une végétation spontanée, ou les terres occupées par les formations telles que garrigues, landes et maquis ;
- Des opérations portant sur des zones boisées cultivées : noyeraies, oliveraies, plantations de chênes truffiers et vergers à châtaignes ;
- Des opérations portant sur les taillis à courte rotation normalement entretenus et exploités, implantés sur d'anciens sols agricoles depuis moins de trente ans ;
- Un déboisement ayant pour but de créer à l'intérieur des bois et forêts les équipements indispensables à leur mise en valeur et à leur protection ou de préserver ou restaurer des milieux naturels, sous réserve que ces équipements ou ces actions ne modifient pas fondamentalement la destination forestière.

Pour toute autre opération conduisant à un défrichement, comme l'indique l'article L.341-3 : « nul ne peut user du droit de défricher ses bois et forêts sans avoir préalablement obtenu une autorisation ». Certains défrichements peuvent cependant être exemptés d'autorisation s'ils sont situés notamment (article L.342-1) :

- Dans les bois et forêts de superficie inférieure à un seuil compris entre 0,5 et 4 hectares, fixé par département ou partie de département par le représentant de l'Etat, sauf s'ils font partie d'un autre bois dont la superficie, ajoutée à la leur, atteint ou dépasse ce seuil ;
- Dans les zones définies en application du 1° de l'article L. 126-1 du code rural et de la pêche maritime dans lesquelles la reconstitution des boisements après coupe rase est interdite ou réglementée, ou ayant pour but une mise en valeur agricole et pastorale de bois situés dans une zone agricole définie en application de l'article L. 123-21 du même code ;
- Dans les jeunes bois de moins de trente ans sauf s'ils ont été conservés à titre de réserves boisées ou plantés à titre de compensation en application de l'article L. 341-6 ou bien exécutés dans le cadre de la restauration des terrains en montagne ou de la protection des dunes.

→ **Sur le département de la Marne, le seuil d'exemption de demande de défrichement est fixé à 0,5 ha pour la zone forestière de la Champagne crayeuse (conformément à l'arrêté préfectoral du 1^{er} juin 2004). Le projet de La Moivre n'engendrant aucun défrichement, aucune demande de défrichement ne sera donc nécessaire.**

V.2.10. L'AUTORISATION SPECIALE AU TITRE DU CODE DU PATRIMOINE

Selon l'article L.621-32 du code du patrimoine : « Les travaux susceptibles de modifier l'aspect extérieur d'un immeuble, bâti ou non bâti, protégé au titre des abords sont soumis à une autorisation préalable. ». L'article L.621-30 précise la notion de protection des abords : « En l'absence de périmètre délimité, la protection au titre des abords s'applique à tout immeuble, bâti ou non bâti, visible du monument historique ou visible en même temps que lui et situé à moins de cinq cents mètres de celui-ci. »

De plus, l'article L.632-1 précise : « Dans le périmètre d'un site patrimonial remarquable, sont soumis à une autorisation préalable les travaux susceptibles de modifier l'état des parties extérieures des immeubles bâtis, y compris du second œuvre, ou des immeubles non bâtis. »

Les modalités de délivrance de l'autorisation, subordonnée à l'accord de l'architecte des Bâtiments de France, sont définies à l'article L.632-2.

→ **Le projet de Parc éolien de la Moivre ne se trouvant pas implanté dans le périmètre d'un site patrimonial remarquable ou aux abords d'un monument historique, il ne sera pas concerné par l'autorisation spéciale au titre du code du patrimoine.**

V.2.11. L'ETUDE PREALABLE SUR L'ECONOMIE AGRICOLE

L'article L.112-1-3 du code rural et de la pêche maritime impose la réalisation d'une étude préalable sur l'économie agricole pour les projets qui, par leur nature, leurs dimensions ou leur localisation, sont susceptibles d'avoir des conséquences négatives importantes sur l'économie agricole. Cette étude doit comprendre une description du projet, une analyse de l'état initial de l'économie agricole du territoire concerné, l'étude des effets du projet sur celle-ci, les mesures envisagées pour éviter et réduire les effets négatifs notables du projet ainsi que des mesures de compensation collective visant à consolider l'économie agricole du territoire.

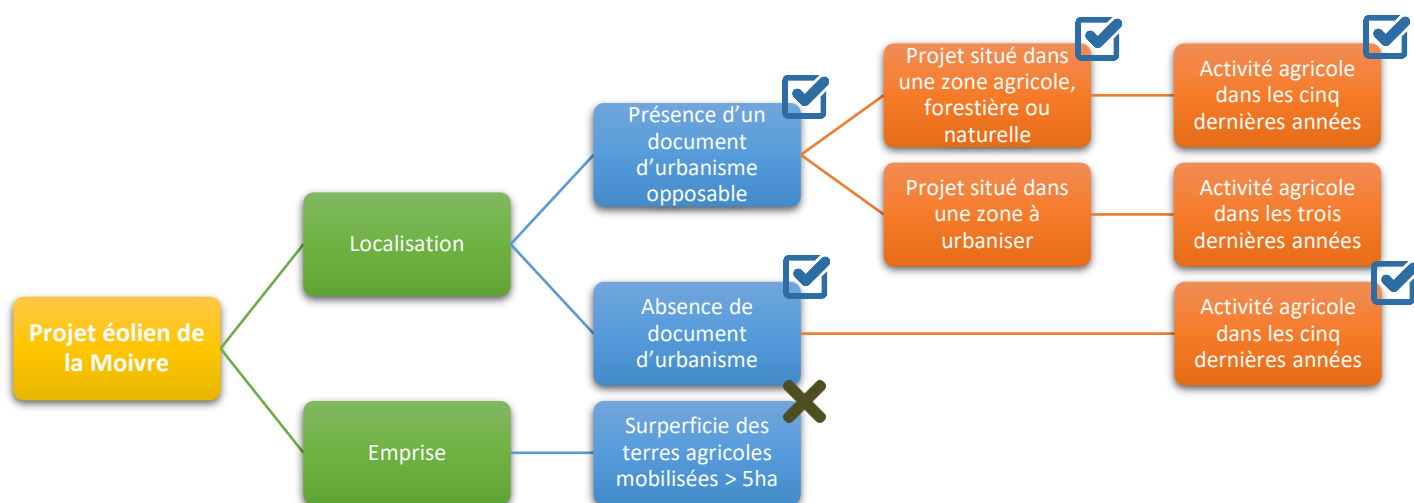
Si ce type d'étude ne figure pas parmi les pièces composant la demande d'autorisation environnementale, son intégration au dossier de Demande d'Autorisation Environnementale en général et à l'étude d'impact en particulier s'inscrit dans la logique fédératrice de cette démarche.

Le décret n° 2016-1190 du 31 août 2016 précise les cas et conditions de réalisation de cette étude. Ainsi cette étude s'impose aux projets soumis à étude d'impact de façon systématique dans les conditions prévues à l'article R.122-2 du code de l'environnement et répondant aux conditions suivantes :

- dont l'emprise est située en tout ou partie :
 - soit sur une zone agricole, forestière ou naturelle, délimitée par un document d'urbanisme opposable et qui est ou a été affectée à une activité agricole au sens de l'article L.311-1 dans les cinq années précédant la date de dépôt du dossier de demande d'autorisation, d'approbation ou d'adoption du projet ;
 - soit sur une zone à urbaniser délimitée par un document d'urbanisme opposable qui est ou a été affectée à une activité agricole au sens de l'article L. 311-1 dans les trois années précédant la date de dépôt du dossier de demande d'autorisation, d'approbation ou d'adoption du projet ;

- soit, en l'absence de document d'urbanisme, sur toute surface qui est ou a été affectée à une activité agricole dans les cinq années précédant la date de dépôt du dossier de demande d'autorisation, d'approbation ou d'adoption du projet ;
- dont la surface prélevée de manière définitive sur les zones mentionnées aux alinéas précédents est supérieure ou égale à un seuil fixé par défaut à cinq hectares. Le Préfet peut déroger à ce seuil en fixant un ou plusieurs seuils départementaux compris entre un et dix hectares, tenant notamment compte des types de production et de leur valeur ajoutée. Lorsque la surface prélevée s'étend sur plusieurs départements, le seuil retenu est le seuil le plus bas des seuils applicables dans les différents départements concernés.

→ Sur le département de la Marne, le seuil de surface prélevée a été maintenu à 5 ha. Comme indiqué précédemment, le projet de parc éolien de la Moivre est soumis à étude d'impact de façon systématique au sens de l'article R .122-2 du code de l'environnement. Il se trouve donc potentiellement concerné par la réalisation de l'étude préalable sur l'économie agricole, à condition de remplir les critères énoncés ci-dessus, liés à sa localisation et son emprise.



Si le projet de parc éolien de la Moivre est bien situé au sein d'une zone agricole identifiée par la carte communale et faisant l'objet d'une exploitation agricole dans les 5 dernières années, ce projet mobilisera seulement 2,33 ha de terres cultivées, ce qui est inférieur au seuil de 5 ha fixé sur le département de la Marne. Ainsi, la réalisation d'une étude préalable sur l'économie agricole n'est pas nécessaire dans le cadre du présent Dossier de Demande d'Autorisation Environnementale.

VI. CONTEXTE DU PROJET

VI.1. LOCALISATION DU PROJET

VI.1.1. LOCALISATION GENERALE DU SITE

Le projet éolien, faisant l'objet de ce dossier, se trouve sur les communes de SAINT-JEAN-SUR-MOIVRE et DAMPIERRE-SUR-MOIVRE, dans la moitié est du département de la Marne dans la région Grand-Est. Ces communes appartiennent à la Communauté de communes de la Moivre à la Coole. Les communes limitrophes sont LA CHAUSSEE-SUR-MARNE, COUPEVILLE, FRANCHEVILLE, MARSON et SAINT-AMAND-SUR-FION. La carte présentée ci-contre permet de localiser le projet éolien de l'échelle nationale à l'échelle locale.

VI.1.2. IDENTIFICATION CADASTRALE ET FONCIERE

Le **projet éolien de la Moivre** est composé de 6 aérogénérateurs d'une puissance unitaire comprise entre 2,2 à 3,6 MW (soit une puissance totale de 13,2 à 21,6 MW) et de deux postes de livraison. Le plan disposé sur la page suivante permet de localiser les différents éléments composants du **Parc éolien de la Moivre** (éoliennes, postes de livraison, plateformes, chemins d'accès et câbles électriques). Le tableau suivant indique les coordonnées géographiques des aérogénérateurs et des postes de livraison dans les systèmes de coordonnées Lambert 93 et WGS 84 ainsi que les parcelles cadastrales concernées.

Tableau 8 : Coordonnées et références cadastrales des éoliennes et des postes de livraison

	Coord. Lambert 93	Coord. WGS 84	Type	Commune	N° parcelle	Nature des parcelles	Nom
T1	X : 817883,95 Y : 6864712,17	4°36'25.8656" E 48°52'17.8910" N	Implantation Survols	SAINTE-JEAN-SUR-MOIVRE	ZL18	Privée - Agricole	Elise BACHELEY
T2	X : 817640,11 Y : 6864326,50	4°36'13.5583" E 48°52'5.5891" N	Implantation Survols	DAMPIERRE-SUR-MOIVRE	ZD32	Privée - Agricole	Jean-Louis DEVAUX
T3	X : 817280,52 Y : 6863735,85	4°35'55.3078" E 48°51'46.6956" N	Implantation Survols	DAMPIERRE-SUR-MOIVRE	D204	Privée - Agricole	Jean-Louis DEVAUX
T4	X : 818437,43 Y : 6864150,50	4°36'52.4862" E 48°51'59.3665" N	Implantation Survols	SAINTE-JEAN-SUR-MOIVRE	C1	Privée - Agricole	Jean-Louis DEVAUX
T5	X : 818327,44 Y : 6863787,16	4°36'46.7244" E 48°51'47.6572" N	Implantation Survols	SAINTE-JEAN-SUR-MOIVRE	C1	Privée - Agricole	Jean-Louis DEVAUX
T6	X : 818149,36 Y : 6863228,95	4°36'37.4335" E 48°51'29.7130" N	Implantation Survols	DAMPIERRE-SUR-MOIVRE	D199	Privée - Agricole	Marie-Christine LASVIGNE
Poste de livraison n°1	X : 817221,66 Y : 6863850,64	4°35'52.5275" E 48°51'50.4569" N	Implantation	DAMPIERRE-SUR-MOIVRE	D204	Privée - Agricole	Jean-Louis DEVAUX
Poste de livraison n°2	X : 818363,45 Y : 6863678,62	4°36'48.3822" E 48°51'44.1374" N	Implantation	SAINTE-JEAN-SUR-MOIVRE	C1	Privée - Agricole	Jean-Louis DEVAUX

A noter que la demande d'Autorisation Environnementale comprend également les éléments suivants, conformément au 2° de l'article R. 181-13 et au 9° du I de l'article D. 181-15-2° du code de l'environnement :

- Un plan de situation du projet, à l'échelle 1/25 000^{ème} sur lequel sera indiqué l'emplacement du projet (Cf. Pièce n°7) ;
- Un plan d'ensemble 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 (Cf. Pièce n°7). Pour le parc éolien de la Moivre, une échelle de 1/1 000^{ème} sera appliquée concernant ce plan afin d'indiquer les dispositions projetées de l'installation conformément à la lettre de demande de dérogation d'échelle jointe en annexe (Cf. Annexe 1).

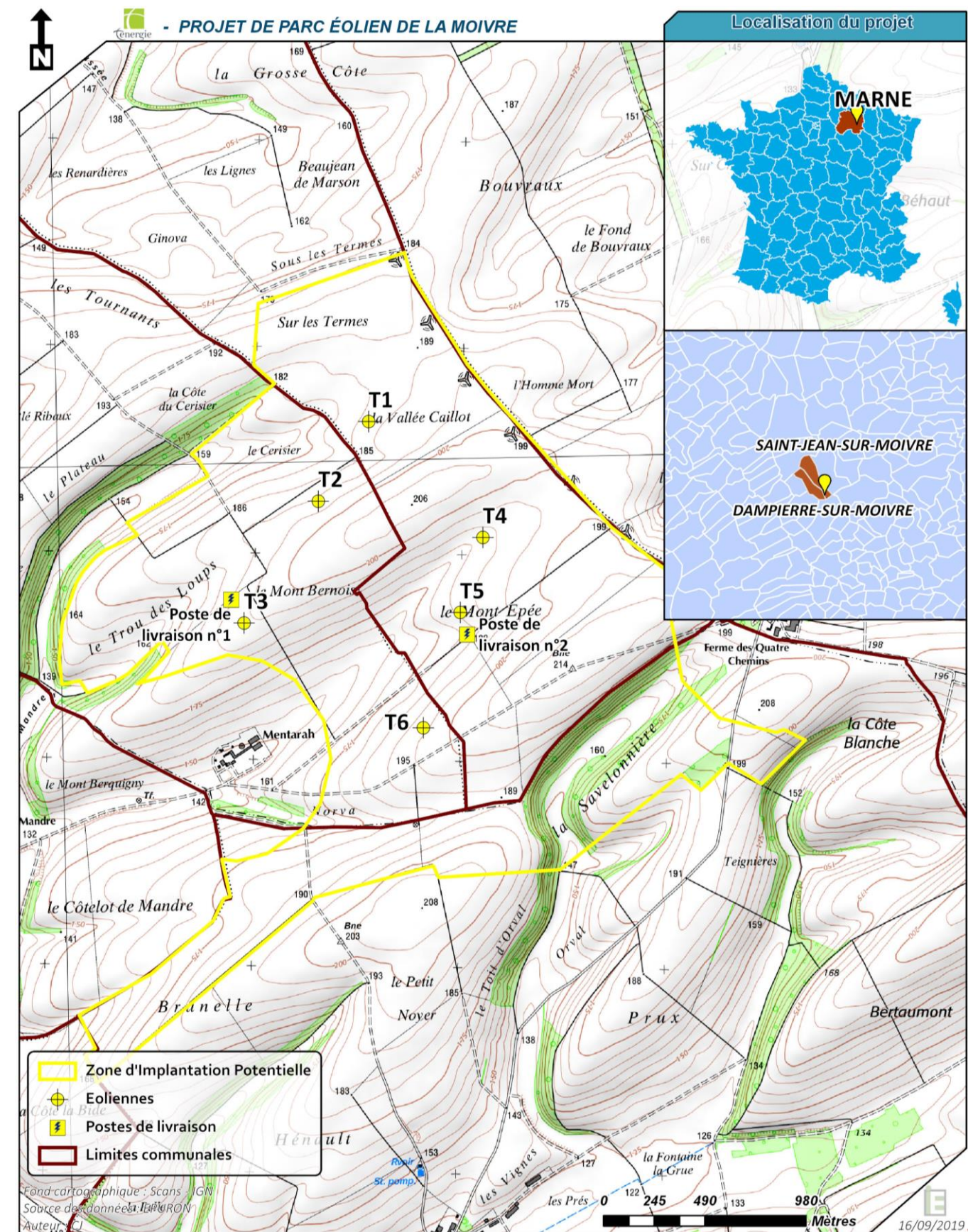


Figure 20 : Localisation du projet éolien de la Moivre

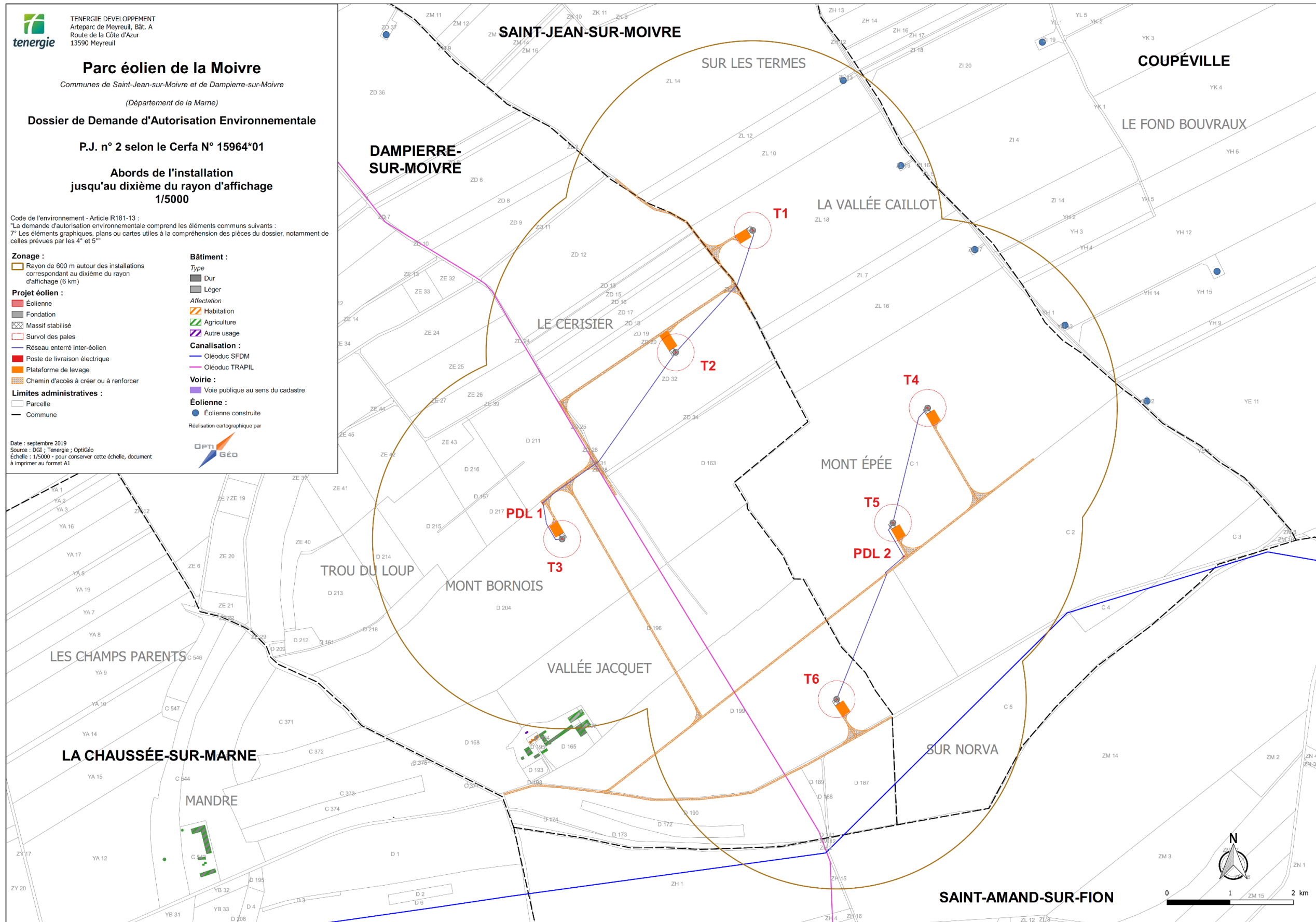


Figure 21 : Plan de l'installation

VI.2. DESCRIPTION DU PROJET

VI.2.1. NATURE DE L'ACTIVITE

Le **projet éolien de la Moivre** est composé de 6 aérogénérateurs d'une puissance unitaire comprise entre 2,2 à 3,6 MW (soit une puissance totale de 13,2 à 21,6 MW) et de deux postes de livraison.

Au sens 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 n°2980 de la législation des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement, les aérogénérateurs sont définis comme un dispositif mécanique destiné à convertir l'énergie du vent en électricité composé des principaux éléments suivants : un mât, une nacelle, le rotor auquel sont fixées les pales, ainsi que, le cas échéant, un transformateur.

VI.2.2. PRINCIPES GENERAUX DE FONCTIONNEMENT D'UNE EOLIENNE ET D'UN PARC EOLIEN : PROCEDES DE FABRICATION ET MATIERES MISES EN ŒUVRE (PJ N°46)

VI.2.2.1. Procédés de fabrication

Les données présentées ci-dessous, sont issues de la description générique établie par l'INERIS dans son guide technique³. L'éolienne, aussi appelée aérogénérateur, a pour objectif de produire de l'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent. Pour se faire, elle se compose de trois éléments principaux :

- **le rotor**, qui est composé de trois pales, construites en matériaux composites et réunies au niveau du moyeu. Il se prolonge dans la nacelle pour constituer l'arbre lent.
- **le mât**, est généralement composé de 3 à 4 tronçons en acier, ou 15 à 20 anneaux de béton surmonté d'un ou plusieurs tronçons en acier. Dans la plupart des éoliennes, le mât abrite le transformateur qui permet d'élever la tension électrique de l'éolienne au niveau de celle du réseau électrique (le transformateur peut aussi être installé dans la nacelle).
- **la nacelle**, abrite plusieurs éléments fonctionnels :
 - le générateur transforme l'énergie de rotation du rotor en énergie électrique,
 - le multiplicateur (certaines technologies n'en utilisent pas),
 - le système de freinage mécanique,
 - le système d'orientation de la nacelle qui place le rotor face au vent pour une production optimale d'énergie,
 - les outils de mesure du vent (anémomètre, girouette),
 - le balisage diurne et nocturne nécessaire à la sécurité aéronautique.



Figure 22 : Représentation schématique d'une éolienne (Source : EDF)

Les pales se mettent en mouvement lorsque l'anémomètre (positionné sur la nacelle) indique une vitesse de vent d'environ 10 km/h, et c'est seulement à partir de 12 km/h que l'éolienne peut être couplée au réseau électrique. Les instruments de mesure de vent, placés au-dessus de la nacelle, conditionnent le fonctionnement de l'éolienne. Grâce aux informations transmises par la girouette, qui détermine la direction du vent, le rotor se positionnera pour être continuellement face au vent.

Le rotor et l'arbre dit « lent » transmettent alors l'énergie mécanique à basse vitesse (entre 5 et 20 tr/min) aux engrenages du multiplicateur, dont l'arbre dit « rapide » tourne environ 100 fois plus vite que l'arbre lent. Certaines éoliennes sont dépourvues de multiplicateur et la génératrice est entraînée directement par l'arbre « lent » lié au rotor. La génératrice

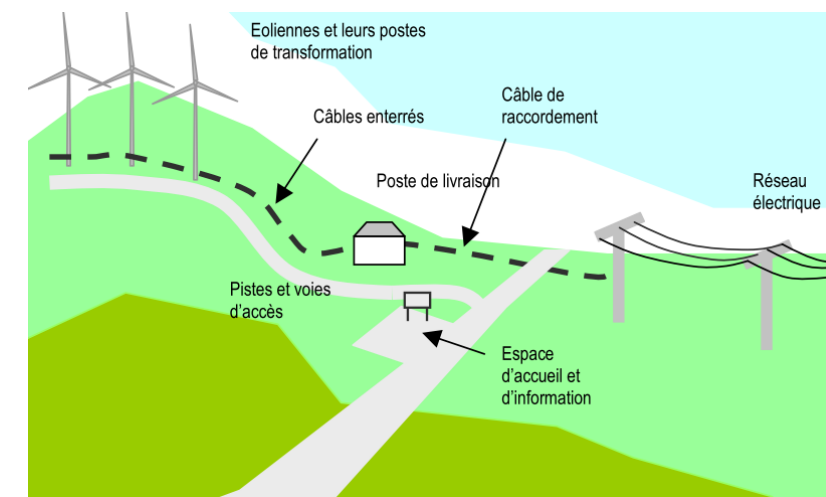
transforme l'énergie mécanique captée par les pales en énergie électrique. L'énergie cinétique du vent est captée par les pales pour être transmise par l'arbre lent et l'arbre rapide sous forme d'énergie mécanique. La génératrice va transformer à son tour cette énergie en électricité.

La puissance électrique produite varie en fonction de la vitesse de rotation du rotor. Dès que le vent atteint environ 50 km/h à hauteur de nacelle, l'éolienne fournit sa puissance maximale. Cette puissance est dite « nominale ». Pour un aérogénérateur de 2,5 MW par exemple, la production électrique atteint 2 500 kWh dès que le vent atteint environ 50 km/h. Lorsque la mesure de vent, indiquée par l'anémomètre, atteint des vitesses de plus de 100 km/h (variable selon le type d'éoliennes), l'éolienne cesse de fonctionner pour des raisons de sécurité.

L'électricité produite par la génératrice correspond à un courant alternatif de fréquence 50 Hz, avec une tension de 400 à 690 V. La tension est ensuite élevée jusqu'à 20 000 V par un transformateur placé dans chaque éolienne pour être ensuite injectée dans le réseau électrique public.

Un parc éolien regroupe donc plusieurs aérogénérateurs ainsi que leurs annexes :

- plusieurs éoliennes fixées sur une fondation adaptée, accompagnée d'une aire stabilisée appelée « plateforme » ou « aire de grutage »,
- un réseau de câbles électriques enterrés, permettant d'évacuer l'électricité produite par chaque éolienne vers le ou les poste(s) de livraison électrique (appelé « réseau inter-éolien »),
- un ou plusieurs poste(s) de livraison électrique, concentrant l'électricité des éoliennes et organisant son évacuation vers le réseau public d'électricité, au travers du poste source local (point d'injection de l'électricité sur le réseau public),
- un réseau de câbles enterrés, permettant d'évacuer l'électricité regroupée au(x) poste(s) de livraison vers le poste source (appelé « réseau externe » et appartenant le plus souvent au gestionnaire du réseau de distribution d'électricité),
- un réseau de chemins d'accès,
- éventuellement des éléments annexes type mât de mesure de vent, aire d'accueil du public, aire de stationnement, etc.



*Echelle non représentative

Figure 23 : Schématisation d'un parc éolien (Source : ADEME)

VI.2.2.2. Matières mises en œuvre

Lors de la phase d'exploitation du parc éolien, différents produits sont utilisés :

- Des huiles : pour le transformateur (isolation et refroidissement), pour les éoliennes (huile hydraulique pour le circuit haute pression et huile de lubrification pour le multiplicateur)
- Du liquide de refroidissement (eau glycolée, eau et éthylène glycol)
- Des graisses pour les roulements et les systèmes d'entraînement

³ INERIS, 2012. Guide technique. Elaboration de l'étude de dangers dans le cadre des parcs éoliens. 93 p.

- De l'hexafluorure de soufre, pour créer un milieu isolant dans les cellules de protection électrique
- De l'eau, lors de la phase chantier, et plus particulièrement pour le terrassement et la base de vie.
- Lors de la maintenance, d'autres produits pourront être utilisés (décapants, produits de nettoyage, etc.) mais ils seront en faible quantité.

Aucun produit dangereux n'est stocké dans les éoliennes conformément à l'article 16 de l'arrêté du 26 août 2011 (matériaux combustibles ou inflammables).

VI.2.3. COMPOSITION DU PARC EOLIEN DE LA MOIVRE

Le **projet éolien de la Moivre** est composé de 6 aérogénérateurs d'une puissance unitaire comprise entre 2,2 à 3,6 MW (soit une puissance totale de 13,2 à 21,6 MW) et de deux postes de livraison.

Comme précisé en préambule de la présente étude, le choix du modèle précis d'éoliennes qui sera installé sur ce parc éolien ne sera réalisé qu'une fois l'ensemble des autorisations nécessaires obtenues. Cela permettra de retenir, au moment de la construction du parc éolien, le modèle d'éoliennes le plus adapté aux conditions du site et le plus performant. S'appuyant sur des modèles d'éoliennes existants, le porteur de projet a souhaité définir un gabarit-type aux dimensions suivantes :

- Une puissance unitaire de 2,2 à 3,6 MW,
- Une hauteur de moyeu de 76 à 80 mètres maximum (hauteur de la tour seule de 74 à 78 mètres et hauteur en haut de nacelle de 78 à 82 m),
- Un diamètre de rotor de 110 à 117,8 mètres maximum (soit une longueur de pale de 55 à 58,9 m),
- Hauteur minimale de bas de pale de 17,1 à 25 mètres maximum,
- Une hauteur totale (bout de pale) de 135 mètres maximum.

Afin de ne pas risquer de sous-évaluer les impacts, dangers et inconvénients de l'installation, ont été retenues pour chaque thématique les caractéristiques majorantes, plaçant ainsi l'évaluation dans une condition maximisante.

VI.2.4. VOLUME DE L'ACTIVITE : PRODUCTION ATTENDUE

La production annuelle attendue des 6 éoliennes du **projet éolien de la Moivre** est comprise entre 37,62 et 43,20 GWh.

A noter que cette estimation est une première approche du productible envisagé, ce dernier restant dépendant du choix final de machines qui sera opéré.

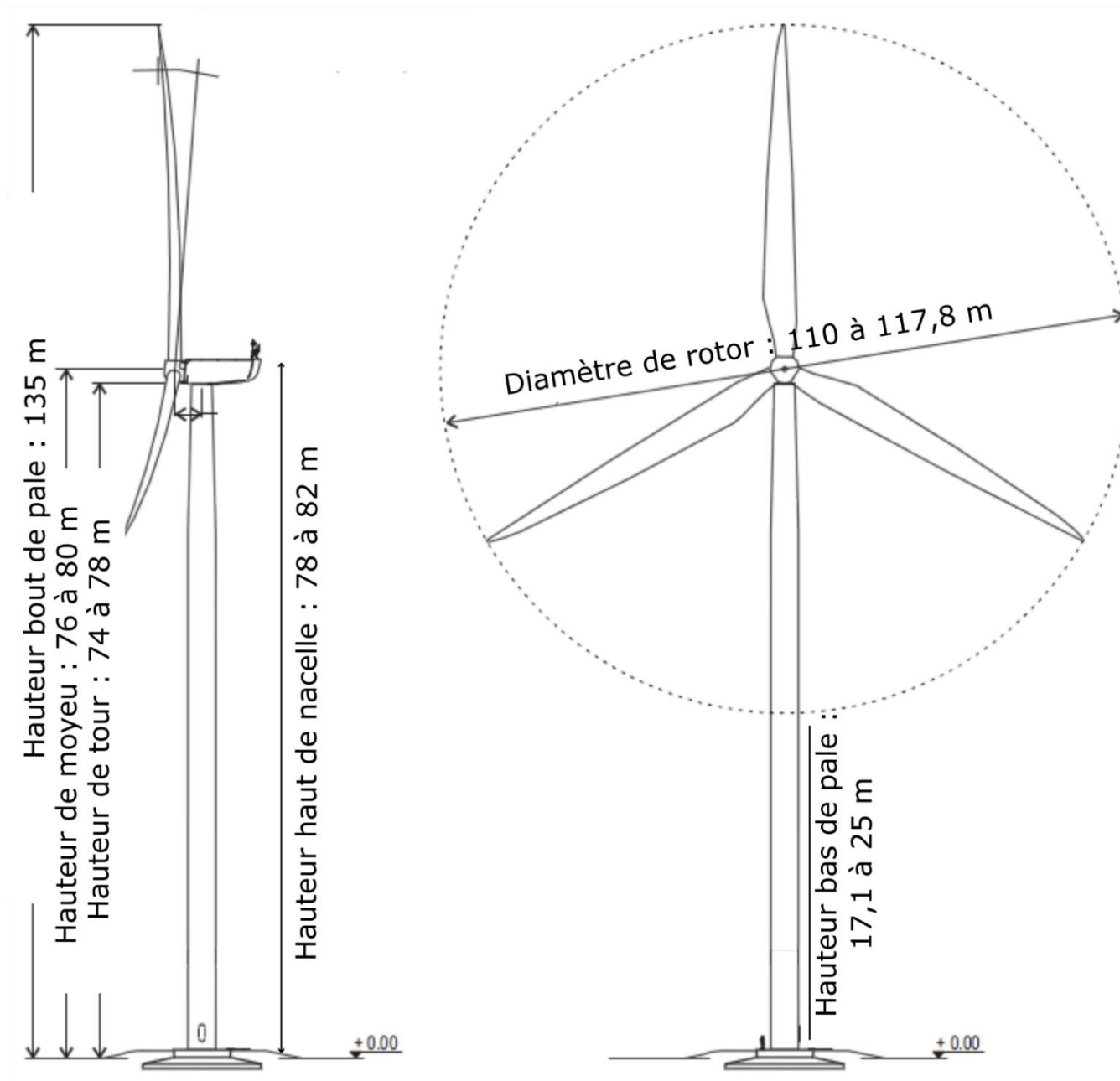


Figure 24 : Plan d'élévation du gabarit-type d'éolienne prévu

Exemple de modèles d'éoliennes envisagés pour le projet de Parc éolien de la Moivre								
Marque	Modèle	Puissance (MW)	Diamètre rotor (m)	Hauteur de tour (m)	Hauteur de moyeu (m)	Haut de nacelle (m)	Hauteur totale (m)	Bas de pale (m)
NORDEX	N117	3 à 3,6	117,8*	74	76	78	134,9*	17,1*
VESTAS	V110	2,2	110	78	80	82	135	25

En gras : les données **minorantes** et les données **majorantes**

*Les dimensions indiquées sont celles de l'éolienne N117 en fonctionnement. En effet, en fonctionnement, le rotor va voir son diamètre augmenter car les pales vont s'étendre légèrement sous la pression du vent (+ 0.5 m). Les dimensions à l'arrêt sont les suivantes : diamètre rotor (116,8 m), hauteur totale (134,4 m) et bas de pale (17,6 m).

VI.3. CONCERTATION ET COMMUNICATION AUTOUR DU PROJET EOLIEN

L'article 7 de la Charte de l'environnement de 2004 précise que :

« Toute personne a le droit, dans les conditions et les limites définies par la loi, d'accéder aux informations relatives à l'environnement détenues par les autorités publiques et de participer à l'élaboration des décisions publiques ayant une incidence sur l'environnement. »

Plus récemment, les procédures destinées à assurer l'information et la participation du public à l'élaboration de certaines décisions susceptibles d'avoir une incidence sur l'environnement ont été renforcées suite à la publication du décret n° 2017-626 du 25 avril 2017 et l'ordonnance n° 2016-1060 du 3 août 2016, prise en application du 3° du I de l'article 106 de la loi n° 2015-990 du 6 août 2015 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques.

VI.3.1. HISTORIQUE DU PROJET, INFORMATION ET CONCERTATION EN « AMONT »

Le projet de développement du parc éolien de la Moivre a démarré concomitamment à la préparation du chantier de construction du parc éolien des Vents de Brunelle également mené par Teneergie Développement. Il se situe dans une zone favorable du Schéma Régional Eolien de Champagne-Ardenne et, par les études qu'elle a menées en vue de la construction du Parc éolien des Vents de Brunelle, Teneergie Développement connaît le gisement éolien de la zone et a acquis une certaine connaissance du territoire. Ce dernier accueille de nombreux autres parcs éoliens. Un nouveau projet développé par Teneergie s'inscrit donc ici dans une démarche de densification de l'existant.

Après une première analyse des enjeux et des contraintes techniques du périmètre, appuyée par la consultation de plusieurs services administratifs et un travail cartographique, Teneergie Développement définit une zone d'étude préalable. Les premiers contacts avec les propriétaires des terrains sont pris à la suite de cette première analyse et aboutissent à la signature des premiers accords fonciers en 2016.

La décision est alors prise de s'appuyer sur les avis d'experts pour analyser plus finement les enjeux de la zone d'étude définie. Les premiers relevés sur site à destination du volet écologique de l'étude d'impact commencent donc dès septembre 2016.

Les sociétés Quadran et Ostwind travaillent également au développement d'un projet sur les communes de Saint-Amand-sur-Fion et Vanault-le-Châtel. Dans un souci de cohérence territoriale et de lisibilité pour les riverains, Teneergie, Quadran et Ostwind décident de travailler conjointement.

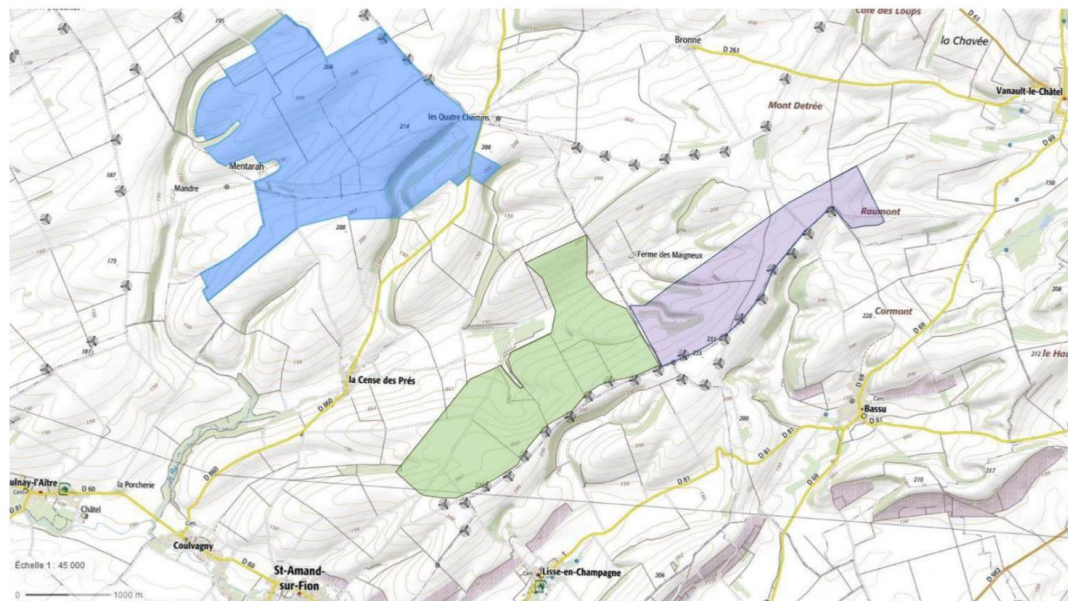


Figure 26 : Zones d'implantation du projet étudié (en bleu) et des projets alentours (SEPE La Blanche Côte en violet et Bermont en vert)

Les études environnementales sont mutualisées afin de permettre un partage des résultats et des mesures pour ainsi être en position de proposer un projet de moindre impact.

Le principe d'une collaboration actée entre les trois sociétés, deux réunions importantes ont lieu en mars 2017 :

- Une réunion de pré-cadrage avec les responsables de l'unité territoriale de la DREAL Grand Est

Lors de cette réunion, Teneergie, Quadran et Ostwind ont présenté leur démarche de co-développement :

- Mutualiser les coûts de développement ;
- Faciliter l'identification des projets pour les riverains, élus, services de l'Etat ;
- Identifier les impacts cumulés à l'échelle globale et proposer si cela s'avère pertinent, des mesures cohérentes entre les trois projets ;
- Dans la mesure du possible, d'instruire 3 dossiers en parallèle et mutualiser les enquêtes publiques.

Les trois zones d'étude ont été présentées et les services instructeurs ont pu partager leur évaluation des enjeux relatifs à chaque site. Les recommandations sur le protocole d'étude à mettre en place formulées lors de cette réunion ont permis d'ajuster au mieux l'étude d'impact en cours notamment dans le choix des points de vue pour la réalisation de photomontages et la nécessité d'un nombre supplémentaire de passages dans le cadre de l'étude écologique.

- Une permanence publique commune qui s'est tenue à la Mairie de Saint-Amand-sur-Fion et en présence des trois co-développeurs

Dans un objectif de transparence vis-à-vis de leur travail, les développeurs ont ainsi pu expliquer leur démarche en amont des projets et présenter les zones d'études travaillées. Suite à cette réunion, les communes ont donné leur accord sur le projet par délibération des conseils municipaux.

Le 23 mai 2017, Teneergie rencontre spécifiquement le propriétaire de la ferme des Quatre Chemins pour lui présenter la zone de travail.

Suite à l'avis favorable des communes, la campagne de mesures acoustiques et la phase terrain du bureau d'étude paysagiste ont été lancées respectivement en mars et septembre 2017. Une réunion de pilotage à laquelle étaient conviés les Maires des quatre communes concernées par les projets, a lieu en novembre pour partager les premiers retours des bureaux d'études. En début d'année 2018, les services instructeurs ont été contactés à nouveau dans le but de présenter les projets en pôle ENR. Cependant, compte tenu de la réunion qui s'était tenue en mars 2017, les services instructeurs ont jugé qu'il n'était pas nécessaire de revenir présenter les projets.

Sur la base des analyses des bureaux d'études naturaliste, paysagiste et acoustique, les études de productible et le travail de l'implantation commencent donc en 2018. Ce temps est également marqué par un travail en collaboration entre Teneergie, Quadran et Ostwind, matérialisé par plusieurs réunions de coordination en janvier, en mai et décembre 2018. Plusieurs scénarios sont élaborés puis confrontés pour aboutir à l'implantation présentée dans ce dossier. Les accès au site font également l'objet d'une visite spécifique sur site pour validation. Les implantations reçoivent l'aval des propriétaires des parcelles.

- Une réunion publique de présentation de l'implantation favorisée

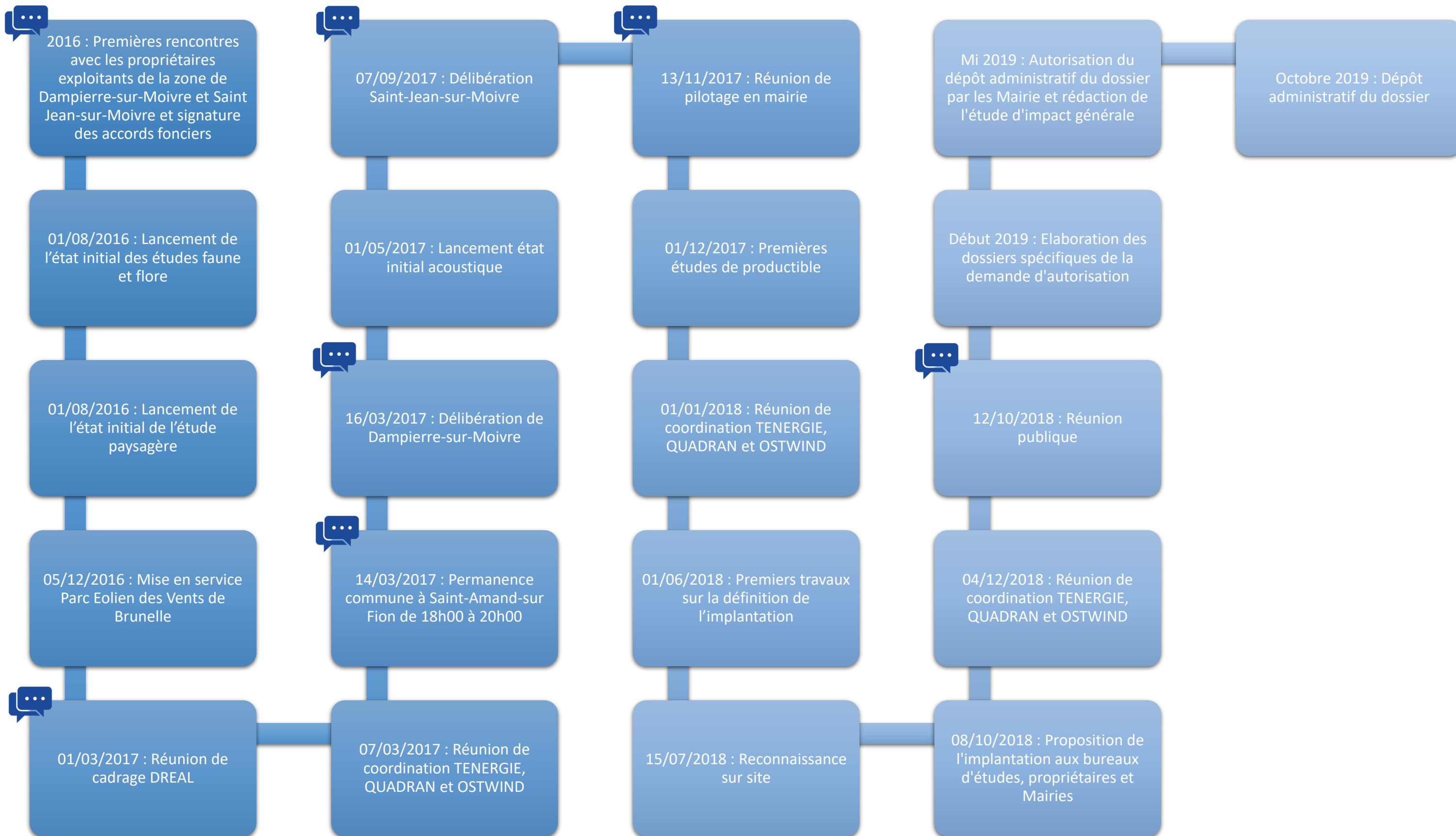
L'implantation favorisée pour le projet de Teneergie est présentée en réunion publique le 12 octobre 2018. Cette réunion a fait l'objet d'envoi de flyers et de communication par les mairies d'implantation. A cette occasion, des cartes du contexte du projet, des vidéos de la construction du parc éolien de vents de Brunelle et quelques photomontages ont été mis à disposition du public. Des documents d'information sur l'énergie éolienne ont été mis à disposition (<https://ser-evenements.com/IMG/pdf/ser-qreolien2017-bd.pdf> ; <https://fee.asso.fr/wp-content/uploads/2019/05/un-vent-de-transition-2019.pdf>).

Jusqu'à l'été 2019, les bureaux d'études travaillent à l'analyse des impacts dans le cadre des études spécifiques et l'étude d'impact générale est préparée en vue du dépôt administratif de dossier en octobre 2019. Il convient de préciser que pendant l'ensemble de la phase de développement les mairies d'implantation à savoir Saint Jean-sur-Moivre et Dampierre-sur-Moivre ont été rencontrés régulièrement.

Ci-après figure le résumé des principales étapes qui ont jalonné le déroulement de ce projet.



Les temps de concertation et d'échanges y sont symbolisés.



VI.3.2. L'ENQUETE PUBLIQUE, COMPOSANTE ESSENTIELLE DU PROCESSUS D'INFORMATION DU PUBLIC « EN AMONT » DE LA DECISION FINALE

Le but de cette enquête est d'assurer l'information et la participation du public ainsi que la prise en compte des intérêts des tiers, notamment dans le cadre de projets d'aménagements. La procédure et le déroulement de l'enquête publique sont définis aux articles L.123-3 et suivants du code de l'environnement. L'enquête est ouverte par arrêté préfectoral. Le président du Tribunal Administratif désigne un commissaire-enquêteur ou une commission d'enquête qui supervise l'enquête publique. Quinze jours au moins avant l'ouverture de l'enquête et durant celle-ci, l'autorité compétente informe le public. L'information du public est assurée par voie dématérialisée et par voie d'affichage sur le ou les lieux concernés par l'enquête, ainsi que, selon l'importance et la nature du projet, plan ou programme, par voie de publication locale.

La durée de l'enquête publique est fixée par l'autorité compétente chargée de l'ouvrir et de l'organiser. Elle ne peut être inférieure à trente jours pour les projets, plans et programmes faisant l'objet d'une évaluation environnementale. Par décision motivée, le commissaire enquêteur ou le président de la commission d'enquête peut prolonger l'enquête pour une durée maximale de quinze jours. A noter que pendant l'enquête publique, si la personne responsable du projet, plan ou programme estime nécessaire d'apporter des modifications substantielles, l'autorité compétente pour ouvrir et organiser l'enquête peut, après avoir entendu le commissaire enquêteur ou le président de la commission d'enquête, suspendre l'enquête pendant une durée maximale de six mois. Cette possibilité de suspension ne peut être utilisée qu'une seule fois.

Le dossier d'enquête publique est mis en ligne pendant toute la durée de l'enquête. Il reste consultable, pendant cette même durée, sur support papier en un ou plusieurs lieux déterminés dès l'ouverture de l'enquête publique. Un accès gratuit au dossier est également garanti par un ou plusieurs postes informatiques dans un lieu ouvert au public. Des permanences sont tenues par le commissaire-enquêteur pendant lesquelles le public peut prendre connaissance du dossier et formuler des observations. Ces observations et propositions peuvent aussi être transmises par voie électronique. Celles-ci sont consignées dans un "registre d'enquête" et accessibles sur un site internet désigné par voie réglementaire.

À la fin de l'enquête et dans un délai de trente jours, un rapport sera rédigé par le commissaire enquêteur. Celui-ci relate le déroulement de l'enquête et examine les observations recueillies. Le rapport comporte :

- le rappel de l'objet du projet,
- le plan ou programme,
- la liste de l'ensemble des pièces figurant dans le dossier d'enquête,
- une synthèse des observations du public,
- une analyse des propositions et contre-propositions produites durant l'enquête,
- les observations du responsable du projet, plan ou programme en réponse aux observations du public.

Le commissaire enquêteur consigne, dans un document séparé, ses conclusions motivées, en précisant si elles sont favorables, favorables sous réserves ou défavorables au projet. L'ensemble des pièces est ensuite transmis à l'autorité compétente pour organiser l'enquête et au président du Tribunal Administratif. Après cette enquête publique, le projet peut aussi être soumis à avis facultatif du CODERST et de la CDNPS.

Pour terminer, la décision d'autorisation ou de refus est formulée sous la forme d'un arrêté préfectoral rendu public.

→ Dans le cadre d'installations d'éoliennes comprenant au moins un aérogénérateur dont le mât a une hauteur supérieure ou égale à 50 mètres, le décret n°2011-984 du 23 août 2011 a fixé le rayon d'affichage pour l'enquête publique à 6 km. Pour le projet de Parc éolien de la Moivre, la liste des communes concernées par ce périmètre est la suivante :

- | | |
|-------------------------|-----------------------------|
| - AULNAY-L'AITRE | - MARSON |
| - BASSU | - OMEY |
| - COUPEVILLE | - POGNY |
| - DAMPIERRE-SUR-MOIVRE | - SAINT-AMAND-SUR-FION |
| - FRANCHEVILLE | - SAINT-JEAN-SUR-MOIVRE |
| - LA CHAUSSEE-SUR-MARNE | - SAINT-LUMIER-EN-CHAMPAGNE |
| - LE FRESNE | - VANAULT-LE-CHATEL |
| - LISSE-EN-CHAMPAGNE | |

La carte qui suit permet de visualiser le périmètre lié à l'enquête publique et les communes concernées.

A noter que dans le cadre des travaux de modernisation de l'évaluation environnementale et du dialogue environnemental, l'ensemble des études d'impact des projets est mis à disposition du public sur une plateforme dédiée⁴.

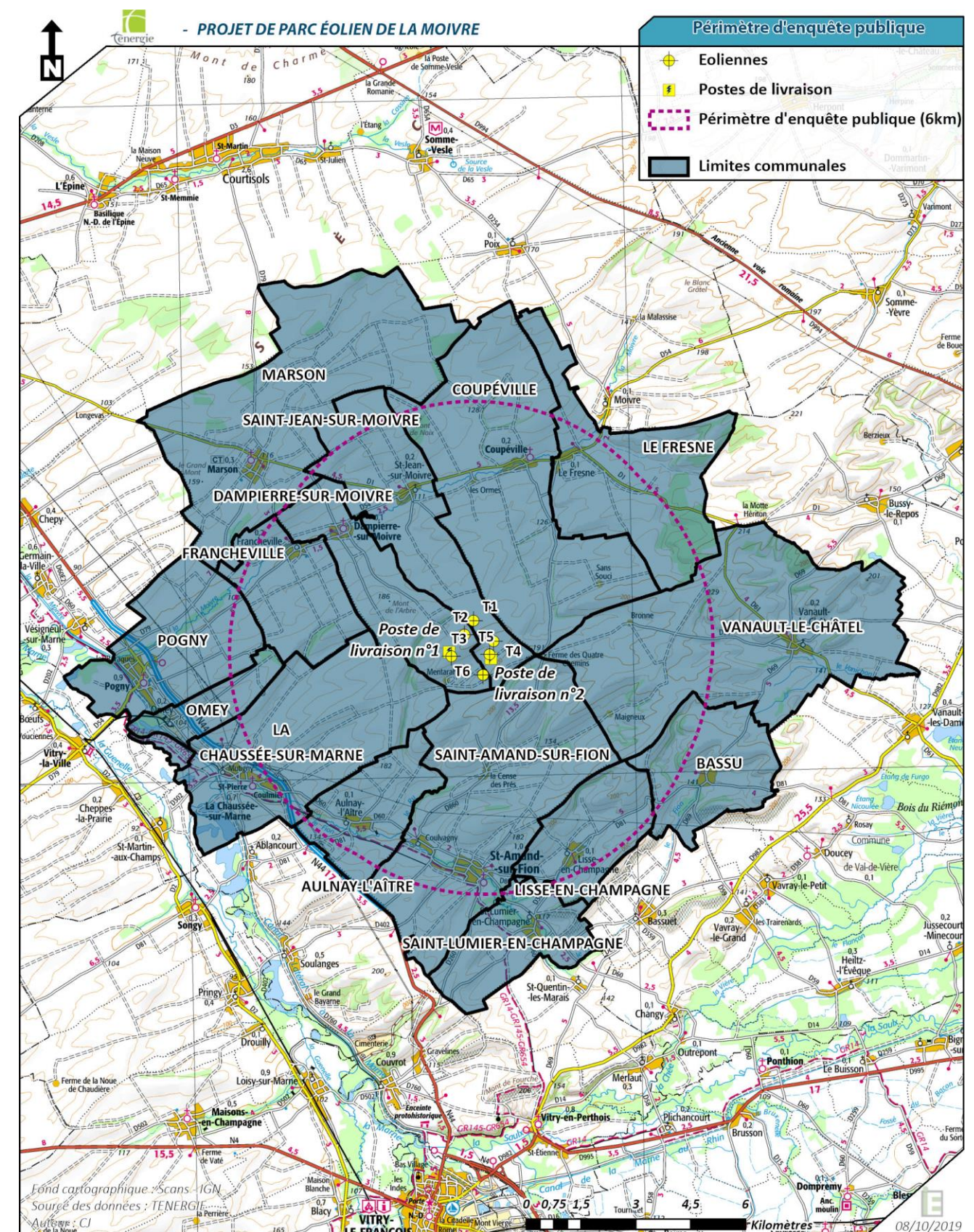


Figure 27 : Périmètre de l'enquête publique

⁴ Site internet : <https://www.projets-environnement.gouv.fr/pages/home/>

**ANNEXE 1 : COURRIER DE DEMANDE D'AUTORISATION ENVIRONNEMENTALE
INCLUANT LA LETTRE DE CONSTITUTION DES GARANTIES FINANCIERES ET LETTRE DE
DEROGATION D'ECHELLE**



Tenergie Développement
Arteparc de Meyreuil- Bat A
Route de la Côte d'azur
13590 Meyreuil

Monsieur Denis CONUS
Préfet de la Marne
1 Rue de Jessaint,
51000 Châlons-en-Champagne

Le 26 septembre 2019, à Meyreuil,

Objet : Demande d'Autorisation Environnementale pour le parc éolien de la Moivre (51)

Monsieur le Préfet,

En application de la loi N° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et des décrets N°2017-81 et 2017-82 du 26 janvier 2017 relatifs à l'autorisation environnementale, je soussigné Nicolas JEUFFRAIN, agissant en qualité de mandataire social de la société TENERGIE DEVELOPPEMENT, dont le siège social est situé route de la Côte d'Azur, Arteparc de Meyreuil bat A, 13590 Meyreuil, sollicite par la présente l'autorisation environnementale pour construire et exploiter le parc éolien de la Moivre à Saint Jean sur Moivre et Dampierre sur Moivre dans le département de la Marne (51).

Le projet a été initié par la société Tenergie, en lien avec les acteurs publics et privés du territoire il y a quelques années. Tenergie possède les capacités techniques et financières pour soutenir et réaliser ce projet. Disposant d'une expérience et des compétences dans la production d'électricité à partir d'installations renouvelables, Tenergie est le gérant de Tenergie Développement, société destinée à porter la présente demande d'autorisation environnementale puis le cas échéant à financer, à construire et à exploiter la future centrale éolienne. Ce parc éolien sera composé de 6 aérogénérateurs d'une hauteur maximale de 135 mètres pour une puissance totale comprise entre 13.2 et 21.6 MW et deux postes de livraison électriques sur le territoire des communes de Dampierre sur Moivre et Saint Jean sur Moivre.

Dans ce cadre, et au titre de l'article R.512-6 de Code de l'Environnement, je sollicite également une dérogation concernant l'échelle des plans d'ensemble, requis à l'échelle 1/200ème. Comme les dimensions de l'installation ne permettent pas d'envisager des plans à une telle échelle, cette dernière sera réduite de 1/1000ème.

Enfin par la présente, Tenergie Développement s'engage à respecter les engagements formulés dans le dossier ci-joint et à constituer des garanties financières pour les 6 éoliennes conformément au décret N°2011-985 du 23 août 2011 et l'arrêté du 6 novembre 2014 modifiant l'arrêté du 26 août 2011. Ces garanties seront constituées dans les délais réglementaires et leurs modalités seront transmises à Monsieur le Préfet et à Monsieur l'Inspecteur des Installations Classées.

Espérant que cette demande soit accueillie favorablement, je reste à la disposition de vos services pour tout complément d'information que vous jugeriez utile pour l'instruction de ce dossier.

Je vous prie de croire, Monsieur le préfet, en l'assurance de mes respectueuses salutations.

Pour Tenergie Développement,
Nicolas JEUFFRAIN
Président

www.tenergie.fr

ARTEPARC de Meyreuil – Bât A – Route de la Côte d'Azur 13590 Meyreuil – France
SAS au capital de 361.190 € - RCS Aix-en-Provence : 507 981 140

ANNEXE 2 : KBIS DES SOCIETES TENERGIE DEVELOPPEMENT ET TENERGIE

Greffes du Tribunal de Commerce d'Aix-en-ProvenceHOTEL D'ESPAGNET
38 COU MIRABEAU
CS 70791
13625 AIX EN PROVENCE CEDEX 1Code de vérification : gGe4ZMVxLV
<https://www.infogreffe.fr/controle>

N° de gestion 2008B02283

Extrait Kbis**EXTRAIT D'IMMATRICULATION PRINCIPALE AU REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIETES**
à jour au 4 août 2019**IDENTIFICATION DE LA PERSONNE MORALE**

<i>Immatriculation au RCS, numéro</i>	509 137 493 R.C.S. Aix-en-Provence
<i>Date d'immatriculation</i>	26/11/2008
<i>Dénomination ou raison sociale</i>	TENERGIE DEVELOPPEMENT
<i>Forme juridique</i>	Société par actions simplifiée
<i>Capital social</i>	500 000,00 Euros
<i>Adresse du siège</i>	route de la Côte d'Azur Arterparc de Meyreuil Bât. A 13590 Meyreuil
<i>Domiciliation en commun</i>	
<i>Nom ou dénomination du domiciliataire</i>	TENERGIE
<i>Immatriculation au RCS, numéro</i>	507 981 140
<i>Durée de la personne morale</i>	Jusqu'au 25/11/2107
<i>Date de clôture de l'exercice social</i>	31 décembre

GESTION, DIRECTION, ADMINISTRATION, CONTROLE, ASSOCIES OU MEMBRES**Président**

<i>Dénomination</i>	TENERGIE
<i>Forme juridique</i>	Société par actions simplifiée
<i>Adresse</i>	40 avenue Verte Campagne 13540 Puyricard
<i>Immatriculation au RCS, numéro</i>	507 981 140 RCS Aix-en-Provence

Commissaire aux comptes titulaire

<i>Dénomination</i>	CONCEPT EXPERTS ET COMMISSAIRES
<i>Forme juridique</i>	Société par actions simplifiée
<i>Adresse</i>	735 chemin des Meinajaries Agroparc - le Diderot 84908 Avignon cedex 9
<i>Immatriculation au RCS, numéro</i>	712 621 390 RCS Avignon

Commissaire aux comptes suppléant

<i>Dénomination</i>	SCP MARTIN IMBERT
<i>Forme juridique</i>	Société civile professionnelle de commissaires aux comptes
<i>Adresse</i>	285 rue Gilles Roberval 30900 Nîmes
<i>Immatriculation au RCS, numéro</i>	383 144 821 RCS Nîmes

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

<i>Adresse de l'établissement</i>	route de la Côte d'Azur Arterparc de Meyreuil Bât. A 13590 Meyreuil
<i>Activité(s) exercée(s)</i>	La réalisation d'études, la recherche, la conception, la commercialisation de tous supports liés à la création d'énergies renouvelables. La production, le stockage, la commercialisation de toutes énergies renouvelables. Le dépôt de tout brevet, licence, la concession de tous droits de propriété intellectuelle.
<i>Date de commencement d'activité</i>	14/08/2009
<i>Origine du fonds ou de l'activité</i>	Création
<i>Mode d'exploitation</i>	Exploitation directe

RENSEIGNEMENTS RELATIFS A L'AUTRE ETABLISSEMENT DANS LE RESSORT

<i>Adresse de l'établissement</i>	Lieu dit Bachasson 13590 Meyreuil
-----------------------------------	-----------------------------------

R.C.S. Aix-en-Provence - 05/08/2019 - 16:12:41

page 1/2

Greffes du Tribunal de Commerce d'Aix-en-ProvenceHOTEL D'ESPAGNET
38 COU MIRABEAU
CS 70791
13625 AIX EN PROVENCE CEDEX 1

N° de gestion 2008B02283

<i>Activité(s) exercée(s)</i>	Production d'électricité
<i>Date de commencement d'activité</i>	01/07/2016
<i>Origine du fonds ou de l'activité</i>	Création
<i>Mode d'exploitation</i>	Exploitation directe

Le Greffier



FIN DE L'EXTRAIT

R.C.S. Aix-en-Provence - 05/08/2019 - 16:12:41

page 2/2

Greffé du Tribunal de Commerce d'Aix-en-Provence
HOTEL D'ESPAGNET
38 COU MIRABEAU
CS 70791
13625 AIX EN PROVENCE CEDEX 1

Code de vérification : F2tuZGMLp1
<https://www.infogreffe.fr/controle>



N° de gestion 2008B01831

Extrait Kbis

EXTRAIT D'IMMATRICULATION PRINCIPALE AU REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIETES
à jour au 7 octobre 2019

IDENTIFICATION DE LA PERSONNE MORALE

Immatriculation au RCS, numéro	507 981 140 R.C.S. Aix-en-Provence
Date d'immatriculation	15/09/2008
Dénomination ou raison sociale	TENERGIE
Forme juridique	Société par actions simplifiée
Capital social	361 190,00 Euros
Adresse du siège	route de la Côte d'Azur Bâtiment A Arterparc de Meyreuil 13590 Meyreuil
Activités principales	La réalisation d'études, la recherche, la conception, la commercialisation de tous supports liés à la création d'énergies renouvelables, la production, le stockage, la commercialisation de toutes énergies renouvelables, le dépôt de tous brevets, licence, la concession de tous droits de propriété intellectuelle.
Durée de la personne morale	Jusqu'au 14/09/2107
Date de clôture de l'exercice social	31 décembre

GESTION, DIRECTION, ADMINISTRATION, CONTROLE, ASSOCIES OU MEMBRES

Président

Dénomination	GUSTAVIA CONSULTING
Forme juridique	Société à responsabilité limitée
Adresse	752 chemin des Gailles 13770 Venelles
Immatriculation au RCS, numéro	444 456 503 RCS Aix-en-Provence

Directeur général

Dénomination	COTRUST
Forme juridique	Société par actions simplifiée
Adresse	Lieu dit la Plaine Cd 6 13120 Gardanne
Immatriculation au RCS, numéro	792 539 397 RCS Aix-en-Provence

Commissaire aux comptes titulaire

Dénomination	CONCEPT EXPERTS ET COMMISSAIRES
Forme juridique	Société par actions simplifiée
Adresse	Site Agroparc BP 1214 84911 Avignon
Immatriculation au RCS, numéro	712 621 390 RCS Avignon

Commissaire aux comptes titulaire

Dénomination	KPMG
Forme juridique	Société anonyme à conseil d'administration
Adresse	480 avenue du Prado 13272 Marseille
Immatriculation au RCS, numéro	775 726 417 RCS Marseille

Commissaire aux comptes suppléant

Dénomination	SCP MARTIN
Forme juridique	Société civile
Adresse	285 rue Gilles Roberval Parc Kennedy Bat A3 30900 Nimes
Immatriculation au RCS, numéro	383 144 821 RCS Nimes

Commissaire aux comptes suppléant

R.C.S. Aix-en-Provence - 08/10/2019 - 15:13:32

page 1/2

Greffé du Tribunal de Commerce d'Aix-en-Provence
HOTEL D'ESPAGNET
38 COU MIRABEAU
CS 70791
13625 AIX EN PROVENCE CEDEX 1

N° de gestion 2008B01831

Dénomination	SALUSTRO REYDEL
Forme juridique	Société anonyme à conseil d'administration
Adresse	2 avenue Gambetta Tour Eqho 92066 Paris la Défense cedex
Immatriculation au RCS, numéro	652 044 371 RCS Paris

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

Adresse de l'établissement	route de la Côte d'Azur Bâtiment A Arterparc de Meyreuil 13590 Meyreuil
Activité(s) exercée(s)	La réalisation d'études, la recherche, la conception, la commercialisation de tous supports liés à la création d'énergies renouvelables, la production, le stockage, la commercialisation de toutes énergies renouvelables, le dépôt de tous brevets, licence, la concession de tous droits de propriété intellectuelle.
Date de commencement d'activité	28/07/2008
Origine du fonds ou de l'activité	Création
Mode d'exploitation	Exploitation directe

Le Greffier



FIN DE L'EXTRAIT

R.C.S. Aix-en-Provence - 08/10/2019 - 15:13:32

page 2/2

ANNEXE 3 : CERTIFICATION ISO 9001 ET 14001 DE TENERGIE

CERTIFICAT

ISO 9001:2015

DEKRA Certification SAS certifie par la présente que l'entreprise



TENERGIE DEVELOPPEMENT

Activité(s) certifiée(s):
Conception et construction d'installations photovoltaïques

Site certifié:
Arteparc de Meyreuil - Bâtiment A - Route de la Côte d'Azur - 13590 MEYREUIL - FRANCE

a mis en place et maintient un système de management de la qualité conforme à la norme ci-dessus référencée. La preuve de conformité a été démontrée dans le rapport d'audit de certification n° 19-03-0263-F

Ce certificat est valable du 01/08/2019 jusqu'au 31/07/2022

Numéro du certificat 19-08-154
Duplicata

Date audit re -/certification 13/06/2019



DEKRA Certification SAS
Bagneux, 01/08/2019

Le non-respect des clauses définies dans les Conditions Générales peuvent rendre ce certificat invalide.

DEKRA Certification SAS * 5 avenue Garlande – F92220 Bagneux * www.dekra-certification.fr

CERTIFICAT

ISO 14001:2015

DEKRA Certification SAS certifie par la présente que l'entreprise



TENERGIE DEVELOPPEMENT

Activité(s) certifiée(s):
Conception et construction d'installations photovoltaïques

Site certifié:
Arteparc de Meyreuil - Bâtiment A - Route de la Côte d'Azur - 13590 MEYREUIL - FRANCE

a mis en place et maintient un système de management environnemental conforme à la norme ci-dessus référencée. La preuve de conformité a été démontrée dans le rapport d'audit de certification n° 19-03-0263-F

Ce certificat est valable du 01/08/2019 jusqu'au 31/07/2022

Numéro du certificat 19-08-155
Duplicata

Date audit re -/certification 13/06/2019



DEKRA Certification SAS
Bagneux, 01/08/2019

Le non-respect des clauses définies dans les Conditions Générales peuvent rendre ce certificat invalide

DEKRA Certification SAS * 5 avenue Garlande – F92220 Bagneux * www.dekra-certification.fr



ANNEXE 4 : LETTRE D'ENGAGEMENT DE FINANCEMENT DE TENERGIE ET LETTRES DE SOUTIEN BANCAIRE



Tenergie
Arteparc de Meyreuil- Bat A
Route de la Côte d'Azur
13590 Meyreuil

Monsieur Denis CONUS
Préfet de la Marne
1 Rue de Jessaint,
51000 Châlons-en-Champagne

Le 26 septembre 2019, à Meyreuil,

Objet : Engagement de financement pour le parc éolien de la Moivre (51)

Monsieur le Préfet,

Tenergie est une entreprise française créée en 2008 de la volonté de participer à la transition énergétique des territoires via les installations d'énergies renouvelables. Tenergie développe des projets en propre et exploite aujourd'hui plus de 500 MW d'installations photovoltaïques et éoliennes qui représentent un investissement de plus de 2 milliards d'euros depuis sa création.

Tenergie a réalisé la construction et mis en service le parc éolien des Ventes de Brunelles en 2016 à Saint Amand sur Fion (51). De cette réalisation est né le projet que nous présentons dans ce dossier : le projet de parc éolien de la Moivre à St Jean sur Moivre et Dampierre sur Moivre. Notre filiale, Tenergie Développement SAS (associé unique) au capital de 500000 euros, immatriculée au RCS d'Aix en Provence sous le numéro 509 137 493, portera spécifiquement ce projet. Cette société est détenue entièrement par la société Tenergie.

Dans le cadre de la demande d'autorisation environnementale, en vue de la construction, de l'exploitation et du démantèlement des sept éoliennes du parc éolien de la Moivre, Tenergie atteste de son engagement à financer et à soutenir techniquement Tenergie Développement conformément à réglementation vigueur et aux engagements pris dans la demande d'autorisation environnementale. En qualité d'actionnaire unique de Tenergie Développement, nous nous engageons à allouer suffisamment de moyens financiers à la société afin de permettre à cette dernière de disposer de suffisamment de capitaux pour honorer ses obligations d'exploitant. Nous nous engageons ainsi à apporter à Tenergie Développement un financement par fonds propre sous la forme d'un apport en capital ou de prêt d'actionnaire directement ou par le biais de l'une de ses filiales.

Cet engagement prendra effet à la date de l'arrêté portant autorisation d'exploiter et restera en vigueur jusqu'au complet démantèlement des installations ou éventuellement à la date effective de changement d'exploiter si cette situation venait à arriver.

Espérant que cette demande soit accueillie favorablement, je reste à la disposition de vos services pour tout complément d'information que vous jugeriez utile pour l'instruction de ce dossier.

Je vous prie de croire, Monsieur le préfet, en l'assurance de mes respectueuses salutations.

Pour Tenergie,
Nicolas JEUFFRAIN
Président

www.tenergie.fr

ARTEPARC de Meyreuil – Bât A – Route de la Côte d'Azur 13590 Meyreuil – France
SAS au capital de 361.190 € - RCS Aix-en-Provence : 507 981 140



Stéphane GUILLARD
TENERGIE
Arteparc de Meyreuil, Bât. A
Route de la Côte d'Azur
13590 Meyreuil

Montrouge, le 1er octobre 2019

Objet : Lettre de soutien

Monsieur,

Le Crédit Agricole, via sa filiale Unifergie spécialisée depuis plus de 20 ans dans le financement de la transition énergétique et des territoires, accompagne le développement des énergies renouvelables, les projets de performance énergétique et le secteur de l'environnement en France.

A ce titre, le Crédit Agricole accompagne Tenergie pour le financement de ses projets d'énergies renouvelables en France.

Depuis 2008, Unifergie a financé 368 MW de projets portés par Tenergie.

Son portefeuille d'actifs ainsi que ses ambitions en matière de développement des énergies renouvelables en France font de Tenergie un opérateur suivi avec attention particulière par Crédit Agricole Unifergie depuis plus de 10 années.

Tenergie nous a présenté les premiers éléments du projet Parc éolien de la Moivre en cours de développement dans la Marne (51). Crédit Agricole Unifergie, confirme son intérêt de principe pour poursuivre l'étude du projet, en vue de faire une proposition indicative pour le financement du projet lorsque celui-ci sera développé et prêt à construire.

La présente lettre de soutien ne constitue en aucun cas une offre de financement, et ne saurait être considérée comme un engagement quelconque de la part de Crédit Agricole Unifergie. L'intervention d'Unifergie étant notamment conditionnée aux conclusions favorables d'une étude approfondie du projet, et à de l'obtention d'un accord de son comité des engagements.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur, l'expression de notre considération distinguée.

Valentin Peltier
Chargé d'affaires

Unifergie - Crédit Agricole Leasing & Factoring : 12, place des Etats Unis - 92120 Montrouge | www.unifergie.fr



Paris, le 01 octobre 2019

Tenergie
A l'attention de Stéphane Guillard
Arteparc de Meyreuil, Bât. A
Route de la Côte d'Azur
13590 Meyreuil

Objet : Lettre d'intérêt pour le financement du Parc Eolien de la Moivre situé sur les communes de Dampierre sur Moivre et St Jean sur Moivre dans le département de la Marne 51 (ci-après le Projet)

Monsieur,

Vous nous avez fait part du développement du Projet pour lequel vous finalisez le dossier de demande d'autorisation environnementale sur la base de trois scénarios de turbines. Le Projet pourrait ainsi totaliser selon le scénario entre 13,2 et 21,6 MW.

Vous avez sollicité La Banque Postale (*la Banque*) pour étudier la mise en place d'un financement de projet sur ce parc éolien à construire.

Nous avons le plaisir de vous confirmer notre intérêt pour arranger et souscrire 100% de ce financement selon des conditions de structuration usuelles pour un financement de projet, d'audits (juridiques, techniques et assurances) satisfaisants et de *pricing* conformes aux standards de marché.

Cette lettre est indicative. Sous réserve (i) de la finalisation d'un *Term Sheet* décrivant l'ensemble des caractéristiques du financement, (ii) de l'accord de notre comité de crédit sur la structure envisagée, (iii) de la mise en place d'une documentation juridique satisfaisante (en ce compris les Sûretés), ce financement pourra être mis en place par la Banque.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de nos sentiments distingués.

Yannick CHAFFAUD
Responsable Financements Energies Renouvelables

**ANNEXE 5 : AVIS DU MAIRE ET DES PROPRIETAIRES SUR LA REMISE EN ETAT DU SITE
APRES EXPLOITATION ET ACCORDS FONCIERS (PJ n°3, n°62 et n°63)**

AVIS DU MAIRE
Article R.512_6 Code de l'Environnement

Je soussigné :

Hubert Fauconnier-Schats
Représentant de la commune de *Dampierre sur Moivre*,
en ma qualité de Maire de ladite commune,
Agissant dans le cadre de l'article R.512-6 du Code de l'environnement.

Déclare :

- Avoir connaissance du projet de parc éolien développé par la société TENERGIE DEVELOPPEMENT sur des parcelles et chemins situés sur le territoire de la commune de *Dampierre sur Moivre*.
- Avoir pris connaissance des mesures de démantèlement et de remise en état du site qui seront mises en œuvre par la société lors de l'arrêt définitif des installations, dans le respect de la réglementation alors applicable, qui à ce jour prévoit : (Décret n°2011-985 du 23 août 2011 et 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)
 1. 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.
 2. L'excavation des fondations et le remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres en place à proximité de l'installation :
 - 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.
 3. La remise en état qui consiste en le décaissement des aires de grutage et des chemins d'accès sur une profondeur de 40 centimètres et le remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres à proximité de l'installation, sauf si le propriétaire du terrain sur lequel est sise l'installation souhaite leur maintien en l'état.
 4. Les déchets de démolition et de démantèlement seront valorisés ou éliminés dans les filières dûment autorisées à cet effet.
 5. Le montant des garanties financières mentionnées aux articles R. 553-1 à R. 553-4 du code de l'environnement sera déterminé par application de la formule mentionnée en annexe I du décret mentionné ci-dessus et l'exploitant réactualisera tous les cinq ans le montant de la garantie financière, par application de la formule mentionnée en annexe II du décret mentionné ci-dessus
 6. L'arrêté préfectoral d'autorisation fixera le montant initial de la garantie financière et précisera l'indice utilisé pour calculer le montant de cette garantie.

Le tout afin de remettre le site en l'état de servir à l'usage auquel il est actuellement destiné.
- Emettre un AVIS FAVORABLE sur l'ensemble de ces mesures, et sur l'état futur du site,
- Autoriser le fait que cette déclaration sera jointe à la demande d'autorisation d'exploiter conformément à l'article R.512-6 7° du Code de l'environnement.

Fait à *Dampierre/Moivre*, le *3/07/2019*.

Le Maire

[Signature]


AVIS DU MAIRE
Article R.512_6 Code de l'Environnement

Je soussigné :

LAPIE Raymond
Représentant de la commune de *Saint Jean sur Moivre*,
en ma qualité de Maire de ladite commune,
Agissant dans le cadre de l'article R.512-6 du Code de l'environnement.

Déclare :

- Avoir connaissance du projet de parc éolien développé par la société TENERGIE DEVELOPPEMENT sur des parcelles et chemins situés sur le territoire de la commune de *Saint Jean sur Moivre*.
- Avoir pris connaissance des mesures de démantèlement et de remise en état du site qui seront mises en œuvre par la société lors de l'arrêt définitif des installations, dans le respect de la réglementation alors applicable, qui à ce jour prévoit : (Décret n°2011-985 du 23 août 2011 et 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)
 1. 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.
 2. L'excavation des fondations et le remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres en place à proximité de l'installation :
 - 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.
 3. La remise en état qui consiste en le décaissement des aires de grutage et des chemins d'accès sur une profondeur de 40 centimètres et le remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres à proximité de l'installation, sauf si le propriétaire du terrain sur lequel est sise l'installation souhaite leur maintien en l'état.
 4. Les déchets de démolition et de démantèlement seront valorisés ou éliminés dans les filières dûment autorisées à cet effet.
 5. Le montant des garanties financières mentionnées aux articles R. 553-1 à R. 553-4 du code de l'environnement sera déterminé par application de la formule mentionnée en annexe I du décret mentionné ci-dessus et l'exploitant réactualisera tous les cinq ans le montant de la garantie financière, par application de la formule mentionnée en annexe II du décret mentionné ci-dessus
 6. L'arrêté préfectoral d'autorisation fixera le montant initial de la garantie financière et précisera l'indice utilisé pour calculer le montant de cette garantie.

Le tout afin de remettre le site en l'état de servir à l'usage auquel il est actuellement destiné.
- Emettre un AVIS FAVORABLE sur l'ensemble de ces mesures, et sur l'état futur du site,
- Autoriser le fait que cette déclaration sera jointe à la demande d'autorisation d'exploiter conformément à l'article R.512-6 7° du Code de l'environnement.

Fait à *Saint Jean sur Moivre*, le *19/06/2019*.

Le Maire

[Signature]


ATTESTATION ET AVIS DU PROPRIETAIRE
PARC EOLIEN DE LA MOIVRE

Je soussigné

M ou Mme Elise BACHELEY
 Demeurant 69 Grande rue Coulmiers
 A La Chaussée sur Marais
 Représentant la société _____
 Propriétaires(s) des parcelles :

COMMUNE	SECTION	N°	LIEU DIT	NATURE
<u>S^t JEAN S/ MOIVRE</u>	<u>21</u>	<u>18</u>	<u>Vallée Coultet</u>	<u>Agricole</u>

Déclare :

- Avoir connaissance du projet de parc éolien développé par la société TENERGIE DEVELOPPEMENT, société par actions simplifiée (à associé unique) au capital de 500.000 €, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés d'Aix-en-Provence (13) sous le numéro 509 137 493, ayant son siège social Arterparc de Meyreuil, Bâtiment A, Route de la Côte d'Azur, 13590 Meyreuil, sur les parcelles mentionnées ci-dessus
 - Autoriser ladite société à poursuivre le projet et à déposer la demande d'autorisation environnementale qui lui est liée
 - Avoir pris connaissance des mesures de démantèlement et de remise en état du site qui seront mises en œuvre par la société lors de l'arrêté définitif des installations, dans le respect de la réglementation alors applicable, qui à ce jour prévoit :
(Décret n°2011-985 du 23 août 2011 et 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)
 - 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.
 - L'excavation des fondations et le remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres en place à proximité de l'installation :
 — 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.
 - La remise en état qui consiste en le décaissement des aires de grutage et des chemins d'accès sur une profondeur de 40 centimètres et le remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres à proximité de l'installation, sauf si le propriétaire du terrain sur lequel est sise l'installation souhaite leur maintien en l'état.
 - Les déchets de démolition et de démantèlement seront valorisés ou éliminés dans les filières dûment autorisées à cet effet.
 - Le montant des garanties financières mentionnées aux articles R. 553-1 à R. 553-4 du code de l'environnement sera déterminé par application de la formule mentionnée en annexe I du décret mentionné ci-dessus et l'exploitant réactualisera tous les cinq ans le montant de la garantie financière, par application de la formule mentionnée en annexe II du décret mentionné ci-dessus
 - L'arrêté préfectoral d'autorisation fixera le montant initial de la garantie financière et précisera l'indice utilisé pour calculer le montant de cette garantie.
 Le tout afin de remettre le site en l'état de servir à l'usage auquel il est actuellement destiné.
- Le tout afin de remettre le site en l'état de servir à l'usage auquel il est actuellement destiné.
- Emettre un AVIS FAVORABLE sur l'ensemble de ces mesures, et sur l'état futur du site,
 - Autoriser le fait que cette déclaration sera jointe à la demande d'autorisation d'exploiter conformément à l'article R.512-6 7° du Code de l'environnement.

Fait à la chaussée, le 20.10.2019

Nom - Prenom BACHELEY Elise
J. Bacheley

ATTESTATION ET AVIS DU PROPRIETAIRE
PARC EOLIEN DE LA MOIVRE

Je soussigné

M ou Mme Jean-Louis DEVAUX
 Demeurant 6 ruelle Saint Lazare
 A 51000 CHALONS EN CHAMPAGNE

Propriétaires(s) des parcelles :

COMMUNE	SECTION	N°	LIEU DIT	NATURE
DAMPIERRE S/ MOIVRE	ZD	32	LE CERISIER	AGRICOLE
DAMPIERRE S/ MOIVRE	D	204	MONT BORNOIS	AGRICOLE
SAINT JEAN S/ MOIVRE	C	01	MONT EPEE	AGRICOLE

Déclare :

- Avoir connaissance du projet de parc éolien développé par la société TENERGIE DEVELOPPEMENT, société par actions simplifiée (à associé unique) au capital de 500.000 €, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés d'Aix-en-Provence (13) sous le numéro 509 137 493, ayant son siège social Arterparc de Meyreuil, Bâtiment A, Route de la Côte d'Azur, 13590 Meyreuil, sur les parcelles mentionnées ci-dessus
 - Autoriser ladite société à poursuivre le projet et à déposer la demande d'autorisation environnementale qui lui est liée
 - Avoir pris connaissance des mesures de démantèlement et de remise en état du site qui seront mises en œuvre par la société lors de l'arrêté définitif des installations, dans le respect de la réglementation alors applicable, qui à ce jour prévoit :
(Décret n°2011-985 du 23 août 2011 et 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)
 - 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.
 - L'excavation des fondations et le remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres en place à proximité de l'installation :
 — 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.
 - La remise en état qui consiste en le décaissement des aires de grutage et des chemins d'accès sur une profondeur de 40 centimètres et le remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres à proximité de l'installation, sauf si le propriétaire du terrain sur lequel est sise l'installation souhaite leur maintien en l'état.
 - Les déchets de démolition et de démantèlement seront valorisés ou éliminés dans les filières dûment autorisées à cet effet.
 - Le montant des garanties financières mentionnées aux articles R. 553-1 à R. 553-4 du code de l'environnement sera déterminé par application de la formule mentionnée en annexe I du décret mentionné ci-dessus et l'exploitant réactualisera tous les cinq ans le montant de la garantie financière, par application de la formule mentionnée en annexe II du décret mentionné ci-dessus
 - L'arrêté préfectoral d'autorisation fixera le montant initial de la garantie financière et précisera l'indice utilisé pour calculer le montant de cette garantie.
 Le tout afin de remettre le site en l'état de servir à l'usage auquel il est actuellement destiné.
- Le tout afin de remettre le site en l'état de servir à l'usage auquel il est actuellement destiné.
- Emettre un AVIS FAVORABLE sur l'ensemble de ces mesures, et sur l'état futur du site,
 - Autoriser le fait que cette déclaration sera jointe à la demande d'autorisation d'exploiter conformément à l'article R.512-6 7° du Code de l'environnement.

Fait à Mentlach, le 16/09/2019

Nom - Prenom

Jean Louis DEVAUX

**ATTESTATION ET AVIS DU PROPRIETAIRE
PARC EOLIEN DE LA MOIVRE**

Je soussignée

M ou Mme Marie-Christine Lasvigne

Demeurant 16 route de Montsuzan

A 10150 VOUÉ

Propriétaires(s) des parcelles :

COMMUNE	SECTION	N°	LIEU DIT	NATURE
DAMPIERRE S/ MOIVRE	D	199	MONT EPEE	AGRICOLE

Déclare :

- Avoir connaissance du projet de parc éolien développé par la société TENERGIE DEVELOPPEMENT, société par actions simplifiée (à associé unique) au capital de 500.000 €, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés d'Aix-en-Provence (13) sous le numéro 509 137 493, ayant son siège social Arterparc de Meyreuil, Bâtiment A, Route de la Côte d'Azur, 13590 Meyreuil, sur les parcelles mentionnées ci-dessus
- Autoriser ladite société à poursuivre le projet et à déposer la demande d'autorisation environnementale qui lui est liée
- Avoir pris connaissance des mesures de démantèlement et de remise en état du site qui seront mises en œuvre par la société lors de l'arrêt définitif des installations, dans le respect de la réglementation alors applicable, qui à ce jour prévoit :

(Décret n°2011-985 du 23 août 2011 et 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)

- 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.
- L'excavation des fondations et le remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres en place à proximité de l'installation :
 - 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.
- La remise en état qui consiste en le décaissement des aires de grutage et des chemins d'accès sur une profondeur de 40 centimètres et le remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres à proximité de l'installation, sauf si le propriétaire du terrain sur lequel est sise l'installation souhaite leur maintien en l'état.
- Les déchets de démolition et de démantèlement seront valorisés ou éliminés dans les filières dûment autorisées à cet effet.
- Le montant des garanties financières mentionnées aux articles R. 553-1 à R. 553-4 du code de l'environnement sera déterminé par application de la formule mentionnée en annexe I du décret mentionné ci-dessus et l'exploitant réactualisera tous les cinq ans le montant de la garantie financière, par application de la formule mentionnée en annexe II du décret mentionné ci-dessus
- L'arrêté préfectoral d'autorisation fixera le montant initial de la garantie financière et précisera l'indice utilisé pour calculer le montant de cette garantie.

Le tout afin de remettre le site en l'état de servir à l'usage auquel il est actuellement destiné.

- Emettre un AVIS FAVORABLE sur l'ensemble de ces mesures, et sur l'état futur du site,
- Autoriser le fait que cette déclaration sera jointe à la demande d'autorisation d'exploiter conformément à l'article R.512-6 7° du Code de l'environnement.

Fait à Voué le 31/08/19

Nom - Prénom

LASVIGNE

Marie-Christine

Mélanie

ANNEXE 6 : ILLUSTRATION DE LA CONCERTATION ET DELIBERATION COMMUNALE



**Projet éolien – Communes de SAINT-JEAN-SUR-MOIVRE,
SAINT-AMAND-SUR-FION, DAMPIERRE-SUR-MOIVRE**

Mai 2017 – TENERGIE Développement

Note explicative de synthèse

Mesdames, Messieurs les conseillers municipaux,

Il vous sera proposé, lors du prochain Conseil Municipal, objet de la présente convocation, d'exprimer votre soutien à la société TENERGIE Développement dans la réalisation d'un **projet d'implantation de parc éolien** sur le territoire des communes de **Saint-Jean-Sur-Moivre, Saint-Amand-Sur-Fion, Dampierre-Sur-Moivre**, afin qu'elle poursuive la conduite des études nécessaires au développement du projet, dépose les demandes d'autorisation correspondantes, et bénéficie d'un droit de passage sur la voirie communale lors des phases de construction, d'exploitation et de démantèlement du futur parc éolien.

L'activité projetée relève de la rubrique suivante de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement :

- **Rubrique n° 2980-1** : Installation terrestre de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et regroupant un ou plusieurs aérogénérateurs, comprenant au moins un aérogénérateur dont le mât a une hauteur supérieure ou égale à 50 m.

La présente note de synthèse vous est donc transmise conformément à l'Article L.2121-12 du code général des collectivités territoriales afin que vous puissiez prendre connaissance du projet.



Présentation du porteur de projet : TENERGIE Développement

TENERGIE est un producteur d'énergie durable, expert dans le développement de projets énergétiques d'envergure. Son expertise intervient tout au long de la vie des projets :

Développer : TENERGIE prospecte et prend en charge le **montage administratif** du projet. Son bureau d'études opère les **choix des technologies** en fonction du site à équiper, dimensionne et étudie la production d'électricité, **évalue les contraintes structurelles et techniques** et assure la veille technologique.

Financer : TENERGIE assure le conseil juridique, comptable et fiscal, optimise le montage final de l'opération grâce à son réseau de partenaires financiers afin de faire bénéficier ses clients ou ses filiales des avantages spécifiques liés aux énergies renouvelables.

Réaliser : TENERGIE **met en œuvre les chantiers**, coordonne les intervenants et fait valider chacune des étapes par un Bureau de Contrôle agréé.

Exploiter et maintenir : TENERGIE assure le **suivi de production, l'entretien et la maintenance** des lieux de production d'électricité.

Fin 2016, le groupe TENERGIE dispose de 30 MW dans l'éolien et de 150 centrales photovoltaïques en exploitation en France, pour une puissance installée de 170 MWc.

Un projet associé au développement des énergies renouvelables en France

L'Europe et la France à toutes les échelles sont engagés dans un processus de transition énergétique visant à lutter contre le dérèglement climatique et à contribuer à la préservation de l'environnement.

Conséquence de cet engagement, la France a publié, le 18 août 2015, la loi de transition énergétique pour la croissance verte. A travers celle-ci, l'objectif est de préparer un modèle énergétique permettant indépendance énergétique, anticipation face à l'épuisement des ressources, limitation des émissions de CO2. Déclinée pour tous les types d'énergie, cette loi définit que la part des énergies renouvelables doit être portée à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030 ;

A travers les énergies renouvelables, la loi de transition énergétique pour la croissance verte cherche également à favoriser une croissance économique durable et la création d'emplois pérennes et non délocalisables au plus près des territoires.



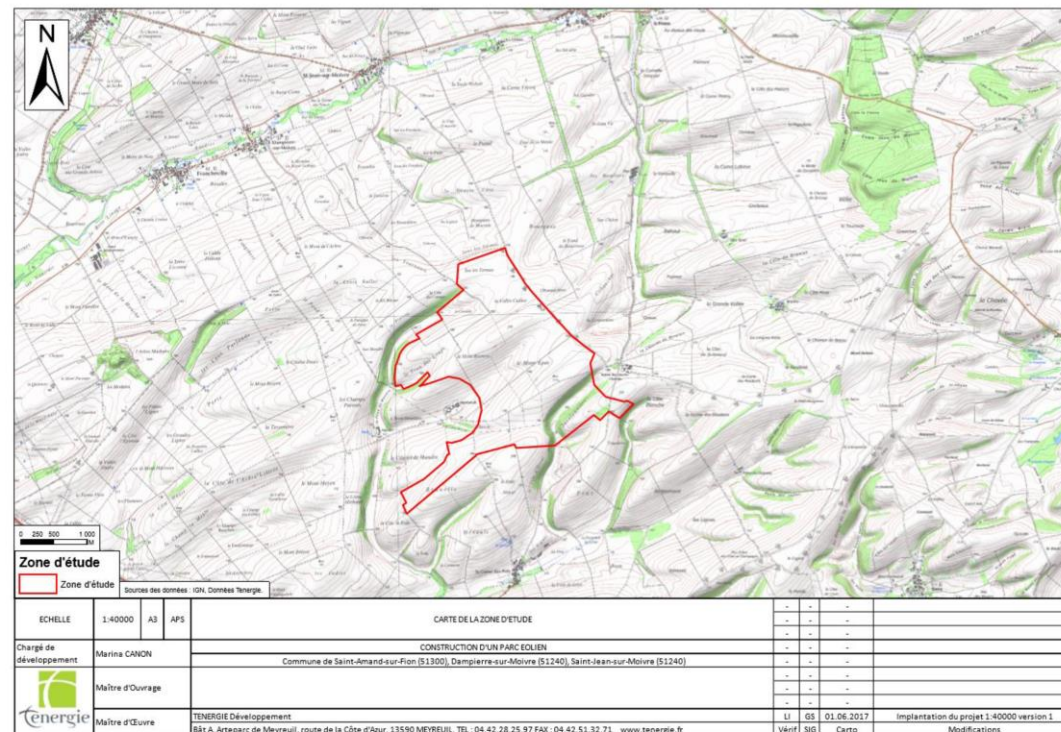
Présentation du projet

Agissant dans le cadre du développement des énergies renouvelables et de l'éolien, la société Tenergy a mis en service le parc éolien voisin dit de « Tenbonrev » en décembre 2016. Ce parc éolien est constitué de 6 éoliennes de type Nordex 100 pour une puissance totale de 15 MW.

L'expérience de Tenergy sur le territoire de nos communes et des acteurs qui l'animent lui a permis d'identifier le potentiel de développement d'un nouveau secteur. Tenant compte des contraintes connues, une zone d'étude a été définie. Elle inclue notamment les contraintes liées :

- Aux schémas d'aménagement (Schéma régional éolien, plan d'urbanisme)
- Aux habitations (le site est localisé à 3 km du village de Saint-Jean-sur-Moivre);
- Aux autres parcs éoliens existants ou en projet ;
- Aux zones environnementales répertoriées (Natura 2000, ZNIEFF...)
- Aux monuments historiques ou classés proches ;
- Au relief ;
- Aux boisements.

Cette zone d'étude est présentée ci-dessous.



Ce périmètre servira de base de travail pour d'autres études plus approfondies portant sur :

- Le milieu physique (qualité des eaux, hydrogéologie, vent, risques naturels...)
- Le milieu naturel (flore, faune terrestre, avifaune, chiroptères)
- Le patrimoine culturel et paysager
- Le milieu humain (urbanisme, acoustique, risques...)

Plusieurs bureaux d'études ont déjà été ou seront mandatés pour réaliser ces études. Elles serviront à définir un projet de moindre impact et seront directement intégrées à l'étude d'impacts et à l'étude de danger qui constituent la demande d'Autorisation Environnementale Unique propre aux projets éoliens.

L'Autorisation Environnementale Unique

Les parcs éoliens font partie des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement et soumis à Autorisation. Ils relèvent de la procédure d'Autorisation Environnementale Unique.

Demandée en une seule fois et délivrée par le Préfet de Département, elle inclue l'ensemble des prescriptions des différentes législations applicables, et relevant des différents codes :

- Code de l'environnement : autorisation au titre des ICPE
- Code forestier : autorisation de défrichement ;
- Code de l'énergie : autorisation d'exploiter des installations de production d'électricité ;
- Code des transports, code de la défense et code du patrimoine : autorisation pour l'établissement d'éoliennes.

Le dossier se compose notamment d'un volet de description de la nature du projet, d'une étude d'impact ou d'incidence et d'une étude de dangers. L'instruction fera intervenir une Enquête publique après délivrance de l'Avis de l'Autorité Environnementale.

Autorisations données à Tenergy Développement

La société Tenergy Développement sollicite de la part de notre Conseil Municipal pour elle-même ou pour sa société de projet :

- Son soutien dans la définition d'un projet éolien concerté dans la zone d'étude proposée ;



- L'autorisation de déposer toutes demandes d'autorisation nécessaires à la réalisation du projet.
- L'autorisation d'utiliser la voirie communale pour les besoins de la construction, de l'exploitation et du démantèlement du futur parc éolien, dans l'hypothèse où la faisabilité de ce dernier serait confirmée et toutes les autorisations nécessaires obtenues. Cela inclura le droit de renforcer les voiries et de les élargir si besoin, ainsi que, le cas échéant, le droit d'y enfouir des câbles électriques ou de « survoler » les voiries.

**DEPARTEMENT DE LA
MARNE**

Date de
convocation
16/03/2017

Nombre de
conseillers :
En exercice : 11
Présents : 6
Votants : 7
Pour : 7
Abst : 0
Contre : 0

Délibération
n° 2017-03-07

Projet éolien
TENERGIE

Le maire soussigné
certifie le caractère
exécutoire de la
présente délibération
reçue à la Préfecture le
Notifiée le
Affichée le

**ARRONDISSEMENT DE CHALONS EN CHAMPAGNE
CANTON DE CHALONS 3**

Commune de Dampierre sur Moivre

Extrait du registre des délibérations
du Conseil Municipal.

L'an deux mille dix-sept, le 24 mars à 20h30.

Les membres du Conseil Municipal, légalement convoqués, se sont réunis à la mairie de Dampierre, sous la présidence de Monsieur Hubert FAUCONNIER, maire de la commune.

Présents : Mrs FAUCONNIER, LEMAITRE, LOEW, THIEFFRY, VALENTIN et Mme STIEVENART.

Pouvoirs : Mr GAINETTE à Mr FAUCONNIER (non comptabilisé sur cette délibération), Mme HENRY à Mr LEMAITRE, Mme LIEGEOIS-MAILLOT à Mr THIEFFRY.

Excusés : Mr GAINETTE, Mmes HENRY et LIEGEOIS-MAILLOT

Absent : Mr DESPINOY.

Secrétaire de séance : Mr VALENTIN.

Mr VALENTIN quitte la salle des réunions et ne prend part ni au débat, ni au vote.

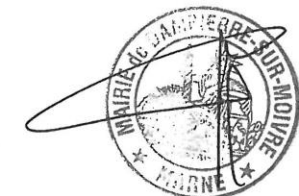
Le Maire rappelle le souhait de la commune de développer les énergies renouvelables sur son territoire et expose au conseil municipal qu'il a été contacté par la société TENERGIE, qui en collaboration avec la société QUADRAN porte un projet éolien situé sur les communes de Saint Amand sur Fion, Saint Jean sur Moivre et Dampierre sur Moivre.

Cette zone d'étude concerne le sud du territoire communal de Dampierre sur Moivre avec les lieux-dits « Le Mont bernois », « Le Cerisier » et le « Trou des loups »

Après en avoir débattu, le conseil municipal émet un avis favorable au lancement des études par la société TENERGIE.

Pour extrait certifié conforme,
Dampierre sur Moivre, le 27/03/2017
Le Maire, Hubert FAUCONNIER

ACTE REÇU LE
- 3 AVR. 2017
PREFECTURE DE LA MARNE
DRCL



Délibération communale de DAMPIERRE-SUR-MOIVRE sur l'étude de faisabilité du projet éolien

Note explicative de synthèse du projet avant délibération des conseils municipaux

DEPARTEMENT DE LA MARNE
ARRONDISSEMENT DE CHALONS EN CHAMPAGNE
CANTON DE CHALONS 3

Commune de SAINT JEAN SUR MOIVRE.

Extrait du registre des délibérations
du Conseil Municipal.

Date de convocation
07/09/2017

Nombre de conseillers :

En exercice : 11

Présents : 9

Votants : 8 pour – 1 abstention

Délibération
n° 10-2017

Projet éolien
Tenergie

L'an deux mille dix sept, le 14 septembre à 20h30.

Les membres du Conseil Municipal, légalement convoqués, se sont réunis à la mairie de Saint Jean sur Moivre, sous la présidence de Monsieur Raymond LAPIE, maire de la commune.

Présents : Tous les conseillers excepté Mme PETIT et Mr VOTAZAK arrivé en cours de séance (non présent pour cette délibération).

Secrétaire de séance : Mr ESTIENNE Marcel

Le Maire informe le conseil que la société Tenergie Développement envisage d'implanter un parc éolien sur le territoire de la commune et plus précisément au lieu-dit « la vallée Caillot ».

Des études de faisabilité qui déterminent notamment les modalités de réalisation du projet en fonction des exigences environnementales, techniques et d'urbanisme de la zone d'étude délimitée seront réalisées pour définir la future implantation.

Dans ce cadre, la société Tenergie Développement sollicite de la part du conseil municipal :

- qu'il donne son soutien au projet sur la base des éléments présentés,
- qu'il l'autorise à déposer toutes demandes d'autorisation nécessaires à la réalisation du projet,
- qu'il l'autorise à utiliser la voirie communale pour les besoins de la construction, de l'exploitation et du démantèlement du futur parc éolien, dans l'hypothèse où la faisabilité de ce dernier serait confirmée, notamment pour le passage des convois, les renforcements et élargissements de voiries, l'éventuel passage de câbles électriques.

Dans l'hypothèse où le projet nécessiterait le surplomb du domaine public par des pales d'éoliennes, la société Tenergie Développement demande à ce qu'une autorisation d'occupation temporaire du domaine public leur soit consentie.

Les éventuels passages de câbles sous les voies communales ou chemins ruraux utilisés pour les besoins de l'exploitation, de la construction, de l'exploitation et du démantèlement du futur parc éolien donneront lieu à la signature d'une convention de servitudes. Il en sera de même pour les éventuels surplombs par les pales d'éoliennes. Les renforcements et élargissements des voiries nécessaires au passage des convois lors du chantier seront réalisés au frais de la société Tenergie Développement. La liste des voies communales ou chemins ruraux sera mentionnée dans la convention relative à cette autorisation et signée par le Maire.

Après en avoir délibéré, le conseil municipal, avec 8 voix pour et 1 abstention:

- Exprime son soutien à la société Tenergie Développement dans la réalisation de leur projet d'implantation d'un parc éolien sur le territoire de la commune.
- Autorise la société Tenergie Développement à déposer toutes demandes d'autorisation nécessaires à la réalisation du projet.
- Autorise le Maire à signer avec la société Tenergie Développement une convention de servitudes de passage portant sur les voies communales et/ou les chemins ruraux, pour permettre l'utilisation, les aménagements nécessaires des voies, le passage des câbles pour les besoins de la construction, de l'exploitation et du démantèlement du futur parc éolien.
- Autorise le Maire à engager la procédure temporaire d'occupation du domaine public dans l'hypothèse où le projet éolien nécessiterait le surplomb des voiries communales par des pales d'éoliennes.

Pour extrait certifié conforme,
Saint Jean sur Moivre, le 19/09/2017,
Le Maire,
LAPIE Raymond



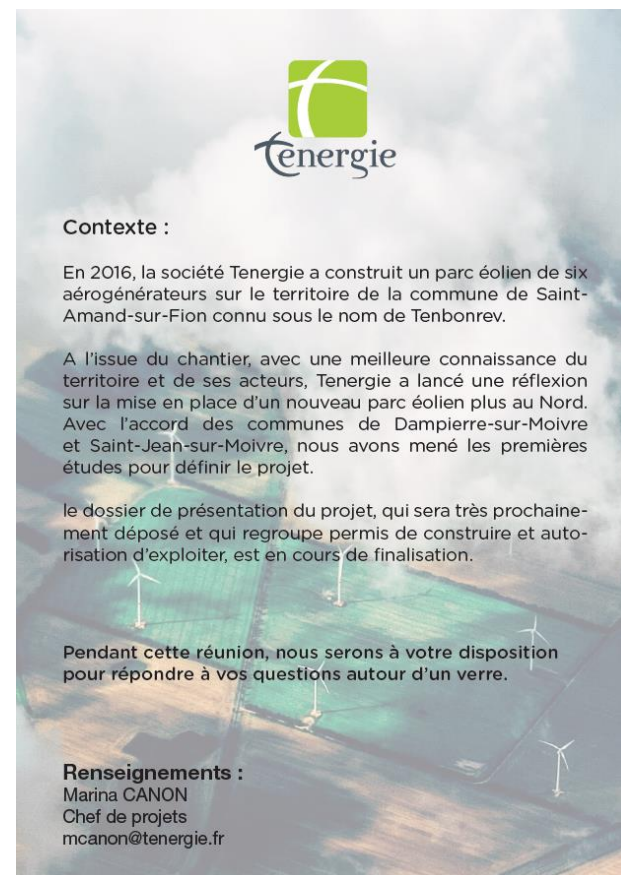
ACTE REÇU
20 SEP. 2017
PREFECTURE DE LA MARNE

Délibération communale de SAINT-JEAN-SUR-MOIVRE sur l'étude de faisabilité du projet éolien



Afin de vous présenter le projet en cours, la société Tenergy organise une réunion d'information ouverte à tous qui se tiendra :

le 12 octobre 2018, à 19h
à la salle des fêtes de Dampierre-sur-Moivre



Flyer de la réunion d'information du 12 octobre 2018



Exposition pour le projet éolien de la Moivre – 12 octobre 2018

**ANNEXE 7 : NOTE DU SER ET DE LA FEE SUR LES ELEMENTS PERMETTANT DE
DEMONTRER LES CAPACITES TECHNIQUES ET FINANCIERES DE L'EXPLOITANT D'UN
PARC EOLIEN SOUMIS A AUTORISATION ICPE**



Note sur les éléments permettant de démontrer les capacités techniques et financières de l'exploitant d'un parc éolien soumis à autorisation ICPE

Mai 2012

La législation des installations classées prévoit que la délivrance de l'autorisation « prend en compte les capacités techniques et financières dont dispose le demandeur, à même de lui permettre de conduire son projet dans le respect des intérêts visés à l'article L. 511-1 et d'être en mesure de satisfaire aux obligations de l'article L. 512-6-1 lors de la cessation d'activité ».

L'industrie éolienne présente un certain nombre de spécificités qui doivent être prises en compte dans l'établissement des capacités techniques et financières.

La profession éolienne se caractérise par une grande homogénéité des parcs éoliens quant à leurs caractéristiques techniques et leur économie générale mais une hétérogénéité relative des acteurs économiques qui sont à l'origine de leur création.

Cette note propose, en s'appuyant sur les caractéristiques communes aux parcs éoliens, un ensemble d'éléments que le pétitionnaire d'une autorisation d'exploiter éolienne peut rassembler pour constituer le faisceau d'indices permettant de prouver ses capacités techniques et financières.

1. Capacités financières

Le mode de financement des parcs éoliens est une des premières caractéristiques de la profession. La quasi-totalité des projets éoliens fait l'objet d'un financement de projet. Ce type de financement est un financement sans recours, basé sur la seule rentabilité du projet. La banque qui accorde le prêt considère ainsi que les flux de trésoreries futurs sont suffisamment sûrs pour rembourser l'emprunt en dehors de toute garantie fournie par les actionnaires du projet. Or ce type de financement de projet n'est possible que si la société emprunteuse n'a pas d'activités extérieures au projet. Une société ad hoc est donc créée pour chaque projet éolien. Cette société de projet n'a généralement pas de personnel mais est en relation contractuelle avec les entreprises qui assureront l'exploitation et la maintenance du parc. Cette société ne peut donc démontrer d'expérience ou de références indépendamment de la société qui porte le projet et donc de ses actionnaires.

Pour autant, lors d'un financement de projet, la banque prêteuse estime que le projet porte un risque très faible de faillite ; c'est la raison pour laquelle elle accepte de financer 80 % des coûts de construction. En effet, dans le cas d'une centrale éolienne, des études de vent sont systématiquement menées pour déterminer le productible et un contrat d'achat sur 15 ans, avec un

tarif du kWh garanti, est conclu avec EDF Obligations d'Achat. Le chiffre d'affaires de la société est donc connu dès la phase de conception du projet avec un niveau d'incertitude extrêmement faible.

Le calendrier de l'investissement et des charges financières constitue une autre spécificité de la profession. En effet, la totalité de l'investissement est réalisée avant la mise en service de l'installation. Les charges d'exploitations sont très faibles par rapport à l'investissement initial et très prévisibles dans leur montant et dans leur récurrence. 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.

La difficulté, pour l'exploitant éolien, consiste donc à réaliser l'investissement initial et non à assurer une assiette financière suffisante pour l'exploitation car celle-ci est garantie par les revenus des parcs. Sur les 620 parcs en exploitation aujourd'hui, aucun cas de faillite n'a, de ce fait, été recensé. La capacité à financer l'investissement initial est donc une preuve suffisante de la capacité financière de la société.

Par ailleurs, le Conseil d'Etat¹ définit les capacités techniques et financières comme celles nécessaires à « assumer l'ensemble des obligations susceptibles de découler du fonctionnement, de la cessation éventuelle de l'exploitation et de la remise en état du site au regard des intérêts mentionnés à l'article L. 511-1 ». L'analyse des capacités techniques et financières ne se concentrera donc pas sur la construction du parc éolien.

Le financement est conditionné à l'obtention des autorisations par la société de projet. Une société de projet ne peut donc justifier, au moment du dépôt de la demande, de l'engagement financier ferme d'un établissement bancaire.

Ainsi, si la capacité de réaliser l'investissement initial est une preuve importante de la capacité financière nécessaire à son exploitation, celle-ci ne peut être rapportée qu'après l'obtention de l'autorisation. Pour autant, le risque est très faible, car si le pétitionnaire n'a pas la capacité à réaliser l'investissement initial, le parc ne sera jamais construit et donc jamais exploité.

Par ailleurs, le démantèlement des parcs éoliens est soumis à des dispositions spécifiques qui conditionnent la mise en service à la constitution de garanties financières et permettent, le cas échéant, au préfet de se substituer à l'exploitant en cas de défaillance.

De plus, les coûts de démantèlement d'une éolienne ont été estimés à 50 000€ par 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. Le recyclage des matières premières et notamment l'acier permet de réduire ce coût à 10 000€ par aérogénérateur. Ce montant correspond à 3% du chiffre d'affaires annuel moyen d'une éolienne, estimé à 330 000€.

Enfin, la preuve de la capacité financière de l'exploitant peut et doit se faire sur l'économie générale du projet. Le pétitionnaire pourra prouver sa capacité financière en rassemblant par exemple tout ou partie des pièces mentionnées ci-dessous :

¹ CE, 23 juin 2004, n°247626, GAEC de la Ville au Gichou

- le plan d'affaires prévisionnel sur la durée du contrat d'achat, selon le modèle annexé, indiquant les montants prévisionnels de chiffre d'affaires, de coûts 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 et les réserves éventuellement constituées pour faire face aux opérations de démantèlement ;
- le montant de l'investissement estimé ;
- la présentation du montage financier prévu du projet : fonds propres, endettement et avantages financiers ; le financement pourra être mis en place postérieurement à l'obtention de l'autorisation d'exploiter² ;
- Le pétitionnaire peut également, le cas échéant, pour appuyer sa démonstration, fournir une lettre d'engagement de la société mère et des documents à caractère patrimonial et comptable prouvant la solvabilité de ses actionnaires.

2. Capacités techniques

L'industrie éolienne est un marché particulièrement consolidé. En 2011, le marché français d'éoliennes de plus de 50 mètres de hauteur comptait 8 constructeurs : Enercon, Vestas, Repower, Nordex, GE Energy, Gamesa, Alstom et Siemens. Ces industriels sont tous d'envergure mondiale et extrêmement établis.

Aujourd'hui, la maintenance est, dans la quasi-totalité des cas, assurée par les constructeurs dans le cadre de contrats de maintenance qui garantissent un niveau de disponibilités des machines à l'exploitant. Si la technologie des turbines est relativement complexe, elle est maîtrisée par les constructeurs qui assurent la maintenance de leurs machines pendant la phase d'exploitation du parc.

Or, la jurisprudence admet que le pétitionnaire peut présenter les capacités techniques d'une autre société avec laquelle elle aurait conclu des accords de partenariat, sans qu'il puisse être reproché que la demande d'autorisation d'exploiter n'ait pas été présentée par la société qui a exposé ses capacités techniques et financières au motif « qu'aucune disposition législative ou réglementaire n'interdit à un exploitant de sous-traiter certaines tâches »³.

Or, elle admet aussi, dans la même décision, que « le pétitionnaire peut établir sa capacité technique sans faire état d'une expérience dans l'activité considérée ».

Cela permet donc de conclure que le pétitionnaire peut justifier des capacités techniques de ses cocontractants et, dans le cas qui nous intéresse, du constructeur des éoliennes que le pétitionnaire exploite.

La pratique actuelle consiste à finaliser le choix des turbines et des sous-contractants une fois les autorisations obtenues et purgées de tout recours. Les temps d'instruction peuvent en effet être longs, les recours sont fréquents et l'évolution technologique rapide. Pour autant, les choix sont en nombre limité et la qualité de la machine reste assurée.

² Les projets éoliens font l'objet d'un financement bancaire de projet sans recours dont l'obtention est un gage fort concernant les capacités financières mais qui n'est accordé que très peu en amont de la construction du parc.

³ CAA Marseille 11 juillet 2011 Comité de sauvegarde de Clarency-Valensole, req. n°09MA02014).

La démonstration des capacités techniques du pétitionnaire s'appuiera donc sur un faisceau d'indices reposant sur tout ou partie des pièces listées ci-dessous :

- Une description de l'organisation générale du projet indiquant les responsabilités et obligations qui incombent à l'exploitant tout au long de la vie du parc ;
- Une liste descriptive des prestations auxquelles il fera appel et les qualifications requises pour les prestataires ;
- Une liste des principaux fournisseurs potentiels de produits et services impliqués et une description des accords de partenariat industriel ou commercial conclus ou envisagés. Ces accords peuvent être établis seulement après obtention de l'autorisation d'exploiter.
- Une description des tâches clés de l'exploitation (maintenance et hors maintenance⁴) notamment au regard du respect des obligations réglementaires. Ces missions pourront être assurées par des prestataires spécialisés.
- Une liste des tâches de gestion technique qui peuvent être assurées directement par le personnel de la société d'exploitation ou par un prestataire externe.

⁴ La description des tâches clés de l'exploitation hors maintenance doit systématiquement figurer dans le dossier.



ANNEXE 8 : ETATS FINANCIERS CONSOLIDES 2018 DE TENERGIE



ÉTATS FINANCIERS

2018



SOMMAIRE



Table des matières

1- Informations générales sur le Groupe	6
1.1. Description de l'activité.....	6
1.2. Faits marquants de l'exercice.....	6
1.3. Changements comptables.....	6
2- Etats financiers consolidés	8
2.1. Etat consolidé de la situation financière.....	8
2.2. Compte de résultat consolidé.....	10
2.3. Etats du résultat global.....	11
2.4. Tableau des flux de trésorerie.....	12
2.5. Tableau de variation des capitaux propres.....	13
3- Notes annexes à la présentation des états financiers consolidés.....	15
NOTE 1 - Synthèse des principales règles et méthodes comptables.....	15
1.1. Base de préparation des états financiers.....	15
1.2. Hypothèses et estimations.....	17
1.3. Règles de consolidation.....	17
1.4. Acquisitions de groupes d'actifs.....	18
1.5. Conversion des comptes des filiales exprimés en monnaies étrangères.....	18
1.6. Transactions libellées en devises.....	19
1.7. Immobilisations incorporelles.....	19
1.8. Immobilisations corporelles.....	19
1.9. Impairment test.....	20
1.10. Autres actifs financiers.....	20
1.11. Instruments financiers dérivés.....	21
1.12. Stocks et Travaux en cours.....	21
1.13. Créances et Dettes.....	22
1.14. Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	22
1.15. Capital.....	22
1.16. Passifs financiers.....	22
1.17. Impôts.....	23
1.18. Avantages au personnel.....	23
1.19. Paiements fondés sur des actions.....	23
1.20. Provisions non courantes.....	24
1.21. Chiffre d'affaires.....	24
1.22. Autres produits.....	24
1.23. Résultat opérationnel courant et résultat opérationnel.....	25
1.24. Contrats de location.....	25
1.25. Produits et charges financiers.....	25
1.26. Distribution de dividendes.....	25
NOTE 2 - Gestion du risque financier.....	26
2.1. Risque de marché.....	26
2.2. Risque de crédit.....	27
2.3. Risque de liquidité.....	27
2.4. Estimation des justes valeurs.....	28

NOTE 3 - Evolution du périmètre.....	29
3.1. Informations relatives au périmètre de consolidation.....	29
3.2. Modifications du périmètre.....	35
NOTE 4 - Commentaires sur le bilan et le compte de résultat.....	39
4.1. Etat des immobilisations incorporelles.....	39
4.2. Etat des immobilisations corporelles.....	40
4.3. Autres actifs financiers.....	42
4.4. Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises.....	43
4.5. Instruments financiers dérivés.....	45
4.6. Stocks et travaux en cours.....	45
4.7. Créances clients et autres créances.....	46
4.8. Trésorerie.....	46
4.9. Capital.....	47
4.10. Passifs financiers.....	48
4.11. Provisions non courantes.....	49
4.12. Impôts.....	49
4.13. Ventilation du chiffre d'affaires.....	52
4.14. Autres Charges d'exploitation.....	52
4.15. Dotations et Reprises.....	52
4.16. Autres produits et charges.....	52
4.17. Produits et charges opérationnels non courants.....	53
4.18. Résultat financier.....	53
4.19. Charges de personnel et Effectif.....	54
4.20. Etat du résultat global.....	55
4.21. Autres éléments du résultat global.....	55
4.22. Dividendes.....	55
4.23. Engagements donnés et reçus.....	56
4.24. Acquisition d'actifs et regroupement d'entreprises.....	57
4.25. Parties liées.....	58
NOTE 5 - Evénements postérieurs à la clôture.....	58

INFORMATIONS GÉNÉRALES

—
GROUPE



4

1- Informations générales sur le Groupe

1.1. Description de l'activité

TENERGIE est une société par actions simplifiée de droit français. La Société a été créée en 2008. Le siège social est sis à MEYREUIL (13). La Société est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés d'Aix en Provence sous le numéro 507 981 140. Les statuts actuels de la Société fixent sa durée jusqu'au 14 septembre 2107, sauf prorogation ultérieure. La Société ne fait pas appel public à l'épargne.

TENERGIE conçoit, commercialise et exploite tous moyens de production d'énergies renouvelables, en France et à l'international.

Les états financiers consolidés au 31 décembre 2018 reflètent la situation comptable de TENERGIE et de ses filiales (ci-après « le Groupe »), ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées et coentreprises. Ils sont présentés en euros, arrondis au millier le plus proche.

Les comptes consolidés de l'exercice 2018 ont été arrêtés par le Président puis soumis à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 28 août 2019.

1.2. Faits marquants de l'exercice

Le Chiffre d'Affaires de « Production d'électricité » affiche une croissance soutenue, en ligne avec les investissements réalisés au cours des trois derniers exercices qui ont permis de presque tripler le chiffre d'affaires 2016. La Production d'électricité s'élève à 82 M€ et représente 56 % des revenus du Groupe. La production Immobilisée s'élève à 51 M€ et représente 38 % des revenus du Groupe. La Production Immobilisée a presque doublé entre les deux exercices. Aucune « Vente de centrales » à l'extérieur du Groupe n'est intervenue en 2018.

TENERGIE poursuit la consolidation de son portefeuille d'actifs de production solaire principalement en France. L'exercice 2018 est marqué par des investissements importants ayant permis un développement du parc avec 142 nouvelles centrales solaires représentant une puissance cumulée de 191 MWc. Cette croissance résulte en majeure partie d'opérations de croissance externe.

TENERGIE a poursuivi le développement de projets solaires en France (AOS, CRE) sur quatre secteurs privilégiés : les toitures, les ombrières, les parcs au sol et projets d'agri-énergie.

1.3. Changements comptables

Traitement des acquisitions de centrales photovoltaïques selon la norme IFRS 3 – Regroupements d'entreprise :

Comme mentionné dans la note 1.4 de l'annexe aux comptes consolidés, les acquisitions des centrales photovoltaïques sont désormais assimilées selon IFRS 3 à des acquisitions d'un groupe d'actifs et non plus à l'acquisition d'une activité comme cela avait été considéré à tort lors dans les comptes consolidés des exercices précédents.

Par groupe d'actifs, il convient de comprendre, d'une part, les installations photovoltaïques et, d'autre part, le contrat de bail et le contrat de vente d'électricité qui sont attachés à ces installations. Ces éléments sont à considérer comme un actif unique car ces éléments sont indissociables et ne peuvent pas être séparés sans encourir des coûts importants.

Dans le cas de l'acquisition d'un groupe d'actifs, le coût d'acquisition de ce groupe d'actifs est réparti entre les actifs et passifs identifiables acquis, au prorata de leurs justes valeurs respectives à la date d'acquisition, sans comptabilisation d'un goodwill.

Compte tenu de ce changement, la présentation de certains actifs au bilan consolidé a été corrigée. Ainsi, les goodwill initialement enregistrés à l'actif dans les comptes consolidés au 31 décembre 2017 dans le poste « écarts d'acquisition » pour un montant de 105 926 K€ ainsi que les actifs de droits au bail figurant dans le poste « immobilisations incorporelles » pour un montant de 22 525 K€ ont ainsi été reclassés dans le poste « Centrales évaluées à la juste valeur ».

Estimation de la durée d'utilisation des centrales photovoltaïques :

Sur la base de l'analyse des éléments techniques les plus récents, l'estimation par le Groupe de la durée de l'utilisation des centrales photovoltaïques a été révisée à 30 ans (contre 20 à 25 ans de durée d'utilisation estimée au 31 décembre 2017). Ce changement d'estimation a été appliqué de façon prospective au 1^{er} janvier 2018 dans les plans d'amortissement des centrales photovoltaïques inscrites à l'actif du bilan consolidé.

ÉTATS FINANCIERS

—
CONSOLIDÉS 2018



7

2- Etats financiers consolidés

2.1 Etat consolidé de la situation financière

2.1.1 Actif consolidé

En milliers d'euros	Notes	31.12.2018	31.12.2017
ACTIFS NON-COURANTS			
Autres immobilisations incorporelles	4.1	314	460
Centrales évaluées à la juste valeur	4.2	1 442 492	647 016
Autres immobilisations corporelles	4.2	15 864	6 310
Titres mis en équivalence	4.4	396	(89)
Autres actifs financiers	4.3	16 083	21 733
Actifs d'impôts différés	4.12	14 685	5 838
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		1 489 854	681 268
ACTIFS COURANTS			
Stocks et travaux en cours	4.6	5 515	3 171
Clients	4.7	29 943	15 415
Autres débiteurs	4.7	31 868	16 560
Trésorerie	4.8	130 607	67 806
TOTAL ACTIFS COURANTS		197 932	102 952
TOTAL ACTIF		1 687 787	784 220

Tel que précisé dans la note 1.3, les écarts d'acquisitions de l'exercice 2017 et les actifs de droit au bail ont été reclassés sur la ligne centrales évaluées à la juste valeur pour des montants respectifs de 105.466 KE et de 22.525 KE.

Ventilation par secteur :

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
ACTIFS NON-COURANTS		
Développement / Vente de centrales	48 322	4 685
Production d'électricité et O&M	1 438 530	672 739
Autres	3 002	3 844
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	1 489 854	681 268

8

2.1.2 Passif consolidé

En milliers d'euros	Notes	31.12.2018	31.12.2017
CAPITAUX PROPRES			
Capital	4.9	362	480
Reserves de réévaluation		190 806	108 342
Autres réserves et résultat		4 882	1 360
CAPITAUX PROPRES PART DU GROUPE		196 050	110 182
Participations ne donnant pas le contrôle		48 216	9 228
TOTAL CAPITAUX PROPRES		244 265	119 410
PASSIFS NON-COURANTS			
Emprunts bancaires financement de projets	4.10	984 404	446 897
Autres emprunts bancaires non courants	4.10	0	388
Emprunts obligataires	4.10	9 311	7 976
Instruments dérivés	4.5 / 4.10	7 584	5 818
Autres passifs financiers non courants	4.10	57 982	33
Passifs d'impôts différés	4.12	113 993	35 693
Provisions non courantes	4.11	5 266	26 311
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		1 178 541	523 116
PASSIFS COURANTS			
Emprunts bancaires financement de projets	4.10	82 373	32 905
Autres dettes financières		30 500	0
Autres emprunts bancaires courants	4.10	499	55 669
Fournisseurs d'exploitation et effets à payer		23 992	14 765
Dettes fiscales et sociales		10 504	7 215
Autres dettes courantes		32 093	2 732
Autres passifs financiers courants	4.10	85 020	28 408
TOTAL PASSIFS COURANTS		264 981	141 694
TOTAL PASSIF		1 687 787	784 220

Ventilation par secteur :

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
PASSIFS NON-COURANTS		
Développement / Vente de centrales	9 982	3 397
Production d'électricité et O&M	1 157 784	511 682
Autres	10 775	8 037
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	1 178 541	523 116

9

2.2 Compte de résultat consolidé

En milliers d'euros	Notes	31.12.2018	31.12.2017
Chiffres d'affaires	4.13	82 317	53 185
Autres produits de l'activité		1 467	298
Production stockée		1 159	265
Production immobilisée		51 145	27 013
PRODUCTION ANNUELLE		136 087	80 961
Coût des achats et matières premières		(53 368)	(26 228)
Autres charges d'exploitation	4.14	(10 146)	(13 086)
Charges de personnel	4.19	(3 635)	(2 741)
EXPLOITATION		69 744	34 309
Dotations aux amortissements	4.15	(39 083)	(30 243)
Reprises sur dotations	4.15	39	
Dotations aux provisions	4.15	(38)	(30)
Reprises sur provisions	4.15	652	344
Autres produits	4.16	307	69
Autres charges	4.16	(458)	(46)
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT		30 167	8 901
Produits opérationnels non courants	4.17	24 415	49 682
Charges opérationnelles non courantes	4.17	(21 889)	(34 439)
RESULTAT OPERATIONNEL		32 693	24 143
Coût de l'endettement financier brut	4.18	(17 465)	(19 368)
Autres produits financiers	4.18	4 853	6 236
Autres charges financières	4.18	(12 777)	(4 460)
RESULTAT AVANT IMPOT DES SOCIÉTÉS INTEGRÉES		7 254	6 551
Impôt sur le résultat	4.12	(3 553)	(5 081)
RESULTAT NET DES SOCIÉTÉS INTEGRÉES		3 701	1 470
Résultat net des sociétés mises en équivalence		(154)	(102)
RESULTAT NET DE L'ENSEMBLE CONSOLIDÉ		3 547	1 368
Dont part du groupe		4 882	1 960
Dont part des participations ne donnant pas le contrôle		(1 236)	8

Ventilation par secteur :

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
VENTES DE CENTRALES « CLÉS EN MAIN »		
Production d'électricité et O&M	82 317	53 185
Autres Prestations de services		
CHIFFRES D'AFFAIRES	83 193	53 185
Développement / Vente de centrales	(311)	(1 808)
Production d'électricité et O&M	34 257	11 621
Autres	(3 779)	(912)
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	30 167	8 901

10

2.3 Etats du résultat global

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
Résultat net de l'ensemble consolidé	3 547	1 368
Eléments non recyclables en résultat :	168 427	27 746
Réévaluation des Centrales à la Juste Valeur	233 947	38 540
Écarts actuariels sur engagements à prestations définies	(21)	
Effet fiscal sur les éléments non recyclables en résultat	(65 409)	(10 791)
Eléments recyclables en résultat :	(15 344)	(914)
Réévaluation des instruments de couverture à la Juste Valeur	(5 344)	(916)
Ecart de conversion		
Effet fiscal sur les éléments non recyclables en résultat		2
Total des autres éléments du résultat global	163 083	26 835
Résultat global	166 730	28 203
Dont part du Groupe	160 526	21 999
Dont part des participations ne donnant pas le contrôle	6 204	6 204

L'analyse des montants est communiquée en notes 4.20 et 4.21.

11

2.4 Tableau des flux de trésorerie

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
OPERATIONS D'EXPLOITATION		
Résultat net total consolidé	3 647	1 368
Reclassements des éléments non monétaires :		
Résultat de sociétés mises en équivalence	154	102
Amortissements et Provisions	(21 110)	912
Amortissements des réévaluations (justes valeurs des centrales)	39 044	30 502
Plus et moins-values de cession d'immobilisations	18 802	242
Variation des instruments financiers (juste valeur)	(3 591)	(5 948)
Dividendes	(30)	
CAPACITE D'AUTOFINANCEMENT	36 916	27 177
après coût de l'endettement financier net et impôt		
Charge (produit) d'impôt	3 503	5 081
Coût de l'endettement financier net	18 176	19 327
CAPACITE D'AUTOFINANCEMENT	58 595	51 585
après coût de l'endettement financier net et impôt		
Impôts payés	(7 485)	(2 418)
Incidence de la variation du B.F.R.	(11 085)	944
FLUX LES AUX ACTIVITES OPERATIONNELLES (A)	40 045	50 111
OPERATIONS D'INVESTISSEMENT		
Acquisitions de filiales		
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	(63 510)	(33 118)
Acquisition d'actifs financiers	(40 886)	(42 928)
Cession de filiales nette de la trésorerie cédée		
Cession d'immobilisations	170	9
Variation des prêts et avances consentis	5 669	(2 888)
Dividendes reçus	30	
FLUX LES AUX ACTIVITES D'INVESTISSEMENT (B)	(98 527)	(78 925)
OPERATIONS DE FINANCEMENT		
Augmentation (diminution) de capital	2 381	451
Encassements de nouveaux emprunts	456 146	262 925
Remboursements d'emprunts	(247 201)	(155 744)
Intérêts financiers nets versés	(18 176)	(19 327)
Dividendes payés aux actionnaires du Groupe	(1 000)	(1 000)
Dividendes payés aux minoritaires du Groupe	(246)	(364)
Dividendes versés / reçus en intragroupe	321	3
Autres opérations de financement (encaissements)	1 974	9 478
Autres opérations de financement (décaissements)	(72 917)	(6 966)
FLUX LES AUX ACTIVITES DE FINANCEMENT (C)	121 282	63 436
Incidence de la variation des taux de change (D)		
Variation nette de la trésorerie (A+B+C+D)	62 800	60 622
Trésorerie à l'ouverture (E)	67 606	7 184
TRESORERIE DE CLOTURE (A+B+C+D+E)	4.9	130 607

12

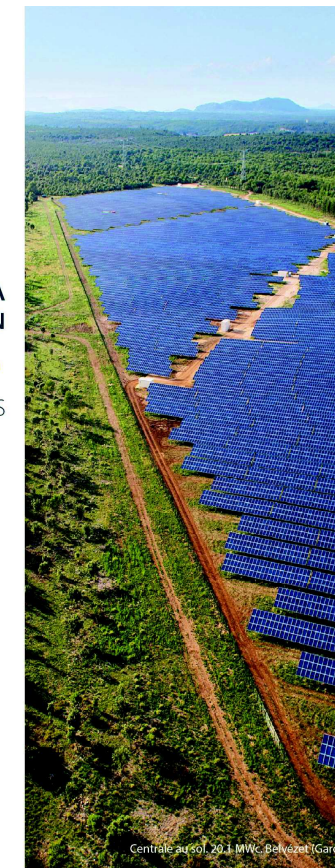
2.5 Tableau de variation des capitaux propres

En milliers d'euros	Capital social	Primes d'émission	Autres Réserves	Réserves et résultats accumulés	Re-évaluation de conversion	Différences	Capitaux propres Part du Groupe	Parti des participations ne donnant pas le contrôle	Total
SITUATION AU 31.12.2016	498	293	50	(2 269)	94 378	9	92 959	3 642	96 601
Autres éléments du résultat global				(923)	21 559	2	20 637	6 198	26 835
Amortissement écart de réévaluation exercices antérieurs net d'impôts				2 300	(2 300)				
Résultat net consolidé de la période				1 360			1 360	8	1 368
Résultat global				2 737	19 259	2	21 997	6 206	28 203
Variation de capital	(18)	50		(3 851)			(3 819)	400	(3 419)
Dividendes distribués				(1 144)			(1 144)	(217)	(1 361)
Réévaluation brute									
Réaffectation de l'amortissement									
Reclassement de la quote-part détenue avant contrôle									
Variation de périmètre				(398)	587		189	(803)	(614)
Transactions réalisées avec les actionnaires									
SITUATION 31.12.2017	480	343	50	(4 925)	114 224	11	110 182	9 228	119 410
Autres éléments du résultat global				(27 485)	153 844	11	126 370	36 713	163 083
Amortissement écart de réévaluation exercices antérieurs net d'impôts				5 563	(5 563)				
Résultat net consolidé de la période				4 882			4 882	(1 236)	3 646
Résultat global				(17 040)	148 281	11	131 252	35 478	166 730
Variation de capital	(119)	901		(43 710)			(42 928)	433	(42 495)
Dividendes distribués				(746)			(746)	(179)	(925)
Réévaluation brute									
Réaffectation de l'amortissement									
Variation de périmètre				1 851	(3 589)	27	(1 711)	3 256	1 545
Transactions réalisées avec les actionnaires									
SITUATION 31.12.2018	361	1 244	50	(64 571)	258 916	49	196 050	48 216	244 265

13

NOTES ANNEXES À LA PRÉSENTATION

ÉTATS FINANCIERS



Centrale au sol 20.1 MWc, Belvaux (Gard)

14

3-Notes annexes à la présentation des états financiers consolidés

NOTE 1 - Synthèse des principales règles et méthodes comptables

1.1 Base de préparation des états financiers

Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés de TENERGIE S.A.S. et de ses filiales (ci-dessous « le Groupe » ou « la Société ») pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 ont été établis en conformité avec le référentiel IFRS, les normes comptables internationales (« IAS »), et les International Financial Reporting Standards (ci-après « IFRS »), tel qu'adopté dans l'Union Européenne, et qui, pour le Groupe, ne diffère pas des normes et interprétations d'application obligatoire publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») comprenant les IFRS, les normes comptables internationales (« IAS »), et les interprétations émanant de l'International Financial Reporting Interpretations Committee (« IFRIC ») ou de l'ancien Standing Interpretations Committee (« SIC »).

Les comptes consolidés ont été établis selon la convention du coût historique à l'exception des éléments suivants évalués à la juste valeur :

- Les instruments financiers dérivés ;
- Les instruments financiers à la juste valeur par le biais du compte de résultat ;
- Les centrales de production d'énergie figurant dans les immobilisations corporelles.

Nouvelles normes, amendements ou nouvelles interprétations entrant en vigueur au 1er janvier 2018

Les nouveaux textes publiés par l'IASB et d'application obligatoire pour les exercices comptables ouverts à compter du 1er janvier 2018, ont été appliqués pour la préparation des états financiers consolidés au 31 décembre 2018 :

- IFRS 9 : Instruments financiers et amendements associés.

Cette nouvelle norme remplace la norme actuelle IAS 39 « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation ». IFRS 9 inclut de nouvelles dispositions en matière de classement et d'évaluation des instruments financiers, un nouveau modèle basé sur la perte attendue pour le calcul des dépréciations d'actifs financiers, et des principes généraux de comptabilité de couverture. Les principes applicables en matière de comptabilisation et de dépréciation des instruments financiers sont identiques à ceux d'IAS 39.

Après analyse, la Direction a conclu que cette nouvelle norme n'a pas eu d'impact sur les états financiers consolidés du Groupe :

- Classification et évaluation des actifs et passifs financiers : l'application de IFRS 9 n'a pas impacté le classement et l'évaluation des instruments financiers du Groupe ;
- Dépréciation des actifs financiers : le passage du modèle de la « perte encourue » sous IAS 39 à la « perte attendue » sous IFRS 9 est sans conséquence. S'agissant des dépréciations des créances clients du Groupe, à ce jour la Direction n'a pas identifié de changement significatif par rapport aux retraitements d'ores et déjà comptabilisés ;
- Comptabilité de couverture : la nouvelle norme ne modifie pas de manière significative les relations de couverture, ni même les incidences comptables en découlant basées sur les instruments financiers dérivés courants détenus.

- IFRS 15 à amendements à IFRS 15 : Recettes provenant des contrats passés avec les clients

IFRS 15, publiée en mai 2014 par l'IASB, couvre la comptabilisation des revenus des contrats conclus avec les clients et propose un processus de comptabilisation du chiffre d'affaires en cinq étapes :

- Identification du (des) contrat(s) avec un client ;
- Identification des différentes obligations de performance distinctes du contrat ;
- Détermination du prix de la transaction ;
- Affectation du prix de la transaction aux différentes obligations de performance ;
- Comptabilisation du chiffre d'affaires lorsque les obligations de performance sont satisfaites.

La production annuelle du Groupe s'élève à 136,087 KE euros au titre de l'exercice 2018 dont 83,193 KE relatifs à l'activité de vente d'énergie et 51,145 KE de production immobilisée dans le cadre de son activité de construction de centrales.

L'activité principale de vente d'électricité est en grande majorité contractualisée avec EDF et rémunérée selon un tarif fixé au Kilowattheure fourni et ne comprend pas d'obligations complémentaires de la part du Groupe.

Au regard de ces caractéristiques et de l'analyse des contrats en vigueur, l'application de la norme IFRS 15 n'amène pas de changement dans la présentation des états financiers du Groupe.

15

- Amendements à IAS 40 : Transferts d'immobilies de placement ;
- Amendements à IFRS 4 : Appliquer IFRS 9 Instruments financiers avec IFRS 4 ;
- Améliorations annuelles (2014-2016) des IFRS, amendements relatifs à IAS 28 et IFRS 1 ;
- IFRIC 22 : Transactions en monnaie étrangère et contrepartie anticipée ;

L'application de ces interprétations et amendements n'a pas eu d'impact significatif sur la situation financière et sur les résultats du Groupe.

Nouvelles normes, amendements ou interprétations applicables aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019 et non anticipés par le Groupe

Le Groupe n'a pas appliqué par anticipation les nouvelles normes, et autres amendements et interprétations dont l'application n'est pas obligatoire en 2018 :

- IFRS 16 : Contrats de location (obligatoire à compter du 1er janvier 2019) ;

En janvier 2016, l'IASB a publié une nouvelle norme sur la comptabilisation des contrats de location. L'application de ce texte conduira à reconnaître au bilan tous les engagements de location, sans distinction entre contrats de « location simple » et contrats de « location-financement ».

Le principal impact attendu sur les comptes consolidés est une augmentation des droits d'utilisation à l'actif du bilan et une augmentation des dettes de location au titre des contrats dans lesquels le Groupe est preneur et actuellement qualifiés de contrats de « location simple ». Ils concernent principalement des terrains et immobilies. Au compte de résultat, la disparition des charges de loyers au titre de ces contrats conduira à une augmentation de l'EBITDA, des dotations aux amortissements et des charges financières.

Le Groupe a débuté une phase de recensement des contrats de location et leur analyse au regard des critères du nouveau texte (identification d'un contrat de location, appréciation de la durée du contrat, évaluation et détermination des taux d'actualisation, etc.). Leur recensement devra se poursuivre de manière à tenir à jour l'inventaire des contrats de location du Groupe sur une base continue. L'outil permettant d'appliquer IFRS 16 pour une volumétrie importante de contrats est en cours d'étude.

Les principaux engagements liés aux contrats de « location simple » ne sont pas estimés de manière définitive à ce jour mais devrait être cohérents avec le montant des engagements hors bilan actuels.

- Amendements à IFRS 9 : Clause de remboursement anticipé prévoyant une compensation négative ;
- Amendements IAS 28 : Intérêts à long terme dans des entités associées et des coentreprises ;
- IFRIC 23 : Incertitudes relatives à l'impôt sur le résultat.
- Améliorations annuelles (2015-2017) des IFRS ;
- Amendements IAS 19 - Avantages du personnel : Modification, réduction ou liquidation de régime ;

L'analyse des incidences de l'application de ces autres amendements, interprétations et améliorations, est en cours.

Nouvelles normes et nouveaux amendements non encore en vigueur

- IFRS 14 : Comptes de report réglementaires ;
- IFRS 17 : Contrats d'assurance ;
- Amendements à IFRS 2 : Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions ;
- Amendements à IFRS 3 : Regroupement d'entreprises : définition d'une activité.
- Amendements à IFRS 10 et à IAS 28 : Ventes ou apports d'actifs entre un investisseur & une entreprise associée ou une co-entreprise ;
- Amendements IAS 1 : Présentation des états financiers ;
- Amendements IAS 8 : Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs : définition de la matérialité.

Le Groupe mène actuellement des analyses sur les conséquences de ces nouveaux textes et les effets de leur application dans les comptes.

1.2 Hypothèses et estimations

La Direction du Groupe procède à des estimations et appréciations de façon continue sur la base de son expérience passée ainsi que de divers autres facteurs jugés raisonnables qui constituent le fondement de ces appréciations. Ces estimations font l'hypothèse de la continuité d'exploitation. Les montants qui figureont dans les futurs états financiers sont susceptibles de différer des estimations présentes en fonction de l'évolution de ces hypothèses ou des conditions économiques.

Les principales estimations faites par la Direction pour l'établissement des états financiers concernent les hypothèses retenues pour l'évaluation à la juste valeur des centrales de production d'électricité immobilisées (note 1.8 et 4.2), les durées d'utilité des actifs opérationnels, corporels (note 1.8), le montant des provisions pour risques et autres provisions liées à l'activité (note 1.20 et 4.11), l'évaluation des impôts différés actifs comptabilisés (note 1.17 et 4.12).

La valeur des actifs est appréciée à chaque clôture sur la base de perspectives économiques à long terme et sur la base de la meilleure appréciation de la Direction du Groupe en ce qui concerne les flux futurs de trésorerie.

La comptabilisation de certaines provisions, de certains instruments financiers dérivés (note 1.11), et l'information fournie au titre des actifs financiers existant à la date de l'établissement des états financiers consolidés, fait appel au jugement.

En particulier, la méthode de valorisation retenue pour déterminer la juste valeur des centrales de production d'électricité est la méthode des Flux de Trésorerie Actualisés, dite méthode des DCF (Discounted Cash Flows). Une explication détaillée est présentée en 1.8.

Les éléments qui impliquent le recours à des estimations ou à des jugements sont détaillés dans les notes correspondantes.

1.3 Règles de consolidation

1.3.1 Filiales consolidées

Les entrées et sorties de périmètre de consolidation sont réalisées à la date de prise de contrôle, ou de perte de contrôle.

Les prises de contrôle par acquisitions successives ont été prises en compte pour l'établissement des comptes consolidés du Groupe. Les filiales sont consolidées à compter de la date à laquelle le contrôle est transféré au Groupe. Elles sont déconsolidées à compter de la date à laquelle le contrôle cesse d'être exercé.

Le groupe contrôle une filiale lorsqu'il est exposé ou qu'il a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci.

Toutes les transactions internes entre sociétés contrôlées (créances, dettes, produits et charges réciproques) sont éliminées en totalité ainsi que les résultats internes. Les méthodes comptables des filiales ont été alignées sur celles du Groupe.

Le détail des entités consolidées est présenté en note 3.

Au 31 décembre 2018, les intérêts minoritaires s'élevaient à 48,2 millions d'euros dont :

- 23,4 millions d'euros au titre des intérêts minoritaires du sous-groupe d'acquisition ALPINE dont les entités holding sont HECP 6, HECP 7, HECP 14, DURANCE TOP CO, DIF SLEGER et DIF VALENCE SOLAIRE ;
- 8,5 millions au titre du sous-groupe d'acquisition BELENOS dont les holdings sont 123 UMWELT GmbH et 123 INFRA GmbH ;
- 5,4 millions au titre de la SA TENERGIE PHOENIX 4 ;
- 2,2 millions au titre de la SAS CSUP ;
- 1,9 millions au titre de la SASU SOULEYADA ;
- 1,8 millions au titre de la SASU HORIZON.

Acquisition ou cession d'intérêts dans une filiale sans perte de contrôle

Conformément aux dispositions d'IFRS 3 révisée et IAS 27 révisée, le Groupe comptabilise dans les capitaux propres la différence entre le prix payé (net) et la quote-part des participations rachetée (vendue) ne devant pas le contrôle dans des sociétés préalablement contrôlées.

Cession d'une filiale

Quand le groupe cesse d'avoir le contrôle, tout intérêt résiduel conservé dans l'entité est remesuré à sa juste valeur à la date où le contrôle est perdu. L'impact est reconnu dans le bénéfice ou la perte de la période durant laquelle le contrôle est perdu. De plus, tous les montants recyclables précédemment reconnus dans l'état du résultat global sont reclassés en profit ou perte de trésorerie.

1.3.2 Entreprises Associées

Les entreprises associées sont toutes les entités dont le Groupe ne détient pas le contrôle, mais sur lesquelles il exerce une influence notable qui s'accompagne généralement d'une participation comprise entre 20% et 50% des droits de vote.

Les participations dans les entreprises associées sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et initialement comptabilisées à leur coût. La participation du Groupe dans les entreprises associées comprend l'écart d'acquisition (net de tout cumul de pertes de valeur) identifié lors de l'acquisition.

La quote-part du Groupe dans le résultat des entreprises associées postérieurement à l'acquisition est comptabilisée en résultat consolidé.

Lorsque la quote-part du Groupe dans les pertes d'une entreprise associée est supérieure ou égale à sa participation dans l'entreprise associée, y compris toute créance non garantie, le Groupe ne comptabilise pas de pertes additionnelles, sauf s'il a encouru une obligation ou effectué des paiements au nom de l'entreprise associée.

Les méthodes comptables des entreprises associées ont été modifiées lorsque nécessaire afin de les aligner sur celles adoptées par le Groupe.

A chaque clôture, le Groupe détermine s'il y a une évidence objective que l'investissement dans l'entreprise associée ait perdu de la valeur. Si c'est le cas, le Groupe calcule le montant de la perte de valeur comme étant la différence entre le montant recouvrable de l'entreprise associée et sa valeur comptable.

Le Groupe enregistre la perte de valeur dans le compte de résultat.

Les gains sur les transactions entre le Groupe et ses entreprises associées sont éliminés en proportion de la participation du Groupe dans les entreprises associées. Les pertes sont également éliminées, à moins qu'un cas d'actif latet, la transaction n'indique une perte de valeur. Les gains et les pertes de dilution dans les entreprises associées sont enregistrés en compte de résultat.

La liste des entreprises associées du Groupe figure en note 3.1.

1.3.3 Partenariats

Les partenariats du Groupe sont qualifiés de coentreprises au titre d'IFRS 11 et consolidés par mises en équivalence. La liste de ces partenariats figure en note 3.1.

1.3.4 Entreprises structurées

Le Groupe ne détient pas d'intérêts dans des entités structurées telles que définies par la norme IFRS 12.

1.4 Acquisitions de groupes d'actifs

Les acquisitions d'entreprises sont analysées selon l'approche définie dans la norme IFRS 3. La stratégie de croissance externe du Groupe consiste à acquérir des centrales photovoltaïques détenues par des véhicules juridiques n'ayant pas d'autres actifs ni ressources. Ainsi, les éléments acquis ne contiennent aucun processus permettant de produire des outputs, ceux-ci étant apportés par le Groupe. Par conséquent, au regard de la norme IFRS 3, les acquisitions sont définies comme étant des acquisitions d'actifs et ne correspondent pas à des regroupements d'entreprises au sens de la norme.

Selon la méthode normative, lors de l'acquisition d'un groupe d'actifs, la contrepartie transférée est évaluée à la somme des justes valeurs des actifs transférés, des dettes contractées et des parts de capitaux propres émises par l'acquéreur.

Les coûts que le Groupe engage pour effectuer des acquisitions sont comptabilisés en charges lorsqu'ils sont encourus. A la date de prise de contrôle, les actifs identifiables acquis et les passifs et passifs éventuels repris dans un regroupement d'entreprises sont évalués à leur juste valeur conformément aux prescriptions des IFRS.

1.5 Conversion des comptes des filiales exprimés en monnaies étrangères

La devise d'établissement des comptes consolidés est l'euro. Les filiales ont pour devise de fonctionnement leur monnaie locale. Leurs comptes sont convertis en euros en utilisant la méthode du cours de clôture pour l'ensemble des comptes à l'exception :

- Des capitaux propres qui sont traduits selon la méthode du taux historique.
- Du résultat global qui est converti au cours moyen de change de la période.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la devise fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

Selon IAS 1 révisée, les écarts de conversion sont comptabilisés sur la ligne écarts de conversion de l'état du résultat global. Lorsqu'une activité à l'étranger est cédée avec perte de contrôle, pour tout ou partie, la quote-part afférente des écarts de conversion comptabilisés en réserve est transférée en résultat.

1.6 Transactions libellées en devises

Les transactions libellées en devises étrangères sont converties au cours de change en vigueur à la date de l'opération. En fin d'exercice, les actifs et passifs libellés en devises étrangères et non convertis sont convertis au cours de change en vigueur à la date de clôture des comptes. Les différences de change qui résultent de ces opérations sont comptabilisées en produits ou en charges financières. Les actifs et passifs libellés en devises étrangères ayant fait l'objet d'un instrument de couverture sont convertis au taux de change de couverture.

1.7 Immobilisations incorporelles

En conformité avec la norme IAS 38, les immobilisations incorporelles acquises séparément sont comptabilisées à leur coût dès lors que les avantages économiques futurs attribuables à l'immobilisation sont au Groupe et que ce coût a pu être évalué de façon fiable.

Les immobilisations incorporelles comprennent des logiciels, des développements de site internet et des frais de recherche et développement. Elles sont amorties par annuités constantes sur une durée de 1 à 5 ans.

1.8 Immobilisations corporelles

Conformément à IAS 16, les immobilisations corporelles sont valorisées au coût historique, diminué du cumul des amortissements et des éventuelles pertes de valeur sauf pour les centrales de production d'énergie qui sont réévaluées à leur juste valeur. La juste valeur est calculée en interne selon la méthode des Flux de Trésorerie Actualisés, dite méthode des DCF (Discounted Cash Flows), de la manière suivante :

- Les flux de trésorerie sont calculés pour chaque centrale sur 30 ans correspondant à la durée de vie de la centrale, dont une grande partie est couverte par un contrat signé avec l'organisme acheteur, de la manière suivante :
 - Encassements : les estimations de vente d'électricité sont établies en fonction des caractéristiques techniques (puissance, ensoleillement, pertes de rendement) et financières (taux de rachat de l'électricité, durée du contrat d'achat, indexation du tarif, hypothèse de tarif de marché de l'électricité) de chaque centrale. Les conditions tarifaires au-delà de la période contractuelle et jusqu'à la fin de la durée de vie de la centrale, sont déterminées en utilisant des probabilités de décroissance tarifaire établies par des experts du secteur extérieurs au Groupe ;
 - Décaissements : les charges d'exploitation sont établies en fonction du montant de chaque prestation ou à partir des contrats conclus avec les prestataires le cas échéant. Les flux de réinvestissements nécessaires pour garantir le bon fonctionnement de la centrale (onduleurs) sont pris en compte selon les échéances de maintenance habituelles. Les impôts et taxes sont évalués sur la base des réglementations fiscales en vigueur dans chaque pays d'exploitation à la date de clôture. Les charges sont indexées sur l'inflation ou par application des clauses contractuelles ;
 - Variation de BFR : les variations de BFR sont considérées comme nulles à compter de la première année d'exploitation ;
 - Aucun coût lié au financement n'est retenu dans les Cash Flows ;
 - Durée moyenne des contrats de vente d'électricité associés aux centrales réévaluées : 25 ans à compter de la mise en service de la centrale ;
 - Durée d'exploitation maximum d'une centrale photovoltaïque : 30 ans ;
 - La valeur terminale des centrales est considérée comme nulle.
- Le taux d'actualisation des Flux de Trésorerie retenu est le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) ou WACC (Weighted Average Cost of Capital), déterminé selon la méthode du Modèle d'Equilibre des Actifs Financiers (MEDAF) :
 - Beta sectoriel : le beta sectoriel retenu est celui extrait de la base de données Capital IQ en tenant compte d'un panel de sociétés comparables des secteurs. Le beta réajusté s'élève à 0,84 ;
 - Le taux du WACC révisé est de 7,0 % fin 2018 contre 4,50% fin 2017 et 4,53 % à fin 2016 ;
 - Le WACC est calculé en interne ;
 - Le taux sans risque s'élève à 0,7% à fin 2018 ;
 - La prime de risque de marché s'élève à 7 % ;
 - Le coût de la dette est de 2,0 % ;
 - La prime de non-liquidité est supprimée en raison de la maturité du développement du Groupe.

L'application de cette méthode de valorisation intervient pour chaque centrale de production d'électricité à compter de sa mise en service. Jusqu'à sa mise en service, chaque centrale est valorisée à son coût historique.

Les valeurs réévaluées de chaque centrale sont calculées individuellement à l'ouverture de chaque exercice sur la base des Cash Flows (« CF ») restant jusqu'à la fin du contrat de vente d'électricité ou la fin de la durée d'exploitation de la centrale si cette dernière excède la durée du contrat de vente d'électricité. L'écart de réévaluation est enregistré dans l'état du résultat global au poste Réserves de réévaluation.

En cas de baisse de valeur, la perte vient d'abord minorer l'écart de réévaluation inscrit en Réserves, puis en résultat au-delà du montant préalablement enregistré en Réserves. Chaque année, la différence entre l'amortissement calculé sur la valeur réévaluée et celui calculé

sur la valeur brute au coût historique est reclassé des Résultats accumulés vers les Autres Réserves.

Les amortissements de l'exercice en cours sont calculés sur la base réévaluée lors de la clôture précédente et la durée de vie restante. Quand une immobilisation réévaluée est vendue, l'écart de réévaluation résiduel y afférent est reclassé des Autres Réserves à Résultats accumulés.

Les coûts d'emprunt liés au financement des investissements s'ils sont significatifs et encourus pendant la période de construction, sont considérés comme un élément du coût d'acquisition.

Les terrains ne sont pas amortis.

Les autres immobilisations corporelles sont amorties linéairement sur les durées estimées de leur utilisation.

Les principales durées d'utilité retenues sont :

- pour les immobilisations corporelles faisant l'objet d'une valorisation à leur juste valeur (centrales de production d'électricité) :
 - Photovoltaïque 30 ans
- pour les autres immobilisations corporelles, inscrites à leur coût historique :

Constructions 20 à 50 ans

Matériel industriel 5 à 10 ans

Agencements 5 à 15 ans

La charge d'amortissement est comptabilisée en "Dotations".

Les différentes composantes d'une immobilisation corporelle sont comptabilisées séparément lorsque leur durée d'utilité estimée et donc leur durée d'amortissement sont significativement différentes. Le coût de remplacement d'un composant d'une immobilisation corporelle est comptabilisé dans la valeur comptable de cette immobilisation s'il est probable que les avantages économiques futurs associés à cet actif font au Groupe et son coût peut être évalué de façon fiable. Les coûts d'entretien courant et de maintenance sont comptabilisés en charges au moment où ils sont encourus.

1.9 Impairment test

1.9.1 Juste valeur des actifs

Le test annuel de perte de valeur est effectué au cours du dernier semestre de chaque année. Pour les besoins de ce test, les valeurs d'actifs sont regroupées par Groupe d'UGT au niveau duquel le Groupe organise ses activités et analyse ses résultats dans son reporting interne. Le Groupe d'UGT utilisé ne dépasse pas le niveau du secteur opérationnel (secteur activé).

Les valeurs recouvrables sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie futurs d'exploitation. Les hypothèses retenues en termes de variation du chiffre d'affaires et de dépenses sont raisonnables et conformes aux données de marché disponibles pour chacune des entités opérationnelles ainsi qu'à leurs budgets validés par leur Direction. Des tests de dépréciation

complémentaires sont effectués si des événements ou circonstances particulières indiquent une perte de valeur potentielle.

Conformément à IAS 36, les pertes de valeurs relatives aux écarts à date d'acquisition comptabilisés dans les valeurs des groupes d'actifs acquis ne sont pas réversibles.

Les évaluations effectuées lors des tests de perte de valeur sont sensibles aux hypothèses retenues en matière d'évolution de la fiscalité des énergies renouvelables et d'autres facteurs. Ces évaluations sont également sensibles au taux d'actualisation.

1.9.2 Immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles amortissables

Les événements ou des situations nouvelles indiquent que la valeur comptable d'un actif est susceptible de ne pas être recouvrable, un test de dépréciation est réalisé. Ce test consiste à comparer la valeur nette comptable de l'actif avec sa valeur recouvrable. La valeur recouvrable est définie comme le montant le plus élevé de la juste

valeur (diminuée du coût de cession) et de sa valeur d'utilité, celle-ci étant calculée comme la somme actualisée des flux de trésorerie estimés futurs attendus de l'utilisation des actifs et de leur cession éventuelle. Lorsque la valeur recouvrable est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est comptabilisée en « Autres charges ».

1.10 Autres actifs financiers

Le Groupe classe ses actifs selon les catégories suivantes : les prêts et les créances, les actifs financiers évalués à la juste valeur par le résultat et les actifs détenus à des fins de transaction. La classification dépend des raisons ayant motivé l'acquisition. La Direction détermine la classification lors de la comptabilisation initiale, l'application d'IFRS 9 n'a pas impacté le classement et l'évaluation des actifs et passifs financiers.

Actifs financiers au coût amorti

Les actifs financiers au coût amorti sont des actifs financiers non dérivés avec des paiements fixes ou déterminables et qui ne sont pas cotés sur un marché actif. Ils sont comptabilisés au coût amorti selon la méthode du taux effectif. Le cas échéant, ils peuvent faire l'objet d'une provision pour dépréciation. La dépréciation correspond à la différence entre la valeur nette comptable et la valeur recouvrable, elle est comptabilisée en résultat. Une reprise de provision peut être réalisée en cas d'évolution favorable de la valeur recouvrable. Ces actifs sont classés en actifs financiers courants s'ils doivent être réglés dans les 12 mois et en actifs financiers non courants autrement.

Actifs financiers à la juste valeur par le compte de résultat

Ce sont les actifs financiers détenus à des fins de transaction. Les actifs financiers sont classés dans cette catégorie s'ils ont été principalement acquis dans le but d'être revendus à court terme. Les valeurs mobilières de placements font partie de la catégorie des actifs financiers détenus à des fins de transaction et sont donc comptabilisées à leur juste valeur. Les instruments dérivés non qualifiés de couverture sont également désignés comme détenus à des fins de transaction. Les profits et pertes sont comptabilisés en résultat. Ces actifs sont classés en actifs financiers courants s'ils doivent être réglés dans les 12 mois et en actifs financiers non courants autrement.

Actifs financiers à la juste valeur en contrepartie des autres éléments du résultat global

Ce sont des instruments non dérivés rattachés à cette catégorie ou qui ne sont rattachés à aucune autre catégorie. Les titres de participation dans des sociétés non consolidées sont classés en actifs financiers à la juste valeur en contrepartie des autres éléments du résultat global.

Valorisation initiale et décomptabilisation des actifs financiers

Les actifs financiers sont initialement reconnus à la juste valeur plus les coûts de transaction pour ceux non comptabilisés à la juste valeur par le résultat. Les actifs financiers à la juste valeur par le résultat sont initialement reconnus à la juste valeur et les coûts de transaction sont comptabilisés dans le compte de résultat.

Un actif financier tel que défini par la norme IAS 32 « Instruments financiers : informations à fournir et présentation » est dé comptabilité du bilan en tout ou partie lorsque le Groupe n'attend plus de flux de trésorerie futurs de celui-ci et transfère la quasi-totalité des risques et avantages qui lui sont attachés.

Dépréciation des actifs financiers

Le Groupe évalue à chaque clôture s'il existe un indicateur objectif de dépréciation. Pour les prêts et créances, le montant de la dépréciation correspond à la différence entre sa valeur comptable et la somme des cash flows attendus actualisés. La perte de valeur sera comptabilisée en résultat. Pour les instruments de capitaux propres classés dans les titres disponibles à la vente, toute diminution importante ou durable de la juste valeur du titre en deçà de son coût est considérée comme un indicateur objectif de dépréciation de ce titre. Le cumul de la perte est transféré des capitaux propres au résultat. L'application du modèle de la « perte attendue » selon IFRS 9 est sans conséquence.

1.11 Instruments financiers dérivés

Les dérivés sont initialement comptabilisés à leur juste valeur à la date de signature du contrat puis ils sont ensuite réévalués à leur juste valeur à chaque clôture.

Le Groupe utilise des swaps de taux pour gérer son exposition aux risques de taux.

L'objectif de ces swaps est de convertir des instruments financiers de taux variable à taux fixe.

Le Groupe couvre le risque de change sur des transactions commerciales futures, des actifs et des passifs en devises enregistrés au bilan par des couvertures à terme de change.

Les instruments financiers dérivés sont comptabilisés à leur juste valeur à chaque clôture. Les variations de justes valeurs sont comptabilisées selon deux méthodes :

Lorsque ces instruments répondent favorablement aux critères de la comptabilité de couverture, les variations de leurs justes valeurs sont comptabilisées en capitaux propres (Autres éléments du résultat) pour leur part efficace (selon les critères IAS 32 et IFRS 9) et en résultat pour leur part inefficace :

Lorsque les instruments ne respectent pas les critères de définition des instruments de couverture, les variations sont enregistrées en totalité au compte de résultat dans le résultat financier sur la ligne « coût de l'endettement financier ».

La totalité de la juste valeur du dérivé est classée comme un actif ou une dette non courant si l'élément résiduel couvert est à plus de 12 mois et comme un actif ou une dette courant quand la maturité restante de l'élément couvert est de moins de 12 mois.

1.12 Stocks et Travaux en cours

Les stocks sont comptabilisés à leur coût correspondant au prix de revient unitaire moyen pondéré ou à leur valeur nette de réalisation si celle-ci est inférieure.

Le coût des produits fabriqués sont valorisés au coût standard moyen pondéré comprenant le coût des matières premières et des charges directes (main d'œuvre, énergie). La valeur nette de réalisation représente le prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

1.13 Créances et Dettes

Les créances (dettes) sont initialement comptabilisées à leur juste valeur, puis ultérieurement évaluées au coût amorti à l'aide de la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite des provisions pour dépréciation. Une dépréciation de créances est constatée lorsqu'il existe un indicateur objectif de l'incapacité du Groupe à recouvrer l'intégralité des montants dus dans les conditions initialement prévues lors de la transaction. Le montant de la perte est comptabilisé au

compte de résultat. Les créances (dettes) dont l'encaissement (décaissement) est attendu dans les 12 mois sont classées en actif (dette) courant.

Le montant net comptabilisé pour les créances (dettes) correspond à leur juste valeur.

1.14 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se décomposent en soldes bancaires, caisse, et placements et équivalents de trésorerie soumis à des variations de valeur négligeables, offrant une grande liquidité, dont la date d'échéance à l'origine ne dépasse pas trois mois.

1.15 Capital

Les coûts accessoires directement attribuables à l'émission d'actions ordinaires ou d'options sur actions sont comptabilisés nets d'effets d'impôt en déduction des capitaux propres.

1.16 Passifs financiers

Emprunts

Les emprunts portant intérêts sont comptabilisés à leur juste valeur, diminuée des coûts de transaction directement imputables. Ils sont ensuite comptabilisés au coût amorti. La différence entre le coût amorti et la valeur de remboursement est reprise en résultat en fonction de leur taux d'intérêt effectif sur la durée des emprunts.

Les coûts d'emprunts généraux et spécifiques directement attribuables à la construction ou à la production d'actifs qualifiés dont la période de fabrication est substantielle sont ajoutés au coût de ces actifs. L'activation des frais financiers cesse quand les actifs sont prêts pour leur usage prévu ou vente. Tous les autres coûts d'emprunts sont reconnus dans le résultat de la période durant laquelle ils sont encourus.

Les centrales de production d'électricité sont financées par emprunt à hauteur de 70% à 90% du montant de la centrale. Dans ce cas, l'emprunt est structuré en financement de projet, au niveau de la société ad hoc créée afin de détenir la centrale de production d'électricité. Ces emprunts sont sans recours sur les autres structures du Groupe. En contrepartie, les titres des filiales détenant des projets sont nantis et les baux emphytéotiques des filiales détenant des projets sont hypothéqués au profit de la banque prêteuse.

Les emprunts souscrits sous forme de financement de projet respectent les covenants habituels à ce type de financement (gearing, DSCR minimum, ...).

Conformément aux dispositions d'IFRS 9 les coûts marginaux directement attribuables aux emprunts souscrits (commissions et honoraires liés à la transaction) sont inclus dans le Taux d'Intérêt Effectif (TIE) des emprunts.

Les autres emprunts bancaires, souscrits par le Groupe prévoient des règles de capitalisation minimum et certaines restrictions sur la distribution de l'entité emprunteuse.

Les covenants sont calculés sur les comptes sociaux et non pas sur les comptes consolidés.

Instruments financiers composés

Les instruments financiers composés émis par le Groupe comprennent des options convertibles en actions à l'initiative uniquement de l'émetteur (ORAN). Le nombre d'actions à émettre ne varie pas en fonction des variations de leur juste valeur.

La composante dette d'un instrument financier composé est reconnue initialement à la juste valeur d'une dette amiable qui n'offre pas d'option de conversion. La composante capitaux propres est initialement reconnue comme la différence entre la juste valeur de l'instrument financier composé et la juste valeur du composant dettes.

Ultérieurement, la composante dette est évaluée au coût amorti selon la méthode du taux effectif.

Les emprunts sont classés en passifs courants, sauf lorsque le Groupe dispose d'un droit inconditionnel d'en différer le règlement au minimum de 12 mois après la date de clôture.

1.17 Impôts

L'impôt sur les sociétés comprend l'impôt exigible et l'impôt différé. L'impôt est comptabilisé en résultat sauf s'il se rattache à des éléments qui sont comptabilisés directement en capitaux propres ou dans l'état du résultat global ; auquel cas il est comptabilisé en capitaux propres ou dans l'état du résultat global.

A la suite de l'instauration de la contribution économique territoriale applicable aux filiales françaises dans le cadre de la loi de finance pour 2010, et selon le communiqué du Conseil National de la Comptabilité du 14 janvier 2010, le Groupe a opté pour la méthode de comptabilisation suivante :

- la part de la C.E.T. relevant de la Contribution Foncière des Entreprises (C.F.E.) est comptabilisée comme une charge opérationnelle ;
- la part de la Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (C.V.A.E.) est comptabilisée comme un impôt sur le résultat au sens d'IAS 12 car la base imposable est considérée comme étant plus assumée au résultat net qu'au chiffre d'affaires.

L'impôt différé est déterminé et comptabilisé selon l'approche bilanciale sur toutes les différences entre la valeur comptable des actifs et passifs et leur base fiscale.

Toutefois, aucun impôt différé n'est comptabilisé s'il nait de la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif lié à une transaction, autre qu'un regroupement d'entreprises, qui, au moment de la transaction, n'affecte ni le résultat comptable, ni le résultat fiscal.

Les impôts différés sont évalués aux taux d'impôts dont l'application est attendue sur la période au cours de laquelle l'actif sera réalisé et le passif réglé, sur la base des réglementations fiscales qui ont été adoptées ou quasi adoptées à la date de clôture

La valeur comptable des actifs d'impôt différé est revue à chaque date de clôture et réduite dans la mesure où il n'est plus probable qu'un bénéfice imposable suffisant sera disponible pour permettre l'utilisation de l'avantage de tout ou partie de cet actif d'impôt différé. Les actifs d'impôt différé non reconnus sont appréciés à chaque date de clôture et sont reconnus dans la mesure où il devient probable qu'un bénéfice futur permettra de les recouvrer.

Les actifs et passifs d'impôts différés ne sont pas actualisés.

Les impôts différés actif et passif sont compensés au niveau de chaque entité fiscale.

1.18 Avantages au personnel

Régimes à cotisations définies

En accord avec les lois et pratiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe participe à des régimes de retraites. Pour les régimes de base et autres régimes à cotisations définies, le Groupe comptabilise en charges les cotisations à payer lorsqu'elles sont dues et aucune provision n'est comptabilisée, le Groupe n'étant pas engagé au-delà des cotisations versées.

Régimes à prestations définies

Les estimations des obligations du Groupe au titre des régimes de retraite à prestations définies et des indemnités de cessation de service sont calculées annuellement. L'obligation est actualisée en utilisant un taux d'actualisation approprié pour chaque pays où sont situés les engagements. Elle est comptabilisée au prorata des années de service des salariés. Les simulations ont été faites conformément à IAS 19 et l'engagement correspondant a été comptabilisé pour un total de 32 KE à la clôture de l'exercice 2016.

Indemnités de fin de contrat de travail

Des indemnités de fin de contrat de travail sont dues lorsque l'entreprise met fin au contrat de travail d'un salarié avant l'âge normal de son départ en retraite. Le Groupe comptabilise en charge les indemnités de fin de contrat de travail en accord avec les lois et réglementations de chaque pays où il est implanté dès qu'il est engagé sans possibilité réelle de se rétracter.

Primes

Certains salariés bénéficient de primes contractuelles qui sont versées ou provisionnées à la clôture.

1.19 Paiements fondés sur des actions

Le Groupe a mis en place des plans qui seront dénoués en instruments de capitaux propres (bons de souscription de parts de créateur d'entreprises « BSPCE »). Toutes les contre parties d'un nombre fixe de BSPCE et d'une liquidité du titre, la charge à comptabiliser selon IFRS 2 a été estimée non significative et donc non comptabilisée.

1.20 Provisions non courantes

Une provision est comptabilisée dès lors qu'existe une obligation légale ou implicite, résultant d'événements passés, vis-à-vis d'un tiers, entraînant pour le Groupe un décaissement probable dont le montant peut être évalué de façon fiable.

Les provisions comprennent pour l'essentiel des provisions pour garantie données lors de la vente d'une centrale ainsi que des provisions pour litiges et contentieux. Ces dernières sont destinées à couvrir les litiges, contentieux et aléas prévisibles des activités du Groupe. Les provisions pour garantie sont destinées à couvrir le risque de sous-performance des centrales de production d'électricité.

La société TENERGIE S.A.S a fait l'objet d'un contrôle d'URSSAF en 2013. Le 24 décembre 2014, la société TENERGIE S.A.S. a reçu une mise en recouvrement d'un montant de 378 K€ en principal et 53 K€ en majorations. À la suite de cette mise en recouvrement, la société TENERGIE S.A.S. a initié une action contentieuse à l'encontre de l'URSSAF qui suit toujours son cours. Au regard du risque encouru, aucune provision pour charges n'a été constatée.

La société TENERGIE DEVELOPPEMENT S.A.S. a subi un contrôle des autorités douanières en 2015 suite à des opérations d'importation de modules photovoltaïques en provenance de Taiwan intervenus en 2013 et 2014. Les autorités douanières estiment que l'origine douanière de ces produits est la République Populaire de Chine et non Taiwan. Le 2 mars 2016, la société TENERGIE DEVELOPPEMENT S.A.S. a reçu un avis de mise en recouvrement pour des montants respectifs de 1 580 K€ et 426 K€ correspondant au droit anti-dumping et au droit compensateur prévus par la réglementation en vigueur. La société TENERGIE DEVELOPPEMENT S.A.S. a contesté l'avis de mise en recouvrement le 15 avril 2016. Une provision pour risque de 2 406 K€ a été constatée dans les comptes au 31 décembre 2015. Le contentieux est toujours en cours au 31 décembre 2016 et fait l'objet d'une provision de 2 534 K€ au 31 décembre 2016.

1.21 Chiffre d'affaires

Le montant des produits est évalué à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir après élimination des ventes Intra-Groupe. Les produits sont comptabilisés à la date à laquelle ils peuvent être évalués de façon fiable, ou la date à laquelle il est probable que les avantages économiques futurs bénéficieront au Groupe, selon les obligations de performance contractualisées avec les clients, et que les critères spécifiques sont remplis pour chacune des activités du Groupe décrites ci-après. Le Groupe base ses estimations sur son expérience compte tenu du type de client et de transaction ainsi que des dispositions contractuelles spécifiques.

L'activité principale de vente d'électricité est en grande majorité contractualisée avec EDF et rémunérée selon un tarif fixé au Kilowattheure fourni et ne prend pas d'obligations complémentaires de la part du Groupe.

Les ventes sont enregistrées comme suit :

- le produit des ventes d'électricité est enregistré pour chaque centrale et comprend l'électricité facturée, ainsi que l'électricité injectée au point de livraison et non facturée à la date de clôture, valorisée au tarif de rachat dont bénéficie la centrale considérée. Le produit des ventes des prestations de maintenance et gestion des centrales de production d'électricité (O&M) est assis sur la production d'électricité.
- le produit des ventes des prestations de construction de centrales est enregistré selon la méthode de l'avancement. Le degré d'avancement est déterminé par référence aux coûts déjà encourus à la date de clôture, rapportés au total des coûts estimés pour chaque contrat. Les coûts encourus durant l'exercice qui portent sur une activité future sont exclus du des coûts du contrat lors de la détermination du degré d'avancement. Ils sont présentés dans les stocks. Le Groupe présente le montant brut dû par les clients au titre des travaux en cours pour lesquels les coûts encourus, majorés des profits, sont supérieurs à la facturation intermédiaire.

1.22 Autres produits

Les Autres Produits comprennent la marge de fabrication réalisée par la filiale « constructeur » lors de la cession de la centrale à la filiale exploitante et qui n'a pas encore été comptabilisée en chiffre d'affaires lors de la cession interne en application des règles note 1.3.1. Cette marge est enregistrée pour la première fois en résultat sur la ligne Autres Produits lors de la cession de la filiale détenant la centrale à un tiers extérieur au Groupe.

24

1.23 Résultat opérationnel courant et résultat opérationnel

Le Groupe présente un sous-total intitulé « Résultat opérationnel courant » dans le compte de résultat consolidé.

Le résultat opérationnel courant (ROC) est un indicateur utilisé par le Groupe qui permet de présenter « un niveau de performance opérationnelle pouvant servir à une approche prévisionnelle de la performance récurrente » (en conformité avec la Recommandation ANC 2013-01, relative au format des états financiers des entreprises sous référentiel comptable international). En effet, le ROC est un soldé de gestion qui permet de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en croisant du résultat des activités opérationnelles les éléments qui, par nature, ont un degré de prévisibilité insuffisant, compte tenu de leur caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent. Pour le Groupe, ces éléments correspondent au Mark-to-market (MM) sur instruments financiers à caractère opérationnel, aux pertes de valeur sur actifs, aux plus ou moins-values sur cessions d'éléments d'actifs, aux autres éléments non récurrents et sont définis comme suit :

- « MM sur instruments financiers à caractère opérationnel » : cette rubrique correspond à la variation de juste valeur (Mark-to-market) des instruments financiers qui ne sont qualifiés ni de négociés, ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures de transactions financières de financement du développement du Groupe. La variation de juste valeur de ces instruments doit être enregistrée en résultat selon IFRS 9, elle peut être significative et elle n'est pas prédictible ;
- « Pertes de valeur » : cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;
- « Autres éléments non récurrents » : cette rubrique comprend notamment les plus ou moins-values de cession sur les actifs non courants.

Ce sous-total présenté de manière distincte du résultat opérationnel n'est pas nécessairement comparable aux indicateurs de même intitulé utilisés par d'autres Groupes.

1.24 Contrats de location

Conformément à la norme IAS 17, les contrats dans lesquels une part significative des risques et avantages sont conservés par le loueur sont classés en tant que location opérationnelle. Leur loyer est comptabilisé (net des avantages obtenus du bailleur) en résultat linéairement sur la période de location.

Les biens acquis en location-financement sont immobilisés dès la date de signature du contrat de location lorsque ces derniers ont pour effet de transférer au Groupe la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de ces biens s'ils sont significatifs. Les critères d'évaluation des contrats de location sont fondés sur :

- le rapport entre la durée d'utilité des actifs loués et leur durée de vie ;
- le total des paiements futurs rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- le caractère spécifique de l'actif.

En vertu de ces critères, il a été considéré que les contrats significatifs du Groupe s'analysaient en location simple.

1.25 Produits et charges financiers

Les produits et charges financiers comprennent :

- les charges ou produits d'intérêts sur les emprunts, les autres passifs financiers et la trésorerie et équivalents de trésorerie ;
- les autres frais payés aux banques sur les opérations financières ;
- les dividendes reçus des participations non consolidées ;
- l'effet de désactualisation des provisions et des créances long-terme ;
- le résultat de change ;
- la perte de valeur constatée au titre des actifs financiers disponibles à la vente ;
- les pertes et gains réalisés sur instruments dérivés ;
- les variations des justes valeurs des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ne faisant pas l'objet d'une comptabilité de couverture ou pour leurs parts inefficaces.

1.26 Distribution de dividendes

Les distributions de dividendes aux actionnaires de la société mère sont comptabilisées en dettes au cours de la période durant laquelle ils sont approuvés par les actionnaires de la société mère.

NOTE 2 - Gestion du risque financier

Le contrôle, la mesure et la supervision des risques financiers sont sous la responsabilité de la Direction Financière du Groupe.

2.1 Risque de marché

2.1.1 Risque de prix

Compte tenu de la capacité du Groupe à répercuter les variations de prix des équipements dans le prix de vente de ses centrales, le risque de prix est considéré comme très limité.

2.1.2 Risque de flux de trésorerie et juste valeur de taux d'intérêt

Le risque de taux auquel le Groupe est exposé provient des emprunts à taux variable structurés sur les entités détenant les centrales de production d'électricité. Les variations de taux d'intérêt ont une incidence directe sur le résultat futur du Groupe.

Le Groupe a pour politique de couvrir entre 80% et 100% de la charge d'intérêts de chaque emprunt à taux variable.

Les emprunts initialement émis à taux variable exposent le Groupe au risque de variation de juste valeur liée à l'évolution des taux d'intérêts. L'objectif de la politique de gestion des taux d'intérêts est de minimiser les coûts de financement tout en protégeant les flux de trésorerie futurs contre une évolution défavorable des taux. A cet effet, le Groupe utilise les divers instruments dérivés disponibles sur le marché (swaps de taux essentiellement).

Il existe 13 contrats de couverture de taux d'intérêts au niveau du Groupe pour un montant global initial de 562 239 K€.

	MONTANT DU CAPITAL INITIAL	TAUX D'INTERET VARIABLE	DATE DECHEANCE
SOCIETES	En euros		
CLARANA	11 991 000	EB 3 mois	30/09/2021
NOVENGO 3	474 729	EB 3 mois	01/02/2027
SOL 1	4 678 000	EB 3 mois	30/11/2027
SOL 2	2 066 000	EB 3 mois	18/09/2028
SOL 44	3 550 000	EB 3 mois	17/09/2027
SOLEFI	20 207 724	EB 3 mois	15/03/2027
SOLLEYADA	11 921 000	EB 3 mois	30/09/2021
TENBORNEV	16 000 000	EB 3 mois	30/09/2031
TENERGIE PHOENIX 2	145 265 398	EB 3 mois	31/12/2030
TENESOL SPV2	2 784 098	EB 3 mois	30/06/2031
TENFOURNIER	2 127 872	EB 3 mois	31/12/2030
TENPIZOT	2 163 853	EB 3 mois	31/01/2031
TENERGIE PHOENIX 3	228 609 756	EB 3 mois	30/06/2038
TENERGIE PHOENIX 4	110 400 000	EB 3 mois	31/12/2038

26

2.1.3 Risque de change

Le risque de change auquel le Groupe est exposé provient des achats en devises effectués par le Groupe dans le cadre de ses approvisionnements pour la construction de centrales photovoltaïques.

Les variations de taux de change ont une incidence directe sur le coût de revient des centrales.

Le Groupe a pour politique de couvrir entre 80% et 100% du montant de la transaction en devise.

Il n'existe pas de contrats de couverture de change à terme en cours au 31 décembre 2018.

Les achats initialement effectués en devises exposent le Groupe au risque de variation de juste valeur liée à l'évolution des taux de change. L'objectif de la politique de gestion du risque de change est de minimiser les coûts d'approvisionnement tout en sécurisant le coût de revient des centrales contre une évolution défavorable des taux.

Le Groupe est également exposé au risque de change sur ses activités exercées à l'étranger. La principale exposition aux variations de devises sur le dollar concerne le RON pour la filiale implantée en Roumanie.

A cet effet, le Groupe utilise les divers instruments dérivés disponibles sur le marché (achat à terme et terme activant essentiellement).

2.2 Risque de crédit

Le risque de crédit est géré à l'échelle du Groupe. Il provient de la trésorerie, des instruments financiers dérivés, des dépôts auprès des banques et des expositions de crédit aux clients.

Les clients de l'activité Production d'électricité sont des sociétés d'électricité nationales donnant toutes les garanties de règlement.

Par ailleurs, le Groupe s'assure de la solvabilité de ses clients pour son activité « Développement et Construction de centrales » préalablement à la réalisation de la transaction.

2.3 Risque de liquidité

La Direction Financière a pour mission d'assurer le financement et la liquidité du Groupe au meilleur coût.

Le financement du Groupe est assuré par le recours aux marchés des ressources bancaires (emprunts et lignes de crédit), ainsi que des programmes d'émission et de placement obligataires privés (emprunts obligataires, ORAN, etc.). Le Groupe estime, compte tenu de ses projections financières actuelles, qu'il dispose de ressources suffisantes à la poursuite de ses activités, tant à court terme qu'à long terme.

27

2.4 Estimation des justes valeurs

Les postes comptables utilisant la juste valeur sont les suivants :

31.12.2018 En milliers d'euros	PRETS à CRÉANCES	ACTIFS À LA JUSTE VALEUR PAR LE RÉSULTAT	ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	VALEUR AU BILAN DE CLOTURE	JUSTE VALEUR
Actifs financiers à la juste valeur		15 953		15 953	15 953
Clients (hors avances et acompte)	29 943			29 943	29 943
Prêt et autres créances	811			130	130
Trésorerie et équivalents de trésorerie	130 607			130 607	130 607
TOTAL ACTIFS FINANCIERS	161 361	15 953		176 633	176 633

31.12.2018 En milliers d'euros	PASSIFS À LA JUSTE VALEUR PAR LE RÉSULTAT	INSTRUMENTS DÉRIVÉS DESIGNÉS COMME COUVERTURE	PASSIFS FINANCIERS AU COUT AMORTI	VALEUR AU BILAN DE CLOTURE	JUSTE VALEUR
Emprunt (part à moins d'un an comprise)			1 107 087	1 107 087	1 107 087
Fournisseurs et autres créanciers			166 912	166 912	166 912
Instruments dérivés passifs	7 584			7 584	7 584
Concours bancaires courants				83	83
TOTAL PASSIFS FINANCIERS	7 584		1 273 999	1 281 666	1 281 666

La juste valeur des clients, prêts et autres trésorerie correspond à la valeur au bilan (échéance courte). Les autres justes valeurs sont de niveau 2 pour les instruments dérivés et de niveau 2 et 3 pour les actifs financiers. Pour les emprunts à taux variable, la juste valeur est approximativement égale à la valeur nette comptable.

28

SNC FRANCE ABRI SOLAIRE	100%	100%
SAS FRANCE SOLAIRE UNION	100%	100%
SNC GREEN YELLOW AGEN	100%	
SNC GREEN YELLOW AIX EN PROVENCE	100%	
SNC GREEN YELLOW AJACCIO	100%	
SNC GREEN YELLOW AJACCIO MEZZAVIA	100%	
SNC GREEN YELLOW ANGLLET	100%	
SNC GREEN YELLOW AVIGNON CAP SUD	100%	
SNC GREEN YELLOW BEZIERS	100%	
SNC GREEN YELLOW CASTRES	100%	
SNC GREEN YELLOW CORTE	100%	
SNC GREEN YELLOW GAP	100%	
SNC GREEN YELLOW GASSIN	100%	
SNC GREEN YELLOW JUMBO GRAND LARGE	100%	
SNC GREEN YELLOW LE PRADET	100%	
SNC GREEN YELLOW MONTPELLIER	100%	
SNC GREEN YELLOW PAU LONS	100%	
SNC GREEN YELLOW PLAISANCE DU TOUCH 1	100%	
SNC GREEN YELLOW SALVIAN	100%	
SNC GREEN YELLOW ST ANDRE DE CLUBZAC	100%	
SNC GREEN YELLOW ST CHAMAS	100%	
SNC GREEN YELLOW TOULOUSE FENOUILLET	100%	
SNC GREEN YELLOW VALS PRES LE PUY	100%	
SAS GREENFIN	100%	100%
SARL GREENPHOTO	100%	50%
SA HANGARS PHOTOVOLTAIQUES 2010	100%	
SA HANGARS PHOTOVOLTAIQUES 2010 N°2	100%	
SA HANGARS PHOTOVOLTAIQUES 2011	100%	
SA HECF 14	100%	
SA HECF 7	100%	
SA HECF LOT 6	100%	
SAS HELIO COGNOCOLI	90%	90%
SA HORIZON ENERGIES	100%	
SAS LAVANSOL M10	100%	100%
SARL LUMERIS	100%	100%
SARL LUGUS	100%	100%
SARL MECOTECH INVEST	100%	100%
SAS MIDISOL	100%	100%
SA NEWSOLAR	100%	
SCS PARC EOLIEN COL DE LA FAGEOLE I	100%	100%
SARL PARC SOLAIRE D'OSTROVENI	100%	100%
SAS PHOTOVIVE	100%	100%
SA PHOTOFORT 2009 SORT EN CHALOSSE	84%	
SA PHOTOFORT 2009 ST GILLES MENESPLET	88%	
SA PHOTOFORT 2010 BOURNEZEAU	62%	
SA PHOTOFORT 2010 BRENAC	92%	
SA PHOTOFORT 2010 CHAMPAGNE FONTAINE ALBIGN	80%	
SA PHOTOFORT 2010 GRUES	79%	
SA PHOTOFORT 2010 L'ISLE EN DODON	84%	

30

NOTE 3 - Evolution du périmètre

3.1 Informations relatives au périmètre de consolidation

EN INTEGRATION GLOBALE	31.12.2018	31.12.2017
SA 123 INFRA GmbH	100%	
SA 123 UMWELT GmbH	100%	
URL AGRISUN	100%	
SARL AVEYRSOL	100%	100%
SAS BELVESOL A	100%	100%
SAS BELVESOL C	100%	100%
SAS BEST SOLAR	100%	100%
SARL BLANCO ENERGIE	100%	100%
SCI BLANCO IMMOBILIER	100%	100%
SARL CANOPY-NAGS	100%	100%
SAS CASTASOL	100%	100%
SAS CAVASOL	100%	100%
SAS CELENO ENERGIES	100%	100%
SA CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE DE IOVI 2	100%	
SAS CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE DE MIRANDE	100%	100%
SAS CENTRALE SOLAIRE U PRUNU	78%	78%
SA CHATEAU SOLAR III	100%	
SAS CLARENSAC SOLAR	60%	60%
SARL COL DE LA FAGEOLE I COMMANDITAIRE	100%	100%
SAS CORSE SUN	100%	100%
SAS CPV_RIANS	100%	100%
SA DHAMMA ENERGY OMBRIERES	100%	
SA DIF SAINT LEGER SOLAIRE	100%	
SA DIF VALENCE SOLAIRE	100%	
SA ECOTITURES SOLAIRES	100%	
SA ECOTITURES SOLAIRES N°2	100%	
SA ENR SUN ATON	100%	100%
SA ENR SUN BELENOS	100%	100%
SA ENT SUN HORUS	100%	100%
SA ECOSOLEIL	100%	
SA EQUINOX IV	100%	
SAS ETHICSOLAIRE	100%	100%
SA EURL CANOPY-PERSEUS	100%	100%
SA EURL NOVENGO 3	100%	100%
SA EURL NOVENGO 4	100%	100%
SA EURL RE SOLE	100%	100%
SAS EUROSOLAR	100%	100%
SARL EX-MIQUEL	100%	100%
SARL EX-PROHIBERT	100%	100%
SARL EX-PROHRADEL	100%	100%
SARL EX-ROUCHES	100%	100%
SARL EX-VIGUIER	100%	100%
SARL FERME SOLAIRE DE PETIT BOURG	100%	100%
SAS FPV LES SALINS	100%	100%

29

SA PHOTOFORT 2010 LUGLON	90%	
SA PHOTOFORT 2010 ST ANDRE DE SEIGNANX	80%	
SA PHOTOFORT 2010 ST GERONS EN BEARN	87%	
SAS PHOTOWERKE PROVENCE	100%	100%
SAS PLA DE L'ARQUE 1	100%	100%
SAS PUDDIQUELEC	100%	100%
SA PV COLOMINA DEL PRAT 1	100%	
SA PV COLOMINA DEL PRAT 2	100%	
SA PV COLOMINA DEL PRAT 3	100%	
SAS PVSIX	100%	100%
SA RAJADOR ELECTRICITE	100%	
SARL TENERGREEN ITALIA	51%	51%
SASU BOULEAU ENERGIES	100%	100%
SASU CASTELSOL	100%	100%
SASU CENTRALE SOLAIRE PISTOLE	100%	100%
SASU CLAIRANA	100%	100%
SASU DOMAINE DE LAYELEC	100%	100%
SASU ECO PROD SOL B	100%	100%
SASU IRIS	100%	100%
SASU JACINTHE	100%	100%
SASU PLATANE ENERGIES	100%	100%
SASU SOLATTEXPLOIT	100%	100%
SASU SOLEFI	100%	100%
SASU SOULEYADA	100%	100%
SASU TENERGIE DISTRIBUTION	100%	100%
SASU TENERGIE NEWCO 1	100%	100%
SASU TOULOUSE 1 ENERGY	100%	100%
SASU VOLTAFFRANCE 10	100%	100%
SASU VOLTAFFRANCE 3	100%	100%
SASU VOLTAFFRANCE 4	100%	100%
SAR SCE WIND COL DE LA FAGEOLE I GmbH&Co.KG	100%	100%
SAR SCE WIND COL DE LA FAGEOLE I MANAGEMENT	100%	100%
SNC TENAO 26	100%	100%
SNC TENAO 27	100%	100%
SNC TENAO 28	100%	100%
SNC TENAO 29	100%	100%
SNC TENAO 30	100%	100%
SNC TENAO 31	100%	100%
SNC TENAO 32	100%	100%
SNC TENAO 33	100%	100%
SNC TENAO 34	100%	100%
SNC TENAO 35	100%	100%
SNC TENAO 36	100%	100%
SNC TENAO 37	100%	100%
SNC TENAO 38	100%	100%
SNC TENAO 39	100%	100%
SNC TENAO 40	100%	100%
SNC TENAO 41	100%	100%
SNC TENAO 42	100%	100%

31

SNC TENAO 43	100%	100%
SNC TENAO 44	100%	100%
SNC TENAO 45	100%	100%
SNC TENAO 46	100%	100%
SNC TENAO 47	100%	100%
SNC TENAO 48	100%	100%
SNC TENAO 49	100%	100%
SNC TENAO 50	100%	100%
SARL EX-SALABERT	100%	100%
SAR SOL 1	100%	100%
SARL SOL 2	100%	100%
SARL SOL 37	100%	100%
SARL SOL 44	100%	100%
SARL SOLAIRE D'OSTROVENI	100%	100%
SARL SOLAR AGRICITY	51%	51%
SAS SOLAR MED III	100%	100%
SARL SOLAR PROJECT BIPV 3	100%	100%
SAS SOLARGEST	100%	100%
SA SOLEOL III	100%	100%
SAS SOLOUEST	100%	100%
SAS SONNEKRATZ PROVENCE	100%	100%
SA SPCP 12	100%	100%
SA SPCP 6	100%	100%
SA SPCP 7	100%	100%
SA SPCP 8	100%	100%
SAS SUD ROUSSILLON AGRICOLAR	100%	100%
SAS TALITA ENERGIES	100%	100%
SARL TENAO 1	100%	100%
SNC TENAO 10	100%	100%
SNC TENAO 11	100%	100%
SNC TENAO 12	100%	100%
SNC TENAO 13	100%	100%
SNC TENAO 14	100%	100%
SNC TENAO 15	100%	100%
SNC TENAO 16	100%	100%
SNC TENAO 17	100%	100%
SNC TENAO 18	100%	100%
SNC TENAO 19	100%	100%
SARL TENAO 2	100%	100%
SNC TENAO 20	100%	100%
SNC TENAO 21	100%	100%
SNC TENAO 22	100%	100%
SNC TENAO 23	100%	100%
SNC TENAO 24	100%	100%
SNC TENAO 25	100%	100%
SAS TENAO 6	100%	100%
SNC TENAO 7	100%	100%
SNC TENAO 8	100%	100%
SARL TENAO 9	100%	100%

32

SNC TENAO-BOLFA	100%	100%
SNC TENAOCC-BATTLE	100%	100%
SNC TENAOCC-CRIBELLET	100%	100%
SNC TENAOCC-GASSIER	100%	100%
SNC TENAOCC-GERVASONI	100%	100%
SNC TENAOCC-PEXIORA	100%	100%
SAS TENAOCC-STADE	100%	100%
SNC TENAOCC-VILLASAVARY	100%	100%
SARL TENBAR	100%	100%
SARL TENBAR 2	100%	100%
SARL TENBAR 3	100%	100%
SARL TENBAR 4	100%	100%
SAS TENBONREV	100%	100%
SNC TENCHANT	100%	69%
SAS TENCHAUSSEY	100%	100%
SARL TENCONTI	100%	100%
SNC TENCOPA	100%	100%
SAS TENECOSOL	85%	85%
SAS TENEOLE DE L'ORME SAS	51%	51%
SNC TENEOLE DES FORTES TERRES	100%	100%
SAS TENEOLE DES FORTES TERRES SAS	51%	51%
SNC TENEOLE DES RIEZ	100%	100%
SNC TENEOLE DU CESSIER	100%	100%
SNC TENEOLE DU GUE	100%	100%
SAS TENEOLE INVEST (EX TENERGREEN INVEST 2)	100%	100%
SAS TENEOLE INVEST 2 (EX-SYRMA)	80%	80%
SNC TENEOLE LES RONCES	100%	100%
SAS TENERGE	100%	100%
SAS TENERGE DEVELOPPEMENT	100%	100%
SAS TENERGE FINANCEMENT	100%	100%
SAS TENERGE FINANCEMENT 2	100%	100%
SAS TENERGE FINANCEMENT 3	100%	100%
SAS TENERGE INVEST	100%	100%
SAS TENERGE INVEST 2	100%	100%
SAS TENERGE PHOENIX 2 (ex GENAM ENERGIES)	100%	100%
SA TENERGIE PHOENIX 3 (ex TENERGIE INVEST3)	100%	100%
SA TENERGIE PHOENIX 4	100%	100%
SAS TENERGIE SUN	100%	100%
SAS TENERGIE SPV 2	100%	100%
SARL TENFOURNIER	100%	100%
SAS TENGAR 2	100%	100%
SARL TENGALULOISE	100%	100%
SNC TENGENEVE	100%	100%
SARL TENGRUES	100%	100%
SARL TENJUM	100%	100%
SAS TENLABAT	100%	100%
SA TENMSV	100%	100%
SARL TENOM 2	100%	100%
SARL TENORION	100%	100%

33

SARL TENPZOT	100%	100%
SA TENPONC	100%	100%
SNC TENQUEN	100%	100%
SAS TENREV 2	100%	100%
SARL TENREV 3	100%	100%
SNC TENREVEST	100%	100%
SAS TENSOLAR	100%	100%
SARL TENSPEC	100%	100%
SARL TENTIM	100%	100%
SARL TENLUP	100%	100%
SARL TENVIGNES	100%	100%
SARL TENVIT 1	100%	100%
SARL TENVIT 2	100%	100%
SA TERRES D'ENERGIE	69%	100%
SA TERRES D'ENERGIE NEWCO 2	100%	100%
SA TERRES D'ENERGIE NEWCO 3	100%	100%
SA TERRES D'ENERGIE NEWCO 4	100%	100%
SA TERRES D'ENERGIE NEWCO 5	100%	100%
SA VALENCE SOLARPHOTON	100%	100%
SAS WATT.EN.SI	100%	100%

EN MISE EN EQUIVALENCE	31.12.2018	31.12.2017
SA DURANCE TOP CO	35,25%	
SAS KYRNEWATT	49,90%	49,90%
SA CAPG INVESTISSEMENTS ENERGETIQUES	35,00%	35,00%
SAS SOLAIRE DU GALION	50,00%	50,00%
SAS SOLAIRE DURANCE	100,00%	

34

3.2 Modifications du périmètre

Sociétés entrées dans le périmètre par création ou acquisition :

SA 123 INFRA GmbH	SA HECF 7
SA 123 UMWELT GmbH	SA HECF LOT 6
URL AGRISUN	SA HORIZON ENERGIES
SA CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE DE IOVI 2	SA NEWSOLAR
SA CHATEAU SOLAR III	SA PHOTOFORT 2009 SORT EN CHALOSSE
SA DHAMMA ENERGY OMBRIERES	SA PHOTOFORT 2009 ST GILLES MENESPLET
SA DIF SAINT LEGER SOLAIRE	SA PHOTOFORT 2010 BOURNEZEAU
SA DIF VALENCE SOLAIRE	SA PHOTOFORT 2010 BRENAEC
SA DURANCE TOP CO	SA PHOTOFORT 2010 CHAMPAGNE FONTAINE ALBIGN
SA ECOTOITURES SOLAIRES	SA PHOTOFORT 2010 GRUES
SA ECOTOITURES SOLAIRES N°2	SA PHOTOFORT 2010 L'ISLE EN DODON
SA EOSOLEIL	SA PHOTOFORT 2010 LUGLON
SA EQUINOX IV	SA PHOTOFORT 2010 ST ANDRE DE SEIGNANX
SNC GREEN YELLOW AGEN	SA PHOTOFORT 2010 ST GIRONNS EN BEARN
SNC GREEN YELLOW AX EN PROVENCE	SA PV COLOMINA DEL PRAT 1
SNC GREEN YELLOW AJACCIO	SA PV COLOMINA DEL PRAT 2
SNC GREEN YELLOW AJACCIO MEZZAVIA	SA PV COLOMINA DEL PRAT 3
SNC GREEN YELLOW ANGLAT	SA RAJADOR ELECTRICITE
SNC GREEN YELLOW AVIGNON CAP SUD	SA SOLAIRE DURANCE
SNC GREEN YELLOW BEZIERS	SA SOLEOL III
SNC GREEN YELLOW CASTRES	SARL SOL 37
SNC GREEN YELLOW CORTE	SA SPCP 12
SNC GREEN YELLOW GAP	SA SPCP 6
SNC GREEN YELLOW GASSIN	SA SPCP 7
SNC GREEN YELLOW JUMBO GRAND LARGE	SA SPCP 8
SNC GREEN YELLOW LE PRADET	SNC TENCOPA
SNC GREEN YELLOW MONTPELLIER	SA TENERGIE PHOENIX 4
SNC GREEN YELLOW PAU LONS	SARL TENJUM
SNC GREEN YELLOW PLAISANCE DU TOUCH 1	SA TENMSV
SNC GREEN YELLOW SAUVAN	SA TENPONC
SNC GREEN YELLOW ST ANDRE DE CUBZAC	SNC TENQUEN
SNC GREEN YELLOW ST CHAMAS	SA TERRES D'ENERGIE
SNC GREEN YELLOW TOULOUSE FENOUILLET	SA TERRES D'ENERGIE NEWCO 2
SNC GREEN YELLOW VALS PRES LE PUY	SA TERRES D'ENERGIE NEWCO 3
SA HANGARS PHOTOVOLTAIQUES 2010	SA TERRES D'ENERGIE NEWCO 4
SA HANGARS PHOTOVOLTAIQUES 2010 N°2	SA TERRES D'ENERGIE NEWCO 5
SA HANGARS PHOTOVOLTAIQUES 2011	SA VALENCE SOLARPHOTON
SA HECF 14	

35

Sociétés fusionnées du périmètre :

SARL AL SOL ENERGIE
SNC TENMOO-CHABERT

Sociétés sorties du périmètre :

SA TENERGIE SENEGAL

Variations du pourcentage de contrôle :

Sociétés Consolidées	31.12.2018	31.12.2017	% d'intérêts
EN INTEGRATION GLOBALE			
SA 123 INFRA GmbH	100%		69%
SA 123 UMWELT GmbH	100%		69%
URL AGRISUN	100%		51%
SA CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE DE IOVI 2	100%		69%
SA CHATEAU SOLAR III	100%		69%
SA DHAMMA ENERGY OMBRIERES	100%		100%
SA DIF SAINT LEGER SOLAIRE	100%		69%
SA DIF VALENCE SOLAIRE	100%		69%
SA ECOTOITURES SOLAIRES	100%		69%
SA ECOTOITURES SOLAIRES N°2	100%		69%
SA EOSOLEIL	100%		69%
SA EQUINOX IV	100%		69%
SNC GREEN YELLOW AGEN	100%		69%
SNC GREEN YELLOW AX EN PROVENCE	100%		69%
SNC GREEN YELLOW AJACCIO	100%		69%
SNC GREEN YELLOW AJACCIO MEZZAVIA	100%		69%
SNC GREEN YELLOW ANGLET	100%		69%
SNC GREEN YELLOW AVIGNON CAP SUD	100%		69%
SNC GREEN YELLOW BEZERS	100%		69%
SNC GREEN YELLOW CASTRES	100%		69%
SNC GREEN YELLOW CORTE	100%		69%
SNC GREEN YELLOW GAP	100%		69%
SNC GREEN YELLOW GASSIN	100%		69%
SNC GREEN YELLOW JUMBO GRAND LARGE	100%		69%
SNC GREEN YELLOW LE PRADET	100%		69%

36

SNC GREEN YELLOW MONTPELLIER	100%		69%
SNC GREEN YELLOW PAU LONS	100%		69%
SNC GREEN YELLOW PLASANCE DU TOUCH 1	100%		69%
SNC GREEN YELLOW SAUVIAN	100%		69%
SNC GREEN YELLOW ST ANDRE DE CUBZAC	100%		69%
SNC GREEN YELLOW ST CHAMAS	100%		69%
SNC GREEN YELLOW TOULOUSE FENCUILLET	100%		69%
SNC GREEN YELLOW VALS PRES LE PUY	100%		69%
SARL GREENPHOTO	100%	50%	100%
SA HANGARS PHOTOVOLTAIQUES 2010	100%		69%
SA HANGARS PHOTOVOLTAIQUES 2010 N°2	100%		69%
SA HANGARS PHOTOVOLTAIQUES 2011	100%		69%
SA HECIP 14	100%		69%
SA HECIP 7	100%		69%
SA HECIP LOT 6	100%		69%
SA HORIZON ENERGIES	100%		62%
SA NEWSOLAR	100%		69%
SA PHOTOFORT 2009 SORT EN CHALOSSE	84%		58%
SA PHOTOFORT 2009 ST GILLES MENESPLET	88%		61%
SA PHOTOFORT 2010 BOURNEZEAU	82%		57%
SA PHOTOFORT 2010 BRENAC	92%		63%
SA PHOTOFORT 2010 CHAMPAGNE FONTAINE ALBIGN	80%		55%
SA PHOTOFORT 2010 GRUES	79%		54%
SA PHOTOFORT 2010 LISLE EN DODON	84%		58%
SA PHOTOFORT 2010 LUGLON	90%		62%
SA PHOTOFORT 2010 ST ANDRE DE SEIGNANX	80%		55%
SA PHOTOFORT 2010 ST GIRONS EN BEARN	87%		60%
SA PV COLOMINA DEL PRAT 1	100%		69%
SA PV COLOMINA DEL PRAT 2	100%		69%
SA PV COLOMINA DEL PRAT 3	100%		69%
SA RAJADOR ELECTRICITE	100%		69%
SARL SOL 37	100%		100%
SA SOLEQL III	100%		69%
SA SPCP 12	100%		69%
SA SPCP 6	100%		69%

37

SA SPCP 7	100%		69%
SA SPCP 8	100%		69%
SNC TENCOPA	100%		69%
SA TENERGIE PHOENIX 4	100%		69%
SARL TENJUM	100%		69%
SA TENMSV	100%		69%
SA TENPONC	100%		69%
SNC TENQUEN	100%		69%
SA TERRES D'ENERGIE	69%		69%
SA TERRES D'ENERGIE NEWCO 2	100%		69%
SA TERRES D'ENERGIE NEWCO 3	100%		69%
SA TERRES D'ENERGIE NEWCO 4	100%		69%
SA TERRES D'ENERGIE NEWCO 5	100%		69%
SA VALENCE SOLARPHOTON	100%		69%

EN MISE EN EQUIVALENCE	31.12.2018	31.12.2017	% d'intérêts
SA DURANCE TOP CO	35,25%		24%
SAS SOLAIRE DURANCE	100,00%		24%

38

NOTE 4 – Commentaires sur le bilan et le compte de résultat

4.1 Etat des immobilisations incorporelles

En milliers d'euros	Concessions, brevets et droits similaires	Frais de recherche	Total des immobilisations incorporelles
VALEUR BRUTE AU 31.12.18	280	61	361
Variation de périmètre	1 320		1 320
Acquisitions	50		50
Cessions			
Ecart de change			
Autres			
VALEUR BRUTE AU 31.12.17	1 651	61	1 732
Variation de périmètre	5		5
Acquisitions	282		282
Cessions			
Ecart de change	(3)		(3)
Autres			
VALEUR BRUTE AU 31.12.18	1 935	61	2 018
DEPRECIATIONS AU 31.12.18	(237)	(30)	(273)
Variation de périmètre	(1 253)		(1 253)
Dotations	(80)	(16)	(96)
Reprises			
Effets de changes			
Autres			
DEPRECIATIONS AU 31.12.17	(1 570)	(52)	(1 622)
Variation de périmètre	(5)		(5)
Dotations	(61)	(14)	(75)
Reprises			
Effets de changes			
Autres			
DEPRECIATIONS AU 31.12.18	(1 636)	(66)	(1 702)
VALEUR NETTE AU 31.12.18	299	15	314

39

4.2 Etat des immobilisations corporelles

Les immobilisations en cours correspondent aux unités de production en cours de construction.

En milliers d'euros	Unités de Production évaluées à la juste valeur		Terrains	Constructions	Ameublements & autres Immobilisations Corporelles	Immobilisations en cours	Avances et acomptes	Total Immobilisations corporelles
VALEUR BRUTE AU 31.12.16	512 256			4 029	3 242	7 869		527 396
Variation de périmètre	239 762				44	67		239 873
Acquisitions	57 491				223	4 468		62 182
Cessions	(50 979)			(4 029)		(15)		(55 023)
Ecart de réévaluation	44 050							44 050
Effet de changes								
Autres variations	(8 657)				(2 354)	(6 903)		(18 214)
VALEUR BRUTE AU 31.12.17	733 623				1 165	8 486		800 294
Variation de périmètre	413 743				92	(4 630)		409 205
Acquisitions	13 766				489	14 921		29 176
Cessions								
Ecart de réévaluation	499 340							499 340
Effet de changes	(41)							(41)
Autres variations	6 106				(281)	(883)		4 942
VALEUR BRUTE AU 31.12.18	1 726 537				1 455	14 894		1 742 887
DEPRECIATIONS AU 31.12.16	(67 497)				(316)	-		(87 813)
Variation de périmètre	(46 316)							(46 316)
Dotations aux amortissements	(29 160)				(15)			(29 175)
Reprises sur amortissements	17 437							17 437
Dotations								
Reprises de provisions								
Ecart de réévaluation								
Effets de changes								
Autres variations	(1 072)							(1 072)
DEPRECIATIONS AU 31.12.17	(146 608)				(331)	-		(146 939)
Variation de périmètre	(113 234)							(113 234)
Dotations aux amortissements	(35 258)				(134)			(35 391)
Reprises sur amortissements	15 114							15 114
Dotations	(4 364)							(4 364)
Reprises de provisions	275							275
Ecart de réévaluation								
Effets de changes	29							29
Autres variations								
DEPRECIATIONS AU 31.12.18	(284 046)				(465)	-		(284 511)
VALEUR NETTE AU 31.12.17	647 016				834	8 486		653 328
VALEUR NETTE AU 31.12.18	1 442 492				990	14 894		1 458 376

Les immobilisations données en garantie des emprunts s'élevaient à 1 424 151 K€ en juste valeur et à 689 992 K€ en valeur nette comptable.

40

Si les immobilisations réévaluées étaient présentées selon la méthode du coût historique, elles se décomposeraient comme suit :

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
Brut	917 626	484 052
Amortissements	(260 374)	(126 964)
Net	657 252	357 088

Conformément à la méthodologie décrite en note 1.8, la variation du taux d'actualisation d'un demi-point aurait pour conséquence une valorisation des unités de production à la juste valeur de :

- Variation de - 0,5 point : le WACC est égal à 3,50 % et la juste valeur brute est donc égale à 1 496 K€ ;
- Variation de + 0,5 point : le WACC est égal à 4,50 % et la juste valeur brute est donc égale à 1 392 K€.

41

4.3 Autres actifs financiers

En milliers d'euros	Titres non consolidés (actifs à la juste valeur en contrepartie des OCI)	Créances rattachées non consolidées (Prêts et créances)	Autres immobilisations financières (Cautions et DSRA*)	Total Autres actifs financiers
VALEUR BRUTE AU 31.12.16	126	810	16 774	17 710
Variation de périmètre	14		449	463
Augmentations	20	88 275	17 135	105 430
Diminutions	(4 729)	(84 844)	(17 678)	(107 251)
Ecart de réévaluation				
Autres	5 381			5 381
VALEUR BRUTE AU 31.12.17	812	4 241	16 689	21 733
Variation de périmètre	(660)	(188)	1 306	457 829
Augmentations	220	430	2 587	3 237
Diminutions	(241)		(8 361)	(8 601)
Ecart de réévaluation				
Autres		(777)	34	(743)
VALEUR BRUTE AU 31.12.18	132	3 706	12 246	16 083
DEPRECIATIONS AU 31.12.16	-	-	9	9
Variation de périmètre				
Dotations				
Reprises			(9)	(9)
Effets de changes				
Autres				
DEPRECIATIONS AU 31.12.17	-	-	-	-
Variation de périmètre				
Dotations				
Reprises				
Effets de changes				
Autres				
DEPRECIATIONS AU 31.12.18	-	-	-	-
VALEUR NETTE AU 31.12.16	132	3 706	12 246	16 083

* DSRA : Debt Service Reserve Account / Compte de réserve pour le Service dette.

En application d'IFRS 9, le Groupe a choisi de classer les anciens « Autres actifs financiers disponibles à la vente » dans la catégorie « actifs à la juste valeur par OCI » (option) plutôt qu'à la juste valeur par le résultat.

42

4.4 Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises

4.4.1 Titres mis en équivalence

En milliers d'euros	Titres mis en équivalence
TITRES MIS EN EQUIVALENCE AU 31.12.16	(225)
Variation de périmètre	
Résultat de l'exercice	(102)
Cessions	
Ecart de réévaluation	236
Autres	2
TITRES MIS EN EQUIVALENCE AU 31.12.17	(89)
Variation de périmètre	300
Résultat de l'exercice	(155)
Cessions	206
Ecart de réévaluation	
Autres	134
TITRES MIS EN EQUIVALENCE AU 31.12.18	395

43

4.4.2 Informations sur les intérêts détenus dans les sociétés mises en équivalence

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées (entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable) et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la norme IFRS 11 – Partenariats, une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Les intérêts détenus dans les entités significatives sont synthétisés dans le tableau suivant :

En milliers d'euros	SA SA CAPS INVESTISSEMENTS ENERGETIQUES		
	SAS SOLAIRE DU GALION	SAS SOLAIRE DURANCE	
ACTIVITES DES ENTITES STRUCTUREES			
Lieu de l'établissement principal	France	France	France
Activité principale	Holding	Production d'électricité	Holding
Pourcentage de contrôle et droits de vote détenus	35,0%	50,0%	100,0%
Restrictions associées aux intérêts détenus	Néant	Néant	Néant
INFORMATIONS FINANCIERES			
Montant des titres MEE	(229)	318	247
Goodwill			
Montant de la quote part de résultat MEE	(506)	347	
Dividendes reçus			
Chiffre d'affaires			
Dotation aux amortissements			
Pertes de valeur			
Intérêts payés	(171)		
Intérêts reçus	29		
Charges d'impôts	(1 440)	(220)	
Produits d'impôts			
Résultat net des activités poursuivies	(1 602)	694	
Résultat net des activités abandonnées			
Autres éléments du résultat global			
RESULTAT GLOBAL TOTAL	(1 602)	694	
Actifs courants	185	1 444	790
dont trésorerie			
dont équivalents de trésorerie			
Actifs non courants	10 158		
TOTAL ACTIF	10 343	1 444	790
Capitaux propres	(602)	636	701
Passifs courants	1 447	808	89
Passifs non courants	9 498		
TOTAL PASSIF	10 343	1 444	790

44

4.5 Instruments financiers dérivés

En milliers d'euros	31.12.2018		31.12.2017	
	Actifs	Passifs	Actifs	Passifs
Swap de taux d'intérêt (Couverture de juste valeur)				
Contrat de taux à terme (Couverture de flux de trésorerie)		6 776		5 098
Contrat de taux à terme (Hors couverture)		808		720
TOTAL		7 584		5 818
Moins la part non courante des :				
Swap de taux d'intérêt (Couverture de juste valeur)				
Contrat de taux à terme (Couverture de flux de trésorerie)		6 776		5 098
Contrat de taux à terme (Hors couverture)		808		720
TOTAL PART NON COURANTE		7 584		5 818
TOTAL PART COURANTE		-		-

4.6 Stocks et travaux en cours

La ventilation des stocks par nature se décompose comme suit :

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
Matères premières	2 401	1 213
Produits en cours	3 158	1 999
TOTAL STOCK BRUT	5 559	3 212
Dépréciations	(44)	(41)
TOTAL STOCK NET	5 515	3 171

45

4.7 Créances clients et autres créances

Le détail des comptes clients et autres comptes débiteurs se présente comme suit :

En milliers d'euros	31.12.2018		31.12.2017	
	Part échue non dépréciée ou non échue	Part échue dépréciée	Part échue non dépréciée ou non échue	Part échue dépréciée
Créances Clients	29 943	1 794	15 415	500
Dépréciation		(1 794)		(500)
CREANCES CLIENTS NETS	29 943	-	15 415	-
Autres débiteurs	24 814	1 698	16 574	1 693
Dépréciation		(1 698)		(1 693)
Charges constatées d'avance	7 054	-	(14)	-
AUTRES DEBITEURS NETS	31 868	-	16 560	-
Moins partie non courante				
PART COURANTE	61 811	-	31 974	-

Les autres débiteurs comprennent des créances fiscales, sociales et des avances fournisseurs.

Le montant net comptabilisé pour les créances correspond à leur juste valeur.

La totalité des créances est à moins d'un an.

4.8 Trésorerie

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
Trésorerie		118 233
Equivalents de trésorerie		12 374
TOTAL TRÉSORERIE NET	130 607	130 607
RECOUVERTS		(83)
TOTAL TRÉSORERIE NET	130 607	130 524

46

4.9 Capital

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
CAPITAL AUTORISE		
36 171 actions ordinaires d'un montant nominal de 10 €		362
		480
En nombre d'actions	36 171	48 027
CAPITAL SOUSCRIT, APPELÉ & VERSÉ		
A L'OUVERTURE DE L'EXERCICE	48 027	49 782
Émissions contre trésorerie	(11 856)	(1 755)
A LA CLÔTURE DE L'EXERCICE	36 171	48 027
NOMBRE MOYEN D'ACTIONNAIRES ORDINAIRES	42 099	49 500

Toutes les actions de la société donnent droit au même dividende. Toutes les actions émises sont entièrement libérées.

47

4.10 Passifs financiers

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
PASSIFS FINANCIERS NON COURANTS	1 059 262	481 112
Emprunts bancaires financement Projets	994 404	446 897
Autres emprunts bancaires		388
Emprunts obligataires (ORAN)	9 311	7 976
Instruments dérivés	7 384	5 818
Autres dettes financières	57 982	33
PASSIFS FINANCIERS COURANTS	198 392	116 982
Emprunts bancaires financement Projets	82 373	32 905
Autres emprunts bancaires	499	56 669
Emprunts obligataires (ORAN)	30 500	
Autres dettes financières	84 938	28 408
Concours bancaires	83	
TOTAL PASSIFS FINANCIERS	1 257 674	578 094

Les emprunts bancaires ont des échéances comprises entre 2019 et 2038. Ils portent intérêts au taux moyen pondéré annuel de 1,7 % (2017 : 2,8 % ; 2016 : 3,2 % ; 2015 : 5,4 %).

Variation des emprunts :

En milliers d'euros	31.12.2017	Augmentation	Diminution	Juste valeur	Variation périmètre	31.12.2018
Emprunts bancaires financements Projets	479 802	401 073	(192 169)	378 071	1 066 777	
Autres emprunts	56 057		(55 558)		499	
Emprunts obligataires (ORAN)	7 976	31 846	(10)		39 812	
Instruments dérivés	5 818			1 753	13	7 585
Autres dettes financières	28 441	53 977	(58 330)		118 832	142 920
TOTAL EMPRUNTS	578 094	488 896	(308 068)	1 753	496 918	1 257 674

Révisions des passifs financiers par échéances contractuelles intérêts inclus :

	31.12.2018	31.12.2017
Entre 0 et 12 mois	274 576	117 094
Entre 1 et 2 ans	99 230	33 599
Entre 2 et 3 ans	57 971	33 957
Entre 3 et 4 ans	56 265	34 290
Entre 4 et 5 ans	54 711	34 476
Plus de 5 ans	916 866	324 678
TOTAL PAR ECHEANCES	1 419 619	578 094

Pour les emprunts à taux variable, la juste valeur est approximativement égale à la valeur nette comptable.

La juste valeur des emprunts courants est égale à leur valeur comptable, l'impact de l'actualisation étant non significatif.

Tous les emprunts sont en euros.

L'emprunt obligataire est émis pour une durée de 7 ans et est rémunéré à un taux fixe de 5 % par an. Un remboursement de 30 500 K€ est prévu au cours de l'exercice 2019 et le solde sera remboursable à tout moment à l'initiative de l'émetteur en trésorerie ou en instruments de capitaux propres.

48

4.11 Provisions non courantes

En milliers d'euros	31.12.2017	Variation Périmètre/ Correction A nouveau	Dotations	Reprises utilisées	Reprises non utilisées	Ecart de change	31.12.2018
Litiges sociaux	58						58
Risques performance							
Rappel droits et pénalités sur achats de panneaux	2 885			(480)			2 405
Provision IS sur plus-values internes	1 429						1 429
Remises en état	20 269	44		(19 165)			1 148
Provision indemnités retraites		21		11			32
Autres litiges	1 670		196	(605)	(1 067)		194
TOTAL PROVISIONS	26 311	65	196	(20 239)	(1 067)		5 266

4.12 Impôts

En milliers d'euros	31.12.2018		
	Solde	France	Autres
- charge d'impôt exigible	(6 587)		(6 587)
- charge d'impôt différé	3 084		3 084
Total	(3 503)		(3 503)

En milliers d'euros	31.12.2017		
	Solde	France	Autres
- charge d'impôt exigible	(2 932)		(2 932)
- charge d'impôt différé	(2 149)		(2 149)
Total	(5 081)		(5 081)

49

Preuve de l'impôt

Le taux d'impôt sur les bénéfices de la société mère est de 28 %.

En milliers d'euros	31.12.2018	Résultat avant impôts	Impôts	Taux
IMPOTS THEORIQUES		7 304	(2 045)	28,00%
CVAE			(627)	8,59%
Credits d'impôts			75	-1,02%
QP Dividendes frais et charges 1 %			(182)	2,49%
Variation du taux d'IS de 33,33 % à 28 %			(614)	8,40%
Contribution additionnelle 3,3 %			(106)	1,45%
Autres			(4)	0,05%
COMPTES CONSOLIDES		7 304	(3 503)	47,96%

En milliers d'euros	31.12.2017	Résultat avant impôts	Impôts	Taux
IMPOTS THEORIQUES		6 551	(1 834)	28,00%
CVAE			(241)	3,67%
Credits d'impôts			66	-1,00%
Provision IS sur plus-values internes			(167)	2,54%
QP Dividendes frais et charges 1 %			(61)	0,93%
Frais financiers non déductibles			(334)	5,10%
Dépréciation des écarts d'acquisition			(383)	5,82%
Variation du taux d'IS de 33,33 % à 28 %			(2 124)	32,42%
Contribution additionnelle 3,3 %			(33)	0,51%
Autres			30	-0,43%
COMPTES CONSOLIDES		6 551	(5 081)	77,56%

50

Ventilation par nature de sous-jacent

En milliers d'euros	Impôts différés Nets	Centrales évaluées à la juste valeur	Instruments financiers	Actifs courants	Provisions	Dettes courantes	Peres reportées	Total
SOLDE AU 01.01.2017		(51 427)	2 100	(99)	(31)	(2 703)	8 868	(43 292)
Variation des capitaux propres		12 282						12 282
Charge (ou crédit) au résultat		(5 676)	(2 002)	7	(6)	(362)	5 893	(2 146)
Différences de change								
Acquisition de filiales			1 270				1 876	3 146
Cessions filiales								
Autres						155		155
SOLDE AU 01.01.2018		(44 821)	1 368	(92)	(37)	(2 910)	16 637	(29 855)
Variation des capitaux propres		(65 653)						(65 653)
Charge (ou crédit) au résultat		172	(1 001)	(118)	19	(1 395)	5 407	3 084
Différences de change								
Acquisition de filiales		(8 707)	6				1 710	(6 991)
Cessions filiales								
Autres		94			(26)	39		107
SOLDE AU 31.12.2018		(118 915)	373	(210)	(44)	(4 266)	23 754	(99 308)

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
TOTAL IMPOTS DIFFERES NETS	(99 208)	(29 855)
Dont IGA	14 685	5 837
Dont IDP	(113 993)	(35 693)

Variation des impôts différés nets

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
SOLDE NET A L'OUVERTURE	(29 855)	(43 292)
Imputés directement sur les capitaux propres de l'exercice	(65 653)	12 282
Charges ou (produits) de l'exercice	3 084	(2 146)
Acquisitions de filiales	(6 991)	3 146
Cessions de filiales		
Autres	107	155
SOLDE NET A LA CLÔTURE	(99 308)	(29 855)

Il n'y a pas de délai d'imputation des déficits et crédits d'impôt.

Au 31 Décembre 2018, il n'y a pas d'impôts différés actifs non reconnus

51

4.13 Ventilation du chiffre d'affaires

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
Production d'électricité et O&M	82 317	53 093
Autres Prestations de services		92
CHIFFRE D'AFFAIRES	82 317	53 185

4.14 Autres Charges d'exploitation

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
Sous-traitance		1 300
Charges externes		10 299
Impôts et taxes		1 527
AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION	10 146	13 086

4.15 Dotations et Reprises

En milliers d'euros	31.12.2018			31.12.2017		
	Dotations	Reprises	Net	Dotations	Reprises	Net
Amortissements d'exploitation	(35 055)	39	(35 015)	(21 148)		(21 148)
Amortissements de juste valeur	(4 029)		(4 029)	(9 095)		(9 095)
Provisions	(38)	652	614	(30)	345	315
DOTATIONS & REPRIS	(39 121)	691	(38 430)	(30 273)	345	(29 928)

4.16 Autres produits et charges

En milliers d'euros	31.12.2018			31.12.2017		
	Charges	Produits	Net	Charges	Produits	Net
Frais de recherche						
Indemnités perte d'exploitation						
Autres produits et charges	(458)	307	(152)	(46)	69	23
AUTRES PRODUITS ET CHARGES	(458)	307	(152)	(46)	69	23

52

4.17 Produits et charges opérationnels non courants

En milliers d'euros	31.12.2018			31.12.2017		
	Charges	Produits	Net	Charges	Produits	Net
Plus ou moins-values sur cessions d'éléments d'actif	(19 034)	232	(18 802)	(32 834)	8	(32 826)
Dotations et reprises exceptionnelles sur immobilisations	(71)	20 802	20 731		30 445	30 445
Pénalités						
Provisions IS sur cessions de titres						
Autres produits et charges opérationnels non courant	(2 784)	3 381	597	(1 605)	19 228	17 623
TOTAL PRODUITS & CHARGES OPERATIONNELS NON COURANT	(21 889)	24 415	2 526	(34 439)	49 681	15 242

4.18 Résultat financier

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
Intérêts sur emprunts bancaires	(17 852)	(9 869)
Indemnités de remboursement anticipé sur emprunts bancaires	(11 129)	(9 100)
Intérêts sur ORAN		(387)
Intérêts sur comptes courants	(9)	(11)
Juste valeur sur les instruments financiers swaps de taux d'intérêt et couverture à terme		
COUTS DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(29 531)	(19 368)
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placements		
Intérêts sur OCA		
Juste valeur sur les instruments financiers swaps de taux d'intérêt et couverture à terme	3 591	1 491
Profit sur rachat CIC Hors Groupe		
Autres intérêts et produits assimilés	1 262	285
AUTRES PRODUITS FINANCIERS	4 853	1 776
Différences négatives de change		
Autres intérêts et charges assimilés		(711)
AUTRES CHARGES FINANCIERES	(711)	(711)
RESULTAT FINANCIER	(25 389)	(17 592)

53

4.19 Charges de personnel et Effectif

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
Salaires et Traitements	2 834	1 999
Charges Sociales	991	742
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	3 826	2 741

EFFECTIF DU GROUPE (équivalent temps plein)	31.12.2018	31.12.2017
Cadres	32	23
Employés	26	18
TOTAL EFFECTIF	58	41

54

4.20 Etat du résultat global

Les mouvements sur le résultat global se détaillent de la façon suivante :

Autres éléments du résultat global effet impôt	Brut	Impôt	Net
En millions d'euros			
Réévaluation des Centrales à la Juste Valeur	233 947	(65 505)	168 442
Réévaluation des instruments de couverture à la Juste Valeur	(5 344)		(5 344)
Ecart actuariel sur engagements à prestations définies	(21)		6
Ecart de conversion			
TOTAL	228 582	(65 499)	163 083

4.21 Autres éléments du résultat global

Analyse par nature	Autres Réserves	Résultats accumulés	Total Part du Groupe	Part. ne donnant pas le contrôle	Total
En millions d'euros					
Réévaluation des Centrales à la Juste Valeur	168 442		153 327	15 115	168 442
Réévaluation des instruments de couverture à la Juste Valeur	(5 344)		(3 955)	(1 389)	(5 344)
Ecart actuariel sur engagements à prestations définies	(15)		(15)		(15)
TOTAL	163 083	-	149 357	13 726	163 083

Les montants sont présentés net d'impôts.

4.22 Dividendes

En 2018, un dividende de 27,6 € par action a été payé aux actionnaires (soit au total : 1 000 000 €) à la suite de l'affectation du résultat 2017.

55

4.23 Engagements donnés et reçus

Engagements d'investissements et de location simple :

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
Contrats de locations	47 427	35 249
Nantissements	1 066 777	474 673
TOTAL ENGAGEMENTS DONNES & REÇUS	1 114 204	509 923

Les contrats de locations de toitures négociés pour une durée de 20 à 30 ans sont inférieurs à la durée de vie du bien.

Les garanties données concernent essentiellement les dettes financières présentées au bilan consolidé.

La totalité des nouveaux emprunts bancaires – financements de projets souscrits depuis 2016 sont garantis.

En milliers d'euros	Moins d'1 an	1 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Contrats de locations	3 049	12 388	31 990	47 427
Nantissements	82 374	184 442	799 961	1 066 777
TOTAL PAR ECHEANCE	85 423	196 830	831 951	1 114 204

56

4.24 Acquisition d'actifs et regroupement d'entreprises

Lors de l'exercice 2018, le Groupe a procédé à plusieurs acquisitions de filiales. Le tableau ci-dessous résume la rémunération payée par le Groupe ainsi que les actifs acquis et les passifs assumés pour l'ensemble des acquisitions de l'exercice.

Le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

Les acquisitions de l'exercice concernent uniquement des sociétés détenant des centrales photovoltaïques (voir la note 3 pour la liste des entités). Ces opérations ont été traitées en tant qu'acquisition de groupe d'actifs (méthode décrite dans la note 1.4), les écarts entre les justes valeurs des actifs acquis (prix d'acquisition) et les situations nettes retraitées des sociétés ont été intégrés dans la valeur des centrales à date d'acquisition.

En milliers d'euros	
ACTIFS NETS & DETTES	
Immobilisations corporelles	718 531
Actifs financiers	1 517
Stocks	123
Créances clients et autres	18 612
Impôts différés actif	6 595
Trésorerie et équivalents de trésorerie	88 810
Plans de retraite	(44)
Emprunts portant intérêts	(378 071)
Impôts différés passif	(53 677)
Fournisseurs et autres créanciers	(5 717)
Passifs éventuels	(266 273)
TOTAL DES ACTIFS NETS IDENTIFIABLES	130 406
Valorisation de la quote-part acquise	133 554
Ecart d'acquisition	
TOTAL	133 554
CONTREPARTIE TRANSFEREE	
Trésorerie	(11 671)
Complément de prix	
TOTAL DE LA CONTREPARTIE TRANSFEREE	(11 671)
TOTAL DES SUR-VALEURS GENEREES PAR LES ACQUISITIONS AU 31.12.2018	121 883

57

4.25 Parties liées

Le Groupe est contrôlé par les sociétés GUSTAVIA CONSULTING SARL et CAPELAN SAS qui détiennent conjointement 81,11 % du capital.

Les transactions suivantes ont été réalisées avec des parties liées :

En milliers d'euros	31.12.2018	31.12.2017
ACHATS DE BIEN & SERVICES	(165)	(290)
Entreprises associées		
Holdings	(165)	(290)
Membre de la famille		
Entreprises contrôlées par les principaux dirigeants		
VENTES DE BIEN & SERVICES	1 392	597
Entreprises associées		
Holdings	1 392	550
Membre de la famille		38
Entreprises contrôlées par les principaux dirigeants		
CRÉANCES & DETTES A LA CLÔTURE	(22 567)	(7 922)
CRÉANCES	1 860	523
Entreprises associées		
Holdings	1 860	505
Membre de la famille		18
Entreprises contrôlées par les principaux dirigeants		
DETTES	(24 427)	(8 445)
Entreprises associées		
Holdings	(24 427)	(8 445)
Membre de la famille		
Entreprises contrôlées par les principaux dirigeants		

Les achats et les ventes de biens et de services sont réalisés au prix de marché, remisés pour tenir compte des volumes et des relations entre les parties.

Les créances proviennent essentiellement de la vente de centrale et sont payables à court terme.

Les dettes proviennent essentiellement de l'emprunt obligataire (obligations convertibles) et sont payables au terme de l'emprunt.

Aucune charge n'a été constatée pour créance irrécouvrable pour des montants dus par des parties liées.

Le chiffre d'affaires est réalisé en France.

NOTE 5 - Evénements postérieurs à la clôture

Depuis la clôture de l'exercice 2018, TENERGIE a poursuivi ses activités de construction pour compte propre et de rachat de centrales de production d'énergie renouvelable, principalement dans le solaire photovoltaïque :

Mises en service successives de 62 centrales photovoltaïques en toiture, pour une puissance cumulée de 8 MWc ;

Acquisition en février 2019 de 6 nouvelles sociétés détenant 4 centrales photovoltaïques pour une puissance cumulée de 31 MWc.

58

59

Arteparc Meyreuil - Bâtiment A
Route de la Côte d'Azur
13590 Meyreuil

Tel : 04 42 28 72 95
Fax : 04 42 51 32 71
www.tenergie.fr



Toiture photovoltaïque 5 MWc, Mirande (Gers)